

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу

На правах рукопису

ВОЛИНСЬКИЙ ДМИТРО АНДРІЙОВИЧ

УДК 622.691.4

ПРОГНОЗУВАННЯ НЕСТАЦІОНАРНИХ ПРОЦЕСІВ У СКЛАДНИХ
ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМАХ ВЕЛИКОЇ ПРОТЯЖНОСТІ

Спеціальність 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник
докт.техн.наук, професор
Тимків Дмитро Федорович

Івано-Франківськ – 2016

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ	10
1.1 Європейська та Вітчизняна газопровідні системи постачання газу	10
1.2 Характеристика сучасного стану газотранспортної системи України	14
1.3 Аналіз літературних джерел за даною тематикою	20
1.4 Постановка основних завдань і напрямки дослідження	38
РОЗДІЛ 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕРМОГАЗОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ У СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМАХ, ЇХ МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ ТА МЕТОДИ РЕАЛІЗАЦІЇ	40
2.1 Закони руху газу в трубопроводах та їх аналіз	41
2.2 Методи реалізації математичних моделей	56
2.3 Агрегативно-імітаційний метод реалізації математичних моделей для складних газотранспортних систем	72
2.4 Системний підхід до дослідження режимів роботи складних газотранспортних систем	82
2.5 Висновки по другому розділу	87
РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДЖЕННЯ НЕПРОЕКТНИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ	88
3.1 Аналіз неprojektних режимів і постановка крайових задач	88
3.2 Аварійні відключення ділянок лінійної частини газопроводів	95
3.3 Нестационарні процеси, викликані появою шляхових відборів або аварійних витоків	101
3.4 Висновки по третьому розділу	105

РОЗДІЛ 4 РОЗРОБКА МЕТОДОЛОГІЇ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ У НЕШТАТНИХ СИТУАЦІЯХ	107
4.1 Математичне моделювання складних газотранспортних систем	107
4.2 Математичне моделювання нестационарного потоку газу в нитці магістрального газопроводу й алгоритм розрахунку	111
4.3 Математичний опис характеристик компресорних станцій і алгоритм розрахунку параметрів на виході	127
4.4 Висновки по четвертому розділу	133
ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ	135
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	137
ДОДАТКИ	147

ВСТУП

Актуальність теми. На сьогодні Україна є одним із найбільших транзитерів природного газу. Її географічне розташування поміж основними газовидобувними регіонами Російської Федерації та Середньої Азії та країнами Європейського Союзу, які демонструють значні обсяги споживання цього ресурсу, та наявна потужна система транзитних газопроводів, з'єднаних із магістральними газопроводами всіх сусідніх держав, також наявність величезного комплексу підземних сховищ газу, дозволяють бути ключовим гравцем у бізнесі блакитного палива. Завдяки розгалуженій мережі газопроводів Україна здійснює транзит російського природного газу до 18 країн Європи.

Оскільки трубопроводи є найзручнішим і найбезпечнішим способом транспортування природного газу, то для них вимоги безперебійної роботи є надзвичайно важливі, оскільки постачання газу здійснюється у великому об'ємі на значні відстані. Характерною особливістю магістральних газопроводів є неусталений процес руху газу. Його тиск і витрата змінюються по довжині трубопроводу й у часі в результаті нерівномірного споживання та відбору, включення та виключення компресорних станцій, перекриття запірної арматури, появи аварійних витоків газу тощо.

Основна функція системи газопостачання – це забезпечення споживача природним газом згідно заздалегідь визначеного графіку постачань. Складність даного завдання полягає в тому, що графік постачань нерівномірний у часі, тоді як сама газотранспортна система (ГТС) є досить протяжною і час її реакції на зміни, що відбуваються, майже завжди набагато більший, ніж періодичність цих змін.

Однак, через велику протяжність та інерційність ГТС має великі внутрішні резерви, які можна вміло використовувати, заощаджуючи при цьому ресурси.

Інше завдання забезпечення надійності безпосередньо пов'язане з виникненням нештатних ситуацій. Наприклад, припинення відбору газу споживачем або аварія на лінійній ділянці газопроводу.

Варто зауважити, що проблема старіння газопроводів і компресорних станцій набуває все більшого значення з кожним роком, у результаті чого можливе значне скорочення транспортування природного газу державною мережею трубопроводів. Тому, беручи до уваги вище сказане, підвищення ефективності роботи ГТС України є першочерговим завданням у рамках її модернізації та переоснащення згідно з національною концепцією.

Деякі заходи впроваджено в експлуатацію газотранспортної системи України. Одними з найбільш важливих компонентів цих заходів є прогнозування нестационарних процесів, які можуть спричинити нештатні або аварійні режими роботи ГТС.

Забезпечення надійної експлуатації магістральних газопроводів є однією з найважливіших загальнодержавних задач, оскільки аварії трубопроводів можуть спричинити величезні економічні й екологічні збитки народному господарству.

Комплексність державної газотранспортної мережі висуває додаткові вимоги до умов її експлуатації. Безвідмовна робота газопроводу в заданому гідравлічному режимі потребує узгодженості всіх елементів мережі, особливо, при виникненні тієї чи іншої нештатної ситуації. Різне збільшення чи зменшення відбору газу зумовлює неусталеність його течії трубопроводом; до аналогічних наслідків призводить зменшення або збільшення підкачування газу, раптове включення чи виключення компресорних станцій.

Перехідні режими роботи магістрального трубопроводу супроводжуються зміною основних його параметрів, зокрема, тиску, що призводить до порушення нормальної роботи всієї системи.

Значна частина газопроводів працює при неізотермічній течії газу і це також необхідно враховувати при виборі режиму експлуатації газопроводу.

Газотранспортний комплекс ПАТ «Укртрансгаз» є унікальним, адже виконує не лише транспортну функцію, а й газозбірну та газорозподільну. Тому при оптимізації його роботи необхідно враховувати багато факторів, які, в свою чергу, призводять до зміни режимів транспортування газу. Багато з них можуть спричинити аварійні ситуації. Тому проблему прогнозування нестационарних процесів, викликаних будь-якими нештатними ситуаціями, й оптимізації режимів роботи газотранспортних магістралей України слід вважати однією з першочергових задач, оскільки вони нерозривно пов'язані з підвищенням надійності ГТС.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота носить науково-прикладний характер і входить у комплекс тематичних планів НАК «Нафтогаз України», спрямованих на підвищення надійності експлуатації та ефективності газотранспортного комплексу і окреслених Національною програмою «Концепція розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України на 2009 – 2015 рр.».

Мета і задачі дослідження. Дослідження характеру неусталених газодинамічних процесів у складних системах магістральних газопроводів на основі математичного моделювання з удосконаленням новітніх схем реалізації моделей і розробка рекомендацій щодо покращення умов функціонування складних ГТС.

Вказана мета досягається реалізацією наступних завдань:

1. Виконати аналітичні дослідження термогазодинамічних процесів у складних газотранспортних системах великої протяжності та встановити закономірності розподілу параметрів потоку природного газу.
2. Дослідити та проаналізувати нестационарні режими руху газу у складних ГТС при різних режимах її роботи.
3. Розробити метод для підвищення точності розрахунків при математичному моделюванні роботи складних магістральний газопроводів.

4. Удосконалити методологію керування режимами роботи газотранспортних систем при нештатних ситуаціях.

Об'єкт дослідження. Складні системи газотранспортних магістралей великої протяжності.

Предмет дослідження. Стаціонарні та нестаціонарні неізотермічні процеси в газотранспортних системах.

Методи дослідження. В роботі використано методи математичного моделювання нестаціонарних процесів у магістральних газопроводах, інтегральні перетворення, теорію узагальнюючих функцій, кінцево-різницеві методи, згладжування та диференціювання диспетчерських даних, агрегативно-імітаційний метод. Для отримання числових результатів досліджень застосовувались сучасні комп'ютерні технології.

Положення, що виносяться на захист – конкретизація закономірностей протікання нестаціонарних процесів у складних газотранспортних системах, пов'язаних із виникненням нештатних та аварійних ситуацій.

Наукова новизна полягає в оптимальному керуванні режимами роботи складної газотранспортної системи на базі комплексних теоретичних і експериментальних досліджень, які проводились вперше:

1. Запропоновано для використання при математичному моделюванні нестаціонарних процесів у магістральних газопроводах нову кінцево-різницеву схему, що дозволяє отримати більш точні та згладжені результати по довжині трубопроводу і, відповідно, більш адекватно реагувати на перехідні процеси у системі.

2. Конкретизовано закономірності протікання нестаціонарних режимів роботи складної газотранспортної системи з урахуванням відборів і підкачок газу, а також при аварійній зупинці лінійної ділянки магістрального трубопроводу.

3. Розроблено методику моделювання неусталених режимів руху газу в газопроводі з урахуванням запропонованої кінцево-різницевої схеми та

сучасних рівнянь для визначення термодинамічних властивостей природного газу.

Практичне значення одержаних результатів.

Практична значимість проведених наукових і експериментальних досліджень полягає в удосконаленні методів математичного моделювання та, відповідно, керування складними ГТС при можливих нештатних ситуаціях чи аваріях. Досліджено характер перехідних процесів при зупинці лінійної ділянки газопроводу внаслідок аварії, при появі шляхових відборів і зміні їх величини. Дана методика реалізована в алгоритмі («Розрахунок нестационарного режиму трубопроводу») і програмі («Прогнозування нестационарності»), які впроваджені на підприємствах ПАТ «Укртрансгаз».

Особистий внесок здобувача:

1. Здійснено порівняльний аналіз щодо точності визначення густини природного газу та його термодинамічних властивостей за основними відомими рівняннями стану. Відзначено важливість врахування компонентного складу транспортованого газу при надвисоких тисках [1-4].

2. Проаналізовано та встановлено, що стан внутрішньої поверхні трубопроводу значно впливає на характер нестационарних процесів у газопроводах. Проте, оскільки його фізичне моделювання не є ефективним, тому запропоновано за допомогою математичного моделювання термогазодинамічних процесів проводити статистичну ідентифікацію похибки визначених параметрів тиску та витрати в процесі експлуатації газопроводу для ефективного контролю за станом його внутрішньої поверхні [5].

3. Досліджено закономірності протікання нестационарних процесів у протяжних газопроводах, викликаних різними непроекtnими режимами роботи чи аваріями. За результатами зроблено рекомендації щодо їх експлуатації у таких випадках. Виявлено значний вплив місця розташування витоків чи відбору газу на період його виявлення та на швидкість зміни режиму руху газу в трубопроводі [6].

4. За результатами проведених досліджень різних режимів роботи магістральних газопроводів створено математичні моделі та запропоновано методи й алгоритми їх реалізації [7, 8].

Апробація результатів дисертації. Основні результати дисертаційної роботи доповідались:

– на Міжнародній конференції «Drilling-Oil-Gas. Future of oil and gas industry» (Краків, 2015);

– на Международной научно-технической конференции «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта» (Новополоцк, 2014);

– на Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт-2013» (Уфа, 2013);

– на Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика 2013» (Івано-Франківськ, 2013);

– на науковому семінарі кафедри спорудження та ремонту нафтогазопроводів і нафтогазосховищ (Івано-Франківськ, 2015);

– на розширеному семінарі за спеціальністю 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища (Івано-Франківськ, 2015).

Публікації. По темі дисертації опубліковано 9 друкованих робіт; із них 5 у фахових виданнях, 2 статті одноосібні та 1 у іноземному виданні.

Обсяг роботи. Дисертація містить вступ, 4 розділи, підсумкові висновки, перелік використаних джерел, що складається зі 106 найменувань, 11 таблиць, 15 рисунків і додатків. Основний зміст роботи викладено на 136 сторінках тексту.

РОЗДІЛ 1

ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ

1.1 Європейська та вітчизняна газопровідні системи постачання газу

З допомогою систем транспортування та розповсюдження природного газу здійснюється його перекачування від місць його покладів чи зберігання до місць його застосування, таких як заводи, виробничі потужності та кінцевий споживач – фізична особа. В зв'язку зі складністю зберігання природного газу існують різні методи його транспортування, серед яких основними є газопроводи, а також його транспортування в зрідженому або стиснутому стані.

Останнім часом проводиться інтенсивна робота різними компаніями з розвідки покладів природного газу на планеті. У таблиці 1.1 представлено значення доведених запасів основних країн-виробувачів Євразійського континенту [9, 10].

Таблиця 1.1 – Доведені запаси природного газу у країнах Європи та Євразії, млрд. м³

Країна	2011	2012	2013	2014
Азербайджан	1310	1317	1317	1317
Данія	105	101	95	79
Німеччина	98	87	80	57
Італія	64	66	62	59
Казахстан	1950	1950	1950	1950
Нідерланди	1390	1304	1230	1161
Норвегія	2819	2762	2685	2631
Польща	98	93	88	85
Румунія	606	595	109	182
Російська Федерація	46000	46000	48676	48914
Туркменістан	8340	10000	10000	10000
Україна	990	969	969	969
Великобританія	292	256	253	246
Узбекистан	1682	1661	1661	1661

На сьогодні природний газ є надзвичайно необхідним для розвитку економіки великих держав. Хоча за останні роки спостерігається зменшення його споживання, проте ситуація у Європі при рості її економіки говорить тільки про те, що країни Євросоюзу диверсифікують джерела постачання природного газу. Так, за статистичними даними [9, 11] у 2012 році Європа скоротила постачання російського газу з 24 % до 23 %, при цьому за прогнозами [12] до 2030 Росія збереже та посилить своє місце у ролі країни-експортера газу. З рисунку 1.1 видно наскільки розвинутою є система газопроводів для транзиту газу в країни Євросоюзу.

У таблиці 1.2 представлені дані про експорт газу з Росії до Європи за 2013 і 2014 роки [12].

Таблиця 1.2 – Постачання газу до країн Європейського Союзу

Країна	Росія	
	2013 р., млрд. м ³	2014 р., млрд. м ³
Австрія	5,22	5,23
Болгарія	2,53	2,8
Великобританія	8,11	12,54
Греція	2,5	2,62
Данія	0,33	0,34
Естонія	0,67	0,3
Італія	15,08	25,32
Латвія	1,72	2,5
Литва	3,32	4,8
Нідерланди	2,31	2,13
Німеччина	33,0	40,15
Польща	9,94	9,79
Румунія	2,17	1,19
Словаччина	4,19	5,42
Словенія	0,5	0,53
Угорщина	5,29	5,97
Фінляндія	3,75	3,54
Франція	8,04	8,17
Чеська Республіка	7,28	7,32



Рисунок 1.1 – Схема газопроводів Європи та Євразії

Як Європейський Союз, так і Росія є залежними від існуючих магістральних газопроводів. На даний час існують чотири маршрути доставки газу в країни Європи – це прямі газопроводи до Фінляндії та країн Балтики, «Північний потік» до Німеччини та транзитні газопроводи через Білорусію й Україну (рисунок 1.2). На даний час потужності всіх чотирьох маршрутів значно перевищують об'єми транспортування. В 2013 році через Україну до країн ЄС було експортовано 56,7 % російського газу, не враховуючи експорт до Балтики (таблиця 1.3).

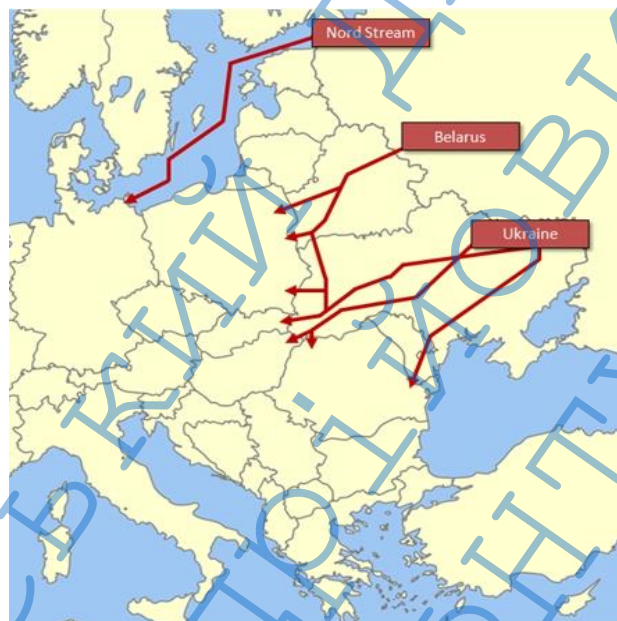


Рисунок 1.2 – Основні маршрути експорту російського газу до Європи

Таблиця 1.3 – Пропускна спроможність і загальний обсяг постачання газу через «Північний потік», Білорусію й Україну з Росії до країн ЄС

Маршрут транзиту	Вхідна точка ЄС	Пропускна спроможність, млрд. м ³	Загальний експорт, 2012 р.	Загальний експорт, 2013 р.	Експорт, травень 2013 р.
«Північний потік»	Німеччина	55,0 (19,7 %)	11,3 (9,2 %)	23,5 (16,5 %)	2,1 (17,4 %)
Білорусь	Польща	41,3 (14,8 %)	31,7 (26,0 %)	37,0 (25,9 %)	3,3 (28,1 %)
Україна	Угорщина, Польща, Румунія,	182,9 (65,5 %)	78,8 (64,7 %)	82,3 (57,6 %)	6,5 (54,5 %)

У таблиці 1.4 представлено частки українського транзиту газу при його імпорті деякими країнами Центральної та Південно-Східної Європи [13].

Таблиця 1.4 – Частка українського транзиту в імпорті російського газу деякими країнами Європейського Союзу

Країна	Імпорт через Україну в травні 2014 р., млн. м ³	Загальний імпорт в травні 2014 р., млн. м ³	Частка українського транзиту в імпорті, %
Австрія	14,30	14,30	100
Болгарія	7,90	7,90	100
Греція	6,56	9,44	69,5
Італія	83,87	172,74	48,6
Польща	13,83	31,53	43,9
Румунія	4,96	4,96	100
Словаччина	14,84	14,84	100
Словенія	3,16	3,16	100
Угорщина	21,48	21,48	100
Хорватія	3,96	3,96	100
Чеська Республіка	11,19	27,59	40,6
Середнє значення	16,91	28,35	82,1

1.2 Характеристика сучасного стану газотранспортної системи України

Сьогодні Україна є найбільшим транзитером природного газу. Її географічне розташування між основними газовидобувними регіонами Російської Федерації та Середньої Азії з їх найбільшими у світі покладами природного газу та країнами Європейського Союзу, які демонструють значні обсяги споживання цього ресурсу, з наявною потужною системою транзитних газопроводів, з'єднаних з магістральними газопроводами всіх сусідніх держав, наявністю величезного комплексу підземних сховищ газу, дозволяє бути ключовим гравцем на ринку природного газу. Завдяки своїй розгалуженій мережі газопроводів Україна здійснює транзит російського газу до 18 країн Європи: Австрії, Болгарії, Боснії, Греції, Італії, Македонії, Молдови, Румунії,

Німеччини, Польщі, Сербії, Словаччини, Словенії, Угорщини, Франції, Туреччини, Хорватії та Чехії [13, 14].

Газотранспортна система України належить до паливно-енергетичного комплексу. Провідним і одним з найбільших підприємств, що здійснює його управління, є НАК «Нафтогаз України». ПАТ «Укртрансгаз», що входить до складу НАК «Нафтогаз України», є основним оператором газотранспортної системи України. До складу ПАТ «Укртрансгаз» входить 14 структурних підрозділів на правах філій, виробничі об'єкти яких знаходяться в усіх областях України [14]. Серед них шість управлінь магістральних газопроводів (УМГ), будівельно-монтажна фірма, виробниче ремонтно-технічне підприємство, управління зв'язку, науково-дослідний і проектний інститут та ін.

Основною складовою газотранспортної системи ПАТ «Укртрансгаз» є мережа магістральних газопроводів і газопроводів-відгалужень, що являє собою технологічний комплекс безперервного робочого режиму. Загальна довжина газопроводів, що експлуатуються компанією, становить 38,55 тис. км. Загальна характеристика ГТС України наведена у таблиці 1.5, а карта основних магістральних газопроводів представлена на рисунку 1.3.

Таблиця 1.5 – Основні характеристики ГТС України

Параметри ГТС	Одиниця виміру	Кількість
Довжина газопроводів, всього в т.ч.		38,55
– магістральних газопроводів	тис. км	22,16
– газопроводів-відгалужень		16,39
Пропускна здатність ГТС:		
– на вході	млрд. м ³ /рік	287,7
– на виході		178,5
Компресорні станції (КС)	шт.	72
Компресорні цехи	шт.	110
Газоперекачувальні агрегати	шт.	702
Потужність компресорних станцій	МВт	5443
Підземні сховища газу (ПСГ)	шт.	12
Загальна активна місткість ПСГ	млрд. м ³	31
Газорозподільні станції (ГРС)	шт.	1455



Рисунок 1.3 – Карта магістральних газопроводів газотранспортної системи України

Основною функцією ГТС України є надійне забезпечення газом внутрішніх споживачів і безперебійний транзит природного газу до споживачів з країн Європи.

Надзвичайно важливим етапом у процесі транзиту газу є вимірювання його обсягів, які надходять у газотранспортну систему України і передаються споживачам у Європі. Дану роботу виконують газовимірювальні станції (ГВС), оснащені високоточними автоматичними приладами вимірювання витрат газу. Вимірювання обсягів газу та показників його якості на вході в українську ГТС здійснюють 12 ГВС, а на її виході – 11. На останніх ведеться облік газу, що транспортується до країн Європи, в тому числі до країн Балканського регіону. Природний газ із Росії та Білорусії надходить на такі основні ГВС, розташовані на українському кордоні, як Сохранівка, Писарівка, Серебрянка, Валуйки, Суджа, Мозир, Кобрин.

Основні види діяльності ПАТ «Укртрансгаз»:

- 1) постачання природного газу споживачам України;
- 2) транзит природного газу через територію України до країн Західної та Центральної Європи;
- 3) зберігання природного газу в підземних сховищах;
- 4) експлуатація, реконструкція та сервісне обслуговування магістральних газопроводів і об'єктів на них та ін.

Компанія володіє однією з найбільш розвинутих у Європі мережею підземних сховищ газу (ПСГ), яка є невід'ємною технічною складовою газотранспортної системи України. До її складу входить 12 ПСГ загальною активною місткістю 31 млрд. куб. м. Сховища мають надзвичайно важливе значення для безперебійного та раціонального забезпечення внутрішніх споживачів природним газом, а саме допомагають нівелювати значні сезонні та добові коливання в його споживанні. Також одним із основних їх завдань є забезпечення надійного транзиту газу територією України до країн Європи та створення довгострокових резервів газу на випадок виникнення нештатних ситуацій.

На рисунку 1.4 представлена карта з основними напрямками транспортування природного газу територією України і відповідними їм проектними та фактичними показниками транзиту протягом 2007-2014 років, а у таблиці 1.6 власне наведені виробничі показники ПАТ «Укртрансгаз», де подана динаміка зміни споживання й обсягів транзиту газу через Україну.

Таблиця 1.6 – Виробничі показники ГТС України за 2008-2014 роки

Показники діяльності	2008 р., млрд. м ³	2009 р., млрд. м ³	2010 р., млрд. м ³	2011 р., млрд. м ³	2012 р., млрд. м ³	2013 р., млрд. м ³	2014 р., млрд. м ³
Обсяг транспортованого газу	180,9	181,1	137,5	148,5	151,8	133,9	130,5
Обсяг газу для виробничо-технологічних потреб	5,1	5,2	3,7	4,5	4,2	3,0	3,4
Закачування газу в ПСГ	17,8	15,7	10,6	13,1	10,6	13,4	11,6
Відбір газу з ПСГ	13,2	11,9	14,3	14,4	15,8	14,7	12,7
Обсяг товарного газу	176,2	177,1	141,1	149,9	156,9	133,9	130,5
Транзит через територію України, всього	115,2	119,6	95,8	98,6	104,2	84,3	86,1
В країні Західної Європи	112,1	116,9	92,8	95,4	101,0	81,2	83,7
В країні СНД	3,1	2,7	2,9	3,2	3,0	3,0	2,4

Основними транзитними напрямками газотранспортної системи України є і залишаються магістральні газопроводи «Союз», «Прогрес», Уренгой-Помари-Ужгород і система газопроводів Єлець-Курсь-Кременчук-Кривий Ріг, Ананьїв-Тираспіль-Ізмаїл, Долина-Ужгород-Держкордон, Київська система

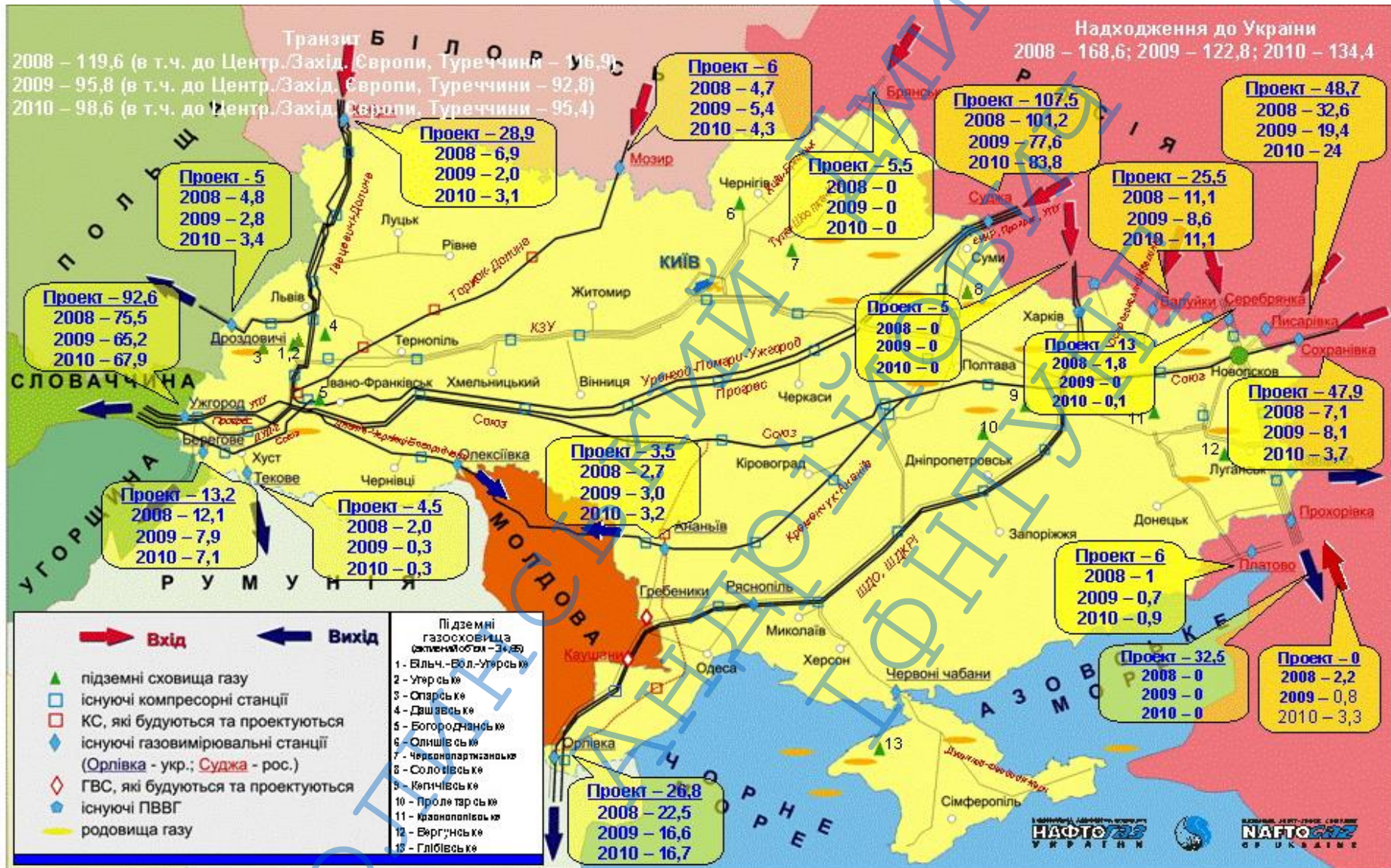


Рисунок 1.4 – Проектні та фактичні обсяги транспортування природного газу газотранспортною системою

України 2008-2014 роки, млрд. м³

газопроводів через газовимірювальні станції Ужгород, Берегово, Дроздовичі, Орловка та Теково.

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

Задля збереження конкурентоспроможності та привабливості ГТС України для експортерів газу розроблені й упроваджуються програми реконструкції компресорних станцій, лінійної частини, газорозподільчих і газовимірювальних станцій. Ці програми необхідні для підтримки параметрів газотранспортної системи України на сучасному світовому рівні. На сьогодні пріоритетом розвитку ГТС України є зміцнення транзитного потенціалу.

У зв'язку з цим планується здійснити модернізацію та реконструкцію системи для підвищення безпеки та надійності транспортування газу. Пріоритетними завданнями модернізації та реконструкції об'єктів ГТС України є:

- підтримання проектних параметрів основних транзитних газопроводів;
- підвищення надійності транспортування природного газу країнам-імпортерам;
- впровадження сучасних технологій для підвищення ефективності роботи ГТС;
- зменшення впливу на навколишнє середовище.

1.3 Аналіз літературних джерел за даною тематикою

Дослідженням режимів роботи газопроводів присвячено ряд наукових праць як вітчизняних науковців, так і вчених країн близького та далекого зарубіжжя. Це результати досліджень С. А. Бобровського [15, 16], В. Я. Грудза [17, 18], В. І. Чернікіна [19, 20], І. А. Чарного [21, 22], І. Е. Ходановича [23],

С. Т. Щербакова [24], Є. І. Яковлева [25-28], Е. Л. Вольського [29], П. М. Дранчука [30], В. Л. Стрітера [31, 32], А. Д. Ошядача [33, 34] й інших. У цих роботах подано методи розрахунку нестационарних режимів роботи газопроводів, розв'язання обернених задач, методи розв'язку диференціальних рівнянь у часткових похідних, що описують основні закони руху газу в трубопроводі, прогнозування часу та параметрів нестационарного процесу.

Для будь-якого технологічного об'єкту існує набір параметрів, показників чи інших величин, які його характеризують. Поняття надійності передбачає, що значення всіх або частини цих величин із часом не виходять за заздалегідь визначені межі, в рамках яких технологічний об'єкт гарантовано виконує свої функції.

Основна функція єдиної системи газопостачання, включаючи ГТС, – це забезпечення споживача природним газом відповідно до заздалегідь визначеного графіку поставок. Складність даного завдання полягає в тому, що графік поставок нерівномірний у часі, тоді як сама газотранспортна система є досить протяжною і час її реакції на зміни, що вносяться, майже завжди набагато більший, ніж періодичність цих змін.

Фактично, ГТС ніколи не працює в стаціонарному режимі. Через нерівномірності графіку постачання газу, відповідно, змінюються керуючі впливи на елементи ГТС.

Однак, через велику протяжність і інерційність газотранспортна система має великі внутрішні резерви, які можна вміло використовувати, заощаджуючи при цьому ресурси. Одним із таких резервів є запас газу в трубах. Залежно від величини добової нерівномірності постачання, характеристик і режиму роботи ГТС часто буває неможливо вирішити завдання забезпечення споживача відповідно до контрактних зобов'язань.

При цьому використання внутрішніх резервів системи повинно бути заздалегідь прораховано, для уникнення позаштатних ситуацій.

Інше завдання забезпечення надійності безпосередньо пов'язане з виникненням саме позаштатних ситуацій. Наприклад, раптове припинення відбору газу споживачем чи аварія на лінійній ділянці газопроводу.

В цих випадках необхідно оцінити запас часу, який є в оператора для прийняття рішення; об'єм газу, який можна закачати у трубопровід; час, протягом якого споживач може припинити відбір газу без небезпеки для газотранспортної системи.

Для секційних газопроводів ризики при виникненні подібної ситуації підвищуються. Необхідно розрахувати максимальне значення запасу газу, що не призведе при повній зупинці газопроводу до його руйнування.

Однак, забезпечення надійності полягає не тільки в чіткій відповідності графікам постачання газу. Повинні дотримуватися не лише технічні, але й екологічні норми. Так, наприклад, для морського газопроводу важливо, щоб температура газу в трубі не виходила за певні обмеження. Таким чином, не всі можливі режими функціонування лінійної ділянки будуть надійні з точки зору виконання цієї вимоги.

Основними параметрами, що визначають надійність функціонування ГТС, є максимальний і мінімальний тиск у трубопроводі, мінімальна та максимальна температура газу та запас газу.

Забезпечення надійності та безпеки функціонування безпосередньо залежить від правильності вирішення наступних завдань:

- розрахунок запасу газу в будь-який момент часу та розрахунок тиску, встановленого в лінійній частині, якщо в цей момент часу припинити подачу та відбір газу одночасно;
- розрахунок запасу газу в будь-який момент часу при припиненні відбору, заповненні трубопроводу, максимальне значення кількості газу в трубопроводі, час заповнення;
- розрахунок спорожнення трубопроводу, збільшення відбору газу при збереженні подачі, максимальний час спорожнення, протягом якого можна не застосовувати керуючі дії;

– розрахунок можливості забезпечення заданої нерівномірності постачання при обмежених ресурсах, почергові спорожнення та заповнення газопроводу;

– розрахунок параметрів потоку при стаціонарних і нестаціонарних режимах для перевірки виконання технічних умов безпечного та надійного функціонування газопроводу.

Всі вище перераховані технологічні постановки завдань вирішуються шляхом моделювання параметрів потоку та пов'язані з математичними постановками задач для системи диференціальних рівнянь (1.1) [35-39].

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial t}(\rho v) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v^2) + \frac{\partial P}{\partial x} + \rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| = 0 \\ \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\rho \varepsilon^{(num)} + \rho \frac{v^2}{2} + \rho g H \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h^{(num)} + g H \right) \right) = \frac{4}{d} K_{cp} (T - T_0), \quad (1.1) \\ h^{(num)} = \varepsilon^{(num)} + \frac{P}{\rho} \\ h^{(num)} = \frac{1}{M} h(P, T) \\ \rho = \rho(P, T) \end{array} \right.$$

де ρ – густина природного газу, кг/м³;

v – швидкість газу в точці газопроводу, що розглядається, м/с;

P – абсолютний тиск природного газу в заданій точці газопроводу, МПа;

α – кут між твірною труби та горизонталлю, радіан;

d – внутрішній діаметр труби, мм;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору ділянки газопроводу;

$\varepsilon^{(num)}$ – питома внутрішня енергія газу, Дж/кг;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

H – висота точки газопроводу, що розглядається, над рівнем моря, м;

$h^{(num)}$ – питома ентальпія газу, Дж/кг;

K_{cp} – середній на ділянці коефіцієнт загальної теплопередачі від газу до навколишнього середовища, Вт/м²·К;

T – температура природного газу в заданій точці газопроводу, К;

T_0 – розрахункова температура навколишнього середовища, К;

M – молярна маса природного газу, кг/моль;

h – молярна ентальпія газу, Дж/моль.

Моделюванням газопроводів займалося багато науковців. Для спрощення аналізу вважалося, що рух газу в трубопроводі є стаціонарним. Хоча, за певних умов моделювання за ustalеним режимом дає хороші результати, проте є багато ситуацій, коли це призводить до неприйнятних результатів. Коливання значень споживання, а також некоректна чи несвоєчасна робота запірної арматури, компресорів і регуляторів тиску чи будь-якого іншого обладнання газопроводів, спричиняють порушення режиму у трубопроводі.

Очевидно, що аналіз нестаціонарних режимів пов'язаний із залежністю змінних від часу та простору на відміну від стаціонарних, де змінні залежать тільки від простору. Дослідження багатьох нестаціонарних явищ дає змогу операторам контролювати зміни параметрів руху газу, його тиску, температури та витрати, забезпечуючи надійну та безперебійну роботу газотранспортної системи.

Для моделювання одновимірних нестаціонарних потоків у газопроводах необхідно одночасно розв'язувати рівняння нерозривності, імпульсу й енергії. Це створює систему нелінійних рівнянь із частковими похідними, які є досить складними та громіздкими. Сьогодні існує чимало традиційних числових методів для симуляції одновимірного нестаціонарного потоку, серед них метод характеристик, явні та неявні кінцево-різницеві схеми, метод кінцевих об'ємів та ін. [24, 25].

При цьому, визначення втрат тиску на тертя по довжині потоку – найважливіше завдання, що виникає при гідравлічному розрахунку трубопроводів усіх видів, а особливо, при перекачуванні газу на далекі відстані.

Враховуючи, що втрати тиску нерозривно пов'язані з профілем швидкостей, для точного вирішення цього завдання необхідно встановити закон розподілу швидкостей по перетину потоку. Разом із тим, питання про розподіл швидкостей має велике значення при вирішенні завдань у галузі тепло- і масообміну, тому що профіль швидкостей визначає інтенсивність турбулентного обміну в різних точках потоку [40, 41].

Беручи до уваги вище наведені основні завдання, які ставляться при проектуванні чи експлуатації газотранспортних систем, можна навести основні засади їх вирішення для отримання необхідних даних.

Запас газу в трубопроводі в будь-який момент часу може бути розрахований за допомогою неізотермічної нестационарної системи рівнянь (1.1) для будь-якого типу граничних умов. При невідомих початкових розподілах, як зазвичай і буває, не можна задати початкові умови за допомогою стаціонарного рішення. Необхідно здійснити моделювання нестационарного режиму роботи лінійної ділянки, використовуючи дані про зміну граничних умов на основі реальних вимірів. Глибина часу моделювання визначається часом релаксації системи. В результаті моделювання нестационарного режиму роботи газопроводу отримуються дані про розподіл тиску та температури в будь-який момент часу, які однозначно пов'язані з запасом газу в трубопроводі. Для оціночних розрахунків можна використовувати ізотермічні постановки математичної задачі з будь-яким типом граничних умов, але, оскільки в рівнянні стану не можна нехтувати температурою, точність розрахунків буде невисокою.

Розрахунок заповнення трубопроводу здійснюється за допомогою моделювання нестационарної неізотермічної задачі з граничними умовами виду: тиск і температура на початку ділянки, масова витрата в кінці або масова витрата та температура на початку ділянки, масова витрата в кінці ділянки. Для проведення більш швидких оціночних розрахунків можна використовувати нестационарну ізотермічну постановку математичної задачі з граничними

умовами типу: тиск на початку ділянки, масова витрата в кінці, або масова витрата на початку ділянки, масова витрата в кінці ділянки.

Розрахунок спорожнення трубопроводу здійснюється за допомогою моделювання нестационарної неізотермічної математичної задачі з граничними умовами виду: тиск і температура на початку ділянки, масова витрата в кінці або масова витрата та температура на початку ділянки, масова витрата в кінці ділянки. Для проведення більш швидких оціночних розрахунків можна використовувати нестационарну ізотермічну постановку математичної задачі з граничними умовами типу: тиск на початку ділянки, масова витрата в кінці або масова витрата на початку ділянки, масова витрата в кінці ділянки.

Розрахунок можливості забезпечення заданої нерівномірності постачання, почергових спорожнення та заповнення газопроводу здійснюється за допомогою вирішення нестационарної неізотермічної математичної задачі з граничними умовами виду: масова витрата та температура на початку ділянки, масова витрата в кінці ділянки. Для проведення більш швидких оціночних розрахунків можна використовувати нестационарну ізотермічну постановку задачі з граничними умовами типу: масова витрата на початку ділянки, масова витрата в кінці ділянки.

Моделювання роботи газотранспортної системи є досить важливою частиною роботи їх операторів, відповідальних за збереження балансу газу та за його своєчасне і безперебійне постачання. Досить важливим у сфері вимірювання потоку є точність результатів моделювання роботи газопроводу. Також вона необхідна і при визначенні витоків у трубопроводах.

Фізичний баланс системи можна розглядати як управління її заповненням. Мінімальне заповнення – це кількість газу в трубопроводі, необхідна для досягнення бажаної витрати та контрактного тиску. Цього балансу можна досягти за допомогою достатньої потужності підземних сховищ газу, а також коливаннями в заповненні системи. Останнє підтримує годинні зміни в постачанні газу і визначається засобами моделювання для запобігання досягнення значень тисків, що перевищують допустимі. Додаткове

завантаження системи є необхідним задля забезпечення деякої гнучкості для нівелювання коливань споживання газу та недопущення аварійних ситуацій.

Оскільки безпечна й ефективна робота газотранспортної системи вимагає її фізичного балансування, що є необхідною умовою для забезпечення правильної технічної експлуатації мережі, оператори ГТС (власне, її диспетчерські центри) контролюють параметри транспортування газу – витрату та тиски, використовуючи симулятори газотранспортної мережі в реальному часі, які базуються на моделях нестационарного потоку [42-44].

Моделювання нестационарних потоків у трубопроводах вимагає застосування рівнянь стану газу. До основних належать NX-19, AGA-8, рівняння Бенедикта-Вебба-Рубіна та Соаве-Редліха-Квонга [35, 45-47]. Сьогодні американськими та європейськими операторами ГТС широко застосовуються рівняння стану AGA-8 і SGERG-88. В інженерній практиці часто використовується метод грубої характеристики газової суміші, оскільки повний аналіз складу природного газу не завжди є доступним.

Сьогодні при моделюванні роботи газотранспортних систем часто застосовуються моделі неізотермічного потоку газу. Щодо коефіцієнта стисливості газу в моделі, то він розглядається як сталий параметр або як функція від тиску та температури.

Для розробки моделі розрахунку параметрів потоку в необхідному діапазоні застосованості, що відповідає робочим параметрам ГТС, часто виникає необхідність вибору методу розрахунку коефіцієнта стисливості для окремої задачі з переліку тих, застосування яких дозволене нормативними документами для умов цієї задачі. Відповідно, в першу чергу, необхідно вибрати рівняння стану, яке задовільно працює у заданих умовах. Вибір методу розрахунку коефіцієнта стисливості найбільш суттєво впливає на похибку обчислення параметрів транспорту газу в системах, які працюють за високого тиску. Адже систематичне відхилення густини може бути однією з причин виникнення похибки при застосуванні різних методів розрахунку даного параметра.

Сучасне програмне забезпечення газової індустрії дає можливість досить легко на етапі проектування й у реальному часі обчислювати параметри природного газу, що транспортується, з урахуванням зміни його фізичних властивостей. В основному, розрахунки виконуються на основі вимірних значень тиску та температури і на основі попередньо визначених і введених значень параметрів складу.

Серед сучасних вітчизняних публікацій слід відмітити роботу Ф. Д. Матіко [48], де приділяється увага аналізу методів розрахунку коефіцієнта стисливості природного газу, застосовуючи та порівнюючи різні алгоритми (згідно з національними та міжнародними стандартами). Автор вважає, що розрахований коефіцієнт стисливості має значний вплив на похибку результатів обчислення параметрів транспортування газу.

На сьогодні існує велика кількість рівнянь стану для цього параметра, серед яких кубічні рівняння стану, багатоконстантні рівняння, віріальне рівняння тощо. Світовими центрами з дослідження фізичних властивостей розроблені стандарти ГОСТ 30319.2-96, ДСТУ ISO12213-2,3:2009, ISO 20765-1:2005, ISO 12213-2:2006 [48]. Вказані нормативні документи мають різні вимоги до формування вхідних даних для виконання розрахунку, різні алгоритми розрахунку, однак межі застосування багатьох із них є близькими.

