

Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу

На правах рукопису

ГРУДЗ ЯРОСЛАВ ВОЛОДИМИРОВИЧ

УДК 622.691.4.001.3

.052(043)

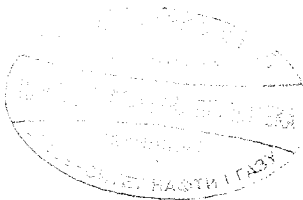
Г90

РОЗРОБКА МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ РЕЖИМУ РОБОТИ
ГАЗОПРОВІДІВ В ПРОЦЕСІ ЇХ ДІАГНОСТУВАННЯ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИМИ ПОРШНЯМИ

Спеціальність 05.15.13 - Нафтогазопроводи, бази
та сховища.

ДИСЕРТАЦІЯ
на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Науковий керівник
докт. техн. наук., проф.
Гімер Роман Федорович



Івано-Франківськ-2001



1195

З М І С Т

	стор
ВСТУП.....	4
1 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ РУХУ ПОРШНІВ ПІД ТИСКОМ ГАЗУ В ГАЗОПРОВОДАХ З ПЕРЕСІЧЕНИМ ПРОФІЛЕМ ТРАСИ.....	9
1.1 Моделювання динаміки руху поршнів по газопроводу з пересіченим профілем траси.....	11
1.2 Дослідження впливу траси газопроводу на динаміку руху поршнів.....	22
1.3 Аналіз характеру руху поршнів при діагностуванні газопроводів БРАТЕРСТВО і СОЮЗ.....	30
2 ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ В ГАЗОПРОВОДАХ В ПЕРІОД РУХУ ПОРШНІВ.....	38
2.1 Побудова математичної моделі процесу та принцип її реалізації.....	39
2.2 Дослідження впливу профілю траси та неізотермічності руху газу на характер газодинамічних процесів.....	50
2.3 Аналіз газодинамічних процесів в газопроводах БРАТЕРСТВО і СОЮЗ в процесі їх діагностування.....	62
3 АНАЛІЗ МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ РУХУ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ПОРШНІВ ПО ГАЗОПРОВОДУ.....	66
3.1 Вплив режиму роботи компресорної станції на характер руху інтелектуального поршня.....	67
3.2 Про можливість регулювання швидкості руху поршня шляхом зміни технологічної схеми лінійної ділянки.....	78

3.3 Аналіз руху поршнів по трасі газопроводу "Братерство"	84
4 РОЗРОБКА МЕТОДІВ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ГАЗОПРОВОДІВ В ПРОЦЕСІ РУХУ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ПОРШНІВ.....	90.
4.1 Математичні моделі руху поршнів по газопроводу під тиском газу.....	91
4.2 Методика розрахунку режиму роботи газопроводу.....	99
4.3 Аналіз результатів дефектоскопіювання газопроводів БРАТЕРСТВО і СОЮЗ.....	106
ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ.....	110
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	119
ДОДАТКИ.....	119

ВСТУП

Діагностування стану магістральних газопроводів, як галузь прикладної технічної науки в останні роки одержала поштовх до розвитку в зв'язку з старінням газотранспортних магістралей не тільки на Україні, а й у світі.

Новим етапом розвитку діагностування є використання інтелектуальних поршнів, що, рухаючись по трубопроводу під тиском газу, збирають і накопичують інформацію про реальний стан труб на трасі. Такий метод діагностування має суттєво більшу в порівнянні з іншими інформативність при вищій достовірності одержаної інформації. Тому подальшій розробці і вдосконаленню цього методу діагностування надається велике значення.

Особливі труднощі викликає застосування методу в гірських умовах, де на рухомий інтелектуальний поршень діють значні гравітаційні навантаження під час його руху.

Вивченню характеру руху поршнів по трубопроводах присвячено праці Бобровського С.А., Грудза В.Я., Капцова І.І., Климовського Є.М., Шварца М.Е., в яких даються методи розрахунку динаміки руху поршня та газодинамічних процесів в газопроводі. Однак, всі дослідження виконано для рівнинних газопроводів, для котрих перепад геодезичних відміток траси не перевищує 100 м. Тому результати цих досліджень не можуть бути використані при прогнозуванні дефектоскопічних робіт в горах. Це викликає необхідність проведення додаткових досліджень, які б враховували вплив профілю траси газопроводу на характер процесу.

Актуальність теми. Газотранспортний комплекс України характеризується значно. протяжніст. газопроводів різного діаметру й призначення. Тривалий процес експлуатації обладнання та систем обумовив суттєву зміну гідравлічного опору лінійних ділянок.

Складність технологічних схем газотранспортних магістралей не дозволяє достовірно оцінити стан їх елементів загальновідомими методами. Крім цього, нестационарність течії газу в магістралях створює складність моделювання технологічних процесів з метою розв'язання обернених задач.

Неточні і неадекватні відомості про реальний стан елементів системи транспорту газу створюють труднощі в обслуговуванні та експлуатації об'єктів, що характеризуються значною протяжністю. Експлуатація лінійних ділянок в таких умовах веде до суттєвої перевитрати енергоносіїв та до зниження пропускної здатності газотранспортної системи, що особливо актуальне для народного господарства України на сучасному етапі.

Тому впровадження прогресивних технологій і сучасної техніки діагностування стану лінійних ділянок газопроводів слід віднести до першочергових заходів підвищення економічної ефективності і експлуатаційної надійності системи дальнього транспорту газу. До таких заходів належить використання інтелектуальних поршнів з метою одержання достовірної інформації про геометричні характеристики і корозійний стан трубопроводів.

Для забезпечення достовірності інформації, одержаної в процесі діагностування, необхідно забезпечити рівномірний рух інтелектуального поршня з наперед заданою швидкістю. Для створення таких умов слід виконати регулювання режиму роботи ГПА на КС в період руху поршня, тобто певним чином регулювати подачу газу в ділянку, що проходить обстеження.

Складні трасові умови газопроводів та нестационарний характер руху газу викликають суттєві труднощі при побудові та реалізації математичних моделей процесу. Тому виникає необхідність в проведенні наукових досліджень, які дозволять спростити поставлену задачу і створити методи її реалізації.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Робота носить прикладний характер і входить в комплекс розробок АТ Укр-газпром, спрямованих на підвищення надійності і довговічності експлуатації газотранспортного комплексу України.

Мета роботи.

Розробка методики розрахунку режиму роботи газопроводу, що забезпечував би необхідні умови діагностування лінійних ділянок на основі дослідження характеру руху поршнів по газопроводу з пересіченим профілем траси.

Основні завдання досліджень.

1. Дослідження характеру руху механічних поршнів під тиском газу в газопроводах з пересіченим профілем траси.
2. Аналітичні дослідження газодинамічних процесів в газопроводі в період руху по ньому інтелектуального поршня.
3. Оцінка впливу профілю траси і неізотермічності руху газу в трубах на адекватність моделі.
4. Аналіз існуючих методів регулювання режимів роботи газопроводу і розробка аналітичної та алгоритмічної бази для підвищення їх ефективності стосовно газопроводів з пересіченим профілем траси.
5. Розробка методики розрахунку режиму роботи газопроводу в період пропуску інтелектуального поршня для створення умов одержання достовірної інформації про стан лінійної ділянки.

Наукова новизна. 1. Побудовано математичну модель руху твердого тіла по трубопроводу під тиском газу і проведено дослідження впливу профілю траси на кінематику процесу.

2. Проведено аналітичні дослідження газодинамічних процесів в газопроводі в період руху інтелектуальних поршнів і встановлено їх міру нестационарності.

3. Розроблено аналітичну та алгоритмічну базу для підвищення ефективності регулювання режимів роботи газопроводів з пересіченим профілем траси в період діагностування.

4. Розроблено методику розрахунку режиму роботи газопроводу в період руху інтелектуальних поршнів за умови отримання достовірної інформації про стан лінійної ділянки.

Теоретична і практична цінність досліджень. Теоретична цінність і практичне значення проведених досліджень полягає в розширенні діапазону інформації про природу нестационарних процесів в газопроводах з пересіченим профілем траси при русі по лінійних ділянках очисних чи інтелектуальних поршнів, розробці методики розрахунку режимів роботи газопроводу, що забезпечував би найвищу достовірність інформації про стан газопроводу, одержаної в процесі діагностування.

Основні питання, розв'язані в дисертаційній роботі, були включені в програми сумісних науково-дослідних робіт ДП Прикарпаттрансгаз, УкрНДІгаз та ІФДТУНГ. По результатах їх реалізації розроблено і випущено галузеву методику.

Розроблені рекомендації з оптимізації режимів роботи газопроводів в період очистки та руху діагностичних інтелектуальних поршнів впроваджено на підприємствах ДП Прикарпаттрансгаз (1995-97 р.), Львівтрансгаз (1997 р.)

Особистий вклад автора в одержанні наукових результатів.

1. Автором вперше проведено дослідження впливу профілю та розрахунки з метою вивчення діапазону зміни їх швидкості руху [36,38].

2. Автором розроблено основи моделювання термогазодинамічних процесів в газопроводах з пересіченим профілем траси при проведенні дефектоскопічних робіт [35,40,41].

3. Автором теоретично обгрунтовано вибір методів керування оптимізації параметрів руху інтелектуальних поршнів по газопроводах в гірських умовах [39,42,43].

4. Пошукувач брав безпосередню участь у впровадженні результатів досліджень, одержаних в роботі, складанні галузевих керівних документів. При його безпосередній участі складено галузеву методику [34,37].

Апробація роботи. Основні результати дисертаційної роботи висвітлено в доповідях і повідомленнях на:

науково-технічній конференції професорсько-викладацького складу Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу.

(Івано-Франківськ, 1996)

конференції професорсько-викладацького складу Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу. (Івано-Франківськ, 1997)

науково-практичній конференції "Шляхи підвищення якості підготовки спеціалістів для будівництва та експлуатації систем трубопровідного транспорту" (Івано-Франківськ, 1998)

науково-технічній конференції молодих вчених і спеціалістів АТ Укргазпром (Лисовичі, 1996)

В повному об'ємі результати досліджень доповідались на засіданні кафедри спорудження та ремонту газонафтопроводів і газонафтосховищ ІФДТУНГ і науково-технічному семінарі факультету нафтогазопроводів

Публікації. По темі дисертації опубліковано 10 друкованих робіт.

Обсяг роботи. Дисертація складається з вступу, 4 розділів, підсумкових висновків та переліку використаних джерел, що містить 108 найменувань. Основний зміст викладено на 118 сторінках машинописного тексту.

1 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ РУХУ ПОРШНІВ ПІД ТИСКОМ ГАЗУ В ГАЗОПРОВОДАХ З ПЕРЕСІЧЕНИМ ПРОФІЛЕМ ТРАСИ

Математичне моделювання динаміки руху твердих тіл по газопроводах під тиском газу викликає суттєві труднощі як з точки зору створення, так і реалізації моделі. Складні фізичні процеси тертя і зміни в часі рухомої сили призводять до громіздких співвідношень між параметрами, що вимагають емпіричних побудов відповідних залежностей. Особливо ускладнюється моделювання процесу руху твердого тіла по трубопроводу у випадку пересіченого профілю траси. В цьому випадку на тверде тіло діє змінна за величиною і напрямком гравітаційна сила, яка і сама по собі має вплив на кінематику руху з одного боку, а з іншого посередньо впливає на характер руху газу в газопроводі, що в кінцевому рахунку також впливає на зміну в часі швидкості руху твердого тіла.

З технологічної точки зору до швидкості руху поршнів по газопроводу ставляться жорсткі вимоги. У випадку руху очисних пристроїв зміна швидкості їх руху призводить до погіршення якості очистки газопроводу, а у випадку використання діагностичних рухомих пристроїв зміна швидкості суттєво впливає на якість одержаної інформації про геометрію і реальний стан газопроводу. Очевидно, що в складних трасових умовах, що властиві магістральним газопроводам при наявності рідинних відкладень в порожнині трубопроводу і з врахуванням еліпсності труби, добитись строго рівномірного руху поршня по трубопроводу шляхом регулювання подачі газу в газопровід надзвичайно важко. Однак відкидування керуючих впливів в процесі очистки чи діагностування газопроводу може призвести до суттєвої нерівномірності руху поршнів, що викличе зниження якості очистки в першому випадку та суттєве спотворення

інформації в другому.

Вивченню динаміки руху очисних пристроїв по газопроводу під тиском газу та контейнерів при контейнерному пневмотранспорті присвячено ряд досліджень Грудза В.Я. [31-33], Клімовського Е.М. [53], Шварца М.Е. [93,94] та інш. В роботах Бобровського С.А. [10], Галіулліна З.Т. [19], Девічева В.В. [20], Яковлєва Є.І. [96-100] приведено результати досліджень нестационарних газодинамічних процесів в газопроводі в процесі руху очисних пристроїв. В плані дослідження залежності коефіцієнта тертя від впливу різноманітних факторів (в першу чергу швидкості руху ковзаючої пари) класичними слід вважати праці Крагельського І.В. [55]. Однак складність фізичних процесів не дозволяла побудувати математичну модель, яка б адекватно описувала рух твердого тіла під дією тиску газу, особливо стосовно газопроводів з пересіченим профілем траси.

Тому, враховуючи жорсткі вимоги, що ставляться до швидкості руху поршнів як в процесі очистки газопроводів, так і в процесі діагностування їх стану, особливо увагу слід звернути на створення моделей, які б враховували змінність перепаду тисків на рухомій границі, вплив швидкості руху ковзаючої пари на зміну сили тертя, та вплив профілю траси газопроводу (тобто гравітаційних сил) на характер руху твердого тіла.

1.1 Моделювання динаміки руху поршнів по газопроводу з пересіченим профілем траси

Траса лінійної ділянки магістрального газопроводу з пересіченим профілем моделюється множиною лінійних відрізків з різними кутами нахилу до горизонту послідовно з'єднаних між собою. Кут нахилу i -тої ділянки до горизонту може лежати в межах $0 < \varphi < \pi$ р. При цьому нахил ділянки з кутом $\varphi < \pi/2$ характерний для висхідної ділянки, а з кутом $\varphi > \pi/2$ - для низхідної. В частковому випадку, якщо для всіх частин лінійної ділянки кути нахилу до горизонту $\varphi = 0$, траса відповідає горизонтальному (рівнинному) газопроводу.

Математична модель процесу руху твердого тіла по газопроводу являє собою залежність лінійної координати від часу $x(t)$ на кожній з нахилених ділянок траси. При цьому на стику двох частин траси з різними кутами нахилу до горизонту кінцева координата попередньої частини приймається за початкову координату наступної, крім того на границі двох ділянок швидкості і прискорення твердого тіла рівні, тобто

$$\begin{aligned} x_i(\tau) &= x_{i+1}(\tau); \\ \frac{dx_i(\tau)}{dt} &= \frac{dx_{i+1}(0)}{dt}; \\ \frac{d^2 x_i(\tau)}{dt^2} &= \frac{d^2 x_{i+1}(0)}{dt^2}. \end{aligned} \quad (1.1)$$

де t - момент часу проходження твердим тілом кінця i -тої нахиленої ділянки.

Математична модель динаміки руху твердого тіла під тиском

газу на кожній з нахилених до горизонту ділянок газопроводу з пересіченим профілем траси базується на принципі Даламбера для механічної системи, згідно з яким геометрична сума векторів всіх сил, що діють на систему, дорівнює нулю, тобто

$$\bar{I} + \bar{S} + \bar{P} + \bar{G} = 0. \quad (1.2)$$

Сила інерції I за величиною визначається добутком маси твердого тіла і його прискоренням. За напрямком вектор сили інерції протилежний вектору прискорення твердого тіла і при одномірному русі проектується на вісь трубопроводу в натуральну величину.

$$I = m \frac{d^2 x}{dt^2}, \quad (1.3)$$

де m - маса твердого тіла, що рухається.

Сила тертя S визначається в першу чергу характером тертя. Наявність рідких відкладень в газопроводі і суттєве значення сили притиску ущільнюючих елементів поршня до стінок трубопроводу обумовлюють граничний характер тертя, який в порівнянні з сухим і рідинним тертям є найбільш складним і найменш вивченим.

В загальному випадку сила тертя визначається силою притиску ущільнюючих елементів поршня до стінок труби K та коефіцієнтом тертя f , тобто

$$S = K f \quad (1.4)$$

В плані визначення коефіцієнта тертя f і його залежності від швидкості руху ковзаючої пари фундаментальними слід вважати дослідження Крагельського І.В. [55]. Численні експерименти дозволили одержати для визначення коефіцієнта тертя емпіричну залежність

$$f = (a - V) \exp (b V) \quad (1.5)$$

Коефіцієнти a і b в (1.5) залежать від матеріалу ковзаючої пари, чистоти поверхні, її площі, сили притиску ковзаючих поверхонь. Для умов граничного тертя в зоні невеликих швидкостей ковзання коефіцієнт тертя різко падає від початкового значення f_0 , характерного для стану спокою ($V = 0$), і при певному значенні швидкості V_0 досягає мінімуму. В подальшому спостерігається ріст коефіцієнта тертя при зростанні швидкості руху ковзаючої пари, причому спочатку цей ріст досить стрімкий, а в подальшому - плавний.

Результати досліджень [32] дозволяють стверджувати, що при значеннях швидкості руху ковзаючої пари $V > 0,5$ м/с, що характерно для руху поршнів по газопроводу, характер залежності коефіцієнта тертя від швидкості близький до лінійного і може бути з достатньою точністю (похибка не перевищує 1,5 %) бути апроксимований прямолінійною залежністю

$$f = f^* + a V \quad (1.6)$$

Крім того, сила тертя також змінюється внаслідок зносу матеріалу ущільнюючих елементів поршня в залежності від пройденого шляху. В [28] на основі експериментальних досліджень

для визначення зміни сили тертя внаслідок зносу ущільнюючих елементів

$$\frac{S_x}{S_0} = \exp(-\mu^n (1 - \theta V)) \cdot X, \quad (1.7)$$

де S_0 , S_x - значення сили тертя на початку траси і після пробігу віддалі X

m , n , q - сталі коефіцієнти, визначені в [28].

В [29] зазначається, що знос ущільнюючих елементів суттєво впливає на характер руху поршня по газопроводу після проходження поршнем віддалі понад 50-80 км в залежності від фрикційних характеристик матеріалу ущільнень.

Отже, визначення сили тертя в її залежності від багатьох факторів з метою побудови математичної моделі процесу динаміки руху поршнів по газопроводу з пересіченим профілем траси під тиском газу може мати декілька аспектів в залежності від мети досліджень і ступеня адекватності моделі, який необхідно досягнути.

Сила тиску, що є рухомою силою, спрямованою в додатньому напрямку вздовж осі трубопроводу, визначається перепадом тисків на рухомій границі. Слід відмітити, що перепад тисків на рухомій границі визначається різноманітними факторами, однак аналітично з метою побудови математичної моделі руху поршня принципово визначений бути не може. Тому для визначення перепаду тисків на рухомій границі різними авторами проводились дослідження як в лабораторних, так і в промислових умовах.

В [32] приводяться результати досліджень перепаду тисків на рухомій границі, одержані на реальних газопроводах в процесі очистки їх від рідинних скупчень. Перепад тисків на рухомому поршні вимірювався чутливим самопишучим манометром, встановленим на газопроводі, в момент проходження поршнем місця встановлення манометра. Завдяки манометрам, встановленим в різних точках траси, було проведено серії вимірювань, аналіз яких показав, що при постійному тиску на початку газопроводу перепад тисків на рухомій границі в часі не змінюється. До такого ж висновку приходять автори праць [60], в яких досліджується контейнерний пневмотранспорт. Однак описані дослідження приведені на відносно коротких газопроводах довжиною до 20 км.

В [31] з метою визначення залежності зміни перепаду тисків на рухомому очисному поршні в часі було розроблено спеціальний пристрій, що являв собою поршень з вмонтованим самопишучим диференційним манометром. Автори стверджують, що при продувці газопроводу з ресівера, в якому знаходився газ під сталим тиском, характер зміни перепаду на рухомій границі був близьким до експоненціального і його можна було апроксимувати залежністю

$$\Delta P(t) = A \cdot e^{-kt} - B \cdot t \quad (1.8)$$

Коефіцієнти A , B і k в залежності від параметрів газопроводу і очисного поршня, а також тиску в ресівері, подано в [31], що створює можливість практичного використання (3.8).

Сила гравітації, як відомо, завжди має строго визначений вертикальний напрям, тому на відміну від решти сил в (3.2) не проектується в натуральну величину на вісь нахиленої ділянки

газопроводу з пересіченим профілем траси. Очевидно її вплив тим більший, чим ближчий нахил дільниці газопроводу до вертикалі. В загальному випадку при куті нахилу дільниці до горизонту φ проекція сили тяжіння на вісь трубопроводу

$$G_x = m \cdot g \cdot \sin \varphi \quad (1.9)$$

де m - маса поршня

g - прискорення гравітаційного поля.

Тепер математична модель процесу руху поршня по нахиленій дільниці газопроводу на основі (1.2) з врахуванням (1.3), (1.6), (1.8) і (1.9) може бути записана у вигляді

$$m \frac{d^2 x}{dt^2} = F \cdot \Delta P(t) - S(x, V) - G(x), \quad (1.10)$$

де F - площа поперечного перерізу труби.

З математичної точки зору більш загальним слід вважати використання для перепаду тисків залежності (1.8), оскільки, прийнявши $B = 0$ і $k = 0$, можна прийти до випадку, коли перепад тиску на рухомій границі не залежить від часу.

В загальному випадку для моделювання залежності сили тертя від швидкості руху поршня і пройденого ним шляху слід використати залежності (1.5) і (1.7). Тоді на основі (1.10) одержимо

$$m \frac{d^2 x}{dt^2} = F \cdot (Ae^{-kt} - Bt) - R \cdot \exp\left(-\mu^n \left(1 - \theta \frac{dx}{dt}\right)\right) * \\ * \left(a - \frac{dx}{dt}\right) \exp\left(b \frac{dx}{dt}\right) - mg \sin \varphi. \quad (1.11)$$

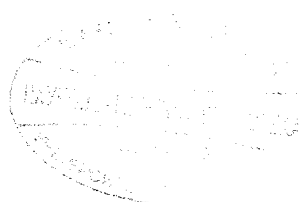
Для реалізації (1.11) слід використати нульові початкові умови

$$x|_{t=0} = 0; \quad \frac{dx}{dt}|_{t=0} = 0 \quad (1.12)$$

Одержана математична модель представляється нелінійним диференціальним рівнянням, розв'язок якого в аналітичній формі одержати неможливо. Реалізація (1.11) може бути здійснена одним з числових методів, наприклад методом Рунге-Кутта[13].

Однак, для якісних досліджень процесу руху поршня в газопроводі з пересіченим профілем траси можна ввести ряд припущень в (1.11), що дозволить одержати спрощену модель з можливістю її аналітичної реалізації, яка даватиме адекватні результати в певних умовах.

Так, нехай траса газопроводу являє собою послідовне з'єднання двох ділянок: висхідної і низхідної. При русі поршня під дією тиску газу і при відсутності керуючих впливів при русі поршня по висхідній ділянці гравітаційна сила буде протидіяти процесу руху, а при русі поршня по низхідній ділянці прискорюватиме рух. Тому при переході поршня через верхню екстремальну точку, в якій з'єднуються висхідна і низхідна ділянки, неминуче



виникне скачкоподібне зростання швидкості руху поршня. З практичної точки зору важливо знати ступінь зміни швидкості з тим, щоб своєчасно вжити певні керуючі впливи, якщо зміна швидкості викликана зміною впливу сили гравітації, має суттєву величину.

З метою проведення таких досліджень можна використати гіпотетичну модель газопроводу, що складається з двох нахилених ділянок невеликої протяжності з тим, щоб можна було знехтувати зносом ущільнюючих елементів в процесі руху поршня. Тоді з використанням для впливу швидкості на коефіцієнт тертя залежності (1.6) одержимо

$$m \frac{d^2 x}{dt^2} = F \cdot (Ae^{-kt} - Bt) - R \cdot \left(f^* + a \frac{dx}{dt} \right) - mg \sin \varphi. \quad (1.13)$$

Для реалізації (1.13) в аналітичній формі при початкових умовах

$$(1.12) \text{ виконаємо заміну } \frac{dx}{dt} = V. \text{ Тоді } \frac{d^2 x}{dt^2} = \frac{dV}{dt}$$

Одержимо лінійне рівняння

$$\frac{dV}{dt} - \frac{R \cdot a}{m} V = \frac{FA}{m} e^{-kt} - \frac{FB}{m} t - \frac{Rf^*}{m} - g \sin \varphi. \quad (1.14)$$

Введемо позначення

$$\frac{FA}{m} = \alpha \quad \frac{R \cdot a}{m} = \beta \quad \frac{FB}{m} \gamma \quad \frac{Rf^*}{m} - g \sin \varphi = Q$$

Тоді матимемо рівняння

$$\frac{dV}{dt} - \beta \cdot V = \alpha \cdot e^{-kt} - \gamma \cdot t - Q \quad (1.15)$$

Функція $V(t)$ знаходиться у вигляді добутку двох функцій,

які слід визначити

$$V = y z.$$

Тоді (1.15) дає

$$y'z + z'y - \beta zy = \alpha \cdot e^{-kt} - \gamma \cdot t - Q$$

Виберемо функцію z таким чином, щоб

$$z'y - \beta zy = 0$$

Звідки

$$z = e^{\beta t}$$

Тепер

$$\frac{dy}{dt} e^{-\beta t} = \alpha \cdot e^{-kt} - \gamma \cdot t - Q$$

Або

$$dy = (\alpha \cdot e^{-(k-\beta)t} - \gamma \cdot e^{-\beta t} - Q \cdot e^{-\beta t}) dx$$

Після інтегрування маємо

$$y = \frac{\alpha}{k-\beta} \cdot e^{(k-\beta)t} - \frac{Q}{\beta} \cdot e^{-\beta t} + \gamma \cdot \left(\frac{t}{k} + \frac{1}{k^2} \right) e^{-kt} + C$$

де C - стала інтегрування.

Загальний розв'язок (1.15)

$$V = \frac{\alpha}{k-\beta} \cdot e^{-kt} - \frac{Q}{\beta} \cdot e^{-2\beta t} + \gamma \cdot \left(\frac{t}{k} + \frac{1}{k^2} \right) e^{-(\beta+k)t} + C \cdot e^{-\beta t}$$

Використаємо початкову умову $V(0) = 0$ і отримаємо

$$\begin{aligned} V = \frac{\alpha}{k-\beta} \cdot (e^{-kt} - e^{-\beta t}) - \frac{Q}{\beta} \cdot (e^{-2\beta t} - e^{-2\beta t}) + \frac{\gamma \cdot t}{R} \cdot e^{-(\beta+k)t} + \\ + \frac{\gamma}{k^2} \cdot (e^{-(\beta+k)t} - e^{-\beta t}) \end{aligned} \quad (1.16)$$

Математична модель руху поршня по системі може бути знайдена з співвідношення $x = V dt$ і матиме вигляд

$$\begin{aligned} x = \frac{\alpha}{k-\beta} \cdot \left(\frac{1}{k} e^{-kt} - \frac{1}{\beta} e^{-\beta t} \right) - \frac{Q}{\beta^2} \cdot e^{-\beta t} \left(\frac{1}{2} e^{-\beta t} - 1 \right) + \\ + \frac{\gamma}{k \cdot (\beta+k)} \cdot \left(t + \frac{1}{\beta+k} - \frac{1}{k} \right) \cdot e^{-(\beta+k)t} + \frac{\gamma}{\beta \cdot k^2} \cdot e^{-\beta t}. \end{aligned} \quad (1.17)$$

Переходячи від умовних позначень до вихідних фізичних величин в (1.16) і (1.17), одержимо математичну модель процесу руху поршня в нахиленій дільниці газопроводу у вигляді

$$\begin{aligned}
 V &= \frac{AF}{Ra - mk} \cdot (e^{-kt} - e^{-\frac{Ra}{m}t}) - \frac{BF}{Ra} t - \frac{BFm}{(Ra)^2} \cdot (1 - e^{-\frac{Ra}{m}t}) - \\
 &\quad - \frac{Rf^* - mg \sin \varphi}{Ra} \cdot (1 - e^{-\frac{Ra}{m}t}) \\
 x &= \frac{AF}{Ra - mk} \cdot \left(\frac{1}{k} (1 - e^{-kt}) - \frac{m}{Ra} (1 - e^{-\frac{Ra}{m}t}) \right) - \frac{BF}{Ra} t^2 - \\
 &\quad - \left(\frac{BFm}{(Ra)^2} + \frac{Rf^* - mg \sin \varphi}{Ra} \right) \cdot \left(t + \frac{m}{Ra} (1 - e^{-\frac{Ra}{m}t}) \right)
 \end{aligned} \tag{1.18}$$

Одержані залежності (1.18) дозволяють побудувати зміну в часі лінійної координати $X(t)$ і швидкості руху поршня $V(t)$ на протязі періоду його руху по газопроводу з пересіченим профілем траси. Якщо траса газопроводу складається з N послідовно з'єднаних нахилених ділянок, то розрахунки слід вести за наступним алгоритмом.

1. Відмічаються згідно з профілем координати траси X_i , де відбувається різка зміна кута нахилу лінійної ділянки до горизонту, тобто кут нахилу змінює значення φ_{i-1} на φ_i .

