

В. Я. Грудз, Д. Ф. Тимків, В. Б. Михалків, В. В. Костів

ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТ ГАЗОПРОВОДІВ



**Грудз В.Я., Тимків Д.Ф.,
Михалків В.Б., Костів В.В.**

ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТ ГАЗОПРОВОДІВ



Ліля-НВ
Івано-Франківськ
2009

УДК (504.05 + 504.06) : 622.692.4

Монографія містить теоретичні засади процесу обслуговування об'єктів газотранспортних систем, діагностування їх технічного стану, оптимізації проведення профілактичних ремонтів, а також нові способи та засоби проведення відновлювальних ремонтів та реконструкції систем.

Книга побудована на основі оригінальних наукових розробок авторів.

Призначена для інженерних працівників системи транспорту газу, студентів вищих навчальних закладів нафтогазового профілю, буде корисною для аспірантів та здобувачів наукових ступенів за даним напрямком.

Рецензенти:

І. І. Капцов, завідуючий відділом транспортування газу Українського науково-дослідного інституту природних газів, доктор технічних наук, професор

ISBN 978-966-668-208-9

ВСТУП

Система газопостачання в Україні являє собою складну енергетичну систему, що характеризується великою потужністю, значною довжиною, складною структурою, різним віком і станом магістральних газопроводів. Старіння газопроводів, велике число аварій і ушкоджень на лінійній частині (ЛЧ) серйозно ускладнюють процес технічної експлуатації об'єктів газотранспортної системи, збільшують матеріальні витрати.

У цих умовах набуває актуальності завдання щодо забезпечення надійності функціонування газотранспортних систем з метою безперебійного постачання газу, зниження втрат газу, запобігання аваріям і забрудненню навколишнього середовища. Причому проблеми безпеки й екологічності магістрального транспортування газу вимагають особливої уваги з обліком можливих катастрофічних наслідків аварій і несправностей.

У нових умовах господарювання важливий економічний аспект цієї проблеми, оскільки аварії й ушкодження на ЛЧ приводять до великих утрат газу, збитків від недопостачання палива народному господарству, вимагають витрат на ремонтно-відбудовчі роботи.

Як відомо, методи підвищення надійності газопровідних систем поділяються на доексплуатаційні (схемні й конструктивні) і експлуатаційні. Впливати на надійність газопроводу, який функціонує, можна, лише забезпечивши правильну технічну експлуатацію. Експлуатація, крім безпосереднього використання основного і допоміжного технологічного устаткування для виконання виробничих завдань із транспортування газу, містить і систему технічного обслуговування і ремонту, що представляє сукупну взаємозалежність засобів, документації технічного обслуговування і ремонту, виконавців, які потрібні для підтримки і відновлення якості об'єктів і їхніх елементів, що входять у систему.

З огляду на той факт, що аварійність магістральних газопроводів залишається досить високою, а темпи їх «старіння» значно випереджають темпи виконання капітального ремонту, одним з головних засобів підтримки експлуатаційної надійності лінійної частини є система технічного обслуговування і ремонту (ТОіР ЛЧ МГ).

Основними завданнями системи ТОіР ЛЧ МГ є:

ефективний контроль за технічним станом елементів об'єктів і систем лінійної частини;

аналіз одержуваної інформації з метою оптимального планування ремонтно-відбудовчих заходів;

проведення профілактичних і ремонтно-відновлювальних робіт на ЛЧ МГ;

своєчасне виявлення й оперативне усунення відмовлень і несправностей.

В останні роки вдосконаленню ремонтно-експлуатаційного обслуговування ЛЧ МГ присвячений цілий ряд наукових розробок, що торкаються окремих аспектів технології, організації і керування системою ТОiP.

Методи і підходи до розв'язання перелічених задач базуються на результатах основоположних досліджень провідних учених галузі В. Л. Березина, П. П. Бородавкіна, Л. Г. Телегіна, Н. Х. Халлієва, Е. М. Ясіна, К. Е. Ращепкіна, З. Г. Галиулліна, А. Ф. Комягіна й ін.

Разом з тим аналіз досвіду експлуатації газотранспортних систем і наукових досліджень у цій галузі доводить необхідність подальшого розв'язання завдань щодо удосконалення організації експлуатаційного обслуговування лінійної частини і її елементів.

З позицій системного аналізу система ТОiP ЛЧ МГ характеризується визначеним складом, структурою і режимом функціонування. Залежно від умов експлуатації ремонтно-експлуатаційного підрозділу вони мають різну потужність і структуру, ступінь централізації і концентрації матеріально-технічних і інших ресурсів.

У зв'язку з вищевикладеним актуальними є завдання щодо підвищення ефективності використання наявних ресурсів (матеріальних, технічна, людських і ін.), удосконалення планування контрольно-відновлювальних заходів (КВЗ) і керування ремонтно-експлуатаційними підрозділами (РЕП) у ході обслуговування ЛЧ із метою забезпечення надійної і безперебійної роботи газотранспортних систем.

Оптимізація процесу технічного обслуговування агрегатів і споруд газотранспортних систем в остаточному підсумку передбачає скорочення затрат на транспортування газу і приводить до зниження його собівартості. У зв'язку з цим розробці раціональних стратегій технічного обслуговування елементів систем далекого транспортування газу приділяють велику увагу.

Кожен агрегат або машина системи далекого транспортування газу призначені для виконання заданих функцій у відповідних умовах виробничої і технічної експлуатації. Ці функції реалізуються при робочому технічному стані, який характеризується сукупністю структурних параметрів, значення яких перебувають у заданих межах. Структурні параметри контролюють, вимірюючи діагностичні параметри й оцінюючи якісні ознаки технічного стану агрегату.

Всі показники різноманітних властивостей надійності в кінцевому рахунку залежать від технічного стану машини або її складової, стабільності їх структури, терміну зберігання значень параметрів технічного стану в заданих границях. Підвищення хоча б одним структурним параметром граничного значення означає порушення справності або робочої придатності машини, її складової частини.

Частота (вірогідність) порушення робочої придатності машини, тобто частота відмов при експлуатації, визначає рівень її безвідмовності.

Збільшення частоти відмов погіршує показники ремонтної придатності і негативно впливає на довговічність машини та її складової частини.

Керування надійністю і технічним станом – це цілеспрямована зміна за допомогою показників, які можна змінювати, властивостей машини або її складової частини, що веде до поставленої мети.

Мета керування надійністю і технічним станом полягає в забезпеченні при виготовленні, відновленні при ремонті і підтримуванні при технічному обслуговуванні високого й оптимального рівня робочої придатності машини, в створенні умов, які дозволяють знизити частоту відмов за невеликих матеріальних і фінансових затрат.

Надійністю машини можна керувати різними шляхами. Найпрогресивніший метод керування надійністю – поліпшення фізико-технічних властивостей елементів машини і її будови. Ці можливості реалізують на етапі проектування, розробки машини або її складової частини. Застосування зносостійких матеріалів, створення умов, які зменшують енергію, що затрачається на тертя та знос складових частин, використання посиленних ущільнень, фільтраційних елементів і т. д. різко знижують швидкість зносу, зміни параметрів стану, збільшують середній ресурс складових частин. Скорочуються число відмов, а значить і число ремонтів машини, загальна затрата праці, термін та затратені кошти на ремонтні роботи.