Автор зазначає, що відхилення значень коефіцієнта стисливості, обчислених за методами ГОСТ 30319.2-96, GERG-91 (модифікований) і NX19 (модифікований), можуть бути значними, особливо для «важких» природних газів. Для них наявне систематичне відхилення результатів розрахунку за цими методами. Модуль відхилення зростає зі збільшенням тиску та зниженням температури. Систематичне відхилення значення коефіцієнта стисливості приводить до виникнення систематичного відхилення значення витрати, вимірюваного за методом змінного перепаду тиску. Використання систем обліку, в яких застосовані різні методи розрахунку коефіцієнта стисливості, може бути однією з причин виникнення небалансу облікованого об'єму газу.

Автори роботи [49] провели масштабне дослідження з визначення коефіцієнта стисливості чистих газів і бінарних сумішей природного газу в діапазоні температур від 265 К до 335 К і тисків до 12 МПа. Отримані дані використовувалися для виведення віріального рівняння задля точного обчислення коефіцієнта стисливості сумішей природного газу за відомого їх компонентного складу. У результаті дослідження було отримано рівняння, в якому середньоквадратична похибка між експериментальними та розрахунковими значеннями не перевищувала 0,07%.

$$z = 1 + B_M(T)\rho_m + C_M(T)\rho_m^2, \quad (1.2)$$

де $B_M(T)$ і $C_M(T)$ – другий і третій віріальні коефіцієнти суміші відповідно,

$$B_M(T) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j B_{ij}(T), \quad (1.3)$$

$$C_M(T) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n x_i x_j x_k C_{ijk}(T), \quad (1.4)$$

де x_i, x_j, x_k – молярна частка i -го, j -го та k -го компонентів відповідно,

B_{ij}, C_{ijk} – віріальні коефіцієнти взаємодії компонентів.

У висновку автори зазначають, що отримане рівняння дає можливість досить точно спрогнозувати значення коефіцієнта стисливості газу, проте воно є дійсно ефективним тільки в тому випадку, якщо газ перебуває саме в газовій фазі. Як результат дослідження, автори також отримали спрощене рівняння GERG для застосування у «польових» умовах.

Робота [50] базується на визначенні коефіцієнта Z за допомогою нового комп'ютеризованого підходу, який поєднує застосування векторного апарату з підтримкою найменших квадратів. Розроблена авторами модель дозволяє визначати коефіцієнт стисливості природного газу за відомим його складом, тиском і температурою. Отримані значення порівнювалися з іншими, отриманими за відомими емпіричними залежностями. Статистичний аналіз продемонстрував, що абсолютна відносна похибка методу складає всього

0,19 %, а результати праці вказують на можливість його використання для більш точного та надійного визначення коефіцієнта природного газу. Автори в роботі звертають увагу саме на емпіричні залежності для коефіцієнта Z (а не на рівняння стану газу), оскільки вважають, що вони є більш практичними і не вимагають великої кількості параметрів. У статті проводиться огляд широко застосовуваних формул для розрахунку коефіцієнта стисливості, їх переваг і недоліків; наводяться основи моделі векторного апарату й опис розробки векторного апарату з підтримкою найменших квадратів моделі. Автори звертають увагу на те, що застосування їх методу для прогнозування значення коефіцієнта стисливості є досить ефективним, має хорошу точність порівняно з іншими емпіричними залежностями, наведеними в роботі. У висновку підкреслюється, що отримана модель є надійнішою за інші, традиційні методи розрахунку коефіцієнта стисливості природного газу, а також вона може застосовуватися для симуляції дійсного фізичного тренду коефіцієнта Z як функції псевдо-приведених тиску та температури. Результати роботи вказують на те, що отримана модель може застосовуватися в будь-якому програмному забезпеченні для отримання точних даних інженерних розрахунків.

У своїй праці [51] автори наголошують на необхідності точного моделювання технологічних процесів, і, відповідно, ефективної моделі для прогнозування термодинамічних характеристик. Для цього вони презентують нове рівняння стану GERG-2008 для природних газів, до складу яких входить не більше 21 компонента. Дане рівняння описує газову та рідку фази, а також надкритичну зону та зону рівноваги фаз із найвищою точністю. Як зазначають автори, вказане рівняння розглядається для створення міжнародного стандарту. В програмному продукті GERG-2008 дозволяється моделювати властивості газів за таких умов: $60 \text{ K} \leq T \leq 700 \text{ K}$ і $P \leq 70 \text{ МПа}$. В роботі автори проводять порівняльний аналіз результатів, отриманих за рівняннями стану GERG-2008 та Соаве-Редліха-Квонга (Soave-Redlich-Kwong), Пенга-Робінсона (Peng-Robinson), Лі-Кеслера-Плокера (Lee-Kesler-Plocker). Особливу увагу приділяють визначенню густини й ізобарної теплоємності при зрідженні газу, які є

важливими в технологічному процесі та складними для експериментального дослідження. Зазначається, що рівняння GERG-2008 описує ці властивості найефективніше.

В статті [52] розглядається вплив вибору рівняння стану на нестационарну модель руху газу в газопроводі. Для цього автор порівнює рівняння стану реального газу AGA-8 і SGERG-88, а також моделі Соаве-Редліха-Квонга та Бенедикта-Веба-Рубіна (Benedict-Webb-Rubin) для демонстрації загальних неточностей моделі руху газу. В роботі показано вплив на параметри потоку, особливо на температуру газу та завантаженість газопроводу. Нестационарну модель руху газу представлено трьома рівняннями:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho w)}{\partial x} = 0, \quad (1.5)$$

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\partial(p + \rho w^2)}{\partial x} = \frac{2f\rho w|w|}{D} - \rho g \sin \alpha, \quad (1.6)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\left(u + \frac{w^2}{2} \right) \rho \right] + \frac{\partial}{\partial x} \left[\left(h + \frac{w^2}{2} \right) \rho w \right] = \rho q - \rho w g \sin \alpha, \quad (1.7)$$

- де ρ – густина природного газу, кг/м³;
 w – швидкість газу, м/с;
 p – тиск газу, Па;
 f – коефіцієнт тертя;
 D – внутрішній діаметр трубопроводу, мм;
 g – прискорення вільного падіння, м/с²;
 α – кут між твірною труби та горизонталлю, радіан;
 u – питома внутрішня енергія газу, Дж/кг;
 h – питома ентальпія газу, Дж/кг;
 q – швидкість теплопередачі, Вт/кг.

Згідно з висновками, на параметри потоку чи завантаженість трубопроводу вибір рівняння стану практично не впливає. Проте автор

висловлює думку, що форма рівняння стану може бути важливою в системах визначення місця витoku, які базуються на методах об'ємного балансу.

Проектування більшості газопроводів і їх мереж, як і їх експлуатація, ґрунтується на стаціонарних розрахунках. Оскільки індустрія все більшого значення надає надійності системи та запровадженню оптимальних методів її експлуатації, то розрахунки нестационарних режимів є досить важливими і необхідними.

В газотранспортних системах можливі різні умови, що породжують нестационарні потоки. В загальному вони залежать від геометрії та причини зміни режиму. Нестационарний потік може бути розтягнутий у часі (як при введенні в експлуатацію протяжного газопроводу). Його тривалість може сягати доби при постачанні промислових, комерційних чи житлових зон, або він може тривати тільки годину (в випадку неочікуваної аварії чи зупинки електропостачання). Ідеально, коли метод для розрахунку нестационарних потоків є достатньо детальним для отримання точних результатів для швидких нестационарностей і не таким ґрунтовним для обчислення повільних, коли він стає таким затратним у часі та неекономічним.

Сьогодні дослідники досить багато уваги приділяють саме пошуку методів найоптимальнішого розрахунку нестационарних потоків у газопроводах. Більше того, оскільки всі моделі нестационарного потоку – ізотермічні чи неізотермічні – базуються на обчисленні громіздких і складних диференціальних рівнянь із частковими похідними, автори демонструють різні числові методи їх обчислення, порівнюють їх та обирають найзручніші.

Так, у своїй роботі [30] автори розглядають нестационарні процеси внаслідок зміни споживання газу й описують їх за допомогою диференціальних рівнянь, які розв'язуються за допомогою перетворень Лапласа. В статті зазначається, що коливання споживання призводить до тривалих збурень тиску та витрати в газопроводі, що впливають на роботу системи. Як приклад, автори наводять тривалість між переходом газу від одного стаціонарного потоку до іншого, що становить десятки годин для газопроводів довжиною понад 300 км.

Тому поведінка газу в нестационарному потоці впливає на роботу системи та має економічне значення. Тому проектування й оптимізація роботи таких систем вимагає чіткого знання параметрів і їх можливої поведінки при нестационарних процесах у зв'язку зі зміною робочих умов.

Автор [33] порівнює різні моделі нестационарного режиму, а саме ізотермічну та неізотермічну. Описуються рівняння стаціонарної та нестационарної неізотермічної моделей і моделюються процеси транспортування газу з їх допомогою. У висновках автор вказує на відмінність між двома моделями у розподілі тиску вздовж трубопроводу, яка збільшується при збільшенні кількості газу в газопроводі. Це вказує на те, що при неможливості стабілізації температури газу ізотермічна модель призведе до значних похибок. Вибір доцільної моделі залежить від складності та структури мережі.

В роботі [34] автори оцінюють ефективність моделі прогнозування розподілу тиску, температури та витрати, а також чутливість моделі на вибір моделі теплопередачі, коефіцієнта стисливості, коефіцієнта тертя та теплоємності. Автори наводять основні рівняння трубопроводу при нестационарному русі газу, модель теплопередачі, рівняння стану (модель) реального газу. Підтвердження роботи моделі проводять на прикладі ділянки газопроводу Ямал-Європа. Результати досліджень показали, що найбільший вплив на точність моделі має коефіцієнт тертя, а вибір рівняння стану практично не впливає на якість результатів.

Робота [53] автора присвячена дослідженню впливу різних моделей трубопроводу на результати прогнозування параметрів потоку. Вона описує нестационарну модель і послідовність стаціонарних та наводить фундаментальні відмінності між ними. В статті проводиться порівняльний аналіз застосування наведених вище моделей для різних цілей. Автор встановив, що при відслідковуванні продукту практично відсутня різниця між значеннями моделей, проте при визначенні профілю завантаженості трубопроводу, його продуктивності та контролю роботи компресора

нестационарна модель дає більшу точність у розрахунку. Також при визначенні місця витoku на основі балансу трубопроводу та моніторингу тиску нестационарна модель адекватніше працює, на відміну від стаціонарної, яка у першому випадку уповільнює реакцію, а в другому взагалі не працює.

В праці [31] автори розглядають два методи для числового розв'язку диференціальних рівнянь нестационарного потоку газу; метод характеристик і неявний метод. Наводяться основні рівняння трубопроводу, основні особливості кожного з методів їх розв'язку. В результаті автори пропонують комбіноване використання обох методів. Тобто при коротких амплітудах застосовується неявний метод для збільшення кроку часу, а метод характеристик – для ефективного розбиття системи на регіони і зменшення кількості нелінійних рівнянь для обчислення.

Автор [54] здійснює ґрунтовну роботу щодо аналізу методу кінцевих різниць як способу числового розв'язку диференціальних рівнянь для моделювання нестационарних процесів, які мають місце у трубопроводах. У статті наводяться ситуації, за яких виникають проблеми числової нестабільності та інші, а також способи їх виявлення й уникнення. З цією метою досліджуються явні, неявні та частково неявні моделі кінцевих різниць і наводяться рекомендації щодо їх застосування на основі аналізів різних сценаріїв. Автор зазначає, що при використанні вищенаведених моделей можна змінювати тільки часовий крок і міжвузловий інтервал. Якщо модель явних кінцевих різниць дає коливання тиску та витрати без коливань температури, то це можна виправити за рахунок зменшення інтервалу часу або збільшення його між вузлами. При коливанні температури необхідно зменшити відстань між вузлами, збільшити часовий крок і сповільнити зміну температури.

В роботі [55] розглядаються проблеми, пов'язані з числовим моделюванням нестационарних процесів у газопроводах. А саме: недоліки сучасних методів числового обчислення диференціальних рівнянь, їх застосування для реальних газопроводів, а також застосування нового класу числових методів. У статті приділяється увага сім'ї методів Рунге-Кутта-

Чебишева. Автор наводить математичні моделі сегменту трубопроводу, рівняння, числові методи для їх розв'язку (метод ліній і метод характеристик). Описується числовий алгоритм розв'язку звичайного диференційного рівняння. Наводиться приклад явних методів із розширеною областю стабільності, а також розглядаються методи Рунге-Кутта-Чебишева та їх застосування для розв'язання рівняння трубопроводу.

Автори [56] отримують із рівняння Ейлера основні рівняння неізотермічного потоку газу в трубопроводі. Для їх розв'язку описується нова методика ортогональних колокацій. Вона дозволяє отримати систему нелінійних звичайних диференційних рівнянь, які можна розв'язати методом Рунге-Кутта-Фельберга. В роботі наведені результати двох практичних дослідів, які демонструють успішність використання методики для моделювання ізотермічного та неізотермічного нестационарних потоків у газопроводах.

У праці [57] автори розглядають поведінку відцентрових компресорів на ділянці газопроводу й аналізують можливі варіанти їх підключення (паралельне та послідовне) в ситуації, коли один потрібно зупинити. Також розглядаються робочі характеристики компресорів і їх вплив на роботу системи компресора та трубопроводу при різних включеннях перших. При паралельному підключенні двох компресорів у випадку зупинки одного з них інший починає працювати у дросельному режимі (крайня права частина характеристики), що є значно менш ефективним, ніж при послідовному підключенні. Припускається, що потік ізотермічний. Описуються розрахунки та проводиться їх порівняльний аналіз за допомогою графіків.

У статті [58] розглядається взаємна робота газопроводу та компресорної станції в стаціонарних і нестационарних умовах, а також концепції оптимізації та контролю агрегатів. Автори описують різні методи контролю роботи, принципи їх функціонування, переваги та недоліки, а також вплив на роботу компресорів швидких нестационарних режимів та їх зміни. Порівнюється робота відцентрових і поршневих компресорів у цих режимах.

Автори [59] показують вплив зміни граничних умов на роботу обладнання компресорної станції. Вони також описують спосіб, використання змодельованої компресорної станції для визначення обертів нагнітача, споживання палива, напору в часі. Робота виконувалася за допомогою математичного моделювання неізотермічного потоку газу через компресорну станцію. Для моделювання компресорів застосовувалися поліномні рівняння на основі характеристик компресорів. Згідно результатів проведеної роботи автори зазначають, що для точного розрахунку параметрів потоку та швидких перехідних процесів необхідно враховувати неізотермічний потік у газопроводі.

Праця [60] авторів присвячена дослідженню нестационарних процесів, які можуть відбуватися у відцентрових компресорах чи обладнанні, безпосередньо пов'язаному з ними, а також порівнянню результатів математичного прогнозування з експериментальними даними. Значна увага приділяється прогнозуванню миттєвої зупинки нагнітача для уникнення незворотних процесів руйнування при знеструмленні, реакції протипомпажних клапанів. Автори виділили основні п'ять правил, яких необхідно дотримуватися при динамічному моделюванні відцентрових компресорів: 1) об'єм трубопровідної системи, 2) байпасні та зворотні клапани, 3) накат компресора, 4) характеристика компресора, 5) логіка контролю, особливі команди та наслідки.

У роботі [61] автори наводять методику визначення пропускну здатності газопроводу застосовуючи підхід оптимізації нестационарного руху. Метод використовує технологію визначення оптимального стану для знаходження реального потоку газу, беручи до уваги дані, отримані за допомогою телеметрії, та поєднуючи їх з оптимізацією газових перехідних процесів для максимізації витрати трубопроводу. В роботі припускається, що потік газу є ізотермічним; дослідження проводиться на базі газопроводу СентерПоінт. Автори описують метод встановлення початкових даних, початковий і кінцевий стани потоку газу, структуру системи, а також, власне, сам процес моделювання та його структуру. Наводяться результати дослідження та висновки.

В своїй ґрунтовній праці [32] автори проводять дослідження давньої проблеми оптимізації нестационарного руху газу в газопроводі. Вони описують алгоритм обчислення ключових значень для всіх станцій. Метою такої оптимізації є визначення найбільш ефективного методу досягнення необхідного потоку при заданій витраті за заданий час. Авторами представлений підхід до такої оптимізації, чотири сценарії, які вивчалися, та результати досліджень. У висновках зазначається, що наведений алгоритм використовує точні числові методи без усіляких спрощень, при цьому залишаючись простим для швидкого обчислення за допомогою сучасних комп'ютерів. Доведено, що він допомагає не тільки досягнути поставлених цілей за певний проміжок часу, але й скоротити витрати палива на 17 % (застосування типової стратегії ручного керування потребує вдвічі довшого періоду часу).

У роботі [62], моделюючи двонитковий газопровід із компресорною станцією, автори хочуть показати наслідки неправильної роботи (розладу) компресора. Результиуючі збудження, за словами авторів, викликають коливальну відповідь подібну, до такої ж у робочому трубопроводі. Вони поширюються на довгі відстані газопроводу. В статті описуються різні моделі роботи системи та вплив зміни роботи компресора в ній, проводиться аналіз нестационарності системи. Автори стверджують, що точне моделювання нестационарного потоку може дати відповідь на багато запитань при проектуванні та експлуатації. Інерційні сили, пов'язані з прискоренням та зупинкою газу в протяжних трубопроводах можуть викликати коливання тиску, яке буде навіть перевищувати тиск нагнітання. Порушення, зароджені в одній точці системи, поширюються зі швидкістю звуку в середовищі і не значно сповільнюються тільки за рахунок тертя. Часовий проміжок, в якому вони відбуваються, визначає їх величину та форму і, як результат, формує необхідну частину даних для моделювання нестационарних процесів.

1.4 Постановка основних завдань та напрямки дослідження

В умовах сьогодення газотранспортна система України потребує ґрунтовного підходу щодо здійснення оптимального керування для забезпечення її безперебійної роботи та забезпечення внутрішніх і зовнішніх споживачів природним газом згідно графіків постачання. Даний підхід повинен базуватися на сучасних методах розрахунків, прогнозуванні нестационарного руху газу в газопроводах і попередженні позаштатних ситуацій, до яких він може привести. Новітнє програмне забезпечення дозволяє моделювати практично будь-які процеси, що мають місце в газотранспортній системі. Це, власне, дозволить дослідити в роботі рух газу на основі нестационарних моделей із прогнозуванням його реальних фізичних і термодинамічних властивостей.

У попередньому розділі за допомогою аналізу багатьох літературних джерел було доведено, що газотранспортна система практично постійно функціонує при нестационарному русі природного газу. Так, при аналізі неусталеного потоку газу в трубопроводах спостерігається поява швидких і повільних збурень. У загальному, повільні збурення спричиняються коливанням значень тиску та витрати в результаті циклічних змін споживання газу протягом доби. Ці зміни пов'язані зі стисненням і розширенням газу в трубопроводі і зазвичай досліджуються спрощеними обчислювальними моделями, в яких нехтується зміна кінетичної енергії флюїду. Швидкі збурення пов'язані з хвильовими ефектами, спричиненими швидким перекриттям запірної арматури, запуском системи, непередбаченою зупинкою газоперекачувального агрегату чи компресорної станції, розривом трубопроводу. При моделюванні роботи складної та протяжної ГТС для дослідження та попередження виникнення режимів руху газу, що можуть призвести до зупинки роботи газопроводу, а також для використання отриманих результатів при оперативному керуванні її роботою, необхідно враховувати всі вище наведені причини збурень.

Виходячи з вищенаведеного в дисертаційній роботі ставляться і вирішуються наступні завдання.

1. Виконати аналітичні дослідження термогазодинамічних процесів у складних газотранспортних системах великої протяжності та встановити закономірності розподілу потоку природного газу.

2. Дослідити та проаналізувати нестационарні режими руху газу в складних ГТС при різних режимах їх роботи.

3. Розробити метод для підвищення точності розрахунків при математичному моделюванні роботи складних магістральних газопроводів.

4. Удосконалити методологію керування режимами роботи газотранспортних систем при нештатних ситуаціях.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕРМОГАЗОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ У СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМАХ, ЇХ МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ ТА МЕТОДИ РЕАЛІЗАЦІЇ

Оперативне керування системами магістрального транспорту газу передбачає вибір режимів їх експлуатації на основі використання сучасних математичних методів і програмного забезпечення комп'ютерів, при чому, розрахунки потрібно проводити для всіх ділянок мережі. Для цього необхідно володіти моделями функціонування окремих частин системи: компресорних станцій, лінійних ділянок, регулюючої та запірної арматури тощо. Ці моделі повинні володіти такими характеристиками як простота і точність, а методи опису елементів системи повинні бути універсальними, гнучкими, з високим ступенем точності та зручними для розроблення програмного забезпечення ЕОМ.

При перекачуванні природного газу магістральними газопроводами доволі часто зустрічаються неусталені режими. Для підтримання параметрів роботи газопроводу в заданих межах необхідно розробляти моделі оперативного керування складними газотранспортними системами. Для цього останнім часом інтенсивно вдосконалюються вже існуючі та розробляються нові методи розрахунку неусталених режимів руху газу в складних взаємопов'язаних магістральних трубопроводах з метою підвищення ефективності та надійності їх роботи. При цьому необхідно вести облік зміни параметрів трубопровідних систем і транспортованого газу в просторі і часі залежно від граничних умов і неізотермічності перекачування газу, що, в свою чергу, значно ускладнює розрахунки гідравлічних і теплообмінних процесів у газотранспортних системах [63].

При описі процесів перекачування природного газу, як правило, задачі гідродинаміки та теплообміну розглядалися окремо [64]. Однак результати праць [65, 66] засвідчують, що зміна швидкості потоку газу за течією й уздовж

газопроводу впливає на характер та інтенсивність теплообміну газопроводу з навколишнім середовищем. У свою чергу, зміна температурних напруг у навколишньому середовищі призводить не тільки до нового розподілу швидкостей, але й до зміни режиму течії газу. Тому задача моделювання процесів течії газу в газопроводі повинна включати як гідравлічні, так і термодинамічні рівняння, пов'язані в єдину систему.

2.1 Закони руху газу у трубопроводах та їх аналіз

Процес перекачування газу газопроводом описується системою диференціальних рівнянь із частковими похідними. До неї входять:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial \tau} + W_x \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial x} + W_y \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial y} + W_z \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial z} = \rho g x - \frac{\partial P}{\partial x} + 2 \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial W_x}{\partial x} \right) + \\ + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial W_x}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial W_x}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial W_y}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial W_z}{\partial x} \right) - \frac{2}{3} \frac{\partial}{\partial x} (\mu \operatorname{div} \vec{W}), \end{aligned} \quad (2.1)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho W_y)}{\partial \tau} + W_x \frac{\partial(\rho W_y)}{\partial x} + W_y \frac{\partial(\rho W_y)}{\partial y} + W_z \frac{\partial(\rho W_y)}{\partial z} = \rho g y - \frac{\partial P}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial W_y}{\partial x} \right) + \\ + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial W_x}{\partial y} \right) + 2 \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial W_y}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial W_y}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial W_z}{\partial y} \right) - \frac{2}{3} \frac{\partial}{\partial y} (\mu \operatorname{div} \vec{W}), \end{aligned} \quad (2.2)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho W_z)}{\partial \tau} + W_x \frac{\partial(\rho W_z)}{\partial x} + W_y \frac{\partial(\rho W_z)}{\partial y} + W_z \frac{\partial(\rho W_z)}{\partial z} = \rho g z - \frac{\partial P}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial W_z}{\partial x} \right) + \\ + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial W_x}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial W_z}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial W_y}{\partial z} \right) + 2 \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial W_z}{\partial z} \right) - \frac{2}{3} \frac{\partial}{\partial z} (\mu \operatorname{div} \vec{W}), \end{aligned} \quad (2.3)$$

рівняння нерозривності

$$\frac{\partial P}{\partial \tau} + \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho W_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho W_z)}{\partial z} = 0, \quad (2.4)$$

або у векторній формі

$$\frac{\partial P}{\partial \tau} + \operatorname{div} \vec{W} = 0, \quad (2.5)$$

рівняння енергії

$$\frac{D_l}{\partial \tau} = -\frac{\operatorname{div} \bar{q}}{\rho} + \frac{1}{\rho} \frac{dP}{d\tau} + \frac{\Phi_1}{\rho} + \frac{q_v}{\rho} = 0, \quad (2.6)$$

де ρ – густина газу, кг/м³ ;

W_x, W_y, W_z – швидкість газу по осях x, y, z відповідно, м/с;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

P – тиск газу, МПа;

μ – коефіцієнт тертя;

$\operatorname{div} \vec{W}$ – дивергенція швидкості газу;

$\operatorname{div} \bar{q}$ – дивергенція внутрішньої енергії, Дж/кг;

q_v – питома ентальпія газу, Дж/кг;

Φ_1 – дисипативна функція Релея,

рівняння стану

$$f(P, \rho, T_2) = 0, \quad (2.7)$$

де T_2 – абсолютна температура газу, К.

Для обмеження задачі необхідно задати крайові умови, які поділяються на часові та просторові. З них основними є початкові стани середовища, форма та розміри поверхні нагріву, швидкість, температура, умова стану середовища й умови теплообміну на межі. Задання температурної граничної умови (середовище – стінка газопроводу) можна здійснювати включенням у систему (2.1) – (2.7) граничної умови четвертого роду, тобто коли прийнято, що передача тепла поблизу стінки відбувається за рахунок теплопровідності; тоді на межі розподілу «стінка – газ» існує рівність температур і потоку тепла:

$$T_{cm} = T_2, \quad -\lambda \left(\frac{\partial T_2}{\partial n} \right)_2 = -\lambda_{cm} \left(\frac{\partial T_{cm}}{\partial n} \right)_{cm}, \quad (2.8)$$

де T_{cm} – температура стінки трубопроводу, К;

T_g – температура ґрунту, К;

λ – коефіцієнт теплопровідності газу, Дж/кг;

λ_{cm} – коефіцієнт теплопровідності стінки трубопроводу, Дж/кг.

Щоб описати процес теплообміну в стінці газопроводу, необхідно систему (2.1) – (2.8) доповнити рівнянням теплопровідності

$$C_{cm}\rho_{cm}\frac{\partial T_{cm}}{\partial \tau} = \operatorname{div}(\lambda_{cm}\operatorname{grad}\vec{T}_{cm}) + q_v^{cm}, \quad (2.9)$$

де C_{cm} – теплоємність стінки трубопроводу, Дж/кг·К;

ρ_{cm} – густина матеріалу стінки трубопроводу, кг/м³;

Отже, наведені вище рівняння (2.1) – (2.9) утворюють систему рівнянь, яка описує процес перекачування газу в газопроводі при неусталених неізотермічних режимах [25].

Аналітичне розв'язання цієї системи практично неможливе, а використання комп'ютерного програмного забезпечення вимагає складних програм, які дають змогу розв'язувати тільки вузький клас задач. Тому існує необхідність спрощення початкової системи, при цьому без суттєвого зменшення її точності.

На практиці найчастіше застосовують рівняння, котрі описують режим транспортування газу трубопроводами за умови, що течія середовища осесиметрична. В цьому випадку рівняння енергії, руху, нерозривності та теплопровідності зручно переводити в циліндричні координати [67]. Такий підхід широко застосовується в інженерних розрахунках [68-71].

Для рівнянь (2.1) – (2.6) отримати чисельний розв'язок досить важко. В праці [67] продемонстровано, що можна знехтувати подачею тепла від поздовжніх перетоків і дисипацією енергії через тертя порівняно з подачею тепла до перекачуваного середовища від стінок, а також величиною динамічної в'язкості, оскільки вона незначна. Більше того, при помірних швидкостях течії газу робота зовнішніх сил і кінематична енергія потоку є незначними порівняно

з його ентальпією [23]. Тому при турбулентному нестационарному осесиметричному протіканні газу в трубі рівняння руху після порівняльної оцінки членів можна записати в вигляді [65].

$$\frac{\partial(\rho W_x)}{\partial \tau} + W_r \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial r} + W_x \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial x} = -\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\mu_t \partial W_x}{r \partial r} + \frac{\partial}{\partial r} \left(\mu \frac{\partial W_x}{\partial r} \right), \quad (2.10)$$

$$\frac{\partial(\rho W_r)}{\partial \tau} + W_r \frac{\partial(\rho W_r)}{\partial r} + W_r \frac{\partial(\rho W_r)}{\partial x} = -\frac{\partial p}{\partial r} + \frac{1}{2} \frac{\partial(\rho W_r^2)}{\partial r}, \quad (2.11)$$

рівняння нерозривності

$$\frac{\partial \rho}{\partial \tau} + \frac{1}{r} (\rho W_r) + \frac{\partial(\rho W_r)}{\partial r} + \frac{\partial(\rho W_x)}{\partial x} = 0, \quad (2.12)$$

та рівняння енергії

$$\frac{d(\rho_i)}{d\tau} = -\text{div}[(\lambda + \lambda_t) \text{grad } \bar{T}] + \frac{dP}{d\tau}, \quad (2.13)$$

де μ_t – коефіцієнт турбулентної в'язкості, W_r – турбулентні пульсації радіальної складової швидкості, λ_t – коефіцієнт турбулентної теплопровідності.

Змінні μ_t , λ_t , W_r не є фізичними константами і визначаються структурою течії, тому для замикання системи необхідно ввести нові співвідношення.

Теоретичний аналіз нестационарних турбулентних течій ускладнюється головним чином відсутністю даних про характер зміни параметрів турбулентності в нестационарних умовах. У напівемпіричних теоріях використовують деякі додаткові зв'язки між характеристиками турбулентної структури, знайдені дослідним шляхом або взяті в формі припущень до прийняття моделі течії. Однак розвиток напівемпіричних теорій турбулентності для нестационарних течій є першочерговою проблемою, оскільки застосування напівемпіричних теорій Прандтля або Кармана можливе тільки при квазістационарному методі розрахунку. З іншого боку, з результатів проведених

досліджень впливає неправомірність застосування такого методу розрахунку гідравлічних втрат у загальному випадку.

Для розрахунків, пов'язаних із транспортуванням газу магістральними газопроводами, найбільше значення мають рівняння, в яких нехтують змінними, що визначаються структурою течії. При цьому турбулентність вдається врахувати на етапі ідентифікації моделей на основі диспетчерських даних.

Із урахуванням незначної зміни тиску по перерізу трубопроводу $\left(\frac{\partial P}{\partial r} \approx 0\right)$ у рівняння руху можна ввести коефіцієнт гідравлічного опору ξ і розглядати це рівняння та рівняння нерозривності в одомірній постановці [23].

Всі гідравлічні особливості реальних течій газу в трубопроводі виражаються коефіцієнтом ξ . Враховуючи кількісні оцінки, що входять у рівняння, систему (2.10) – (2.13) можна подати у вигляді

$$\frac{\partial M}{\partial \tau} = -W \frac{\partial M}{\partial x} - F \frac{\partial P}{\partial x} - W \xi \frac{M}{2D} - \rho g E \frac{\partial z}{\partial x}, \quad (2.14)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial \tau} = \frac{1}{E} \frac{\partial M}{\partial x}, \quad (2.15)$$

де $M = \rho W F$ – масова витрата газу, кг/с,

$$\begin{aligned} & + \rho \frac{\partial W_x}{\partial x} \left(C_p T_2 + \rho T_2 \frac{\partial C_p}{\partial \rho} \right) + \left(T_2 \rho \frac{\partial C_p}{\partial T_2} + \rho C_p \right) \left(\frac{\partial T_2}{\partial \tau} + W_x \frac{\partial T_2}{\partial x} \right) = \\ & = \lambda \left(\frac{\partial^2 T_2}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_2}{\partial r^2} \right) + \frac{\partial \lambda}{\partial T_2} \left[\left(\frac{\partial T_2}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial T_2}{\partial r} \right)^2 \right] + \frac{\partial \lambda}{\partial P} \frac{\partial T}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x}, \end{aligned} \quad (2.16)$$

де C_{cm} – теплоємність газу, Дж/кг·К;

Інколи при невеликих змінах температури і, як наслідок, незначних

коливаннях величини $\frac{\partial \lambda}{\partial T_2}$, $\frac{\partial C_p}{\partial T_2}$ деякими членами рівняння енергії можна

знехтувати:

$$\frac{\partial T_2}{\partial \tau} = \alpha \left(\frac{\partial^2 T_2}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_2}{\partial r^2} \right) - W_x \frac{\partial T_2}{\partial x}. \quad (2.17)$$

Розв'язання такої задачі дає хороші результати, однак потребує тривалого часу для розрахунку на комп'ютері. Це ускладнює використання такої постановки для оперативного керування, що є суттєвим недоліком. Доцільним є (на основі періодичного проведення розрахунків за (2.17)) використання більш простих рівнянь, які при високій швидкості обчислень дають змогу отримати досить точні результати.

В інженерній практиці найчастіше застосовують одномірне представлення процесів перекачування газу трубопроводами. При цьому течія газу розглядається з постійними по перерізу труби швидкістю, температурою, тиском і густиною газу. Зміна цих параметрів може відбуватися тільки вздовж осі трубопроводу. Звичайно, приймають середньомасову швидкість, а температуру визначають як середньокалориметричну в даному перерізі [66].

Проте, ряд авторів негативно оцінили використання одномірного опису і, зокрема, використання поняття коефіцієнта тепловіддачі, коли температурна гранична умова наперед невідома чи навіть коли вона відома, але $T_{cm}(x) \neq const$.

Широке застосування одномірних рівнянь, поняття α_1 і граничних умов третього ряду дало змогу дійти висновку про практичної реалізації такого опису перекачування середовищ по трубопроводу [23, 65, 66, 72]. Значне спрощення задачі при одномірному описі досягається внаслідок введення коефіцієнтів тепловіддачі α_1 і гідравлічного опору ξ . Коефіцієнт α_1 враховує те, як реальні процеси, що відбуваються в тривимірній течії, визначають теплообмін зі стінкою в одномірному описі цих процесів. Використовуючи коефіцієнт тепловіддачі, рівняння енергії можна переписати у вигляді:

$$\begin{aligned} & -\rho \frac{\partial W}{\partial x} \left(C_p T + \rho T \frac{\partial C_p}{\partial \rho} \right) + \left(T \rho \frac{\partial C_p}{\partial T} + \rho C_p \right) \left(\frac{\partial T}{\partial \tau} + \frac{\partial T}{\partial x} \right) = \\ & = \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial \lambda}{\partial T} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \frac{\partial \lambda}{\partial P} \frac{\partial T}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{U \alpha_1}{F} (T_{cm} - T). \end{aligned} \quad (2.18)$$

Коефіцієнти гідравлічного опору та тепловіддачі, які входять до системи рівнянь, не можна визначати в рамках однієї моделі. Їх можна обчислити експериментально або при розв'язанні двомірної, а у загальному випадку – тримірної задачі. При цьому коефіцієнт α_1 можна визначити, якщо до системи рівнянь (2.14) – (2.15), (2.18) додати двомірне рівняння енергії з системи (2.16), яка описує осесиметричну течію газу в трубопроводі. Отримана система дає змогу знайти значення коефіцієнта нестационарної тепловіддачі в кожному перерізі та для будь-якого моменту часу τ .

Для розрахунку неусталеного неізотермічного режиму транспортування газу трубопроводними системами необхідно для початку визначити початкові розподіли температур, тиску, густини та масової витрати. Для цього потрібно розв'язати відповідну стаціонарну задачу на основі середньоінтегральних значень вказаних величин. Стаціонарний процес транспортування газу в трубопроводі описується системою таких диференціальних рівнянь:

руху

$$F \frac{\partial P}{\partial x} + W \xi \frac{M}{2D} + \rho g F \frac{\partial z}{\partial x} = 0, \quad (2.19)$$

нерозривності

$$M = const \quad (2.20)$$

енергії

$$W \frac{\partial T}{\partial x} \left(T \rho \frac{\partial C_p}{\partial T} + \rho C_p \right) = \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial \lambda}{\partial T} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \frac{\partial \lambda}{\partial P} \frac{\partial T}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{U \alpha_1}{F} (T_{cm} - T) + \rho g W \frac{dz}{dx}. \quad (2.21)$$

Крім того, для стінки трубопроводу та ґрунту двомірні рівняння теплопровідності мають вигляд:

$$\frac{\partial^2 T_{cm}}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{cm}}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_{cm}}{\partial r^2} = 0, \quad (2.22)$$

$$\frac{\partial^2 T_{ep}}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{ep}}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_{ep}}{\partial r^2} = 0. \quad (2.23)$$

Система (2.19) – (2.23) доповнюється такими граничними умовами:

– на межі $x=0$ (на початку трубопроводу) задаються середньоінтегральні значення температури та тиску, за якими з рівняння стану знаходиться значення густини газу;

– на межі $x=l$ (у кінці трубопроводу) задається середньоінтегральне значення масової витрати;

– на межі стінка-газ ($r=R$), стінка-грунт ($R_g = r$) задаються граничні умови $\lambda_{cm} \frac{\partial T_{cm}}{\partial r} = \alpha_1 (T_{cm} - T)$, $T_{ep} = T_{cm}$, $-\lambda_{ep} \frac{\partial T_{ep}}{\partial r} = -\lambda \frac{\partial T_{cm}}{\partial r}$;

– на межі $r = R_g + R_{ep}$ задається гранична умова $T_{ep} = \tilde{T}_{ep}^R$.

Розв'язання системи диференціальних рівнянь (2.19) – (2.23) разом з граничними умовами дає початковий розподіл температур, тиску, густини та масової витрати газу у всій області розв'язку задачі.

Значення похідних $\frac{\partial P}{\partial x}$, $\frac{\partial W}{\partial x}$, $\frac{\partial W_x}{\partial x}$, які входять до рівняння, що описує течію газу в трубопроводі, можна виразити через змінні T і ρ :

$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\partial P}{\partial x} \cdot \frac{\partial \rho}{\partial x} + \frac{\partial P}{\partial T} \cdot \frac{\partial T}{\partial x}, \quad (2.24)$$

$$\frac{\partial W}{\partial x} = \frac{1}{F \rho^2} \left(\frac{\partial M}{\partial x} \rho - \frac{\partial P}{\partial x} M \right), \quad (2.25)$$

$$\frac{\partial W_x}{\partial x} = \frac{1}{0,9} \left(\frac{R-r}{R} \right)^{\frac{1}{n}} \frac{\partial W}{\partial x}. \quad (2.26)$$

Отже, з аналізу рівнянь неусталених неізотермічних режимів транспорту газу випливає, що, незважаючи на певні досягнення, і надалі потрібно проводити дослідження з цих питань.

Для замикання системи рівнянь, які описують процес перекачування газу по трубопроводу, необхідно обрати рівняння стану реального газу для розрахунку його густини та питомої ізобарної теплоємності.

На сьогодні існує значна кількість рівнянь стану для цього параметру, серед яких кубічні рівняння стану, багатоконстантні рівняння, віріальне рівняння тощо. Світовими центрами з дослідження фізичних властивостей розроблені стандарти ГОСТ 30319.2-96, ДСТУ ISO12213-2,3:2009, ISO 20765-1:2005, ISO 12213-2:2006 [48, 73-76]. Вказані нормативні документи мають різні вимоги до формування вхідних даних для виконання розрахунку, різні алгоритми розрахунку, однак межі застосування багатьох із них є близькими. Всі рівняння стану володіють різними перевагами. Однак більшість із них коректно працюють тільки в деякій частині області побудови необхідної фізико-математичної моделі.

Відповідно, в першу чергу, необхідно вибрати рівняння стану, яке задовільно працює в заданих умовах. Вибір методу розрахунку коефіцієнта стисливості через рівняння стану реального газу найбільш суттєво впливає на похибку обчислення параметрів транспорту газу в системах, які працюють при високому тиску, оскільки систематичне відхилення густини може бути однією з причин виникнення похибки при застосуванні різних методів розрахунку даного параметра.

Серед сучасних вітчизняних публікацій слід відзначити роботу [48], де приділяється увага аналізу методів розрахунку коефіцієнта стисливості природного газу за допомогою різних алгоритмів згідно національних і міжнародних стандартів та їх порівнянню. Даний параметр є важливим при визначенні інших фізичних (густина) і термодинамічних параметрів (ентальпія, внутрішня енергія тощо) природного газу.

На даний час для розрахунку властивостей газу при його транспортуванні по системі магістральних газопроводів у США та Європі широко застосовується рівняння стану Американської Газової Асоціації AGA 8; воно

також описане у ДСТУ ISO 12213-2:2009. Для розрахунку коефіцієнта стисливості Z використовується рівняння виду:

$$Z = 1 + B\rho_m - \rho_{II} \sum_{n=8}^{13} C_n^* + \sum_{n=8}^{53} C_n^* (b_n - c_n k_n \rho_{II}^{k_n}) \rho_{II}^{b_n} \exp(-c_n \rho_{II}^{k_n}), \quad (2.27)$$

де B і C_n^* – коефіцієнти рівняння стану, ρ_m – молярна густина, кмоль/м³. Константи b_n, c_n, k_n визначаються за таблицями. Приведену густину ρ_{II} визначають за формулою:

$$\rho_{II} = K_m^3 \rho_m. \quad (2.28)$$

Параметр K_m і коефіцієнти рівняння (2.27) розраховуються за формулами:

$$B = \sum_{n=1}^{13} a_n T^{-u_n} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j (G_{ij} + 1 - g_n)^{g_n} \times \\ \times (Q_i Q_j + 1 - q_n)^{q_n} \times \left[(F_i F_j)^{0.5} + 1 - f_n \right]^{f_n} \times \\ \times (Q^2 + 1 - q_n)^{q_n} (F + 1 - f_n)^{f_n} U^{u_n}, \quad (2.29)$$

$$C_n^* = a_n T^{-u_n} (G + 1 - g_n)^{g_n} (Q^2 + 1 - q_n)^{q_n} (F + 1 - f_n)^{f_n} U^{u_n}, \quad (2.30)$$

де N – кількість компонентів у природному газі. Константи a_n, u_n, g_n, q_n, f_n і характерні параметри компонентів E_i, K_i, G_i, Q_i, F_i є табличними значеннями. Бінарні параметри E_{ij}, G_{ij} і параметри U, K_m, G, Q, F розраховують із рівнянь:

$$E_{ij} = E_{ji} = E_{ij}^* (E_i E_j)^{0.5}, \quad (2.31)$$

$$G_{ij} = G_{ji} = G_{ij}^* (G_i + G_j) / 2, \quad (2.32)$$

$$U^5 = \left[\sum_{i=1}^N x_i E_i^{2.5} \right]^2 + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j (U_{ij}^5 - 1) (E_i E_j)^{2.5}, \quad (2.33)$$

$$G = \sum_{i=1}^N x_i G_i + \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j (G_{ij}^* - 1) (G_i + G_j), \quad (2.34)$$

$$K_m^5 = \left[\sum_{i=1}^N x_i K_i^{2,5} \right]^2 + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j (K_{ij}^5 - 1) (K_i K_j)^{2,5}, \quad (2.35)$$

$$Q = \sum_{i=1}^N x_i Q_i, \quad (2.36)$$

$$F = \sum_{i=1}^N x_i^2 F_i, \quad (2.37)$$

де E_{ij}^* , G_{ij}^* , U_{ij}^* , K_{ij}^* – табличні параметри бінарної взаємодії.