2. Проводиться розрахунок руху поршня по трасі згідно з другим рівнянням системи (1.18), причому відмічаються моменти часу t_i , в які, згідно з профілем траси, відбувається різка зміна кута нахилу ділянки до горизонту. Таким чином одержуємо масив значень t_i , які відповідають кутам нахилу ділянок до горизонту φ_i .

3. Одержані масиви використовуються для розрахунку швидкості руху поршня по газопроводу за першим рівнем системи (1.18). Таким чином одержуємо залежність лінійної координати і швидкості руху поршня в залежності від часу як незалежної змінної.

Слід відмітити, що залежності (1.18), одержані для випадку зміни перепаду тисків на рухомій границі, що визначається залежністю (1.8), тобто для випадку, коли рух поршня по газопроводу здійснюється за рахунок енергії газу, акумульованого в ресівері. Однак ці розв'язки є загальними і легко можуть бути трансформовані для випадку, коли рух поршня відбувається при сталому тиску на початку ділянки. В такій постановці задачі в (1.18) слід прийняти $k = 0$ і $B = 0$, а величину A вважати постійним перепадом тиску на рухомій границі.

1.2 Дослідження впливу траси газопроводу на динаміку руху поршнів

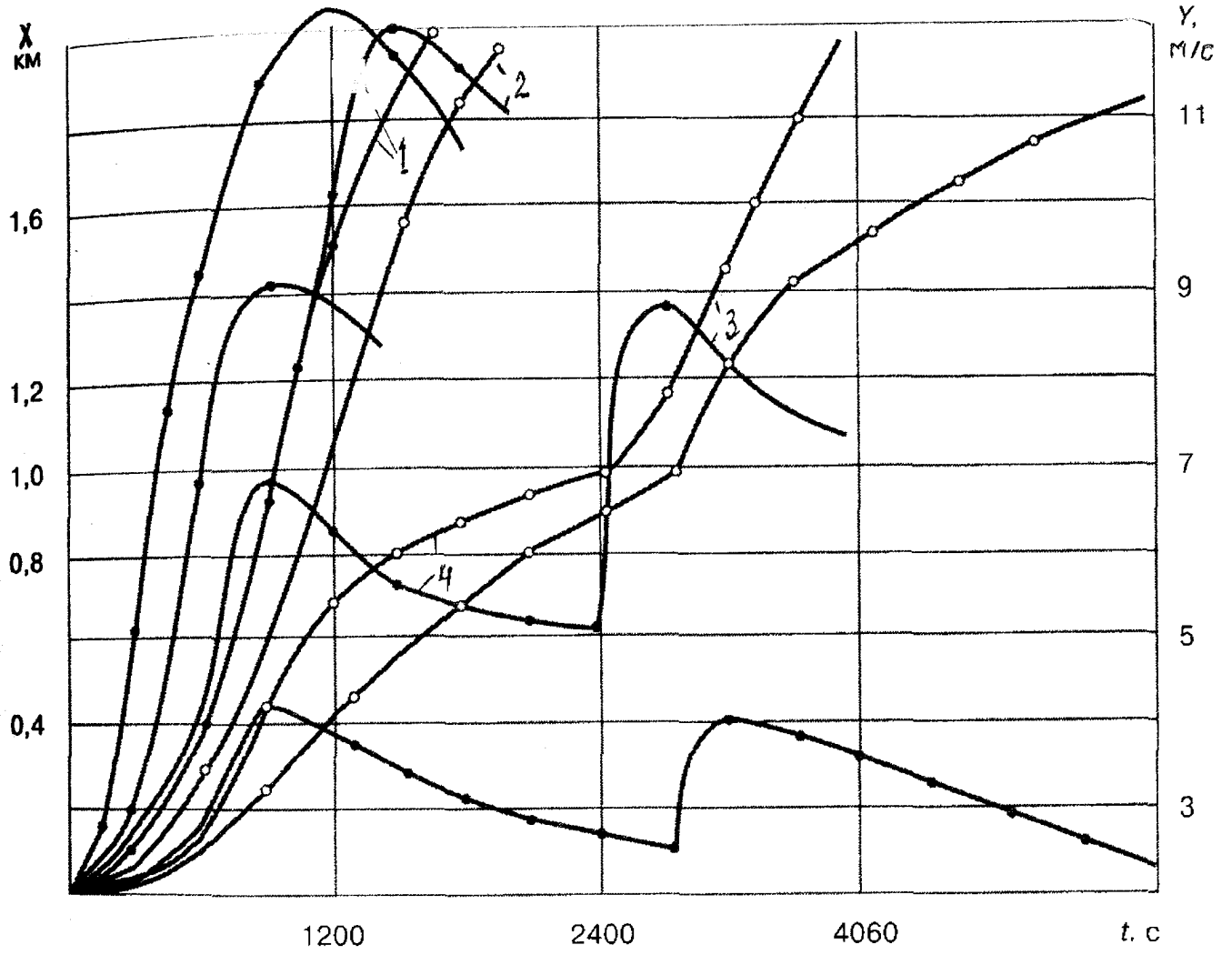
Дослідження впливу профілю траси газопроводу на характер руху поршнів по газопроводу проводились на основі одержаних математичних моделей в формі (1.11) та (1.18). Метою досліджень було встановлення діапазону зміни швидкості руху поршня при різних умовах подачі газу в газопровід з пересіченим профілем траси.

Поставлена задача розглядалась в двох аспектах. В першому випадку необхідно було встановити діапазон зміни швидкостей при переході поршня з висхідної на низхідну ділянку чи навпаки.

Як було відмічено вище, на низхідній та висхідній ділянках сила гравітації суттєво по різному впливає на динаміку руху поршня. При русі на висхідній ділянці вона протидіє рухові, тобто виконує роль гальмівної сили. На низхідній ділянці навпаки, сила гравітації прискорює рух поршня. Важливо передбачити,

наскільки суттєвим може бути гальмування чи прискорення руху з тим, щоб швидкість не виходила за межі, обумовлені регламентом для даного типу поршнів.

Дослідження проводились на гіпотетичному газопроводі, що являє собою послідовне з'єднання двох нахилених ділянок. Початкова і кінцева точки були вибрані фіксованими як по довжині, так і по геодезичній відмітці. Їх геодезична координата співпадала з умовним нулем перевищень, а загальна віддаль між початковою і кінцевою точками по горизонтальній прямій складала $2L$. Посередині траси, тобто на віддалі L від початку, була розташована змінна геодезична відмітка профілю, яка могла мінятися в межах від $-H$ до H з кроком ΔH . Таким чином, при від'ємних значеннях змінної геодезичної відмітки середини траси газопровід являв собою послідовне з'єднання низхідної і висхідної ділянок, а при додатній - навпаки. Отже, було одержане сімейство профілів, для якого реалізувалась математична модель (1.18) за вказаним вище алгоритмом. Метою дослідження було встановлення діапазону зміни швидкості руху поршня при переході з однієї нахиленої ділянки в іншу в залежності від величини геодезичної відмітки профілю траси. Якщо цей діапазон виявляється недопустимим для даного типу поршнів з умовами регламенту, то слід застосувати керуючі впливи для його звуження. Іншими словами реалізація дослідження має дати відповідь на запитання: в яких межах зміни профілю траси можливий рух поршня даного призначення без застосування керуючих впливів, щоб швидкість поршня не виходила за межі, обумовлені регламентом. Задачу реалізовано для випадків підтримання постійного тиску на початку газопроводу і використання ресівера як акумулятора енергії газу.

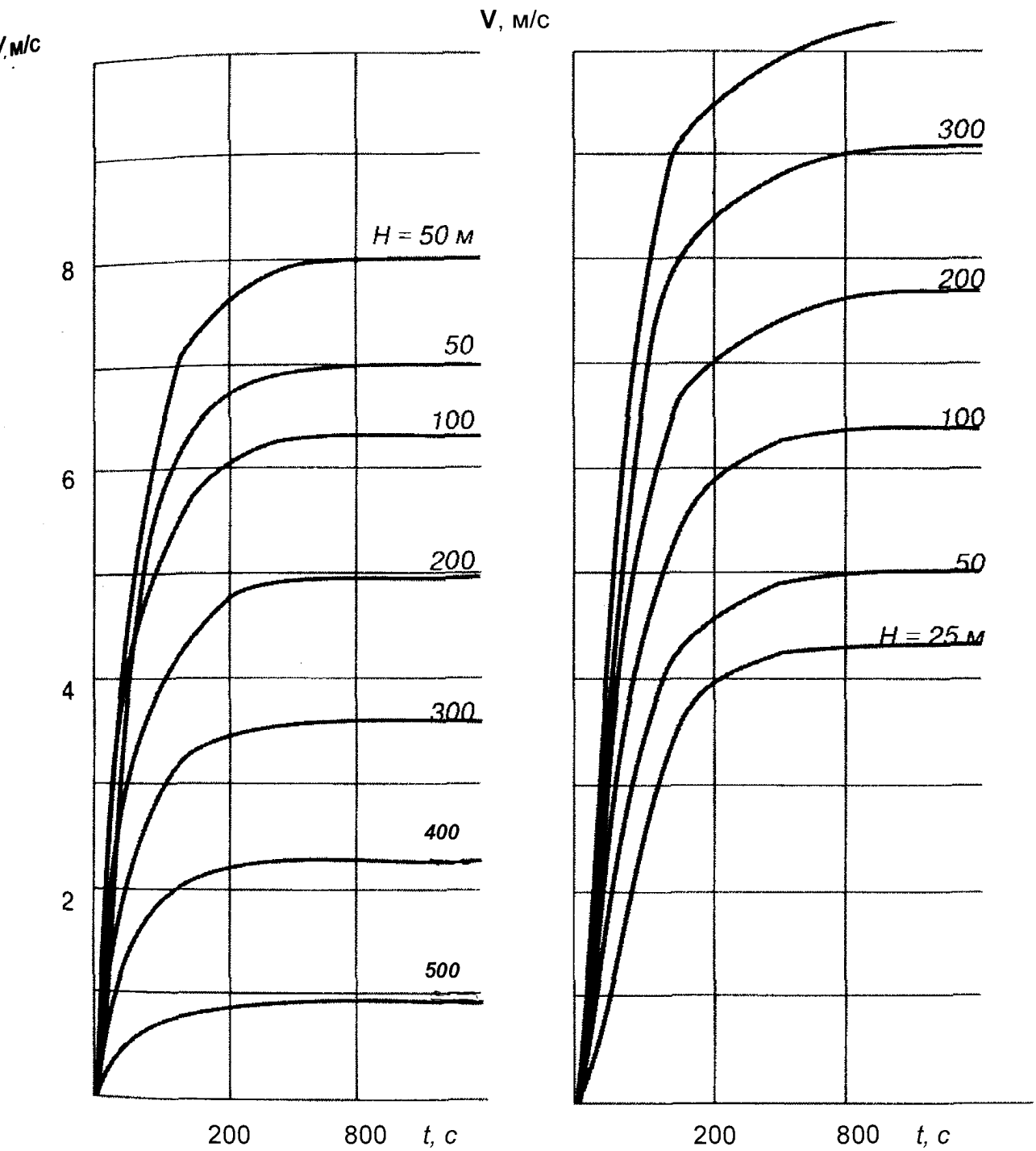


○ Переміщення поршня в часі

● Швидкість

1 Н-0м, 2 Н-100м, 3 Н-300м, 4 Н-500.

Рис. 1.1 Характер руху поршня при змінному перепаді тиску



H — різниця геодезичних позначок;
 а — стабілізація швидкості на підйомі; б — стабілізація швидкості на спуску.

Рис. 1.2 Стабілізація швидкості поршня при постійному тиску на початку газопроводу

туальних поршнів) перевагу слід віддати способу продувки з підтриманням постійного тиску на початку ділянки, якщо це технічно можливо. При необхідності вести продувку за рахунок енергії газу, що накоплений в ресівері. Для досягнення вказаної мети слід вибрати ресівер великого об'єму. При об'ємах ресівера на порядок більших за об'єм лінійної ділянки, по якій рухається поршень, згідно з [31] коефіцієнти k і B в залежності (3.8) є суттєво малими і ефектом зміни перепаду тисків на рухомому пристрої можна знехтувати.

Аналіз результатів розрахунків показує, що профіль траси газопроводу має вплив на характер руху поршнів по трубопроводу. При перевищенні геодезичних відміток до 25 м (геометричний нахил до 0,0025) вплив гравітаційних сил на характер руху поршня несуттєвий, в зв'язку з чим профілем траси газопроводу нехтувати. Якщо різниця геодезичних відміток перевищує 25 м (геометричний нахил ділянки перевищує 0,0025), гравітаційні сили мають вплив на характер руху поршня. Із збільшенням різниці геодезичних відміток цей вплив зростає, при цьому зростання перепаду геодезичних відміток призводить до збільшення часу руху поршня по трубопроводу. При однаковій довжині траси час руху поршня при збільшенні різниці геодезичних відміток на трасі від 25 м до 500 м зростає в 4,58 рази, що вимагає врахування профілю траси при розрахунках режиму руху поршнів по газопроводу. Необхідно відмітити, що характер з'єднання послідовних ділянок (висхідної з низхідною чи навпаки) при цьому не має значення. Тому достатньо проаналізувати одну з форм профіля і виявити її вплив на динаміку руху поршнів. З фізичної точки зору збільшення часу руху поршня по газопроводу з профілем траси можна пояснити тим, що втрата енергії за рахунок дії гравітаційних сил на висхідних

дільницях не може бути компенсована приростом енергії поршня на низхідних дільницях, тобто втрати енергії при русі поршня не можуть бути компенсовані.

При постійному тиску на початку газопроводу характер руху поршня може бути розбитий на два етапи: етап стабілізації швидкості поршня і час руху з стабільною швидкістю. Час стабілізації швидкості руху поршня залежить від перепаду геодезичних відміток траси, однак така залежність несуттєва. Цей час лежить в межах 600-850 с. в залежності від профілю траси і при зміні геометричного нахилу від +0,05 до -0,05 час стабілізації швидкості зростає в 1,38 рази. Однак, найбільший інтерес в даному дослідженні викликає вплив зміни профілю траси на характер руху поршня. Результати розрахунків показують, що при русі поршня по висхідній дільниці його швидкість суттєво менша, ніж при русі по низхідній дільниці. Очевидно, що співвідношення швидкостей залежить від перепаду геодезичних відміток. Так, при перепаді геодезичних відміток 100 м співвідношення швидкостей на висхідній і низхідній дільницях складає 0,7, а при перепаді висот в 500 м це співвідношення зменшується до 0,07, тобто в 10 разів.

Це значить, що в газопроводах з пересіченим профілем траси необхідно приймати керуючі рішення з метою стабілізації швидкості поршня, якщо різниця геодезичних відміток на стику висхідної і низхідної дільниці перевищує 50,0 м.

Теоретично можна розрахувати зміну перепаду тисків на рухомій границі для стабілізації швидкості руху. Очевидно, що для рівномірного руху необхідно задовільнити умову

$$\Delta P \cdot F - S_{\text{тр.}} - mg \sin \varphi = 0$$

звідки

$$\Delta P = \frac{S_{\text{тр.}} + mg \sin \varphi}{F}. \quad (1.19)$$

Якщо вважати відношення

$$\frac{S_{\text{тр.}}}{F} = \Delta P_{\text{тр.}}$$

перепадом тисків за рахунок сил тертя ущільнюючих елементів до стінки труб, а величину

$$\frac{mg \sin \varphi}{F} = \Delta P_{\text{н}}$$

за перепад тисків від дії гравітаційних сил, то останнє в пікових точках траси (на переході з висхідної ділянки до низхідної чи навпаки) за рахунок зміни кута ν міняє знак на протилежний. Тобто, якщо на висхідній ділянці перепад тиску від дії гравітаційних сил спричиняв опір рухові поршня, то при переході на низхідну ділянку він являється однією з рухомих сил. Тому характер руху поршня залежить від співвідношення сил тертя і гравітаційних сил. Як показують розрахунки, зміна перепаду геодезичних відміток на трасі може призвести до зміни швидкості руху поршня в 1,43 рази при перепаді висот 100 м і до 1,47 рази при перепаді висот в 500 м. Такі суттєві зміни швидкості не можуть задовільнити умовам руху поршнів з точки зору одержання інформації про стан трубопроводу. Однак, регулювання режиму руху поршня здійснити важко. Керуючі дії залежать від характеру профілю траси газопроводу і від віддаленості пікових точок від початку траси. Для коротких газопроводів, де легко добитись стабільності перепаду на рухомій границі і в зв'язку з чим є можливість контролювати рух поршня, поставлена задача спрощується. Однак, для довгих

газопроводів слід врахувати величину зносу ущільнень в процесі руху поршня, в зв'язку з чим поставлена задача ускладнюється.

3.1 Газопровід “Братерство” як об’єкт діагностування

Магістральний газопровід Долина – Ужгород – Держграниця ЧССР – СРСР (ДУГ) споруджувався в декілька етапів. Перша черга споруджена в 1968 р. і складається із трубопроводів діаметром 820×8.5 мм довжиною 186907 м, подача газу по газопроводу ДУГ-1 забезпечувалась двома компресорними станціями (КС) в м. Долині і м. Ужгороді, обладнаними поршневыми газоперекачувальними агрегатами МК-8 і 10ГКНА відповідно. Всі переходи через природні і штучні перешкоди виготовлені двохнитковими із труб діаметром 720×20мм для забезпечення міцності і максимальної надійності.

Подальше збільшення поставок газу за границю викликало необхідність спорудження другої нитки газопроводу ДУГ-ІІ. Вперше у вітчизняній практиці в 1971 р. був споруджений газопровід діаметром 1420×17мм. Довжина другої нитки склала 180900 м. На КС були споруджені нові цехи на 6 газоперекачувальних агрегатів (ГПА) ГТК-1-2.

В подальшому пропускна здатність системи збільшилась за рахунок збільшення КС і спорудження лупінгів. В даний момент часу пропускна здатність газопроводів ДУГ-І і ДУГ-ІІ складає 36.6 млрд. м³/рік.

Система газопроводів Долина – Ужгород – Держграниця ЧССР – СРСР одержала назву “Братерство”. Вона починається на головних спорудженнях Долинського газопереробного заводу ниткою

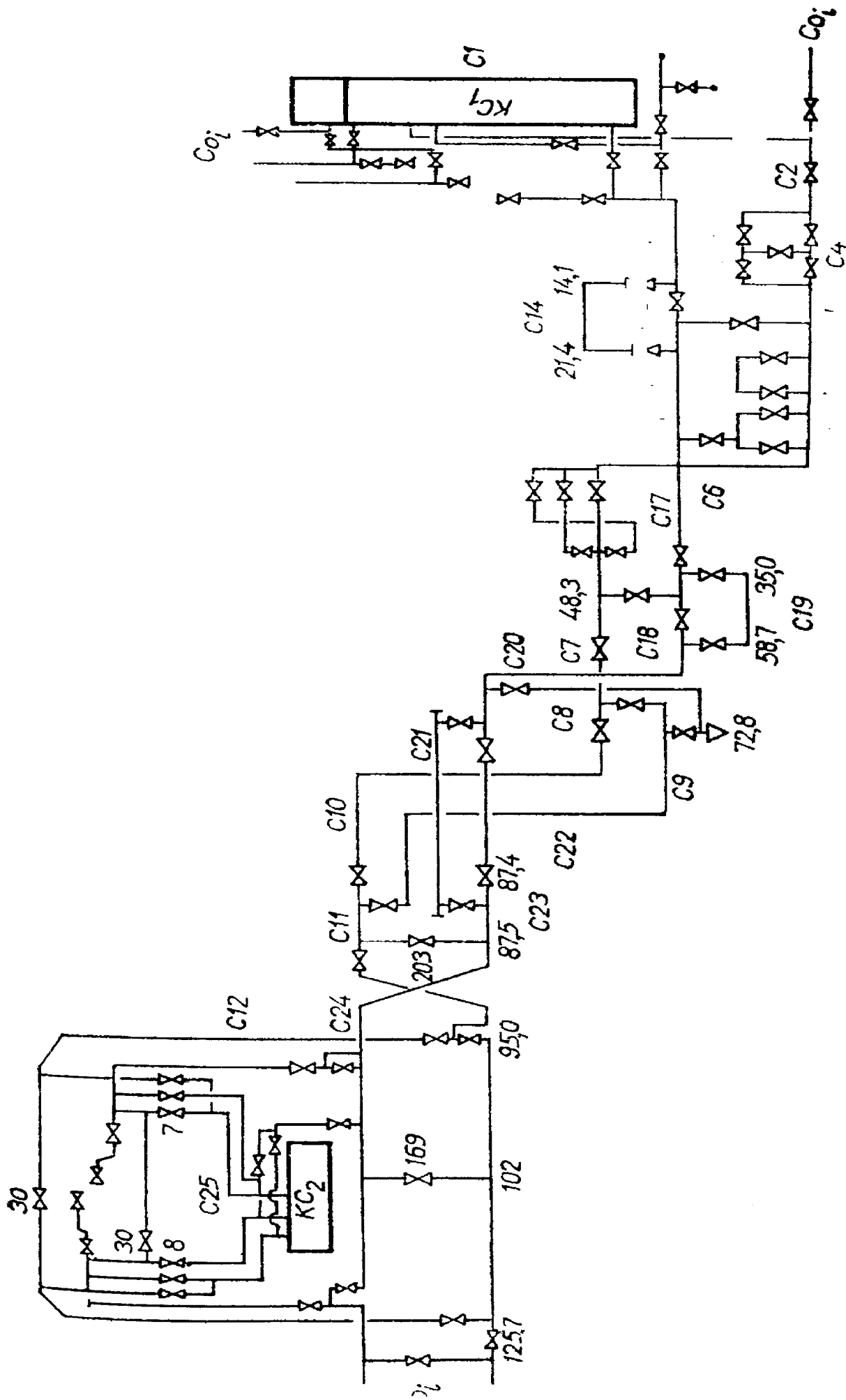


Рис. 1.3 Схема ділянки газопроводу "Братерство"

діаметром 820мм на км 7.2 розміщена КС в Долині. Вона складається із двох цехів. В першому розміщено 12 газомотокомпресорів МК-8 і один ДР-12. В другому цеху знаходиться 9 ГПА ГТК-10, які розміщені в двох приміщеннях на 6 і 3 машини, які мають незалежні обв'язки нагнітачів. Крім цього, на Долинській КС знаходиться установка осушки газу від вологи і комплекс по очистці газу від важких вуглеводів. Від КС починається друга нитка газопроводу "Братерство", яка йде паралельно першій на віддалі 12м по ходу газу. Тут трубопровід через пойму річки Свіча і, перетинаючи її в п'яти місцях, входить в гірську зону Прикарпаття, яке має середній додатній ухил біля 2%, хоча є ділянки невеликої довжини з ухилом 5%.

На 15 км є міжниткова перемичка а також починається лупінг, який закінчується на 21.4км траси. Дальше нитки перетинаються (км 26.6) і виходять на перевал Вишків. Тут траса має середній додатній ухил 3.4% з ділянками, які мають ухил до 14%. Потім траса газопроводу знижується із середнім ухилом -7.1% до 48км, де розміщена друга міжниткова перемичка, і знову йде вверх на Торунський перевал з ухилом 3.6%, досягаючи геодезичної відмітки 1074.7м. Із перевалу траса опускається в ущелену ріки Рікі і проходить по Міжгірському районі Закарпатської області. Середній від'ємний ухил на цій ділянці рівний -7%. Через перевал з 35км до 58.7км прокладений лупінг діаметром 1220 мм, який підключений до нитки газопроводу ДУГ-II. На своєму шляху газопровід пересікає декілька рік і автодорогу Долина - Міжгір'я. Там же нитки перетинаються і входять до перевалу Прислоп. Ухил траси при виході на перевал коливається від 13% до 16%. У підніжжя склону (км 72.9) є ще одна міжниткова перемичка. Тут також беруть початок дві резервні нитки діаметром 1420 мм і 820 мм. Нитки

споруджені для підвищення надійності лінійної частини газопроводу, так як в зимовий час проведення ремонтних робіт на перевалі Прислон неможливий із-за глибокого снігового покриву. На спуску з перевалу Прислон ухил газопроводу досягає 18%, а перепад висот 748 м. У західного підніжжя схилу розміщена ще одна перемичка (км 88.4). Далше газопровід проходить по горбистій місцевості Закарпатського ухилу Карпат і підходить до КС в Россоші. Станція складається із двох цехів по 6 ГПА ГТК-10-2 в кожному. На станції також є ділянки механічної очистки газу і установка апаратів повітряного охолодження газу. Після КС Россош газопровід по передгір'ям Карпат в поймі ріки Латориця з перепадами висот 150-200 м і ухилом до 16% на ділянках виходить на Закарпатську низовину. На цій ділянці споруджено 4 перемички між нитками, а також на км 125.5 траси є відвід на Угорську Народну Республіку діаметром 820мм і довжиною 57км. На км 171.7 знаходиться кінцева КС в Ужгороді, яка складається із трьох цехів: цех ГМК-10 ГКНА, і два цехи ГПА ГТК-10 на 6 і 3 машини. На КС є потужна установка водяного охолодження газу. Водяне охолодження прийнято в зв'язку з жорсткими контрактними вимогами по температурі газу, який поставляється за границю. Крім всього перерахованого газопровід "Братерство" забезпечує природнім газом промислові і побутові об'єкти Івано-Франківської та Закарпатської областей. Тому із газопроводу є значна кількість невеликих відборів газу. Як видно із викладеного вище, газопровід "Братерство" має досить складну технологічну схему, і проходить по різко пересіченій місцевості Карпатських гір. Тому він може, в загальному випадку, служити зразком складної системи газопроводів з пересіченим профілем траси.

Пересічений профіль траси газопроводу вимагає регулювання перепаду тиску на рухомій границі в залежності від кута нахилу дільниці до горизонту. Щоб забезпечити ідеально рівномірний рух поршня по трасі були визначені необхідні перепади тиску на поршні у відповідності до рівняння (1.19). Результати, подані в таблиці 1.1, свідчать, що перепади на рухомій границі повинні мінятися в широких межах, що вимагає регулювання подачі газу в газопровід. Для досягнення бажаного результату необхідне регулювання режиму руху поршня по газопроводу, яке може здійснюватись зміною режиму роботи компресорної станції або зміною технологічної схеми лінійної дільниці, тобто включенням або виключенням лупінгів.

Таблиця 1.1 – Характер зміни перепаду тиску на поршні по довжині траси газопроводу «Братерство»

Лінійна початок	Відмітка, км кінець	Середній ухил, %	Перепад тиску, Па	Зміна перепаду тиску, %
0	15	2	6159	-
15	21.4	5	7344	16.3
21.4	26.6	14	10899	49.0
26.6	48	-7	2604	-114.4
48	58.7	3.6	6791	57.7
58.7	72.9	14.5	11097	59.4
72.9	88.4	18	12479	19.1
88.4	98.2	-12	629	-163.4

Інформація про перебіг процесів в газопроводах "Братерство" за період 1995 -1998 рр. дозволила виявити деякі закономірності протікання процесів в дільницях газопроводів з пересіченим

профілем траси, яка може бути корисною при прогнозуванні режимів руху інтелектуальних поршнів по газопроводу.

13.09.1995 р. в 20.15 шляхом відкриття кранів № 199 і № 202 включено в систему транспорту газу раніше відключений лупінг. При цьому по характеру зміни тиску на вході компресорної станції "Долина" і зміні витрати на компресорній станції "Ужгород" побудована картина зміни фактичних показників режиму роботи газопроводу. Тиск на компресорній станції "Россош", яка в цей період не працювала, стабілізувався на величині 4.90 МПа, а потім спостерігалось різке його зниження до значення 4.80 МПа з подальшою стабілізацією на цьому значенні.

Аналогічний процес спостерігався на вході компресорної станції "Ужгород". При цьому стабілізовані значення тиску склали відповідно 4.46 МПа і 4.37 МПа. Тиск на початку ділянки (на виході компресорної станції "Долина") зменшився з 5.12 МПа до 5.07 МПа за аналогічний період часу.

3.11.1996 р. в 11.00 відключений лупінг № 1 на ДГУ - П шляхом закриття крана № 189.

Лупінг має діаметр 1220 мм і довжину 6.4 км. Лінійна відмітка початку лупінга 15.0 км. Відключення лупінгу привело до незначного росту витрати газу по компресорній стайції "Долина". Тривалість процесу склала 42 хв. Інші параметри роботи газопроводу практично не змінилися. Це пояснюється незначною довжиною лупінга. Внаслідок цієї причини він суттєво не впливав на режим протікання газу в системі.

Після цього в 12.20 шляхом закриття крана № 193 був відключений лупінг № 2 діаметром 1220 і довжиною 23.7 км зпочатковою відміткою по трасі 35.0 км.

Відключення лупінга № 2 призвело до падіння тиску на вході компресорної станції "Россош" з 4.05 МПа до 3.92 МПа. Тривалість процесу склала 240 хв. (до відкриття крана № 193 і наступного підключення лупінга). В той же час витрата газу зменшилась протягом перших 120 хв на 44.6%, а потім збільшилась на 6.1% у порівнянні з початковим.

Тиск на вході компресорної станції "Ужгород" зменшився протягом 120 хв. з 4.37 МПа до 4.19 МПа.