Збільшення напрацювання між відмовами дозволяє збільшувати придатність технічного обслуговування, виключає ряд регламентованих операцій, тобто також знизить затрати праці, термін і вартість обслуговування.

Другий шлях керування технічним станом, надійністю машини полягає в зміні динаміки структурних параметрів елементів. Визначаючи оптимальні допустимі відхилення структурних параметрів технічного стану, змінюючи міжконтрольні напрацювання, підвищуючи ступінь відновлення початкових характеристик при технічному обслуговуванні і ремонті, попередньо замінюючи складові частини, які швидко зношуються, збільшують напрацювання між відмовами, зменшують середню швидкість зміни параметрів стану машини. Ці заходи застосовують на етапі експлуатації.

Керування надійністю шляхом поліпшення параметрів розподілу ресурсів або напрацювання до відмови і параметрів потоку відмов елементів можна уявити як результат реалізації перших двох шляхів керування.

Для підтримання і відновлення високого та оптимального рівня робочої придатності використовують комплекс керівних показників.

Керівні показники – це показники, які впливають на технічний стан і надійність об'єкта. Їх можна застосовувати для досягнення цілі. Це допустимі і граничні відхилення параметрів, міжконтрольне напрацювання, запас або середнє напрацювання на відмову, призначений залишковий запас до ремонту, термін використання машини, а також сумарні затрати на технічне обслуговування та ремонт.

Запас, або напрацювання на відмову, характеризує ступінь відновлення робочої придатності складової частини при ремонті так само, як ці показники характеризують ступінь забезпечення робочої придатності при виготовленні складової частини.

Як і в кожному процесі керування, можна виділити мету, систему, якою керують, показники, якими керують, цільові функції керування, динамічний характер і причинний зв'язок елементів системи, зворотний зв'язок.

При експлуатації ціль керування складається в збереженні високої або оптимальної надійності машини, тобто системи, якою можна керувати.

Система технічного обслуговування і ремонту, яка являє собою сукупність засобів, документації і виконавців, необхідних для підтримування і відновлення надійності і ефективності роботи машин, регламентована відповідними правилами, положеннями та рішеннями.

Серед численних рішень існує декілька, які називаються стратегіями. Стратегія технічного обслуговування і ремонту може бути за потребою після відмови, регламентована в залежності від напрацювання (терміну служби); за станом (за результатами періодичної діагностики, контролю).

Оптимальну стратегію вибирають за допомогою цільової функції – формалізованого запису вибраної цілі з урахуванням ряду обмежень. Якщо сформульовані цільова функція і система обмежень, завдання оптимізації стратегії технічного обслуговування і ремонту поставлені. Наступний крок – пошук його розв'язання.

Оптимізація стратегії технічного обслуговування і ремонту – це вибір найкращої стратегії з трьох можливих. Вона повинна бути реальною і забезпечувати досягнення цілі – необхідного максимуму цього критерію.

Оптимізація стратегії технічного обслуговування і ремонту дозволяє розв'язувати ряд завдань керування як при технічному обслуговуванні, так і при ремонті.

РОЗДІЛ 1. ОСНОВИ ТЕОРІЇ ОБСЛУГОВУВАННЯ

1.1. Стратегії обслуговування і функція мети

Для більшості технологічних елементів системи газопостачання — допоміжне устаткування на КС, блоки редукування і регулювання газу на ГРС, арматура, у тому числі лінійна, прилади і пристрої автоматики й ін. — доцільно використовувати стратегію обслуговування, засновану на календарному плануванні. Аварійні відмовлення, що відбуваються, у міжпрофілактичних періодах, як правило, не є причиною для систематичного перепланування періоду планово-попереджувальних заходів. Тому ця стратегія тверда.

Аварійні ремонти основного устаткування систем газопостачання відповідно до основних завдань трубопровідного транспортування газу при добрій організації обслуговування зводяться до термінових операцій чи заміни ремонту елемента, що відмовив, блоку, вузла. Оскільки основне устаткування систем газопостачання відноситься до складних технічних систем і разом з відповідним допоміжним устаткуванням і системою автоматики складається з великого числа окремих елементів і вузлів, то його характеристики надійності можна розглянути в ряді випадків як суперпозицію значного числа характеристик випадкових потоків несправностей складових частин. Тому допускають, що аварійні ремонти і заміни елементів устаткування, що відмовили, системи газопостачання хоча і відновлюють його працездатність, але не відбиваються на характеристиках надійності об'єкта, що обслуговується, загалом.

Розглянуту стратегію обслуговування і ремонту позначмо як стратегію А. Вона полягає в тому, що повне відновлення працездатності устаткування системи, що обслуговується, газопостачання виробляється в заздалегідь призначених календарних моментах часу, незалежно від числа аварійних відмов за цей період. У міру виникнення відмовлення устаткування виконують аварійні ремонти, спрямовані на відновлення працездатності шляхом заміни чи ремонту елемента, що відмовив, чи блоку вузла.

Якщо позначити $h(t)$ випадковий процес, який характеризує стан об'єкта, що обслуговується, у довільний момент часу t , і врахувати, що

індикація відмов на об'єктах системи газопостачання є, як правило, миттєвою, то $h(t)$ набуває таких значень:

$$\eta(t) = \begin{cases} E_0, \text{ якщо в момент } t \text{ об'єкт, що обслуговується} \\ \quad \text{перебуває в робочому стані;} \\ E_1, \text{ якщо в момент } t \text{ проводиться аварійний ремонт} \\ \quad \text{об'єкта системи газопостачання,} \\ E_2, \text{ якщо в момент } t \text{ проводиться планово-попереджувальний} \\ \quad \text{ремонт обладнання на об'єкті системи.} \end{cases}$$

При зроблених допущеннях моменти переходу $E_2 \rightarrow E_0$ (моменти закінчення планових ремонтів) є моментами повного відновлення працездатності об'єкта, і процес обслуговування повторюється з цього моменту незалежно від минулого. Тоді цей процес є процесом відновлення (регенерувальним випадковим процесом), а моменти переходу $E_2 \rightarrow E_0$ – точками відновлення процесу $\eta(t)$. Схема розглянутої стратегії обслуговування показана на рис. 1.1,а.