Для розрахунку коефіцієнта стисливості, а також інших властивостей газу за допомогою рівняння AGA 8, необхідно визначити молярну густину при заданих тиску і температурі. Це роблять ітераційно за допомогою методу Ньютона.

Використання даного рівняння стану дає хорошу точність. Згідно з даними [75] в області тисків до 30 МПа і температур від 250 К до 350 К похибка обчислень коефіцієнта стисливості для широкого спектру сумішей природного газу становить до 0,4%. Однак, використання цього рівняння при обчисленнях на практиці, в основному, пов'язане з необхідністю розрахунку властивостей складних багатокомпонентних газових сумішей із істотним вмістом різних компонентів, у тому числі, фракцій вуглеводнів C_{6+} . Більше того, для проведення розрахунків за допомогою рівняння AGA 8 вкрай важливо знати максимально деталізований склад газу. При цьому точність розрахунків буде залежати від точності оцінки процентного вмісту кожного з компонентів газової суміші. Крім цього, даний метод розрахунку виключає можливість оперативного визначення густини газу та вимагає наявності відповідних програмних продуктів.

Іншим рівнянням стану, що описує властивості компонентів природного газу та газової суміші, є узагальнена форма рівняння Бенедикта, Вебба та Рубіна з трипараметричною кореляцією Пітцера, запропонована Лі та Кесслером [35, 45, 77], далі – рівняння BWR-LK. Коефіцієнт стисливості речовини пов'язується з коефіцієнтом стисливості простої речовини й еталонної, в якості якої обрано n-Октан:

$$Z = z^0 + \frac{\omega}{\omega^R} (z^R - z^0), \quad (2.38)$$

де z^0 – коефіцієнт стисливості простої речовини, z^R – коефіцієнт стисливості еталонної речовини, ω – фактор ацентричності Піцера. Коефіцієнти стисливості простої й еталонної речовини визначаються за виразом

$$z^{0,R} = \frac{PV_r}{T_r}, \quad (2.39)$$

де V_r залежить від приведених тиску та температури і знаходиться при розв'язанні рівняння

$$\frac{PV_r}{T_r} = 1 + \frac{B}{V_r} + \frac{C}{(V_r)^2} + \frac{D}{(V_r)^5} + \frac{c_4}{T_r^3 (V_r)^2} \left(\beta + \frac{\gamma}{(V_r)^2} \right) e^{\frac{\gamma}{(V_r)^2}}, \quad (2.40)$$

де

$$B = b_1 - \frac{b_2}{T_r} - \frac{b_3}{T_r^2} - \frac{b_4}{T_r^3}, \quad (2.41)$$

$$C = c_1 - \frac{c_2}{T_r} + \frac{c_3}{T_r^3}, \quad (2.42)$$

$$D = d_1 + \frac{d_2}{T_r}. \quad (2.43)$$

Константи b_i , c_i і d_i для простої й еталонної речовини – табличні дані.

Це рівняння можна застосувати і для опису суміші газів. Для цього критичні параметри речовини замінюються псевдокритичними, що розраховуються за формулами:

$$V_{кри} = \frac{(0,2905 - 0,0851\omega_i) R_{\mu} T_{кри}}{P_{кри}}, \quad (2.44)$$

$$V_{кр} = \sum_i \sum_j y_i y_j (V_{кри}^{1/3} + V_{крj}^{1/3})^3, \quad (2.45)$$

$$T_{кр} = \frac{1}{8V_{кр}} \sum_i \sum_j y_i y_j (V_{крi}^{1/3} + V_{крj}^{1/3})^3 (T_{крj} T_{крi})^{1/2}, \quad (2.46)$$

$$\omega = \sum_i y_i \omega_i, \quad (2.47)$$

$$P_{кр} = \frac{(0,2905 - 0,085\omega) R_{\mu} T_{кр}}{V_{кр}} a. \quad (2.48)$$

Тут $P_{кр}$ – псевдокритичний тиск суміші, $T_{кр}$ – псевдокритична температура суміші, ω – фактор ацентричності суміші.

Рівняння стану Соаве-Редліха-Квонга (SRK) і Пенга-Робінсона (PR) разом із рівнянням Ван-дер-Ваальса називають кубічними рівняннями стану, тому що розкладання їх у многочлен призводить до кубічного степеню густини [35, 78]. Окрім охоплення широкого діапазону умов, ці рівняння також можуть мати вираження в узагальненій формі за правилами змішування, які дозволяють розрахувати коефіцієнти для різних сумішей. Тому їх іноді називають рівняннями стану сумішей.

Всі кубічні рівняння мають наступну форму:

$$P = \frac{RT}{v-b} + \frac{a}{v^2 + Av + B}, \quad (2.49)$$

де v – молярний об'єм, м³/моль.

Рівняння SRK є модифікацією Соаве моделі рівняння Редліха-Квонга (RK), яке широко використовувалося для розрахунків хімічної рівноваги. Рівняння SRK більш якісно визначає густину рідини. Для рівняння SRK B у рівнянні (2.49) перетворюється в нуль і $A=b$. Величини a і b задаються наступним чином:

$$a = \frac{0,42748R^2T_{кр}^2}{P_{кр}} \left[1 + (0,48 + 1,574\omega - 0,176\omega^2)(1 - T_r^{0,5}) \right]^2, \quad (2.50)$$

$$b = \frac{0,08664RT_{кр}}{P_{кр}}, \quad (2.51)$$

де ω – коефіцієнт ацентричності Пітцера,

$$T_r = \frac{T}{T_{кр}} \text{ – приведена температура,}$$

$T_{кр}$ – критична температура.

Числові константи та залежність $T_{кр}$ вибирають таким чином, щоб забезпечити відповідність для тиску парів вуглеводнів.

Враховуючи a і b із (2.49) і (2.50), рівняння SRK має вигляд:

$$P = \frac{RT}{V - \frac{0,08664RT_{кр}}{P_{кр}}} + \left(\frac{\frac{0,42748R^2T_{кр}^2}{P_{кр}}}{V^2 + \frac{0,08664RT_{кр}}{P_{кр}}V} \right) \times \times \left[1 + (0,48 + 1,574\omega - 0,176\omega^2)(1 - T_r^{0,5}) \right]^2. \quad (2.52)$$

Рівняння (2.52) може бути виражене через густину $V = \frac{M}{\rho}$:

$$P = \frac{\frac{\rho RT}{M}}{1 - \frac{0,08664\rho RT_{кр}}{MP_{кр}}} + \left(\frac{\frac{0,42748\rho^2 R^2 T_{кр}^2}{M^2 P_{кр}}}{1 + \frac{0,08664\rho RT_{кр}}{MP_{кр}}} \right) \times \times \left[1 + (0,48 + 1,574\omega - 0,176\omega^2)(1 - T_r^{0,5}) \right]^2. \quad (2.53)$$

У рівнянні стану Пенга-Робінсона (PR) $A = 2b$, $B = -b^2$,

$$a = \frac{0,45724R^2T_{кр}^2}{P_{кр}} \left[1 + (0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2)(1 - T_r^{0,5}) \right]^2, \quad (2.54)$$

$$b = \frac{0,07780RT_{кр}}{P_{кр}}, \quad (2.55)$$

тоді рівняння PR має вигляд:

$$P = \frac{RT}{V - \frac{0,07780RT_{кр}}{P_{кр}}} + \left(\frac{\frac{0,45724R^2T_{кр}^2}{P_{кр}}}{V^2 + 2\frac{0,07780RT_{кр}}{P_{кр}}V - \left(\frac{0,07780RT_{кр}}{P_{кр}}\right)^2} \right) \times \quad (2.56)$$

$$\times \left[1 + (0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2)(1 - T_r^{0,5}) \right]^2,$$

де, знову ж таки, числові константи були отримані відповідно до даних про тиски парів вуглеводнів.

За густиною рівняння (2.56) приймає вигляд:

$$P = \frac{\frac{\rho RT}{M}}{1 - \frac{0,07780\rho RT_{кр}}{MP_{кр}}} + \left(\frac{\frac{0,45724\rho^2 R^2 T_{кр}^2}{M^2 P_{кр}}}{1 + 2\frac{0,07780\rho RT_{кр}}{MP_{кр}} - \left(\frac{0,07780\rho RT_{кр}}{MP_{кр}}\right)^2} \right) \times \quad (2.57)$$

$$\times \left[1 + (0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2)(1 - T_r^{0,5}) \right]^2.$$

Кубічні рівняння стану типу моделі Соаве, що використовують правила змішування Ван-дер-Ваальса, не достатньо добре моделюють фазову поведінку полярних систем. Як показує досвід різних дослідників, рівняння PR є більш простим і надійним, ніж багато інших, проте як PR, так і SRK неадекватно моделюють залежність для більш важких сумішей вуглеводнів C₁₀ – C₁₁.

У діючих нормах технологічного проектування магістральних газопроводів рекомендована формула

$$Z = 1 - \frac{0,0241P_{36}}{\tau}, \quad (2.58)$$

де $\tau = 1 - 1,68T_{36} + 0,78T_{36}^2 + 0,0107T_{36}^3$.

Межі застосування формули: $T_{36} = 1,3 \div 1,9$, P_{36} до $1,5 \div 1,7$.

Для практичного використання зручною є формула, одержана шляхом обробки даних графіка залежності коефіцієнта стисливості від абсолютного тиску, температури та відносної густини газу,

$$Z = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \frac{P\Delta^{1,3}}{T^{1,3}}, \quad (2.59)$$

де P – абсолютний тиск, МПа; T – абсолютна температура, К; Δ – відносна густина газу [17].

Формула (2.59) застосовується для тисків до 7,5 МПа, інтервалу температур $0 \div 60$ °С при відносній густині газу до 0,7.

При практичних розрахунках абсолютний тиск підставляють у розмірності кгс/см². У цьому випадку формула (2.59) має вигляд

$$Z = 1 - 5,39 \cdot 10^5 \frac{P\Delta^{1,3}}{T^{1,3}}. \quad (2.60)$$

2.2 Методи реалізації математичних моделей

На сьогодні існує чимало методів розрахунку неусталених режимів магістральних газопроводів і їх складних систем. Проте при виборі того чи іншого методу необхідно проводити оцінювання його складності, гнучкості, пристосовуваності, оскільки розрахунки нестационарних процесів залежать від багатьох факторів, таких як геометрія задачі, стаціонарність чи нестационарність течії, точність розрахунку, число необхідних вузлових значень тощо. Звідси випливає, що визначити певний конкретний метод, оптимальний для всіх випадків, є надзвичайно складно [64]. Оскільки рівняння руху газу належать до диференціальних, то постає ще й завдання вибору такого способу їх розв'язання, який би був швидкодіючим для оперативного керування системою газопроводів та задовольняв необхідну точність розв'язку.

Слід відзначити, що в літературі практично відсутні поради щодо вибору методу розв'язання подібних завдань. Зазвичай, теплові та гідродинамічні задачі розглядаються окремо, що суттєво допомагає при виборі чисельного методу розв'язання та його реалізації на ЕОМ. Різницеві методи розв'язання завдань гідродинаміки розглянуті у [18, 27, 79, 80]. У працях [81-83]

розглядаються кінцево-різницеві аналоги похідних разом із оцінкою помилки апроксимації.

Одним із найбільш потужних засобів рішення диференціальних рівнянь, як звичайних, так і з частковими похідними, є метод інтегральних перетворень Фур'є. Перетворення Фур'є використовуються для вирішення різних видів задач таких як теорія пружності, теплопровідності, електродинаміки й інших розділів математичної фізики. Використання інтегральних перетворень дозволяє звести диференціальне, інтегральне або інтегро-диференціальне рівняння до алгебраїчного, а також, для диференціального рівняння з частковими похідними, зменшити його розмірність.

Зазвичай пошук розв'язку не складає проблеми – їх існує нескінченно багато. Проблема полягає в так званій «крайовій задачі», коли необхідно знайти рішення, яке задовольняє граничні умови.

Для розрахунків недолік перетворень Фур'є, зазвичай, полягає в необхідності спершу обчислити перетворення Фур'є для граничних умов, зібрати їхні розв'язки, а потім розрахувати зворотне перетворення Фур'є. Формули закритої форми є рідкісними і чисельні розрахунки є важкими через коливальний характер інтегралів, що робить зближення повільним і важким для оцінювання. Для практичних розрахунків часто використовуються інші методи.

Як було продемонстровано вище, рівняння, що описують рух газу в трубопроводі, є диференціальними з частковими похідними. Розв'язок у замкнутому вигляді знайти для них неможливо. Проте, нехтуючи або лінеаризуючи нелінійні члени, дослідники розробили різні графічні й аналітичні методи для їх вирішення. Вони є наближеними і не можуть бути використані для аналізу великих систем чи систем із комплексними граничними умовами.

До методів, придатних для використання при комп'ютерному аналізі, в яких можна здійснювати числове інтегрування нелінійних гіперболічних диференціальних рівнянь із частковими похідними, належать:

- метод характеристик;

- кінцево-різницевий метод;
- метод кінцевого елемента;
- спектральний метод;
- метод граничних інтегралів.

Метод характеристик став досить популярним і широко застосовується для вирішення одномірних задач гідравлічних нестационарних режимів, особливо при сталій швидкості хвилі. Даний метод довів свою ефективність у багатьох аспектах, особливо в коректному моделюванні крутого хвильового фронту, ілюстрації поширення хвилі, легкості програмування й ефективності розрахунків.

Спектральний метод не є придатним для неперіодичних граничних умов. Як і метод граничних інтегралів, він неефективно справляється з задачами, залежними від часу (порівняно з іншими методами), особливо коли відбувається ударна хвиля.

В методі характеристик кожна границя та кожна секція трубопроводу аналізуються окремо протягом часового кроку. Тому, метод особливо прийнятний для аналізу систем, що мають складні граничні умови. Основним обмеженням цього методу є те, що умови стабільності обмежують розмір обчислювального часового інтервалу. На додачу може виникати необхідність у інтерполяціях для аналізу систем із більше, ніж одним трубопроводом або систем, де швидкість хвилі залежить від тиску. Ці інтерполяції можуть спричинити числову дисперсію та затухання.

Суть кінцево-різницевого методу полягає в побудові сітки, де диференційні оператори замінюються різницевиими. В результаті в кожному вузлі сітки диференційне рівняння замінюється алгебраїчним, зазвичай досить громіздким і нелінійним. Існують явні різницеві схеми, повністю неявні різницеві схеми та схеми з вагами. В теорії різницевих схем є поняття стійкості, збіжності та збіжності до розв'язку різницевої схеми. Явні різницеві схеми володіють умовною збіжністю та прості у реалізації. Проте досвід показує, що, не зважаючи на легкість реалізації і незначну кількість операцій на часовому

кроці, явна схема працює іноді на кілька порядків повільніше, ніж неявна схема або схема з вагами [84, 85]. Неявні різницеві схеми володіють корисною властивістю збіжності за будь-якого співвідношення кроку за часом і по координаті. Це дозволяє значно зменшити кількість часових кроків. І хоча на кожному кроці доводиться проробляти істотно більше ітерацій, швидкість рахунку зростає на порядок, порівняно з явними схемами. Не кожна неявна схема має збіжність до розв'язку. Для того щоб різницева апроксимація системи рівнянь (1.1) сходилася до її розв'язку, необхідно щоб чисельно виконувалися фізичні закони збереження. Це призводить до того, що математично тотожні операції чисельно вже не є тотожністю. Різницеві схеми, в яких чисельно виконуються фізичні закони збереження, називаються консервативними різницевиими схемами.

Неявні методи зазвичай мають перевагу в тому, що дозволяють оперувати більшими значеннями часового кроку. Проте при використанні занадто великого часового кроку, то точність схеми значно погіршується; також існує можливість отримання недостовірних результатів унаслідок виникнення чисельних коливань. Даний метод не має суттєвих переваг для вирішення одновимірних задач.

У неявному кінцево-різницевому методі алгебраїчні рівняння цілої системи розв'язуються одночасно. Оскільки член u є нелінійним, це вимагає вирішення більшої кількості нелінійних алгебраїчних рівнянь. Більш того, включення комплексних граничних умов в ітеративних процедурах може вимагати більше часу на обчислення, оскільки вся система повинна бути проаналізована для кожної ітерації. Основною перевагою даного методу є відсутність обмежень на часовий інтервал для збереження стабільності схеми обчислення. Проте часовий інтервал не можна збільшувати довільно для того, щоб заміна часткових похідних кінцево-різницевиими апроксимаціями залишалася ефективною. Для забезпечення вірності результатів неявного методу обчислювальний часовий крок повинен бути близьким до того, який необхідний для стабільності методу характеристик. Більше того, за крутими

фронтами хвилі можуть виникати високочастотні коливання. Через ці обмеження неявний кінцево-різницевий метод не набув популярності для аналізу нестационарних процесів у закритих трубопроводах.

Моделюючи однофазний нестационарний потік газу в трубопроводі, багато дослідників нехтували членом інерції в рівнянні моменту. Числові методи, що застосовувалися для розв'язання отриманої системи лінійних диференціальних рівнянь із частковими похідними, включали метод характеристик і різноманітність явних і неявних кінцево-різницевих схем. Неврахування інерції в рівнянні моменту призводить до втрати точності результатів. Для компенсування повного нехтування інерцією у [86] запропоновано концепцію «інерційного коефіцієнта» для часткового врахування її ефекту. В [32] моделювання нестационарних процесів у газопроводах здійснювалося згідно з цією концепцією. Автори [87] продемонстрували, що обчислення на основі методу інерційного коефіцієнта інколи призводять до неправильних результатів.

У дисертації представлено клас високодеталізованих гібридних схем зменшення повної варіації з відповідними можливостями обробки крайових умов. У їх формулюванні зафіксована ітерація точки, а не дискретні кроки часу для отримання розв'язку. Ці гібридні схеми дають змогу досягти набагато чіткішого виявлення поширення нестационарностей. Вони також допомагають видалити фронтальні коливання та нечіткості, характерні іншим методам. Ці схеми володіють розширеними межами стабільності числового розв'язку, що робить алгоритм досить надійним.

Основні рівняння руху газу в трубопроводі разом із рівнянням стану утворюють гіперболічну систему квазілінійних диференціальних рівнянь із частковими похідними. Проте, числовий розв'язок цієї системи неомогенних квазілінійних гіперболічних диференціальних рівнянь із частковими похідними нетривіальний.

У працях [88-90] було представлено концепцію схем зменшення повної варіації (ЗПВ) для лінійних схем Годунова. Це привело до великого спектру

методів із точністю першого і вищих порядків наближення, визнаних як у теорії так і для практичних інженерних застосувань.

У роботі представлена 5-точкова схема ЗПВ другого порядку наближення для розв'язування гомогенної частини нелінійних систем гіперболічних законів збереження, що описують нестационарні процеси в горизонтальних газопроводах на основі явної схеми ЗПВ Хартена з другим порядком наближення. Особлива увага приділяється роботі з крайовими умовами на вході та виході трубопроводу (0 і n_j вузли). Оскільки дана явна схема ЗПВ є 5-точковою, то для 1-го і $n_j - 1$ вузлів необхідні додаткові числові схеми. З цією метою застосовуються явна 3-точкова схема Годунова з першим порядком наближення, явна 3-точкова схема Лакса-Вендрофа (Lax-Wendroff, LW) із другим порядком наближення та явна 3-точкова схема Роу (Roe) із першим порядком наближення. Це, власне, веде до гібридних схем ЗПВ, а саме: ЗПВ/Годунова, ЗПВ/LW та ЗПВ/Roe.

Система одновимірних нелінійних гіперболічних диференціальних рівнянь із частковими похідними першого порядку для нестационарного потоку природного газу в горизонтальних трубопроводах має вигляд:

$$\frac{\partial}{\partial t} \rho + \frac{\partial}{\partial x} m = 0, \quad (2.61)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} m + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{m^2}{\rho} + c^2 \rho \right) = - \frac{f_g m |m|}{2D\rho}, \quad (2.62)$$

де ρ – густина газу, кг/м³;

m – масовий потік газу, кг/с·м²;

c – ізотермічна швидкість звуку, м/с;

f_g – коефіцієнт гідравлічного опору;

D – внутрішній діаметр трубопроводу, м.

Рівняння (2.61) і (2.62) можна записати у компактній формі

$$\frac{\partial}{\partial t} \vec{U} + \frac{\partial}{\partial x} \vec{F}(\vec{U}) = \vec{r}(\vec{U}), \quad (2.63)$$

де

$$\vec{U} = \begin{bmatrix} \rho \\ m \end{bmatrix}, \quad \vec{F} = \begin{bmatrix} m \\ \frac{m^2}{\rho} + c^2 \rho \end{bmatrix}, \quad \vec{r}(\vec{U}) = \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{f_g m |m|}{2D\rho} \end{bmatrix}, \quad (2.64)$$

де \vec{U} – змінна вектору стану, \vec{F} – вектор потоку.

Рівняння (2.63) є неомогенною гіперболічною моделлю, яка описує нестационарні процеси в горизонтальних газопроводах.

Для якобіана $A = (\partial / \partial \vec{U}) \vec{F}(\vec{U})$ існують два власні значення

$$a^1 = u - c, \quad a^2 = u + c, \quad (2.65)$$

де u – швидкість газу, м/с.

За методом Хірша, характеристичне рівняння C^- , що відповідає власному значенню a^1 , можна отримати наступним чином

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} - \frac{\rho}{c} \frac{\partial u}{\partial t} + (u - c) \left(\frac{\partial \rho}{\partial x} - \frac{\rho}{c} \frac{\partial u}{\partial x} \right) = \frac{\rho f_g u |u|}{c 2D}. \quad (2.66)$$

Це можна переписати через консервативні змінні як

$$\left(1 + \frac{m}{\rho c} \right) \frac{\partial \rho}{\partial t} - \frac{1}{c} \frac{\partial m}{\partial t} + \left(\frac{m}{\rho} - c \right) \left[\left(1 + \frac{m}{\rho c} \right) \frac{\partial \rho}{\partial x} - \frac{1}{c} \frac{\partial m}{\partial x} \right] = \frac{f_g m |m|}{2Dc\rho}. \quad (2.67)$$

Характеристичне рівняння C^+ , що відповідає власному значенню a^2 , отримується наступним чином

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\rho}{c} \frac{\partial u}{\partial t} + (u + c) \left(\frac{\partial \rho}{\partial x} + \frac{\rho}{c} \frac{\partial u}{\partial x} \right) = -\frac{\rho f_g u |u|}{c 2D}. \quad (2.68)$$

Це можна переписати через консервативні змінні як

$$\left(1 - \frac{m}{\rho c}\right) \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{1}{c} \frac{\partial m}{\partial t} + \left(\frac{m}{\rho} + c\right) \left[\left(1 - \frac{m}{\rho c}\right) \frac{\partial \rho}{\partial x} + \frac{1}{c} \frac{\partial m}{\partial x} \right] = -\frac{f_g m |m|}{2Dc\rho}. \quad (2.69)$$

Розв'язок рівняння (2.63) отримується з розподілу змінних визначеного вихідного поля, тобто розподілу густини газу ρ і вектора масової витрати $m = \rho u$ уздовж трубопроводу. За відсутності даних щодо розподілу значень вихідного поля припускається, що початкові умови формують значення змінних за стаціонарного режиму, що отримуються з аналітичного рівняння.

$$\bar{\rho} = \frac{f_g m_0^2}{Dc^2 \rho_0^2} \left(\frac{D}{f_g} \ln \bar{\rho} - \Delta L \right) + 1, \quad (2.70)$$

де ρ_0 – густина газу на початку трубопроводу, кг/м^3 ,

$$\bar{\rho} = \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right)^2. \quad (2.71)$$

Рівняння (2.70), неявне по відношенню до $\bar{\rho}$, підходить для ітерації з фіксованою точкою для визначення розподілу густини чи тиску.

Для негетерогенної гіперболічної моделі (2.63) застосовується підхід поділу часу [91] з метою збереження точності другого порядку наближення загальної схеми. На кожному часовому кроці рівняння (2.63) можна поділити на дві підпроблеми:

$$\frac{\partial \vec{U}}{\partial t} + \frac{\partial \vec{F}(\vec{U})}{\partial x} = 0, \quad (2.72)$$

$$\frac{\partial \vec{U}}{\partial t} = \vec{r}(\vec{U}). \quad (2.73)$$

Рівняння (2.72) є гіперболічною моделлю без джерела, а рівняння (2.73) – оператором звичайного диференційного рівняння. Точним розв'язком рівняння (2.73) є

$$\begin{bmatrix} \rho \\ m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{\rho} \\ \tilde{m} \\ 1 + \frac{f_g}{2D\tilde{\rho}} \Delta t |\tilde{m}| \end{bmatrix}, \quad (2.74)$$

де $\tilde{U} = [\tilde{\rho}, \tilde{m}]^T$ є розв'язком рівняння (2.72), використовуючи схему ЗПВ.

Нехай маємо систему гіперболічних законів збереження у формі

$$\frac{\partial}{\partial t} U + \frac{\partial}{\partial x} f(U) = 0, \quad (2.75)$$

де U – вектор m змінних, що зберігаються, f – вектор потоку. Якобін $A(U) = (\partial/\partial U)f(U)$ має реальні власні значення (a^1, a^2, \dots, a^m) і повний набір правих власних векторів. Нехай $R = (R^1, R^2, \dots, R^m)$ є матрицею, стовпці якої є правими власними векторами A , а L – матриця, рядки якої – це ліві власні вектори A .

Нехай $U_{j+1/2} = V(U_j, U_{j+1})$ позначає середнє значення U_j і U_{j+1} , тобто гладка функція $V(u, v)$ така, що

$$V(u, v) = V(v, u), \quad (2.76)$$

$$V(u, u) = u, \quad (2.77)$$

і нехай $\alpha_{j+1/2}^k$ позначає компонент $\Delta_{j+1/2} v = v_{j+1} - v_j$ у системі координат $\{R^k(v_{j+1/2})\}$:

$$\Delta_{j+1/2} v = \sum_{k=1}^m \alpha_{j+1/2}^k R_{j+1/2}^k, \quad (2.78)$$

$$\alpha_{j+1/2}^k = L_{j+1/2}^k \Delta_{j+1/2} v. \quad (2.79)$$

Тут використовується умовне позначення $b_{j+1/2} = b(v_{j+1/2}) = b(V(v_j, v_{j+1}))$.

Тоді одна версія 5-точкової явної схеми ЗПВ Хартена з другим порядком наближення може бути вигляду:

$$v_j^{n+1} = v_j^n - \lambda (\tilde{f}_{j+1/2} - \tilde{f}_{j-1/2}), \quad (2.80)$$

$$\tilde{f}_{j+1/2} = \frac{1}{2} \left[f(v_j) + f(v_{j+1}) - \frac{1}{\lambda} \sum_{k=1}^m \beta_{j+1/2}^k R_{j+1/2}^k \right], \quad (2.81)$$

де

$$\beta_{j+1/2}^k = Q^k (v_{j+1/2}^k + \gamma_{j+1/2}^k) \alpha_{j+1/2}^k - (g_j^k + g_{j+1}^k), \quad (2.82)$$

$$v_{j+1/2}^k = \lambda a^k (v_{j+1/2}), \quad (2.83)$$

$$g_i^k = S_{i+1/2}^k \max \left[0, \min \left(|\tilde{g}_{i+1/2}^k|, \tilde{g}_{i-1/2}^k S_{i+1/2}^k \right) \right], S_{i+1/2}^k = \text{sgn}(\tilde{g}_{i+1/2}^k), \quad (2.84)$$

$$\tilde{g}_{i+1/2}^k = \frac{1}{2} \left[Q^k (v_{i+1/2}^k) - (v_{i+1/2}^k)^2 \right] \alpha_{i+1/2}^k, \quad (2.85)$$

$$\gamma_{i+1/2}^k = \frac{(g_{i+1}^k - g_i^k)}{\alpha_{i+1/2}^k} \text{ коли } \alpha_{i+1/2}^k \neq 0, \quad \gamma_{i+1/2}^k = 0 \text{ коли } \alpha_{i+1/2}^k = 0, \quad (2.86)$$

де $\lambda = \Delta t / \Delta x$.

Аналогічно для схеми LW-типу другого порядку наближення та схеми Годунова з першим порядком наближення.

Схема LW-типу другого порядку наближення отримується з (2.80) і (2.81) шляхом проведення заміни

$$\beta_{j+1/2}^k = (v_{j+1/2}^k)^2 \alpha_{j+1/2}^k. \quad (2.87)$$

Це і є схема LW.

Схема Roe типу Годунова з першим порядком наближення отримується записом β

$$\beta_{j+1/2}^k = |v_{j+1/2}^k| \alpha_{j+1/2}^k. \quad (2.88)$$

Важливо відмітити, що для формулювання 5-точкової явної схеми ЗПВ Хартена другого порядку наближення не вимагається певної конкретної форми усереднення $V(u, v)$ у (2.76). У праці [92] застосовується специфічна форма

усереднення так, що вона, будучи математично зручною, також дає перевагу в обчисленні стаціонарних розривів.

Математична модель, яка описує нестационарні потоки в газопроводах, керується рівняннями (2.63) – (2.64) або (2.65) – (2.66), що є ізотермічними одновимірними рівняннями Ейлера з тертям об стінку. В роботі [92] представлено матрицю Роу для ізотермічних рівнянь Ейлера одновимірної газової динаміки:

$$\tilde{A}(v_1, v_r) = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ c^2 - \bar{u}^2 & 2\bar{u} \end{bmatrix} \quad (2.89)$$

де середня швидкість \bar{u} визначається як

$$\bar{u} = \frac{\rho_1^{1/2} u_1 + \rho_r^{1/2} u_r}{\rho_1^{1/2} + \rho_r^{1/2}}. \quad (2.90)$$

Це часто називається роу-середньою швидкістю. \tilde{A} можна розглядати як якобіан $(\partial / \partial \vec{U}) \vec{F}(\vec{U})$, обчислений при середній швидкості \bar{u} . Власні значення та власні вектори \tilde{A} описуються виразами

$$\tilde{a}^1 = \bar{u} - c, \quad \tilde{a}^2 = \bar{u} + c, \quad (2.91)$$

$$\tilde{R}^1 = \begin{bmatrix} 1 \\ \bar{u} - c \end{bmatrix}, \quad \tilde{R}^2 = \begin{bmatrix} 1 \\ \bar{u} + c \end{bmatrix}. \quad (2.92)$$

Нехай $\alpha^k(v_1, v_r)$, $k=1,2$ буде розв'язком системи лінійних рівнянь (див. рівняння (2.78))

$$v_r - v_1 = \sum_{k=1}^2 \alpha^k \tilde{R}^k(V(v_1, v_r)). \quad (2.93)$$

Після підстановки рівняння (2.92) у (2.93) α^k у (2.93) отримуються з виразів:

$$\alpha^1 = \frac{1}{2c} \{ -(m_r - m_1) + (\rho_r - \rho_1)[\bar{u} + c] \}, \quad (2.94)$$

$$\alpha^2 = \frac{1}{2c} \{ (m_r - m_1) - (\rho_r - \rho_1) [\bar{u} - c] \}. \quad (2.95)$$

При формулюванні 5-точкової явної схеми ЗПВ із другим порядком наближення для гіперболічної моделі без джерела (2.72) коефіцієнт числової в'язкості $Q^k(\nu)$ 5-точкової явної схеми ЗПВ Хартена другого порядку вибирається як

$$Q^k(\nu) = |\nu|. \quad (2.96)$$

При підставленні рівнянь (2.90) – (2.92) і (2.94) – (2.96) у схему ЗПВ Хартена для загальних гомогенних гіперболічних систем законів збереження (див. рівняння (2.80) – (2.86)) 5-точкова явна схема ЗПВ другого порядку для гіперболічної моделі (2.72) без джерела матиме вигляд:

$$\rho_j^{n+1} = \rho_j^n - \frac{\lambda}{2} (m_{j+1}^n - m_{j-1}^n) + \frac{1}{2} [(\beta_{j+1/2}^1 + \beta_{j+1/2}^2) - (\beta_{j-1/2}^1 + \beta_{j-1/2}^2)], \quad (2.97)$$

$$j = 2, 3, \dots, nj - 2,$$

$$m_j^{n+1} = m_j^n - \frac{\lambda}{2} \left\{ \left[\frac{(m_{j+1}^n)^2}{\rho_{j+1}^n} + c^2 \rho_{j+1}^n \right] - \left[\frac{(m_{j-1}^n)^2}{\rho_{j-1}^n} + c^2 \rho_{j-1}^n \right] \right\} +$$

$$+ \frac{1}{2} \{ \{ \beta_{j+1/2}^1 [\bar{u}(\nu_{j+1/2}) - c] + \beta_{j+1/2}^2 [\bar{u}(\nu_{j+1/2}) + c] \} - \{ \beta_{j-1/2}^1 [\bar{u}(\nu_{j-1/2}) - c] + \beta_{j-1/2}^2 [\bar{u}(\nu_{j-1/2}) + c] \} \}, \quad (2.98)$$

$$j = 2, 3, \dots, nj - 2,$$

де

$$\beta_{l+1/2}^k = |v_{l+1/2}^k + \gamma_{l+1/2}^k| \alpha_{l+1/2}^k - (g_l^k + g_{l+1}^k), \quad k = 1, 2; l = j - 1, j, \quad (2.99)$$

$$g_l^k = S_{l+1/2}^k \max \left[0, \min \left(|\tilde{g}_{l+1/2}^k|, \tilde{g}_{l-1/2}^k S_{l+1/2}^k \right) \right], \quad S_{l+1/2}^k = \text{sgn}(\tilde{g}_{l+1/2}^k), \quad (2.100)$$

$$k = 1, 2; l = j - 1, j, j + 1,$$

$$\tilde{g}_{l+1/2}^k = \frac{1}{2} \left[|v_{l+1/2}^k| - (v_{l+1/2}^k)^2 \right] \alpha_{l+1/2}^k, \quad k = 1, 2; l = j - 2, j - 1, j, j + 1, \quad (2.101)$$

$$v_{l+1/2}^k = \lambda \alpha^k (\nu_{l+1/2}), \quad k = 1, 2; l = j - 2, j - 1, j, j + 1, \quad (2.102)$$

$$\gamma_{l+1/2}^k = \frac{(g_{l+1}^k - g_l^k)}{\alpha_{l+1/2}^k} \text{ коли } \alpha_{l+1/2}^k \neq 0, \quad (2.103)$$

$$\gamma_{l+1/2}^k = 0 \text{ коли } \alpha_{l+1/2}^k = 0, k = 1, 2; l = j-1, j, \quad (2.104)$$

$$a^1(v_{l+1/2}) = \bar{u}(v_{l+1/2}) - c, l = j-2, j-1, j, j+1, \quad (2.105)$$

$$a^2(v_{l+1/2}) = \bar{u}(v_{l+1/2}) + c, l = j-2, j-1, j, j+1, \quad (2.106)$$

$$\bar{u}(v_{l+1/2}) = \frac{\sqrt{\rho_l^n} u_l^n + \sqrt{\rho_{l+1}^n} u_{l+1}^n}{\sqrt{\rho_l^n} + \sqrt{\rho_{l+1}^n}}, l = j-2, j-1, j, j+1, \quad (2.107)$$

$$\alpha_{l+1/2}^1 = \frac{1}{2c} \left\{ -(m_{l+1}^n - m_l^n) + (\rho_{l+1}^n - \rho_l^n) [\bar{u}(v_{l+1/2}) + c] \right\}, \quad (2.108)$$

$$l = j-2, j-1, j, j+1,$$

$$\alpha_{l+1/2}^2 = \frac{1}{2c} \left\{ (m_{l+1}^n - m_l^n) - (\rho_{l+1}^n - \rho_l^n) [\bar{u}(v_{l+1/2}) - c] \right\}, \quad (2.109)$$

$$l = j-2, j-1, j, j+1,$$

де $u_l^n = m_l^n / \rho_l^n$ і $\lambda = \Delta t / \Delta x$.

Фізичні крайові умови ставляться з метою врахування великої різноманітності експлуатаційних умов. Вони поділяються на дві категорії:

- 1) густина чи тиск газу на початку є сталими або відома їх функція часу, а в кінці масова витрата є сталою, або відома її функція від часу;
- 2) значення масової витрати на вході та на виході є деякими функціями від часу.

Ці крайові умови необхідні для основних рівнянь (2.63) – (2.64). До того ж, числові крайові умови на початку і на кінці є необхідними для кінцево-різницевого схем.

Якщо густина газу або тиск на вході залишаються сталими або відомі їх функції часу, тоді кінцево-різницево рівняння для масової витрати на початку трубопроводу можна записати у вигляді:

– метод характеристичної межі

$$m_0^{n+1} = m_0^n - \frac{\Delta t}{\Delta x} \left(c - \frac{m_0^n}{\rho_0^n} \right) \left[\left(c + \frac{m_0^n}{\rho_0^n} \right) (\rho_1^n - \rho_0^n) - (m_1^n - m_0^n) \right] - \frac{f_g}{2D} \frac{m_0^n |m_0^n|}{\rho_0^n} \Delta t + \left(c + \frac{m_0^n}{\rho_0^n} \right) (\rho_0^{n+1} - \rho_0^n), \quad (2.110)$$

– просторова екстраполяція першого порядку

$$m_0^{n+1} = m_1^{n+1}, \quad (2.111)$$

– просторова екстраполяція другого порядку

$$m_0^{n+1} = 2m_1^{n+1} - m_2^{n+1}. \quad (2.112)$$

– однобічний різницьвий метод першого порядку

$$m_0^{n+1} = m_0^n - \frac{\Delta t}{\Delta x} \left[\left(\frac{(m_1^n)^2}{\rho_1^n} + c^2 \rho_1^n \right) - \left(\frac{(m_0^n)^2}{\rho_0^n} + c^2 \rho_0^n \right) \right] - \frac{f_g}{2D} \frac{m_0^n |m_0^n|}{\rho_0^n} \Delta t. \quad (2.113)$$

Якщо масова витрата на вході стала або відома її функція від часу, тоді кінцево-різницеве рівняння для густини газу на початку трубопроводу можна записати у вигляді:

– метод характеристичної межі

$$\rho_0^{n+1} = \rho_0^n + \frac{\Delta t}{\Delta x} (m_0^n - m_1^n) \frac{1 - \frac{m_0^n}{c \rho_0^n}}{1 + \frac{m_0^n}{c \rho_0^n}} - \frac{\Delta t}{\Delta x} (\rho_1^n - \rho_0^n) \left(\frac{m_0^n}{\rho_0^n} - c \right) + \frac{m_0^{n+1} - m_0^n}{c + \frac{m_0^n}{\rho_0^n}} + \frac{f_g m_0^n |m_0^n| \Delta t}{2D \rho_0^n \left(c + \frac{m_0^n}{\rho_0^n} \right)}, \quad (2.114)$$

– просторова екстраполяція першого порядку

$$\rho_0^{n+1} = \rho_1^{n+1}, \quad (2.115)$$

– просторова екстраполяція другого порядку

$$\rho_0^{n+1} = 2\rho_1^{n+1} - \rho_2^{n+1}, \quad (2.116)$$

– однобічний різницьвий метод першого порядку

$$\rho_0^{n+1} = \rho_0^n + \frac{\Delta t}{\Delta x} (m_0^n - m_1^n). \quad (2.117)$$

Якщо масова витрата на виході є сталою або відомою функцією від часу, тоді кінцево-різницьве рівняння для густини газу на виході можна записати у вигляді:

– метод характеристичної межі

$$\rho_{nj}^{n+1} = \rho_{nj}^n + \frac{\Delta t}{\Delta x} (m_{nj-1}^n - m_{nj}^n) \frac{1 + \frac{m_{nj}^n}{c\rho_{nj}^n}}{1 - \frac{m_{nj}^n}{c\rho_{nj}^n}} - \frac{\Delta t}{\Delta x} (\rho_{nj}^n - \rho_{nj-1}^n) \left(\frac{m_{nj}^n}{\rho_{nj}^n} + c \right) - \frac{m_{nj}^{n+1} - m_{nj}^n}{c - \frac{m_{nj}^n}{\rho_{nj}^n}} - \frac{f_g m_{nj}^n |m_{nj}^n| \Delta t}{2D\rho_{nj}^n \left(c - \frac{m_{nj}^n}{\rho_{nj}^n} \right)}, \quad (2.118)$$

– просторова екстраполяція першого порядку

$$\rho_{nj}^{n+1} = \rho_{nj+1}^{n+1}, \quad (2.119)$$

– просторова екстраполяція другого порядку

$$\rho_{nj}^{n+1} = 2\rho_{nj-1}^{n+1} - \rho_{nj-2}^{n+1}, \quad (2.120)$$

– однобічний різницьвий метод першого порядку

$$\rho_{nj}^{n+1} = \rho_{nj}^n + \frac{\Delta t}{\Delta x} (m_{nj-1}^n - m_{nj}^n), \quad (2.121)$$

де індекси 0 і nj відповідають значенням у 0 і nj вузлах відповідно (наприклад, на початку і кінці трубопроводу).

Оскільки явна схема ЗПВ другого порядку є 5-точковою, то необхідно використовувати спеціальні схеми для вузлів сітки – (1 і $nj-1$). Зазвичай

дослідники застосовували метод просторової екстраполяції першого порядку для них.