Тиск на виході компресорної станції "Долина" різко впав за час 105 хв. з 5.50 МПа до 5.0 МПа, а потім зріс до кінця процесу до 5.48 МПа.

Короткочасна стабілізація параметрів процесу дозволила зробити висновок про закінчення перехідного процесу. Після цього шляхом відкриття крану № 193 в 16.20 лупінг № 2 підключили до системи. Це привело до росту тиску на вході компресорної станції "Россош" і компресорної станції "Ужгород" і до падіння тиску на виході компресорної станції "Долина". Темп росту витрати по компресорній станції "Долина" знизився.

О 17 год. був відкритий кран № 189, а до системи підключений лупінг № 1. При цьому спостерігалась подальша стабілізація параметрів режиму. Через 120 хв. на вході компресорної станції "Россош" тиск стабілізувався на значенні 4.09 МПа, а на виході компресорної станції "Долина" спостерігався добре виражений затухаючий коливальний процес тиску зі стабілізацією в 19 год. 42 хв. Витрата газу на компресорній станції стабілізувалась через 40 хв. після відключення лупінга № 1. Характер перехідних процесів при відключенні і повторному включенні лупінгів № 1 і № 2 дозволяє зробити висновок про незначний вплив лупінга № 1 на характер і тривалість перехідних процесів. Це пояснюється не тільки

невеликою протяжністю лупінга, але і його розміщенням на трасі. На відміну від інших, розглянутих вище лупінгів, лупінг № 1 розміщений на горизонтальній ділянці траси.

Режим роботи газопроводу під час відключення і включення лупінгів №1 і №2 показаний на рис.1.3.

Аналіз процесів, які викликані відключенням і включенням лупінгів, показує, що для газопроводів з пересіченим профілем траси на характер перехідних процесів впливають не тільки геометричні характеристики лупінгів (довжина, діаметр), але і профіль траси (висотна відмітка початку і кінця лупінга).

Крім того, відключення лупінгів і їх повторне включення приводить до нестационарних процесів, тривалість котрих залежить як від геометричних розмірів лупінга (довжина, діаметр), так і від розміщення лупінга на трасі. Чим далі від початку траси розміщений лупінг і чим більша різниця геодезичних відміток його початку і кінця, тим більша тривалість перехідного процесу, викликаного відключенням або повторним включенням лупінга. Коливання тиску при цьому досягають величини 0.1 МПа, а коливання витрати до 6% від початкового..

2 ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ В ГАЗОПРОВОДАХ В ПЕРІОД РУХУ ПОРШНІВ

Рух поршня по газопроводу призводить до нестационарності процесу газодинаміки газового потоку в трубопроводі, характер якого в свою чергу впливає на динаміку руху поршня. Для надійного керування характером руху поршня необхідні дослідження газодинамічного процесу, який в свою чергу визначає умови подачі газу в запоршневий простір, тобто визначає керівні впливи.

Дослідженням нестационарних процесів в газопроводах присвячено велику кількість наукових праць вітчизняних та зарубіжних вчених. Серед них в першу чергу слід відмітити фундаментальні праці Чарного І.А.[90,91], що стосуються загальних моделей нестационарної течії газу в трубах, лінеаризації рівнянь та постановки крайової задачі. В дослідженнях Галіулліна З.Т.[19,29], Грудза В.Я.[28,29], Жидкової М.О.[45-48], Мірзанджан-заде М.А. [64], Щербакова С.Г.[92], Яковлева Є.І.[100] приведено ряд конкретних задач трубопровідного транспорту газу, показано методи побудови математичних моделей та загальні принципи їх реалізації. Однак автори не дають оцінки впливу профілю траси газопроводу на характер протікання нестационарного процесу. Крім того, слід зауважити, що задача керування рухом твердого тіла по газопроводу зводиться до визначення граничних умов для створеної математичної моделі нестационарного процесу і тому для неї не існує стандартних методів реалізації.

З іншого боку, відсутність досліджень такого роду не дозволить проводити керування рухом інтелектуального поршня по газопроводу, що в свою чергу знизить достовірність одержаної інформації.

2.1 Побудова математичної моделі процесу та принцип її реалізації

Проведені дослідження динаміки руху поршнів по газопроводу характерні для коротких лінійних ділянок, оскільки вони не враховують гідравлічних втрат енергії при русі газу. Тому для довгих газопроводів, в яких ці втрати суттєві, приведені вище закономірності можуть характеризувати процес руху тільки на деяких ділянках трубопроводу, де можна вважати (з достатньою мірою наближення), що гідравлічні втрати енергії суттєво менші за роботу сил механічного тертя та сил гравітації. Отже, щоб оцінити загальну картину руху поршня по газопроводу, треба розглянути задачу про динаміку процесу в комплексі з задачею про характер руху газу в газопроводі.

Слід відзначити, що нестационарний характер руху газу в газопроводі призводить до складних математичних моделей, які його описують. Тому з метою спрощення прийнято рішення розглядати газодинамічні процеси в рівнинному газопроводі, оскільки вплив профілю траси на динаміку руху поршня оцінено вище.

Ізотермічний характер руху газу в газовій області, що рухається перед поршнем і в області запоршневого простору, описується математичною моделлю, що містить рівняння руху газу і рівняння нерозривності

$$-\frac{\partial P_j}{\partial x} = \frac{\lambda_j \rho W^2}{2d} \quad (2.1)$$

$$-\frac{\partial P_j}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho W)}{\partial x}$$

де $P_j(x,t)$ - тиск як функція лінійної координати x і часу t ;

λ_j - коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу;

ρ - густина газу;

W - лінійна швидкість газу;

c - швидкість звуку в газі;

j - індекс, що характеризує положення поршня (значення $j = 1$ відноситься до газового простору, що рухається перед поршнем, $j = 2$ - до області запоршневого простору).

Виключаючи з системи (2.1) швидкість газу як функцію лінійної координати і часу і використовуючи рівняння стану реального газу, приведемо систему (2.1) до рівняння

$$-\frac{\partial P_j}{\partial t} = \aleph \frac{\partial^2 P_j}{\partial x^2} \quad (2.2)$$

де $\aleph = c^2 / 2a$

$2a = \lambda W / 2d$ - коефіцієнт лінеаризації системи.

Поставлена задача реалізується при наступних умовах:

1. До запуску поршня рух газу по газопроводу носив стаціонарний характер з початковим тиском P_H і кінцевим P_K .
2. Після початку руху поршня і до його кінця тиск на початку газопроводу підтримується сталим і рівним P_1 , а в кінці-також сталим і рівним P_2 .
3. На рухомій границі перепад тисків ΔP визначається виключно силою тертя ущільнюючих елементів до стінок труб і є сталим весь період руху поршня.
4. На рухомій границі досягається рівність лінійних швидкостей до поршня і за поршнем швидкості руху поршня.
5. Необхідно визначити характер руху поршня $l(t)$ в часі, а також встановити газодинамічний характер руху газу перед поршнем і в запоршневому просторі.

Для реалізації поставленої задачі початкові умови для рівнянь (2.2) запишуться у вигляді

$$\begin{aligned} P_1^2(x,0) &= P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2) \frac{x}{L}; \\ P_2^2(x,0) &= P_H^2. \end{aligned} \quad (2.3)$$

Граничні умови на початку і в кінці газопроводу визначаються постійністю тисків

$$P_1^2(L, t) = P_2^2; \quad P_2^2(0, t) = P_1^2,$$

де L - загальна довжина газопроводу.

В зоні контакту газу з поршнем вважаємо, що лінійні швидкості газу по обидві сторони рухомої границі рівні і дорівнюють швидкості руху поршня, тобто

$$W_1(l, t) = W_2(l, t) = \frac{dl}{dt} \quad (2.4)$$

Використовуючи перше рівняння системи (2.1), запишемо дану умову у вигляді

$$\frac{1}{\rho_1^2} \frac{\partial P_1^2}{\partial x} = \frac{1}{\rho_2^2} \frac{\partial P_2^2}{\partial x} \quad (2.5)$$

Виражаючи густину газу через тиск з рівняння газового стану, в умовах ізотермічності режиму одержимо

$$P_1^2 \frac{\partial P_1^2}{\partial x} = P_2^2 \frac{\partial P_2^2}{\partial x} \quad (2.6)$$

Тиски P_1 і P_2 зв'язані співвідношенням

$$P_2 = P_1 + \Delta P$$

ΔP - перепад тисків на рухомому поршні. Якщо сила тертя ущільнюючих манжет до стінок труби S стала, то

$$\Delta P = \frac{4S}{\pi d^2}$$

Для досягнення однорідності граничних умов введемо нову одиницю $w(x,t)$ яка задовільняє рівнянню (2.2) і зв'язана з шуканою функцією $P_j(x,t)$ співвідношенням

$$P_j^2(x,t) = w(x,t) + \gamma_j + \gamma_{1j}x \quad (2.7)$$

Сталі γ_j і γ_{1j} визначимо таким чином, щоб для $w_j(x,t)$ граничні умови були однорідними. Тобто

$$P_2^2 = w_2(0,t) + \gamma_1$$

$$P_1^2 = w_1(L,t) + \gamma_j + \gamma_{1j}L$$

Тоді

$$\gamma_1 = P_1^2$$

$$\gamma_{11} = \frac{P_1^2 - P_2^2}{L}$$

Початкові умови для функцій $w_j(x,t)$ матимуть вигляд

$$w_1(x,0) = P_n^2 - \left(P_n^2 - P_k^2 \right) \frac{x}{L} - \left(P_1^2 - \frac{P_1^2 - P_2^2}{L} x \right); \quad (2.8)$$

$$w_2(x,0) = P_n^2 - P_1^2.$$

На рухомій границі згідно з співвідношенням (2.4) і (2.6) досягається рівність

$$\frac{\partial w_1}{\partial x} = \frac{\partial w_2}{\partial x} \quad (2.9)$$

Розв'язок рівнянн (2.2) згідно з методом Фур'є шукаємо у вигляді

$$w_j(x, t) = X_j(x) \cdot T_j(t)$$

Для похідних маємо

$$\frac{\partial^2 w_j}{\partial x^2} = X_j'' T_j; \quad \frac{\partial w_j}{\partial t} = X_j T_j'$$

Одержимо рівняння

$$\frac{X_j''}{X_j} = \frac{T_j'}{T_j} = -\omega^2 \quad (2.10)$$

де ω - стале число, що підлягає визначенню.

Розв'язки (2.10) одержуємо у вигляді

$$\begin{aligned} X_j &= A_j \cos \omega x + B_j \sin \omega x \\ T_j &= C \exp(-\omega^2 \tau t) \end{aligned} \quad (2.11)$$

де A_j, B_j, C - сталі інтегрування.

З умови однорідності функції w_j на границях ділянки маємо $A_2 = 0, B_1 = 0$. Тоді умова рівності лінійних швидкостей на рухомій границі дає

$$\sin \omega l = \cos \omega(L - l) \quad (2.12)$$

З (2.12) шляхом нескладних перетворень одержуємо рівняння для визначення ω у вигляді

$$\sin\left(\frac{\pi}{4} + \omega\left(\frac{L}{2} - 1\right)\right) = 0$$

Звідки

$$\omega_n = \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l)} \quad (2.13)$$

Очевидно, що величина ω залежить від положення поршня в газопроводі і з часом мінятиметься. Тому її необхідно уточнювати на кожному часовому кроці.

Тепер розв'язки для $w_j(x,t)$ матимуть вигляд

$$\begin{aligned} w_2(x,t) &= a_n \exp\left(-\frac{(4n-1)^2 \pi^2 \aleph t}{4(L-2l)^2}\right) \cos \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l)} x \\ w_1(x,t) &= b_n \exp\left(-\frac{(4n-1)^2 \pi^2 \aleph t}{4(L-2l)^2}\right) \sin \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l)} (L-x) \end{aligned} \quad (2.14)$$

Сталі інтегрування a_n і b_n знайдемо як коефіцієнти розкладу в

ряд Фур'є функцій $w_j(x, t)$

$$b_n = \frac{2}{L-1} \int_0^{L-1} ((P_H^2 - P_1^2) - ((P_H^2 - P_1^2) - (P_K^2 - P_2^2)) \frac{x}{L}) \sin \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l)} (L-x) dx \quad (2.15)$$

$$a_n = \frac{2}{1} \int_0^1 (P_H^2 - P_1^2) \cos \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l)} x dx$$

Тепер для невідомих функцій розподілу тисків по довжині газопроводу і в часі руху поршня матимемо залежності

$$P_1^2(x, t) = P_1^2 - \frac{P_1^2 - P_2^2}{L} x + \frac{2}{L-1} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \int_0^{L-1} ((P_H^2 - P_1^2) - ((P_H^2 - P_1^2) - (P_K^2 - P_2^2)) \frac{x}{L}) \cdot \sin \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l)} (L-x) dx \right\} \exp\left(-\frac{(4n-1)\pi^2 \mathcal{N} t}{4(L-2l)^2}\right) \sin \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l)} (L-x)$$

$$P_2^2(x, t) = P_1^2 + \frac{2}{1} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \int_0^1 (P_H^2 - P_1^2) \cdot \cos \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l)} x dx \right\} * \exp\left(-\frac{(4n-1)\pi^2 \mathcal{N} t}{4(L-2l)^2}\right) \sin \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l)} (L-x)$$

(2.16)

Реалізація (2.16) з метою визначення характеристик газодинамічного процесу вимагає представлення закону руху поршня $l(t)$ в аналітичному або числовому вигляді. Однак, цей закон невідомий і підлягає визначенню. Тому реалізацію поставленої задачі запропоновано вести ітераційним методом. Для цього період руху поршня по газопроводу розбивається на часові відрізки Δt , на протязі

кожного з яких швидкість руху поршня вважається сталою. Для забезпечення цієї умови проміжки часу Δt можна вибрати достатньо малими.

В початковий момент часу при роботі газопроводу в стаціонарному режимі з масовою продуктивністю Q_m лінійна швидкість газу на початку газопроводу

$$W_0 = \frac{Q_m}{P_H \cdot F} Z \cdot R \cdot T_H \quad (2.17)$$

де F - площа поперечного перерізу газопроводу;

T_H початкова температура газу;

R - газова стала;

Z - коефіцієнт стисливості газу при P_H і T_H .

Вважаємо, що швидкість поршня в початковий момент руху рівна лінійній швидкості газу W_0 . Тоді шлях, пройдений поршнем за проміжок часу Δt , становитиме

$$l_0 = W_0 \cdot \Delta t \quad (2.18)$$

Як видно з першого рівняння системи (2.2), лінійна швидкість газу

$$W = \left[-\frac{2d}{\lambda \rho} \frac{dP_j}{dx} \right]^{1/2} \quad (2.19)$$

Використавши друге рівняння системи (2.16), знайдемо похідну $\frac{dP^2}{dx}$ і з (2.19) уточнимо лінійну швидкість газу, а з (2.18) - пройдений поршнем шлях за проміжок часу Δt . Уточнення ведемо до співпадання з заданою точністю пройденого шляху l . Після цього за (2.16) визначаємо тиски в кожній точці газопроводу для моменту часу Δt . Для наступного проміжку часу початкове наближення лінійної швидкості газу беремо за уточнене її значення з попереднього проміжку часу.

Таким чином, визначаючи послідовно віддалі, що проходить поршень за рівні проміжки часу Δt , побудуємо його характер руху по газопроводу. Алгоритм закінчує роботу по досягненню умови $l > L$, тобто до моменту часу, коли поршень пройшов всю лінійну ділянку.

Для реалізації вказаного алгоритму складено програму, текст якої подано в додатку В. За вказаною програмою проведено розрахунки для умов газопроводу "Братерство" (при цьому умовно вважалось, що його профіль траси рівнинний). Результати розрахунків у вигляді графіків подано на рис. 2.1.

Аналіз графіків показує, що при сталому тиску на початку газопроводу за весь період руху поршня його швидкість постійно зростає. Це пояснюється падінням тиску по довжині газопроводу, внаслідок чого лінійні швидкості руху газу по довжині зростають. Співвідношення кінцевої і початкової швидкостей поршня 2.61, що виключає можливість проведення дефектоскопічних робіт без регулювання режиму роботи газопроводу.

Щоб визначити характер регулювання режиму роботи газопроводу, для стабілізації швидкості руху поршня необхідно визначити

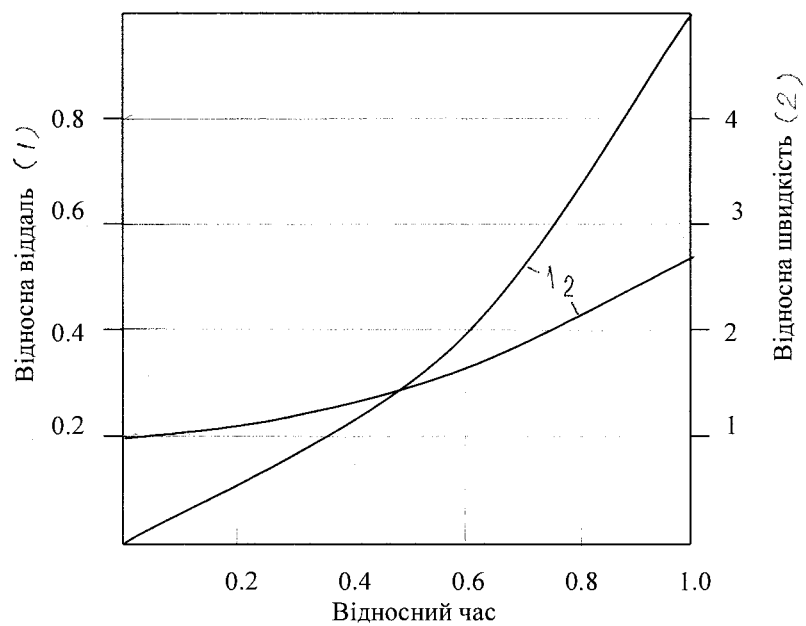


Рис 2.1 Характер руху поршня-дефектоскопа

характер зміни тиску і витрати газу на початку газопроводу, тобто знайти граничні умови для реалізації поставленої задачі. Задачі такого класу є надто складними і на даний час в кінцевому виді реалізованими бути не можуть. Тому виникає питання про ступінь нестационарності режиму роботи газопроводу в період руху поршня. Якщо ступінь нестационарності руху газу невелика, то це дозволить використати для розрахунків режиму роботи газопроводу стаціонарні моделі, що значно спростить задачу. Тому проведено порівняння депресій тиску згідно з формулами (2.16) для нестационарного руху газу з параболічною депресією тиску, характерною для стаціонарного руху газу. Порівняння проводились для різних моментів часу, що відповідають різним положенням поршня в газопроводі. Критерієм міри нестационарності режиму вибрано критерій нестационарності. Результати розрахунків показали, що, виключаючи початковий стан руху поршня, який тривав 6,1% від загального часу руху поршня, критерій нестационарності складає $Nt < 1,4 \cdot 10^{-6}$. Це дозволяє використати для прогнозування режимів роботи газопроводу в період руху поршня математичні моделі стаціонарного руху газу.

2.2 Дослідження впливу профілю траси та неізотермічності руху газу на характер газодинамічних процесів

Розглянена вище математична модель газодинамічних процесів

в газопроводі в період руху інтелектуального поршня не відображає вплив профілю траси та неізотермічності руху газу в трубах, тому ця модель є до певної міри спрощеною.

Як буде показано нижче, деталізована математична модель термогазодинамічного процесу в газопроводі з пересіченим профілем траси з врахуванням термодинамічної неідеальності газу є надто складною в реалізації. Тому виникає запитання про правомірність спрощень, допущених при побудові розгляненої вище математичної моделі.

Для відповіді на поставлене запитання проводилось моделювання нестационарного процесу в нахиленій під певним кутом до горизонту ділянці газопроводу при русі по ньому твердого тіла під тиском газу. Для реалізації моделей вибрано найпростіші з математичної точки зору граничні умови. При цьому проводилось порівняння розв'язку моделі (2.2) з точним розв'язком, принцип якого викладено нижче.

При математичному моделюванні газодинамічних процесів в газопроводах звичайно задачі гідродинаміки та теплообміну розглядаються порізно [4,49,50]. За допомогою рівнянь гідродинаміки рішались задачі визначення полей швидкостей, тиску, густини газу. Задачі теплообміну [61,63,79] розглядались без врахування зміни тиску і витрати газу в просторі і часі, вважаючи термодинамічні процеси стаціонарними. Це пояснюється тим, що стала часу перехідного процесу на декілька порядків більша аналогічної константи гідродинамічного процесу.

Однак результати досліджень [70,76] свідчать про те, що зміна швидкості потоку газу по довжині ділянці має вплив на інтенсивність теплообміну з навколишнім середовищем. В свою чергу зміна температурних напружень в навколишньому середовищі

призводить до нового розподілу швидкостей газу в трубці і зміни режиму течії газу. Тому задача моделювання руху газу в газопроводі повинна включати газодинамічні та термодинамічні рівняння, об'єднані в єдину систему.

В загальному випадку нестационарний термогазодинамічний процес руху газу в трубопроводі може бути описаний наступною системою диференціальних рівнянь, поданих в векторній формі [57,102].

$$\begin{aligned} \bar{g} \cdot \rho - \text{grad } P + \mu \cdot \nabla^2 \cdot W - \rho \cdot \left(\frac{\partial \bar{W}}{\partial t} + \bar{W} \cdot \text{grad } \bar{W} \right) &= 0 \\ \frac{\partial \rho}{\partial t} + \text{div } \rho \bar{W} &= 0 \\ \bar{W} \cdot \frac{\partial T}{\partial t} + \text{grad } T = -\frac{1}{\rho} \text{div } \bar{q} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{\rho} \cdot (\Phi + \bar{q}) \end{aligned}$$

де ρ - густина газу як функція просторових координат і часу;

p - тиск;

W - вектор швидкостей з проєкціями на просторові

координати u, v, w ;

T - температура;

q - тепловий потік в навколишнє середовище;

Φ - дисипативна функція Релея.

Для замикання системи рівнянь використовують рівняння газового стану

$$f(p, T) = 0 \quad (2.21)$$

З метою опису теплообміну в стінці газопроводу необхідно доповнити систему (2.20) рівнянням теплопровідності

$$c_c \rho_c \frac{\partial T_c}{\partial t} = \operatorname{div}(\xi_c \operatorname{grad} T_c) + \bar{q}_c \quad (2.22)$$

де ρ, c_c - густина і теплоємність матеріалу труб;

ξ_c - коефіцієнт теплопровідності сталі;

T_c - температура стінки труби;

q - тепловий потік через стінку.

Просторова модель термогазодинамічного процесу в газопроводі, представлена системою рівнянь (2.20), (2.21), (2.22) важко реалізується і з метою експериментальних досліджень малоперспективна [7] внаслідок необхідної кількості забезпечити подібність щодо великої кількості критеріїв [12]. Тому ряд дослідників [46,81,85,98] прийшли до висновку про можливість і доцільність одномірного моделювання руху газу в трубопроводі.

При цьому рух в трубі розглядається з сталою по перерізу труби швидкістю, температурою, тиском і густиною газу. Зміна цих параметрів може здійснюватись тільки вздовж осі трубопроводу. Звичайно приймають швидкість руху газу рівну середньомасовій, а температуру визначають як середньокалориметричну в даному перерізі [8]

$$T = \frac{\int_F T W C_h dF}{\int_F W C_h dF}$$

Щільність теплового потоку визначають з формули:

$$q = \alpha \cdot (T_c - T)$$

де α – коефіцієнт тепловіддачі від газу до стінки труби.

Тоді математична модель одновимірного руху газу в трубі з врахуванням теплообміну може бути представлена в вигляді наступної системи рівнянь [98]:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial P}{\partial x} + \alpha W \frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \rho g \frac{dh}{dx} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} + \alpha W \frac{\lambda \rho W^2}{2d} &= 0 \\
 \frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial t} &= 0 \\
 \frac{\partial T}{\partial t} = -W \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{1}{T \rho \frac{\partial C}{\partial T} + \rho C_p} \left(\rho - \frac{\partial W}{\partial x} \left(C_p T + \rho T \frac{\partial C_p}{\partial \rho} \right) \right) + \xi \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \\
 + \frac{\partial T}{\partial t} \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} \right) + \frac{\partial \xi}{\partial P} - \frac{\partial T}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\pi D \alpha_1}{C_c \rho_c F_c} (T_c - T) - \frac{g W}{C_p} \frac{dh}{dx} \\
 \frac{\partial T_c}{\partial t} = \aleph_c \frac{\partial^2 T_c}{\partial x^2} + \frac{\pi D \alpha_2}{C_c \rho_c F_c} (T_0 - T_c) + \frac{\pi D \alpha_2}{C_c \rho_c F_c} (T - T_c)
 \end{aligned}
 \tag{2.23}$$

Тут прийнято:

C_p, C_c – ізобарна теплоємність газу і матеріалу труб;

T_0, T_c – температура навколишнього середовища і стінки трубопроводу;

α_1, α_2 – коефіцієнти тепловіддачі від газу до стінки і від стінки до навколишнього середовища;

D, d – зовнішній і внутрішній діаметри труби;

ξ, ξ_c – коефіцієнти теплопровідності газу і стінки трубопроводу;

F, F_c – площа перерізу трубопроводу і стінки;

$$\aleph_c = \frac{\xi}{\rho \cdot C_p}$$

h – геодезична відмітка траси газопроводу.

З метою моделювання нестационарного неізотермічного процесу в газопроводі, викликаного рухом поршня вздовж

газопроводу, була розроблена методика реалізації математичної моделі процесу, що базується на системі рівнянь (2.23), яку доцільно привести до вигляду:

$$\begin{aligned}\frac{\partial M}{\partial t} &= a_1 + a_2 \frac{\partial P}{\partial x} + a_3 M \\ \frac{\partial P}{\partial t} &= a_4 \frac{\partial M}{\partial x} + a_5 \frac{\partial T}{\partial t} \\ \frac{\partial T}{\partial t} &= a_{10} \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + a_{11} \frac{\partial T}{\partial x} + a_5 (T_c - T) = a_{12} T \\ \frac{\partial T_c}{\partial t} &= a_8 \frac{\partial^2 T_c}{\partial x^2} + a_7 (T_0 - T_c) - a_6 (T_c - T)\end{aligned}\quad (2.24)$$

$$a_1 = -W; \quad a_2 = -F; \quad a_3 = a_1 \lambda / 2d; \quad a_4 = -1/F \left(\frac{\partial P}{\partial \rho} \right);$$

$$a_5 = \frac{\pi d \alpha_1}{F \rho B}; \quad a_6 = \frac{\pi d \alpha_1}{F_c C_c \rho_c}; \quad a_7 = \frac{\pi d \alpha_2}{F_c C_c \rho_c}; \quad a_8 = N_c;$$

де

$$a_9 = \frac{\partial P / \partial T}{\partial \rho / \partial P}; \quad a_{10} = \frac{\xi}{\rho \cdot B}; \quad a_{11} = a_1 + \frac{1}{\rho \cdot B} \left(\frac{\partial \xi}{\partial T} \frac{\partial T}{\partial x} - \frac{\partial \xi}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial x} \right)$$

$$a_{12} = \frac{\partial W}{\partial x} \left(C_p + \rho \frac{\partial C_p}{\partial \rho} \right) \frac{1}{B}; \quad B = C_p + T \frac{\partial C_p}{\partial T}$$

Граничні умови, при яких виконувалась реалізація моделі, представилась в вигляді:

$$P(0, t) = P(t) \quad M(L, t) = M(t) \quad T(0, t) = T(t) \quad (2.25)$$

Розв'язок (2.24) при граничних умовах (2.25) шукався методом послідовних наближень.