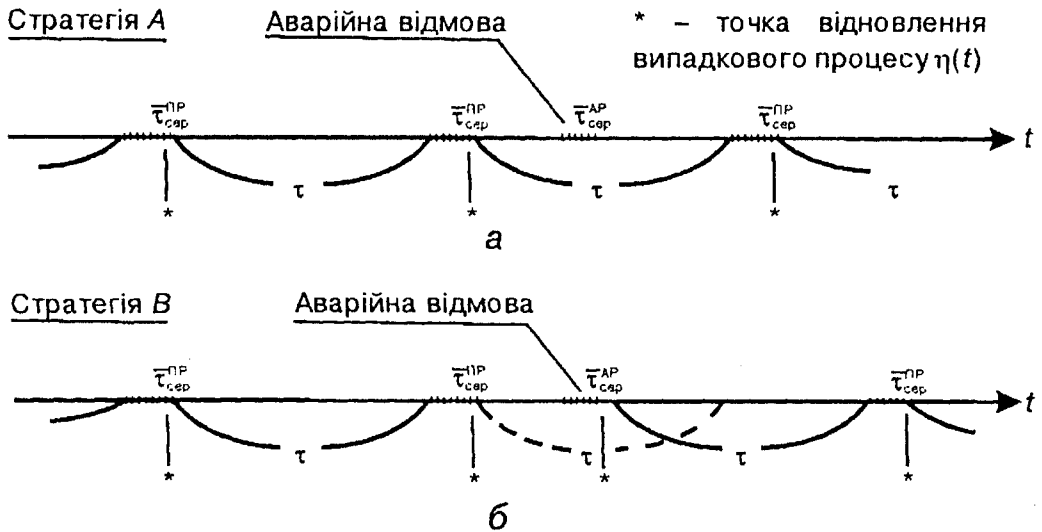


Рис. 1.1. Схеми стратегій обслуговування і ремонту устаткування систем газопостачання, заснованих на методах календарного планування

Для аналізу випадкового процесу $\eta(t)$ можна обмежитися рамками одного періоду відновлення й одержати (1.5) для середніх питомих витрат у стаціонарному режимі обслуговування у вигляді [37]

$$C(\tau) = \frac{\sum_{i=1}^2 a_i k_i}{k_i} = \frac{\sum_{i=1}^2 a_i M\{\Gamma_{(t)}^{(i)}\}}{M\{\Gamma_{(t)}^{(0)}\}}$$

де r – періодичність планово-відбудовних ремонтів; a_i – середні питомі витрати (грн./год.) від перебування в стані E_i ; відповідно середні питомі витрати на проведення аварійного ремонту a_{AP} і середні питомі витрати на проведення одного планового ремонту технологічного устаткування a_{PP} ; $M\{\Gamma_{(t)}^{(i)}\}$ – математичне очікування (МО) часу перебування об'єкта обслуговування в стані E_i , $i = 1, 2$ за період відновлення процесу $\eta(t)$ $M\{\Gamma_{(t)}^{(0)}\}$ – математичне очікування часу перебування об'єкта в працездатному стані за період відновлення.

Відповідно до наявних результатів досліджень працездатності ряду основних елементів систем газопостачання передбачається, що існує оцінка функції розподілу (ФР) часу безвідмовної роботи об'єкта системи газопостачання, що обслуговується

$$F(x) = 1 - \exp\left[-\int_0^x \lambda(t) dt\right], \quad (1.2)$$

де $\lambda(t)$ – функція інтенсивності відмов.

Тривалість аварійного ремонту ξ на об'єкті системи газопостачання, що є випадковою величиною, залежить від відстані до місцезнаходження бази централізованого обслуговування, швидкості пересування ремонтно-відбудовчих засобів, виду аварії, оснащеності ремонтним устаткуванням, кваліфікації ремонтного й управлінського персоналу й ін. Допустімо, вона підкоряється довільному закону розподілу [7]

$$G(x) = P(\xi \leq x), \quad x \geq 0$$

з математичним очікуванням

$$\tau_{cp}^{AP} = \int_0^{\infty} \bar{G}(x) dx, \quad (1.3)$$

де $\bar{G}(x) = 1 - G(x)$.

Планові відбудовні ремонти устаткування на об'єктах системи газопостачання проводять заздалегідь погодженим графіком, тому вони пов'язані з визначеним регламентом щодо їхньої тривалості, тобто середня тривалість планових ремонтів є, як правило, детермінованою величиною. Якщо позначити її τ_{cp}^{AP} , то

$$M\left\{T_{(\tau)}^{(2)}\right\} = \tau_{\text{ср}}^{\text{AP}}. \quad (1.4)$$

У практиці експлуатації спостерігаються два випадки планового обслуговування об'єктів системи газопостачання: а) коли планові відбудовні ремонти устаткування проводять при об'єкті системи, який працює, якщо існує така можливість; б) коли планові ремонти відбуваються при відключеному від роботи об'єкті.

У першому випадку, коли планові ремонти на об'єкті системи газопостачання проводять без порушення технологічного режиму шляхом включення резервної потужності, резервних агрегатів, блоків і ін., аналогічних тим, що підлягають ремонтіві, об'єкт може аварійно відмовити і під час проведення самого ремонту, тобто $M\left\{T_{(t)}^{(2)}\right\}$ з (1.1) слід визначити на всій довжині t_b циклу відновлення $\eta(t)$, де

$$t_b = \tau + \tau_{\text{ср}}^{\text{пр}}.$$

Розглянутий випадок відноситься до більшості основних технологічних ланок системи газопостачання – КС, ГРС, багатониткові лінійні ділянки й ін., що є резервованими об'єктами, які у ряді випадків володіють значною структурною надмірністю.

Отже,

$$M\left\{T_{(\tau)}^{(1)}\right\} = \int_0^{t_b} p(\theta) d\theta, \quad (1.5)$$

де $p(\theta)$ – імовірність застати об'єкт в аварійному ремонті в момент θ , $0 \leq \theta \leq t_b$.

Остання подія спостерігається тільки в тому випадку, якщо в момент x , $x < \theta$ (див. рис. 1.1,а) відбулося аварійне відмовлення, у результаті якого почався аварійний ремонт і він ще не закінчився до моменту θ . Імовірність цієї події

$$p(\theta) = \int_0^{\theta} \overline{G}(\theta - x) d\Lambda(x) \quad (1.6)$$

являє собою інтеграл згортки, де $\Lambda(x)$ – ведуча функція потоку відмов, тобто середнє число аварійних відмов за час $(0; x)$;

$$\Lambda(x) = \int_0^x \lambda(t) dt. \quad (1.7)$$

Припустімо, що середній час аварійного відновлення малий, тобто зміна функції потоку відмов $\Lambda\theta$ несуттєва на інтервалі, де $G(\theta - x)$ відмінне від нуля.

Тоді (1.6) приймає вигляд

$$p(\theta) \approx \lambda(\theta) \int_0^{\theta} \bar{G}(\theta - x) dx \approx \lambda(\theta) \tau_{cp}^{AP} \quad (1.8)$$

Вираз (1.8) визначений при відносно невеликих значеннях математичного очікування аварійних ремонтів, τ_{cp}^{AP} , а також при малих значеннях функції інтенсивності відмов на інтервалі зміни її аргументу. Це допущення, як відзначалося, правомірне для основного технологічного устаткування систем газопостачання.

Підставивши (1.8) в (1.5), одержимо

$$M\{T_{(t)}^{(0)}\} \approx \tau_{cp}^{AP} \int_0^{t_n} \lambda(\theta) d\theta = \tau_{cp}^{AP} \Lambda(t_n). \quad (1.9)$$

Вираз (1.9) можна одержати також, використовуючи тотожність Вальда.