Явна 3-точкова схема Годунова першого порядку для гомогенної гіперболічної моделі (2.72) записується у вигляді

$$\bar{U}_{j+1/2}^{n+1} = \frac{1}{2}(\bar{U}_{j+1}^n + \bar{U}_j^n) - \frac{\Delta t}{\Delta x}(\bar{F}_{j+1}^n - \bar{F}_j^n), \quad (2.122)$$

$$\bar{U}_j^{n+1} = \bar{U}_j^n - \frac{\Delta t}{\Delta x}(\bar{F}_{j+1/2}^{n+1} - \bar{F}_{j-1/2}^{n+1}). \quad (2.123)$$

При розписуванні рівнянь (2.122) і (2.123), числова гранична схема для гомогенної гіперболічної моделі (2.72) у вузлах 1 і $n_j - 1$, які описуються 3-точковою явною схемою Годунова першого порядку, набуде вигляду

$$\rho_{j+1/2}^{n+1} = \frac{1}{2}(\rho_{j+1}^n + \rho_j^n) - \frac{\Delta t}{\Delta x}(m_{j+1}^n - m_j^n), \quad j = 0, 1, n_j - 2, n_j - 1, \quad (2.124)$$

$$m_{j+1/2}^{n+1} = \frac{1}{2}(m_{j+1}^n + m_j^n) - \frac{\Delta t}{\Delta x} \left[\frac{(m_{j+1}^n)^2}{\rho_{j+1}^n} + c^2 \rho_{j+1}^n - \left(\frac{(m_j^n)^2}{\rho_j^n} + c^2 \rho_j^n \right) \right], \quad (2.125)$$

$$j = 0, 1, n_j - 2, n_j - 1,$$

$$\rho_j^{n+1} = \rho_j^n - \frac{\Delta t}{\Delta x}(m_{j+1/2}^{n+1} - m_{j-1/2}^{n+1}), \quad j = 1, n_j - 1, \quad (2.126)$$

$$m_j^{n+1} = m_j^n - \frac{\Delta t}{\Delta x} \left[\frac{(m_{j+1/2}^{n+1})^2}{\rho_{j+1/2}^{n+1}} + c^2 \rho_{j+1/2}^{n+1} - \left(\frac{(m_{j-1/2}^{n+1})^2}{\rho_{j-1/2}^{n+1}} + c^2 \rho_{j-1/2}^{n+1} \right) \right], \quad j = 1, n_j - 1. \quad (2.127)$$

Схема Roe використовується для 1 і $n_j - 1$ вузлів при розв'язуванні гіперболічної моделі (2.72). Її можна виразити рівняннями (2.97) – (2.98), (2.102) і (2.105) – (2.109) при $j = 1, n_j - 1$ і

$$\beta_{l+1/2}^k = |v_{l+1/2}^k| \alpha_{l+1/2}^k, \quad k = 1, 2; l = j - 1, j. \quad (2.128)$$

Числова схема для 1 і $n_j - 1$ вузлів, яка описується 3-точковою явною LW схемою другого порядку точності, може бути виражена рівняннями (2.97) – (2.98), (2.102) і (2.105) – (2.109) при $j = 1, n_j - 1$ і

$$\beta_{l+1/2}^k = (v_{l+1/2}^k)^2 \alpha_{l+1/2}^k, k = 1, 2; l = j - 1, j, \quad (2.129)$$

2.3 Агрегативно-імітаційний метод реалізації математичних моделей для складних газотранспортних систем

Побудова моделі газопровідної системи за допомогою методу агрегативного аналізу дозволяє моделювати різні технологічні ситуації, що виникають при роботі газопроводу; дає можливість визначати відхилення режиму роботи газопроводу від робочого режиму. При цьому розраховуються криві зміни температури та тиску транспортованого продукту по довжині трубопроводу, що сприяє виявленню аварійних ситуацій [25].

Магістральний газопровід – система, поведінка якої в майбутньому залежить не тільки від її теперішнього стану, але і від передісторії. Процес функціонування такої системи супроводжується зміною властивостей її елементів. Для опису подібних систем застосовуються кусково-лінійні агрегати.

Кусково-лінійний агрегат містить і переміщення, і стрибки, необхідні для розрахунку режимів роботи газопроводу. Процес функціонування будь-якого агрегату (елементу) газопровідної системи визначається набором характеристик [93-96]:

- рівняння границі простору станів;
- рівняння руху точки Z_v у просторі станів;
- співвідношення для розрахунку нового стану в результаті стрибка при виході на границю та при надходженні вхідного сигналу;
- співвідношення для розрахунку координат вихідних сигналів.

Агрегат визначається множинами T, X, Y, Z й операторами переходів H і виходів G . Тут T – множина розглядуваних моментів часу $\tau, \tau \in T$; T – множина вхідних сигналів $x(\tau)$; $x(\tau) \in X$ – множина вихідних сигналів $y(\tau)$; $y(\tau) \in Y$, Z – простір станів $z(\tau)$; $z(\tau) \in Z$.

Множина станів кусково-лінійного агрегату представляє собою скінченний набір підмножин, що не пересікаються, де z_ν – багатогранник у $n(\nu)$ -вимірному евклідовому просторі.

Стан $z \in Z$ визначається як

$$z = (\nu, z_\nu), \quad (2.130)$$

де $\nu(\tau)$ – дискретна складова або номер інтервалу часу;

z_ν – вектор додаткових координат.

Аналогічно описуються вхідні та вихідні сигнали агрегатів. Вхідний сигнал

$$x = (\mu, x_\mu), \quad (2.131)$$

де μ – дискретна складова вхідного сигналу,

x_μ – вектор додаткових координат.

Вихідний сигнал

$$y = (\lambda, y_\lambda), \quad (2.132)$$

де λ – дискретна складова вихідного сигналу,

y_λ – вектор додаткових координат.

У початковий момент часу ($\tau = \tau_0$) агрегат знаходиться в стані z_0 , який визначений як

$$z_0 = (\nu_0, z_{\nu_0}), \quad (2.133)$$

де z_{ν_0} – внутрішня точка багатогранника.

При $\tau > \tau_0$ відбувається переміщення точки $z_{v_0}(\tau)$ всередині багатогранника z_{v_0} до тих пір, поки вона не вийде за границю у точку $z_{v_0}^*$ у момент часу τ^* . Стан всередині багатогранника змінюється за лінійним законом і описується співвідношеннями:

$$\begin{aligned} v(\tau) &= \text{const}, \\ z_{v_i}(\tau) &= z_{v_i}^0 + \alpha_{v_i}(\tau - \tau_{v_0}), i = 1, 2, \dots, n(v), \\ \alpha_{v_i} &= \alpha_{v_1}, \alpha_{v_2}, \dots, \alpha_{v_{n(v)}} = \text{const}. \end{aligned} \quad (2.134)$$

Після того, як стан кусково-лінійного агрегату вийшов за границю в точку (v, z_v^*) при $\tau = \tau^* + 0$, відбувається стрибок із одного стану в інший. При цьому дискретна складова v переходить у v' (стрибок у новий багатогранник), а вектор додаткових координат $z_{v_i}^*$ в z_{v_i} – у вектор, що характеризує внутрішню початкову точку нового багатогранника $z_{v_i}^0$. Час виходу координати z_{v_i} на границю z_v обчислюється з виразу:

$$\tau^* = \tau^0 + z_{v_i}. \quad (2.135)$$

Новий стан системи описується наступним чином:

$$z = (v', z_{v_i}'), \quad z_{v_i}' = \{z_{v_i}', z_{v_2}', \dots, z_{v_{4N_x+4}}'\}, \quad (2.136)$$

де $v' = v_0 + 1$ – дискретна складова,

z_{v_i}' – вектор додаткових координат,

h – крок інтегрування по часу.

Інші координати вектора простору станів обчислюються за:

$$z_{v_i} = z_{v_i}^0 + \alpha_{v_i}(\tau^* - \tau^0), i = 2 - 4N_x + 4. \quad (2.137)$$

У момент виходу на границю чи у момент поступлення вхідного сигналу кусково-лінійний агрегат видає вихідний сигнал виду $y = (\lambda, y_\lambda)$. Дискретна

складова цього сигналу, що з'явився у результаті виходу точки z_v на границю, має вид:

$$\lambda = \lambda(v, v', z_{v^*}). \quad (2.138)$$

При утворенні вихідного сигналу в момент надходження в агрегат вхідного сигналу

$$\lambda = \lambda(v, v'', \hat{z}_{v''}, \mu). \quad (2.139)$$

При отриманні агрегатом вхідного сигналу x у момент часу $\tau = \hat{\tau}$ переміщення точки $z_v(\tau)$ усередині багатогранника припиняється і стан агрегату $z_v(\hat{\tau})$ переходить стрибком із точки (v, \hat{z}_v) у нову внутрішню точку $(v'', z_{v''})$ нового багатогранника $z_{v''}$. При цьому новий стан описується як:

$$z'' = (v'', z_{v''}), \quad (2.140)$$

де

$$v'' = v, \quad z_{v''} = \{z_{v_1}'', \dots, z_{v_{4N_x+4}}''\}. \quad (2.141)$$

Таким чином описуються елементи складної системи. Варто зазначити, що магістральний газопровід розчленований на лінійні ділянки та компресорні станції, а також окремим елементом виділене зовнішнє середовище.

Для опису зовнішнього середовища використовуються регресійні моделі з подальшою поправкою передбаченого значення за допомогою моделі авторегресії першого порядку.

Рівняння, що описують рух газу, представляють собою функції переходу й обчислюються шляхом сіток із кроком інтеграції по часу h . Загальна кількість вузлових точок сітки рівна $2N_x$.

Стан агрегату «лінійна ділянка» визначається як

$$z = (v, z_v), \quad z_v = \{z_{v_1}', z_{v_2}', \dots, z_{v_{4N_x+4}}'\}, \quad (2.142)$$

де ν – номер інтервалу довжини h ;

$z_{\nu_1} = \tau$ – час, що залишився до закінчення інтервалу;

$z_{\nu_{i+1}} = P_i$ – тиск в i -му вузлі сітки, $i = 1 - N_x$;

$z_{\nu_{i+N_x+1}} = M_i$ – масова витрата в i -му вузлі сітки, $i = 1 - N_x$;

$z_{\nu_{i+N_x+1}} = T_i$ – температура газу в i -му вузлі сітки, $i = 1 - N_x$;

$z_{\nu_{i+3N_x+1}} = T_{cm_i}$ – температура стінки трубопроводу в i -му вузлі сітки,

$i = 1 - N_x$.

Для поєднання агрегатів необхідно знати температуру на початку наступного агрегату та довжину його розбиття по осі X . Назвемо такий агрегат $j+1$. Тоді для j -ого агрегату:

$z_{\nu_{4N_x+2}}$ – температура газу у другому вузлі $j+1$ агрегату;

$z_{\nu_{4N_x+4}}$ – температура стінки у $N_x + 2$ вузлі $j+1$ агрегату;

$z_{\nu_{N_x+4}}$ – крок інтегрування по довжині для $j+1$ агрегату.

Вихідні сигнали:

$$y = (\lambda, y_\lambda), \quad y_\lambda = \{y_{\lambda_1}, \dots, y_{\lambda_j}\}, \quad (2.143)$$

де $\lambda = \nu(\tau)$ – номер інтервалу часу, після якого видається вихідний сигнал;

$y_{\lambda_1} = P_{N_x}$ – тиск у кінці лінійної ділянки газопроводу;

$y_{\lambda_3} = z_{\nu_{4N_x+4}} = T_{cm_{2N_x}}$ – температура стінки трубопроводу на кінці ділянки;

$y_{\lambda_4} = z_{\nu_{N_x+2}} = M_1$ – масова витрата на початку ділянки.

Крім того, якщо перед агрегатом, що розглядається, є відбір чи підкачка,

то

$$y_{\lambda_4} = y_{\lambda_4} \pm M(k), \quad (2.144)$$

де $M(k)$ – масова витрата відбору чи підкачки (знак «плюс» береться у випадку відбору, а знак «мінус» – у випадку підкачки);

$y_{\lambda_5} = T_2 = z_{\nu_{2N_x+3}}$ – температура в другому вузлі ділянки;

$y_{\lambda_6} = T_{cm_{N_x+2}} = z_{v_{3N_x+3}}$ – температура стінки в $N_x + 2$ вузлі;

$y_{\lambda_7} = \Delta x$ – крок інтегрування по довжині.

Вхідний сигнал:

$$\begin{aligned} x &= (\mu, x_\mu), \\ \mu &= \lambda, \\ x_\mu &= \{x_{\mu_1}, \dots, x_{\mu_7}\}, \\ x_{\mu_i} &= y_{\lambda_i}, i = 1-7, i = 4. \end{aligned} \quad (2.145)$$

Якщо агрегат видає вихідний сигнал тільки на один агрегат, то $x_{\mu_4} = y_{\lambda_4}$; якщо ж відбувається розгалуження лінійної частини, то

$$x_{\mu_4} = y_{\lambda_4} \pm \sum_1^N M(k) = y_{\lambda_4} \pm \sum_1^N \sqrt{\frac{(P_{L-\Delta x, k(j)} - P_L) D_{k(j)}^5 \rho_{k(j)} \pi^2}{8 \xi_{k(j)} \Delta x_{k(j)}}}, \quad (2.146)$$

де $k(j)$ – номери агрегатів, на які видається вихідний сигнал;

$\xi_{k(j)}, D_{k(j)}$ – коефіцієнти гідравлічного опору та діаметри;

$P_{L-\Delta x, k(j)}$ – тиск на ділянці газопроводу з номером k на відстані кроку інтегрування по довжині $\Delta x_{k(j)}$ від j -ого агрегату.

Сигнали, які приймаються агрегатом як вхідні, надходять із попереднього за технологічною схемою агрегату $j-1$ (тиск, температура) і наступного за тією ж схемою агрегату $j+1$ (масова витрата).

Функціонування агрегату «лінійна ділянка» визначається поведінкою системи при надходженні вхідного сигналу, формуванні вихідного та переміщенні в багатограннику станів.

Якщо сигнал поступає на вхід агрегату з $j-1$ агрегату, що в моделі визначається параметром $\mu > \nu$, система переходить у стан z'' .

$$z'' = (\nu'', z_{\nu''}), \quad (2.147)$$

де $v'' = v$, $z_{v'} = \{z_{v'_1}, \dots, z_{v'_{4N_x+4}}\}$, $z_{v'} = 10^{-6}$, $z_{v'_2} = P_1 = x_{\mu_1}$, $z_{v'_{2N_x+2}} = T_1 = x_{\mu_2}$, $z_{v'_{3N_x+2}} = x_{\mu_3}$.

Інші додаткові координати стану залишаються попередніми $z_{v'_i} = z_{v_i}$ (i – вказані раніше номери). При поступленні вхідного сигналу з агрегату $j+1$ ($\mu = v$) стан агрегату x'' формується так: $z_{v'_{4N_x+3}} = x_{\mu_6}$, $z_{v'_{4N_x+4}} = \Delta x = x_{\mu_7}$, $v'' = v$, $z_{v''} = 10^{-6}$, $z_{v'_{4N_x+2}} = x_{\mu_5}$, $z_{v'_{2N_x+1}} = M_{N_x} = x_{\mu_4}$. Інші z_{v_i} залишаються попередніми.

Координати вектора z_{v_i} змінюються за відповідними законами, що описуються диференційними рівняннями:

$$\frac{dz_{v_i}}{d\tau} = \alpha_{v_i}, i = 1 - 4N_x + 4, \quad (2.148)$$

$$z_{v_i} = z_{v_i}^0 + \alpha_{v_i} (\tau - \tau_{v_0}).$$

Координата часу z_{v_i} зменшується з одиничною швидкістю, тобто $\alpha_{v_1} = -1$. Тиск і температура потоку газу, температура стінки на початку трубопроводу за інтервал часу h не змінюється і визначається відповідними вхідними сигналами. При цьому $i = 2$, $\alpha_{v_2} = 0$, $\alpha_{v_{3N_x+1}} = 0$. Аналогічно, масова витрата газу в кінці трубопроводу задається за вхідним сигналом і $\alpha_{v_{2N_x+1}} = 0$.

Інші значення α_{v_i} визначаються для вузлових точок, що лежать всередині багатогранника станів. Після нескладних перетворень отримаємо систему рівнянь:

$$\frac{dz_i}{d\tau} = f_i(\tau, z),$$

$$z = \{z_1, \dots, z_{3N_x}\},$$

$$z_i = P_i, i = 1 - N_x, z_{N_x+i} = M_i, i = 1 - N_x, \quad (2.149)$$

$$z_{v_{2N_x+i}} = T_i, i = 1 - N_x, z_{v_{3N_x+i}} = T_{cm_{i+N_x}}, i = 1 - N_x,$$

$$f_i(\tau, z) = f_{2N_x}(\tau, z) = f_{2N_x+1}(\tau, z) = f_{3N_x+1}(\tau, z) = 0,$$

$$f_{2N_x+i}(\tau, z) = \alpha_2 \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right)_i + \frac{\alpha_3}{\alpha_2} M_i^j,$$

$$f_{3N_x+i}(\tau, z) = \alpha_8 \left(\frac{\partial^2 T_{cm}}{\partial x^2} \right)_i + \alpha_6 (T_i - T_{cm_{i+N_x}}) + \alpha_7 (T_{nc} - T_{cm_{i+N_x}}),$$

$$f_i(\tau, z) = \frac{1}{\alpha_2} \left(\frac{\partial M}{\partial x} \right)_i, \quad i = 1 - 4N_x,$$

$$\alpha v_{i+1} = 0,5(K_1^i + K_2^i), \quad i = 1 - 4N_x.$$

Для кожного часового інтервалу з кроком h :

$$K_1^i = f_i(\tau, z), \quad K_2^i = f_i\left(\tau \pm \frac{h}{2}, z + \frac{h}{2} K_1^i\right). \quad (2.150)$$

Для знаходження похідних другого порядку в рівняннях (2.149) використовуються значення відповідних температур і кроку інтегрування по довжині. Ці значення є станами j -го агрегату z_{v_i} , $i = 4N_x + 2 - 4N_x + 4$, $\alpha v_i = 0$.

Знайдені таким чином значення αv_i дозволяють визначити рух точки z_v у просторі стану.

Рівнянням границі простору станів є співвідношення $z_{v_1} = 0$, що визначається технологічними обмеженнями. При виході агрегату на границю формується новий стан

$$z' = (v', z_{v'}). \quad (2.151)$$

Час виходу координати z_{v_1} за границю z_v визначається зі співвідношення:

$$\tau^* = \tau^0 + z_{v_1}^0, \quad (2.152)$$

де $\tau^0, z_{v_1}^0$ – початкові час і стан агрегату відповідно.

Стан z' агрегату визначається наступним чином:

– дискретна складова $v' = v + 1$,

– вектор додаткових координат $z_{v_i} = h$.

Крок інтегрування по часу h для різних агрегатів може бути різним. Інші координати вектору простору станів визначаються з рівняння (2.148) при $\tau = \tau^*$, $i = 2 - 4N_x + 4$.

Після формування нового стану z' маємо: $v = v'$, $z_v = z_{v'}$. Видається вихідний сигнал y . При видачі сигналу агрегат стрибком переходить у новий стан. Причому для уникнення зациклювання вихідний сигнал видається з запізненням.

Таким чином, визначається весь набір характеристик агрегату «лінійна ділянка».

Стан агрегату «компресорна станція», як і стан лінійної частини, описується формулою (2.130), але

$$z_v = \{z_{v_1}, \dots, z_{v_n}\}, \quad (2.153)$$

де v – номер інтервалу часу довжини h ,

z_{v_1} – час, що залишився до закінчення інтервалу довжини h ,

z_{v_2} – тиск на вході компресорної станції,

z_{v_3} – тиск на виході станції,

z_{v_4} – масова витрата газу на вході в станцію,

z_{v_5} – масова витрата газу на виході зі станції,

z_{v_6} – температура газу на вході в станцію,

z_{v_7} – температура газу на виході зі станції.

Вихідний сигнал:

$$y = (\lambda, y_\lambda), \quad (2.154)$$

де $\lambda = v_i(c)$ – номер інтервалу часу, після якого видається вихідний сигнал:

$$y_\lambda = \{y_{\lambda_1}, y_{\lambda_2}, y_{\lambda_3}\}, \quad (2.155)$$

де $y_{\lambda_1}, y_{\lambda_2}$ – тиск і температура на виході з компресорної станції,
 y_{λ_3} – масова витрата газу на вході в станцію.

Вихідний сигнал

$$x = (\mu, x_\mu), x_\mu = \{x_{\mu_1}, x_{\mu_2}, x_{\mu_3}\}, \quad (2.156)$$

де μ – номер інтервалу часу довжини,
 x_{μ_1}, x_{μ_2} – тиск і температура на вході в станцію,
 x_{μ_3} – масова витрата на виході зі станції.

Основна відмінність опису компресорної станції від лінійної частини полягає в тому, що змінні стани станції не змінюються по координаті, тобто, в агрегаті «компресорна станція» відбувається рух тільки однієї координати z_{v_1} ; часу і траєкторія руху описується рівнянням $\frac{dz_{v_1}}{d\tau} = -1$. Інші координати z_{v_i} , $i = 2 \div 7$, визначаються співвідношенням

$$\frac{dz_{v_i}}{d\tau} = 0, i = 2 \div 7, \quad (2.157)$$

При надходженні вхідного сигналу з попереднього агрегату ($\mu > \nu$) стан z'' визначається наступним чином: $z_{v_i''} = z_{v_i}$, $z_{v_1''} = \{z_{v_1'}, \dots, z_{v_7'}\}$, де $z_{v_1''} = 10^{-6}$, $z_{v_3''} = x_{\mu_1}$, $z_{v_6''} = x_{\mu_2}$, $z_{v_i''} = z_{v_i}$, $i = 3, 2, 5, 7$.

Коли вихідний сигнал надходить із наступного агрегату ($\mu = \nu$), то стан z'' формується так:

$$v'' = \nu, z_{v_i''} = \{z_{v_1'}, \dots, z_{v_7'}\}, z_{v_3''} = x_{\mu_3}, z_{v_i''} = z_{v_i}, i = 1 - 4, 5, 7. \quad (2.158)$$

При поступленні вхідних сигналів вихідні сигнали не видаються. При виході на грань багатогранника стан агрегату виконує стрибок у стан $z' = \{v', z'_i\}$, $v' = \nu + 1$

$$z_{v'} = \{z_{v'_1}, \dots, z_{v'_7}\}, \quad (2.159)$$

де $z_{v'_1} = h$ – крок інтегрування по часу, $z_{v'_2} = z_{v_2}$, $z_{v'_4} = z_{v_4}$, $z_{v'_5} = z_{v_5}$, $z_{v'_6} = z_{v_6}$.

Тоді тиск на виході з компресорної станції обчислюється за виразом

$$P_{\text{вих}} = z_{v'_3} = (DN^2 - e^B) \rho g + P_1, \quad B = \alpha_0 + \alpha_1 X_1 + \alpha_2 X_2 + \alpha_3 X_3 + \alpha_4 X_4. \quad (2.160)$$

У цьому випадку

$$X_1 = \ln N, \quad X_2 = \ln v, \quad X_3 = \ln M, \quad X_4 = \ln N \ln v + \ln M \ln N - \ln v \ln M. \quad (2.161)$$

Вихідна температура визначається за формулами

$$T_{\kappa} = T_{\text{ex}} + A \frac{\rho N^3}{c_p M}, \quad z_{v_7} = z_{v_0} + A \frac{\rho N^3}{c_p z_v}. \quad (2.162)$$

Вихідний сигнал із компресорної станції:

$$y = (\lambda, y_{\lambda}), \quad y_{\lambda} = \{y_{\lambda_1}, \dots, y_{\lambda_3}\}, \quad y_{\lambda_1} = z_{v_3}, \quad y_{\lambda_2} = z_{v_7}, \quad y_{\lambda_3} = z_{v_4}, \quad \lambda = v. \quad (2.163)$$

При зміні стану агрегату:

$$v = v', \quad z_{v_i} = z_{v'_i}, \quad i = 1 - 7. \quad (2.164)$$

Таким чином наведено повний опис компресорної станції та лінійної ділянки газопроводу у виді кусково-лінійного агрегату. Для опису процесу функціонування газопровідної системи в цілому необхідно визначити зв'язки між агрегатами, тобто розробити схему поєднання елементів системи.

2.4 Системний підхід до дослідження режимів роботи складних газотранспортних систем

Розвиток магістрального транспорту газу, ускладнення структури мереж трубопроводів, розроблення й упровадження нових досягнень науки та техніки, вдосконалення технології перекачування все більше ускладнюють задачі керування магістральними газопроводами. Доводиться приймати рішення в

ситуаціях, які характеризуються багатьма тисячами факторів і взаємних зв'язків. Об'єктивні складнощі врахування цих факторів призводять до нераціонального використання електроенергії, неузгодженої роботи окремих ланок системи керування. Все це зменшує економічну ефективність роботи магістрального газопроводу. Використання на практиці управління системного підходу дозволяє приймати до уваги велику кількість факторів різноманітного характеру; виділяти з них ті, що найбільшою мірою впливають на об'єкт з точки зору наявних загальносистемних цілей і критеріїв; знаходити шляхи та методи ефективного впливу на них. За наявності сформульованої мети (наприклад, підтримання робочого режиму в системі трубопровід – компресорна станція) та заданому критерію її досягнення (точність визначення масової витрати газу в кінці газопроводу) розробка методики розрахунку газопровідної системи зводиться до вирішення двох взаємопов'язаних проблем: проблема побудови моделі газопроводу та проблема розробки алгоритму керування, що відповідає заданій моделі та цілі функціонування системи. При побудові моделі об'єкта використовується метод системного аналізу. При цьому об'єкт (магістральний газопровід) розглядається як динамічна система, котра складається з великої кількості взаємозв'язаних і взаємодіючих між собою елементів. У допустимих межах динамічна система досліджується як єдиний організм із урахуванням внутрішніх зв'язків між окремими елементами, зовнішніх зв'язків із іншими системами та об'єктами.

Для того, щоб задати складну систему, необхідно і достатньо представити опис усіх її елементів та опис їх взаємодії. Розчленування системи на елементи в загальному випадку може неоднозначним і є значною мірою умовним. Так, лінійну частину магістрального газопроводу чи компресорну станцію можна розглядати як елементи системи або підсистеми, що складаються з елементів (засувки, труб тощо). У формалізованій схемі системи елемент виступає як об'єкт, що не підлягає (при даному розгляді) подальшому розбиттю на частини. Внутрішня структура елемента не є предметом дослідження. Значення мають

тільки ті властивості елемента, які визначають його взаємодію з іншими елементами системи та впливають на характер системи в цілому [97, 98].

Для прискорення та спрощення розрахунків магістрального газопроводу елементами системи приймаються лінійні ділянки та компресорні станції. Більш дрібне розбиття не проводиться. Окремими елементами вводяться відбори та підкачки, які не входять у розрахункові ділянки газопроводу.

Потрібно зазначити, газопровід існує в певному навколишньому середовищі, яке впливає на процеси всередині нього. Тому навколишнє середовище також вводиться як елемент системи.

Газопровід і його середовище функціонують в умовах дії великої кількості випадкових факторів. Тому, прогнозування їх поведінки можливе тільки в рамках імовірнісних категорій. Основними джерелами випадкових впливів є фактори зовнішнього середовища та відхилення від нормальних режимів функціонування газопроводу (аварії, витоки), що виникають всередині системи. Випадкові впливи зовнішнього середовища призводять до зміни умов, у яких працює складна система. Випадкові відхилення від нормальних режимів роботи відбуваються за рахунок помилок різних приладів, виходу з ладу первинних елементів системи, відмов у роботі окремих агрегатів і т. д. Ці випадкові дії спричиняють зміни значень деяких параметрів системи, а, інколи, і зміни її структури (відмова елементів). Викликані ними порушення нормальних режимів функціонування, як правило, позначаються на якості (точності) розрахунків газопроводу. При дослідженні діючих магістральних газопроводів доводиться обмежуватися диспетчерськими даними, точність яких не перевищує плюс-мінус 10 % [99].

Основними параметрами, які характеризують стан елементів і системи в цілому, є температура, тиск і масова витрата. Вхідні величини (дія зовнішнього середовища на елемент газопровідної системи) приводять до зміни вихідних величин (дія системи на навколишнє середовище). При цьому зміна вихідних величин не завжди проявляється одразу. Вони можуть запізнюватися, але ніколи не можуть випереджати зміни вхідних величин.

Після розчленування складної системи на окремі елементи описується робота кожного елемента окремо, а також зв'язки між ними. При цьому доцільно використовувати методи агрегативного підходу, тобто, вважати елементи системи кусково-лінійними агрегатами. В цьому випадку рух динамічної системи відбувається в результаті стрибків і переміщень із одного її стану в інший. Це дає змогу повніше розглядати процес функціонування елементів і системи в цілому [100-103].

Агрегати газопровідної системи задаються множинами моментів часу T , вхідних сигналів x , внутрішніх станів Z , вихідних сигналів Y , операторів переходів у новий стан V', V'', U і виходів G , підмножинами $Z^{(y)}$ (підмножини $Z^{(y)}$ визначають моменти видачі вихідних сигналів). Для формального опису взаємодії елементів (агрегатів) C_j і C_k системи необхідно мати наступні моделі:

- формування вихідного сигналу елемента C_j ;
- з'єднання елементів мережею каналів зв'язку, що забезпечують передачу сигналів між ними;
- трансформація сигналу в процесі проходження через реальний канал зв'язку;
- прийом вхідного сигналу та поведінка елемента C_k під дією цього сигналу.

При побудові моделі трансформації сигналу доводиться розглядати реальні канали як самостійні елементи складної системи, а канали зв'язку між агрегатами вважати ідеальними. В загальній постановці задачі розрахунку газопровідної системи запірні арматура, перемички є реальними каналами. Але, як було сказано вище, це значно ускладнює розрахунок магістральних газопроводів унаслідок збільшення кількості агрегатів. Тому для складних мереж трубопроводів опір тертя в потоці газу за рахунок наявності на газопроводі запірної арматури та перемичок враховується шляхом задання еквівалентного коефіцієнта гідравлічного опору, обчисленого за зворотною

задачею. При такому визначенні коефіцієнта гідравлічного опору розв'язок задачі спрощується, а зв'язки між агрегатами можна вважати ідеальними.

Модель з'єднання елементів динамічної системи мережею ідеальних каналів зв'язку відображає структурний аспект взаємодії агрегатів системи в процесі її функціонування. При побудові моделі поєднання кожному сигналу, який надходить із зовнішнього середовища чи виникає як вихідний сигнал елемента системи, вказується адреса, за якою він повинен поступати як вхідний сигнал елемент системи чи об'єкта зовнішнього середовища. При цьому об'єкт зовнішнього середовища, який видає сигнали одному чи декільком елементам системи, повинен бути описаний, як мінімум, моделлю формування вихідних сигналів. А об'єкт зовнішнього середовища, що приймає сигнали від елементів системи, повинен бути описаний принаймі моделлю прийому вхідного сигналу та поведінки під дією цього сигналу.

Слід вказати на обмеження в використанні агрегативних методів. Перше обмеження стосується структури поєднання агрегатів системи з зовнішнім середовищем. Воно вимагає, щоб кожен елементарний канал, що передає елементарні сигнали в зовнішнє середовище, починався в одному із вихідних контактів одного з агрегатів системи, і кожен елементарний канал, що передає елементарні сигнали з зовнішнього середовища, закінчувався на одному з вхідних чи керуючих контактів одного з агрегатів системи. Друге обмеження передбачає, що передача сигналів у системі відбувається безпосередньо від агрегату до агрегату без селектувальних пристроїв, які здатні відсіювати сигнали за яким-небудь ознаками. Третє обмеження полягає в тому, що момент видачі сигналу повинен належати не тільки множині моментів функціонування агрегату, що видає сигнал, але і множині моментів функціонування агрегату, який приймає сигнал. Четверте обмеження передбачає, що сигнали між агрегатами системи передаються миттєво, без спотворення і без перекодування, що змінює структуру сигналу як кінцевої сукупності елементарних сигналів.

2.5 Висновки по другому розділу

1. Виконано аналіз законів руху газу в газопроводі та сформовано математичну систему рівнянь, що описує нестационарні неізотермічні процеси транспортування природного газу, що включає як гідравлічні так і термодинамічні рівняння, пов'язані між собою.

2. Запропоновано для розв'язку гіперболічної моделі диференціальних рівнянь із частковими похідними, що описують неусталений рух газу, п'яти-точкову явну кінцево-різницеву схему зменшення повної варіації другого порядку в поєднанні з трьох-точковою схемою Годунова в крайніх вузлах, що сприяє більш чіткому виявленню поширення нестационарностей, а також допомагає видалити фронтальні коливання та неточності, характерні іншим методам.

3. Представлено принцип агрегативно-імітаційного методу для побудови моделі складної газопровідної системи, за допомогою якого можна моделювати різні технологічні ситуації, що виникають при роботі газопроводу, а також визначати відхилення від робочого режиму. Власне, в даному методі рекомендовано застосовувати запропоновану вище п'яти-точкову кінцево-різницеву схему для визначення необхідних параметрів газопроводу в конкретному вузлі.

4. Наведено концепцію системного підходу до дослідження режимів роботи складних газотранспортних систем. На практиці це допомагає приймати до уваги значну кількість різноманітних робочих факторів, виділяти більш впливові й ефективно ними керувати.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ НЕПРОЕКТНИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

Аналіз роботи газотранспортної системи показує, що значну частину часу трубопроводи працюють у неусталеному режимі руху газу. Його тиск і витрата змінюються по довжині трубопроводу й у часі в результаті нерівномірного споживання та відбору, включення та виключення компресорних агрегатів, перекриття запірної арматури, появи аварійних витоків тощо.

Оперативне керування такими режимами пов'язане зі складністю узгодження режимів роботи окремих ділянок газопроводу між собою, а також із компресорними станціями. Визначення причин, що викликають зміну режиму роботи трубопровідної системи, та виявлення закономірностей цих змін обумовлюють вибір її параметрів. Тому знання законів зміни основних технологічних параметрів перекачування газу трубопроводами в умовах нестационарного руху має велике значення для практики.

Для вирішення диференціальних рівнянь, що описують нестационарний рух у магістральних газопроводах, де присутні підкачки, відбори або аварійні витoki, необхідно володіти початковими та граничними умовами, які відповідають конкретним технологічним режимам експлуатації газопроводів. Більше того, задання початкових і граничних умов пов'язане з вирішенням конкретних інженерних задач.

3.1 Аналіз неprojektних режимів і постановка крайових задач

Система рівнянь (1.1), наведена у розділі 1, дозволяє розрахувати розподіл тиску, температури, густини, швидкості, масової витрати газу в трубопроводі в будь-який момент часу. Незалежно від виду постановки задачі необхідно задати наступні параметри трубопроводу та транспортованого газу:

- внутрішній і зовнішній діаметр лінійної частини газопроводу;

- товщина стінки труби, матеріал стінки труби лінійної частини газопроводу;
- товщина шару або товщини шарів і матеріали ізоляції;
- еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труби лінійної частини газопроводу або коефіцієнт гідравлічного опору;
- профіль лінійної частини газопроводу, висотні позначки;
- профіль глибини залягання газопроводу у ґрунті;
- властивості навколишнього ґрунту;
- температура навколишнього середовища лінійної частини газопроводу;
- склад транспортованого газу.

При проведенні розрахунку стаціонарного режиму роботи лінійної частини газопроводу виникають наступні постановки задач:

- неізотермічний розрахунок розподілу тиску та температури при заданій масовій витраті;
- ізотермічний розрахунок розподілу тиску при заданій масовій витраті.

Для проведення стаціонарного неізотермічного розрахунку розподілу тиску та температури газу при заданій масовій витраті необхідно задати тиск газу на початку або в кінці газопроводу, температуру газу на початку або в кінці газопроводу та масову витрату. Для проведення стаціонарного неізотермічного розрахунку розподілу тиску та температури газу при невідомій масовій витраті необхідно задати тиск газу на початку і в кінці газопроводу, температуру газу на початку або в кінці газопроводу.

Для проведення стаціонарного ізотермічного розрахунку розподілу тиску при заданій масовій витраті необхідно задати тиск газу на початку або в кінці газопроводу, середню температуру газу та масову витрату. Для проведення стаціонарного ізотермічного розрахунку розподілу тиску при невідомій масовій витраті необхідно задати тиск газу на початку і в кінці газопроводу та середню температуру.

При проведенні розрахунку нестационарного режиму роботи лінійної частини газопроводу виникають наступні постановки задач:

- ізотермічний розрахунок розподілу тиску та масової витрати;
- неізотермічний розрахунок розподілу тиску, температури та масової витрати.

Для проведення нестационарного ізотермічного розрахунку розподілу тиску та масової витрати необхідно задати середню температуру транспортованого газу, початковий розподіл тиску та масової витрати по довжині ділянки газопроводу та крайові умови. Для проведення нестационарного ізотермічного розрахунку можливі такі варіанти крайових умов:

- залежність тиску на початку газопроводу від часу, залежність масової витрати в кінці газопроводу від часу;
- залежність тиску в кінці газопроводу від часу, залежність масової витрати на початку газопроводу від часу;
- залежність тиску на початку газопроводу від часу, залежність тиску в кінці газопроводу від часу;
- залежність масової витрати на початку газопроводу від часу, залежність масової витрати в кінці газопроводу від часу.

Для проведення нестационарного неізотермічного розрахунку розподілу тиску, температури та масової витрати необхідно задати початковий розподіл по довжині ділянки газопроводу тиску, температури та масової витрати і крайові умови. Для проведення нестационарного неізотермічного розрахунку можливі такі варіанти крайових умов:

- залежність тиску на початку газопроводу від часу, залежність масової витрати в кінці газопроводу від часу, залежність температури на початку газопроводу від часу;

– залежність тиску на початку газопроводу від часу, залежність масової витрати в кінці газопроводу від часу, залежність температури в кінці газопроводу від часу;

– залежність тиску наприкінці газопроводу від часу, залежність масової витрати на початку газопроводу від часу, залежність температури на початку газопроводу від часу;

– залежність тиску наприкінці газопроводу від часу, залежність масової витрати на початку газопроводу від часу, залежність температури в кінці газопроводу від часу;

– залежність тиску на початку газопроводу від часу, залежність тиску наприкінці газопроводу від часу, залежність температури на початку газопроводу від часу;

– залежність тиску на початку газопроводу від часу, залежність тиску наприкінці газопроводу від часу, залежність температури в кінці газопроводу від часу;

– залежність масової витрати в кінці газопроводу від часу, залежність масової витрати на початку газопроводу від часу, залежність температури на початку газопроводу від часу;

– залежність масової витрати в кінці газопроводу від часу, залежність масової витрати на початку газопроводу від часу, залежність температури в кінці газопроводу від часу.

В якості початкових умов при вирішенні практичних задач задаються закономірності розподілу витрати газу чи тиску по довжині газопроводу в момент часу, який приймається за початок процесу ($t = 0$). Якщо диференціальне рівняння складене для витрати газу, то в якості початкової умови приймається розподіл масової витрати по довжині газопроводу: $M(0, x) = f(x)$. За відсутності відбору газу по довжині й усталеному русі газу масова витрата буде сталою по всій довжині: $M(0, x) = M = const$.

У газопроводах, де присутній постійний і рівномірний шляховий відбір газу, його масова витрата в будь-якій точці трубопроводу буде визначатися виразом [24, 25]:

$$M(0, x) = M_0 - m_l x, \quad (3.1)$$

де M_0 – масова витрата газу на початку газопроводу,

m_l – шляховий відбір газу,

x – відстань до точки відбору.

Якщо шляховий відбір газу m_l залежить від відстані, то початковий розподіл витрати запишеться так:

$$M(0, x) = M_0 - m_l(x)x. \quad (3.2)$$

Для газопроводів, що мають постійну підкачку газу по довжині в умовах (3.1) і (3.2), знак перед другим членом у правій частині потрібно змінити на протилежний.

Зосереджені відбори газу в початкових умовах враховуються наступним чином:

$$M(0, x) = M_0 - [M_1 \delta(x - x_1) + M_2 \delta(x - x_2) + \dots + M_n \delta(x - x_n)], \quad (3.3)$$

де δ – функція Дірака

В загальному випадку, шляхові відбори газу можна замінити сумою постійного та зосереджених відборів. Тоді початкові умови запишуться в вигляді:

$$M(0, x) = M_0 - m_l(x)x - [M_1 \delta(x - x_1) + M_2 \delta(x - x_2) + \dots + M_n \delta(x - x_n)]. \quad (3.4)$$

У реальних газопроводах зосереджені відбори, рівномірно розподілені по довжині, можна замінити постійним розподіленим відбором. Відбори з великою витратою газу, які не можна представити як постійні розподілені, враховуються в умовах (3.4) як зосереджені.

Для диференціальних рівнянь, що описують зміну тиску, в якості початкових умов приймається розподіл тиску по довжині газопроводу $P(0, x) = \varphi(x)$.

У зупиненому горизонтальному газопроводі тиск газу вирівнюється по всій його довжині. Для цього випадку початкові умови записуються так: $P(0, x) = P_0 = \text{const}$. Для нахилоного газопроводу початковий розподіл тиску описується виразом $P(0, x) = P_1 \exp(-bx/2l)$.

Для горизонтального працюючого газопроводу при усталеному русі газу початковий розподіл тиску характеризується параболічним законом:

$$P(0, x) = \sqrt{P_1^2 - (P_1^2 - P_2^2)x/l}. \quad (3.5)$$

Для нахилоного газопроводу за тих же умов зміна тиску описується формулою:

$$P^2(0, x) = P_1^2 \exp(-bx/l) - (P_1^2 \exp(-b) - P_2^2)(x^2/l^2) \frac{1 - \exp(-b)}{1 - \exp(-bx/l)}, \quad (3.6)$$

де

$$b = \frac{2g\Delta z}{ZRT},$$

Z – коефіцієнт стисливості газу,

R – газова стала газу, Дж/кг·К,

T – абсолютна температура газу, К.

При відносно малих перепадах тиску в газопроводах зміна тиску по довжині близька до лінійної. В цьому випадку початкові умови запишуться у вигляді:

$$P(0, x) = P_1 - \frac{P_1 - P_2}{l} x, \quad (3.7)$$

де P_1 – тиск на початку газопроводу, P_2 – тиск у кінці газопроводу.

При великих зосереджених шляхових відборах газу зміну тиску в газопроводі між точками відбору необхідно описувати для кожної ділянки

відповідним законом. Тоді початкові умови для такого випадку запишуться наступним чином:

$$\begin{aligned}
 P(0, x) = & \left[\sigma(x - x_1) - \sigma(x - x_2) \right] \sqrt{P_1^2 - (P_1^2 - P_2^2)(x - x_1) / (x_2 - x_1)} + \\
 & + \left[\sigma(x - x_2) - \sigma(x - x_3) \right] \sqrt{P_2^2 - (P_2^2 - P_3^2)(x - x_2) / (x_3 - x_2)} + \dots + \\
 & + \left[\sigma(x - x_{n-1}) - \sigma(x - x_n) \right] \sqrt{P_{n-1}^2 - (P_{n-1}^2 - P_n^2)(x - x_{n-1}) / (x_n - x_{n-1})},
 \end{aligned} \quad (3.8)$$

де σ – функція Хевісайда.

При лінійному розподілі тиску на кожній ділянці

$$\begin{aligned}
 P(0, x) = & \left[\sigma(x - x_1) - \sigma(x - x_2) \right] \left[P_1 - \frac{P_1 - P_2}{x_2 - x_1}(x - x_1) \right] + \\
 & + \left[\sigma(x - x_2) - \sigma(x - x_3) \right] \left[P_2 - \frac{P_3 - P_2}{x_3 - x_2}(x - x_2) \right] + \dots + \\
 & + \left[\sigma(x - x_{n-1}) - \sigma(x - x_n) \right] \left[P_{n-1} - \frac{P_n - P_{n-1}}{x_n - x_{n-1}}(x - x_{n-1}) \right].
 \end{aligned} \quad (3.9)$$

У магістральних газопроводах тиск газу на початку кожної ділянки залежить від характеристики компресорної станції, котру аналітично можна представити у вигляді:

$$P_1^2 = \bar{a}P_2^2 - \bar{b}M_1^2, \quad (3.10)$$

де \bar{a} і \bar{b} – коефіцієнти, які залежать від числа агрегатів, схеми їх включення, числа обертів робочих коліс відцентрового компресора від фізичного стану та властивостей газу.