Продиференціювавши друге рівняння системи по просторовій

координаті з врахуванням незначимості члена $a = \frac{\partial^2 T}{\partial x \partial t}$,

підставимо одержаний вираз в перше рівняння. Слід відзначити,

що, якщо в граничних умовах на початку задані тиск і

температура, а в кінці - значення масової витрати, то згідно

з [69] значення масової витрати в вузлах сітки доцільно

знаходити методом прогонки. Для цього перше рівняння запишемо

в вигляді:

$$-B_1^i M_{i+1}^{\tau+\Delta\tau} + B_2^i M_1^{\tau+\Delta\tau} - B_3^i M_{i-1}^{\tau+\Delta\tau} = B_4^i$$

де

$$B_1^i = \frac{a_1}{2\Delta x} + \frac{a_2 a_4 \Delta\tau}{\Delta x^2}; \quad B_2^i = \frac{1}{\Delta\tau} + \frac{a_2 a_4 \Delta\tau}{\Delta x^2} - a$$

$$B_3^i = \frac{a_2 a_4 \Delta\tau}{\Delta x^2} + \frac{a_4}{2\Delta x}; \quad B_4^i = \frac{M_i^\tau}{\Delta\tau} + a_2 \frac{P_{i+1}^\tau - P_{i-1}^\tau}{2\Delta x};$$

Граничні умови

$$M_u^{\tau+\Delta\tau} = M(\tau + \Delta\tau; L); \quad \frac{\partial M}{\partial x}_{i=1} = a_2 \frac{\partial p}{\partial \tau}(\tau + \Delta\tau; 0)$$

Після нескладних перетворень одержимо

$$M_i = E_i M_{i-1} + F_i; \quad i = 2 \dots N$$

$$M = \left(F_2 - a_9 \frac{\partial P}{\partial \tau}(\tau + \Delta\tau; 0) \Delta x \right) / (1 - E); \quad E_N = 0 \quad (2.27)$$

$$F_N = M(\tau + \Delta\tau; L)$$

де $E_i = B_1^i / (B_2^i - B_1^i E_{i+1})$; $F_i = (B_4^i + B_1^i F_{i+1}) / (B_2^i - B_1^i E_{i+1})$

Одержані співвідношення дозволяють знайти розподіл масової

витрати газу по довжині газопроводу в момент часу $t + \Delta t$

Виразимо функції $P_{i+1}^{\tau+\Delta\tau}, T_{i+1}^{\tau+\Delta\tau}, Tc_{i+1}^{\tau+\Delta\tau}$ ($\tau = 2 \dots (N-1)$) через

відомі значення температур стінки і газу, тиску та масової

витрати для визначення тиску та температури в наступному

вузлі сітки. Припустимо, що для ділянки між точками $i=1$ та

$i=2$ члени, які містять другі похідні малі. Це абсолютно

справедливо при незначних перепадах температур за час Δt ,

оскільки в цьому випадку її зміна на одному інтервалі Δx з достатньою точністю може бути апроксимована лінійною функцією. З іншого боку, коефіцієнти теплопровідності газу і стінки малі в порівнянні з іншими параметрами рівнянь. Тому неврахування членів, які містять другі похідні, не призведе до суттєвої втрати точності. Відкидаючи члени, що містять другі похідні і використовуючи різницеву апроксимацію назад, після відповідних перетворень одержимо

$$\begin{aligned}
 P_2^{\tau+\Delta\tau} &= P_1^{\tau+\Delta\tau} + \frac{a_4 \Delta\tau}{2\Delta x} (M_3^{\tau+\Delta\tau} - M_1^{\tau+\Delta\tau}) + a_9 (T_\eta^{\tau+\Delta\tau} - T_\eta^\tau) \\
 T_\eta^{\tau+\Delta\tau} &= \frac{T_\eta^\tau / \Delta\tau - a_{11} T_1^{\tau-\Delta\tau} / \Delta x + a_5 T_c^{\tau+\Delta\tau}}{1 / \Delta\tau - a_{11} / \Delta x + a_5 - a_{12}} \\
 T_\eta^{\tau+\Delta\tau} &= \frac{T_{c\eta}^\tau / \Delta\tau - a_6 T_\eta^\tau + a_7 T_c^{\tau+\Delta\tau}}{1 / \Delta\tau - a_6 / \Delta x + a_7}
 \end{aligned} \tag{2.28}$$

Співвідношення (2.27) - (2.28) дають можливість методом послідовних наближень знайти зміну невідомих функцій P, T, T_c, V за один крок Δt для лінійної ділянки.

Вказана схема розрахунку основних параметрів режиму роботи газопроводу в період руху по ньому поршня була застосована для оцінки розходження між точною та наближеною математичними моделями процесу. Розрахунки проводились для наступних умов і в наступній послідовності.

1. Розрахунок проводився для однієї нахиленої під кутом до горизонту ділянки газопроводу діаметром 1400 мм при відомих її геометричних характеристиках, характеристиках поршня, фізичних властивостях газу та заданих сталими умовах на початку та в кінці траси. При цьому на початку задавалися тиск і температура, а

в кінці - масова витрата газу.

2. Реалізація системи рівнянь (2.24) при вказаних умовах проводилась для газового простору, що знаходиться перед рухомим поршнем, і для області запоршневого простору.

3. Оскільки в початковий момент часу $t=0$ віддаль, на яку перемістився поршень $l(t)=0$, то в початковій точці $x = 0$ в момент часу $t=0$ вважаються відомими і сталими тиск, температура (як задані для початкового перерізу) і масова витрата газу (як задана для кінцевого перерізу).

4. Вважається, що швидкість руху поршня рівна лінійній швидкості руху газу в перерізі, де поршень контактує з газом. Тому швидкість поршня в початковий момент

$$U = W(0,0) = \frac{4M(l,t)}{\rho\pi d^2} = \frac{4M(l,t)}{\pi d^2 P(0,t)} zRT(0,t)$$

де $M(l,t)$ - масова витрата газу в точці контакту поршня з газом;

$P(0,t)$, $T(0,t)$ - тиск і температура на початку дільниці;

z - коефіцієнт стисливості газу;

R - газова стала.

5. Задаємося проміжком часу Δt і визначаємо віддаль, на яку перемістився поршень за цей час

$$l(t) = U \cdot \Delta t$$

Для проміжку часу $0 < t < \Delta t$ виконується рекурентна процедура, схема якої виражається залежностями (2.27) - (2.28). В результаті знаходиться розподіл тиску і температури вздовж осі трубопроводу для відрізка $0 < x < l(t)$.

6. Тиск в перерізі перед рухомим поршнем може бути знайдений, якщо відомий перепад тиску на рухомій границі, тобто

$$P_-(l,t) = P_+(l,t) - \Delta P$$

Температура

$$T_-(l, t) = T_+(l, t)$$

Отже, для газової області, що рухається перед поршнем, задані на початку тиск і температура, а в кінці - масова витрата. Це дозволяє застосувати для вказаної області приведену вище процедуру реалізації системи (2.24) і визначити розподіл тиску і температури по довжині газопроводу для моменту часу Δt .

7 Даліше розглядається наступний проміжок часу $\Delta t < t < 2 \Delta t$, для якого визначається лінійна швидкість газу і віддаль, пройдена поршнем. Після цього процедура визначення тиску і температури в різних перерізах газопроводу повторюється.

Вказаний алгоритм розрахунку реалізований в програму розрахунку. Текст програми і результати проведених розрахунків приведено в додатку В. По результатах розрахунків побудовано графіки, які подано на рис. 2.2

Аналогічні розрахунки для ідентичних умов руху поршня були проведені на основі реалізації спрощеної математичної моделі (2.2), яка не враховує вплив профілю траси на газодинамічні процеси в газопроводі і не враховує неізотермічності газового потоку. Результати в вигляді графіків проілюстровано на тих ж рисунках.

Аналіз результатів прогнозування параметрів газодинамічного процесу в газопроводі показує, що максимальне розходження між тисками, розрахованими за різними моделями, не перевищує 5.1%, а максимальне розходження в визначені масової витрати газу не перевищує 6.7%. При цьому вказана розбіжність залежить від параметрів термогазодинамічного процесу (початкових тиску і температури і кінцевої витрати газу) і від кута нахилу ділянки газопроводу до горизонту.

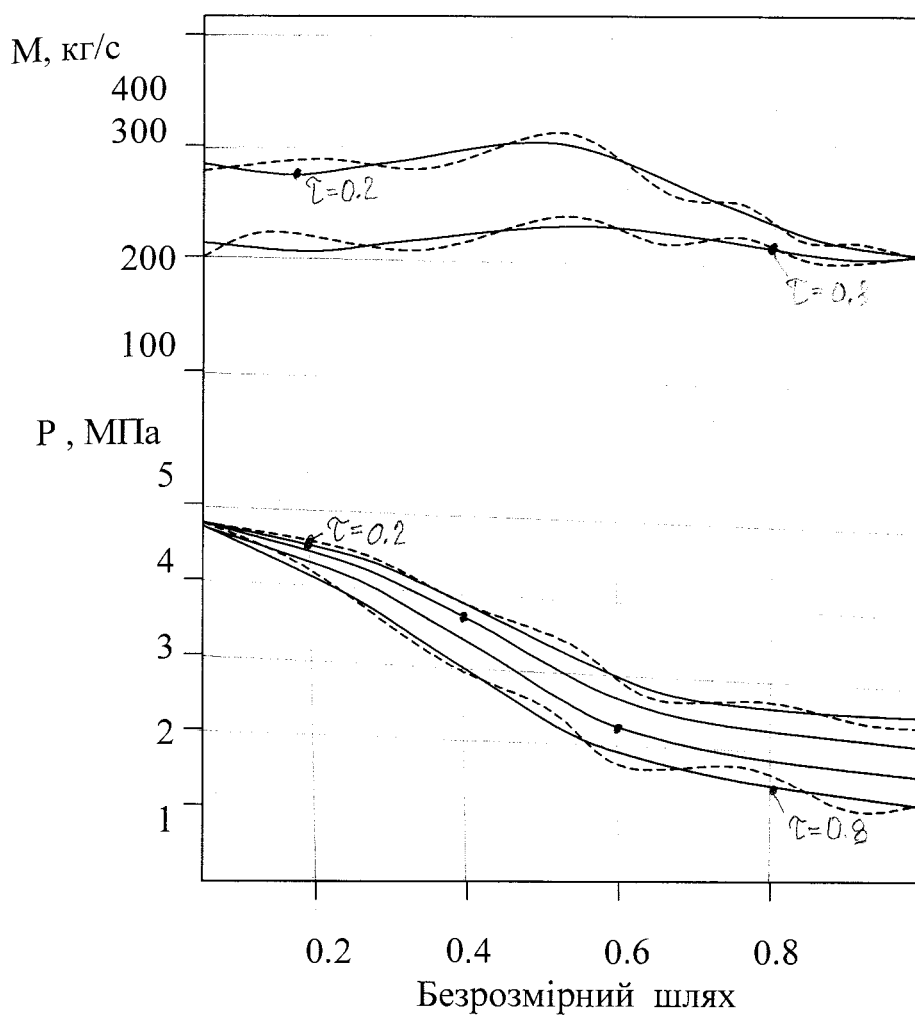


Рис. 2.2 Зміна витрати і тиску в газопроводі при русі поршня

Встановлено, що при номінальних значеннях початкового тиску в межах (4 - 5 МПа), розбіжність у прогнозах розподілу тиску між вказаними моделями не перевищує 3.1% і характерна для кінцевих моментів руху поршня. Вплив температури газу на газодинамічний процес стає відчутним тільки в області високих значень початкової температури. Так, при тиску 4.5 МПа і температурі 300 К розбіжність між тисками складає 2.4%, а між масовими витратами газу - 3.8%. Якщо при цьому ж тиску початкова температура зросте до 350 К, то вказані розходження збільшаться відповідно до 3.6% і 4.9%, а при зростанні початкової температури до 400 К складуть відповідно 7.8% і 9.9%.

При початковій температурі 300 К з зростанням початкового тиску з 4.5 МПа до 7.5 МПа максимальна розбіжність між прогнозами тиску збільшується 2.4% до 4.8%, а між прогнозами витрати - відповідно з 3.6% до 5.9%. Таким чином, в реальному діапазоні зміни температур і тисків, який характерний для магістральних газопроводів, застосування спрощеної математичної моделі газодинамічних процесів призведе до похибки, яка не перевищить 5%, що в інженерних розрахунках допустимо.

Розрахунки параметрів газодинамічних процесів проводились для умов різного нахилу лінійної дільниці до горизонту. Результати показують, що при нахилі 0.2 розбіжність в прогнозах між моделями по тиску складає при початковому тиску 4.5 МПа і початковій температурі 300 К максимально 1.6%, а по масовій витраті - 2.8%. При збільшенні геометричного нахилу дільниці до горизонту до 0.5 вказані розходження зростають відповідно до 2.4% і 3.6%, а при значенні геометричного нахилу 0.8 вони складуть 6.1% і 7.9%. Отже, при реальних нахилах дільниць до горизонту розходження між прогнозами по різних моделях лежить

в допустимих межах.

2.3 Аналіз газодинамічних процесів в газопроводі “Братерство” при русі поршня

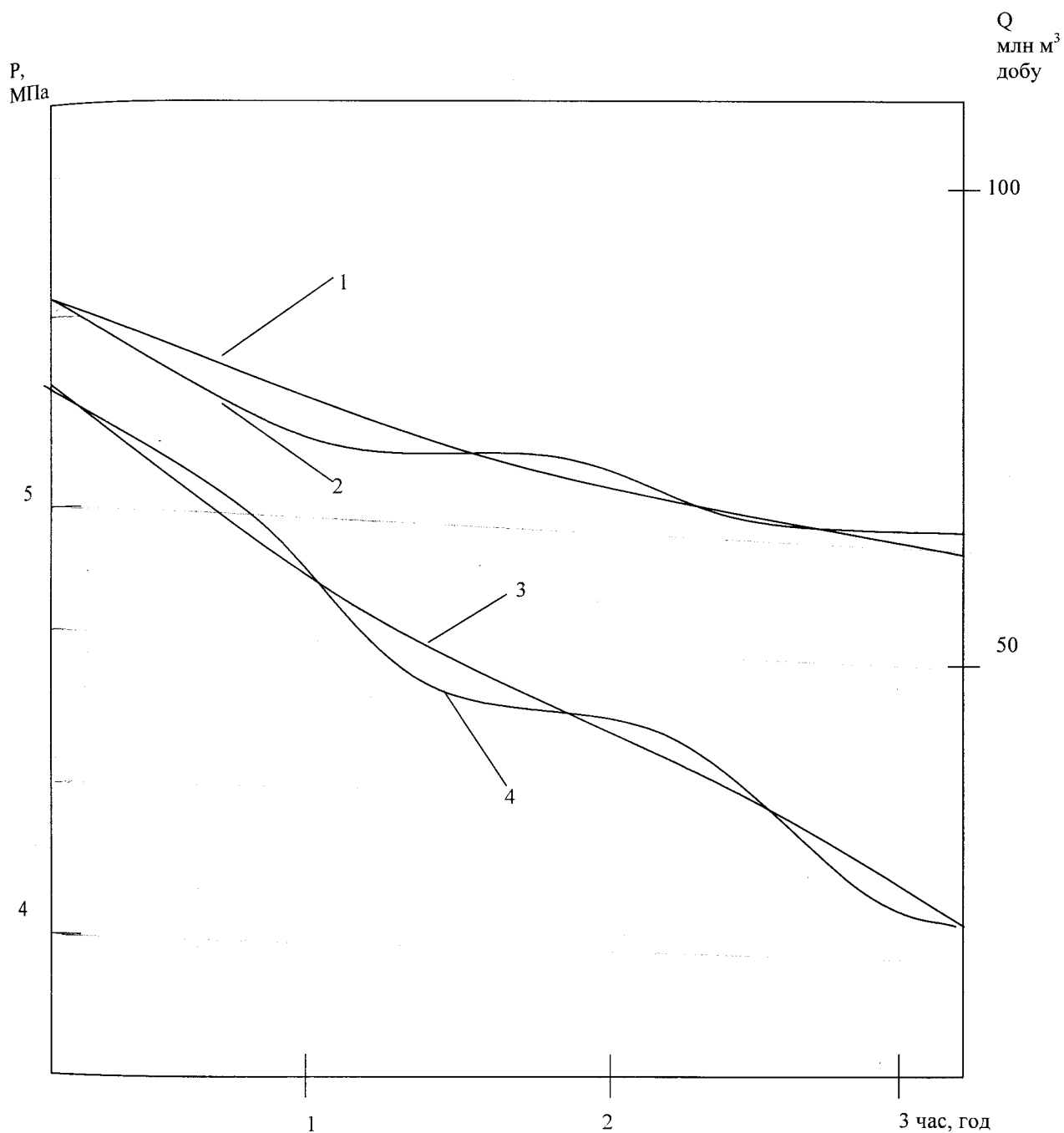
Аналіз динаміки зміни тиску і витрати газу в газопроводі “Братерство” при русі очисних поршнів проводився з метою оцінки адекватності запропонованої моделі. Для цього проводилась реєстрація зміни тиску і витрати на виході КС “Долина” в період очистки газопроводу.

Очистка газопроводу “Братерство” проводилась 17.03.1996 р. з метою підготовки газопроводу до внутрішньотрубного дефектоскопування. Як очисний пристрій було використано манжетний поршень серії ОПРМ власного виробництва, технічні характеристики якого були визначені в процесі випробувань.

Технічні характеристики очисного пристрою

Діаметр корпусу, мм	1020
Число манжет.....	2
Зовнішній діаметр манжет, мм.....	1420
Загальна довжина, мм.....	1900
Сила тертя до стінок труб, кН.....	8.5
Маса, кг.....	570

До проведення процесу очистки було визначено гідравлічну ефективність газопроводу, яка склала 81.1%. У відповідності до цього було визначено за методикою УкрНДІгазу кількість скупчень



Зміна в часі тиску на початку газопроводу за даними вимірювань (1) і результатами розрахунків (2).

Зміна в часі витрати газу на початку газопроводу за даними вимірювань (1) і результатами розрахунків (2).

Рис. 2.3 Співставлення результатів розрахункових і фактичних даних

в газопроводі 2211 куб.м. Розрахункова оптимальна швидкість руху очисного поршня склала 8.1 м/с, а тривалість процесу очистки - 11 728 с, або 3 год. 15 хв. При плануванні режиму очистки для забезпечення заданої швидкості руху поршня було прийнято рішення тиск на вході КС Россош підтримувати сталим і рівним 4.0 МПа. У відповідності до вказаних умов було реалізовано запропоновану модель газодинамічних процесів в газопроводі, в результаті чого побудовано залежності зміни тиску і витрати газу на початку лінійної ділянки в часі.

Адекватність моделі визначалась шляхом порівняння розрахункових даних з фактичними, знятими за показами самореєструючого приладу БА.11-014, встановленого на КС "Долина". Прилад фіксував з дискретним кроком 100 с тиск на виході кс "Долина" та загальну продуктивність працюючих газоперекачувальних агрегатів в часі.

Співставлення результатів аналітичних досліджень з результатами натурних замірів подано в вигляді графіків на рис. 2.3.

Аналіз результатів показує, що в газопроводі під-час руху очисного поршня спостерігається хвильовий процес з затухаючою амплітудою до кінця періоду очистки. При цьому період коливань та амплітуда з часом зменшуються. Цей висновок підтверджують як аналітичні, так і експериментальні дослідження. На графіках фактичного режиму хвильовий процес характеризується меншими амплітудами, що, очевидно, пояснюється інерційністю вимірювальних приладів і систем.

Максимальне розходження між прогнозними і фактичними параметрами спостерігається для початкових моментів часу періоду очистки і відповідає амплітудним значенням періодичного процесу. По тиску розходження в цей момент складає 3.2%, а по витраті газу

– 2.5%. З часом періодичний процес затухає, і розходження між аналітичними і фактичними параметрами зменшуються. Для кінцевих амплітудних значень вони складають по тиску 0.6% і по витраті газу 0.7%.

Проведений аналіз дозволяє зробити висновок про адекватність створеної математичної моделі реальному газодинамічному процесу в газопроводі, що відбувається в період руху твердого тіла під тиском газу по трубопроводу.

3 АНАЛІЗ МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ ХАРАКТЕРУ РУХУ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ПОРШНІВ ПО ГАЗОПРОВОДУ

Дефектоскопія магістральних газопроводів за допомогою інтелектуальних поршнів є дорогим та тривалим процесом діагностування їх стану. Тому особливі вимоги ставляться до достовірності одержаної інформації.

Високої інформативності процесу діагностування при достатньому ступені надійності інформації можна досягнути в випадках, коли швидкість руху інтелектуального поршня по газопроводу лежить в межах 2-3 м/с, причому якість одержаної інформації тим краща, чим ближчий рух поршня до ідеального рівномірного. Тому з технологічної точки зору для підвищення достовірності інформації необхідно добитися стабілізації руху інтелектуального поршня з сталою швидкістю, близькою за величиною до вказаної.

Як відомо, в газопроводах лінійні швидкості руху газу складають 8-15 м/с, тобто перевищують вказану швидкість руху поршня в 3-5 разів. Ряд дослідників [22,23,56,82] вказують на те, що швидкість руху твердих розділювачів по трубопроводах співпадає з середньою лінійною швидкістю перекачуваного середовища. Оскільки лінійна швидкість руху газу не постійна по довжині газопроводу, то, очевидно, змінюватиметься у вказаних межах швидкість інтелектуального поршня, що призведе до спотворення інформації про стан трубопровода.

Отже, навіть в газопроводах з рівнинним профілем траси неможливо досягнути сталості швидкості руху поршня по довжині без застосування певних методів регулювання. Розробці

та вдосконаленню методів регулювання режимів роботи газотранспортних систем присвячено праці дослідників [29,44,58,107], в яких приводяться методи прогнозування руху середовища в трубах і дається оцінка впливу різних факторів на величину лінійних швидкостей газу. Однак у вказаних дослідженнях не розглядався вплив профілю траси на параметри нестационарних процесів, що в даному випадку має вирішальний вплив на технологічні параметри процесу.

3.1 Вплив режиму роботи компресорної станції на характер руху інтелектуального поршня

Основним елементом, що забезпечує і підтримує рух поршня по газопроводу, є компресорна станція, розміщена на початку лінійної ділянки, по якій рухається поршень. Тому від режиму роботи компресорної станції залежить подача газу в лінійну ділянку, яка, в свою чергу, визначає характер руху інтелектуального поршня по трасі. Отже, регулювання характеру руху поршня по лінійній ділянці зводиться до регулювання режимів роботи самої компресорної станції.

Серед відомих методів регулювання режимів роботи компресорної станції слід виділити такі, що в найбільшій мірі задовільняють умовам технологічного процесу діагностування. Вони повинні дозволяти проводити плавну зміну параметрів подачі газу в газопровід (робочого тиску та масової витра-

ти газу) в широкому діапазоні значень, володіти високою швидкістю при керуючих впливах і бути достатньо економічними в застосуванні.

До таких методів слід віднести в першу чергу регулювання зміною швидкості обертання роторів відцентрових нагнітачів як основного обладнання компресорної станції. Якщо даний метод не забезпечить необхідного діапазону зміни параметрів роботи компресорної станції, то можуть бути використані такі методи регулювання як байпасування, дроселювання та відключення паралельно працюючих газоперекачувальних агрегатів.

Виходячи з того, що лінійна швидкість перекачуваного газу повинна в 3-5 разів бути меншою при русі інтелектуального поршня, ніж за нормальних умов експлуатації газопроводу, можна констатувати, що на компресорній станції буде зупинено ряд газоперекачувальних агрегатів з метою зменшення подачі газу в лінійну ділянку. Крім того, для зменшення лінійних швидкостей газу в трубах поряд з зменшенням подачі газу доцільно підвищити тиски в газопроводі. Для задовільнення вказаних умов і забезпечення достатньої швидкості реагування системи доцільно організувати одноступінчасту роботу нагнітачів, створивши високий і стабільний тиск на вході компресорної станції. Тому в подальших розрахунках будемо вважати тиск на вході компресорної станції сталим і відомим.

В газопроводах з пересіченим профілем траси виникає необхідність змінити тиск на рухомий поршень в момент його переходу з висхідної на низхідну ділянку чи навпаки з

метою недопущення різкої зміни швидкості його руху. Якщо відома швидкість руху поршня, то момент переходу його з одної ділянки t на іншу визначити не важко

$$t_i = \frac{x_i}{U} \quad (3.1)$$

Тепер, знаючи момент часу t_i , необхідно визначити момент часу прийняття керівного рішення, тобто момент часу в який слід змінити оберти ротора нагнітача. При цьому слід врахувати час, який буде затрачено на реалізацію керівного рішення. Якщо перехід поршня через екстримальну точку траси відбувся на віддалі $l(t)$ від компресорної станції, то хвиля збурення, яка розповсюджується в газопроводі з швидкістю звуку, наздожене поршень за час

$$\Delta t_x = \frac{l(t)}{c} \quad (3.2)$$

де c - швидкість розповсюдження звуку в газі;

$$c = \sqrt{kRT}$$

k - показник адіабати;

R - газова стала;

T - абсолютна температура газу.

При розрахунках слід врахувати, що температура газу змінюється по довжині газопроводу, тобто вона є функцією лінійної координати. Тому й швидкість звуку також міняється по

довжині. Якщо для зміни температури по довжині прийняти експоненціальний закон, то

$$T = T_0 + (T_H - T_0) \exp(-al(t)) - D_i \frac{P_H^2 - P_K^2}{2al(t)P_{cp}} (1 - \exp(-al(t)))$$

(3.3)

де T_0, T_H - температури ґрунту і на початку траси;

P_H, P_K - тиски на початку і в кінці ділянки;

P_{cp} - середній тиск;

D_i - коефіцієнт ефекту Джоуля-Томпсона;

$$a = \frac{K \cdot \pi \cdot D}{M \cdot C_p}$$

K - коефіцієнт теплопередачі;

C_p - ізобарна теплоємність газу.

Тоді змінна по довжині швидкість звуку в газі

$$c = \sqrt{kR} \left[T_0 + (T_H - T_0) \exp(-al(t)) - D_i \frac{P_H^2 - P_K^2}{2al(t)P_{cp}} (1 - \exp(-al(t))) \right]^{1/2}$$

(3.4)

Тоді момент часу, в який слід починати виконувати регулювання режиму роботи компресорної станції з метою забезпечення рівномірності руху поршня з врахуванням затрат часу на сам процес регулювання Δt_p може бути знайдений як сума

$$t_{ip} = \frac{l(t)}{c} + \Delta t_p + t_i \quad (3.5)$$

Дальше, щоб здійснити регулювання необхідно знати тиск на виході компресорної станції $P_H(t)$ і витрату газу $Q(t)$ як функції часу і характеристику газоперекачувального агрегату, яка б звязувала ці величини з керуючим фактором, яким слід вважати зміну швидкості обертання ротора машини.

Існує багато різноманітних математичних форм представлення характеристик відцентрового нагнітача. Більшість з них зводиться до апроксимації графічної характеристики різними моделями. Найбільш поширеними є двочленна і трьохчленна моделі. Двочленна модель вперше запропонована Немудровим А.Г. має вигляд [74]

$$\varepsilon^2 = a - bQ_B^2 \quad (3.6)$$

де ε - ступінь стиску газу;

a, b - сталі коефіцієнти, що визначаються за графічними характеристиками.

Трьохчленна модель характеристики має вигляд [79]

$$\varepsilon^2 = c_1 + c_2 Q_B + c_3 Q_B^2 \quad (3.7)$$

Апроксимаційні коефіцієнти a і b в (3.6) та c_1, c_2, c_3 в

(3.7) залежать від швидкості обертання ротора нагнітача і тому

не можуть бути представлені в вигляді певних функціональних залежностей, які можна було б використати для визначення режиму роботи машини в конкретних умовах. Тому необхідно одержати певну напівемпіричну модель характеристики нагнітача, яка б включала в себе залежність параметрів режиму від швидкості обертання ротора.

Для побудови такої моделі відцентрового нагнітача використано енергетичний підхід до процесу компримування газу в нагнітачі. Повна енергія газу на виході газоперекачувального агрегату може розглядатись як сума його енергії на вході в нагнітач і деякого приросту енергії за рахунок механічної енергії двигуна, тобто

$$E_2 = E_1 + \Delta E_n \quad (3.8)$$

де E_1 , E_2 - енергія газу на вході і виході нагнітача;

ΔE_n - приріст енергії газу за рахунок енергії приводу.

Використавши рівняння Ейлера для лопаткових машин, одержимо для приросту енергії в агрегаті вираз [51]

$$\Delta E_n = m \cdot (C_2 W_2 \cos \alpha_2 - C_1 W_1 \cos \alpha_1) \quad (3.9)$$

m - масова продуктивність нагнітача;

C_1, C_2 - абсолютні швидкості газу відповідно на вході і

виході відцентрового колеса;

W_1, W_2 - переносні швидкості газу відповідно на вході і

α_1, α_2 - кути між векторами абсолютної та переносної швидкості на вході і виході колеса.

Об'ємна витрата газу на вході у відцентрове колесо визначиться мередіональною складовою абсолютної швидкості на вході в колесо і може бути знайдена з залежності [2]

$$Q_{B1} = C_{1m} (\pi D_1 - i \delta_1) b_1 \quad (3.10)$$

Аналогічно на виході відцентрового колеса

$$Q_{B2} = C_{2m} (\pi D_2 - i \delta_2) b_2 \quad (3.11)$$

де D_n - діаметр робочого колеса;

δ_n - товщина лопатки на зрізі колеса;

i - число лопаток;

b_n - ширина каналу відцентрового колеса;

C_{nm} - мередіональна складова абсолютної швидкості.

Індекс $n = 1$ відноситься до входу в відцентрове колесо, а $n=2$ відповідно до виходу.

Мередіональна складова абсолютної швидкості може бути знайдена з трикутника швидкостей

$$C_{nm} = (W_n - C_n \cos \alpha_n) \operatorname{ctg} \beta_n \quad (3.12)$$

Зв'язок між об'ємними продуктивностями нагнітача при умовах входу в колесо і виходу з нього може бути знайдений на основі рівняння газового стану

$$Q_{B2} = Q_{B1} \frac{P_1 T_2 z_2}{P_2 T_1 z_1} \quad (3.13)$$

де P_1, P_2, T_1, T_2 - тиски і температури відповідно на вході і виході колеса;

z_1, z_2 - коефіцієнти стисливості газу при відповідних умовах.