Якщо врахувати природну умову, що при виникненні аварійного відмовлення під час проведення планового відбудовного ремонту останній переривається і відразу приступають до аварійного ремонту, то приходимо до такого виразу:

$$M\{T_{(t)}^{(0)}\} \approx t_n - M\{T_{(t)}^{(1)}\} = t_n - \tau_{cp}^{AP} \Lambda(t_n) = \int_0^{t_n} [1 - \tau_{cp}^{AP} \lambda(t)] dt. \quad (1.10)$$

Підставивши (1.4), (1.9) і (1.10) у (1.1), одержимо функцію мети

$$C(\tau) = \frac{a_{np} \tau_{cp}^{-AP} + a_{AP} \tau_{cp}^{AP} \int_0^{t_n} \lambda(t) dt}{\int_0^{t_n} [1 - \tau_{cp}^{AP} \lambda(t)] dt}. \quad (1.11)$$

Як впливає з основної теореми відновлення [6], безліч функцій розподілу $\Phi(x)$ періодичності планових відбудовних робіт, на якому варто шукати екстремум функції мети $C(\tau)$, може бути обмежена на безлічі вироджених розподілів, тобто періодичність планових ремонтів r повинна бути не випадковою величиною.

Тому, диференціюючи (1.11) за r і дорівнюючи похідну до нуля, одержуємо рівняння для визначення локальних екстремумів функції мети

$$\lambda\left(\tau + \tau_{cp}^{-np}\right) \frac{\tau - \tau_{cp}^{AP} \int_0^{\tau + \tau_{cp}^{-np}} \lambda(t) dt}{1 - \tau_{cp}^{np} \lambda\left(\tau + \tau_{cp}^{-np}\right)} - \int_0^{\tau + \tau_{cp}^{-np}} \lambda(t) dt = \frac{a_{np} \tau_{cp}^{-np}}{a_{AP} \tau_{cp}^{AP}}. \quad (1.12)$$

Вибираючи серед коренів рівняння (1.12) $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_i, \dots, \tau_k$ значення $\tau_i = \tau^*$, при якому досягається абсолютний мінімум (1.11), одержуємо оптимальну періодичність планових відновлюваних ремонтів устаткування систем газопостачання, що обслуговується.

Досліджуємо рівняння (1.12), продиференціювавши функцію його лівої частини

$$\varphi(t_b) = \lambda(t_b) \frac{\tau - \tau_{cp}^{AP} \Lambda(t_b)}{1 - \tau_{cp}^{AP} \lambda(t_b)} - \Lambda(t_b). \quad (1.13)$$

Маємо

$$\frac{d\varphi(t_b)}{d\tau} = \frac{\tau - \tau_{cp}^{AP} \Lambda(t_b)}{1 - \tau_{cp}^{AP} \lambda(t_b)} \cdot \frac{d\lambda(t_b)}{d\tau} \left[1 - \frac{\tau - \tau_{cp}^{AP} \lambda(t_b)}{1 - \tau_{cp}^{AP} \lambda(t_b)} \right]. \quad (1.14)$$

У функцій $\varphi(t)$ і $\Lambda(t)$ збігаються знаки похідних, отже, збігаються інтервали їхньої монотонної зміни. З цього випливає, що корені (1.12) треба шукати в точці перетину кривої функції $\varphi(t)$ з прямої правої частини рівняння (1.12).

Позначмо розподіл із зростаючою функцією інтенсивності відмов як ЗФІ-розподіл, а з обмеженою функцією – як ОЗФІ-розподіл. Іншими словами

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \lambda(t) = \infty; \quad (1.15)$$

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \lambda(t) = l \neq \infty. \quad (1.16)$$

З (1.12) і (1.14) випливає, що устаткування системи, що обслуговується, коли газопостачання має монотонний ЗФІ-розподіл часу безвідмовної роботи, тобто, крім умови (1.15), виконується ще $\frac{d\omega}{dt} > 0$, то (1.12) має єдиний кінцевий корінь (рис. 1.2,б).

Зазначені умови – необхідні і достатні.

При ОЗФІ-розподілі умовами існування єдиного кінцевого кореня, очевидно, є умови, що впливають з (1.16) і рис. 1.2, б:

$$\frac{d\lambda(t)}{dt} \geq 0;$$

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \lambda(t) = \delta \geq \frac{a_{np} \tau_{cp}^{-np}}{a_{AP} \tau_{cp}^{AP}} \quad (1.17)$$

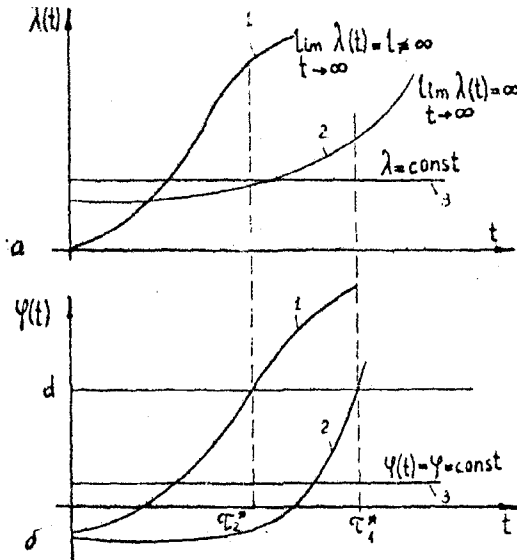


Рис. 1.2. Типи розподілів часу безвідмовної роботи устаткування, що обслуговується, (а) і їхній вплив на рішення (1.10), (1.13) (б): 1 – ВФІ-розподіл; 2 – ОВФІ-розподіл, 3 – експоненціальний розподіл

В інших випадках слід відшукати глобальний екстремум (1.12) серед безлічі локальних екстремумів.

Розв'язок (1.12) може виявитися $\tau^* = \infty$ чи практично не існувати. Це мало б означати, що проведення планових ремонтів конкретного технологічного устаткування системи газопостачання недоцільне; слід здійснювати лише аварійні ремонти в міру виникнення відмов. Зокрема, якщо тривалість безвідмовної роботи устаткування, що обслуговується, розподілена за експоненціальним законом $F(x) = 1 - \exp(-\lambda t)$ де $\lambda = \text{const}$ (рис. 1.2, а), то ліва частина (1.12) не є функцією часу t і в результаті рівняння не має розв'язку (рис. 1.2, б). Це обставина загальновідома: проводити планово-попереджувальні роботи на технічних об'єктах, як не «старіють», свідомо недоцільно.