Враховуючи (3.10) граничні умови можна представити наступним чином:

$$P(0, t) = P_1(t) = \sqrt{\bar{a}P_{21}^2 - \bar{b}M_1^2}. \quad (3.11)$$

У кінці газопроводу при цьому можуть бути такі умови:

$$M(l, t) = M_2 = const, \quad (3.12)$$

$$M(l, t) = M_2(t), \quad (3.13)$$

$$P(l, t) = P_2 = const. \quad (3.14)$$

При порівняно невеликих змінах витрати газу на компресорній станції її характеристику наближено можна представити лінійною залежністю. Тоді замість умови (3.11) матимемо $P(0, t) = P_1(t) = a_1 P_{21} - b_1 M$, де a_1, b_1 – відповідні сталі коефіцієнти.

Тиск газу перед компресорною станцією в процесі перекачування газу може змінюватися в часі, залежно від режиму роботи попередньої ділянки газопроводу. В такому випадку граничні умови на початку ділянки слід записати з урахуванням зміни тиску на вході компресорної станції:

$$P(0, t) = P_1(t) = \sqrt{a P_{21}^2(t) - b M^2}, \quad (3.15)$$

$$P(0, t) = P_1(t) = a_1 P_{21}(t) - b_1 M. \quad (3.16)$$

Залежність відбору газу в кінці газопроводу від часу формується відповідно до конкретних умов; аналітично така залежність може бути як лінійною, так і нелінійною. Зміну тиску на вході також можна описати відповідним аналітичним виразом, який характеризує реальний процес перекачування газу.

3.2 Аварійні відключення ділянок лінійної частини газопроводів

Поява пошкоджень на трубопроводах призводить до порушення режимів їх роботи, виникнення витоків, а також створює велику небезпеку для людей та об'єктів, розташованих поблизу траси. Величина аварійних втрат газу залежить від місця та розміру аварії, а також від швидкості її виявлення та ліквідації. Виявлення аварійних витоків значних об'ємів і визначення їх локації може здійснюватися шляхом вимірів і аналізу технологічних параметрів трубопроводу.

Знання законів зміни основних технологічних параметрів перекачування газу трубопроводами в умовах непроєктних режимів має значний інтерес для

практики. Для покращення загальної безпеки та зменшення ризиків появи надзвичайних ситуацій на газопроводах необхідно проводити оцінку безпеки роботи та ризиків експлуатації, а саме: виявлення аварійних витоків, появи несанкціонованих відборів та інших нештатних ситуацій при експлуатації газопроводу. Цим завданням, у загальному, займаються диспетчери трубопровідних систем, які постійно спостерігають за показами систем приладів за допомогою телеметрії. Важливим у такій роботі є розуміння процесів, що відбуваються, та правильна інтерпретація отриманої візуальної інформації. А саме: вміння розпізнати, чи в системі відбулося правильне підключення або відключення споживача, чи можливо виник великий аварійний витік тощо. Для цього диспетчер повинен бути ознайомлений із можливими ситуаціями та способами її демонстрації в робочій програмі, за допомогою якої здійснюється симуляція процесу транспортування газу.

Оскільки вивчення аварійних і нештатних ситуацій на реальному газопроводі недопустиме, то єдиним методом проведення досліджень є математичне моделювання. Тому для виконання поставлених завдань було застосовано комп'ютерне моделювання газотранспортної системи і процесів, які можуть викликати аварійні ситуації у її роботі [6, 8].

В якості об'єкта дослідження обрано ділянку гіпотетичної газотранспортної системи з можливістю дослідження на ній нестационарних процесів, що виникають при раптовому закритті запірної арматури, аварійному витокі газу, появі несанкціонованого відбору, під'єднанні чи від'єднанні лупінгу тощо.

Математична модель системи базується на рівняннях нестационарного руху газу, нерозривності й енергії з використанням рівняння стану реального газу, котрі утворюють замкнуту систему. Крайова задача вибирається згідно умов експлуатації.

При дослідженні реакції системи на раптове припинення постачання газу шляхом перекриття лінійного крану, що може мати місце при аварії на однопіткловому газопроводі, до розгляду прийнято уявну частину абсолютно

горизонтального однопіткового газопроводу (рисунок 3.1), що складається з основних двох вузлів – вхідного та вихідного. Ці вузли імітують компресорні станції, контроль за якими здійснюється в ручному режимі шляхом введення значень тиску та температури природного газу на вході у досліджувану частину трубопроводу і на виході з неї; зміна вхідних умов задається користувачем. У роботі значення цих вузлових параметрів були наступними:

- на вході $P - 7,18$ МПа, $T - 40$ °С.
- на виході $P - 5,2$ МПа, $T - 20$ °С.

Між цими вузлами знаходяться чотири лінійні ділянки та три компресорні станції відповідно. Довжина кожної такої ділянки складає 120 км. Внутрішній діаметр трубопроводу лінійної частини прийнято рівним 1400 мм.

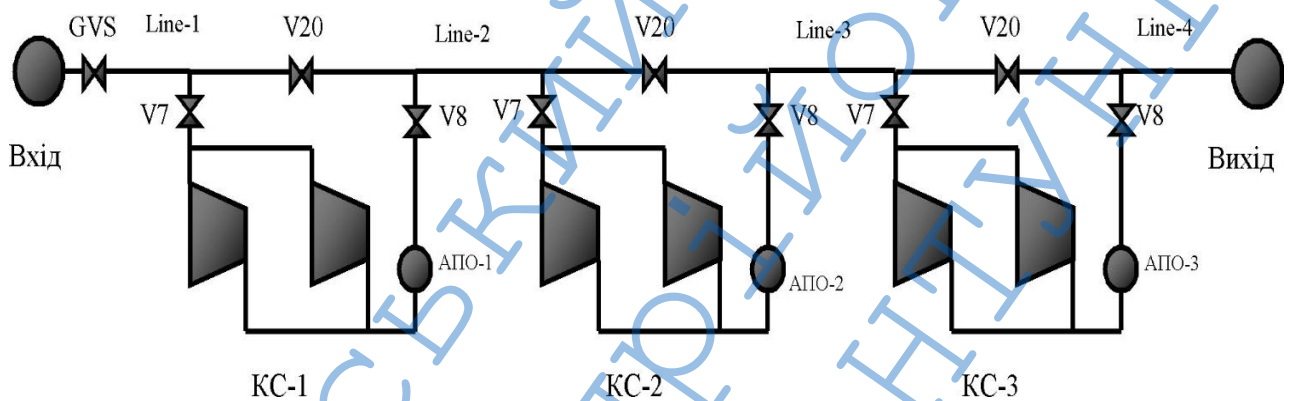


Рисунок 3.1 – Схема досліджуваного газопроводу

Кожна КС у своєму складі має два робочі агрегати з нагнітачами марки 650-22-2 й апарат повітряного охолодження (АПО). Внутрішній діаметр трубопроводів КС становить 1000 мм. Вхідний і вихідний трубопроводи КС мають довжину 100 м; трубопроводи між лініями компресорів – 50 м; лінії, на яких встановлені компресори – 40 м. Керування потоком газу через КС чи повз неї можна здійснювати за допомогою станційних кранів V7 і V8 та лінійного V20 на кожній КС відповідно.

На відстані 5 км від вхідного вузла встановлено кран GVS для імітації повної зупинки постачання газу даним трубопроводом у випадку його аварійної зупинки.

Уставки значень тиску для зміни положення запірною елемента кранів V7, V8 та V20 наведені у таблиці 3.1 за необхідності змінюються.

Таблиця 3.1 – Уставки по тиску для відкриття та закриття кранів V7, V8, V20

Кран	Відкриття, МПа	Закриття, МПа
V7	6,7	6,4
V8	6,7	6,4
V20	6,45	6,8

На ділянці Line-2 після КС-1 також присутній відбір для дослідження його впливу на роботу системи.

Протягом першої години симуляції газ транспортується зі сталою витратою без жодних змін у процесі перекачування. При цьому значення масової витрати становить 718 кг/с. Значення тиску на початку та в кінці ділянок наведені у таблиці 3.2:

Таблиця 3.2 – Значення тиску на початку і у кінці ділянок

Ділянка	Тиск на початку, МПа	Тиск вкінці, МПа
Line-1	7,18	5,12
Line-2	7,24	5,23
Line-2	7,24	5,23
Line-4	7,24	5,23

На 60 хвилині кран GVS перекривається, імітуючи припинення постачання газу при аварійній зупинці одноступового газопроводу. Час його закриття 2 хвилини. Внаслідок цього відбувається зменшення тиску в

трубопроводі після крану. Це потребує виконання заходів з метою недопущення аварійних режимів на КС на кожній ділянці. Послідовність дій виглядає наступним чином.

При фіксуванні зменшення значення тиску до відповідних значень уставок кранів V7, V8 і V20 подаються відповідні сигнали на ці крани КС, які закриваються та відкриваються відповідно. Час їх відкриття/закриття рівний 30 с. Також для імітації повної зупинки компресорів закриваються крани на кожному трубопроводі, де змонтований нагнітач – перед і за ним. Таким чином відбувається зміна руху решти газу в обхід КС через кран V20 і зменшується його масова витрата.

На п'ятій годині симуляції (через чотири години простою) постачання газу відновлюється шляхом відкриття крану GVS. Тиски на кожній ділянці зростають і, в свою чергу, крани V20 закриваються, а крани V7 і V8 відкриваються для проходження газу через компресори. Режим транспорту газу нормалізується до параметрів перед припиненням постачання.

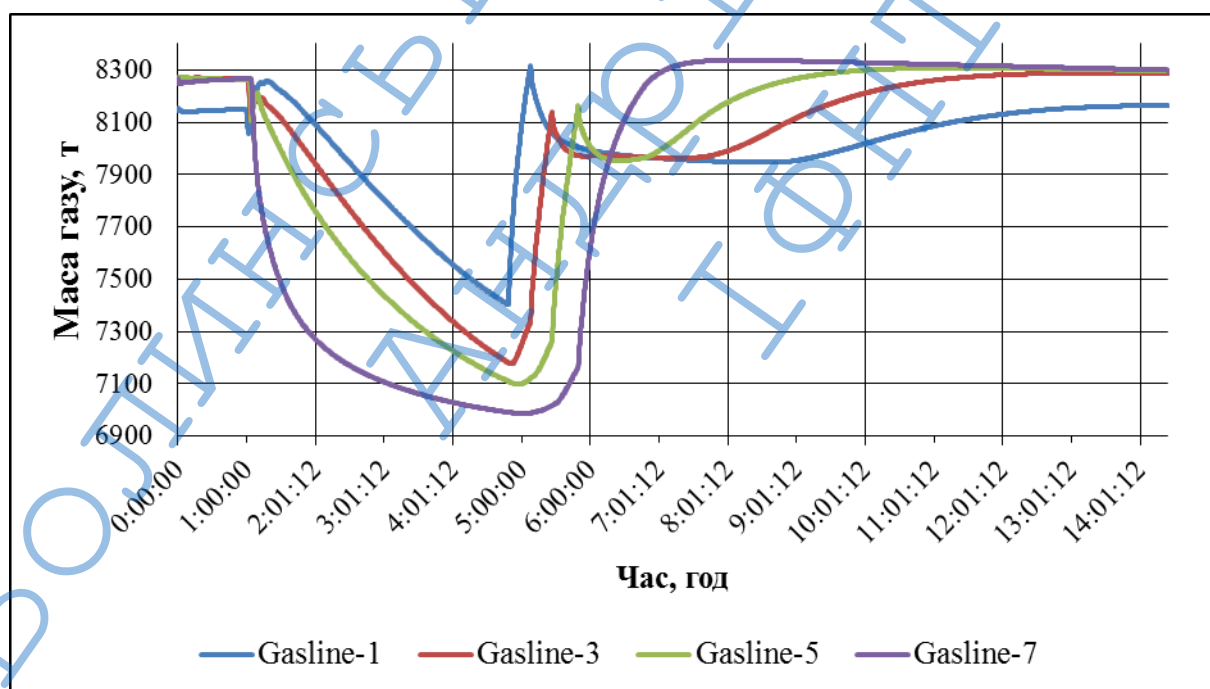


Рисунок 3.2 – Зміна маси газу в трубопроводі протягом процесу моделювання аварійної ситуації на лінійній ділянці газопроводу

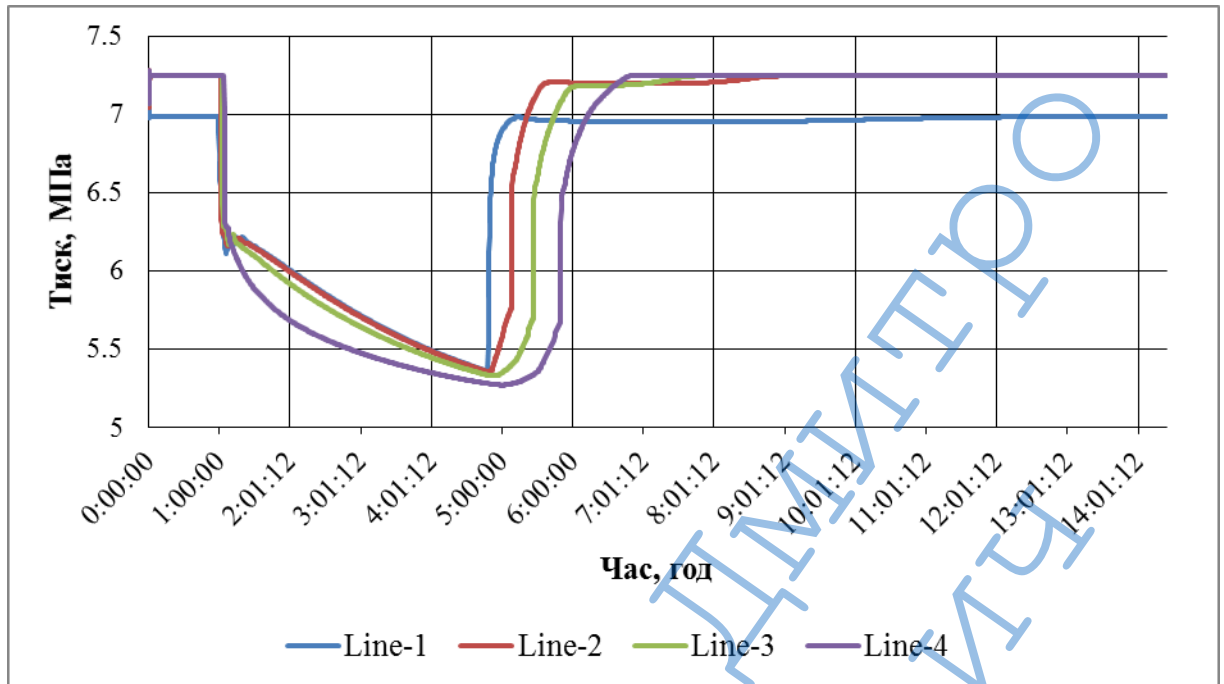


Рисунок 3.3 – Зміна тиску газу в трубопроводі протягом процесу моделювання аварійної ситуації на лінійній ділянці газопроводу

На рисунках 3.2 і 3.3 можна побачити, що після перекриття лінійного крану в трубопроводі різко падає тиск і, разом з тим, КС продовжують працювати ще деякий час; в кожній ділянці газопроводу значно зменшується маса газу, особливо це помітно на останній ділянці. Проте після відновлення роботи системи процес відбувається в зворотному напрямку – ділянки заповнюються з кінця до початку.

Потрібно також звернути увагу (рисунок 3.4), що при закритті лінійного крану, котрий імітує аварійну зупинку трубопроводу, наступні за ходом компресорні станції припиняють роботу менш ніж за 1,5 хв, а от відновлення їх роботи відбувається повільніше. Це пояснюється швидкістю поширення хвилі тиску в трубопроводі до та після гіпотетичної аварії.

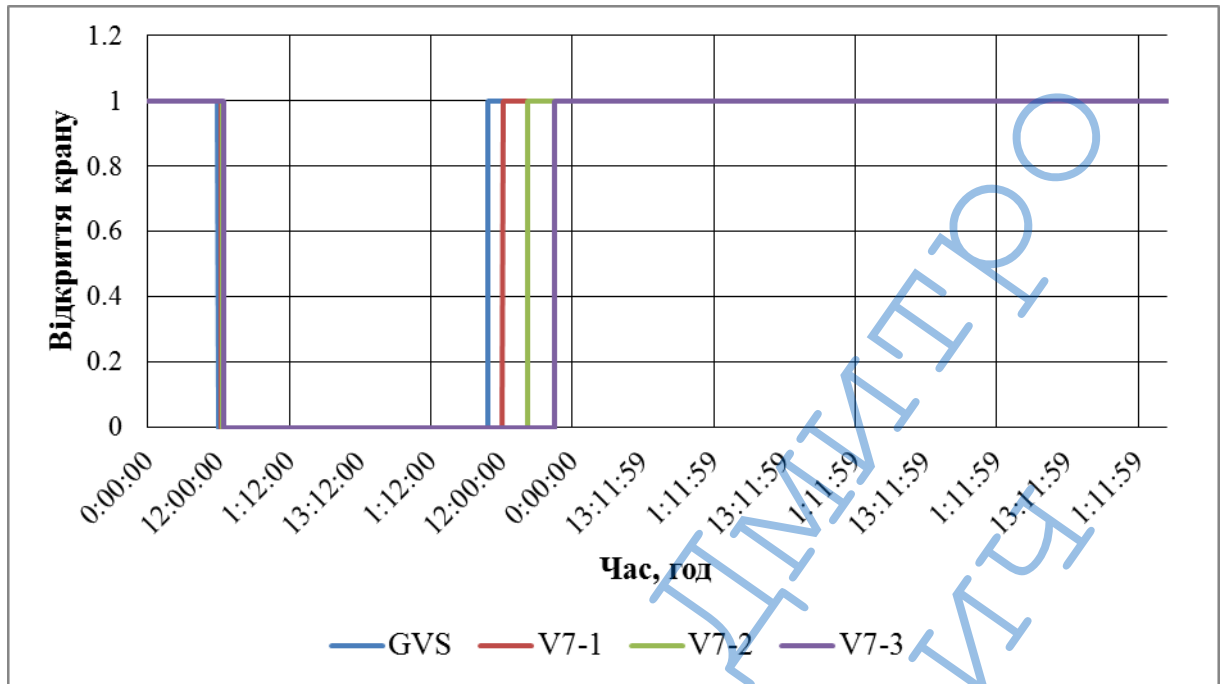


Рисунок 3.4 – Закриття-відкриття лінійного та станційних кранів під час процесу моделювання аварійної ситуації на лінійній ділянці газопроводу

3.3 Нестационарні процеси, викликані появою шляхових відборів або аварійних витоків

На сьогодні існує чимало технологій для виявлення витоків у трубопроводах. У загальному їх можна поділити на дві групи:

1) методи зовнішнього діагностування, які працюють за неалгоритмічним принципом фізичного виявлення витoku середовища.

2) методи внутрішнього діагностування, які застосовують сигнали сенсорів для моніторингу внутрішніх параметрів трубопроводу, таких як тиск, температура, густина, витрата, швидкість звуку в середовищі тощо. Ці вхідні дані є основою для проведення розрахунків і виявлення витoku середовища.

До основних методів першої групи відносяться оптоволоконний кабель, труба перевірки парів, кабель зондування флюїду, акустичний сенсор, сенсор пари, інфрачервона камера, дистанційний вимір зміни температури ґрунту, візуальний обхід із газоаналізатором.

До методів другої групи відносяться об'ємний баланс, швидкість зміни тиску/витрати, нестационарна модель реального часу, статистичний аналіз, негативна хвиля тиску.

Звичайно, кожен із вище наведених методів має свої переваги та недоліки, які необхідно враховувати при їх застосуванні на практиці.

В даній праці ставилося дві задачі, пов'язані з впливом витоків чи відборів на роботу газопроводів, а саме:

1) визначення мінімального значення відбору, при якому відбувається падіння тиску та, відповідно, місця на трубопроводі, де він відбувається, і час, необхідний для його виявлення за допомогою штатних приладів. Також дослідження зміни часу виявлення падіння тиску більше, ніж на 5 % (зміщуючи місце відбору по довжині лінійної ділянки з кроком 10 % від її довжини).

2) визначення впливу збільшення витрати відбору на режим ГТС і час виявлення падіння тиску.

Процес моделювання за допомогою системи, зображеної на рисунку 3.1, виглядав наступним чином. Протягом перших двох годин симуляції газ транспортується в стаціонарному режимі зі сталою витратою без жодних змін у процесі перекачування. При цьому оберти нагнітачів, які встановлюються в ручному режимі, на КС-1 становлять 3605 об/хв, а на КС-2 і КС-3 – 3505 об/хв відповідно; значення масової витрати в системі рівне 720 кг/с. Значення тиску на початку та на кінці ділянок наведені у таблиці 3.3.

На 121 хвилині симуляції процесу починається відбір газу з газопроводу з заданою на початку моделювання витратою. В якості параметра, який буде характеризувати зміни в режимі транспортування, обрано час виявлення падіння тиску в системі більше, ніж на 5 %. Це пояснюється класом точності приладів, які встановлюються на трубопроводі. Місцями, в яких контролюватиметься даний параметр, будуть позиція 50 м після КС-1, позиція 50 м до КС-2 і місце відбору. За максимальний час очікування прийнято 48 годин, що становить чотири робочі зміни диспетчерів.

Таблиця 3.3 – Значення тиску та температури на початку й у кінці ділянок газопроводу

Ділянка	Тиск, МПа		Температура, °С	
	на початку	у кінці	на початку	у кінці
Line-1	7,17	5,12	39,7	23,1
Line-2	7,25	5,22	39,6	23,6
Line-3	7,24	5,22	39,6	23,6
Line-4	7,24	5,22	39,6	23,6

На початку пошуку місце відбору знаходиться на 60 км лінійної ділянки. Шляхом зміни різних значень витрати відбору виявлено, що протягом заданого часу мінімальне значення відбору, при якому тиск падає більше, ніж на 5 %, становить 65 кг/с (8,1 млн. м³/добу), що відповідає 9 % від загальної витрати у газопроводі.

Наступним кроком було дослідження впливу місця розташування відбору на час виявлення падіння тиску. Для цього відбір встановлювався через кожні 10 км по довжині газопроводу, починаючи з 10 км і закінчуючи 110 км. Отримані результати представлені в таблиці 3.4.

Для дослідження другого завдання було прийнято рішення збільшувати отримане значення мінімальної витрати відбору з кроком 5 % від значення, отриманого в результаті вивчення першого завдання. Результати обчислень при різних значеннях відбору й у різних місцях його розташування наведені в таблиці 3.4, а їх графічне порівняння представлено на рисунку 3.5.

Таблиця 3.4 – Залежність часу виявлення падіння тиску від місця відбору газу

№	Відстань від КС, L, км	Час виявлення падіння тиску на 5%, t, год
1	10	—*
2	20	—

Продовження таблиці 3.4

№	Відстань від КС, L, км	Час виявлення падіння тиску на 5%, t, год
3	30	—
4	40	—
5	50	—
6	60	15:34
7	70	10:10
8	80	8:35
9	90	7:27
10	100	6:34
11	110	5:51

Примітка. «—» – час перевищує задані початкові умови в 48 годин.

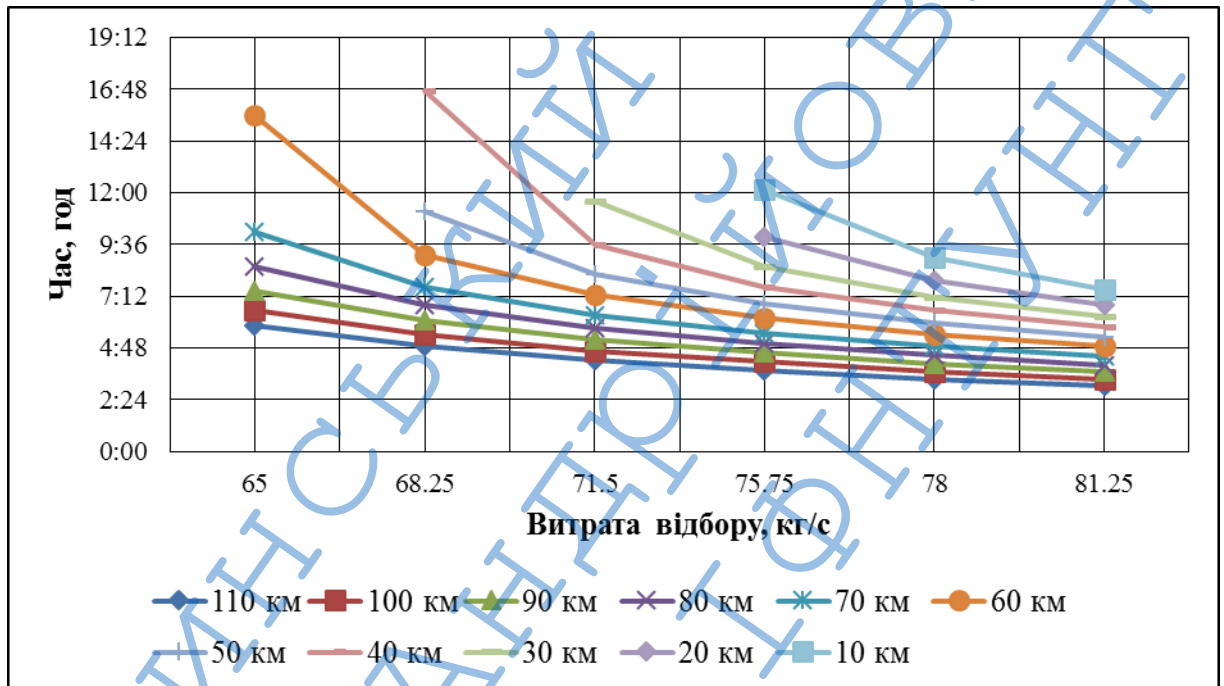


Рисунок 3.5 – Залежність часу виявлення падіння тиску від місця відбору газу та його величини

Беручи до уваги дані таблиці 3.5 про час, необхідний для виявлення витіку, можемо оцінити приблизні втрати газу. Так, при відборі з витратою 65 кг/с на 110 км газопроводу втрачається 22815 кг (32906 м³) газу. Відповідно, це призводить до великих фінансових втрат, а підвищення витрати відбору чи витіку їх тільки збільшуватиме.

Таблиця 3.5 – Залежність часу виявлення падіння тиску від місця відбору газу та його величини

№	Відстань від КС-1, L, км	Час виявлення падіння тиску на 5 %, t, год, за заданої витрати відбору, M, кг/с					
		65	68.25	71.5	75.75	78	81.25
1	10	—*	—	—	12:10	9:00	7:32
2	20	—	—	—	9:57	7:57	6:49
3	30	—	—	11:35	8:36	7:10	6:15
4	40	—	16:44	9:34	7:38	6:32	5:46
5	50	—	11:08	8:13	6:51	5:57	5:18
6	60	15:34	9:06	7:16	6:11	5:25	4:52
7	70	10:10	7:39	6:20	5:29	4:52	4:24
8	80	8:35	6:47	5:42	5:00	4:28	4:01
9	90	7:27	6:05	5:11	4:34	4:04	3:42
10	100	6:34	5:27	4:40	4:09	3:42	3:21
11	110	5:51	4:54	4:15	3:45	3:21	3:02

Примітка. «—» – час перевищує задані початкові умови в 48 годин.

3.4 Висновки по третьому розділу

1. Проведено аналіз нештатних режимів роботи, що можуть мати місце при роботі складної газотранспортної системи, та здійснено постановку відповідних крайових задач при різних ситуаціях.

2. Здійснено моделювання аварії на лінійній ділянці протяжного одноступового газопроводу з перекриттям лінійного крану, при якому виявлено, що внаслідок швидкого поширення хвилі тиску перша за ходом компресорна станція припинить свою роботу менш ніж за 5 хвилин, а наступні – через 1,5 хвилини одна за одною. При відновленні роботи цей час зростає до 4 хвилин між запуском кожної КС. Що стосується газу в газопроводі, то його маса різко зменшується внаслідок зменшення тиску. При відновленні роботи хвиля тиску поширюється повільніше, що зумовлює повільне встановлення масового балансу до і після аварії на різних кінцях газопроводу. Така ситуація, для прикладу, може викликати певні спекуляції на тему несанкціонованого відбору газу при його міжнародному транзиті.

3. Показано, що аварійний витік газу з газопроводу чи несанкціонований відбір можна виявити за показниками телеметрії вдвічі швидше, якщо такий витік/відбір знаходиться ближче до кінця лінійної ділянки. До цього ж можна додати, що існує межа (у відсотках) між значеннями витрати витоків, які можна виявити, а які – ні. Так, для прикладу, в даному дослідженні за нормальної роботи газопроводу це близько 9 % від загальної витрати.

ВОЛІНСЬКИЙ ДМИТРО
АНДРІЙОВИЧ
ІФНТУНГ

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА МЕТОДОЛОГІЇ РОЗРАХУНКУ ПРОЦЕСУ РУХУ ГАЗУ У
ГАЗОТРАНСПОРТНІЙ СИСТЕМІ ЗА НЕШТАТНИХ СИТУАЦІЙ

Нештатні ситуації та режими, що їх супроводжують, включають у себе процеси поточкорозподілу газу під час зупинки/запуску технологічного обладнання в роботу, під час виникнення аварійних ситуацій, відмов, несправностей технологічного обладнання, перекриття/відкриття запірною та регулюючого обладнання. Перехідний режим, викликаний переліченими чинниками, триває досить довго та порушує нормальний режим роботи газопроводу, знижує його продуктивність, а інколи може призвести до позачергового пуску та виключення основного обладнання з міркувань безпеки транспортування газу. Виходячи з вищенаведеного, аналіз нестационарних режимів роботи складних газотранспортних систем є надзвичайно важливою й актуальною проблемою як для галузі виробництва, так і для науки, зокрема газової динаміки.

4.1 Розробка алгоритму розв'язку математичної моделі руху газу при нештатних ситуаціях

Система рівнянь (1.1), яку подано в розділі 1, складається з записаних у формі диференціальних рівнянь законів нерозривності та збереження імпульсу й енергії. В загальному вигляді вона не має аналітичного розв'язку. Тому розв'язувати її необхідно чисельно. Для чисельного розв'язку використовуватиметься кінцево-різницевий метод. Система рівнянь має дивергентний вигляд, що дозволяє побудувати консервативну різницеву схему. Для цього можна скористатися інтегро-інтерполяційним методом або методом Годунова. Вони подібні між собою і дають однакові результати. Суть методу полягає в тому, що диференціальне рівняння інтегрується по комірці сітки. При цьому чисельне виконання законів збереження забезпечується автоматично.

Побудова різницевої схеми проводиться таким чином. Вводиться двовимірна прямокутна сітка з постійним кроком за часом Δt і координатою Δx . Вузли сітки будуть розташовуватися в точках із координатами $(t_i, x_j), t_i = i \cdot \Delta t, x_j = j \cdot \Delta x$ [104-106].

Для стислості значення функцій у вузлових точках будемо позначати $f(t_i, x_j) \equiv f_j^i$. Таким чином, i – індекс тимчасового кроку, j – індекс координати вузла сітки.

Розглянемо рівняння нерозривності з системи:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v) = 0. \quad (4.1)$$

Скориставшись теоремою Гріна:

$$\iint_{\Omega} \left(\frac{\partial Q}{\partial x} - \frac{\partial P}{\partial y} \right) dx dy = \oint_{d\Omega} P dx - Q dy, \quad (4.2)$$

(тут $d\Omega$ – це замкнута крива, яка обмежує область Ω), можна переписати рівняння нерозривності у вигляді:

$$\oint_{d\Omega} (\rho v dt + \rho dx) = 0. \quad (4.3)$$

Розглянемо комірку сітки. Криволінійний інтеграл (4.3) уздовж межі комірки можна записати у вигляді суми інтегралів по сторонах

$$\begin{aligned} & \int_{(i,j) \rightarrow (i,j+1)} (\rho v dt + \rho dx) + \int_{(i,j+1) \rightarrow (i+1,j+1)} (\rho v dt + \rho dx) + \\ & + \int_{(i+1,j+1) \rightarrow (i+1,j)} (\rho v dt + \rho dx) + \int_{(i+1,j) \rightarrow (i,j)} (\rho v dt + \rho dx) = 0. \end{aligned} \quad (4.4)$$

При інтегруванні уздовж двох сторін комірки сітки $dx = 0$, а при інтегруванні вздовж двох інших сторін $dy = 0$. Окрім того потрібно враховувати напрямок руху. Тоді можна записати:

$$\int_{(i,j) \rightarrow (i,j+1)} \rho dx - \int_{(i+1,j+1) \rightarrow (i+1,j)} \rho dx + \int_{(i,j+1) \rightarrow (i+1,j+1)} \rho v dt - \int_{(i+1,j) \rightarrow (i,j)} \rho v dt = 0. \quad (4.5)$$

Формула (4.5) буде вірна для будь-якого прямокутника на площині (t, x) , без будь-яких наближень і припущень. Інтеграл по сторонах прямокутника замінюються наближеними виразами, розрахованими за формулою трапеції. Для наближених значень інтегралів по dx отримаємо:

$$\int_{(i,j) \rightarrow (i,j+1)} \rho dx \approx \rho_{j+1/2}^i \Delta x, \rho_{j+1/2}^i \equiv 0,5(\rho_j^i + \rho_{j+1}^i),$$

$$\int_{(i+1,j+1) \rightarrow (i+1,j)} \rho dx \approx \rho_{j+1/2}^{i+1} \Delta x, \rho_{j+1/2}^{i+1} \equiv 0,5(\rho_j^{i+1} + \rho_{j+1}^{i+1}).$$
(4.6)

Для наближених значень інтегралів по часу матимемо:

$$\int_{(i,j+1) \rightarrow (i+1,j+1)} \rho v dt \approx (\rho v)_{j+1}^{i+1/2} \Delta t, (\rho v)_{j+1}^{i+1/2} \equiv 0,5((\rho v)_{j+1}^i + (\rho v)_{j+1}^{i+1}),$$

$$\int_{(i+1,j) \rightarrow (i,j)} \rho v dt \approx (\rho v)_j^{i+1/2} \Delta t, (\rho v)_j^{i+1/2} \equiv 0,5((\rho v)_j^i + (\rho v)_j^{i+1}).$$
(4.7)

Тоді різницевий аналог рівняння (4.1) запишеться у вигляді:

$$\left((\rho v)_{j+1}^{i+1/2} - (\rho v)_j^{i+1/2} \right) \Delta t + \left(\rho_{j+1/2}^{i+1} - \rho_{j+1/2}^i \right) \Delta x = 0. \quad (4.8)$$

Різницеве рівняння (4.8), як і рівняння (4.1), має дивергентну форму, тобто закон нерозривності виконується і в різницевому випадку. Різницева схема має неявний вигляд.

Розглянемо рівняння збереження імпульсу в системі (1.1):

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho v) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v^2 + P) + \rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| = 0. \quad (4.9)$$

Проінтегрувавши це рівняння за деякою областю Ω і застосувавши формулу Гріна, рівняння можна записати у вигляді:

$$\oint_{d\Omega} (\rho v^2 + P) dt + (\rho v) dx = \iint_{\Omega} \left(\rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| \right) dx dt. \quad (4.10)$$

В якості Ω виберемо комірку сітки. Тоді різницевий аналог рівняння (4.10) прийме вигляд:

$$\begin{aligned} & \left((\rho v)_{j+1/2}^{i+1} - (\rho v)_{j+1/2}^i \right) \Delta x + \left((\rho v^2 + P)_{j+1}^{i+1/2} - (\rho v^2 + P)_j^{i+1/2} \right) \Delta t + \\ & + \left(\rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| \right)_{j+1/2}^{i+1/2} \Delta x \Delta t = 0. \end{aligned} \quad (4.11)$$

Тут, як і в попередньому випадку, для наближеного інтегрування за часом і по координаті використовувалася формула трапеції. Двовимірний інтеграл був замінений наближеним значенням:

$$\iint_{\Omega} \left(\rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| \right) dx dt \approx \left(\rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| \right)_{j+1/2}^{i+1/2} \Delta x \Delta t. \quad (4.12)$$

Розглянемо рівняння збереження енергії системи (1.1):

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\rho \varepsilon^{(y\theta)} + \rho \frac{v^2}{2} + \rho g H \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h^{(y\theta)} + g H \right) \right) + \frac{1}{d} K_{cp} (T - T_0) = 0. \quad (4.13)$$

Після інтегрування рівняння (4.13) по комірці сітки та заміни інтегралів на їх наближені значення, різницевий аналог рівняння енергії матиме вигляд:

$$\begin{aligned} & \left(\rho \varepsilon^{(y\theta)} + \rho \frac{v^2}{2} + \rho g H \right)_{j+1/2}^{i+1} \Delta x - \left(\rho \varepsilon^{(y\theta)} + \rho \frac{v^2}{2} + \rho g H \right)_{j+1/2}^i \Delta x + \\ & + \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h^{(y\theta)} + g H \right) \right)_{j+1}^{i+1/2} \Delta t - \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h^{(y\theta)} + g H \right) \right)_j^{i+1/2} \Delta t + \\ & + \left(\frac{1}{d} K_{cp} (T - T_0) \right)_{j+1/2}^{i+1/2} \Delta t \Delta x = 0. \end{aligned} \quad (4.14)$$

Для наближеного обчислення інтегралів по координаті та за часом була використана формула трапеції. Двовимірний інтеграл від недивергентної частини рівняння був замінений наближеним значенням:

$$\iint_{\Omega} \left(\frac{1}{d} K_{cp} (T - T_0) dxdt \right) \approx \left(\frac{1}{2} K_{cp} (T - T_0) dxdt \right)_{j+1/2}^{i+1/2} \Delta t \Delta x. \quad (4.15)$$

В усіх різницевих рівняннях половинні індекси означають, як і в формулі (4.6), середнє значення сіткової функції. Так, наприклад, $f_{j+1/2}^{i+1/2} \equiv 0,25(f_j^i + f_j^{i+1} + f_{j+1}^i + f_{j+1}^{i+1})$.

Всі отримані різницеві рівняння мають дивергентний вигляд, отже, в них автоматично виконуються різницеві аналоги фізичних законів збереження. Таким чином, різницева схема, задана рівняннями (4.8), (4.11) і (4.14) є консервативною різницевою схемою.

4.2 Створення методики розрахунку нестационарного ізотермічного процесу

Система різницевих рівнянь (4.8), (4.11) і (4.14) апроксимує вихідну систему диференціальних рівнянь (1.1). Постановка початкової крайової задачі полягає в наступному. В момент початку моделювання необхідно задати розподіл невідомих функцій, що входять у рівняння. В даному випадку невідомими функціями є тиск, швидкість і температура газу, які залежать від часу та координати. Температура входить у систему (1.1) неявно, через рівняння стану та термодинамічні потенціали газу. Замість швидкості газу часто зручніше користуватися масовою витратою:

$$G = \rho v F. \quad (4.16)$$

Тоді, при стаціонарному режимі роботи газопроводу рівняння нерозривності перетворюється в алгебраїчне рівняння:

$$G = const . \quad (4.17)$$

До того ж, на компресорних станціях проводяться вимірювання температури, тиску і, подекуди, витрати газу. Тому на кордонах газопроводу для розв'язку необхідно задавати тиск, температуру та масову витрату. Не всі можливі постановки крайової задачі будуть коректними. Зрозуміло, що збурення поширюються по газопроводу з кінцевою швидкістю. Якщо задати протилежні цьому граничні умови, то постановка задачі буде некоректною. Математично це призведе до того, що алгебраїчна система рівнянь (4.8), (4.11), (4.14) буде мати нескінченну безліч розв'язків або жодного розв'язку. Для прикладу, нехай тиск і масова витрата задані на початку газопроводу. В цій ситуації є тільки один коректний розв'язок – стаціонарний. При побудові за цими граничними умовами нестационарного розв'язку виникне наступна ситуація. Наприкінці газопроводу спостерігається значне підвищення тиску, але збурення ще не дійшло до початку. Очевидно, що не існує можливості отримати такий розв'язок, якщо задати всі граничні умови на початку газопроводу, оскільки, з точки зору постановки задачі, вона нічим не відрізняється від стаціонарної.

Математично це означатиме, що різницева система рівнянь (4.8), (4.11), (4.14) буде мати нескінченну множину розв'язків. Справді, існує, принаймні, два розв'язки, що задовольняють ці граничні та початкові умови, а значить, їх нескінченно багато. Необхідна умова коректності постановки граничних умов: щоб витрата і тиск були задані на різних кінцях газопроводу. Таким чином, можливі всього чотири види постановки задачі. Тиск на початку та витрата в кінці, тиск у кінці та витрата на початку, тиск або витрата на початку й у кінці. Зазначимо, що гранична умова витрата на початку та на кінці має сенс тільки в нестационарному випадку. Якщо спробувати отримати стаціонарний розв'язок щодо цих граничних умов, то в силу (4.17) дві граничні умови вироджуються в одну. До цих чотирьох ситуацій додається гранична умова по температурі. В кожному з чотирьох випадків можлива коректна постановка задачі для температури і з граничною умовою на початку газопроводу, і з граничною

умовою на кінці. Задача завжди буде коректною, якщо температура задана в тій точці, де газ надходить у газопровід. У цьому випадку вирішується пряма фізична задача. А саме, розглядається, як буде охолоджуватися або нагріватися деякий виділений обсяг газу при русі вздовж газопроводу. Незалежно від довжини газопроводу задача буде коректною. Цим прикладом можна проілюструвати некоректність постановки задачі для температури. Нехай газопровід настільки довгий, що на його кінці температура виділеного обсягу газу буде однаковою незалежно від температури газу на початку. Таке можливо при певному поєднанні довжини газопроводу та впливу навколишнього середовища. Математично це означає таку ж некоректну ситуацію існування двох рішень, які відповідають одній умові на кордоні. Якщо розв'язків хоча б два, то їх нескінченно багато.

Як зазначалося вище, для отримання розв'язку необхідно задати початкові та граничні умови. Але початкові умови не можуть бути задані довільним чином. Вони завжди визначені з попереднього розв'язку системи. Однак часто виявляється, що інформації про весь газопровід у початковий момент часу недостатньо, оскільки розподіл температури, тиску і витрати, або швидкості газу по довжині газопроводу не вимірюються. У цьому випадку є коректний спосіб задати початкові умови. Нехай задані граничні умови. Можна припустити, що у попередні моменти часу газопровід функціонував у стаціонарному режимі. Тоді система рівнянь з частковими похідними перетвориться в систему звичайних диференціальних рівнянь, одне з яких інтегрується аналітично і приводить до алгебраїчного рівняння (4.17):

$$\begin{cases} \frac{d}{dx}(\rho v^2 + P) + \rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| = 0 \\ \frac{d}{dx} \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h^{(y)} + gH \right) \right) = -\frac{1}{d} K_{cp} (T - T_0). \\ \rho v F = const \end{cases} \quad (4.18)$$

Можна побудувати різницеву схему, що апроксимує цю систему рівнянь. Дійсно, різницеві рівняння (4.11), (4.14) можуть бути змінені для стаціонарного випадку. Для цього потрібно, щоб сіткові функції не залежали від номеру тимчасового кроку:

$$(\rho v^2 + P)_{j+1} - (\rho v^2 + P)_j + \left(\rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| \right)_{j+1/2} \Delta x = 0, \quad (4.19)$$

$$\begin{aligned} & \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h^{(y\theta)} + gH \right) \right)_{j+1} - \left(\rho v \left(\frac{v^2}{2} + h^{(y\theta)} + gH \right) \right)_j + \\ & + \left(\frac{1}{d} K_{cp} (T - T_0) \right)_{j+1/2} \Delta x = 0 \end{aligned} \quad (4.20)$$

Система різницевих алгебраїчних рівнянь (4.19), (4.20), доповнена граничними умовами і рівнянням (4.17) має розв'язок. Отримавши розв'язок стаціонарної задачі, можна починати динамічне моделювання, використовуючи в якості початкового розподілу тиску температури та витрати, отриманий стаціонарний розв'язок.