Як відомо, відношення $\varepsilon = P_2/P_1$ для нагнітача складає

ступінь стиску, тому, використавши рівняння політропи стиску

з показником m , одержимо

$$Q_{B2} = Q_{B1} \frac{z_2}{z_1} \varepsilon^{-\frac{1}{m}} \quad (3.14)$$

Енергії газу на вході і виході робочого колеса відцентрового нагнітача

$$E_1 = P_1 \cdot Q_{B1}; \quad E_2 = P_2 \cdot Q_{B2} \quad (3.15)$$

Підставивши (3.15), (3.14), і (3.9) в (3.8) з врахуванням (3.12) після нескладних перетворень одержимо

$$\left(\frac{z_1}{z_2} \varepsilon\right)^{\frac{m-1}{m}} = 1 + \frac{\omega^2}{z_1 R T_1} \left(A - \frac{1}{\omega} \left(B_2 \varepsilon^{-\frac{1}{m}} - B_1 \right) \cdot Q_{B1} \right) \quad (3.16)$$

де ω - швидкість обертання ротора нагнітача

$$A = \frac{D_2^2 - D_1^2}{2}; \quad B_{1(2)} = \frac{D_{1(2)}}{(\pi D_{1(2)} - i \delta_{1(2)}) \cdot b_{1(2)}} \operatorname{ctg} \beta_{1(2)}$$

Одержана залежність в формі (3.16) може бути використана в якості характеристики нагнітача. Однак, вона одержана для ідеальних умов, тобто без врахування енергетичних втрат в робочому колесі нагнітача, Тому при розрахунках за (3.16) результати будуть відхилятися від реальних. Щоб одержати реальні результати необхідно адаптувати одержану теоретичну залежність до реальних умов. З цією метою пропонується визначати коефіцієнти A , B та показник політропи m не за вказаними форму-

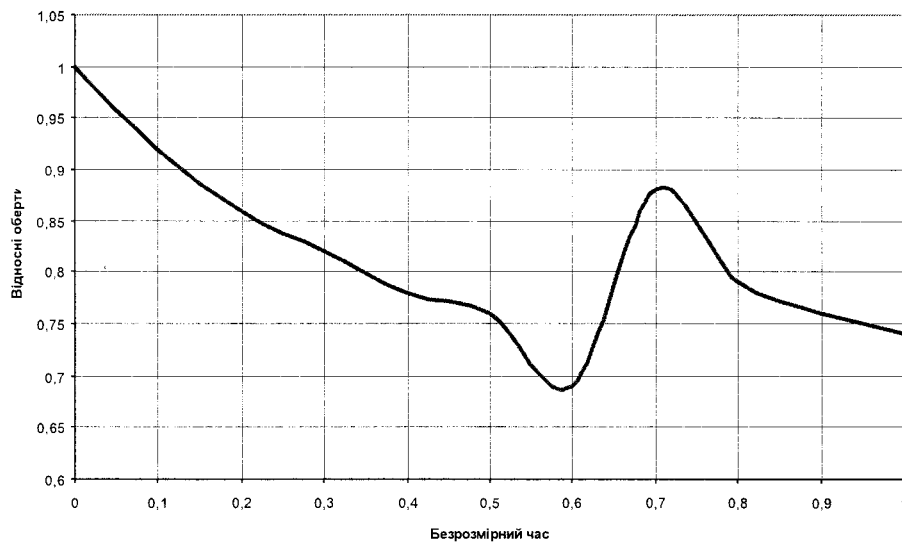
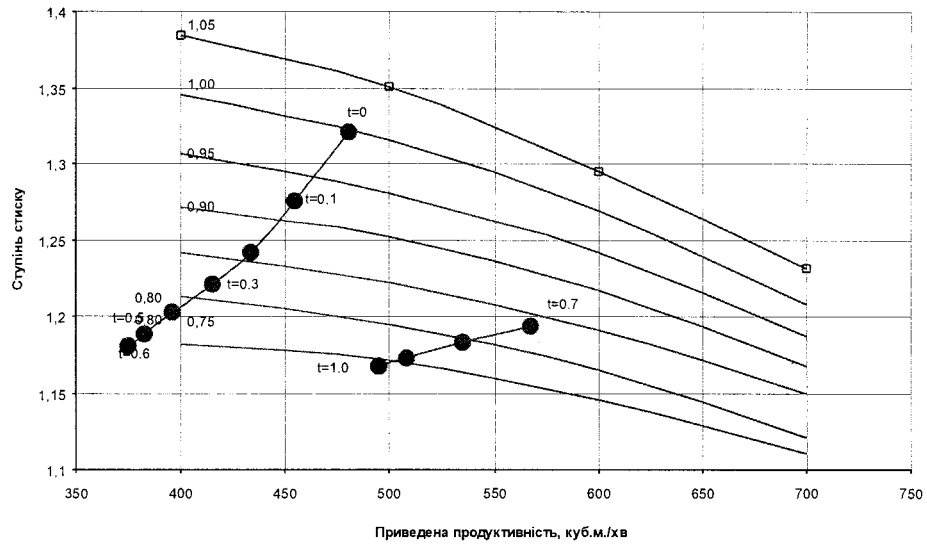


Рис. 3.1 Регулювання руху поршня зміною обертів ротора нагнітача

лами, а вибрати на реальній характеристиці нагнітача [9]. Якщо на характеристиках нагнітача вибрати чотири точки і для кожної записати рівняння характеристики в формі (3.16), то одержимо чотири алгебраїчні рівняння, які містять невідомі коефіцієнти A , B та показник політропи m .

Одержані рівняння нелінійні, тому для їх реалізації відносно вказаних невідомих пропонується ітераційний метод, який полягає в тому що на попередньому етапі показник політропи m визначається з рівняння політропи за фактичними значеннями тисків і температур на вході і виході нагнітача

$$m = \left(1 - \frac{\ln T_2/T_1}{\ln \varepsilon} \right)^{-1}$$

Після того одержана система з трьох рівнянь стає лінійною і легко реалізується відносно невідомих коефіцієнтів. При знайдених в першому наближенні коефіцієнтах A , B показник політропи уточнюється з четвертого рівняння. Ітераційний процес закінчується після досягнення необхідної точності.

По приведеній методиці будувалися аналітичні моделі для паспортних характеристик нагнітача 520-12-2, які подано на рис. 3.1. Порівняння паспортних характеристик з апроксимаційними показує, що максимальна похибка апроксимації не перевищує 1%).

3.2 Про можливість регулювання швидкості руху поршня шляхом зміни технологічної схеми лінійної ділянки

При діагностуванні газопроводів з пересіченим профілем траси важко витримати режим подачі газу в газопровід, при якому швидкість руху поршня-дефектоскопа була б сталою, чи, по крайній мірі, не виходила за межі допустимого інтервалу. При переході поршня з висхідної на несхідну ділянку траси сила гравітації викликає дію прискорення на рухомий поршень. Тому необхідно вжити заходів для гальмування руху поршня. До таких заходів можна віднести зміну технологічної схеми траси, яка призведе до зменшення витрати газу в магістралі і, як наслідок, до гальмування руху поршня-дефектоскопа. Якщо магістраль на необхідній ділянці має лупінг, то його під'єднання до магістралі в момент, коли поршень перейде на несхідну ділянку, дозволить частину газу перепустити по лупінгу, що зменшить лінійні швидкості руху в магістралі і призведе до гальмування руху поршня.

Для успішного використання запропонованого методу на практиці необхідно оцінити кількісно і якісно зміну швидкості руху поршня-дефектоскопа при зміні технологічної схеми траси і встановити вплив на динаміку руху основних параметрів газопроводу і лупінгу, а також параметрів руху поршня.

З цією метою створено математичну модель процесу, при побудові якої використано наступні припущення:

- рух газу в магістралі в момент зміни технологічної схеми траси квазістаціонарний та ізотермічний;
- перепад тисків на рухомій границі постійний;

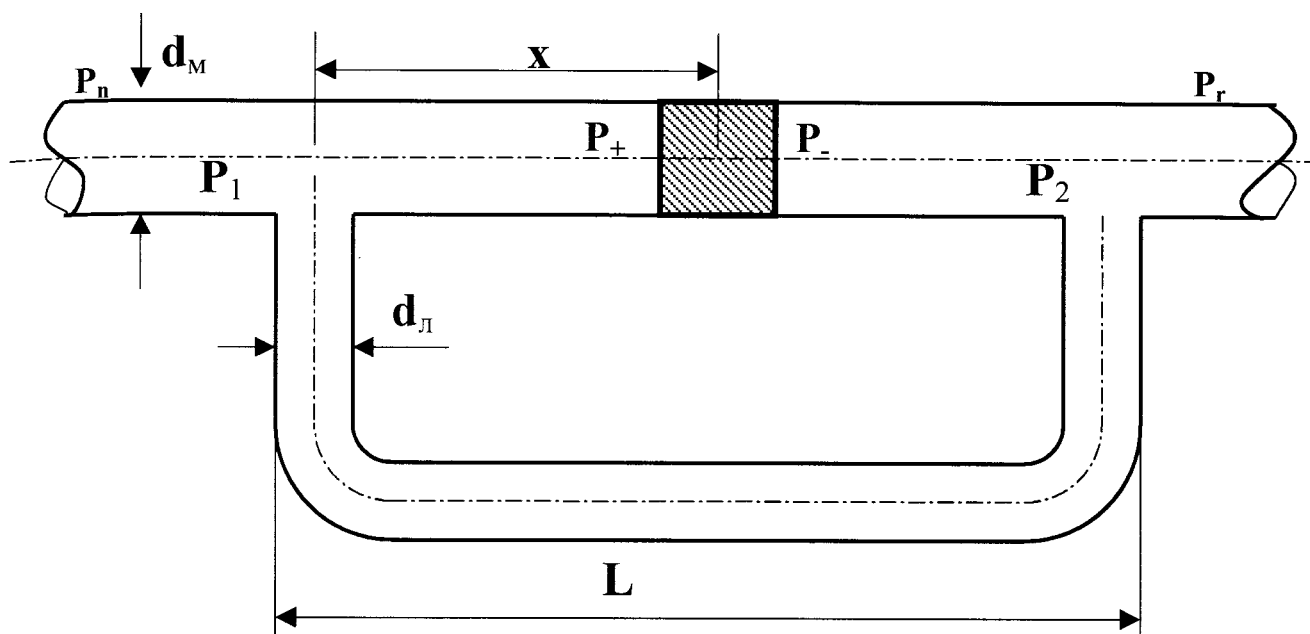


Рис.3.2 Розрахункова схема

- зміною сили тертя ущільнень поршня до стінок труб в залежності від швидкості поршня та пройденого шляху знехтувано;

- тиски на початку і в кінці газопроводу не змінюються при зміні технологічної схеми траси.

Нехай при русі поршня-дефектоскопа по магістралі тиски на початку і в кінці траси склали відповідно P_H і P_n , а тиски в точках під'єднання лупінга - P_{10} і P_{20} . Перепад тисків на рухомій границі визначався різницею тисків $\Delta P = P_+ - P_-$

Масова витрата газу по магістралі Q_{M0} в умовах квазістаціонарного і ізотермічного руху газу до під'єднання лупінгу визначається тисками на початку та в кінці і може бути знайдена з основного рівняння газопроводів[17]

$$Q_{M0} = F_M \sqrt{\frac{(P_n^2 - P_k^2) d_m}{\lambda_M Z R T L_0}}. \quad (3.17)$$

В момент під'єднання лупінгу тиски в точках під'єднання зміняться відповідно від P_{10} до P_1 і від P_{20} до P_2 , а масова витрата газу по магістралі - від Q_{M0} до Q_M . Очевидно, що зменшення швидкості руху поршня може бути оцінена зменшенням масової витрати газу, тобто співвідношенням Q_{M0} / Q_M .

Якщо масова витрата газу по магістралі до і після лупінгу складає $Q_{M\Sigma}$, то для тисків матимемо

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{1}{\frac{L_0}{L} \left(4 \frac{L_0}{L} - 6 \right) + 3} \left\{ P_n^2 - P_r^2 - (P_+^2 - P_-^2) + \right. \quad (3.18)$$

$$\left. + \sqrt{\left[P_n^2 - P_r^2 - (P_+^2 - P_-^2) \right]^2 - \left[\frac{L_0}{L} \left(4 \frac{L_0}{L} - 6 \right) + 3 \right] \left[P_n^2 - P_r^2 - \left(\frac{L_0}{L} - 1 \right) (P_+^2 - P_-^2) \right]} \right\}$$

Різниця квадратів тисків на рухомій границі

$$P_+^2 - P_-^2 = (2P_- + \Delta P) \Delta P$$

де ΔP - перепад тисків на рухомій границі, який визначається величиною сили тертя S

$$\Delta P = \frac{4S}{\pi d_M^2} \quad (3.19)$$

Масова витрата газу

$$Q_M = W_- F_M \rho_-$$

де W_- , ρ_- - лінійна швидкість та густина газу безпосередньо перед рухомим поршнем.

Очевидно, що лінійна швидкість газу у вказаному перерізі дорівнює швидкості руху поршня U . Тоді, виражаючи густину через тиск з рівняння стану одержимо

$$P_+^2 - P_-^2 = \left(2 \frac{zRT}{UF_M} Q_M + \Delta P \right) \Delta P$$

Тепер для співвідношення масових витрат газу в магістралі до і після під'єднання лупінга одержимо

$$\frac{Q_{Mx}}{Q_{M0}} = \sqrt{\frac{L_0/L}{\varphi_L} \left\{ 1 + \frac{\chi_P}{P_n^2 - P_r^2} + \sqrt{\left[1 + \frac{\chi_P \Delta P}{P_n^2 - P_r^2} \right] - \varphi_L \left[1 - \left(\frac{L_0}{L} - 1 \right) \frac{\chi_P \Delta P}{P_n^2 - P_r^2} \right]^2} \right\}}$$

де

$$\varphi_L = \frac{L_0}{L} \left(4 \frac{L_0}{L} - 6 \right) + 3 \quad \chi_P = 2 \frac{zRT}{UF_M} Q_M + \Delta P$$

Одержане рівняння містить невідому масову витрату Q_M в правій і лівій частинах і в аналітичному вигляді розв'язане бути не може. Але воно легко може бути реалізоване методом ітерацій.

На основі викладеної методики розроблено алгоритм і складено програму розрахунку ступеня зменшення швидкості руху поршня-дефекто-скопа в залежності від роду технологічних параметрів та технічних характеристик поршня і газопроводу. За

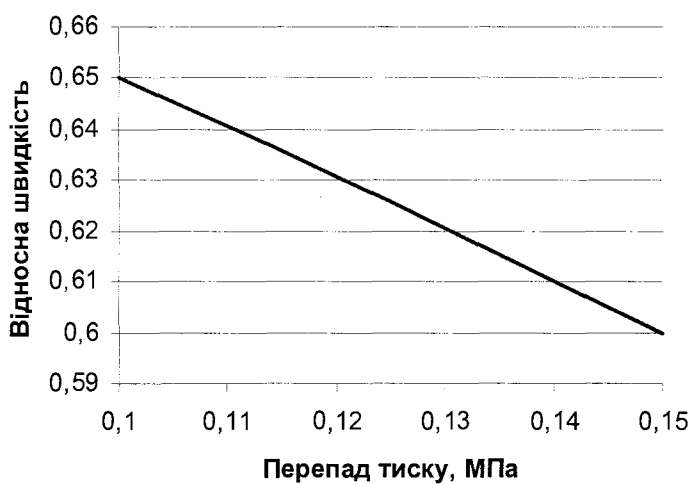
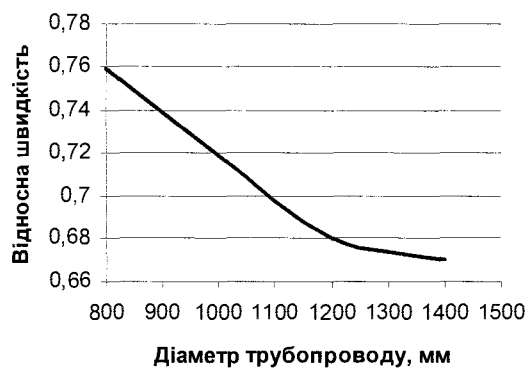
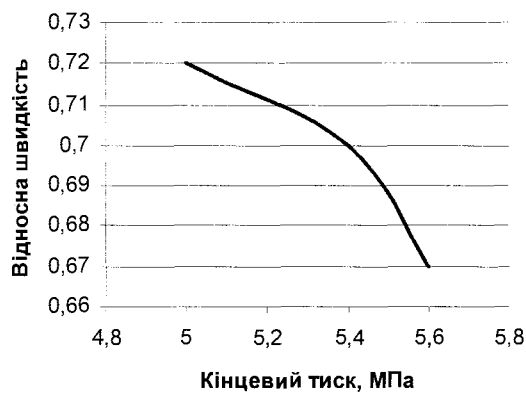
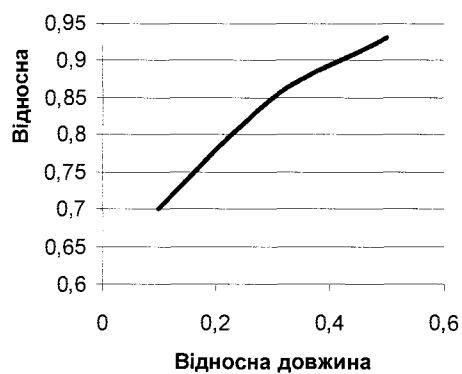
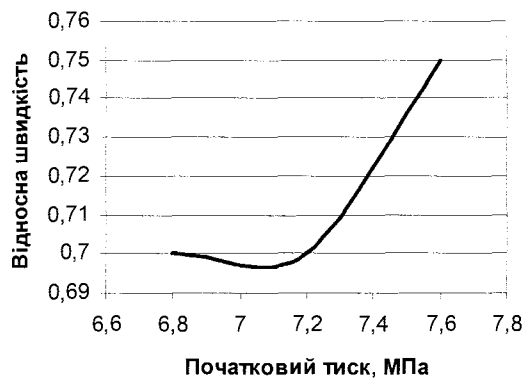


Рис 3.4 Вплив факторів на зміну швидкості поршня

створеною програмою проведено ряд розрахунків, результати яких дозволяють зробити практично важливі висновки.

Найбільш сильний вплив на ступінь зниження швидкості руху поршня має довжина лупінга. Причому збільшення довжини лупінга призводить до зростання величини відношення U/U_0 .

Іншими словами, з збільшенням довжини лупінга ступінь гальмування руху поршня зменшується. Цей, на перший погляд, парадоксальний висновок з фізичної точки зору пояснюється тим, що при малих довжинах лупінга в момент його під'єднання різко змінюються величини тисків в точках під'єднання.

Збільшення діаметру лупінга призводить до зменшення відношення швидкостей U/U_0 , тобто умови гальмування руху покращуються. Цей висновок очевидний, однак при зміні діаметру з 1000 мм до 1400 мм відношення швидкостей U/U_0 зменшується на 1.28 %, в той час, коли збільшення відносної довжини лупінга з 0.1538 до 0.4615 (тобто на 100 %) призводить до зростання вказаного співвідношення швидкостей на 27.8%.

З параметрів режиму роботи газопроводу в період руху поршня оцінювався вплив початкового і кінцевого тисків на ступінь зменшення швидкості поршня. Встановлено, що зменшення початкового і збільшення кінцевого тисків призводить до зменшення співвідношення швидкостей U/U_0 , тобто до покращення умов гальмування. Так, при зменшенні початкового тиску з 7.6 до 6.8 МПа відношення швидкостей зменшується на 2 %, а при зростанні кінцевого тиску з 5.0 до 5.8 МПа вказане відношення зменшується на 1.38 %, отже зменшення

початкового тиску більш ефективно, ніж збільшення кінцевого тиску.

Динаміка руху поршня оцінювалась перепадом тисків ΔP на рухомій границі. При збільшенні перепаду тисків ступінь зменшення швидкості знижується, тобто умови гальмування покращуються, що відповідає фізичним уявленням про картину процесу. Збільшення перепаду тисків з 0.05 МПа до 0.15 МПа (тобто в 3 рази) призводить до зменшення співвідношення швидкостей U/U_0 на 16.5%.

Запропонована методика дозволяє змоделювати регулювання руху поршнів-дефектоскопів на низхідних ділянках газопроводу з пересіченим профілем траси і підібрати таким чином параметри режиму, щоб досягнути заданого необхідного ступеня зменшення швидкості руху поршня в результаті регулювання

3.3 Аналіз руху поршнів по трасі газопроводу “Братерство”

Аналіз характеру руху очисного та інтелектуального поршнів по трасі газопроводу “Братерство” проводився з метою порівняння фактичних і прогнозних показників процесу, які подано в табл. 3.

Контроль за рухом поршнів по трасі проводився методом фіксації часу їх проходження контрольних реєстраційних постів (КРП), які були виставлені в шести точках траси. Крім того, фіксувався момент часу пуску поршня на КС “Долина” і момент його прийому на КС “Россош”.

Контрольні реєстраційні пункти були виставлені в характерних точках траси. До першого КРП (35 км) траса має незначний

висхідний нахил до горизонту (3.4%) і може вважатися рівнинною.

Другий КРП розміщено близько вершини Торунського перевалу.

Траса має середній висхідний нахил до горизонту 7.8%. Наступна ділянка траси до третього КРП має низхідний ухил -9.6%.

Четверта ділянка (58.7 км – 72.8 км) має незначний низхідний ухил (-1.5%) і може вважатися рівнинною. Від п'ятого КРП до шостого КРП траса підіймається на перевал Прислоп з середнім висхідним ухилом 18%.

В подальшому від КРП 6 до КРП 7 (87.5 км) траса має крутий спуск (ухил -12.4%). Остання ділянка від КРП 7 до КС "Россош" має незначний нисхідний ухил (-2.1%) і може вважатися рівнинною.

17.03.1996 р. о 8.20 з КС "Долина" запущено очисний поршень, який прийнято в камеру прийому поршня на КС "Россош" о 11 год. 35 хв. Розрахункова оптимальна швидкість поршня становила 8.1 м/с, фактична середня швидкість склала 7.88 м/с (відхилення 2.7% в меншу сторону). Регулювання швидкості руху поршня здійснювалось виключно за рахунок плавної зміни режиму роботи газоперекачувальних агрегатів на КС "Долина". Необхідно відзначити, що на ділянках, які можуть вважатися горизонтальними, швидкість руху поршня витримувалася близькою до розрахункової. При переході з висхідної ділянки на низхідну на Торунському перевалі середня швидкість поршня зросла з 7.27 м/с до 11.9 м/с, тобто в 1.64 рази. На перевалі Прислоп при переході через екстремальну точку траси швидкість поршня зросла з 5.9 м/с до 9.4 м/с, тобто в 1.59 рази. Значні зміни швидкості при переході поршня з висхідної на нисхідну ділянку вимагають додаткового регулювання режиму його руху. Очевидно, що для інтелектуального поршня, маса якого більше як в 10 разів перевищує масу очисного

поршня, зміна швидкості при переході з висхідної на низхідну ділянку буде ще суттєвішою. З іншого боку, для інтелектуального поршня встановлено жорсткі обмеження швидкості (в іншому випадку втрачається інформативність діагностування). Тому при русі інтелектуального поршня прийнято рішення регулювати швидкість його руху на низхідних ділянках шляхом підключення лупінгів. Це дасть можливість зменшити зростання швидкості руху поршня, викликане дією гравітаційної сили. Слід відзначити, що інші методи регулювання (наприклад, зміна режиму подачі газу на початку ділянки, що обстежується) в даному випадку непридатні через інерційність рухомого середовища. Важко визначити момент часу процесу, в який необхідно різко зменшити подачу газу в газопровід та початковий тиск, щоб зменшити ефект різкого зростання швидкості інтелектуального поршня при переході його з висхідної ділянки газопроводу на низхідну. Особливо це стосується випадків, коли діаметр газопроводу великий (значна маса газу в трубах обумовлює інерційність системи) і екстремальна точка траси значно віддалена від початку

9.09.1996 року о 9.10 запущено інтелектуальний поршень з камери пуску КС “Долина” і прийнято о 18.42 в камеру прийому поршня КС “Россош”. Розрахункова швидкість поршня була прийнята 3 м/с, фактична швидкість склала 2.72 м/с. Розходження між прогнозними і фактичними параметрами складає 9.3%.

Рух поршня в часі контролювався по проходженню КРП, які розміщувались на трасі в тих же точках що і при русі очисного поршня. Контроль проходження поршнем КРП здійснювався акустичним методом, тому точність реєстрації часу лежить в межах 10 с.

Таблиця 3.1 – Дані про рух поршнів по трасі газопроводу
“Братерство”

Дільниця	1	2	3	4	5	6	7
Лінійна відмітка початку, км	0	35	50.2	58.7	72.8	79.1	87.5
Лінійна відмітка кінця, км	35	50.2	58.7	72.8	79.1	87.5	95.0
Середній геометричний нахил до горизонту, %	3.4	7.8	-9.6	-1.5	18	-12.4	-2.1
Очисний поршень							
Прогнозний час про-ходження початку, с	0	4320	6197	7246	8987	9765	10802
Прогнозний час про-ходження кінця, с	4320	6197	7246	8987	9765	10802	11728
Фактичний час про-ходження початку, с	0	4490	6580	7190	8920	9990	10880
Фактичний час про-ходження кінця, с	4490	6580	7190	8920	9990	10880	12060
Середня розрахункова швидкість, м/с	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1
Середня фактична швидкість, м/с	7.79	7.27	11.9	8.65	5.9	9.4	6.4
Інтелектуальний поршень							
Прогнозний час про-ходження початку, с	0	11666	16733	19566	24266	26366	29166
Прогнозний час про-ходження кінця, с	11666	16733	19566	24266	26366	29166	31666
Фактичний час про-ходження	0	13620	20340	22670	27400	30066	32430

Продовження таблиці 3.1

початку, с							
Фактичний час про-ходження кінця, с	13620	20340	22670	27400	30066	32430	34930
Середня розрахункова швидкість, м/с	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Середня фактична швидкість, м/с	2.57	2.26	3.65	2.98	2.37	3.54	3.0

Рух поршня в часі контролювався по проходженню КРП, які розміщувались на трасі в тих же точках що і при русі очисного поршня. Контроль проходження поршнем КРП здійснювався акустичним методом, тому точність реєстрації часу лежить в межах 10 с.

З метою зменшення швидкості поршня на крутих низхідних ділянках траси запропоновано почергово підключати лупінги, причому підключення кожного лупінгу максимально ефективно в момент часу, коли поршень знаходиться в екстремальній точці траси перевалу. Теоретичні розрахунки показали, що при підключенні лупінгу на Торунському перевалі діаметром 1220 мм швидкість руху поршня в порівнянні з прогнозою знизиться до 0.72 і не перевищить 3.5 м/с. Фактичні дані показують, що середня швидкість поршня даній низхідній ділянці склала 3.65 м/с.

Для зменшення швидкості поршня на низхідній ділянці перевалу Прислоп запропоновано підключити лупінг діаметром 1420 мм. Теоретичні розрахунки показують, що в даному випадку зменшення швидкості поршня в порівнянні з розрахунковою складе 0.7 і вона становитиме 3.35 м/с. Фактична середня швидкість поршня на даній низхідній ділянці склала 3.54 м/с.

Таким чином, фактичні дані підтверджують прогноз зменшення швидкості поршня на низхідних ділянках траси шляхом підключення лупінгів.

4 РОЗРОБКА МЕТОДІВ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ГАЗОПРОВОДІВ В ПРОЦЕСІ РУХУ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ПОРШНІВ

Результати аналітичних досліджень та апріорна інформація, джерелом якої є результати проведених дефектоскопіювань за допомогою інтелектуальних поршнів, а також результати профілактичних очисток газопроводів з пересіченим профілем траси з застосуванням механічних засобів очистки показують, що для забезпечення рівномірного руху твердого тіла по газопроводу під тиском газу необхідно проводити регулювання параметрів подачі газу в газопровід. В інакшому випадку широкий діапазон зміни швидкості руху поршня може призвести до спотворення інформації про реальний стан трубопроводу.

Газодинамічні процеси в газопроводі призводять до зростання лінійних швидкостей газу по довжині при стаціонарному русі, що неодмінно викличе зростання швидкості руху твердого тіла під тиском газового середовища. Тому альтернативи забезпечення рівномірності руху поршня шляхом регулювання подачі газу в газопровід немає.

Серед методів регулювання найбільш економічними і технологічно оправданими є методи зміни швидкості обертання ротора нагнітача, однак стосовно до процесів дефектоскопіювання за допомогою інтелектуальних поршнів вони можуть бути недостатньо ефективними. Тому поряд з цими методами слід використовувати методи дроселювання потоку газу на виході з нагнітача та байпасування.

Методам регулювання режимів роботи газопроводів присвячено цілий ряд наукових досліджень, серед яких в першу чергу слід від-

значити праці Немудрова Г.Н.[77], Бобровського С.А. [10], Галіулліна З.Т.[19,20], Поршакова Б.П.[78]. Вказані праці містять рекомендації з вибору методу регулювання, технологічні розрахунки параметрів газового потоку та часу нестационарних перехідних процесів. Однак дослідження проводились без врахування профіля траси газопроводу і не були затиснені в жорсткі рамки як у випадку діагностування стану трубопроводу інтелектуальними поршнями. Тому важливим завданням практичної реалізації діагностування стану газопроводів за допомогою поршнів-дефектоскопів є розробка методики розрахунку регулювання режиму роботи газопроводу в період руху поршня.