Якщо τ^* – значення абсолютного мінімуму функції мети (1.1), то значення мінімуму визначається як

$$\min_{\tau} C(\tau) = C(\tau^*) = \begin{cases} \frac{a_{AP} \tau_{cp}^{AP} \lambda \left(\tau^* + \tau_{cp}^{-np} \right)}{1 - \tau_{cp}^{AP} \lambda \left(\tau^* + \tau_{cp}^{-np} \right)}, & \text{якщо } \tau^* \neq \infty \\ \frac{a_{AP} \tau_{cp}^{AP}}{\tau_{cp}}, & \text{якщо } \tau^* = \infty, \end{cases} \quad (1.18)$$

де τ_{cp} – середній час безвідмовної роботи об'єкта обслуговування,

$$\tau_{cp} = \int_0^{\infty} \bar{F}(x) dx;$$

$$\bar{F}(x) = 1 - F(x).$$

Якщо функція інтенсивності відмов устаткування системи газопостачання змінюється за лінійним законом: $\lambda(t) = h + bt, h \geq 0, b > 0$, то справедлива умова (1.15) і єдиний реальний корінь (1.12) визначається як

$$\tau^* = \frac{a_{np} \tau_{cp}^{-np}}{a_{AP}} \left[\sqrt{1 + \frac{2}{h} \frac{a_{AP}}{a_{np} \tau_{cp}^{-np}} \left(\frac{1}{\tau_{cp}^{np}} - b \right)} - 1 \right],$$

а показник якості функціонування устаткування системи, що обслуговується, – залежністю

$$C(\tau^*) = \frac{a_{np} \tau_{cp}^{-np} + a_{AP} \tau_{cp}^{AP}}{\tau^* - \tau_{cp}^{AP} \psi},$$

де $\psi = b\tau^* + \frac{(h\tau^*)^2}{2}$.

У випадках, якщо закон розподілу часу безвідмовної роботи експлуатованого устаткування підкоряється розподілові Вейбулла, то

$$\lambda(t) = \frac{\beta(t-\delta)^{\beta-1}}{\alpha-\delta}, \quad (1.19)$$

де β – параметр форми, $\beta > 0$; $\alpha - \delta$ – параметр масштабу, $\alpha - \delta > 0$; рівняння для локальних екстремумів функції мети (1.1) приймає вигляд (при $\delta = 0$)

$$(\beta - 1) \left(\tau + \tau_{cp}^{np} \right)^{\beta} + \beta \frac{a_{np} \tau_{cp}^{-np}}{a_{AP}} \left(\tau + \tau_{cp}^{np} \right)^{\beta-1} = \frac{a_{np} \tau_{cp}^{-np}}{a_{AP} \tau_{cp}^{np}} \alpha^{\beta}. \quad (1.20)$$

Значення функції мети в точці глобального мінімуму τ^* визначається залежністю

$$\min_{\tau} C(\tau) = C(\tau^*) = \frac{a_{np} \tau_{cp}^{-np} \alpha^{\beta} + a_{AP} \tau_{cp}^{AP} \lambda(\tau^*)^2}{\alpha^{\beta} \tau^* - \tau_{cp}^{AP} (\tau^*)^2}.$$

По суті справи характер рівняння (1.20) такий же, як і (1.12). При значеннях параметра $\beta > 1$ розподіл Вейбулла є ВДІ-розподілом, для

якого виконуються умови (1.15). Звідси випливає, що тільки тоді (1.20) має єдиний реальний остаточний розв'язок $\tau^* \neq \infty$. Винятком є випадки, коли значення g^* таке велике, що під оглядом здорового глузду можна вважати $\tau^* = \infty$.

У випадках, коли параметр розподілу $0 < \beta \leq 1$ рівняння (1.20) не має розв'язку і, отже, планові ремонти на об'єкті системи газопостачання варто вважати недоцільними. Це справедливо, якщо врахувати, що при $\beta = 1$ розподіл Вейбулла вироджується в експонентний розподіл, а при $\beta < 1$ – в СФР-розподіл (зі спадною функцією інтенсивності відмов), тобто устаткування «молодіє» із точки зору надійності. Остання обставина характерна для пристроїв і устаткування системи газопостачання на початковому етапі експлуатації – на етапі припрацювання.

У випадках, коли технологічний об'єкт системи газопостачання цілком виводиться з роботи з часу проведення планово-попереджувальних ремонтів устаткування, вираження для математичних очікувань часу $M\{T_{(\tau)}^{(i)}\}$ і $M\{T_{(\tau)}^{(0)}\}$ визначається аналогічно (1.9) і (1.10) у такий спосіб:

$$M\{T_{(\tau)}^{(i)}\} \approx \int_0^{\tau} p(\theta) d\theta \approx \tau_{cp}^{AP} \Lambda(\tau). \quad (1.21)$$

$$M\{T_{(\tau)}^{(0)}\} \approx \tau - M\{T_{(\tau)}^{(i)}\} = \tau - \tau_{cp}^{AP} \Lambda(\tau) = \int_0^{\tau} [1 - \tau_{cp}^{AP} \lambda(t)] dt. \quad (1.22)$$

Функцію мети одержимо, підставивши (1.5), (1.21) і (1.22) в (1.1):

$$C(\tau) = \frac{a_{np} \tau_{cp}^{-np} + a_{AP} \tau_{cp}^{AP} \int_0^{\tau} \lambda(t) dt}{\int_0^{\tau} [1 - \tau_{cp}^{AP} \lambda(t)] dt}. \quad (1.23)$$

Рівняння для розрахунку локальних екстремумів має вигляд

$$\lambda(\tau) \frac{\tau - \tau_{cp}^{AP} \Lambda(\tau)}{1 - \tau_{cp}^{AP} \lambda(\tau)} - \Lambda(\tau) = \frac{a_{np} \tau_{cp}^{-np}}{a_{AP} \tau_{cp}^{AP}}. \quad (1.24)$$

а значення функції в точці глобального екстремуму –

$$\min_{\tau} C(\tau) = C(\tau^*) = \begin{cases} \frac{a_{AP} \tau_{cp}^{AP} \lambda(\tau^*)}{1 - \tau_{cp}^{AP} \lambda(\tau^*)}, & \text{якщо } \tau^* \neq \infty \\ \frac{a_{AP} \tau_{cp}^{AP}}{\tau_{cp}}, & \text{якщо } \tau^* = \infty. \end{cases} \quad (1.25)$$

Якщо час безвідмовної роботи устаткування, що обслуговується, описується розподілом Вейбулла, то (1.23) перетвориться до вигляду (1.20)

за умови, що $\tau + \tau_{\text{ср}}^{-\text{пр}} = \tau$.

Всі результати щодо області оптимальних розв'язків для попереднього випадку, коли планові ремонти устаткування системи газопостачання, що обслуговується, виконуються нормально на функціональному об'єкті, дійсні і в цьому випадку.

Отримані рівняння (1.21), (1.20) для розрахунку оптимальних показників обслуговування і ремонту устаткування систем газопостачання за стратегією А можуть розв'язуватися графічно (див. рис. 1.2) чи чисельно.

На рис. 1.3 зображена укрупнена структурна схема чисельного дослідження показників якості обслуговування технологічного устаткування відповідно до розглянутої стратегії.