Типи постановки нестационарних задач перераховані у розділі 3. Моделювання нестационарного режиму роботи газопроводу приводиться до розв'язання системи диференційних рівнянь із частковими похідними першого порядку, при цьому задача зводиться до рішення системи різницевих алгебраїчних рівнянь (4.8), (4.11), (4.14). Далі розглянуто всі типи граничних умов. При вирішенні вважається, що початкові умови відомі або заздалегідь розраховані.

Тиск на початку газопроводу, масова витрата у кінці газопроводу.

Це ізотермічна постановка задачі. Тобто температура газу не змінюється в часі. Таким чином, потрібно знайти розподіл тиску та витрати в наступні моменти часу. Розподіл температури в усі наступні моменти часу збігається з початковими умовами. Нехай кількість вузлів сітки по координаті дорівнює $N + 1$, вузли мають номери $0, 1, \dots, N$. Нехай також початковий момент часу дорівнює нулю. Тоді, використовуючи граничні умови, можна записати

рівняння для тиску у нульовому вузлі сітки та для витрати в $N + 1$ вузлі сітки в будь-який момент часу:

$$\begin{aligned} P_0^i &= P_n(i \cdot dt), \\ F(\rho v)_N^i &= G_k(i \cdot dt). \end{aligned} \quad (4.21)$$

Система різницевих рівнянь для знаходження значень тиску та витрати у вузлах сітки має вигляд:

$$\begin{cases} \left((\rho v)_{j+1}^{i+1/2} - (\rho v)_j^{i+1/2} \right) \Delta t + \left(\rho_{j+1/2}^{i+1} - \rho_{j+1/2}^i \right) \Delta x = 0, j = 0 \div N - 1 \\ \left((\rho v)_{j+1/2}^{i+1} - (\rho v)_{j+1/2}^i \right) \Delta x + \left((\rho v^2 + P)_{j+1}^{i+1/2} - (\rho v^2 + P)_j^{i+1/2} \right) \Delta t + \\ + \left(\rho g \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda \rho v |v| \right)_{j+1/2}^{i+1/2} \Delta x \Delta t = 0, j = 0 \div N - 1 \end{cases} \quad (4.22)$$

Система (4.22) містить $2N$ рівнянь і $2N + 2$ невідомих, це $N + 1$ значень витрати і $N + 1$ значень тиску у вузлах сітки. Решта два рівняння задаються граничними умовами (4.21). Це система нелінійних і неявних рівнянь щодо сіткових значень тиску та витрати. Для розв'язування нелінійних систем алгебраїчних рівнянь застосовуються ітераційні методи. Часто вдається оптимізувати алгоритм побудови ітераційної послідовності, якщо використовувати структуру конкретної задачі. Одним із найбільш поширених методів розв'язку нелінійних систем є метод Ньютона. Алгоритм побудови ітераційної послідовності наступний. Кожне наступне наближення є розв'язком системи лінійних рівнянь, отриманої шляхом лінеаризації існуючої системи нелінійних рівнянь. Для скорочення записів не будемо писати часові індекси, бо зрозуміло, що на попередньому i -му часовому кроці значення витрати та тиску відомі, а на поточному $i + 1$ -му – невідомі. Перепишемо систему (4.22), доповнену (4.21) у вигляді:

$$\begin{cases} P_0 = P_n((i+1) \cdot dt) \\ f_1(G_j, P_j, G_{j+1}, P_{j+1}) = 0, j = 0 \div N-1 \\ f_2(G_j, P_j, G_{j+1}, P_{j+1}) = 0, j = 0 \div N-1 \\ G_N = G_n((i+1) \cdot dt) \end{cases}, \quad (4.23)$$

де введені позначення:

$$f_1(G_j, P_j, G_{j+1}, P_{j+1}) = (G_{j+1}^{i+1/2} - G_j^{i+1/2}) \Delta t + F(\rho_{j+1/2}^{i+1} - \rho_{j+1/2}^i) \Delta x, \quad (4.24)$$

$$\begin{aligned} f_2(G_j, P_j, G_{j+1}, P_{j+1}) &= (G_{j+1/2}^{i+1} - G_{j+1/2}^i) \Delta x + \\ &+ \left(\left(G \frac{G}{\rho F} + FP \right)_{j+1}^{i+1/2} - \left(G \frac{G}{\rho F} + FP \right)_j^{i+1/2} \right) \Delta t + \\ &+ \left(\rho g F \sin \alpha + \frac{1}{2d} \lambda G \left| \frac{G}{\rho F} \right| \right)_{j+1/2}^{i+1/2} \Delta x \Delta t. \end{aligned} \quad (4.25)$$

Початкові умови задають вузлові значення витрати та тиску в нульовий момент часу. Це масиви значень $\{G_j^0\}$ і $\{P_j^0\}$. Система рівнянь (4.23), якщо прийняти індекс часового кроку рівним нулю $i=0$, дозволяє знайти тиск і витрату на наступному часовому кроці $\{G_j^1\}$ і $\{P_j^1\}$. Знаючи розв'язок на часовому кроці $i=1$, можна за допомогою тієї ж системи (але вже записаної для часового кроку $i=i+1$), отримати розв'язок у наступний момент часу. І так далі. Завдання зводиться до отримання розв'язку на один часовий крок вперед. Потім виконується необхідна кількість кроків за часом.

Розглянемо систему (4.23). Нехай $i=0$ та відомо початкове наближення до розв'язку $\{G_j^1\}^{(0)}$ і $\{P_j^1\}^{(0)}$. Зазвичай в якості початкового наближення вибираються значення на попередньому часовому кроці, в даному випадку – на нульовому. Розкладемо всі рівняння в ряд в околі початкового наближення з точністю до першого члена. Тоді з нелінійної системи (4.23) отримаємо систему лінійних рівнянь такого вигляду:

$$\begin{cases} P_0 = P_u(dt) \\ a_{11}^j G_j + a_{12}^j G_{j+1} + b_{11}^j P_j + b_{12}^j P_{j+1} = f_1^j, j = 0 \div N-1 \\ a_{21}^j G_j + a_{22}^j G_{j+1} + b_{21}^j P_j + b_{22}^j P_{j+1} = f_2^j, j = 0 \div N-1 \\ G_N = G_k(dt) \end{cases} \quad (4.26)$$

де коефіцієнти a_{ki}^j, b_{ki}^j і f_k^j обчислюються за формулами:

$$\begin{aligned} a_{11}^j &= \frac{\partial f_1}{\partial G_j}(G_j^{(0)}, P_j^{(0)}, G_{j+1}^{(0)}, P_{j+1}^{(0)}), \\ a_{12}^j &= \frac{\partial f_1}{\partial G_{j+1}}(G_j^{(0)}, P_j^{(0)}, G_{j+1}^{(0)}, P_{j+1}^{(0)}), \end{aligned} \quad (4.27)$$

$$b_{11}^j = \frac{\partial f_1}{\partial P_j}(G_j^{(0)}, P_j^{(0)}, G_{j+1}^{(0)}, P_{j+1}^{(0)}),$$

$$b_{12}^j = \frac{\partial f_1}{\partial P_{j+1}}(G_j^{(0)}, P_j^{(0)}, G_{j+1}^{(0)}, P_{j+1}^{(0)}).$$

$$a_{21}^j = \frac{\partial f_2}{\partial G_j}(G_j^{(0)}, P_j^{(0)}, G_{j+1}^{(0)}, P_{j+1}^{(0)}),$$

$$a_{22}^j = \frac{\partial f_2}{\partial G_{j+1}}(G_j^{(0)}, P_j^{(0)}, G_{j+1}^{(0)}, P_{j+1}^{(0)}), \quad (4.28)$$

$$b_{21}^j = \frac{\partial f_2}{\partial P_j}(G_j^{(0)}, P_j^{(0)}, G_{j+1}^{(0)}, P_{j+1}^{(0)}),$$

$$b_{22}^j = \frac{\partial f_2}{\partial P_{j+1}}(G_j^{(0)}, P_j^{(0)}, G_{j+1}^{(0)}, P_{j+1}^{(0)}).$$

$$f_1^j = a_{11}^j G_j^{(0)} + a_{12}^j G_{j+1}^{(0)} + b_{11}^j P_j^{(0)} + b_{12}^j P_{j+1}^{(0)} - f_1(G_j^{(0)}, P_j^{(0)}, G_{j+1}^{(0)}, P_{j+1}^{(0)}), \quad (4.29)$$

$$f_2^j = a_{21}^j G_j^{(0)} + a_{22}^j G_{j+1}^{(0)} + b_{21}^j P_j^{(0)} + b_{22}^j P_{j+1}^{(0)} - f_2(G_j^{(0)}, P_j^{(0)}, G_{j+1}^{(0)}, P_{j+1}^{(0)}).$$

Задача розв'язку системи лінійних рівнянь добре вивчена. Існує безліч способів розв'язування лінійних систем як прямими, так і ітераційними методами. Система рівнянь (4.26) має стрічкову структуру. Розроблено методи

розв'язання систем рівнянь із вираженою стрічковою структурою, які дозволяють істотно знизити кількість обчислювальних операцій.

Перетворимо систему лінійних рівнянь. Випишемо рівняння для всіх сусідніх вузлів, $j-1$ і j , починаючи з першого, і послідовно виключимо невідомі P_{j-1}, P_j, P_{j+1} . Отримаємо рівняння виду:

$$A_j G_{j-1} + B_j G_j + C_j G_{j+1} = D_j, \quad (4.30)$$

де

$$A_j = \frac{\begin{pmatrix} a_{21}^{j-1} & a_{11}^{j-1} \\ b_{21}^{j-1} & b_{11}^{j-1} \end{pmatrix}}{\begin{pmatrix} b_{22}^{j-1} & b_{12}^{j-1} \\ b_{21}^{j-1} & b_{11}^{j-1} \end{pmatrix}}, \quad (4.31)$$

$$B_j = \frac{\begin{pmatrix} a_{22}^{j-1} & a_{12}^{j-1} \\ b_{21}^{j-1} & b_{11}^{j-1} \end{pmatrix}}{\begin{pmatrix} b_{22}^{j-1} & b_{12}^{j-1} \\ b_{21}^{j-1} & b_{11}^{j-1} \end{pmatrix}} - \frac{\begin{pmatrix} a_{21}^j & a_{11}^j \\ b_{22}^j & b_{12}^j \end{pmatrix}}{\begin{pmatrix} b_{21}^j & b_{11}^j \\ b_{22}^j & b_{12}^j \end{pmatrix}}, \quad (4.32)$$

$$C_j = \frac{\begin{pmatrix} a_{22}^j & a_{12}^j \\ b_{22}^j & b_{12}^j \end{pmatrix}}{\begin{pmatrix} b_{21}^j & b_{11}^j \\ b_{22}^j & b_{12}^j \end{pmatrix}}, \quad (4.33)$$

$$D_j = \frac{\frac{f_2^{j-1}}{b_{21}^{j-1}} - \frac{f_1^{j-1}}{b_{11}^{j-1}}}{\begin{pmatrix} b_{22}^{j-1} & b_{12}^{j-1} \\ b_{21}^{j-1} & b_{11}^{j-1} \end{pmatrix}} - \frac{\frac{f_2^j}{b_{22}^j} - \frac{f_1^j}{b_{12}^j}}{\begin{pmatrix} b_{21}^j & b_{11}^j \\ b_{22}^j & b_{12}^j \end{pmatrix}}. \quad (4.34)$$

Для нульового та першого вузла, враховуючи граничну умову по тиску, і для останнього вузла, враховуючи граничну умову по витраті, можна записати:

$$B_0 G_0 + C_0 G_1 = D_0, \quad (4.35)$$

$$A_N G_{N-1} + B_N G_N = D_N.$$

де

$$B_0 = \begin{pmatrix} a_{11}^0 & a_{21}^0 \\ b_{12}^0 & b_{22}^0 \end{pmatrix},$$

$$C_0 = \begin{pmatrix} a_{12}^0 & a_{22}^0 \\ b_{12}^0 & b_{22}^0 \end{pmatrix}, \quad (4.36)$$

$$D_0 = \left(\frac{b_{21}^0}{b_{22}^0} - \frac{b_{11}^0}{b_{12}^0} \right) P_n(dt) + \frac{f_1^0}{b_{12}^0} - \frac{f_2^0}{b_{22}^0},$$

$$A_N = 0,$$

$$B_N = 1, \quad (4.37)$$

$$D_N = G_\kappa(dt).$$

Система рівнянь (4.30), (4.35) – це класична трьохдіагональна система рівнянь, яка розв'язується методом прогонки. Розв'язання систем такого виду описано в [84, 104]. Після того, як всі значення витрати G_i знайдені, невідомі значення тиску розраховуються за формулами:

$$P_0 = P_n(dt),$$

$$P_{j+1} = \frac{f_1^j}{b_{12}^j} - \frac{a_{11}^j}{b_{12}^j} G_j - \frac{a_{12}^j}{b_{12}^j} G_{j+1} - \frac{b_{11}^j}{b_{12}^j} P_j, \quad j = 0 \div N-1. \quad (4.38)$$

Алгоритм отримання розв'язку нестационарної системи рівнянь із граничними умовами тиск на початку газопроводу, масова витрата у кінці газопроводу формується таким чином:

- побудувати сітку по координаті i за часом, задати розподіл витрати та тиску в початковий момент часу;
- отримати початкове наближення для тиску та витрати в момент часу dt ;
- перевірити, чи вибране початкове наближення є розв'язком системи рівнянь (4.23);
- якщо початкове наближення не є розв'язком системи (4.23), то за формулами (4.27), (4.28), (4.29) отримати коефіцієнти a_{ki}^j, b_{ki}^j і f_i^j ;

- сформуувати систему лінійних рівнянь для витрати за формулами (4.30), (4.35) і розв’язати її методом прогонки;
- за формулою (4.38) знайти ітераційні значення тиску;
- якщо отриманий розв’язок задовольняє систему рівнянь (4.23), то ітерації припиняються, в іншому випадку проводиться наступне наближення доти, поки ітераційний процес не закінчиться;
- будеється розв’язок для наступного часового кроку. Процедура розв’язку для другого, третього та наступних часових кроків нічим не відрізняється від процедури для першого кроку.

Тиск в кінці газопроводу, масова витрата на початку газопроводу.

Потрібно знайти розподіл тиску та витрати в наступні моменти часу. Розподіл температури в усі наступні моменти часу збігається з початковими умовами. Нехай кількість вузлів сітки по координаті рівна $N + 1$, вузли мають номери $0, 1, \dots, N$. Нехай також початковий момент часу дорівнює нулю. Тоді, використовуючи граничні умови, можна записати рівняння для витрати в нульовому вузлі сітки та тиску в $N + 1$ вузлі сітки в будь-який момент часу:

$$\begin{aligned} P_N^i &= P_\kappa(i \cdot dt), \\ G_0^i &= G_\mu(i \cdot dt). \end{aligned} \quad (4.39)$$

Для знаходження значень тиску та витрати в вузлах сітки використовується система різницевих рівнянь (4.22). Доповнена граничними умовами, вона мате вигляд:

$$\begin{cases} G_0 = G_\mu((i + 1) \cdot dt) \\ f_1(G_j, P_j, G_{j+1}, P_{j+1}) = 0, j = 0 \div N - 1 \\ f_2(G_j, P_j, G_{j+1}, P_{j+1}) = 0, j = 0 \div N - 1 \\ P_N = P_\kappa((i + 1) \cdot dt) \end{cases} \quad (4.40)$$

де f_1 і f_2 визначаються формулами (4.24), (4.25).

Розв'язок нелінійної системи (4.40) отримується за методом Ньютона, на кожній ітерації якого розв'язується система лінійних рівнянь. Нехай $i=0$ і відоме початкове наближення до розв'язку $\{G_j^1\}^{(0)}$ і $\{P_j^1\}^{(0)}$. Зазвичай в якості початкового наближення вибираються значення на попередньому часовому кроці, в даному випадку – на нульовому. Рівняння розкладаються в ряд в околі початкового наближення з точністю до першого члена. Після перетворень система рівнянь для вузлових значень витрати на першому часовому кроці запишеться у вигляді:

$$\begin{cases} B_0 G_0 + C_0 G_1 = D_0 \\ A_j G_{j-1} + B_j G_j + C_j G_{j+1} = D_j, j=1 \div N-1, \\ A_N G_{N-1} + B_N G_N = D_N \end{cases} \quad (4.41)$$

де коефіцієнти A_j, B_j, C_j і D_j розраховуються за формулами (4.31) – (4.34) для всіх $j=1 \div N-1$, і

$$B_0 = 1,$$

$$C_0 = 0,$$

$$D_0 = G_n(dt).$$

$$A_N = \left(\frac{a_{11}^{N-1}}{b_{11}^{N-1}} - \frac{a_{21}^{N-1}}{b_{21}^{N-1}} \right),$$

$$B_N = \left(\frac{a_{12}^{N-1}}{b_{11}^{N-1}} - \frac{a_{22}^{N-1}}{b_{21}^{N-1}} \right),$$

$$(4.43)$$

$$D_N = \frac{f_1^{N-1}}{b_{11}^{N-1}} - \frac{f_2^{N-1}}{b_{21}^{N-1}} - \left(\frac{b_{12}^{N-1}}{b_{11}^{N-1}} - \frac{b_{22}^{N-1}}{b_{21}^{N-1}} \right) P_k(dt).$$

Система рівнянь (4.41) – це класична трьохдіагональна система рівнянь, яка розв'язується методом прогонки. Розв'язок систем такого виду описано в [84, 104]. Після того, як всі значення витрати G_j знайдені, невідомі значення тиску розраховуються за формулами:

$$P_N^i = P_k(i \cdot dt),$$

$$P_j = \frac{f_2^j}{b_{21}^j} - \frac{a_{21}^j}{b_{21}^j} G_j - \frac{a_{22}^j}{b_{21}^j} G_{j+1} - \frac{b_{22}^j}{b_{21}^j} P_{j+1}. \quad (4.44)$$

Алгоритм отримання розв'язку нестационарної системи рівнянь із граничними умовами масова витрата на початку газопроводу, тиск у кінці газопроводу можна сформулювати наступним чином:

- побудувати сітку по координаті і за часом, задати розподіл витрати та тиску в початковий момент часу;
- отримати початкове наближення для тиску та витрати в момент часу dt ;
- перевірити, чи вибране початкове наближення є розв'язком системи рівнянь (4.40);
- якщо початкове наближення не є розв'язком системи (4.40), то за формулами (4.27), (4.28), (4.29) отримати коефіцієнти a_{ki}^j, b_{ki}^j і f_i^j ;
- сформулювати систему лінійних рівнянь для витрати за формулами (4.41) – (4.43) і розв'язати її методом прогонки;
- за формулою (4.44) знайти ітераційні значення тиску;
- якщо знайдений розв'язок задовольняє систему рівнянь (4.40), то ітерації припиняють, в іншому випадку будується наступне наближення доти, поки ітераційний процес не закінчиться;
- отримати розв'язок для наступного часового кроку. Процедура розв'язку для другого, третього та наступних тимчасових кроків нічим не відрізняється від процедури для першого кроку.

Тиск на початку газопроводу, тиск наприкінці газопроводу.

Потрібно знайти розподіл тиску та витрати в наступні моменти часу. Розподіл температури в усі наступні моменти часу збігається з початковими умовами. Нехай кількість вузлів сітки по координаті рівна $N + 1$, вузли мають номери $0, 1, \dots, N$. Нехай також початковий момент часу дорівнює нулю. Тоді,

використовуючи граничні умови, можна записати рівняння для тиску в нульовому вузлі сітки та тиску в $N + 1$ вузлі сітки в будь-який момент часу:

$$P_N^i = P_\kappa(i \cdot dt), \quad (4.45)$$

$$P_0^i = P_n(i \cdot dt).$$

Для знаходження значень тиску та витрати у вузлах сітки, як і в попередньому випадку, використовується система різницевих рівнянь (4.22).

Доповнена граничними умовами, вона матиме вигляд:

$$\begin{cases} P_0 = P_n((i+1) \cdot dt) \\ f_1(G_j, P_j, G_{j+1}, P_{j+1}) = 0, j = 0 \div N-1 \\ f_2(G_j, P_j, G_{j+1}, P_{j+1}) = 0, j = 0 \div N-1 \\ P_N = P_\kappa((i+1) \cdot dt) \end{cases} \quad (4.46)$$

де f_1 і f_2 визначаються формулами (4.24), (4.25).

Розв'язок нелінійної системи (4.46) отримується за методом Ньютона, на кожній ітерації якого розв'язується система лінійних рівнянь. Нехай $i=0$ і відоме початкове наближення до розв'язку $\{G_j^1\}^{(0)}$ і $\{P_j^1\}^{(0)}$. Зазвичай в якості початкового наближення вибираються значення на попередньому часовому кроці, в даному випадку – на нульовому. Рівняння розкладаються у ряд в околі початкового наближення з точністю до першого члена. Після перетворень система рівнянь для вузлових значень витрати на першому часовому кроці запишеться у вигляді (4.41), де коефіцієнти A_j, B_j, C_j і D_j розраховуються за формулами (4.31) – (4.34) для всіх $j = 1 \div N-1$, і

$$B_0 = \begin{pmatrix} a_{11}^0 & a_{21}^0 \\ b_{12}^0 & b_{22}^0 \end{pmatrix}, \quad (4.47)$$

$$C_0 = \begin{pmatrix} a_{12}^0 & a_{22}^0 \\ b_{12}^0 & b_{22}^0 \end{pmatrix},$$

$$D_0 = \begin{pmatrix} b_{21}^0 & b_{11}^0 \\ b_{22}^0 & b_{12}^0 \end{pmatrix} P_n(dt) + \frac{f_1^0}{b_{12}^0} - \frac{f_2^0}{b_{22}^0}.$$

$$A_N = \begin{pmatrix} \frac{a_{11}^{N-1}}{b_{11}^{N-1}} - \frac{a_{21}^{N-1}}{b_{21}^{N-1}} \\ \vdots \\ \frac{a_{12}^{N-1}}{b_{11}^{N-1}} - \frac{a_{22}^{N-1}}{b_{21}^{N-1}} \end{pmatrix},$$

$$B_N = \begin{pmatrix} \frac{a_{12}^{N-1}}{b_{11}^{N-1}} - \frac{a_{22}^{N-1}}{b_{21}^{N-1}} \\ \vdots \\ \frac{a_{11}^{N-1}}{b_{11}^{N-1}} - \frac{a_{21}^{N-1}}{b_{21}^{N-1}} \end{pmatrix}, \quad (4.48)$$

$$D_N = \frac{f_1^{N-1}}{b_{11}^{N-1}} - \frac{f_2^{N-1}}{b_{21}^{N-1}} - \left(\frac{b_{12}^{N-1}}{b_{11}^{N-1}} - \frac{b_{22}^{N-1}}{b_{21}^{N-1}} \right) P_k(dt).$$

Система рівнянь (4.41) – це класична трьохдіагональна система рівнянь, яка розв’язується методом прогонки. Розв’язок систем такого виду описано в [84, 104]. Після того, як всі значення витрати G_i знайдені, невідомі значення тиску розраховуються за формулами (4.44) або (4.38).

Алгоритм отримання розв’язку нестационарної системи рівнянь із граничними умовами тиск на початку газопроводу, тиск у кінці газопроводу можна сформулювати наступним чином:

- побудувати сітку по координаті i за часом, задати розподіл витрати та тиску в момент часу нуль;
- отримати початкове наближення для тиску та витрати в момент часу dt ;
- перевірити, чи вибране початкове наближення є розв’язком системи рівнянь (4.46);
- якщо початкове наближення не є розв’язком системи (4.46), то за формулами (4.27), (4.28), (4.29) визначити коефіцієнти a_{ki}^j, b_{ki}^j і f_i^j ;
- сформулювати систему лінійних рівнянь для витрати за формулами (4.41), (4.47), (4.48) і розв’язати її методом прогонки;
- за формулою (4.44) або (4.38) знайти ітераційні значення тиску;
- якщо отриманий розв’язок задовольняє систему рівнянь (4.46), то ітерації припиняють, в іншому випадку проводиться наступне наближення доти, поки ітераційний процес не закінчиться;

– отримати розв’язок для наступного часового кроку. Процедура розв’язку для другого, третього та наступних тимчасових кроків нічим не відрізняється від процедури для першого часового кроку.

Масова витрата в кінці газопроводу, масова витрата на початку газопроводу.

Потрібно знайти розподіл тиску та витрати в наступні моменти часу. Розподіл температури в усі наступні моменти часу збігається з початковими умовами. Нехай для визначеності кількість вузлів сітки по координаті рівна $N+1$, вузли мають номери $0, 1, \dots, N$. Нехай також для визначеності початковий момент часу дорівнює нулю. Тоді, використовуючи граничні умови, можна записати витрату в нульовому вузлі сітки і тиск в $N+1$ вузлі сітки в будь-який момент часу:

$$\begin{aligned} G_N^i &= G_\kappa(i \cdot dt), \\ G_0^i &= G_\mu(i \cdot dt). \end{aligned} \quad (4.49)$$

Для знаходження значень тиску та витрати у вузлах сітки, як і у попередньому випадку, будемо використовувати систему різницевих рівнянь (4.22), доповнену граничними умовами:

$$\begin{cases} G_0 = G_\mu((i+1) \cdot dt) \\ f_1(G_j, P_j, G_{j+1}, P_{j+1}) = 0, j = 0 \div N-1 \\ f_2(G_j, P_j, G_{j+1}, P_{j+1}) = 0, j = 0 \div N-1 \\ G_N = G_\kappa((i+1) \cdot dt) \end{cases} \quad (4.50)$$

де f_1 і f_2 визначаються формулами (4.24), (4.25).

Розв’язок нелінійної системи (4.50) будується методом Ньютона, на кожній ітерації якого вирішується система лінійних рівнянь. Нехай $i=0$, а також відомо початкове наближення до розв’язку $\{G_j^1\}^{(0)}$ і $\{P_j^1\}^{(0)}$. Зазвичай в якості початкового наближення вибираються значення на попередньому часовому кроці, в даному випадку – на нульовому. Рівняння розкладаються в

ряд в околі початкового наближення з точністю до першого члена. Після перетворень система рівнянь для вузлових значень витрати на першому часовому кроці запишеться в вигляді (4.41), де коефіцієнти A_j, B_j, C_j і D_j , розраховуються за формулами (4.31) – (4.34) для всіх $j = 1 \div N-1$, і

$$\begin{aligned} B_0 &= 1, \\ C_0 &= 0, \end{aligned} \quad (4.51)$$

$$\begin{aligned} D_0 &= G_n(dt), \\ A_N &= 0, \\ B_N &= 1, \end{aligned} \quad (4.52)$$

$$D_N = G_k(dt).$$

Система рівнянь (4.41) – це класична трьохдіагональна система рівнянь, яка розв'язується методом прогонки. Розв'язок систем такого виду описано в [84, 104]. Після того, як всі значення витрати G знайдені, невідомі значення тиску розраховуються за формулами:

$$P_{j+1} = \frac{\frac{f_1^j}{b_{11}^j} - \frac{f_2^j}{b_{21}^j} - \left(\frac{a_{11}^j}{b_{11}^j} - \frac{a_{21}^j}{b_{21}^j} \right) G_j - \left(\frac{a_{12}^j}{b_{11}^j} - \frac{a_{22}^j}{b_{21}^j} \right) G_{j+1}}{\left(\frac{b_{12}^j}{b_{11}^j} - \frac{b_{22}^j}{b_{21}^j} \right)}, \quad (4.53)$$

$$P_j = \frac{\frac{f_1^j}{b_{12}^j} - \frac{f_2^j}{b_{22}^j} - \left(\frac{a_{11}^j}{b_{12}^j} - \frac{a_{21}^j}{b_{22}^j} \right) G_j - \left(\frac{a_{12}^j}{b_{12}^j} - \frac{a_{22}^j}{b_{22}^j} \right) G_{j+1}}{\left(\frac{b_{11}^j}{b_{12}^j} - \frac{b_{21}^j}{b_{22}^j} \right)}. \quad (4.54)$$

Алгоритм розв'язку нестационарної системи рівнянь із граничними умовами тиск на початку газопроводу, тиск наприкінці газопроводу можна сформулювати наступним чином:

- побудувати сітку по координаті і за часом, задати розподілу витрати та тиску в момент часу нуль;

- отримати початкове наближення для тиску та витрати в момент часу dt ;
- перевірити, чи вибране початкове наближення є розв'язком системи рівнянь (4.50);
- якщо початкове наближення не є розв'язком системи (4.50), то за формулами (4.27), (4.28), (4.29) визначити коефіцієнти a_{ki}^j, b_{ki}^j та f_i^j ;
- сформулювати систему лінійних рівнянь для витрати за формулами (4.41), (4.51), (4.52) і вирішити її методом прогонки;
- за формулами (4.53) і (4.54) знайти ітераційні значення тиску;
- якщо отриманий розв'язок задовольняє систему рівнянь (4.50), то ітерації припиняють, в іншому випадку будують наступне наближення доти, поки ітераційний процес не зійдеться;
- отримати розв'язок для наступного часового кроку. Процедура розв'язку для другого, третього і наступних тимчасових кроків нічим не відрізняється від процедури для першого кроку.

4.3 Експериментальне дослідження режимів роботи складних газотранспортних систем при виникненні нештатних ситуацій

Метою дослідження була апробація математичної моделі, а також алгоритмів і програм, розроблених для керування та прогнозування режимів складних систем, які включають підкачування та відбори газу по трасі газопроводу, роботу газопроводів за нештатних ситуацій. Для цього було проведено збір інформації про різні режими роботи газотранспортної системи ПАТ «Укртрансгаз». На основі цих даних зроблено розрахунки технологічних параметрів. Розрахунок параметрів моделі руху газу в трубопроводі проводився при початковому стаціонарному розподілі тиску вздовж трубопроводу, а потім при появі аварійної ситуації, що зумовила нестационарні процеси.

Апробація параметрів розробленої моделі здійснювалася на базі системи двох паралельних магістральних газопроводів «Прогрес» і «Уренгой-Помари-Ужгород» («УПУ») на ділянці від КС Гусятин до ГВС Ужгород. Визначення адекватності роботи вказаної моделі перевірялося моделюванням аварійної ситуації, а саме: вибуху на трубопроводі «УПУ», при якому було пошкоджено його цілісність, що призвело до значної втрати газу. Математичне моделювання непроектного режиму проводилося за допомогою розробленого програмного забезпечення на основі агрегативно-імітаційного методу, вдосконаленого викладеною в даній роботі методикою розрахунку нестационарного руху газу в трубопроводах.

Фактичні дані щодо аварії, отримані в УМГ «Прикарпаттрансгаз» (Додаток А), дали змогу встановити граничні умови та визначити початковий розподіл тиску та масової витрати по системі паралельних газопроводів «УПУ» та «Прогрес». Послідовність розрахунку кожного етапу даної схеми ГТС відбувалася згідно режимного журналу диспетчерської УМГ «Прикарпаттрансгаз» (Додаток Б). На рисунку 4.1 представлено агрегативно-імітаційну модель досліджуваних ділянок газопроводів, згідно якої проводилося моделювання нештатної ситуації, а у додатку В – схеми послідовного розрахунку кожного агрегату системи газопроводів. Програма для виконання розрахунків представлена в додатку Д.

При дослідженні дій описаних у режимному журналі, виконаних диспетчером УМГ під час нештатного випадку зроблено висновок, що ставилися дві основні задачі: по-перше, забезпечення необхідного значення тиску на ГВС Ужгород і ГВС Орловка для уникнення порушення експортних контрактних зобов'язань, а з іншого боку – отримання якнайбільшої кількості газу з пошкодженої ділянки трубопроводу, обмеженої лінійними кранами. Остання задача є досить складною на практиці, адже не можна було допустити функціонування газоперекачувальних агрегатів у зоні помпажу, щоб запобігти їх виключенню.

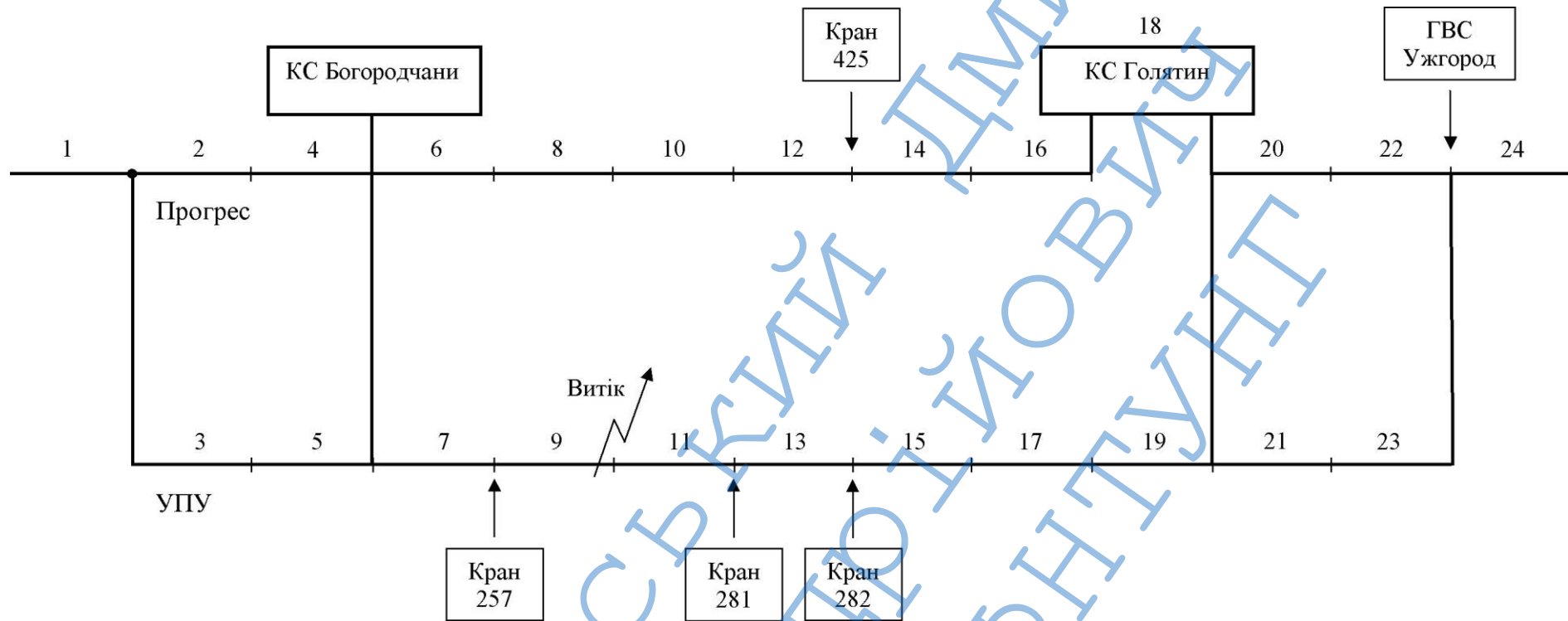


Рисунок 4.1 – Агрегативно-імітаційна схема досліджуваних ділянок газопроводів «Прогрес» та «Уренгой-Помари-Ужгород»

На графіках (рисунки 4.2 – 4.6) наведено порівняння даних щодо зміни тиску газу на вході та виході з компресорних станцій для обох досліджуваних газопроводів (за результатами моделювання). Згідно них можна стверджувати, що забезпечується висока збіжність результатів, а також, що запропонована модель адекватно описує складні нестационарні процеси в газопроводі, такі як аварійні витoki з нього. Середнє відносне відхилення між результатами розрахунків та фактичними даними складає 2-2,5 %.

Варто відзначити, що на рисунках по осі абсцис наведено значення часу в годинах після аварії. Саме в період між 27 і 33 годинами, від початку аварії здійснюються керуючі дії, які найбільше впливають на процес розвитку нестационарності в газопроводі. До них відносяться включення газоперекачувальних агрегатів на КС «Голятин» і переключення лінійних кранів для зміни руху газу по вказаних трубопроводах.

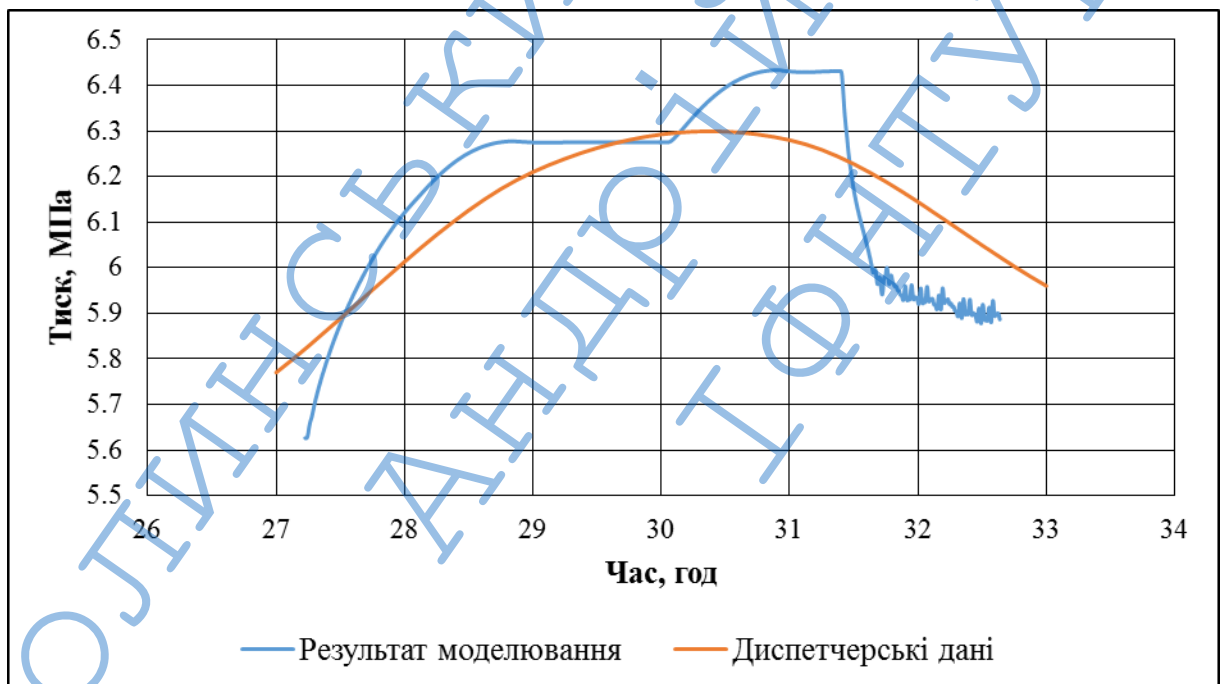


Рисунок 4.2 – Зміна тиску на вході у КС «Богородчани» газопроводу «Уренгой-Помари-Ужгород» за диспетчерськими даними та за результатами комп'ютерного моделювання

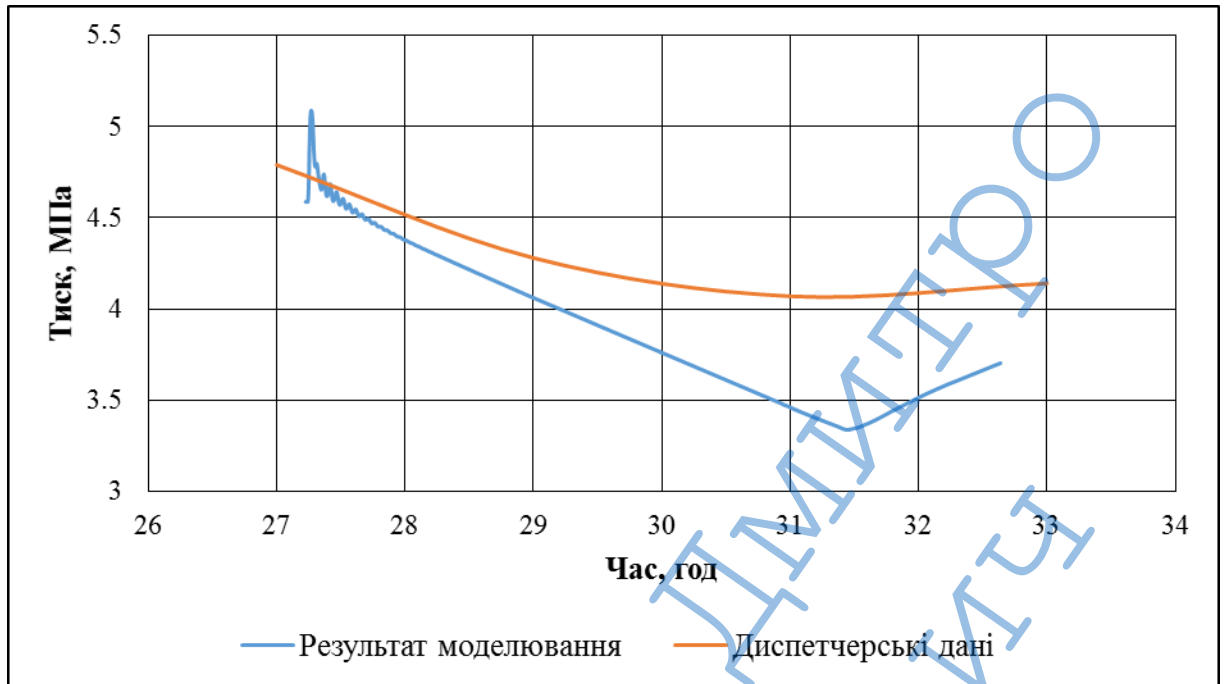


Рисунок 4.3 – Зміна тиску на вході у КС «Голятин» газопроводу «Уренгой-Помари-Ужгород» за диспетчерськими даними та за результатами комп'ютерного моделювання



Рисунок 4.4 – Зміна тиску на вході у КС «Богородчани» газопроводу «Прогрес» за диспетчерськими даними та за результатами комп'ютерного моделювання

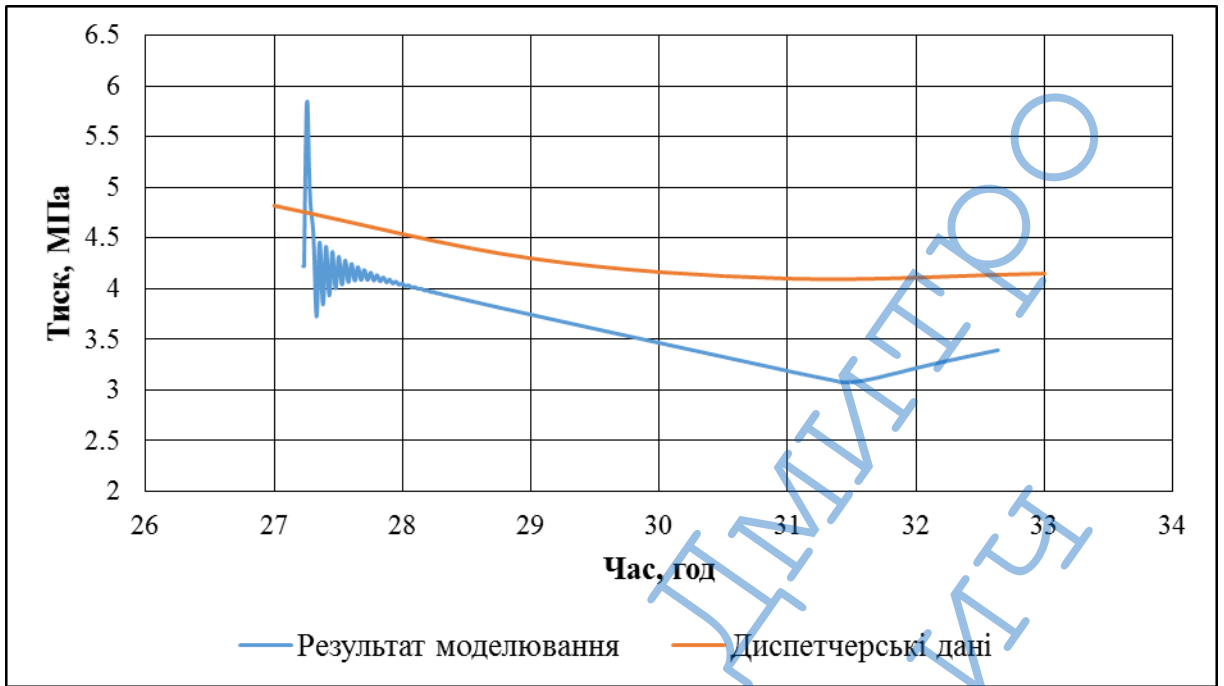


Рисунок 4.5 – Зміна тиску на вході у КС «Голятин» газопроводу «Прогрес» за диспетчерськими даними та за результатами комп'ютерного моделювання

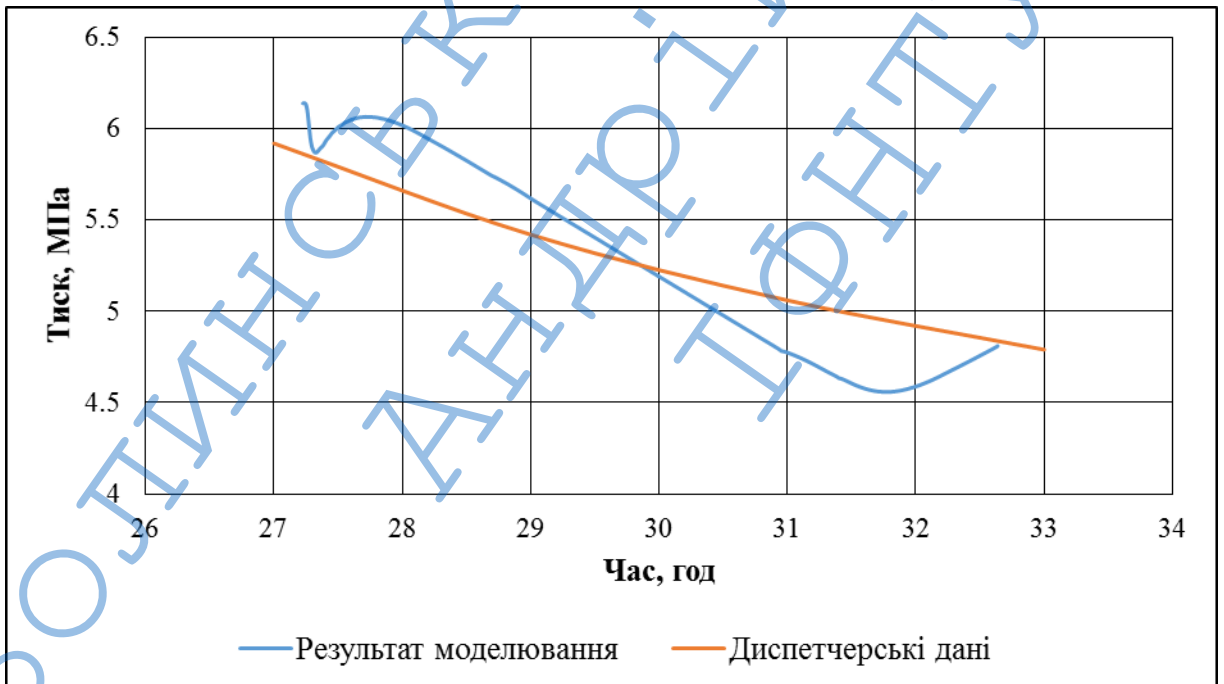


Рисунок 4.6 – Зміна тиску на виході з КС «Голятин» газопроводу «Прогрес» за диспетчерськими даними та за результатами комп'ютерного моделювання

У зв'язку з тим, що диспетчерські дані записувалися що дві години, то на графіках лінія, що їм відповідає, є більш плавною у порівнянні з лінією результатів моделювання. На рисунках 4.2 і 4.3 у кінці та на початку відбувається виникнення збурення тиску в трубопроводі, спричиненого технологічними процесами.