4.1 Математичні моделі руху поршнів по газопроводу під тиском газу

Рух твердого тіла по трубопроводу під дією тиску газу визначається характером термогазодинамічного процесу в газопроводі, який в загальному випадку буде нестационарним. З іншого боку швидкість і прискорення твердого тіла при його русі по газопроводу визначають характер розподілу тисків та температур по довжині та в часі. Тому ці взаємопов'язані процеси слід розглядати в рамках однієї математичної моделі.

Метою реалізації поставленої задачі є визначення умов подачі газу в газопровід (визначення зміни в часі тиску та витрати газу на початку газопроводу), при яких досягається рівномірний рух поршня по газопроводу з заданою швидкістю.

Нестационарний характер руху газу в газопроводі та складні динамічні і кінематичні умови на рухомій границі створюють труднощі

в побудові та реалізації математичних моделей. Побудована модель процесів руху поршня і газу в газопроводі повинна бути простою з точки зору її створення і реалізації і одночасно адекватно відображувати модельований технологічний процес.

Для моделювання нестационарного процесу руху газу в газопроводі використовується математична модель, створена на основі газодинамічних рівнянь руху та нерозривності, яка має вигляд

$$\begin{aligned} -\frac{\partial P}{\partial x} &= \lambda \frac{\rho W^2}{2d} \\ -\frac{\partial P}{\partial t} &= C^2 \frac{\partial(\rho W)}{\partial x}, \end{aligned} \quad (4.1)$$

P - тиск газу як функція лінійної координати x та часу t ;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору;

ρ - густина газу;

W - лінійна швидкість газу;

d - внутрішній діаметр газопроводу;

C - швидкість розповсюдження звуку в газі.

Для реалізації приведеної математичної моделі необхідно початкові та граничні умови. Граничні умови для даної системи рівнянь полягають в визначенні тиску як функції часу на початку і в кінці газопроводу. Для того, щоб задати таку функцію в аналітичному вигляді, необхідно моделювати нестационарний газодинамічний процес в газопроводі. Визначення зміни тиску в часі на початку газопроводу є метою задачі, що реалізується. Тому даний метод нестационарного руху газу в газопроводі в даному випадку

не може бути застосований.

Більш простим методом є метод зміни стаціонарних станів, який дозволить визначити характер зміни тиску і витрати на початку газопроводу в процесі руху поршня. Однак, цей метод в порівнянні з попереднім дає суттєву похибку в розрахунках. Тому використання вказаного методу зміни стаціонарних станів можливе в випадку доведення адекватності моделі. З цією метою поставлена і реалізована задача руху поршня по трубопроводу при постійних тиску P_H на початку та P_K в кінці газопроводу. В такому випадку швидкість руху поршня по газопроводу не буде сталою. Але числове порівняння моделей, побудованих на основі методу нестационарного руху газу та методу зміни стаціонарних станів, дозволить оцінити адекватність моделі. Реалізація нестационарної моделі, здійснена методом кінцевих різниць за стандартним алгоритмом, вважалась точним розв'язком поставленої задачі. Числова модель процесу, побудована на основі методу зміни стаціонарних станів, порівнювалась з точним розв'язком. В результаті визначено максимальну похибку в визначенні тиску, яка характерна для початкового часу процесу руху поршня і складала 4.7%. Таким чином, можна стверджувати, що застосування методу зміни стаціонарних станів призводить до похибки, яка не перевищує 5% що доводить адекватність математичної моделі.

При побудові математичної моделі руху поршня в газопроводі методом зміни стаціонарних станів використане припущення про рівність лінійних швидкостей газу і твердого тіла на рухомій границі, закон руху якої задано рівнянням

$$l(t) = Ut, \quad (4.2)$$

де U - швидкість руху поршня.

Умова рівності швидкостей руху газу і твердого тіла на рухомій границі має вигляд

$$W(l,t) = U. \quad (4.3)$$

Масова витрата газу на рухомій границі з сторони газового простору, що рухається перед поршнем, зв'язана з лінійною швидкістю рівнянням нерозривності

$$m = \rho \cdot W \cdot F, \quad (4.4)$$

де F - площа поперечного перерізу трубопроводу.

Використавши рівняння газового стану в вигляді

$$\frac{P}{\rho} = zRT, \quad (4.5)$$

З іншого боку, масова витрата газу в газовому просторі, що рухається перед поршнем, може бути знайдена з основного рівняння газопроводів

$$m = W \cdot F \frac{P}{zRT}, \quad (4.6)$$

Прирівнюючи значення масової витрати, одержані на основі (4.6) та (4.7) матимемо

$$m = F \sqrt{\frac{(P_-^2 - P_k^2) d}{\lambda z R T (L - Ut)}} \quad (4.7)$$

де P_- - тиск перед рухомим поршнем;

L - загальна довжина газопроводу.

Прирівнюючи значення масової витрати, одержані на основі (4.6) та (4.7), матимемо

$$\frac{(P_-^2 - P_k^2) d}{\lambda z R T (L - Ut)} = W^2 \left(\frac{P}{z R T} \right)^2 \quad (4.8)$$

Звідки знайдемо тиск перед рухомим поршнем як функцію часу

$$P_- = P_k \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{\lambda \cdot (L - Ut) \cdot U^2}{dz R T}}} \quad (4.9)$$

Щоб знайти тиск на поршень з сторони запоршневого простору, необхідно визначити перепад тисків на рухомій границі. Цей перепад залежить від типу поршня і профілю траси. В загальному випадку він може бути представлений в вигляді суми

$$\Delta P = \Delta P_r + \Delta P_q + \Delta P_\Gamma \quad (4.10)$$

де ΔP_r - перепад тиску, обумовлений тертям манжет поршня до стінок труби;

$$\Delta P_r = \frac{S}{F}$$

ΔP_q - перепад тиску, обумовлений силами гравітації

-

$$\Delta P_q = (M + M_p)g \sin \alpha$$

M, M_p - маса поршня і рідинної пробки;

α - кут нахилу ділянки до горизонту;

ΔP_r - перепад тисків, викликаний гідравлічними втратами в області рідинної пробки;

$$\Delta P_r = \lambda \frac{2M_p}{\pi d^5} U^2$$

Таким чином, тиск газу на рухомий поршень з сторони запоршневого простору визначиться з залежності

$$P_+ = P_- + \Delta P$$

Слід відмітити, що для поршнів визначення геометричних характеристик газопроводу і поршнів-дефектоскопів, які не виштовхують рідинної пробки з газопроводу, в (4.10) слід знехтувати останнім членом, а в другому - прийняти $M_p = 0$.

Тепер масова витрата газу в перерізі, суміщеному з рухомою границею з сторони запоршневого простору, може бути знайдена за формулою

$$m = W \cdot F \frac{P_+}{zRT}, \quad (4.12)$$

Виразимо величину масової витрати газу в запоршневім просторі з основного рівняння газопроводів

$$m = F \sqrt{\frac{(P_H^2 - P_+^2) d}{\lambda z R T U t}} \quad (4.13)$$

де P_H - тиск на початку газопроводу.

Прирівнюючи праві частини (4.12) та (4.13) знайдемо вирази для зміни в часі тиску та масової витрати газу на початку газопроводу, при яких буде досягнуто постійність швидкості руху поршня

$$P_H = P_+ \sqrt{1 + \frac{\lambda U t}{d z R T}} \quad (4.14)$$

$$m = \frac{\pi d^2 U}{4 z R T} P_+$$

Одержані залежності для початкового тиску для лінійної ділянки та масової витрати газу як функції часу в період руху поршня по газопроводу покладено в основу розрахунку керування режимом роботи компресорної станції.

Для розробки режиму роботи компресорної станції в процесі руху поршнів по лінійній ділянці приймаються припущення про одноступінчатий стиск газу і сталість параметрів (тиску та температури) на вході в КС на протязі всього періоду руху поршня.

При паралельній роботі n однотипних відцентрових нагнітачів на КС її характеристика може бути апроксимована рівнянням

$$\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} = 1 + \frac{\omega^2}{z R T} \left[A - \frac{1}{\omega} \left(B_1 \varepsilon^{\frac{1}{m}} - B_2 \right) \frac{Q_B}{r} \right] \quad (4.15)$$

ε - ступінь стиску нагнітача;

m - показник політропи стиску.

Для політропічного процесу стиску газу в нагнітачі можна записати рівняння, з якого визначається показник політропи

$$\frac{T_H}{T_B} = \left(\frac{P_H}{P_B} \right)^{\frac{m-1}{m}} \quad (4.16)$$

Об'ємна витрата газу при стандартних умовах ($P_c = 1$ ата, $T_c = 293$ К)

$$Q = \frac{m}{1,206\Delta} \quad (4.17)$$

Якщо на вході початкової КС відомий сталий тиск P_B і ступінь стиску КС, то об'ємна витрата при умовах входу складе

$$Q_B = Q \frac{P_B T_c}{P_c T_B Z} \quad (4.18)$$

Ступінь стиску КС

$$\varepsilon = \frac{P_H}{P_B} \quad (4.19)$$

Знаючи витрату газу при умовах входу в КС і ступінь стиску, знайдемо швидкість обертання ротора нагнітачів

$$\omega = \frac{zRT}{2A} \left(B_1 \varepsilon^{\frac{1}{m}} - B_2 \right) \frac{Q_B}{r} + \sqrt{\left[\frac{zRT}{2A} \left(B_1 \varepsilon^{\frac{1}{m}} - B_2 \right) \frac{Q_B}{r} \right]^2 + \left(\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right)} \quad (4.20)$$

Побудовані математичні моделі дозволяють створити алгоритм розрахунку режиму руху поршня по газопроводу при умові сталості його швидкості.

4.2 Методика розрахунку режиму роботи газопроводу

Викладена методика розрахунку режиму подачі газу в газопровід в період проходження поршня реалізована в наступний алгоритм розрахунку:

1. Задаються в вигляді вихідних даних:

тиски на вході початкової КС P_v та кінцевої КС P_k ;

фізичні властивості газу;

середня температура газу T ;

тип поршня;

швидкість руху поршня U .

2. Окремим блоком задаються;

масив геодезичних відміток h_i та лінійних координат l_i ;

масив, що містить основні характеристики поршнів.

3. Розраховують моменти часу проходження поршнем кожної з відміток траси і загальний час процесу

$$t_i = \frac{l_i}{U}$$

$$\tau = \frac{L}{U}$$

4. Визначають кути нахилу кожної з ділянок траси до горизонту

$$\alpha_i = \arctg \frac{h_i - h_{i-1}}{l_i - l_{i-1}}$$

5. Розраховують перепад тисків на рухомій границі для кожного з дискретних моментів часу $\Delta t = \tau/n$

для очисних поршнів

$$\Delta P = \Delta P_\tau + \Delta P_q + \Delta P_r$$

де

$$\Delta P_\tau = \frac{S}{F}$$

$$\Delta P_q = (M + M_p)g \sin \alpha$$

$$\Delta P_r = \lambda \frac{2M_p}{\pi d^5} U^2$$

Коефіцієнт гідравлічного опору визначають в залежності від числа

Рейнольдса

$$Re = \frac{Ud}{\nu}$$

Перехідні числа Рейнольдса

$$Re_{кр} = 2320$$

$$Re_1 = 10 \frac{d}{k_e}$$

$$Re_2 = 500 \frac{d}{k_e}$$

Якщо $Re < Re_{кр}$, то

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

Якщо $Re_{кр} < Re < Re_1$, то

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$$

Якщо $Re_1 < Re < Re_2$, то

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{k_e}{d} \right)^{0,25}$$

де k_p - еквівалентна шорсткість труб.

Якщо $Re > Re_2$, то

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{k_e}{d} \right)^{0,25}$$

для спеціальних поршнів

$$\Delta P = \Delta P_\tau + \Delta P_q$$

6. Визначають тиск перед рухомих поршнем

$$P_- = P_k \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{\lambda \cdot (L - Ut) \cdot U^2}{dzRT}}}$$

7. Визначають тиск на поршень з сторони запоршневого простору

$$P_+ = P_- + \Delta P$$

8. Знаходять тиск та масову витрату на початку газопроводу

$$P_n = P_+ \sqrt{1 + \frac{\lambda Ut}{dzRT}}$$

$$m = \frac{\pi d^2 U}{4 dzRT} P_+$$

9. Переходять до витрати при умовах входу

$$Q = \frac{m}{1,206 \Delta}$$

$$Q_B = Q \frac{P_B T_c}{P_c T_{Bz}}$$

10. Ступінь стиску

$$\varepsilon = \frac{P_H}{P_B}$$

11. Визначають оберти ротора нагнітачів та кількість паралельно працюючих машин

$$n = \frac{30}{\pi} \left\{ \frac{zRT}{2A} \left(B_1 \varepsilon^{\frac{1}{m}} - B_2 \right) \frac{Q_B}{r} + \sqrt{\left[\frac{zRT}{2A} \left(B_1 \varepsilon^{\frac{1}{m}} - B_2 \right) \frac{Q_B}{r} \right]^2 + \left(\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right)} \right\}$$

11. На друк виводяться:

дискретний час;

тиск на виході початкової КС;

продуктивність початкової КС;

кількість паралельно працюючих машин;

оберти ротора нагнітача.

12. Програма закінчує роботу при досягненні рівності

$$t_i = \tau$$

Програма створена в вигляді вихідного модуля на алгоритмічній мові BASIC. Програма дозволяє вести розрахунки в діалоговому режимі з умовою коректування результатів за фактичним часом руху поршня.

Для розрахунків за приведеною методикою розроблено програмні модулі `svogaz.bas`, `oskor.bas`, `regim.bas` в операційній системі BASIC для обчислювальної техніки типу IBM.

Програмний модуль "Розрахунок фізичних властивостей природних газів" (`svogaz.bas`) призначений для розрахунку фізичних властивостей газу за заданим компонентним складом, який перекачується магістральним газопроводом при умовах, які відповідають процесу проведення очисних чи діагностичних робіт. Як вхідні дані використовується інформація про компонентний склад газу в об'ємних процентах. Вихідна інформація використовується для роботи наступних програмних модулів.

Програмний модуль "Розрахунок оптимальної швидкості руху очисних поршнів" (`oskor.bas`) дозволяє визначити оптимальну швидкість руху очисних пристроїв по газопроводу з пересіченим профілем траси з точки зору найвищого ступеня очистки газопроводу і побудови залежності ступеня очистки від швидкості руху поршня. Як вхідні дані використовується інформація про фізичні властивості газу, одержана при реалізації попереднього програмного модуля, характеристика профілю траси, та дані про коефіцієнт гідравлічної ефективності перед очисткою. Програма містить інформацію про очисні поршні фірми "Розен", та манжетні поршні типу ОПРМ, ДЗК, і очисні кулі, що дає змогу вибрати тип очисного пристрою та провести порівняння різних типів. Вихідна інформація містить значення оптимальної швидкості руху поршня та залежність ступеня очистки від швидкості руху поршня.

Програмний модуль "Розрахунок режиму руху поршнів по газопроводу" (regim.bas) дозволяє визначити швидкість руху поршнів по газопроводу з пересіченим профілем траси при заданих величинах тисків на границях лінійної ділянки, а також вибрати режим роботи компресорної станції для забезпечення заданої швидкості руху поршня і провести коректування режиму за фактичним часом руху поршня.

Як вхідні дані використовується інформація про фізичні властивості газу, одержана при реалізації попереднього програмного модуля, характеристика профілю траси, та тип поршня. Програма містить інформацію про очисні та діагностичні поршні фірми "Розен", та манжетні поршні типу ОПРМ, ДЗК, і очисні кулі, що дає змогу вибрати тип очисного пристрою та провести порівняння різних типів.

Вихідна інформація являє собою залежності в часі тиску та витрати газу на початку лінійної ділянки та режиму роботи ГПА на КС для забезпечення заданої швидкості руху поршня. Модуль дозволяє проводити коректування режиму роботи КС за фактичним часом руху поршня.

Всі програмні модулі працюють в діалоговому режимі.

4.3 Аналіз результатів діагностування газопроводу “Братерство”

У відповідності до рекомендацій фірми “Розен” середня швидкість інтелектуального поршня на трасі газопроводу “Братерство” була вибрана 3 м/с. Технічні можливості компресорних станцій, траса газопроводу, технічні характеристики поршня, рекомендована швидкість його руху були покладені в основу розрахунку режиму роботи системи в період діагностування. Кінцевий тиск (вхід на КС “Россош”) був прийнятий з умови нормального функціонування системи 4.5 МПа. Середня температура газу в газопроводі взята за даними замірів для календарного періоду року рівною 299 К. Відносна густина газу прийнята за даними фізхімлабораторії КС “Долина” рівною 0.602. Викладені дані прийняті в основу розрахунку режиму роботи газопроводу в період діагностування.

На основі розробленої методики, алгоритмічного і програмного забезпечення розраховано режим роботи КС “Долина” в процесі руху інтелектуального поршня по газопроводу “Братерство”. Результати розрахунків подано в табл. (Додаток 3).

Результати обстежень газопроводу показали, що 22.5% лінійної ділянки газопроводу “Братерство” знаходяться в аварійному стані. В тому числі 15.7% траси вимагає капітального ремонту.

Однак, метою даних досліджень є вплив профілю траси на інформативність і достовірність діагностування.

Тому загальний висновок про стан газопроводу слід розглядати по ділянках траси.

На початкових ділянках траси виявлено ряд ушкоджень газопроводу, які чітко зафіксовані інтелектуальним поршнем, де швидкість його не перевищувала 3 м/с. На ділянках траси, де швидкість перевищувала вказану величину, інформативність і якість інформації залишає бажати кращого. На основі результатів досліджень встановлено, що найбільш раціональна швидкість поршня з точки зору одержання достовірної інформації не повинна перевищувати 2.5 м\с.

При швидкостях поршня-дефектоскопа 3 –4 м/с якість фіксування інформації суттєво погіршується, однак інтерпретація записаної інформації ще можлива, хоча ідентифікувати поля дефектів, що також має важливе значення.

При швидкостях інтелектуального поршня понад 4 м/с втрачається практично вся інформація. На трасі газопроводу “Братерство” трапляються окремі ділянки з низхідним ухилом понад 50%, на яких розрахункова швидкість поршня (при відомій середній швидкості на ділянці) значно перевищує 4 м/с. Як свідчить інтерпретація результатів, вся інформація про стан труб на таких ділянках втрачена.

На низхідних ділянках траси газопроводу “Братерство” (перевали Торунський і Прислоп) в результаті діагностування виявлено в загальному 5 ділянок з корозійними пошкодженнями. Характеристику пошкоджень подано в табл. 4.2

Таблиця 4.2 – Характеристика пошкоджень труб

Координата, км	Довжина зони пошкодження, м	Середнє зменшення товщини стінки, %	Метод ліквідації
50.212	22.7	39	Терміновий ремонт
50.774	41.5	26	Ремонт
79.211	13.2	44	Терміновий ремонт
79.615	19.9	18	Ремонт
79.810	16.6	21	Ремонт

Загальна довжина низхідної ділянки Торунського перевалу складає 16.4 км, а перевалу Прислоп – 8.1 км. За відсутності регулювання розрахункова швидкість поршня-дефектоскопа на даних ділянках значно перевищила б допустиму. Цей висновок базується на основі режиму руху очисного поршня. Тому вказані дефекти при відсутності регулювання швидкості руху поршня-дефектоскопа були б не виявлені.

Вартість діагностування 1 км траси газопроводу “Братерство” за даними фірми “Розен” складає 3027 у.о. або 4540 грн. (курс 1996 року). Таким чином, економічний ефект від запропонованих методів регулювання режиму руху поршня-дефектоскопа в умовах траси газопроводу “Братерство” складає

$$(16.4 + 8.1) * 4540 = 111230 \text{ грн.}$$

Отже, значний економічний ефект від впровадження методів регулювання режиму внутрішньотрубного діагностування газопроводу дозволяє рекомендувати вказані методи для практичного використання в умовах пересіченого профілю траси трубопроводу.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ

Газотранспортний комплекс України представляє собою систему, що містить біля 35 тис. км газопроводів, 167 компресорних станцій загальною потужністю понад 8.5 млн. кВт, та понад 1300 газорозподільчих станцій. Найбільші газопроводи складають систему, до якої входять газові магістралі "Союз", "Уренгой-Помари-Ужгород" та "Прогрес" умовним діаметром 1400 мм, що перетинають Україну від східного до західного кордонів і можуть забезпечити транзитну перекачку газу в об'ємі понад 100 млрд. куб. м за рік.

За загальною протяжністю газопроводів Україна займає друге місце на континенті, а за їх щільністю (тобто довжиною по відношенню до одиниці площі території) впевнено посідає перше місце.

Одним з найважливіших понять, що характеризує систему з точки зору забезпечення споживачів газом, є надійність. Загальновідомо, що показники надійності залежать від терміну служби об'єкту. Серед газотранспортних магістралей України понад 17% експлуатуються вже більше 30 років, а близько 14% - більше 20 років. Отже, 31% газопроводів від загальної їх протяжності вимагають невідкладних заходів не тільки для підвищення експлуатаційної надійності, але й забезпечення живучості.

Підвищення надійності газопроводів базується на впровадженні прогресивних методів обслуговування і ремонту, першим етапом яких є діагностування стану лінійних ділянок. Найбільш інформативним методом діагностування технічного стану магістральних трубопроводів є використання інтелектуальних поршнів. При русі по газопроводу під тиском газу інтелектуальний поршень створює магнітне поле, яке перетинає оболонку труб, в результаті чого фіксується на магнітний накоплювач інформація про стан стінки трубопроводу. Однак, при цьому в трубопроводі, як електричному провіднику, виникає е.р.с. індукції, пропорційна швидкості зміни магнітного потоку, що призводить до виникнення власного магнітного поля, напрям якого протилежний первинному. В результаті в одержану інформацію вноситься збурення. При невеликих швидкостях поршня ці збурення незначні. Тому за даними фірми РОЗЕН швидкість інтелектуального поршня не повинна перевищувати 3 м/с. Для газопроводів з пересіченим профілем траси забезпечити таку умову без регулювання руху поршня практично неможливо. Тому одержана інформація буде спотвореною. Слід відзначити, що даний метод діагностування надзвичайно дорогий. Вартість діагностування 1 км трубопроводу складає понад 3000 у.о., що перевищує вартість інших методів більш ніж в 20 разів. Тому застосування вказаного методу діагностування вимагає розробки методів регулювання руху поршня і відповідної методики розрахунку.

В даній роботі поставлено за мету розробити методику розрахунку режиму роботи газопроводу, який забезпечить необхідні умови діагностування трубопроводу з пересіченим профілем траси, тобто на всіх ділянках траси обмежить зверху швидкість руху

інтелектуального поршня наперед заданою величиною.

Для досягнення вказаної мети необхідна реалізація таких важливих задач, як дослідження руху поршнів під тиском газу в газопроводах з пересіченим профілем траси, дослідження газодинамічних процесів в газопроводах в період руху поршня, розробка методів регулювання режиму руху інтелектуального поршня.

На даний час метод діагностування стану газопроводу за допомогою інтелектуальних поршнів є новим, і тому наукові публікації по режимах руху поршнів в газопроводах з пересіченим профілем траси в літературі відсутні. Однак в цьому напрямку є наукові публікації з питань руху очисних поршнів в період очистки газопроводів. До них слід віднести праці Бобровського С.А., Галіулліна З.Т., Грудза В.Я., Капцова І.І., Лур'є М.В., Майгурова Є.М, Шварца М.Е., Яковлева Є.І. та ін. Інтерес викликають також праці Гольдзберга В.Л., Мухтарова К.А., присвячені контейнерному пневмотранспорту вантажів по трубопроводу. Проте в роботах з питань очистки газопроводів основна увага приділена складному процесу витиснення рідкої фази з трубопроводу поршнем, а питанням забезпечення квазірівномірного їх руху в умовах пересіченого профілю траси увага не приділялась. При вивченні контейнерного пневмотранспорту суттєво відрізняються умови руху контейнера, і знову не ставиться задача рівномірності руху.

Для вирішення поставлених задач проводилися аналітичні дослідження характеру руху твердого тіла по газопроводу з пересіченим профілем траси, метою яких була оцінка зміни швидкості руху на різних ділянках траси.

Відомо, що в рівнинних магістральних газопроводах лінійна швидкість газу від початку до кінця ділянки зростає приблизно від 5 м/с до 15 м/с. Якщо вважати, що лінійна швидкість газу і швидкість твердого тіла в кожній точці газопроводу співпадають, то навіть в рівнинних газопроводах витримати вимогу до обмеження швидкості інтелектуального поршня важко. В газопроводах з пересіченим профілем траси на тверде тіло, що рухається по трубах, діє сила гравітації, яка на висхідних ділянках траси сповільнює рух, а на низхідних прискорює. Тому при переході поршня через перевал для стабілізації його швидкості необхідно різко зменшити силу тиску газу на поршень, що внаслідок інерційності системи здійснити важко. З метою визначення діапазону зміни швидкості поршня при переході через перевал проводились аналітичні дослідження на гіпотетичному газопроводі, що являє собою послідовне з'єднання висхідної та низхідної ділянок. З цією метою була створена математична модель руху поршня для різних умов подачі газу в газопровід. Розглядалися два випадки. В першому газ подавався в газопровід при сталому тиску на початку. В другому газ подавався в газопровід з ресівера сталого об'єму. Результати реалізації моделей одержано числовими методами за допомогою ПЕОМ. Їх аналіз показує, що в першому випадку при перепаді геодезичних відміток 50 м відношення швидкостей поршня на низхідній і висхідній ділянках складає 1.38, а при перепаді геодезичних відміток 500 м це співвідношення зростає в 10 разів. В другому випадку при зміні перепаду геодезичних відміток від 25 м до 500 м вказане співвідношення зростає в 4.58 раза. На основі проведених досліджень зроблено висновок, що для забезпечення умови обмеження швидкості руху інтелектуального поршня в газопроводах

з пересіченим профілем траси необхідно виконувати регулювання режиму, якщо перепад геодезичних відміток перевищує 50 м.

Рух поршня по газопроводу викликає нестационарний газодинамічний процес, характер якого в свою чергу має вплив на рух поршня. Тому були проведені аналітичні дослідження нестационарних процесів в газопроводі в період руху поршня. Дільниця газопроводу на кожен момент часу розбивалась на дві частини: простір перед рухомим поршнем і запоршневий простір. Для кожної з областей будувалась математична модель руху газу. Розглядалися два типи моделей: 1) спрощена ізотермічна лінеаризована і 2) повна неізотермічна, причому перша модель не враховувала профілю траси. Для реалізації задачі було запропоновано метод та алгоритм виконання процедури розрахунку. Для початкового моменту часу визначають лінійну швидкість газу в початковому перерізі, рівну швидкості поршня. Задаються дискретним проміжком часу і знаходять віддаль, на яку за цей час переміститься поршень. Таким чином одержують дві області, для яких реалізується математична модель. В результаті знаходять лінійну швидкість газу в перерізі, де знаходиться поршень, і роблять наступний крок. В результаті побудовано закон руху поршня, а також розподіл тиску і масової витрати газу по довжині газопроводу і в часі. Аналіз результатів розрахунків показує, що при сталому тиску на початку газопроводу швидкість руху поршня постійно зростає, і відношення кінцевої швидкості до початкової складає 2.61, що виключає можливість проведення дефектоскопічних робіт без регулювання режиму. Співставлення результатів, одержаних на різних моделях, дозволило оцінити вплив неізотермічності та профілю траси на характер нестационарного процесу. Встановлено, що неврахування

неізотермічності потоку призведе до похибки по тиску 3.6% і по витраті 4.9%, що допустимо. При неврахуванні профілю траси ці похибки складуть відповідно 2.4% і 3.6%. Отже, при розрахунках параметрів нестационарного режиму газопроводу в період руху поршня нестационарність і профіль траси можна не враховувати. Співставлення розрахункових параметрів з фактичними, вимірними в процесі діагностування газопроводу **Братерство** підтверджують цей висновок. Крім того, розрахунки показали що значення критерію нестационарності лежать в межах $(0.208 - 0.429)10^{-6}$, що дозволяє рекомендувати для моделювання нестационарних процесів моделі стаціонарного руху газу в трубах.

Базуючись на результатах досліджень, була розроблена методика розрахунку режиму роботи газопроводу в період руху інтелектуального поршня. В основу методики покладено математичні моделі стаціонарної течії газу в трубах. Весь період діагностування розбивався на дискретні проміжки часу, в кінці котрих рух газу в газопроводі вважався стаціонарним. При заданій швидкості руху поршня і профілю траси методика дозволяє розрахувати зміну в часі тиску та витрати газу на початку газопроводу за умови, що швидкість поршня буде сталою. Результати розрахунків дозволяють вибрати методи керування режимом роботи газопроводу.

Найбільш ефективним методом керування є регулювання режиму роботи початкової компресорної станції. При сталому тиску на її вході легко визначити кількість працюючих газоперекачувальних агрегатів та оберти їх роторів на кожен момент часу.

Однак, на крутих низхідних ділянках траси різко зменшити швидкість поршня при переході через перевал шляхом регулювання

подачі газу в газопровід практично неможливо. Тому запропоновано метод підключення лупінга в цей момент. При підключенні лупінга різко зростає площа перерізу трубопроводу і відповідно зменшуються лінійні швидкості газу, що призводить до гальмування руху поршня. Для практичної реалізації методу створено математичну модель, яка дозволяє розрахувати ступінь зменшення швидкості поршня в залежності від параметрів газопроводу, лупінга і режиму.