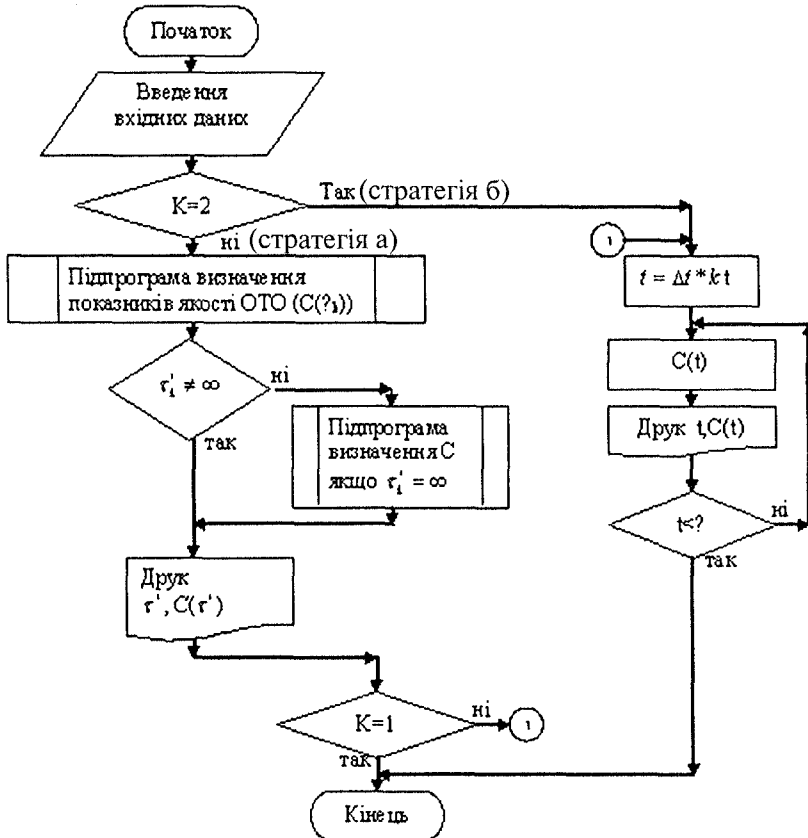


Рис. 1.3. Структурна схема розрахунку оптимальних показників обслуговування за стратегіями, заснованими на методах календарного планування ремонтів

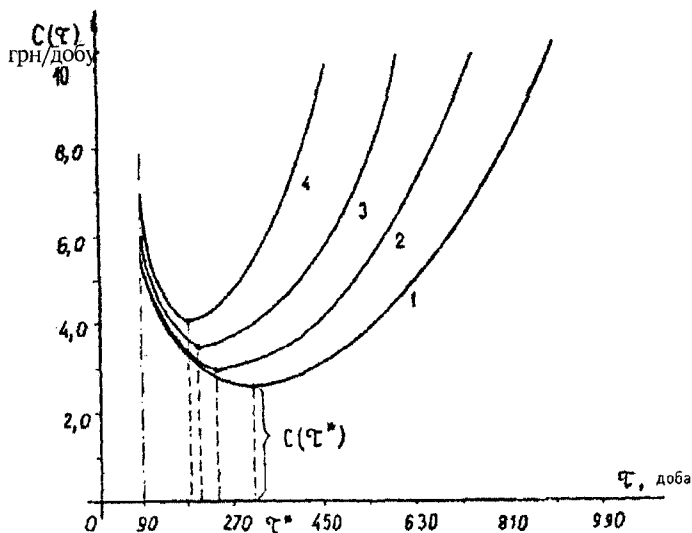


Рис. 1.4 Залежність сумарних питомих затрат (середніх питомих витрат) від періодичності планових ремонтів обладнання

1 - $\tau_{cr}^{ap} = 0.5z$; 2 - $\tau_{cr}^{ap} = 1.0z$; 3 - $\tau_{cr}^{ap} = 2.0z$; 4 - $\tau_{cr}^{ap} = 3.0z$

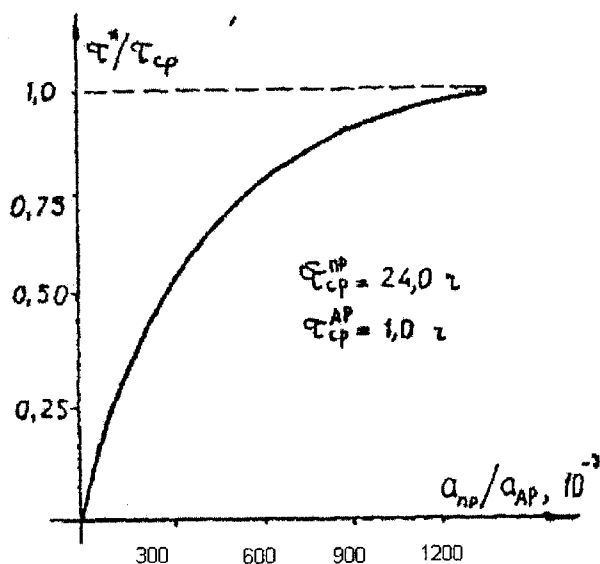


Рис. 1.5 Залежність оптимальних показників обслуговування від характеристик регенеративних і аварійних ремонтів

Як конкретний приклад розгляньмо режим обслуговування з однієї основної і двох резервних ниток редукування (рис. 1.4). Функція розподілу часу безвідмовної роботи розглянутої схеми описується розподілом Вейбулла з такими параметрами: $\beta = 3, \alpha = 5075 \text{ діб}^{-1}, \delta = 0$. На рис. 1.5 показані графіки функції середніх сумарних питомих витрат

$C(\tau)$ при $\tau_{\text{сп}}^{\text{пр}} = 5$ діб і різних середніх значеннях тривалості аварійних ремонтів $\tau_{\text{сп}}^{\text{АР}}$, рівних 0,5; 1,0; 2,0; 3,0 ч, і відповідних значеннях $\frac{a_{\text{пр}}}{a_{\text{АР}}} \approx \frac{1}{a_{\text{АР}}}$: $1,5 \cdot 10^{-6}$, $1,9 \cdot 10^{-6}$, $1,9 \cdot 10^{-6}$, де $a_{\text{АР}}^{\text{н}}$ – середній питомий збій схеми, що реалізується в результаті відмов. Оптимальні показники обслуговування схеми редукування газу за чотирма розрахунковими варіантами зведені в табл. 1.1.

З результатів табл. 1.1 випливає, що середні втрати в результаті проведення планових ремонтів (відповідно до стратегії А) на кілька порядків менші, ніж при пасивному підході (граф 5) – обслуговуванні без планових ремонтів.

Таблиця 1.1.

Оптимальні показники обслуговування схеми редукування газу

Математичне очікування тривалості аварійного ремонту $\tau_{\text{сп}}^{\text{АР}}$, год	Оптимальні показники обслуговування вузла редукування газу згідно зі стратегією А		Математичне очікування часу безвідмовної роботи вузла $\tau_{\text{сп}} = \int_0^{\infty} F(x) dx \cdot 10^3$, діб	$C(\infty) \cdot 10^{-2}$, грн./добу
	Періодичність планових ремонтів τ^* , діб	Середні сумарні питомі затрати $C(\tau^*) \cdot 10^{-2}$, грн./добу		
0,5	289	2,59	4,53	297,6
1,0	250	3,00	4,53	463,9
2,0	209	3,58	4,53	786,9
3,0	186	4,03	4,53	1112,0

На рис. 1.4 зображена залежність показників обслуговування від середніх питомих витрат, зв'язаних із проведенням планових і аварійних ремонтів. При проведенні планово-відновлюваних робіт устаткування без відключення об'єкта від роботи (розглянутий випадок) міжпланові періоди в основному визначаються витратами на їхнє проведення. Якщо проведення планових ремонтів не зв'язане з витратами $a_{\text{пр}} = 0$ (що не відповідає реаліям для устаткування систем газопостачання), міжпланові періоди $\tau^* = 0$, тобто бажано проводити безупинні відбудовні ремонти устаткування.