Оскільки такі аварії на трубопроводах завдають значних збитків народному господарству й економіці держави, потрібно завжди бути готовим до них для якнайшвидшого відновлення нормальної роботи ГТС. При цьому важливу роль відіграє час виконання керуючих дій для локалізації аварії, відкачування газу, зміни режимів роботи тощо. Особливо, якщо така ситуація відбувається близько до ГВС, що вимірюють кількість експортованого газу, керуючі дії повинні бути безпомилковими для швидкої зупинки нестационарного процесу, що може призвести до небажаних наслідків. У зв'язку з цим, зроблено висновок, що оператор трубопроводу повинен розглядати різні гіпотетичні аварії чи нештатні ситуації, які можуть мати місце на газопроводі, та за допомогою програмного забезпечення передбачувати їх наслідки, а також розробляти комплекс заходів для найскорішого усунення факторів негативного впливу на роботу газотранспортної системи.

4.4 Висновки по четвертому розділу

1. Створено алгоритм математичної моделі руху газу при нештатних ситуаціях на основі якого розроблено методику розрахунку нестационарного ізотермічного процесу.

2. Для моделювання нестационарного режиму використано систему диференціальних рівнянь із частковими похідними при всіх типах граничних умов: тиск на початку газопроводу, масова витрата в кінці; тиск у кінці газопроводу, масова витрата на початку; тиск на початку і в кінці газопроводу; масова витрата в кінці та на початку газопроводу.

3. Проведено експериментальне дослідження режимів роботи складної системи газопроводів при виникненні різних нештатних ситуацій на діючих газопроводах «Прогрес» і «Уренгой-Помари-Ужгород» із використанням агрегативно-імітаційного моделювання на основі розробленої методики.

4. Розроблений програмний модуль дозволяє прогнозувати різні гіпотетичні аварії чи нештатні ситуації, які можуть мати місце на газопроводі, та передбачити їх наслідки, а також розробляти комплекс заходів для якнайшвидшого усунення факторів негативного впливу на роботу газотранспортної системи. Середнє відносне відхилення між результатами, отриманими згідно математичної моделі та експериментальними даними складає 2-2,5 %.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ

На основі проведених досліджень вирішено важливу науково-практичну задачу, яка полягає у встановленні факторів впливу нестационарних процесів на режими роботи складних газотранспортних систем великої протяжності, розроблено концепцію функціонування та визначення основних параметрів для оптимального керування їх роботою за нештатних ситуацій, що відображається в наступних наукових положеннях і висновках:

1. На основі аналітичних досліджень термогазодинамічних процесів у складних системах газопроводів великої протяжності встановлено закономірності розподілу потоків газу з урахуванням змінних геометричних характеристик і характеру гідравлічного опору, що дозволило запропонувати новий концептуальний підхід до створення моделі керування режимами роботи газотранспортного комплексу.

2. Вдосконалено агрегативно-імітаційний метод, на базі якого створено математичну модель для розрахунку закономірностей зміни температури і тисків по довжині трубопроводу, що дозволяє виявляти аварійні ситуації. Запропоновано системний підхід для розрахунку режимів роботи складних газотранспортних систем, що дозволило підвищити точність отримання результатів до 3 %.

3. Проведено аналіз режимів роботи під час нештатних ситуацій і здійснено моделювання аварій на лінійній частині. Встановлено, що швидке поширення хвилі тиску призведе до зупинки першої за ходом газу компресорної станції менш, ніж за 5 хвилин, а наступних – через 1,5 хвилини одна за одною. При відновленні роботи час повторного включення зростає до 4 хвилин між запуском кожної КС. Досліджено, що аварійний витік газу з газопроводу чи несанкціонований відбір можна виявити за показниками телеметрії вдвічі швидше, якщо такий витік/відбір знаходиться ближче до кінця лінійної ділянки; при цьому існує межа між значеннями витрати витоків, які можна виявити.

4. Проведено експериментальне дослідження режимів роботи складної системи газопроводів при виникненні різних нештатних ситуацій на діючих газопроводах «Прогрес» та «Уренгой-Помари-Ужгород» із використанням агрегативно-імітаційного моделювання на основі розробленої методики. Розроблений програмний модуль дозволяє прогнозувати різні гіпотетичні аварії чи нештатні ситуації, які можуть мати місце на газопроводі, та передбачати їх наслідки, а також розробляти комплекс заходів для якнайшвидшого усунення факторів негативного впливу на роботу газотранспортної системи. Середнє відносне відхилення між результатами, отриманими згідно математичної моделі й експериментальними даними складає 2-2,5 %. Очікуваний економічний ефект від впровадження розробленої методики «Моделювання нестационарних процесів у газотранспортних системах» в УМГ «Прикарпаттрансгаз» ПАТ «Укртрансгаз» складає 230 тис. грн.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Сусак О. М. Методика розрахунку густини природного газу в магістральних газопроводах великої протяжності / О. М. Сусак, Д. А. Волинський // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2013. – №2 (35). – С. 41-51.
2. Волинський Д. А. Визначення термодинамічних властивостей природного газу за високих тисків / Д. А. Волинський, О. М. Сусак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – №1 (50). – С. 100-106.
3. Волинський Д. А. Застосування рівняння стану AGA8 в умовах магістрального транспорту газу України // Матеріали міжнародної науково-технічної конференції конференції «Нафтогазова енергетика-2013», м. Івано-Франківськ, 7-11 жовтня 2013 р. – С. 188-191.
4. Волинский Д. А. Анализ использования многопараметрических уравнений состояния газа для газотранспортных систем / А. М. Сусак, Д. А. Волинский // «Трубопроводный транспорт – 2013». Материалы IX Международной учебно-научно-практической конференции. Издательство УГНТУ. – Уфа. – 2013. – С. 131-132.
5. Тимків Д. Ф. Моделювання стану внутрішньої поверхні магістрального трубопроводу / Д. Ф. Тимків, Д. Д. Матієшин, Д. А. Волинський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – №2 (51). – С. 107-113.
6. Volynskyy D. Study of the non-project operating modes of the gas pipeline transportation system // AGH Drilling, Oil, Gas. – 2015. – Vol. 32, No. 2.
7. Волинський Д. А. Розроблення моделі руху газу при нестационарних ізотермічних процесах у магістральних трубопроводах // Нафтогазова енергетика. – 2014. – № 2 (22). – С. 35-42.
8. Волинский Д. А. Математическое моделирование нестационарных процессов в сложной газотранспортной системе // «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта». Сб. тез. VIII междунар. науч.-техн. конф. Новополюк, 25 – 28 ноября 2014 г. – С. 151-153.

9. Eurogas Statistical report 2013. – Brussels. – 2013. – 12 p.
10. BP Statistical review of world energy. – London : BP p. I. c., 2013. – P. 20-28.
11. Rozumkov Centre. Gas market in Ukraine : state and problems // National security and defence. – 2008. – No. 8. – P. 18-29.
12. International energy outlook 2013 / J. L. Barden, M. Ford. – Washington : U. S. Energy information administration, 2013. – P. 41-56.
13. Bulgaria and Macedonia would be hardest hit by a suspension of Russian gas exports through Ukraine [Електронний ресурс] / Jack Sharples, Andy Judge // The London school of economics and political science. – Режим доступу до ресурсу : <http://blogs.lse.ac.uk/europpblog/2014/03/13/bulgaria-macedonia-and-romania-would-be-hardest-hit-by-a-suspension-of-russian-gas-exports-through-ukraine>.
14. Характеристика газотранспортної системи України [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу : <http://utg.ua/utg/gts/description.html>.
15. Бобровский С. А. Трубопроводный транспорт газа / С. А. Бобровский, С. Г. Щербаков, Е. И. Яковлев [и др.] ; под. общ. ред. С. А. Бобровского. – М. : Наука, 1976. – 491 с.
16. Бобровский С. А. Движение газа в газопроводе с путевым отбором / С. А. Бобровский, С. Г. Щербаков, М. А. Гусейнзаде. – М. : Наука, 1972. – 193 с.
17. Трубопровідний транспорт газу / [М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків та ін.] ; під ред. М. П. Ковалка. – Київ: Агенство з раціонального використання енергії та екології, 2002. – 600 с.
18. Керування режимами газотранспортних систем / [В. Я. Грудз, М. Т. Лінчевський, В. Б. Михалків та ін.]. – К. : Укргазпроект, 1996. – 140 с.
19. Асатурян А. М. О неустановившихся движениях газа в трубопроводах / А. М. Асатурян, З. Т. Галиуллин, В. И. Черников // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1961. – № 10. – С. 73-79.

20. Немудров А. Г. Расчет режимов газопроводов методами определения оптимальных характеристик турбонагнетателей / А. Г. Немудров, В. И. Черников // Газовая промышленность. – 1966. – № 3. – С. 31-34.

21. Чарный И. А. Неустановившиеся движения реальной жидкости в трубах / И. А. Чарный. – М. : Недра, 1975. – 224 с.

22. Чарный И. А. Основы газовой динамики / И. А. Чарный. – М. : Гостехиздат, 1961. – 200 с.

23. Тепловые режимы магистральных газопроводов / [Н. Е. Ходанович, Б. Д. Кривошеин, Р. Н. Бикчентай и др.]. – М., 1971. – 216 с.

24. Щербаков С. Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа / С. Г. Щербаков. – М. : Наука, 1982. – 203 с.

25. Режимы газотранспортных систем / [Є. І. Яковлев, О. С. Казак, В. Б. Михалків та ін.]. – Львів : Світ, 1992. – 170 с.

26. Методика оптимизации режимов сложных газотранспортных систем (на основе регрессионной идентификации) / [В. Б. Михалкив, Е. І. Яковлев, Б. І. Ксенз и др.] – М. : МИНХ, 1983. – 94 с.

27. Методика расчета сложных газотранспортных систем с пересеченным профилем трассы / [Е. І. Яковлев, А. С. Казак, В. Б. Михалкив и др.] – К. : Союзпроект, 1984. – 112 с.

28. Яковлев Е. И. Анализ неустановившихся процессов в нитках магистрального газопровода статистическими методами // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1968. – № 2. – С. 72-76.

29. Вольский Э. Л. Режимы работы магистрального газопровода / Э. Л. Вольский, И. М. Константинова. – М. : Недра, 1970. – 168 с.

30. Pascal H. Analysis of transient gas flow through pipelines / H. Pascal, M. Branchuk / 29th Annual technical meeting of the petroleum society of CIM. – Calgary. – June 13-16, 1978.

31. Streeter V. L. Natural gas pipeline transients / V. L. Streeter, E. B. Wylie / 44th SPE Annual Fall meeting. – Denver. – September 28 – October 1, 1969.

32. Wylie E. B. Unsteady natural gas calculation in complex piping systems / E. B. Wylie, V. L. Streeter, M. A. Stoner // SPE Journal. – 1974. – № 10. – P. 35-43.

33. Osiadacz A. J. Comparison of isothermal and non-isothermal pipeline gas flow models / A. J. Osiadacz, M. Chaczykowski // Chemical engineering journal. – 2001. – № 81. – P. 41-51.

34. Osiadacz A. J. Verification of transient gas flow simulation model / A. J. Osiadacz, M. Chaczykowski / PSIG Annual meeting. – Florida. – May 11-14, 2010.

35. Рид Р. Свойства газов и жидкостей / Р. Рид, Д. Праусниц, Т. Шервуд ; [пер. с англ. под ред. Б.И. Соколова]. – Л. : Химия, 1982. – 592 с.

36. Квасников И. А. Термодинамика и статистическая физика в 3-х т. / И. А. Квасников. – М. : Едиториал УРСС, 2002. – Т. 1. Теория равновесных систем: Термодинамика. – 2002. – 240 с.

37. Квасников И. А. Термодинамика и статистическая физика в 3-х т. / И. А. Квасников. – М. : Едиториал УРСС, 2002. – Т. 3. Теория неравновесных систем: Термодинамика. – 2002. – 448 с.

38. Ландау Л. Д. Теоретическая физика : в 10 т. / Л. Д. Ландау, Е. М. Лифшиц. – М. : Наука, 1986. – Т. 6. Гидродинамика. – 1986. – 736 с.

39. Самарский А. А. Разностные методы решения задач газовой динамики / А. А. Самарский, Ю. П. Попов. – М. : Наука, 1992. – 424 с.

40. Альтшуль А. А. Гидравлические сопротивления / А. А. Альтшуль. – М. : Недра, 1982. – 224 с.

41. Ставровский Е. Р. Статистические методы расчета коэффициента гидравлического сопротивления газопровода / Е. Р. Ставровский, М. Г. Сухарев. – М. : ВНИИЭгазпром, 1970. – 78 с.

42. Марон В. И. Гидрогазодинамика потока в трубе / В. И. Марон. – М. : Нефть и газ, 1999. – 171 с.

43. Роуч П. Вычислительная гидродинамика / П. Роуч. – М. : Мир, 1980. – С. 618.

44. Hanmer G. Pipeline surge analysis studies // PSIG Annual meeting. – Baltimore. – May 6-9, 2014.

45. Lee B. I. A generalized thermodynamic correlation based on three-parameter corresponding states / B. I. Lee, M. G. Kesler // The American Institute of Chemical Engineers Journal. – 1975. – Vol. 21, № 3. – P. 510-527.

46. ГОСТ 51.40-93. Отраслевой стандарт. Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. – Введ. 1993-09-10.

47. Beattie J. The compressibility of gaseous mixtures of methane and normal butane. The equation of state for gas mixtures / J. Beattie, W. Stockmayer, H. Ingersoll // Journal of chemical physics – 1941. – V. 9. – P. 871-874.

48. Матіко Ф. Д. Методи розрахунку коефіцієнта стисливості природного газу на основі спрощеного набору параметрів його складу / Ф. Д. Матіко, Г. Ф. Матіко, С. Ю. Шоловій // Методи та прилади контролю якості. – 2010. – № 25. – С. 22-26.

49. Jaeschke Manfred. Accurate prediction of compressibility factors by the GERG virial equation / Manfred Jaeschke [et al.] // SPE Production engineering. – 1991. – P. 343-349.

50. Fayazi Amir. Efficient estimation of natural gas compressibility factor using a rigorous method / Amir Fayazi, Milad Arabloo, Amir H. Mohammadi // Journal of natural gas science and engineering. – 2014. – № 16. – P. 8-17.

51. Dauber Florian. Achieving higher accuracies for process simulations by implementing the new reference equation for natural gases / Florian Dauber, Roland Span // Computers and chemical engineering. – 2012. – № 37. – P. 15-21.

52. Chaczykowski M. Sensitivity of pipeline gas flow model to the selection of the equation of state / M. Chaczykowski // Chemical engineering research and design. – 2009. – № 87. – P. 1596-1603.

53. Modisette Jerry L. Transient and succession-of-steady-states pipeline flow models / Jerry L. Modisette, Jason P. Modisette // PSIG Annual meeting. – Utah. – October 17-19, 2001.

54. Modisette Jason. Instability and other numerical problems in finite difference pipeline models / Jason Modisette / PSIG Annual meeting. – New Mexico. – May 15-18, 2012.

55. Lewandowski A. New numerical methods for transient modeling of gas pipeline networks / A. Lewandowski / PSIG Annual meeting. – New Mexico. – October 18-20, 1995.

56. Ebrahimzadeh Edris. Simulation of transient gas flow using the orthogonal collocation method / Edris Ebrahimzadeh, Mahdi Niknam Shahrak, Bahamin Bazooyar // Chemical Engineering Research and Design. – November 2012. – Volume 90, Issue 11. – Pages 1701-1710.

57. Ohanian Sebouh. Transient simulation of the effects of compressor outage / Sebouh Ohanian, Rainer Kurz / PSIG Annual meeting. – Bern. – October 15-17, 2003.

58. Kurz Rainer. Control concepts for centrifugal compressor applications / Rainer Kurz, Matt Lubomirsky, Sidney Santos / PSIG Annual meeting. – New Mexico. – May 15-18, 2012.

59. Chapman K. S. Non-isothermal compressor station transient modeling / K. S. Chapman, M. Abbaspour / PSIG Annual meeting. – Bern. – October 15-17, 2003.

60. Garcia-Hernandez Augusto. Transient analysis of centrifugal compressors / Augusto Garcia-Hernandez, Rainer Kurz, Klaus Brun / PSIG Annual meeting. – Prague. – April 16-19, 2013.

61. Alfred Steve. Capacity determination using state finding and gas transient optimization / Steve Alfred, Jonathan Fasullo, John Pfister, Andrew Daniels / PSIG Annual meeting. – Prague. – April 16-19, 2013.

62. Rachford H. H. Some applications of transient flow simulation to promote understanding the performance of gas pipeline systems / H. H. Rachford, T. Dupont / SPE-AIME 47th Annual Fall meeting. – San Antonio. – October 8-11, 1972.

63. Жидкова М. А. Переходные процессы в магистральных газопроводах / М. А. Жидкова. – Киев. : Наукова думка, 1979. – 255 с.

64. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. для вузов / [Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров и др.]. – М. : Недра, 1988. – 368 с.

65. Кошкин В. К. Нестационарный теплообмен / В. К. Кошкин, Э. К. Калинин, Г. А. Дрейцер. – М., 1973. – 356 с.

66. Нестационарный теплообмен в трубах / Под ред. Н. М. Беляева. – К.; Донецк: Выщ. шк., 1980. – 169 с.

67. Теория тепломассообмена / [С. И. Исаев, И. А. Кожин, В. И. Кофанов и др.]; под ред. А. И. Леонтьева. – М. – 1979.

68. Вульман Ф. А. Тепловые расчеты на ЭВМ теплоэнергетических установок / Ф. А. Вульман, Н. С. Хорьков; под ред. В. Я. Рыжкин. – М. : Энергия, 1975. – 200 с.

69. Переверзев Д. А. Задачи теплового состояния базовых и маневренных турбоагрегатов / Д. А. Переверзев; Ин-т проблем машиностроения АН УССР. – К. : Наукова думка, 1980. – 216 с.

70. Кривошеин Б. Л. Теплофизические расчеты газопроводов / Б. Л. Кривошеин. – М. : Недра, 1982. – 168 с.

71. Рустамов Е. Э. Гидравлический расчет магистральных газопроводов при нестационарном газопотреблении // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1974. – № 3. – С. 49–51.

72. Жидкова М. А. Трубопроводный транспорт газа / М. А. Жидкова. – Киев. : Наукова думка, 1973. – 142 с.

73. Вассерман А. А. К вопросу определения термодинамических свойств сжатых природных газов с преобладающим содержанием метана и этана / А. А. Вассерман, В. А. Загорученко // Нефть и газ. – 1963. – № 1. – С. 81–85.

74. Вассерман А. А. Теплофизические свойства воздуха и его компонентов / А. А. Вассерман, Я. Э. Казавчинский, В. А. Рабинович. – М. : Наука, 1966. – 375 с.

75. Природний газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 2. Обчислення на основі молярного складу (ISO 12213-2:2006, IDT) : ДСТУ ISO

12213-2:2009. – [Чинний від 01.01.2011]. – К. : Держспоживстандарт України, 2009. – 32 с. – (Національний стандарт України).

76. Природний газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 3. Обчислення на основі фізичних властивостей (ISO 12213-3:2006, IDT) : ДСТУ ISO 12213-3:2009. – [Чинний від 01.01.2011]. – К. : Держспоживстандарт України, 2009. – 38 с.

77. Лабинов С. Д. Новый метод вычисления констант уравнения состояния Бенедикта-Вебба-Рубина для газовых смесей / С. Д. Лабинов, Н. В. Бойко, Н. К. Болотин // Журн. физ. химии. – 1967. – № 41. – С. 618-621.

78. Варгафтик Н. П. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н. П. Варгафтик. – М. : Наука, 1972. – 720 с.

79. Казак А. С. Расчет температурных и гидравлических полей магистрального трубопровода с учетом переменности свойств газов // Газовая промышленность. – 1981. – № 4. – С. 47–49.

80. Казак А. С. Исследование неустановившихся неизотермических режимов магистральных газопроводов / А. С. Казак, Е. И. Яковлев. Труды семинара секции газопроводного транспорта АН СССР. – 1983. – 11 с.

81. Коздоба Л. А. Методы решения нелинейных задач теплопроводности / Л. А. Коздоба. – М., 1975. – 170 с.

82. Браиловский И. Ю. Разностные методы решений уравнений Навье-Стокса / И. Ю. Браиловский, Т. В. Кускова, В. А. Чудов // Вычислительные методы и программирование. – 1968. – Вып. 11. – С. 55-93.

83. Вазов В. Разностные методы решения дифференциальных уравнений в частных производных / В. Вазов, Д. Форсайд. – М. : Иностранная литература, 1963. – 487 с.

84. Корн Г. Справочник по математике (для научных работников и инженеров) / Г. Корн, Т. Корн ; [пер. с англ. под ред. И. Г. Арамановича]. – М. : Наука, 1973. – 832 с.

85. Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров / Г. Корн, Т. Корн. – М. : Наука, 1970. – 720 с.

86. Yow W. Numerical Error in Natural Gas Transient Calculations // Transactions of the ASME. Ser. D. Journal of basic engineering. – 1972. – № 94. – P. 422-428.

87. Rachford H. H. A fast, highly accurate means of modeling transient flow in gas pipeline systems by variational methods / H. H. Rachford, T. Dupont // SPE Journal. – 1974. – № 15. – P. 165-178.

88. Harten A. High resolution schemes for hyperbolic conservation laws // Journal of computational physics. – 1983. – № 49. – P. 357-392.

89. Harten A. On a class of high resolution total variation stable finite difference schemes // SIAM Journal on numerical analysis. – 1984. – № 21. – P. 1-23.

90. Годунов С. К. Уравнения математической физики / С. К. Годунов. – М. : Наука, 1971. – 416 с.

91. LeVeque R. J. A study of numerical methods for hyperbolic conservation laws with stiff source terms / R. J. LeVeque, H. C. Yee // Journal of computational physics. – 1990. – № 86. – P. 187-210.

92. Roe P. L. Approximate riemann solvers, parameter vectors and difference schemes // Journal of computational physics. – 1983. – № 43. – P. 357-372.

93. Бусленко Н. П. Лекции по теории сложных систем : научное издание / Н. П. Бусленко, В. В. Калашников, И. Н. Коваленко. – М. : Сов. радио, 1973. – 440 с.

94. Бусленко Н. П. Автоматизация имитационного моделирования сложных систем / Н. П. Бусленко. – М. : Наука, 1977.

95. Бусленко Н. П. Моделирование сложных систем / Н. П. Бусленко. – М. : Наука, 1978. – 399 с.

96. Бусленко Н. П. Метод статистических испытаний (метод Монте-Карло) и его реализация в цифровых машинах / Н. П. Бусленко, Ю. А. Шрейдер. – М. : Физматгиз, 1961. – 226 с.

97. Dorao C. A. Simulation of transients in natural gas pipelines / C. A. Dorao, M. Fernandino // Journal of natural gas science and engineering. – 2011. – № 3. – P. 349-355.

98. Taylor T. D. A computer simulation of gas flow in long pipelines / T. D. Taylor, N. E. Wood, J. E. Power // SPE Journal. – 1962. – № 12. – P. 297–302.

99. Noorbehesht N. Numerical simulation of the transient flow in natural gas transmission lines using a computational fluid dynamic method / N. Noorbehesht, P. Ghaseminejad // American journal of applied sciences. – 2013. – № 10. – P. 24-34.

100. Калиткин Н. Н. Численные методы: учеб. пособие / Н. Н. Калиткин. – 2-е изд., исправленное. – СПб. : БХВ-Петербург, 2011. – 586 с.

101. Бахвалов И. С. Численные методы / И. С. Бахвалов. – М. : Наука, 1973. – 631 с.

102. Калитин Н. Н. Численные методы / Н. Н. Калитин. – М. : Наука, 1978. – 225 с.

103. Вазов В. Разностные методы решения дифференциальных уравнений в частных производных / В. Вазов, Д. Форсайд. – М. : Иностранная литература, 1963. – 487 с.

104. Голуб Дж. Матричные вычисления / Дж. Голуб, Ч. Лоун Ван ; [пер. с англ. под ред. В. В. Воеводина]. – М. : Мир, 1999. – 548 с.

105. Абрамович Г. Н. Прикладная газовая динамика : в 2 ч. Часть 1. – М. : Наука, 1991. – 600 с.

106. Ковеня В. М. Метод расщепления в задачах газовой динамики / В. М. Ковеня, Н. Н. Яненко ; отв. ред. Ю. И. Шокин. – Новосибирск : Наука, 1981. – 304 с.

ДОДАТКИ

ВОЛИНСЬКА ІМ ДМИТРО
АНДРІЙОВИЧ
І ФНТУНГ

Продовження додатку Б

Інформація про роботу за зміну
(МГ, КС, УОГ, ГРС тощо)

17 ¹⁵	За розпорядженням каси зміни ОДУ Маршиненка (В) дано команду дисп. ОЛВУМТ Звонкович О.В. збільшити тиск на Болгарію через ГРС Орловка до 48,5 кгс/см ² .
	Змін то зауважень немає.
10 ⁴⁰	ОЛВУМТ Вікриню корочу газу на Румунію через ГРС Орловка по вказівкам дисп. Сидоренко О.О.
21 ³⁰	ОЛВУМТ. Закрито подачу газу на Румунію через ГРС Орловка.
23 ⁵⁰	Команда ОДУ зупинити ГПА на КС-2 Орловка. Повідомив в ОЛВУМТ Родар О.
23 ⁵⁵	ОЛВУМТ. Норм. зупинка ГПА №3 на КС-2 Орловка. Повідомив в ОДУ Маршиненку І.В.
1 ⁰⁰	ОЛВУМТ. Ав. зупинка ГПА на КС-2 Тарасівка. Повідомив в ОДУ Маршиненку І.В.
5 ³³	ОЛВУМТ. Пуск ГПА №1 на КС-Тарасівка. Повідомив в ОДУ Маршиненку І.В.
6 ⁰⁰	Повідомив диспетчер ОЛВУМТ Дзудзіло І. про те, що о 5 ³⁵ год. йому повідомили з Ромнетівського УЕТГ про сильний шум на переході газопроводів через р. Мілчице в р-ні сіл Небелів та Левада (в р-ні с. Писарівська Ромнетівського р-ну). Диспетчером ОЛВУМТ Дзудзілом І. одки-ник підтвердив інформацію про витік газу з газопроводу УПУ через свист. В свою чергу мною повідомлено диспетчера ОЛВУМТ Палочка І.І., об'є- який дав інформацію про те, що тиск газу в г-ді УПУ по даних телемеханіси не змінюється.
6 ⁰⁵	Повідомлено: 6 ⁰³ гол. інженер Стецюк М.Д, 6 ⁰⁵ - ди- ректор Пуріга Ф.В, 6 ⁰⁴ - заст. директора Костиба В.В, 6 ¹⁰ - заст. гол. диспетчера Кожак О.Ф, 6 ¹⁵ - нагаль- ника зміни ОДУ Маршиненка І.В.
6 ²⁰	За уточненою інформацією витік газу газу стався

Продовження додатку Б

Інформація про роботу за зміну
(МГ, КС, УОГ, ГРС тощо)

	між лінійним кр. (N257 та N281) 2-гу УПУ на пере- ході "земля - повітря" повітряного переходу через р. Мімнцз. (Інформація з Доминського ПБЧМГ).
6 ²⁰	Повідомив про витік газу оперативного чергового з містанс НС та ЦЗН Ів. Франківської ОДА Іванюк.
6 ²¹	Повідомив про витік газу на гол. випр. відділу Жень. д. Вського В.Ю.
7 ⁰³	БПБЧМГ. Закрито кр. (N257) 2-гу УПУ. Повідомив в ОДУ Мартинюк І.В.
7 ¹⁰	БПБЧМГ. Закрито кр. (N281) 2-гу УПУ. Повідо- лив фресет гола ХПБЧМГ та наг. зміни ОДУ Мартинюк І.В.
7 ²⁴	Команда ОДУ Мартинюк І.В. готувати до курсу ЗГПА на КС Голотин (Прогрес). Державо в ХПБЧМГ.
7 ⁴³	БПБЧМГ. Відкрито кр. (N425) (перемітка УПУ-Про- грес). Повідомив в ОДУ Мартинюк І.В.
7 ⁴⁵	БПБЧМГ. Відкрито кр. (N283) (перемітка між УПУ-Прогрес) Повідомив в ОДУ Мартинюк І.В.
8 ⁰⁰	Про витік повідомив наг. відділу ОПТН та ПБ Смоловика М.М.
8 ⁰⁵	Про витік газу повідомив інженера відді- лу ОП, ТН та ПБ Костіва С.Б. та інженера від- ділу безпеки Голодюка М.
8 ¹⁰	Про витік повідомлено Держгірпром нагляд Грековського В.В. (Алекс В.М. в відсутстві, телефон не відповідав).
8 ⁰⁷	Про витік повідомлено операт. чергового Управ. міжк МВС в Ів. Франківській обл. Вовк.
8 ¹²	Про витік газу повідомив оперативного чергово- го Управління СБУ в Ів.-Фр. області. Фамілію не нагад.
8 ⁵⁵	Команда ОДУ Дешио О.В. На курсі в роботу ЗГПА КС Голотин Прогрес, відкрити вхідну перемітку кр. (365) та закрити вхідну перемітку кр. (366).
8 ⁵⁸	ХПБЧМГ закрито кр. (366) вхідна перемітка Голотин УПУ та Прогрес. Потімплено ОДУ Дешио О.В.

Продовження додатку Б

Інформація про роботу за зміну
(МГ, КС, УОГ, ГРС тощо)

9 ¹⁰	Команда ОДШ Демко О.В. закрити кр 287 та 425 з-у переміски між УПЧ та Прогрес, та відкрити 281 кран з-у УПЧ уля спрацювання до макс можливо тиску від кр 287 з-у УПЧ.
9 ¹⁷	БЛДУМГ закрито кр №287, №425 переміска УПЧ та Прогрес
9 ³⁰	БЛДУМГ відкрито кр №281 з-у УПЧ. Повідомлено ОДШ Демко О.В.
9 ³⁰	ХЛДУМГ відкрито кр 265 КС Голятин Повідомлено ОДШ Демко О.В.
9 ⁵⁰	ХЛДУМГ пуск в роботу (ПАД 7 8) КС Голятин Прогрес Повідомлено ОДШ Демко О.В.
10 ⁰³	Команда козак О.Р. закрити кр №119 переміска з-у УПЧ до 500 та до 270.
10 ⁰⁵	ХЛДУМГ пуск в роботу (ПАД 11) КС Голятин Прогрес. Повідомлено ОДШ Демко О.В.
10 ³⁰	ОЛДУМГ закрито кр №120 та відкрито кр 320 на 80% з-у шдкр1. Повідомлено ОДШ Демко О.В.
11 ¹⁵	Узголожено з Стецюк М.О та отримано команду з ОДШ Демко О.В. на закриття кр №424 з-у Прогрес.
11 ²⁰	БЛДУМГ закрито кр №424 з-у Прогрес Повідомлено ОДШ Демко О.В.
12 ⁰⁰	ЗЛДУМГ за командою ОДШ Демко О.В. відкрито кр №238 на ГАС Берегове та розпочато реверс газу з Берездароч. Повідомлено ОДШ Демко О.В.
12 ⁵⁰	ЗЛДУМГ припинено реверс газу з Берездароч, закрито кр №239 (на Чорській території) Q = 148, 191 тисл/год Повідомлено ОДШ Демко О.В.
12 ⁰⁰	ОЛДУМГ закрито кр №119 переміска УПЧ між ДУ 500 та ДУ 270.
12 ¹⁰	ОЛДУМГ відкрито кр №258 та закрито кр №258-1 переключено ГАС Майран на ДУ 270.
10 ⁵⁵	ОЛДУМГ відкрито податку газу на Рунуніно через ГАС Орнівка. Повідомлено ОДШ Демко О.В.
13 ⁰⁰	Команда ОДШ Демко О.В. переключити податку газу на ГАС Берегове з з-у Прогрес та закрити податку з УПЧ.
13 ⁰⁵	ЗЛДУМГ після припинення реверсу з Берездароч, закрито кр 238 на ГАС Берегове. Повідомлено ОДШ Демко О.В.

Продовження додатку Б

Інформація про роботу за зміну
(МГ, КС, УОГ, ГРС тощо)

13 ⁵⁵	ЗПАДУМГ відкрито кр. № 557 на Пацканьово переключено податку газу на Березово з 2-го Прогрес. Повідомлено ОДЗ Демко О.В.
13 ⁴⁷	ЗПАДУМГ закрито кр. № 417 на Пацканьово, податку з УПУ. Повідомлено ОДЗ Демко О.В.
14 ⁵⁷	Команда ОДЗ Демко О.В. припинити сирочювання газу з філянки 2-го УПУ від кр. № 257 до кс Горятчи. та розпізнати страблювання газу з філянки 2-го УПУ між кр. № 257 та № 281 $P=40,9 \text{ ккал/см}^3$.
15 ⁰³	БАДУМГ закрито кр. № 281 з 2-го УПУ.
15 ⁰⁵	БАДУМГ відкрито кр. № 425
15 ⁰⁸	БАДУМГ відкрито кр. № 281 перемичка між УПУ та Прогрес.
15 ²³	БАДУМГ відкрито свіжу кр. № 257 $P=40,9 \text{ ккал/см}^3$.
15 ³⁰	БАДУМГ відкрито дійнас кр. № 424. Профачи перемичювання повідомлено ОДЗ Демко О.В.
16 ⁰⁰	Команда ОДЗ Демко О.В. на місці в роботу ГПА кс Орлівка I.
16 ³²	Команда ОДЗ Демко О.В. закрито кр. № 20, 7, 8 на кс Горятчи УПУ та відкрито вихідну перемичку кр. № 366.
16 ⁴⁵	ХПАДУМГ закрито кр. № 20, 17, 18 кс Горятчи УПУ та відкрито (д-с 366) Повідомлено ОДЗ Демко О.В.
16 ⁵⁰	Команда ОДЗ Демко О.В. скоротити заважку газу в БСПІГ на половину.
16 ⁵⁰	БАДУМГ закрито засувку № 26 на БСПІГ. Повідомлено ОДЗ Демко О.В.
16 ⁵⁵	ОПАДУМГ місці в роботу (ГПА № 1) кс Орлівка I. Повідомлено ОДЗ Демко О.В.
17 ¹⁰	Команда ОДЗ Демко О.В. переключити податку газу на ГАС Березова на 2-го УПУ. та закрито податку з 2-го Прогрес.
17 ¹⁵	ЗПАДУМГ відкрито кр. № 417 з УПУ на Пацканьово.
17 ²⁵	ЗПАДУМГ закрито кр. № 557 з Прогрес на Пацканьово. Повідомлено ОДЗ Демко О.В.
17 ²⁰	ХПАДУМГ відкрито кр. № 366 та закрито його д-с кс Горятчи. Повідомлено ОДЗ Демко О.В.