Розроблені методики і рекомендації впроваджено в практику при проведенні дефектоскопіювання газопроводу БРАТЕРСТВО, технологічна схема якого дозволяє використовувати обидва методи регулювання.

У відповідності до умов проведено розрахунки за розробленими методиками, результати котрих дозволили прогнозувати режим роботи КС "Долина" в період діагностування. З метою апробації методик було прогнозовано також режим руху очисного поршня перед діагностуванням. Співставлення результатів розрахунків з фактичними даними свідчить про адекватність розроблених методик.

Підсумовуючи сказане, можна зробити наступні підсумкові висновки:

1. На основі аналітичних досліджень динаміки руху поршнів по газопроводу під тиском газу встановлено, що характер профілю траси газопроводу необхідно враховувати в випадках, коли перепад геодезичних відміток траси перевищує 50 м. В таких випадках при проходженні поршнем екстремальних точок траси співвідношення його швидкостей на ділянках з різним нахилом до горизонту може змінюватись до 10 разів при зміні геодезичних відміток від 100 до 500 м.

2. Створена математична модель термогазодинамічних процесів в газопроводі при русі інтелектуальних поршнів дозволила оцінити вплив профілю траси і неізотермічності руху газу на зміну параметрів нестационарного процесу. В результаті внесено спрощення в побудовану модель процесу, що дозволяє проводити прогностичні розрахунки режиму роботи газопроводу під-час діагностування. Адекватність вибраної моделі підтверджено результатами промислових досліджень при проведенні дефектоскопічних робіт на газопроводах АТ Укргазпром.

3. Створено математичну модель компресорної станції, яка в комплексі з моделлю газодинамічного процесу в газопроводі дозволила розробити математичну, алгоритмічну і програмну базу системи регулювання режиму роботи газопроводу в період руху по ньому інтелектуальних поршнів.

4. Для діагностування складних газотранспортних систем запропоновано метод регулювання швидкості руху інтелектуальних поршнів по газопроводу з пересіченим

профілем траси, який полягає в зміні технологічної схеми лінійної дільниці. Одержано числові та аналітичні залежності, які допомагають проводити процес регулювання.

5. Розроблено галузеву методику прогнозування процесу діагностування газопроводів за допомогою інтелектуальних поршнів в складних трасових умовах, яка була апробована при проведенні дефектоскопії газопроводів БРАТЕРСТВО і СОЮЗ і дозволила одержати економічний ефект від впровадження в розмірі 111 тисяч грн.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Александров А.В., Яковлев Е.И. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта.-М.:Недра.,1972.-93 с.
2. Альтшуль А.А. Гидравлические сопротивления.-М.:Недра,1970.
3. Амбразевичус А.Б., Куаускас А.А., Валаткевичус П.С. Исследование влияния температурного фактора на теплообмен при турбулентном течении газа в трубе. В кн. "Тепло- и массоперенос", изд-во АН СССР, т.1,ч.1.с.121-127
4. Абрамович Н. Прикладная газовая динамика.-М.:Наука,1969.-544 с.
5. Араманович И., Левин В.И. Уравнения математической физики.-М.:Наука,1964.-286 с
6. Асатурян А.М., Галиуллин З.Т., Черников В.И. О неустановившихся движениях газа в трубопроводах.//Изв. вузов. Нефть и газ. Баку.,1961,Т10.с.73-79
7. Бахвалов И.С. Численные методы.-М.:Наука,1973.-631 с
8. Белаконь Н.И. Термодинамика.-М.-Л.:Госэнергоиздат,1954.-416 с
9. Биргер И.А. Техническая диагностика.-М.:Машиностроение,1978-139с
10. Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Гусейнзаде М.А. Движение газа в газопроводе с путевым отбором.-М.: Наука,1972.-193 с
11. Бусленко Н.П. Автоматизация имитационного моделирования сложных систем.-М.:Наука,1977.-536 с
12. Бусленко Н.П. Моделирование сложных систем.-М.:Наука,1978.-399с
13. Вазов В., Форсайд Д. Разностные методы решения дифференциальных уравнений в частных производных.-М.:Иностранная литература,1963.-487 с
14. Варгафтик Н.П. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей.-М.:Наука,1972.-720 с
15. Варгафтик Н.П. и др. Теплопроводность газов и жидкостей. Справочные данные.-М.:Изд-во стандартов,1970.-155 с
16. Вассерман А.А., Крейзерова А.Я., Сердюк Л.С. Методика составления уравнений состояния через элементарные функции с помощью ЭВМ. В с., Теплофизические свойства газов.-М.:Наука,1970.с.102-105
17. Вольский Э.Л., Константинова И.М. Режимы работы магистрального газопровода.-М.:Недра,1970.-168 с
18. Вульман Ф.А., Хорьков Н.С. Тепловые расчеты на ЭВМ теплоэнергетических установок.-М.,1975.-421 с
19. Галиуллин З.Т., Ходанович И.Е., Девичев В.В. Вопросы физического моделирования нестационарных течений газа в магистральных газопроводах с учетом влияния инерционных сил и зон гидравличе-

- ского сопротивления. Повышение надежностигазоснабжения.// Труды ВНИИГАЗ,1976.с.7-16
- 20.Галиуллин З.Т., Ходанович И.Е., Девичев В.В. Оценка влияния инерционных сил при нестационарном течении газа в магистральных газопроводах.//Труды ВНИИГАЗ. Магистральные газопроводы.-М,1975.с.71-79
- 21.Гарляускас А.И. Математическое моделирование оперативного и перспективного планирования систем транспорта газа.-М.,Недра, 1975,160 с.
- 22.Гольдзберг В.Л., Лурье М.В. Моделирование трубопроводных систем контейнерного пневмотранспорта грузов.//Изв.вузов.Нефть и газ. Баку,Т4,1972.
- 23.Гольдзберг В.Л. К расчету технологических параметров пневмопроводов. ЭИ ВНИИЭГАЗПРОМ,Т24,1972.
24. Гусейнов Ч.С. Влияние конденсата на производительность газопровода.//Трубопроводный транспорт нефти и газа. Труды МИНХ и ГП им.И.М.Губкина,вып.45,1963.с.83-88
- 25.Гусейнов И.А., Елшин В.Ю. Расслоеное движение жидкости и газа в трубопроводах. //Изв.Сиб.АНСССР, сер.техн.наук,вып.2, Т8,1969.с`221
26. Гутиев М.х., Игнатенко Ю.К., Мартынов С.А., Нам Н.К. Уравнение движения очистного поршня при продувке газопроводов.//Транспорт ихранение нефти и газа. ВНИИЭГАЗПРОМ, 1976.с.17-21
- 27.Гухман А.А Введение в теорию подобия.-М.:Высшая школа,1973-254с
- 28..Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф., Яковлев Е.И. Обслуживание газотранспортных систем.-Киев.:УМКВО,1991.-159 с
- 29..Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф.,Манько В.З. Оптимизация процесса очистки полости магистрального газопровода.//Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений.Вып.24.1987.с.88-89
30. Грудз В.Я., Мыхалкив В.Б., Манько В.З. Построение характеристик ГПА по данным диспетчерской службы.//Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений.Вып.23.1986.с.84-85
- 31.Грудз В.Я., Хизгилов И.х., Переяслов В.Н., Попелюк Я.И. К вопросу о динамике движения очистных устройств погазопроводу. // Нефтяная и газовая промышленность, №3, 1975
- 32.Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф., Мыхалкив Я.Б. Анализ очистки полости газопроводов ПО Прикарпаттрансгаз и разработка мероприятий по ее повышению:Тез.докл.на Всесоюз.научн.-техн.конф.Проблемы научно-технического прогресса в трубопроводном транспорте газа.-Тюмень,1987.с.74-75
- 33.Грудз В.Я.и др. Методика диагностики состояния магистрального

газопровода:РІ.-Київ.:Час,1990.

34. Грудз В.Я., Грудз Я.В. Вибір оптимальних стратегій та параметрів обслуговування газоперекачувальних агрегатів.// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.Вип.32.1995.с.26-29
35. Грудз В.Я., Грудз Я.В.,Фейчук В.Д. Математичні моделі для діагностування гідравлічного стану газових мереж.// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.Вип.35. 1998.с.218-221
36. Грудз В.Я., Грудз Я.В.,Фейчук В.Д. Діагностування малих витоків з трубопроводу.// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.Вип.36. 1999.с.42-44
37. Грудз В.Я., Грудз Я.В. Методика параметричного діагностування стану відцентрового нагнітача.//Нафтова і газова промисловість. №4,1996. с.29-30
38. Грудз В.Я., Бакаєв В.В., Грудз Я.В., Розен Г. Математичне моделювання руху інтелектуального поршня по газопроводу. // Нафтова і газова промисловість.№4,2000. с.29-30
39. Грудз В.Я., Бакаєв В.В., Грудз Я.В., Розен Г. Регулювання руху інтелектуального поршня зміною технологічної схеми лінійної дільниці.//Нафтова і газова промисловість.№4,2000. с.29-30
40. Грудз В.Я., Грудз Я.В.Оптимальне планування режимів роботи газотранспортних систем в умовах багатокритеріальності.// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.Вип.32. 1995.с.12-15
41. Грудз Я.В. Модель технічного обслуговування газотранспортних систем.// Матеріали науково-практичної конференції "Шляхи підвищення якості підготовки спеціалістів для будівництва та експлуатації систем трубопровідного транспорту. Івано-Франківськ,1998.с.45
42. Грудз Я.В., Гімер Р.Ф. Роль ПСГ в підвищенні надійності транзиту газу Трансукраїнськими газопроводами. // Тези доповіді конференції професорсько-викладацького складу ІФДТУНГ.Івано-Франківськ,1997.
43. Грудз Я.В.Ефективність і надійність експлуатації газоперекачувальних агрегатів імпортного виробництва на компресорних станціях. // Тези доповіді конференції професорсько-викладацького складу ІФДТУНГ. Івано-Франківськ,1997.
44. Едигаров С.Г. Продувка газопроводів с помощью компрессоров. //Нефтяное хозяйство,Т5,1954.с.22-25
45. Жидкова М.А. Переходные процессы в магистральных газопроводах. -Київ.:Наукова думка,1979.-255 с
46. Жидкова М.А. Трубопроводный транспорт газа.-Київ.:Наукова думка,1973.-142 с

47. Жидкова М.О. Моделирование технологических процессов и повышения эффективности трубопроводного транспорта газа. //Вісник АН УРСР ТЗ.-Київ.:Наукова думка,1985.с.37-44
48. Жидкова М.А. О точности линеаризации уравнения движения газа.//Газовая промышленность,№11,1965.с.20-26
49. Загоруйченко В.А. Уравнение состояния и термодинамические свойства газовых смесей водорода, азота и метана.//В с.,. Теплофизические свойствагазов.-М.:Наука,1970.с.95-97
50. Загоруйченко В.А. Метод составления уравнений состояния многокомпонентных смесей.//Теплофизика высоких температур.т.3,№3, 1965.с.244-249
51. Капцов И.И.,Гончаров В.Н.,Гончар В.Н. Восстановительные работы на МГ:пути повышения эффективности.//Газовая промышленность№4,1990.с.28-30
52. Капцов И.И.,Гончар В.Н. Определение количества жидкости в газопроводе.//Газовая промышленность,№3,1989.с.22-26
53. Климовский Е.М. Продувка и испытание магистральных трубопроводов.-М.:Недра,1966.-236 с
54. Козак Р.И., Багнюк Р.И. Опыт очистки газопровода Дашава-Минск.//ЭИ Эксплуатация магистральных газопроводов. №10,1962.с.29-31
55. Крагельский И.В. Наука о трении.-М.:Мысль,1956.-453 с
56. Кутыршин А.П., Корнилов Г.Г. Оценка характера движения твердых разделителей по трубопроводу.//Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов.Тр.ВНИИСПТнефть.Вып.9-Уфа,1972.с.88-96
57. Лойцянский Л.Г.Механика жидкости и газа.-М.:Техтеориздат, 1950.-784 с.
58. Лурье М.В.Газодинамическое сопротивление при движении поршня в трубе.//Изв.вузов.Нефть и газ.-Баку,Т8,1976.с.42-46
59. Лурье М.В., Полянская Л.В. Анализ колебаний давления при движении эластических разделителей по газопроводу с неравнопроходной арматурой.//Газовая промышленность, №10,1972.с.18-21
60. Лурье М.В.,Гольдзберг В.Л. Расчет гидродинамических процессов движения в системах контейнерного пневмотранспорта грузов.//Изв. АН СССР Энергетика и транспорт.№4,1971.с.331-340
61. Лыков А.В., Прельман Т.Л. О нестационарном теплообмене между телами обтекающим потоком жидкости.//тепло- и массообмен тел с окружающей газовой средой.-Минск,1965.с.3-24
62. Майгуров Е.Н. Определение времени стационарного движения газа по трубопроводу.//Вопросы развития газовой промышленности УССР. Труды УкрНИИГАЗ,вып.15,-М.:Недра,1966.с.28-32

63. Майгуров Е.Н. Методика расчета параметров продувки трубопровода. //Газовая промышленность, №11, 1968. с.20-26
64. Мирзанжанзаде А.Х., Гусейнзаде М.А. Решение задач нефтепромысловой механики. -М.:Недра, 1969. -199 с
65. Мозгалеvский А.В., Гаспаров Д.В. Техническая диагностика. - М.:Высшая школа, 1975.
66. Мыхалкив В.Б., Грудз В.Я., Калинин С.И. Методика оптимизации процесса очистки полости магистральных газопроводов:РИ-Киев, Час, 1990.
67. Мыхалкив В.Б. Разработка методов оперативного расчета режимов эксплуатации сложных систем газопроводов с пересеченным профилем трассы. Диссертационная работа на соискание уч. степ. канд. техн. наук. М., 1985.
68. Мыхалкив В.Б., Грудз В.Я., Шинев А.В., Зверева Т.В. Определение количества отложений во внутренней полости действующих газопроводов. //Транспорт, хранение и использование газа в народном хозяйстве. -ВНИИЭГАЗПРОМ, вып.5, 1983. с.16-17
69. Мыхалкив В.Б., Грудз В.Я., Шинев А.В., Зверева Т.В. Об оптимальной периодичности очистки полости газопровода. //Транспорт, хранение и использование газа в народном хозяйстве. - ВНИИЭГАЗПРОМ, вып.6, 1983. с.8-9
70. Методика расчета сложных газотранспортных систем с пересеченным профилем трассы. /Яковлев Е.И., Казак А.С., Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф. -Киев, 1984.
71. Методика оперативного диспетчерского управления режимами сложных газотранспортных систем. /Яковлев Е.И., Крылов Г.В., Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф. - Киев, 1986.
72. Методика диагностики состояния полости магистрального газопровода. /Яковлев Е.И., Иванов В.А., Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф. - Киев, 1987.
73. Методика оптимизации процесса очистки полости магистральных газопроводов. /Яковлев Е.И., Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф. и др. -Киев, 1988.
74. Немудров А.Г., Черникин В.И. Расчет режимов газопроводов методами определения оптимальных характеристик турбо-нагнетателей. //Газовая промышленность, №3, 1966. с.31-34
75. Огиалов П.М., Мирзанжанзаде А.х. Нестационарное движение вязкопластичных сред. -М.:Изд-во МГУ, 1970. -346с.
76. Одишария Г.З., Скрябин В.Г. Результаты обследования работы газопровода Серпухов-Ленинград. //Газовое дело, №6, 1962. с.39-41
77. Пятахина Т.Т. Метод построения характеристик центробежного нагнетателя в условиях закрутки потока на входе. //Геология,

- добыча, транспорт и переработка газа и конденсата. Тр. ВНИИГАЗ.- М., 1973. с. 147-162
78. Поршаков Б.П. Газотурбинные установки для транспорта газа и бурения скважин.-М.:Недра, 1982.-188 с
79. Райбман Н.С., Чадаев В.Н. Построение моделей процессов производства.-М., Энергия, 1975.-374 с.
80. Рауз Х. Механика жидкости.-М.:Изд-во лит. По строительству, 1967.-410 с
81. Ретинский В.С. О методике исследования режимов работы сложных магистральных трубопроводных сетей на ЭВМ.-тр.МИНХ и ГП им.Губкина, 1979, вып.139, с 85-100
82. Скрыбин В.Г. Продувка и испытание магистральных газопроводов. -М.:Гостоптехиздат, 1963.-156 с
83. Смерека Б.М., Васильев Ю.Н. Повышение эффективности эксплуатации компрессорных станций.-М.:Недра, 1981.-219 с
84. Темпель Ф.Г., Иванов А.В. Моделирование нестационарных процессов движения газа в магистральных трубопроводах.//Газовое дело, Т9, 1962.с.9-11
85. Темпель Ф.Г. Технология транспорта газа.-Л.:Недра, 1976.-213 с
86. Теплотехнические расчеты процессов транспорта и регазификации природных газов. Справочное пособие./Загоруйченко В.А., Бикчентай Р.Н., Васерман А.А.-М.:Недра, 1980.-32- с
87. Ходанович И.Е., Кривошеин Б.Л., Бикчентай Р.Н. Тепловые режимы магистральных газопроводов.-М.:Недра, 1971.-216 с
88. Ходанович Е.И Аналитические основы проектирования и эксплуатации магистральных газопроводов.-М.: Гостоптехиздат, 1961.-127 с
89. Ходанович Е.И. Температурный режим газопровода с учетом термодинамической неидеальности газа.//Тр.ВНИИГАЗ, №87,- М., 1970.с.78-81
90. Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в тру, ах.-М.:Гостехиздат, 1951.-224 с
91. Чарный И.А. Основы газовой динамики. М. :Гостоптехиздат, 1961. 200с
92. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа.-М., Наука. 1982 - 205 с.
93. Шварц М.Э. Устройство для последовательного ввода разделителей скребков и других поточных приборов в трубопровод. АС СССР №388167
94. Шварц М.Э., Лурье М.В., Марон В.И. Применение шаровых резиновых разделителей в трубопроводах, собранных на подкладных кольцах.//Нефтяное хозяйство, №2, 1972.с.39-34

95. Шелепин Е.Н., Паперный Е.А. Изменение шероховатости газопровода в процессе эксплуатации. //Львовск.инст.,науч. записи,вып.17,№4,1953.с.50-56
96. Яковлев Е.И. Анализ неустановившихся процессов в нитках магистрального газопровода статистическими методами. //Иzv.вузов.Нефть и газ.-Баку,Т2,1968.с.72-76
97. Яковлев Е.И. Построение характеристик компрессорных станций магистральных газопроводов статистическими методами. //Иzv.вузов. Нефть и газ.-Баку,Т9,1969.с.87-90
98. Яковлев Е.И.,Казак О.С., Михалків В.Б.,Тимків Д.Ф.,Грудз В.Я. Режимы газотранспортных систем.-Львів.:Світ,1993.-170 с
99. Яковлев Е.И.,Киселев П.Л.,Мыхалкив В.Б.,Грудз В.Я.,Тымкив Д.Ф.Методика оперативного диспетчерского управления режимами сложных газотранспортных систем:РИ-Киев,Час,1990.
100. Яковлев Е.И.,Мыхалкив В.Б.,Казак А.С.,Грудз В.Я.,Тымкив Д.Ф.Методика расчета сложных газотранспортных систем с пересеченным профилем трассы:РИ-Киев,Час,1990.
101. Ясин Э.М., Березин В.Л., Ращепкин К.Е. Надежность магистральных газопроводов.-М.:Недра,1972.-183 с
102. Aerodynamic of Turbines and Compressors.-High Speed Aerodynamics and Yet Propulsion.Volume X. Editor W.R.Hawtorne.London.Oxford University Press.1964.s.616
103. War-Josepk P.,Blesh I.I. The Stability of Flexible Rotor Supported by Circumferentially Fed-Journal bearings. Trans.ASME,1977,F99,N4.p.469-477
104. Campbell J.L., Yang T. Pulsatile Flow Behpvior in Elastic Systems Containing Wave Reflecion.-Trans ASME.ser D.1969,v.1,N1.p.95-102
105. Chiochlm Ronald. Technigues of vibration and lysis applied to gas turbines. Cas Turbine Int.1976,17,N6.p.16-22
106. Deverell L.I.,Channapragada R.S. A Wew Integral Eйuationfor Neat Flux Inverse Heat Conduction-Trans ASME ser.C.1966,N3.
107. D'Souяя A.F.,Oldenburger R. Dynamic Response of Fluid Lines.Trans ASME. ser D./1964,v86,N3.p.589-598
108. Jayasinghe D.A.P., Leutheusser H.O. Pulsatile Waterhammer Subjekt to Laminar Friction. Trans. ASME. ser.D.,1972,v.94,N2.p.467-473

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

Програма і результати розрахунку руху поршня
в газопроводі з пересіченим профілем траси

```

10 REM Рух поршня в газопроводі з профілем траси
20 READ A,AA,R,D,M,K,B,L,FT
30 DATA 2900,.23,2500,1.38,6000,.033,.220,25000,.15
31 READ Y,Z
40 H=0:G=9.810001:PI=3.14
50 F=PI*D^2/4
60 T=0
70 FI=ATAN(2*H/L)
80 Q=R*FT/M-G*SIN(FI)
90 Y1=EXP(-K*T):Y2=EXP(-BE*T)
100 V=AL*(Y1-Y2)/(K-BE)-Q*(Y2^2-Y2)/BE+GA*T*Y1*Y2/R+GA*(Y1*Y2-Y2)/K^2
110 X=AL*(Y1/K-Y2/BE)/(K-BE)-Q*Y2*(Y2/2-1)+(GA/K/(BE+K))*(T+1/(BE+K)-1
GA*Y2/BE/K^2
120 PRINT "-----"
130 PRINT "Висота,м:Час, с :Відстань, м :Швидкість,м/с"
140 PRINT "-----"
150 PRINT USING "###      #####      #####      ##.##";H,T,X,V
160 T=T+1000
170 IF X<25000 GOTO 90
180 H=H+50
190 IF H<500 GOTO 70
200 END

```

Текст: C:\basic\1a.bas

Столбец 0

1 705 байт

Висота, м: Час, с : Відстань, м : Швидкість, м/с

0	200	420	3.4
0	400	915	5.1
0	600	1328	7.3
0	800	1634	9.0
0	1000	2054	11.3
0	1200	2308	10.9
0	1400	2451	9.7
100	200	311	2.7
100	400	677	3.9
100	600	983	5.2
100	800	1210	5.8
100	1000	1521	8.8
100	1200	1709	9.7
100	1400	1815	9.5
100	1600	2098	8.9
100	1800	2201	7.7
100	2000	2478	6.4
300	200	218	2.6
300	400	378	3.4
300	600	556	4.4

1Помощь 2>>

3

4Коды

5

6

7Поиск

8Формат 9

Текст: C:\basic\1a.bas

Столбец 0

1 705 байт

300	400	378	3.4
300	600	556	4.4
300	800	678	4.5
300	1000	821	4.6
300	1200	997	3.7
300	1400	1105	3.3
300	1600	1234	2.9
300	1800	1344	2.6
300	2000	1443	2.2
300	2200	1789	5.7
300	2400	1987	5.9
300	2600	2210	6.0
300	2800	2439	5.6
500	400	311	2.8
500	800	642	3.5
500	1200	765	3.3
500	1600	879	2.9
500	2000	1169	2.7
500	2400	1311	2.1
500	2800	1689	4.0
500	3200	1954	3.9
500	3600	2257	2.7
500	4000	2486	2.0

1Помощь 2>>

3

4Коды

5

6

7Поиск

8Формат 9

ДОДАТОК В

```

10 REM Газодинамічні процеси - лінеаризована модель
20 READ P1,P2,PH,PK,L,D,Q,LA,DE,T,DT
30 DATA 7.6,5.1,7.4,5.2,120,1380,34,.013,.6,290,1000
40 Z=1-5500000!*DE^1.3/T^3.3
50 R=287/DE:F=.785*D^2
60 W=Q*1000000!*Z*R*T/PH/F/24/3600
70 KA=LA*W/2/D/1000
80 LP=W*DT:PI=3.14:Y1=0:Y2=0
90 FOR N=1 TO 6
100 OM=(4*N-1)*PI^2*KA/4/(L-LP)^2
110 PP2=P1^2+2/L*(PH^2-P1^2)*COS(OM*X)*EXP(-OM^2*KA^2*TT)*SIN(OM*(L-X))
120 Y1=Y1+PP1
130 Y2=Y2+PP2
140 NEXT N
150 PP1=SQR(Y1)
160 DP1=PP1/DX
170 RO=1.293*DE*P1/T/Z
180 W=SQR(2*D/1000*DP1/LA/RO)
190 PRINT "-----"
200 PRINT " Час, t/T:    0.2    :    0.4    :    0.6    :    0.8
210 PRINT " x/L      : P : M : P : M : P : M : P :
220 PRINT "-----"
230 X=X+DX
240 IF X<L GOTO 90
250 IF LP>=L THEN TT=TT+DT:GOTO 80
260 QCP=0:PCP=0
270 FOR I=1 TO 8
280 QCP=QCP+Q(I)
290 PCP=PCP+P1(I)
300 NEXT I
310 QCP=QCP/8:PCP=PCP/8
320 TT=0
330 FOR I=1 TO 8
340 TT=TT+T(I)
350 NEXT I
360 ZC=1-5500000!*DE^1.3*PCP/T^3.3
370 WC=QCP*ZC*R*T/PCP/F
380 QMAX=100
390 FOR I=1 TO 8
400 DEQ=QMAX-Q(I)
410 IF DEQ<0 THEN QMAX =Q(I)
420 NEXT I
430 DQ=QMAX-QCP
440 NT=DQ*D/QCP/LA/TT
450 PRINT "Критерій нестационарності Nt";NT
460 END

```


**Оцінка
ступеня нестационарності руху газу
в процесі пропуску інтелектуального поршня**

№Режиму	Характеристика режиму			Час процесу, 1000*т,с	Зміна витрати $\delta Q = \frac{\Delta Q}{Q_{cp}}$	Середня швидкість, м/с	Критерій нестацио- нарності
	Тиск на початку, МПа	Температ ура на початку,К	Середня витрата, кг/с				
1	4.5.	313	286	17.04	0.186	5.4.	0.429
2	5.5.	313	326	18.77	0.148	4.9.	0.253
3	4.5.	288	254	18.04	0.154	5.1.	0.343
4	5.5.	288	303	19.17	0.132	4.8.	0.208

$$N_i = \frac{\delta Q d}{\lambda \bar{\omega} \tau} < 1.4 \cdot 10^{-6}$$

Програма реалізації нестационарної неізотермічної моделі з пересіченим профілем траси

```

PROG: PROG OPTIONS(MAIN);
DCL (Z(21,370),XB(8),YB(8),DT(21),D(370))EXTERNAL;
DCL (HN,HM,IR,HA(21),LU(21),FL,KO,OT(21),REL(21,21),RR(21,8),J1,I,J,K,L,M,N,K1,
      K2,AG,MX,II,MRL,S,W,N8,N9,LA(21)) FIXED DEC;
DCL RQ(12,21),XM(21),DL(21),HZP(12,2), AGL(21),HI(21),EA(00,2);
DCL (TO(21),TM,TK,TR) FLOAT(16);
DCL SM(21),DIM(21),TOC(21),PGR(21),DHR(21),ALB,AGR;
DCL (URQ(6),UCP(5),UAL(5),UE(21,90));
DCL XCHAR(3);
GET LIST (JJ,PB,DEL);
GET LIST (A(j) DO J=1 TO JJ;
CALL AIM
PUT EDIT(SKIP,A) ('РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ') (SKIP,A)
PUT EDIT(SKIP,A) ('КОЕФІЦІЕНТУ ГІДРАВЛІЧНОГО ОПОРУ') (SKIP,A);
PUT EDIT((78) (SKIP,A);
PUT EDIT
PUT EDIT
PUT EDIT
DO I=1 TO 4;
PUT EDIT('ДІЛЯНКА',I,(4)
END;
PUT EDIT('ІНТЕРВАЛ',(68)') (SKIP,A);
PUT EDIT('I',(8)
PUT EDIT
PUT EDIT
DO J=1 TO JJ;
LA(J)=LA(J)+DFL; CALL AIM;
DE=ABS(PR-PMAX); IF DE<DEP THEN DO;
DEL=DEL; S=1,END;
ELSE IF S=1 THEN GO TO NEXT;
ELSE DU,S=0 ; DEL=-DEL;END;
NEXT:KK=KK+1; POG=100+DE/PR;
PUT EDIT('I',(8) ', 'I', (8) ' ') (SKIP,A);
PUT EDIT('I',KK, 'I') (SKIP,A,X(2),F(2),X(2),A);
DO JK =1 TO IJ;
PUT EDIT (LA(JK), 'I', POG) (SKIP(0),F(8,4),A,F(5,2));
END;END;
AIM:PROC ;
M=1; CALL BROS 1;
MTO.CALL BROS 2;
IF M>0 THEN CALL HYC;
MTI: CALL DFN;
IF TM>TU+0.5 THEN MRL=1;
IF M=0 THEN DO;
DO G=1 TO AG;
CALL TRANS (J); END; GO TO MTO;
END; CALL TRANS(M);
IF X='TAK' THEN GO TO MTO;
CALL SXEM(M); GO TO MTI;
BBOS1:PROC; GET LIST(AG); GET LIST(TR);
TO=TR; CALL HSOS; N BBOS1;
BBOS2:PROC; GET LIST (TK); IF TK<TO(S) THEN STOP;
TU=TM; MRL=0; HA=0;
IF X='TAK' THEN M=0; TEM=TM;
DO J=1 TO AG;