Якісно аналогічною є залежність $C(\tau^*) = f\left(\frac{\tau_{\text{сп}}^{\text{пр}}}{\tau_{\text{сп}}^{\text{АР}}}\right)$ при фіксованих

значеннях середніх питомих витрат $a_{\text{пр}}$ і $a_{\text{АР}}$, зв'язаних із проведенням планових і аварійних ремонтних робіт устаткування на об'єктах систем газопостачання.

Існує інша стратегія обслуговування, заснована на методах календарного планування, котру позначмо як стратегію В (див. рис. 1.1,б). Модель стратегії В відрізняється від викладеної стратегії А тим, що в ній робиться допущення про повне відновлення характеристик надійності в результаті проведення планових і аварійних ремонтів і перепланування планових ремонтів після кожного виниклого аварійного відмовлення.

Перше з допущень обмежує застосування стратегії В до устаткування систем газопостачання, а друге припускає наявність утруднень у плануванні ремонтів у системі технічного обслуговування систем газопостачання.

Для порівняльного аналізу стратегій А і В складена програма для ЕОМ, призначення якої – розрахунок оптимальних показників обслуговування устаткування систем газопостачання при допущенні можливості використання стратегії В. Вираз при допущенні можливості використання стратегії В на базі розрахункової залежності для локальних екстремумів показника якості обслуговування $C(\tau)$ має вигляд

$$\lambda(\tau) - \int_0^{\tau} \bar{F}(x) dx - F(x) = \frac{a_{np} \tau_{cp}^{-np}}{a_{AP} \tau_{cp}^{AP} - a_{np} \tau_{cp}^{-np}}. \quad (1.26)$$

Значення показника якості обслуговування в точці мінімуму τ^*

$$\min_{\tau} C(\tau) = C(\tau^*) = \begin{cases} a_{AP} \tau_{cp}^{AP} - a_{np} \tau_{cp}^{-np} \lambda(\tau^*), & \text{якщо } \tau^* \neq \infty \\ \frac{a_{AP} \tau_{cp}^{AP}}{\tau_{cp}}, & \text{якщо } \tau^* = 0. \end{cases} \quad (1.27)$$

Для розподілу Вайбулла (1.12) рівняння (1.26) можна записати так:

$$\beta \alpha^{-\beta} \tau^{\beta-1} \int_0^{\tau} \exp(-\alpha^{-\beta} t^{\beta}) dt - [1 - \exp(-\alpha^{-\beta} \tau^{\beta})] = \frac{a_{np} \tau_{cp}^{-np}}{a_{AP} \tau_{cp}^{AP} - a_{np} \tau_{cp}^{-np}}.$$

Програма складена за алгоритмом, аналогічним за структурою, показаною на рис. 1.3; підставою для цього є ідентичність (1.16) і (1.12).

З рівності (1.18) і (1.27) випливає, що обидві стратегії обслуговування і ремонту – А і В вироджуються в ту саму пасивну стратегію в граничному випадку, коли розв'язком є $\tau^* = \infty$.

1.2. Стратегії, засновані на методах планування з досягнення заданого наробку

До теперішнього часу найширшої реалізації набули стратегії технічного обслуговування, засновані на проведенні регламентних профілактичних відбудовних робіт у міру досягнення заданого наробку конкретного устаткування систем газопостачання. В основному це відноситься до системи технічного обслуговування ГПА на КС.

З метою дослідження і порівняльного аналізу розглянутих стратегій обслуговування розглянемо формалізацію досить загальної стратегії обслуговування, заснованої на методах планування відбудовних робіт з досягнення заданого наробку, яку можна застосовувати до основного устаткування систем газопостачання, що позначмо як стратегію С.

Керуючись положенням, викладеним у попередньому підрозділі, припустимо, що устаткування системи, що обслуговується, газопостачання цілком відновлюється при досягненні заданого наробку, незалежно від числа відмов за цей період; у міру виникнення відмов проводять аварійні ремонти експлуатованого устаткування, спрямовані на відновлення працездатності шляхом заміни (включення резерву) чи ремонту агрегату, що відмовив, блока чи вузла елемента.

Схема розглянутої стратегії обслуговування зображена на рис. 1.6.

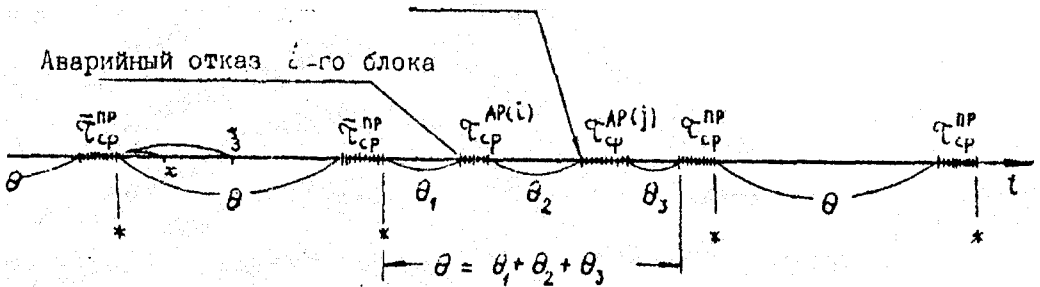


Рис. 1.6. Схема стратегії обслуговування С, заснована на методах планування попереджувальних ремонтів із досягнення заданого наробку

При експлуатації устаткування систем газопостачання, хоча і відомий (регламентоване) наробок θ , за якого проводять попереджувальні відбудовні ремонти, заздалегідь невідомий календарний момент часу, коли наробок досягне заданого значення. З цього погляду попереджувальні ремонти устаткування системи газопостачання є позаплановими (табл. 1.1), незважаючи на сталі традиції в практиці експлуатації відносити їх до планових.

Введімо в розгляд випадковий процес $\eta(t)$, що характеризує стан об'єкта обслуговування системи газопостачання в момент t . Моменти переходу зі стану E_2 у стан E_0 , тобто моменти закінчення попереджувальних ремонтів устаткування, є моментами відновлення випадкового процесу $\eta(t)$ (рис. 1.7). Інтервали часу між сусідніми моментами відновлення процесу $\eta(t)$ — однаково розподілені випадкові величини, і тому утворюють простий процес відновлення.

Середні сумарні питомі витрати в стаціонарному режимі обслуговування і ремонту відповідно до стратегії С визначаються із залежності (1.1), у якій необхідно описати вираз для математичних очікувань часу: $M\{\Gamma^{(0)}(\theta)\}$; $M\{\Gamma^{(1)}(\theta)\}$; $M\{\Gamma^{(2)}(\theta)\}$

Розгляньмо аналогічним чином два випадки обслуговування, коли попереджувальні ремонти виконуються: а) на об'єкті, який нормально працює, переключенням резервних блоків, агрегатів і ін.; б) при порушенні технологічного режиму об'єкта системи газопостачання.