Продовження додатку Б

Дата	Час	Прізвище та ініціали диспетчера	Зміну прийняв	Зміну здав
12-13.05.14 _p	20 ⁰⁰ -8 ⁰⁰	Клюк І. І.	Клюк	

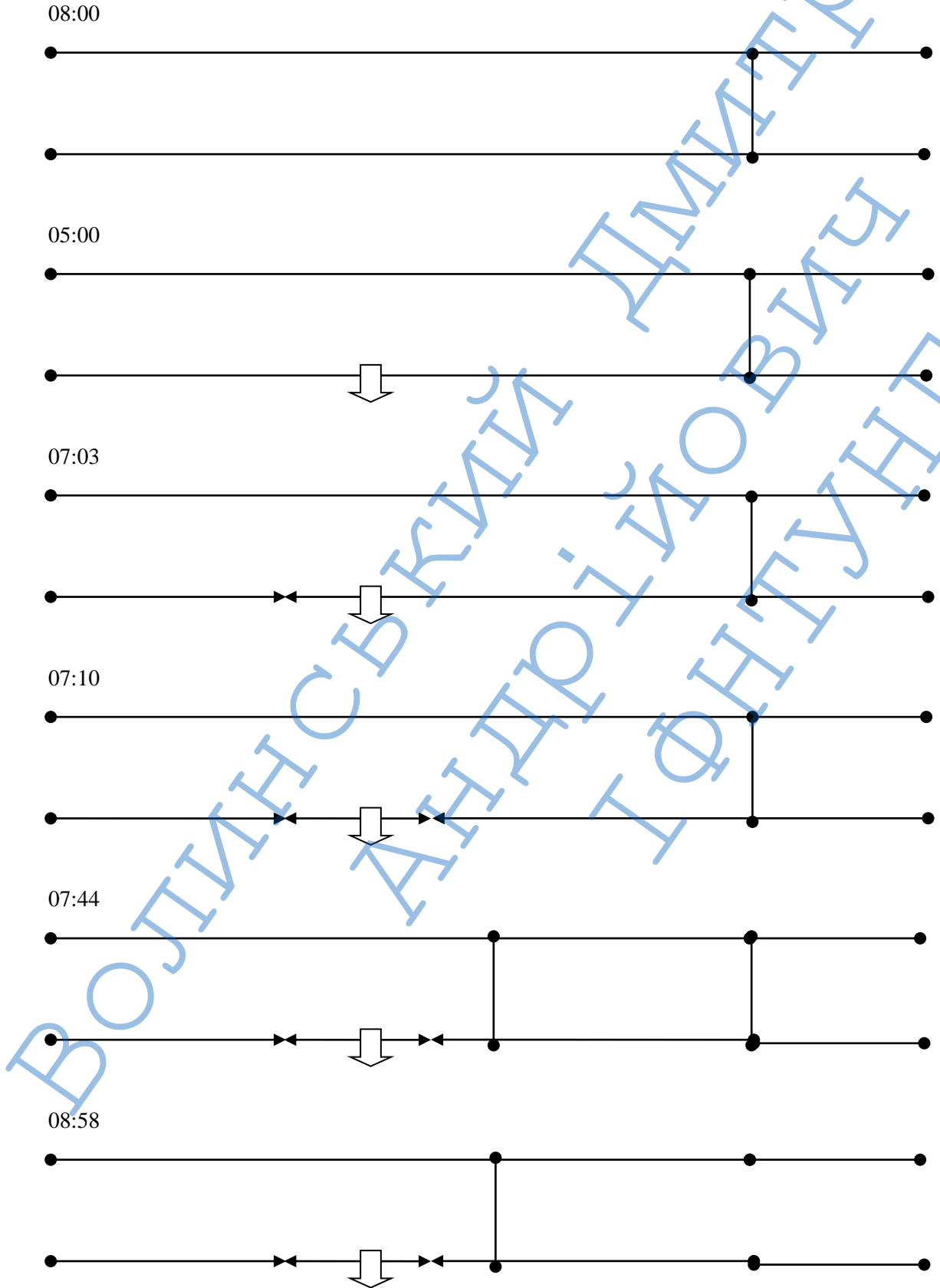
БОЛІВІНСЬКИЙ АНДРІЙ ОВІЙОВИЧ ФОНГУНГ

Продовження додатку Б

Інформація про роботу за зміну (МГ, КС, УОГ, ГРС тощо)	
17 ²⁵	БЛАДУМГ відкрито кр. д. 424 та закрито болод-с 2-9 Прогрес. Повідомлено ОДУ Деміко О.В. ✓
17 ³⁵	Команда ОДУ Деміко О.В. на курс в роботу 1 ГПА КС Гопатчи Прогрес.
18 ²⁵	ХПАДУМГ курс в роботу (ГПА д. 4 КС Гопатчи Прогрес. Повідомлено ОДУ Деміко О.В. ✓
18 ³⁵	Команда ОДУ Деміко О.В. припинити закачку газу в БСПІГ.
18 ³⁵	БАУПІГ закрито кр. д. 29 на БСПІГ, припинено закачку газу. Повідомлено ОДУ Деміко О.В. ✓
20 ¹⁴	БЛВУМТ Повідомив дисп. Сергієнко Д. про те що о 1945 год. на газопроводі-перемичці Богородьки - долина Дунаю стався вихід - місце виходу пилу з землі (побитий перекир через р. Мімкеня, що підтвердив гол. інж. Стелюк М.В.)
20 ¹⁷	Повідомлено директором Лукину Ф.В., ОДУ Деміко А.І. 20 ¹⁷ , 20 ²⁰ заст. директора з вироб. Косміва В.В., 20 ²³ заст. гол. дисп. Козака О.Ф. 20 ²⁵ опер. герм. з мит. НЗ та ЦЗН ів-Фрн. ОВА Тришко, 20 ³⁰ опер. герм. ДС Укр. з НС в ів-Фрн. обл. Криковський, 20 ³⁵ опер. герм. упр. ЧМВС в Ів-Фрн. обл. Бісф, 20 ³⁶ заст. дир. з мит. упр. Михайлів В.І. 20 ³⁸ опер. герм. упр. СБУ в ів-Фрн. обл. Демко, 20 ⁴⁰ гол. інж. керм. промталазу Плетенко В.І., заст. гол. інж. керм. Виртлу ОП, ТН та ПБ 20 ⁴⁵ Колобовик М. М. 20 ⁴⁵ . - Трунко М. М. 20 ⁴⁵ .
20 ³⁰	В результаті виходу розгерметизації на ставосі, газопровід в роботі. Повідомлено ОДУ Сергій Деміко А.І. закрито спроби вивантаження газу з вкритою ділянкою між кр. №257 та №281, вкручено 2-коробний манометр. Повідомлено ОДУ Сергій Деміко А.І.
21 ⁰⁰	БВУПІГ За погоршенням з ОДУ Деміко А.І. вкрито закачку газу БРСГ 500 тс. м ³ /год.
21 ⁰⁰	Команда ОДУ Деміко А.І. гонували до пуску 1 ГПА кс Долина 2 ГПА КС Росом, 2 ГПА КЦ-2 і 1 ГПА КЦ-1 Чисгор.
21 ³⁵	ОДВУМГ Закрито подачу газу на Руменіно через ГВС Орлова. Повідомлено ОДУ Деміко А.І.

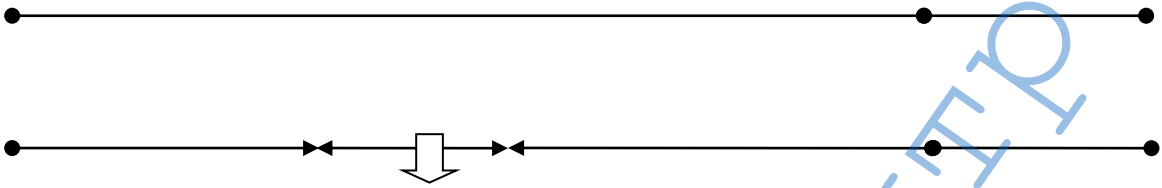
Додаток В

Схеми послідовності розрахунку досліджуваної ГТС за агрегативно-імітаційним методом

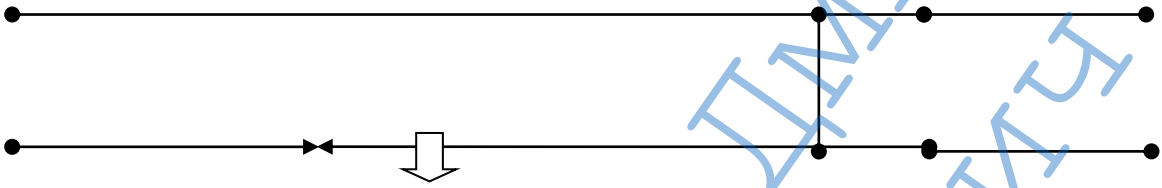


Продовження додатку В

09:17



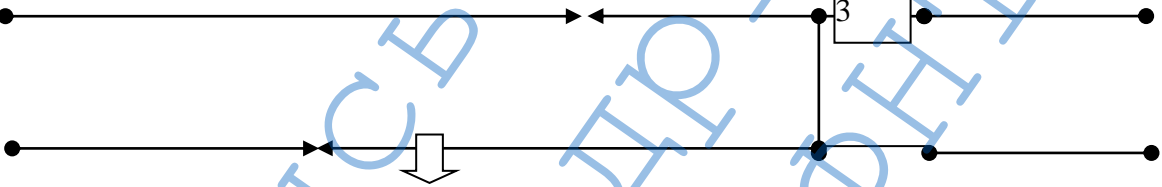
09:30



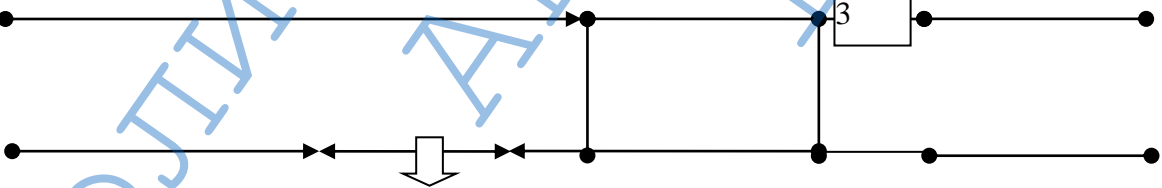
09:50



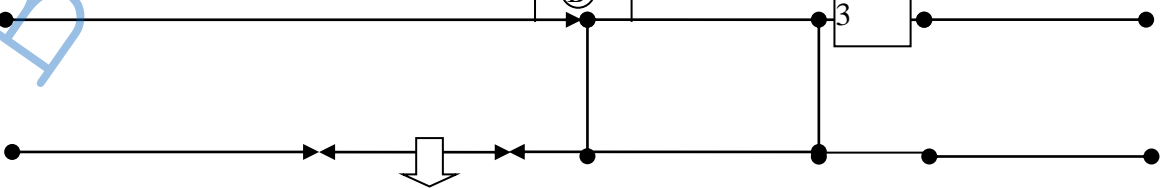
11:20



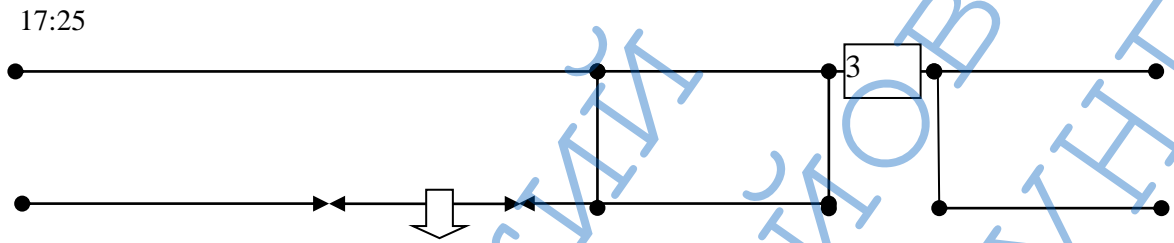
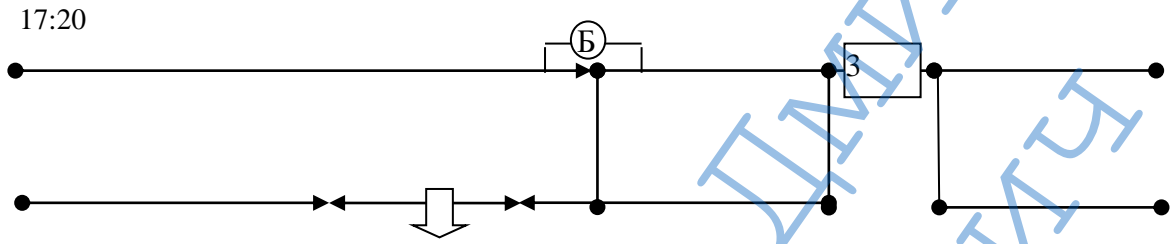
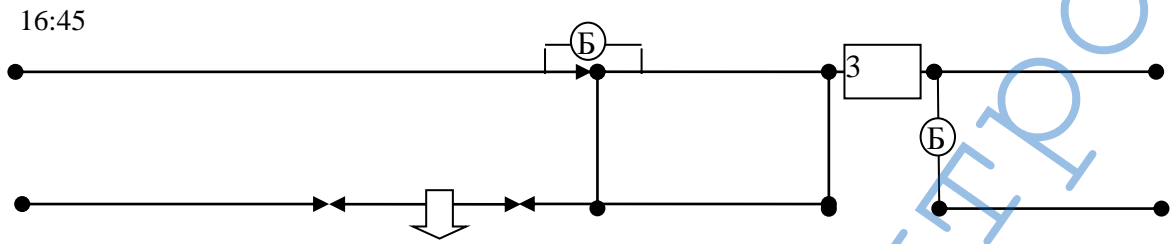
15:03



15:30



Продовження додатку В



ВОЛИНСЬКА АКАДЕМІЯ ІНЖЕНЕРІВ І ФІЗИК

Додаток Д

Програма «Прогнозування нестационарності»

```

Procedure NeStac; //процедура NeStac
label MT5,MT8;
var
L,L5,i,ii:integer;
D1:double;
begin //початок процедури NeStac
// початок P-P
for ii:=1 to KW do
begin
if (j=W[Ii]) and (FrmRQandHZP.RadioButton3.checked) then
begin
for L:=1 TO 2 do
begin
EA[k+1,1]:=0.; EA[k+1,2]:=z[j,k+1];
for L5:=1 TO 5 DO
begin
for I:=K downTO 2 do
begin
P:=(z[j,i]+D[i])/2.; T:=(z[j,k+i]+D[K+I])/2.;
// власне ЛІНЕАРИЗАЦІЯ рівнянь системи
Mr:=(z[j,3*k+i]+D[3*K+I])/2.;
// По часу
COEFF;
B1:=-a2/dx[j,i]/dx[j,i]; B2:=-1/a4/dtb/dtb-
2*a2/dx[j,i]/dx[j,i];
B3:=-a2/dx[j,i]/dx[j,i];
B4:=-z[j,i]/a4/dtb/dtb-a9/a4*(d[k+i]-z[j,k+i])/dtb/dtb-
(z[j,3*k+i+1]-z[j,3*k+i-1])/2/dx[j,i]/dtb-a1*(d[3*k+i+1]-
2*d[3*k+i]+d[3*k+i-1])/dx[j,i]/dx[j,i]-a3*(d[3*k+i+1]-d[3*k+i-1])/
2/dx[j,i];
if i=2 then b4:=-z[j,i]/a4/dtb/dtb-a9/a4*(d[k+i]-z[j,k+i])/

```

Продовження додатку Д

```

dtb/dtb-(z[j,3*k+i+1]-z[j,3*k+i])/dx[j,i]/dtb-a1*(d[3*k+i+2]-
2*d[3*k+i+1]+d[3*k+i])/dx[j,i]/dx[j,i]-a3*(d[3*k+i+1]-
d[3*k+i])/dx[j,i];

EA[i,1]:=B3/(b2-b1*EA[i+1,1]);
EA[i,2]:=(B4+B1*EA[i+1,2])/(B2-B1*EA[i+1,1]);

END;
D1:=(D[2]-EA[2,2])/EA[2,1];
for I:=3 TO K+1 do D[i]:=EA[i,1]*D[i-1]+EA[i,2];
P:=(z[j,2]+d[2])/2.;
// власне ЛІНЕАРИЗАЦІЯ рівнянь системи
T:=(z[j,k+2]+D[K+2])/2.;
// мало того, що осереднюємо по часу,
Mr:=(z[j,3*k+2]+D[3*K+2])/2.;
// треба осереднити і по x
COEFF;
D[3*k+2]:=(a1/a4*(D[2]-Z[j,2])/dtb-a1*a9/a4*
(D[k+2]-Z[j,k+2])/dtb+a2*(D[3]-D1)/2/dx[j,i]+
z[j,3*k+2]/dtb)/(1/dtb-a3);
for I:=3 TO K+1 do
begin
P:=(z[j,i]+D[i])/2.;
// власне ЛІНЕАРИЗАЦІЯ рівнянь системи
T:=(z[j,k+i]+D[K+I])/2.;
// По часу
Mr:=(z[j,3*k+i]+D[3*K+I])/2.;
COEFF;

D[K+I]:=(Z[j,K+I]/DTB-
A1*D[K+I-1]/dx[j,i]+
A11*TG)/
(1./DTB+A11-A1/dx[j,i]);

D[2*k+i]:=(Z[j,2*k+i]/DTB+A6*D[k+i]+A7*TG)/(A6+A7+1./DTB);
if i=k+1 then D[3*k+I]:=(a1/a4*(D[i]-Z[j,i])/
dtb-a1*a9/a4*(D[k+i]-Z[j,k+I])/dtb+a2*(D[i]-
D[i-1])/dx[j,i]+z[j,3*k+i]/dtb)/(1/dtb-a3);

```

Продовження додатку Д

```

D[3*k+I]:=(a1/a4*(D[i]-Z[j,i])/dtb-
a1*a9/a4*(D[k+i]-Z[j,k+I])/dtb+
a2*(D[i+1]-D[i-1])/2/dx[j,i]+
z[j,3*k+i]/dtb)/
(1/dtb-a3);
END;
end;
// L5
IF L=1 THEN
begin
for I:=2 TO 4*K+1 do
begin
Z2[i]:=Z[j,I];
Z[j,I]:=D[i];
END;
END;
end;
// L
goto mt5;
end;
end;
// кінець P-P
EA[k+2,1]:=0; EA[k+2,2]:=Z[j,4*k+1];
M0:=z[j,3*k+2];
// Z[j,3*k+2]:=Z[j,4*k+6];
for L:=1 to 2 do
begin
for L5:= 1 to 10 do
begin
for i:=k+1 downto 2 do
begin
if (i>2) and (i<k+1) then

```

Продовження додатку Д

```

begin
P:=(D[i-1]+d[i])/2;
T:=(D[K+i-1]+D[K+i])/2;
Mr:=(D[3*K+i-1]+D[3*K+i])/2;
COEFF;
RoCP1:=RO;
P:=(D[i+1]+d[i])/2;
T:=(D[K+i+1]+D[K+i])/2;
Mr:=(D[3*K+i+1]+D[3*K+i])/2;
COEFF;
RoCP2:=RO;
P:=D[i-1];
T:=D[K+i-1];
Mr:=D[3*K+i-1];
COEFF;
Ro1:=RO;
P:=D[i];
T:=D[K+i];
Mr:=D[3*K+i];
COEFF;
Ro2:=RO;
P:=D[i+1];
T:=D[K+i+1];
Mr:=D[3*K+i+1];
COEFF;
Ro3:=RO;
end;
P:=D[i];
T:=D[k+i];
Mr:=D[3*k+i];
Coeff;
DEN:=A2*DTB*A4/sqr(DX[J,I-1])/DX[J,I];
Bl:=-A1/(DX[J,I-1]+DX[J,I])-

```

Продовження додатку Д

```

      {DEN}DTB*(A2*A4)/sqr(DX[J,I-1])/DX[J,I]*DX[j,i-1];
B2:=-1/DTB-
      {DEN}DTB*(A2*A4)/sqr(DX[J,I-1])/DX[J,I]*(DX[J,I-1]+DX[J,I])-
      abs(A3);
B3:=A1/(DX[J,I]+DX[J,I-1])-
      {DEN}DTB*(A2*A4)/sqr(DX[J,I-1])/DX[J,I]*DX[j,i];
if i=k+1 then
begin
  B4:=-Z[J,3*K+I]/DTB-
      A2*(Z[J,I]-Z[J,I-2])/(DX[J,I-1]+DX[J,I-2])-
      A2*UE[J,I-1]*ro;
end;
if (i>2) and (i<k+1) then
begin
  B4:=-Z[J,3*K+I]/DTB-
      A2*(Z[J,I+1]-Z[J,I-1])/((DX[J,I-1]+DX[J,I]))-
      0.5*A2*(RoCP1*UE[J,I-1]+RoCP2*UE[J,I]){+
      0.5*A2*((Ro1-Ro2)*UE[J,I-1]+(Ro3-Ro2)*UE[J,I])};
end;
if i=2 then
begin
  b4:=-Z[J,3*K+I]/DTB-
      A2*(Z[J,I+2]-Z[J,I])/((DX[J,I]+DX[J,I+1]))-A2*UE[J,I]*ro;
end;
DEF:=B2-B1*EA[I+1,1];
EA[I,1]:=B3/DEF;
EA[I,2]:=(B4+B1*EA[I+1,2])/DEF;
end;
P:=D[3];
T:=D[K+3];
Mr:=D[3*K+3];
rox:=ro;
COEFF;

```

Продовження додатку Д

```

P:=Z[j,2];
T:=Z[j,K+2];
Mr:=Z[j,3*K+2];
COEFF;
rot:=ro;
for ii:=1 to KIZOL do
  begin
    {if ((j=IZOL[II]) and (PryznachennjaIzol[II]=1) and (HM>HA[J])) or}
    if ((j=IZOL[II]) and (PryznachennjaIzol[II]=1)) or
    {((lr=IZOL[II]) and (PryznachennjaIzol[II]=3) and (HM>HA[J])) then}
    ((j=IZOL[II]) and (PryznachennjaIzol[II]=4)) then
      begin
        M0:=(D[3*K+2]-EA[2,2])/EA[2,1];
        FOR I:=3 TO K+1 DO
          BEGIN
            D[3*K+I]:=EA[I,1]*D[3*K+I-1]+EA[I,2];
          END;
        P:=d[2];
        T:=D[K+2];
        Mr:=D[3*K+2];
        COEFF;
        D[2]:=Z[J,2]+DTB*A4*(D[3*K+3]-M0)/2/DX[J,2]+
          A9*(D[k+2]-Z[j,k+2]);
        D[K+2]:={Z[j,k+2];}
        (ro*CP*Z[J,K+2]/DTB+
        RO*CP*A1*D[K+3]/DX[J,2]+
        // (D[2]-Z[J,2])/dtb+
        Ro*CP*A5*D[2*K+2]//+
        { ue[j,2]*a1*ro+
        DLT*(D[k+3]-D[k+2])/DX[J,2]*D[k+3]/DX[J,2]+
        DLP*(D[3]-D[2])/DX[J,2]*D[K+3]/DX[J,2]+
        AL*(D[K+4]-2*D[K+3])/DX[J,2]/DX[J,2]+

```

Продовження додатку Д

```

D[k+2]/RO*DRT*
((D[2]-Z[J,2])/DTB+
(4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
(D[3]-D[2])/dx[J,2])-

(4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
(D[3]-d[2])/dx[J,2]-

((RO*sqr(4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO)/2-
ROT*sqr(4*Z[J,3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ROT)/2)/dtb+

(4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*

(ROX*sqr(4*D[3*k+3]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ROX)/2-
RO*sqr(4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO)/2)/dx[J,2]})/

(RO*CP/DTB+
a1*ro*cp/dx[J,2]+
RO*CP*A5//+
{
DLT*(D[K+3]-D[K+2])/DX[J,2]/DX[J,2]+
DLP*(D[3]-D[2])/DX[J,2]/DX[J,2]-
AL/DX[J,2]/DX[J,2]}) ;
D[2*k+2]:={Z[J,2*k+2]};(Z[j,2*k+2]/DTB+
A6*D[k+2]+
A7*TG+
A8*(D[2*K+4]-2*D[2*K+3])/DX[J,2]/DX[J,2])/

(A6+A7+1./DTB-A8/DX[J,2]/DX[J,2]);
goto MT8;
end;
end;

```

Продовження додатку Д

```

for i:=1 to KS do // Граничні умови виду М-М
begin
if (j=S[I]) and (FrmRQandHZP.RadioButton2.checked) then
begin
M0:=(D[3*K+2]-EA[2,2])/EA[2,1];
FOR Ii:=3 TO K+1 DO
BEGIN
D[3*K+Ii]:=EA[Ii,1]*D[3*K+Ii-1]+EA[Ii,2];
END;
P:=d[2];
T:=D[K+2];
Mr:=D[3*K+2];
COEFF;
D[2]:=Z[J,2]+DTB*A4*(D[3*K+3]-m0)/2/DX[J,2]+
A9*(D[k+2]-Z[j,k+2]);
D[K+2]:={Z[j,k+2];}
(ro*CP*Z[J,K+2])/DTB+
RO*CP*A1*D[K+3]/DX[J,2]+
// (D[2]-Z[J,2])/dtb+
Ro*CP*A5*D[2*K+2]//+
{ ue[j,2]*a1*ro+
DIT*(D[k+3]-D[k+2])/DX[J,2]*D[k+3]/DX[J,2]+
DLP*(D[3]-D[2])/DX[J,2]*D[K+3]/DX[J,2]+
AL*(D[K+4]-2*D[K+3])/DX[J,2]/DX[J,2]+
D[k+2]/RO*DRT*
((D[2]-Z[J,2])/DTB+
(4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
(D[3]-D[2])/dx[J,2] )-
(4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
(D[3]-d[2])/dx[J,2]-

```


Продовження додатку Д

```

( (RO*sqr (4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO) /2-
  ROT*sqr (4*Z[J,3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ROT) /2) /dtb+

(4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro) *

(ROX*sqr (4*D[3*k+3]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ROX) /2-
RO*sqr (4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO) /2) /dx[J,2] ) ) /

(RO*CP/DTB+
a1*ro*cp/dx[J,2]+
RO*CP*A5//+
{
  DLT*(D[K+3]-D[K+2])/DX[J,2]/DX[J,2]+
  DLP*(D[3]-D[2])/DX[J,2]/DX[J,2]-
  AL/DX[J,2]/DX[J,2] ) ) ;

D[2*k+2]:=Z[J,2*k+2]; (Z[j,2*k+2]/DTB+
A6*D[k+2]+
A7*TG+
A8*(D[2*K+4]-2*D[2*K+3])/DX[J,2]/DX[J,2]) /

(A6+A7+1./DTB-A8/DX[J,2]/DX[J,2]) ;
goto MT8;
end;
end;
M0:=(D9*DX[J,2]*(2-L)-EA[3,1]*EA[2,2]-EA[3,2]) / (EA[3,1]*EA[2,1]-1) ;
D[3*K+2]:=EA[2,1]*M0+EA[2,2];
for I:=3 TO K+1 do
  begin
    D[3*K+I]:=EA[I,1]*D[3*K+I-1]+EA[I,2];
  END;
MT8:
for I:=3 TO K+1 do
  begin
    if i<k+1 then

```

Продовження додатку Д

```

begin
  P:=(D[i-1]+d[i])/2;
  T:=(D[K+i-1]+D[K+i])/2;
  Mr:=(D[3*K+i-1]+D[3*K+i])/2;
  COEFF; RoCP1:=RO;
  P:=(D[i+1]+d[i])/2;
  T:=(D[K+i+1]+D[K+i])/2;
  Mr:=(D[3*K+i+1]+D[3*K+i])/2;
  COEFF; RoCP2:=RO;
  P:=Z[j,I];
  T:=Z[j,K+I];
  Mr:=Z[j,3*K+I];
  COEFF; rot:=ro;
  P:=D[I];
  T:=D[K+I];
  Mr:=D[3*K+I];
  COEFF;

  D[I]:=Z[J,I]+
  DTB*A4*(D[3*K+I+1]-D[3*K+I-1])/(DX[J,I]+DX[J,I-1])+
  A9*(D[k+1]-Z[j,k+i]);
  D[K+I]:={Z[J,k+i];}
  (RO*CP*Z[J,K+I])/DTB+
  RO*CP*A1*(D[k+i+1]-D[K+I-1])/(DX[J,I]+DX[J,I-1])+
  // (D[I]-Z[J,I])/dtb+
  RO*CP*A5*D[2*K+I]//+
  { 0.5*(ue[j,i-2]*RoCP1+ue[j,i-1]*RoCP2)*a1+
  AL*(D[k+I+1]+D[K+I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]+
  DLT*sqr(D[K+I+1]-D[K+I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]/4+
  DLP*(D[I+1]-D[I-1])*(D[K+I+1]-D[K+I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]/4+

  D[k+I]/RO*DRT*

```

Продовження додатку Д

```

( (D[I]-Z[J,I])/DTB+
(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
(D[I+1]-D[I-1])/(dx[J,I-1]+dx[J,I]) )-

(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
(D[I+1]-d[I-1])/(dx[J,I-1]+dx[J,I]) -

( ( RO*power((4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO),2)/2-
ROT*power((4*Z[J,3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ROT),2)/2 )/dtb+

(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*

( RO3*power((4*D[3*k+I+1]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO3),2)/2-
RO1*power((4*D[3*k+I-1]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO1),2)/2)/
(dx[J,I-1]+dx[J,I]) )

)/

(ro*CP/DTB+
Ro*CP*A5{+
AL*2/DX[J,I-1]/DX[J,I] });
D[2*k+i]:={Z[j,2*k+i];}
(Z[j,2*k+i]/DTB+
A6*D[k+i]+A7*TG+
A8*(D[2*K+I+1]+D[2*K+I-1])/DX[J,I]/DX[J,I-1]) /

(1./DTB+A6+A7+A8*2/DX[J,I-1]/DX[J,I]) ;

end;
if i=k+1 then
begin
P:=D[i-1];

```

Продовження додатку Д

```

T:=D[k+i-1];
Mr:=D[3*K+i-1];
COEFF;
rox:=ro;
P:=Z[j,2];
T:=Z[j,K+2];
Mr:=Z[j,3*K+2];
COEFF;
rot:=ro;
P:=D[I];
T:=D[K+I];
Mr:=D[3*K+I];
COEFF;

D[I]:=Z[J,I]+
DTB*A4*(D[3*K+I]-D[3*K+I-2])/(DX[J,I-1]+DX[J,I-2])+
A9*(D[k+i]-Z[j,k+i]);

D[K+I]:={Z[J,k+i];}
(ro*CP*Z[J,K+I]/DTB-
RO*CP*A1*D[K+I-1]/DX[J,I-1]+
)/(D[I]-Z[J,I])/dtb+
Ro*CP*A5*D[2*K+I]{+
ue[j,i-1]*a1*ro-
DLT*(D[k+i]-D[k+i-1])/DX[J,I-1]*D[k+i-1]/DX[J,I-1]-
DLP*(D[i]-D[i-1])/DX[J,I-1]*D[K+i-1]/DX[J,I-1]+
AL*(D[K+I-2]-2*D[K+I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]+

D[k+I]/RO*DRT*
( (D[I]-Z[J,I])/DTB+
(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
(D[I]-D[I-1])/dx[J,I-1] )-

```

Продовження додатку Д

```

(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro) *
(D[I]-d[I-1])/dx[J,I-1]-

( ( RO*power((4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO),2)/2-
ROT*power((4*Z[J,3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ROT),2)/2 )/dtb+

(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro) *

( RO*power((4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO),2)/2-
ROX*power((4*D[3*k+I-1]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ROX),2)/2 )/dx[J,I-1] )
)/

(RO*CP/DTB-
a1*ro*cp/dx[J,I-1]+
RO*CP*A5{-
DLT*(D[K+i]-D[K+i-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]-
DLP*(D[I]-D[I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]-
AL/DX[J,I-1]/DX[J,I-1] });
D[2*k+i] := {Z[J,2*k+1]}; (Z[j,2*k+1]/DTB+
A6*D[k+i]+
A7*TG+
A8*(D[2*K+I-2]-2*D[2*K+I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]) /

(A6+A7+1./DTB-A8/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]);

end;
END;
end;
d[4*k+1] := z[j,4*k+1];

```

Продовження додатку Д

```
// L E N G T H   D E S C R E T I S A T I O N
```

```

for I := 2 to (K div 2) do
  if ((ABS(D[i+2]-D[i])-ABS(D[i+1]-D[i])<-1000) or
      (ABS(D[k+i+2]-D[k+i])-ABS(D[k+i+1]-D[k+i])<-5))
  and (DX[J,i]>10) then
    begin
      SetLength(XAR,k+1);
      SetLength(ZAR,4*k+6);
      for ii := 2 to k+1 do xar[II]:=dx[J,II];
      for II := 1 to (4*K+6) do ZAR[II]:=Z[J,II];
      for ii := 2 to i do
        begin
          Z[j,ii]:=ZAR[ii];
          Z[j,k+1+ii]:=ZAR[k+1+ii];
          Z[j,2*k+2+ii]:=ZAR[2*k+1+ii];
          Z[j,3*k+3+ii]:=ZAR[3*k+1+ii];
        end;
      ZA:=(Z[j,i]+Z[j,i+1])/2;
      ZB:=(Z[j,i+1]+Z[j,i+2])/2;
      Z[J,I]:=ZA+(ZB-ZA)*(-DX[j,i]/2)/((DX[j,i]+DX[j,i+1])/2);
      Z[J,I+1]:=ZA;
      Z[J,I+2]:=ZA+(ZB-ZA)*DX[j,i]/2/((DX[j,i]+DX[j,i+1])/2);
      Z[J,I+3]:=ZA+(ZB-ZA)*(DX[j,i]/2+Dx[J,i+1])/((DX[j,i]+DX[j,i+1])/2);

      ZA:=(Z[j,k+i]+Z[j,k+i+1])/2;
      ZB:=(Z[j,k+i+1]+Z[j,k+i+2])/2;
      Z[J,k+1+I]:=ZA+(ZB-ZA)*(-DX[j,i]/2)/((DX[j,i]+DX[j,i+1])/2);
      Z[J,k+1+I+1]:=ZA;
      Z[J,k+1+I+2]:=ZA+(ZB-ZA)*DX[j,i]/2/((DX[j,i]+DX[j,i+1])/2);
      Z[J,k+1+I+3]:=ZA+(ZB-ZA)*(DX[j,i]/2+Dx[J,i+1])/
        ((DX[j,i]+DX[j,i+1])/2);
    end;
end;

```

Продовження додатку Д

```

ZA:=(Z[j,2*k+i]+Z[j,2*k+i+1])/2;
ZB:=(Z[j,2*k+i+1]+Z[j,2*k+i+2])/2;
Z[J,2*k+2+I]:=ZA+(ZB-ZA)*(-DX[j,i]/2)/((DX[j,i]+DX[j,i+1])/2);
Z[J,2*k+2+I+1]:=ZA;
Z[J,2*k+2+I+2]:=ZA+(ZB-ZA)*DX[j,i]/2/((DX[j,i]+DX[j,i+1])/2);
Z[J,2*k+2+I+3]:=ZA+(ZB-ZA)*(DX[j,i]/2+DX[J,i+1])/
((DX[j,i]+DX[j,i+1])/2);

ZA:=(Z[j,3*k+i]+Z[j,3*k+i+1])/2;
ZB:=(Z[j,3*k+i+1]+Z[j,3*k+i+2])/2;
Z[J,3*k+3+I]:=ZA+(ZB-ZA)*(-DX[j,i]/2)/((DX[j,i]+DX[j,i+1])/2);
Z[J,3*k+3+I+1]:=ZA;
Z[J,3*k+3+I+2]:=ZA+(ZB-ZA)*DX[j,i]/2/((DX[j,i]+DX[j,i+1])/2);
Z[J,3*k+3+I+3]:=ZA+(ZB-ZA)*(DX[j,i]/2+DX[J,i+1])/
((DX[j,i]+DX[j,i+1])/2);

DX[j,i]:=DX[J,I]/2;
DX[J,i+1]:=XAR[i]/2;
DX[J,i+2]:=XAR[i+1];
DX[J,i+3]:=XAR[i+2];
//Take same проробити з UE
for ii := i+4 to k+2 do
begin
DX[j,ii]:=XAR[ii-1];
Z[j,ii]:=ZAR[ii-1];
Z[j,k+1+ii]:=ZAR[k+ii-1];
Z[J,2*k+2+ii]:=ZAR[2*k+ii-1];
Z[J,3*k+3+ii]:=ZAR[3*k+ii-1];
end;

Z[J,4*K+4+4]:=ZAR[4*K+4];
Z[J,4*K+4+5]:=ZAR[4*K+5];
Z[J,4*K+4+6]:=ZAR[4*K+6];

for ii:=1 to KIZOL do

```

Продовження додатку Д

```

begin
//if ((j=IZOL[II]) and (PryznachennjaIzol[II]=1) and (HM>HA[J])) or
if ((j=IZOL[II]) and (PryznachennjaIzol[II]=1)) or
//((lr=IZOL[II]) and (PryznachennjaIzol[II]=3) and (HM>HA[J])) then
((j=IZOL[II]) and (PryznachennjaIzol[II]=4)) then
begin
Z[J,3*k+2+3]:=Z[J,3*k+2+3]+ZP*UR;
goto mt2;
end;
end;
for ii:=1 to KS do // Граничні умови виду М-М
begin
if (j=S[Ii]) and (FrmRQandHZP.RadioButton2.checked) then
begin
Z[J,3*k+2+3]:=Z[J,3*k+2+3]+ZP*UR;
goto mt2;
end;
end;
Z[J,2]:=Z[J,2]+ZP*UR;
mt2:Z[J,k+2+1]:=Z[J,k+2+1]+ZT*UR;
Z[J,4*k+1+4]:=Z[J,4*k+1+4]+ZM*UR;
k:=k+1;
IA[j]:=4*k+3;
Goto MT1;
end;
for I := k+1 downto (K div 2) do
if ((ABS(D[i-2]-D[i])-ABS(D[i-1]-D[i])<-100) or
(ABS(D[k+i-2]-D[k+i])-ABS(D[k+i-1]-D[k+i])<-0.5))
and (DX[J,i]>10) then
begin
SetLength(XAR,k+1);
SetLength(ZAR,4*k+6);

```


Продовження додатку Д

```

for ii := 2 to k+1 do xar[II]:=dx[J,II];
for II := 1 to (4*K+6) do ZAR[II]:=Z[J,II];
for ii := k+1 downto i do
begin
DX[j,ii+1]:=XAR[ii];
Z[j,ii+1]:=ZAR[ii];
Z[j,k+2+ii]:=ZAR[k+1+ii];
Z[j,2*k+3+ii]:=ZAR[2*k+1+ii];
Z[j,3*k+4+ii]:=ZAR[3*k+1+ii];
end;
ZA:=(Z[j,i-2]+Z[j,i-1])/2;
ZB:=(Z[j,i-1]+Z[j,i])/2;
Z[J,I-3]:=ZB+(ZB-ZA)*(-DX[j,i-2]-DX[J,i-1]/2)/
((DX[j,i-2]+DX[j,i-1])/2);
Z[J,I-2]:=ZB+(ZB-ZA)*(-DX[J,i-1]/2)/((DX[j,i-2]+DX[j,i-1])/2);;
Z[J,I-1]:=ZB;
Z[J,I]:=ZB+(ZB-ZA)*(DX[j,i-1]/2)/((DX[j,i-2]+DX[j,i-1])/2);

ZA:=(Z[j,k+1+i-2]+Z[j,k+1+i-1])/2;
ZB:=(Z[j,k+1+i-1]+Z[j,k+1+i])/2;
Z[J,k+1+I-3]:=ZB+(ZB-ZA)*(-DX[j,i-2]-DX[J,i-1]/2)/
((DX[j,i-2]+DX[j,i-1])/2);
Z[J,k+1+I-2]:=ZB+(ZB-ZA)*(-DX[J,i-1]/2)/((DX[j,i-2]+DX[j,i-1])/2);;
Z[J,k+1+I-1]:=ZB;
Z[J,k+1+I]:=ZB+(ZB-ZA)*(DX[j,i-1]/2)/((DX[j,i-2]+DX[j,i-1])/2);

ZA:=(Z[j,2*k+2+i-2]+Z[j,2*k+2+i-1])/2;
ZB:=(Z[j,2*k+2+i-1]+Z[j,2*k+2+i])/2;
Z[J,2*k+2+I-3]:=ZB+(ZB-ZA)*(-DX[j,i-2]-DX[J,i-1]/2)/
((DX[j,i-2]+DX[j,i-1])/2);
Z[J,2*k+2+I-2]:=ZB+(ZB-ZA)*(-DX[J,i-1]/2)/
((DX[j,i-2]+DX[j,i-1])/2);;
Z[J,2*k+2+I-1]:=ZB;

```

Продовження додатку Д

```

Z[J,2*k+2+I]:=ZB+(ZB-ZA)*(DX[j,i-1]/2)/((DX[j,i-2]+DX[j,i-1])/2);

ZA:=(Z[j,3*k+3+i-2]+Z[j,3*k+3+i-1])/2;
ZB:=(Z[j,3*k+3+i-1]+Z[j,3*k+3+i])/2;
Z[J,3*k+3+I-3]:=ZB+(ZB-ZA)*(-DX[j,i-2]-DX[J,i-1])/2)/
((DX[j,i-2]+DX[j,i-1])/2);
Z[J,3*k+3+I-2]:=ZB+(ZB-ZA)*(-DX[J,i-1])/2)/
((DX[j,i-2]+DX[j,i-1])/2);;
Z[J,3*k+3+I-1]:=ZB;
Z[J,3*k+3+I]:=ZB+(ZB-ZA)*(DX[j,i-1]/2)/((DX[j,i-2]+DX[j,i-1])/2);

DX[j,i]:=DX[J,I-1]/2;
DX[J,i-1]:=DX[J,i-1]/2;
//Таке саме проробити з UE
for ii := i-4 to 2 do
begin
Z[j,ii]:=ZAR[ii];
Z[j,k+1+ii]:=ZAR[k+ii];
Z[J,2*k+2+ii]:=ZAR[2*k+ii];
Z[J,3*k+3+ii]:=ZAR[3*k+ii];
end;
Z[J,4*K+4+4]:=ZAR[4*K+4];
Z[J,4*K+4+5]:=ZAR[4*K+5];
Z[J,4*K+4+6]:=ZAR[4*K+6];
for ii:=1 to KIZOL do
begin
//if ((j=IZOL[II]) and (PryznachennjaIzol[II]=1) and (HM>HA[J])) or
if ((j=IZOL[II]) and (PryznachennjaIzol[II]=1)) or
//((lr=IZOL[II]) and (PryznachennjaIzol[II]=3) and (HM>HA[J])) then
((j=IZOL[II]) and (PryznachennjaIzol[II]=4)) then
begin
Z[J,3*k+2+3]:=Z[J,3*k+2+3]+ZP*UR;
goto mt3;

```

Продовження додатку Д

```

end;
end;
for ii:=1 to KS do // Граничні умови виду М-М
begin
if (j=S[Ii]) and (FrmRQandHZP.RadioButton2.checked) then
begin
Z[J,3*k+2+3]:=Z[J,3*k+2+3]+ZP*UR;
goto mt3;
end;
end;
Z[J,2]:=Z[J,2]+ZP*UR;
mt3:Z[J,k+2+1]:=Z[J,k+2+1]+ZT*UR;
Z[J,4*k+1+4]:=Z[J,4*k+1+4]+ZM*UR;
k:=k+1;
LA[j]:=4*k+3;
Goto MT1;
k:=k+1;
LA[j]:=4*k+3;
Goto MT1;
end; }
IF L=1 THEN for I:=2 TO 4*K+1 do
begin
Z2[I]:=Z[J,I];
Z[J,I]:=D[I];
END;
END; // L
mt5: end. //кінець процедури NeStac

```

Додаток Е

Акт впровадження результатів дисертаційної роботи

ПОГОДЖЕНО
Проректор з наукової роботи
ІФНТУНГ, д.т.н., проф.
О.М. Карпаш
« 19 » листопада 2015 р

ЗАТВЕРДЖУЮ
Головний інженер
УМГ «Прикарпаттрансгаз»
М.Д. Степ'юк
« 19 » листопада 2015 р

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи
аспіранта Волинського Дмитра Андрійовича

«ПРОГНОЗУВАННЯ НЕСТАЦІОНАРНИХ ПРОЦЕСІВ У СКЛАДНИХ
ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМАХ ВЕЛИКОЇ ПРОТЯЖНОСТІ»

Ми, які нижче підписалися, склали акт про те, що на основі результатів дисертаційної роботи Волинського Дмитра Андрійовича «Прогнозування нестационарних процесів у складних газотранспортних системах» розроблено і впроваджено методика «Моделювання нестационарних процесів газотранспортних системах». Дана методика дає змогу змодельовати закономірності протікання нестационарних процесів у магістральних газопроводах та їх можливі наслідки при різних нештатних ситуаціях та непроектованих режимах роботи. Як результат, можна спланувати керуючі рішення для попередження та запобігання відмов на лінійній частині трубопроводів.

Очікуваний економічний ефект від впровадження даної методики в структурних підрозділах УМГ «Прикарпаттрансгаз» ПАТ «Укртрансгаз» становить 230 тис. грн.

док. техн. наук, проф. Д.Ф. Тимків
ІФНТУНГ

заступник директора з В.В. Костів
виробництва

аспірант кафедри
СРГГ ІФНТУНГ

Д.А. Волинський

начальник відділу
магістральних
Газопроводів, ГРС

В.Ю. Пеняківський

Додаток Ж

Комплексна галузева методика «Моделювання нестационарних процесів у газотранспортних системах»

Публічне акціонерне товариство «Укртрансгаз»
 Управління магістральних газопроводів «Прикарпаттрансгаз»
 Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

ПОГОДЖЕНО
 Проректор з наукової роботи
 ІФНТУНГ, д.т.н., проф.


 « 19 » жовтня 2015 р

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Головний інженер
 УМГ «Прикарпаттрансгаз»


 « 19 » жовтня 2015 р

КОМПЛЕКСНА ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА

Моделювання нестационарних процесів у газотранспортних системах

Івано-Франківськ
 2015