```

```

GET LIST (KO, (OT(K) DO K=1 TO KO));
PUT EDIT ('ВВІД KO ', KO) (SKIP, A, X(2), E(12, 5));
DO J=1 TO AG;
IF LU (J)=0 THEN DO;
GET LIST ((7(J, K) DO K=13 TO 22));
PUT EDIT ('ВВЕДЕННЯ МАСИВУ Z') (SKIP, A);
END; ELSE DO; K1=(LA(J)-3)/4;
GET LIST (DHR(J), DIM(J), X1, H1, X2, H2);
PUT EDIT ('X1=', X1, 'H1=', H1
(SKIP, A, E(12, 5), X(2), A, E(12, 5));
DC=XH (J)-OL(J);
DO I=1 TO K1;
DC=DC+DL(J);
IF DC>X2+5 THEN DO: X1=X2; H1=H2;
GET LIST (X2, H2); END;
UE(J, I)=9.8*(H2-H1)/(X2-X1);
END; END; END;
GET LIST((TOC(J) DO G=1 TO AG));
GET LIST(URO, JAL, UCP);
PUT EDIT ('ВВЕДЕННЯ URO' URO) (SKIP, A, E(16, 5));
GET LIST (HO1, HO2);
GET LIST (PMIN, PMAX, TMIN, TMAX);
END HSOS;
HYC:PROC; DCL I FIXED DEC;
N8=1; N9= -1; DO FL= -1.0;
DO I=1 TO AG;
CALL DFN; CALL TRANS (M); CALL SXEM(M);
END; N8= -1; N9=2; Z(S, 1)=0.01;
HA=0; END; FL=1; HA=0; MRL=1;
END HYC;
AS:PROC(J, N); DCI(J, N, K) FIXED DEC;
K=(N-3)/4;
IF LR=0 THEN DO ;HA(J)=HA(J)*1;
Z(J, 1)=DT(J); END;
ELSE IF FL= -1 THEN DO;
IF HM>HA(J) THEN DO: Z(J, 1)=1.E-8;
Z(J, 4*K+1)=XR(4)*SQRT((DIM(J)**5)/PGR(J))/SM(LR)+Z(J, 4*K+1);
END; END;
ELSE DO; IF HM>HA(J) THEN DO;
Z(J, 1)=1.E-5; Z(J, 2)=XB(1);
Z(J, K+2)=XA(2); Z(J, 2*K+2)=XB(3);
END; ELSE DO;
Z(J, 4*K+1)=XB(4)*SQRT((DIM(J)**5)/PGR(J))/SM(LR)*Z(J, 4*K+1);
Z(J, 4*K+3)=XB(6); END; END;
END AS;
AP:PROC(J, N); DCI(J, N, K) FIXED DEC;
D=0; D(1)= -1; K=(N-3)/4;
IF LU(J)=0 THEN CALL AKC(J, K);
ELSE CALL TP(J, K); END AP;
AR: PROC(J, N); DCI(J, N, L, M, K) FIXED DEC;
DCL B6 CHAR(6); DCL X FLOAT;
OF FL>0 & T17>TM+0.1 THEN GO TO MAR;
PUT SKIP(2);
IF FL= -1 THEN GO TO MAR;
PUT SKIP LIST ('HOMEP АГРЕГАТУ='(J);
IF LU(J)=0 THEN DO;
PUT SKIP LIST ('КОМПРЕСОРНА СТАНЦІЯ');

```

```

GET LIST (PRG(J),AGL(J)); HL(J)=PGR(J);
IF LU(J)=0 THEN DO; IF M=0 THEN DO;
Z(J,27)=Z(J,25); Z(J,29)=DHR(J);
END; GET LIST (Z(J,28),Z(J,30));
IF M>0 THEN DO;Z(J,27)=Z(J,28);
Z(J,29)=Z(J,30); END;PGR(J)=1;END;END;
IF M=1 THEN GET LIST((DT(J) DO J=1 TO AG));
TO =TM; X="HI"; GET LIST(T18);
PUT EDIT("BBIД T18", T18)(SKIP, A, X(2), E(12,5));
GET LIST(((RQ(I,K) DO I=1 TO 12 DO K=1 TO KO));
GET LIST(((HZIP(I,K) DO I=1 TO 12 ) DO K=1,2));
MX=6; RR=0; RFL=0; SM=0;
DO J=1 TO AG; K=0;
MT 2:GET LIST(K1); IF K1=0 THEN GOTO MT 8;
IF K1>0 THEN DO; K=K+1;
J1=K1; REL(J,K)=J1; GOTO MT2;
END; RR(J,J1)=K1;
IF K1=2 THEN SM(J)=SM(J*SQRT((DIM(J1)**5)/PGR(J1)));
GOTO MT 2;
MT 8: END; IF M=0 THEN DO;
DO J=1 TO AG;
Z(J,1)=0.01; END; Z(S,1)=0.01-5.E-4;
END; END BROS2;
DFN:PROC; TM=1; F=10; LR==0;
DO J=1 TO AG;
TR=TO(J)+Z(J,1);
IF TM>TR THEN DO ;M=J; TM=TR; END; END;
IF TK<TM THEN DO ; TM=TK; T17=TM; M=0; END;
IF T1<TM -DT(S)+0.8 THEN T17=T17+T18;
END DFN;
TRANS: PRIC(J); DCI J FIXED DEC; N=LA(J);
IF TM-TO(J)<1 THEN F-3 & FL>0; FL=0 & LR>0 THEN
GOTO MT 3; CALL AP(J,N);
MT 3: Z(J,1)=-Z(J,1)*TO(J)-TM;
IF X='TAK' THEN GOTO MTA;
CALL AS(J,N); TO(J)=TM;
IF LR=0 THEN CALL AR(J,N);
IF M>0 & LR=0 THEN CALL AU(J,N);
MTA: END TRANS;
SXEM: PROC(J); DCI J FIXED DEC; XB=YB; LR=J;
DO J1=1 TO AG; K=REL(J,J1);
IF K=0 THEN GOTO MT 4 ; HM=HA(K)*NB*RB(J,K)+N9;
CALL TRANS(K); END;
MT 4: LR=0; END SXEM;
HSOS: PROC;
PGR=1.; DIM=1.; TM=TR; X='HI';
GET LIST((LU(J) DO J=1 TO AG));
Z=0.; GET LIST(S,PH,TH,W, QH); OH =TH;
PUT EDIT("БВЕДЕНИЯ S, PH",S)(SKIP,A, X(2), F(12,5));
DO J=1 TO AG;
GET LIST(XH(J,XK, DT(J), K1);
N=4*K1+3; A(J)=N; Z(J,1)=100.+TO(J);
DL(J)=(XK-XH(J))/(K1-1);END;
Z(W,1)=0.01; K1=(LA(S)-3)/4;
Z(S,2)=PH; Z(S,K1+2)=TH;
K2=(LA(W)-3)/4;HA=0;
Z(S,2*K1+2)=CH; Z(W,4*K2+1)=OH;

```

```

B6='ВХІД'; END; ELSE DO;
PUT SKIP LIST('ЛІНІЙНА ДІЛЯНКА');
B6='ДОВЖИНА='; END;
K=(N-3)/4; X=XH(J)-DL(J);
DO L=1 TO K;
X=X+DL(J);
IF LU(J)=0 & I>1 THEN DO;
B6='ВИХІД'; X=X-DL(J); END;
PUT EDIT('ЧАС=', TM, B6, X, 'DAWL=', Z(J,L+1), 'ТЕМП.ГАЗ=',
        Z(J,K+L+1), 'МАС.ПОЗ=', Z(J,3*K+L+1))
        (SKIP, A, F(10,2), X(B), A(6), 4(B(10,3),X(2), A));
END;
MAR: END AR;
AU: PROC(J,N); DCI(J, N, K) FIXED DEC;
K=(N-3)/4; YB(1)=Z(J,K+1);
YB(2)=Z(J,2*K+1); YB(3)=Z(J,3*K+1);
YB(4)=Z(J,3*K+2); YB(5)=Z(J,3*K+3);
YB(6)=DL(J);
IF J=S THEN DO; Z(J,2)=HZ(1);
Z(J,K+2)=HZ(2); Z(J,2*K+2)=Z(J,K+2); END;
IF G=W THEN Z(J,4*K+1)=Q(K0);
ELSE IF FL>-1 THEN Z(J,4*K+1)=MRL*Z(J,4*K+1);
IF FL>-1 THEN YB(4)=YB(4)-MRL*Z(J,370);
DO K=1 TO K0;
IF J=OT(K) THEN DO ;
YB(4)=YB(4)+Q(K);
GO TO MSU; END;END;
MSU:END AU;
Q:PROC(K); DCI K FIXED DEC ;
DCL R FLOAT;
IF TM>T17 THEN DO;
IF ABS(RQ(12,K))<1.E-4 THEN UU=0.;
ELSE UU=-RQ(11,K)/RQ(12,K);
UU=RQ(10,K)-UU*(RQ(10,K)-RQ(9,K));
RQ(8,K)=RQ(9,K); RQ(9,K)=RQ(10,K);
RQ(10,K)=UU;
U1=RQ(9,K)-RQ(8,K);
RQ(11,K)=RQ(11,K)+U1+U1;
RQ(12,K)=RQ(12,K)+(UU-RQ(9,K))+U1;END;
TE=(TM/3600)+RQ(7,K);
R=RQ(10,K)+RQ(1,K)+RQ(2,K)+TE+RQ(3,K)+COS(RQ(6,K)*TE)*RQ(4,K)+SIN(RQ(6,K)*TE)+
RQ(5,K)*TOC(W);
RETURN(R);
END Q;
HZ: PROC(K); DCI K FIXED DEC(1); DCL R FLOAT;
IF TM>T17 THEN DO;
IF ABS(HZP(12,K))<1.E-4 THEN UU=0.;
ELSE UU=HZP(11,K)/HZP(12,K);
UU=HZP(10,K)-UU*(HZP(10,K)-HZP(9,K));
HZP(8,K)=HZP(6,K); HZP(9,K)=HZP(10,K);
HZP(10,K)= ;
U1=HZP(8,K)- HZP(8,K);
HZP(11,K)=HZP(11,K)+U1*U1;
HZP(12,K)=HZP(12,K)+(UU-HZP(9,K)*U1);END;
TE=(TM/3600)*HZP(7,K);
R=HZP(10,K)+HZP(1,K)+HZP(2,K)*TE+HZP(3,J)*COS(HZP(6,K)*TE)+HZP(4,K)+SIN(HZP(6,K)*TE)*HZ
P(5,K)*TOC(S);
RETURN(R);
END HZ;

```

```

TP:PROG(J,K); DCL M RLOAT DEC;
DCL (UP, UT UM UR,US) FIXED DEC;
DCL (DX,XY,TG,DH,PC,P,T,C,A1,A2,A3,A4,A5,A6,A7,A8,DC,QW);
DCL (I,J,K,L,N,LS) FIXED DEC;
DTB=TM-TO(J); N=4*K+3; DX=DL(J);
DY=2(J,N); TG=TOC(J); DH=DWR(J);
PC=PGR(J); AL=AGL(J); AGL=AGL(J);
HZE=HL(J); Z(J,370)=Z(J,3*K+2);
IF FL= -1 THEN Z(J,3*K+2)=Z(J, *K+1);
ELSE DO; IF FL=0 THEN DO;
P=Z(J,2); T=Z(J,K+2);
Z(J,3*K+3)=Z(J,3*K+2);
M=Z(J,3*K+2);
DO I=1 TO 5;
CALL COEFF; P=Z(J,2)-DXD*A3*M/A2);
Z(J,3)=P; CALL COEFF;
T=(Z(J,K+2)*A1/DX-A7*T6)/(A1/DX+A5*A6/(A6+A7)-A5);
Z(J,K+3)=T; END;
Z(J,2*K+3)=(A6*T*A7*TG)/(A6*A7);
DO I=1 TO K;
T=Z(J,K*I); C=Z(J,2*K*I);
CALL COEFF; Z(J,3*K*I+1)=M;
K=Z(J,I-1)...*DX*A3*M/A2; Z(J,I+1)=P;
Z=(J,K+I+1)=((A5*2*A10/(DX*DX))*Z(J,K+I)*(A1/(2.*DX)-A10/(DX*DX))*Z(J,K+I-1)-
A5*Z(J,2*K*I))/(A1/(2.*DX)+A10/(DX*DX));
Z(J,2*K+I+1)=(A6*Z(J,K+I+1)+A7+TG)/(A6+A7);
END;END;
ELSE DO; ZP=Z(J,2)-Z(J,4*K+4);
ZT=Z(J,4*K+1)-Z(J,4*K+6);
UP=DTB*ABS(ZP)/52.SE+5+1;
UT=DTB*ABS(ZT)/4590.+1;
UM=ABS(ZM)*DTB/15300.+1;
UR=MAX(UP,UT,UM); ZT=ZT/UR;
ZM=ZM/UR; ZP=ZP/UR; DTB=DTB/UR;
DO US=1 TO UP;
Z(J,2)=Z(J,4*K+4)+ZP;
Z(J,K+2)=Z(J,4*K+5)+ZT;
Z(J,4*K+1)=Z(J,4*K+6)+ZM;
DO I=2 TO 4*K+2;
D(I)=Z(J,I);END; P=D(2); T=Z(J,K+2);
M=Z(J,3*K+2); CALL COEFF; P=Z(J,4*K+4);
ROT=RO; T=Z(J,4*K+3); Z(J,2)=P;
CALL COEFF; D=(ROT-RO)*A2/DTB;
EA(K+1,1)=0; EA(K+1,2)=Z(J,4*K+1);
DO L=1 TO 2; DO L5=1 TO 3;
DO I=K TO 3 BY=1;
P=D(I); T=D(K+1); M=D(3*K+1); CALL COEFF ;
DEN=A2*DTB+A4/(DX*DX); B1=A1/(2*DX)+DEN;
B2=1./DTB+2*DEN-A3; B3=DEN-A1(2*DX);
B4=Z(J,3*K+1)/DTB+A2*(Z(J,I+1)-Z(J,I-1))/(2.*DX);
DEF=B2-B1*EA(I+1,1); EA(I,1)=B3/DEN;
EA(I,2)=(B4+B1*EA(I+1,2))/DEN; END;
D(3*K+2)=(EA(3,2)-D*DX*(2-L))/(1.-EA(3,1));
DO I=3 TO K+1;
D(3*K+1)=EA(I,1)*D(3*K+I-1)+EA(I,2);
P=D(I); T=D(K+1); M=D(3*K+1); CALL KOEFF;
D(K+1)=(Z(J,K+1)/DTB-A1*D(K+1-1)/DX+A73*TG)/(1./DTB+A11-A1/DX);
D(I)=Z(J,I)+DTB*A4+(D(3*K+1)-D(3*K+I-1))/DX+A9*(D(K+1)-Z(J,K+1));
D(2*K+1)=(Z(J,2*K+1)/DTE+A6*D(K+1)+A7*TG)/(A6+A7+1./DTB);
END; END; Z(J,2)=D(2);

```

```

DO I=3 TO 4*K;
Z(J,I)=(D(I)+Z(J,I))/2.; END; END;
Z(J,4*K+4)=Z(J,2); Z(J,4*K+5)=Z(J,K+2);
Z(J,4*K+6)=Z(J,4*K+1); END; END;
DO I=2 TO K+1;
IF Z(J,I)>PMAX; Z(J,I)<PMIN THEN DO; M=0;
PUT SKIP (2) LIST('THICK: АГРЕГАТ=' ,J,PMIN,PMAX,Z(J,I));
END; IF Z(J,I+K)>TMAX; Z(J,K+1)<TMIN THEN DO; M=0;
PUT SKIP LIST('TEMPEPATYPA : АГРЕГАТ=' ,J,TMIN TMAX, Z(J,K+I));
END; END; Z(J,4*K+4)=Z(J,2);
Z(J,4*K+5)=Z(J,K+2); Z(J,4*K+6)=Z(J,4*K+1);
COEFF: PROC;
DCL (PK,TK,CK,R,H1,C1,C2,R0,HU,RE,PR,CR,AL,AE);
DCL D FLOAT DEC; D=DIM(J);
Y6=T/100.; Y7=Y6**2; Y8=P/1.E+6; Y9=Y8**2;
RO =URO (1)+URO(2)*Y6+URO(3)*Y8+URO(4)+Y8*Y6+URO(5)*Y7+URO(6)*Y9;
CP=UCP(1)+UCP(2)*Y6+UCP(3)*Y8+UCP(4)*Y6*Y8+UCP(5)*Y7;
AL=UAL(1)+UAL(2)*Y6+UAL(3)*Y8+UAL(4)*Y6*Y8+UAL(5)*Y7;
DRT=(URO(2)+URO(4)*Y8+2.*URO(5)*Y6)/100.;
A10=AL/(RO+CR);
DRP=(URO(3)+URO(4)*Y6+URO(6)*2.*Y8)/1.E+6;
A0= -DRT/DRP;H1=H01+H02*T/100;
A2= -3.14*D*D/4; A1=M/(RO*A2); A3=A1*..C/(2*D);
HU=HI/RO; RFE=A1+D/HU; PR=HU*CP*RO/AL;
A4=1/(DRP*A2); RE=ABS(RE);
IF RE<0.1 & PR<1.E-8 THEN AF=4.;
ELSE AF=AL*0.023*(RE**0.8)+(PR**0.43)/D;
A5=AF*5.14*D/(-A2*CP*RO);
A7=ALP*0.0105E-4*DH/(0.775*DH*DH+A2);
A6=AF*0.0105E-4*D/(0.775*DH*DH+A2);
A8=0.145040E-4; A11=A5*A7/(A6*A7);
IF ABS(UE(J,I))<1E-14 THEN A75=A11;
ELSE DO; A3=A3+UE(J,I)/A1;
A75=A11*A1*UE(J,I)/(CP*TG); END;
END COEFF;
END TP;
AKC: PROC(J,K); DCI(L,J,K,L,M,N) FIXED DEC;
DCL (T,C1,F,DM,AO,BT,GM,PK,TK,R,TBZ,CO);
ZZ9=Z(J,9);
IF ZZ9<0. THEN Z(J,9)=0.;
Z(J,370)=Z(J,8);
Z(J,25)=Z(J,27)*(Z(J,28)-Z(J,27))*(TM-TEM)/300.;
Z(J,25)=MAX(Z(J,25),0.); Z(J,25)=MIN(Z(J,25),1.);
DHR(J)=Z(J,29)+(Z(J,30)-Z(J,29))*(TM-TEM)/1800.;
DHR(J)=MAX(DHR(J,0.); DHR(J)=MIN(DHR(J),1.);
DM4=(Z(J,9)-Z(J,8))/Z(J,13);
L=ABS(DM4/80.)+1; DM4=DM4*Z(J,13);
DM4=DM4/L;
DO I= 1 TO &;
Z(J,9)=Z(J,R)+DM4;
IF FL=-1 THEN Z(J,8)=Z(J,9);
ELSE DO; RO=URO(1)*URO(2)*Z(J,4)/100+URO(3)*Z(J,2)/1.E+6+URO(4)*Z(J,2)*Z(J,4)/1.E+3+
URO(5)*Z(J,4)*Z(J,4)/1E+4*URO(6)*Z(J,2)*Z(J,2)/1E+12;
IF FL=0 THEN Z(J,12)=Z(J,2)/RO;
DM=(Z(J,9)-Z(J,8))/Z(J,13);
E=(Z(J,17)*Z(J,17)+Z(J,14)*DM+Z(J,15)+DM*DM+Z(J,16)*DM*Z(J,17)*Z(J,17);
E=MIN(E,2.25); E=MAX(E,1.4); E=SQRT(F);
AC=Z(J,25)*HL(J)*NL(J)+Z(J,25)/(Z(J,2)/RO);
Z(J,17)=1.AO*(E-1); Z(J,3)=Z(J,17)+Z(J,2);
BT=Z(J,25)*(Z(J,18)+Z(J,19)*Z(J,17)+Z(J,20)*Z(J,4));

```

```

T=Z(J,4)*(Z(J,17)**BT);
FIT=DHR(J)*(Z(J,21)+Z(J,22)*(AGL(J)**0.65));
CP=UCP(1)+UCP(2)+T/100.+UCP(3)+Z(J,3)/1.E+6+UCP(4)+T*Z(J,3)/1.E+8+UCP(5)*T*T/1.E+4;
IF Z(J,9)<1.05 THEN GM=DHR(J)*10.+0.0001;
ELSE GM=FIE*3.14*Z(J,13)/(CP*Z(J,9));
Z(J,5)=TOC(I)+(T-TOC(J))*EXP(-GM);
Z(J,8)=Z(J,9); Z(J,7)=Z(J,5); HL(J)=1.;
IF Z(J,2)>PMAX & Z(J,2)<PMIN THEN DO;
PUT SKIP LIST('ТИСКАГРЕГАТ=',J,PMIN,PMAX,Z(J,2));
STOP; END;
IF Z(J,4)>TMAX & Z(J,4)<TMIN THEN DO;
PUT SKIP(2) LIST('ТЕМПЕРАТУРА : АГРЕГАТ=',J,TMIN,TMAX,Z(J,4));
STOP;
END;
IF Z(J,5)>PMAX & Z(J,3)<PMIN THEN DO;
PUT SKIP(2) LIST('ТЕМПЕРАТУРА : АГРЕГАТ =', J, TMIN, TMAX, Z(J,5));
DISPLAY(' ЧИ БУДУТЬ ВИПРАВЛЕННЯ ?') REALY(X);+
IF X='ТАК' THEN GOTO MTL;
STOP; END; END; END;
MTL : Z(J,9)=ZZ9; Z(J,8)=MAX(Z(J,8), 0.);
END AKC;
END AIM;
END PROG;

```



```

// JOB ANK
// OPTION LINK
// UPSI 01
ACTION NOMAP
// EXEC PL/1
ANK:PROC OPTIONS(MAIN):
DCL ( I, J, N, K, L, M1, M2) FIXED DEC;
DCL E1( 30, 150 ), E2( 30, 150 ), F1( 30 ), F2( 150 ), X( 5 );
GET LIST( N );
GET LIST( W1, W2 );
GET LIST( ( F1( I ) DO I = 1 TO W1 ) );
GET LIST( ( F2( I ) DO I = 1 TO W2 ) );
E1 = 0.1; E2 = 0.1; DO K = 1 TO N; GET LIST( X( K ) ); DO J = 1 TO W2; DO I = 1
TO W1;
GET LIST( CA ); E1?( I, J ) = E1( I, J ) + X( K ) + CA?; E2( I, J ) = E2( I, J
) + X( K ) / CA; END;
END; END; A = 0.32;
DO I = 1 TO W1; DO J = 1 TO W2; E1( I, J ) = A * F1( I, J ) + ( I? - A ) / E2(
I, J ); END; END;
PUT EDIT( ( X( I ) DO I=1 TO N ) ) ( SKIP( 2 ), 8F( 10, 6 ) );
CALL AHK( W1, W2, E1, F1, F2 );
AHK: PROC( N, M, Y, T, P );
DCL Y( 30, 150 ), T( 30 ), P( 150 );
DCL ( I( 30, 31 ), B( 30 ), C ) FLOAT DEC( 15 );
DCL ( I, J, R, N, M, L ) FIXED DEC( 5 );
DCL ( K, L2, L3, F, E?, W ) FIXED DEC( 5 );
DCL ( I1, J1, L1( 30, 2 ) ) FIXED DEC( 5 );
DCL C1 FLOAT DEC( 15 );
GET LIST( N1 );
GET LIST( ( ( L1( I, J ) DO J = 1 TO 2 ) DO I = 1 TO N1 ) );
DO L1? = 1 TO N1; L2 = L1( I1?, 1 ); L3 = L1( 1, 2 ); DO J1? = 1 TO N1; C = 0;
C1 = 0;
L = L2 + ?1( J1, 1 ); R = L3 + L1( J1, 2 ); DO I = 1 TO N; DO J = 1 TO N?;
C = C + ( T?( I ) ** L ) * ( P( J ) ** R ); C1 = C1 + Y( I, J ) * ( T( I ) **
L2 ) * P( J1 ** L3 ); END;
END; I( I1, J1 ) = C; END; A( I1, N1 + 1 ) = C1; END; CALL SSS;
DO J = 1 TO M; DO I = 1 TO N; Z = 0.; DO K = 1 TO N1; L = L1( K, 1? ); R = L1(
K, 2 );
Z = Z + B( K ) * ( T( I ) ** L1? * ( P( J ) ** R ); END;
EPS = 100. * ABS( Z? - Y( I, J ) ) / Y( I, J ); SUM = SUM + EPS;
PUT SKIP( 2 ) LIST( P( J ), T( I? ), Y( I, J ), 7?, EPS ); END; END;
CP = SUM / ( M? * N ); PUT SKIP( 2 ) LIST ( " -=sSf nep=s°fet=n", CP );
SSS: PROC; DCL R( 30, 31 ) FLOAT DEC( 15 ); R = A;
F = N1; E = F - 1; W? = F + 1;
DO K = I TO E; DO I = K TO F; IF ABS( R( I, K ) ) < 1.E*8 THEN GO TO MT;
DO J = K + 1 TO M?: R( I, J ) = R( I, J ) / R( I, K ); IF I > K THEN R( I, J )
=
R( K, J ) - R( I, J ); END; MT: END; END; B( F ) = R( F, H ) / R( F, F );
DO I = F TO 1? BY -1; C = 0.; DO J = F TO I + 1 BY -1;
C = C + R( I, J ) * B( J ); END; B( I ) = R( I, M ) - C; END;
DO I = 1 TO F; C = 0.; DO J = 1 TO F; C = C *? A( I, J ) *? B( J ); END; A7? =
A( I, M ) - C;
PUT SKIP LIST ( I, B( I ), C, A( I, H? ), A7? ); END;
END SSS;
END RHK;
END AHK;
/*
// EXEC LNKEDT
// EXEC

```

РЕЖИМ РОБОТИ КС «ДОЛИНА» В ПЕРІОД РУХУ ПОРШНЯ-ДЕФЕКТОСКОПА

Розрахункова швидкість поршня 3 м/с.

Ч а с, год. хв. с	Тиск, ата			Витрата газу, млн.м ³ /доб	Число ГПА 1 ступінь паралельно	Оберти ротора, об/хв	Перепуск через кран бд млн.м ³ /доб
	КС Долина		КС Росош				
	вхід	вихід	вхід				
0 0 0	40.00	52.98	37.00	41.676	2	3600	0.000
0 26 23	40.00	52.36	37.00	40.645	2	3600	0.000
0 52 47	40.00	51.78	37.00	39.687	2	3600	0.000
1 19 10	40.00	51.25	37.00	38.795	2	3600	0.000
1 45 33	40.00	50.76	37.00	37.960	2	3600	0.000
2.11 57	40.00	50.31	37.00	37.177	2	3600	0.000
2 38 20	40.00	49.89	37.00	36.441	2	3600	0.000
3 4 43	40.00	49.50	37.00	35.747	2	3600	0.000
3 31 7	40.00	49.13	37.00	35.091	2	3600	0.000
3 57 30	40.00	48.79	37.00	34.471	2	3600	0.000
4 23 53	40.00	48.47	37.00	33.882	2	3600	0.418
4 50 17	40.00	48.17	37.00	33.323	2	3600	1.242
5 16 40	40.00	47.88	37.00	32.790	2	3600	2.014
5 43 3	40.00	47.62	37.00	32.283	1	3600	2.378
6 9 27	40.00	47.36	37.00	31.798	1	3600	3.063
6 35 50	40.00	47.12	37.00	31.335	1	3600	3.709
7 2 13	40.00	46.90	37.00	30.892	1	3600	4.318
7 28 37	40.00	46.68	37.00	30.467	1	3600	4.893
7 55 0	40.00	46.48	37.00	30.059	1	3600	5.437
8 21 23	40.00	46.28	37.00	29.667	1	3600	5.953
8 47 47	40.00	46.09	37.00	29.290	1	3600	6.443

ДОДАТОК 3

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ "НАФТОГАЗ УКРАЇНИ"
ДОЧІННЕ ПІДПРИЄМСТВО "П Р И К А Р П А Т Т Р А Н С Г А З"
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ
ІНСТИТУТ "У К Р Г А З П Р О Е К Т"

ПОГОДЖЕНО

Проректор

з наукової роботи ІФДТУНГ

докт. техн. наук, проф.

О.М. Карпаш

ЗАТВЕРДЖУЮ

Заступник голови правління

НАК "НАФТОГАЗ України"

В.В. Розгонюк

" " 2000 р.

М Е Т О Д И К А Р О З Р А Х У Н К І В
К Е Р У В А Н Н Я Р Е Ж И М А М И Р О Б О Т И Г А З О П Р О В О Д І В В П Р О Ц Е С І П Р О В І Д К И
О Ч И С Н И Х І Д І А Г Н О С Т И Ч Н И Х Р О Б І Т

Івано-Франківськ

2000