У першому випадку математичне очікування тривалості безвідмовного функціонування визначається з обліком того, що об'єкт обслуговування може аварійно відмовити і під час проведення самого попереджувального ремонту, тому (рис. 1.7)

$$M\{\Gamma^{(0)}(\theta)\} = \theta + M\{\Gamma_{\text{пр}}^{(0)}(\theta)\}$$

де $M\{\Gamma_{\text{пр}}^{(0)}(\theta)\}$ — математичне очікування часу безвідмовної роботи об'єкта обслуговування за період проведення попереджувального ремонту; θ — наробку устаткування системи, що обслуговується, газопостачання за цикл відновлення випадкового процесу $\eta(t)$.

За однакових припущень про об'єкт, що обслуговується, коли впливає (1.9), запишемо

$$M\{\Gamma_{\text{пр}}^{(0)}(\theta)\} \approx \theta + \int_0^{\theta + \tau_{\text{сп}}^{-\text{пр}}} [1 - \tau_{\text{сп}}^{\text{AP}} \lambda(t)] dt. \quad (1.28)$$

Межі інтегрування в (1.28) фіксують завершальний період у циклі відновлення $\eta(t)$. До цього моменту устаткування вже відпрацювало час θ , тому ймовірність відмов зростає.

Для визначення математичного очікування часу перебування устаткування, що обслуговується, в аварійному ремонті за цикл відновлення випадкового процесу зміни стану $\eta(t)$ скористаймося отриманою залежністю (1.9). Тоді з урахуванням здійснених обрахунків щодо тривалості циклу відновлення при обслуговуванні устаткування відповідно до розглянутої стратегії маємо

$$M\{\Gamma^{(1)}(\theta)\} \approx \tau_{\text{сп}}^{-\text{пр}} + \int_0^{\theta + \tau_{\text{сп}}^{-\text{пр}}} \lambda(t) dt = \tau_{\text{сп}}^{\text{AP}} \Lambda(\theta + \tau_{\text{сп}}^{-\text{пр}}) \quad (1.29)$$

Підставивши (1.28), (1.29) і (1.4) в (1.1), одержимо функцію мети:

$$C(\tau) = \frac{a_{np} \tau_{cp}^{-np} + a_{AP} \tau_{cp}^{AP} \int_{\theta}^{\theta + \tau_{cp}^{AP}} \lambda(t) dt}{\theta + \int_{\theta}^{\theta + \tau_{cp}^{AP}} [1 - \tau_{cp}^{AP} \lambda(t)] dt}. \quad (1.30)$$

Рівняння для визначення локальних екстремумів функції (1.30) визначиться з умови $dC(\theta)/d\theta = 0$, що має вигляд (1.31)

$$a_{AP} \tau_{cp}^{AP} \lambda\left(\theta + \tau_{cp}^{-np}\right) \left\{ \theta + \tau_{cp}^{-np} + \tau_{cp}^{np} \left[\lambda\left(\theta + \tau_{cp}^{-np}\right) - \Lambda(\theta) \right] \right\} - \left[a_{np} \tau_{cp}^{-np} + a_{AP} \tau_{cp}^{AP} \Lambda\left(\theta + \tau_{cp}^{-np}\right) \right] \left\{ 1 - \tau_{cp}^{AP} \left[\lambda\left(\theta + \tau_{cp}^{-np}\right) - \lambda(\theta) \right] \right\} = 0. \quad (1.31)$$

Оптимальні показники обслуговування конкретного устаткування систем газопостачання – наробок θ до попереджувального ремонту і відповідні середні питомі витрати на експлуатацію $C(\theta^*)$ визначаються рішенням (1.13). Серед коренів рівняння $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_i, \dots, \theta_k$ варто вибрати значення θ^* , що дає глобальний екстремум функції мети.

У припущенні, що об'єкт обслуговування складається з послідовно включених блоків і при відмовленні кожного з них відбувається відмова об'єкта загалом, використовують таке вираження для середніх питомих витрат у стаціонарному режимі обслуговування:

$$C(\theta) = \left[a_{np} \tau_{cp}^{-np} + \sum_{i=1}^n a_{AP}^{(i)} \tau_{cp}^{AP(i)} H_i(\theta) \right] \cdot \theta^{-1}, \quad (1.32)$$

де $a_{AP}^{(i)}$ – середні питомі витрати при проведенні аварійного ремонту (заміни) i -го блока об'єкта, що обслуговується; $\tau_{cp}^{AP(i)}$ – математичне очікування тривалості чи ремонту заміни i -го блока; $H_i(\theta)$ – функція відновлення i -го блока, $H_i(t) = M\{N_i(t)\}$; $N_i(t)$ – випадкове число відновлень процесу $\eta(t)$ за час $(0, t)$.

Функція відновлення задовольняє інтегральне рівняння теорії відновлення. У розглянутому випадку (див. рис. 1.7)

$$H_i(\xi) = F_i(\xi) + \int_0^{\xi} H_i(\xi - x) dF_i(x), \quad (1.33)$$

де $dF_i(t)$ – функція розподілу (ФР) часу безвідмовної роботи i -го блока експлуатованого устаткування.

У випадках, коли ФР $F(t)$ технологічного устаткування, що обслуговується – складна степенева функція, розв’язок (1.33) дуже утруднений. Підхід до розв’язку можна значно спростити з огляду на особливості експлуатованого устаткування, технологічних об’єктів і системи газопостачання загалом.

Основне устаткування – ГПА, допоміжне устаткування на КС, очисні споруди, устаткування ГРС, лінійна і запірна арматура й ін. – складається зі значного числа вузлів. Таким чином, можна допустити, що в потоках відмов вузлів і елементів устаткування, що обслуговується, немає переваги подій, викликаних відмовою якось одного елемента, чи можна обмежитися розглядом тих з основних елементів і вузлів, що домінують у загальній оцінці працездатності. До цього висновку прийшов ряд дослідників працездатності і надійності основного устаткування систем газопостачання. Тоді потік відмов технологічного устаткування на тимчасовій осі його наробку на підставі граничних теорем у загальному випадку можна вважати нестационарним пуасоновим потоком з провідною функцією $\Lambda(t)$.

У зв’язку з цим можна записати

$$N_i(t) \approx \Lambda_i(t) \quad (1.34)$$

Підставивши (1.34) у (1.32), одержимо

$$C(\theta) = \left[a_{\text{пр}} \tau_{\text{ср}}^{-\text{пр}} + \sum_{i=1}^n a_{\text{АР}}^{(i)} \tau_{\text{ср}}^{\text{АР}(i)} \int_0^{\theta} \lambda_i(x) dx \right] \cdot \theta^{-1} \quad (1.35)$$

Продиференціювавши (1.35) і прирівнявши похідну до нуля, запишімо рівняння для локальних екстремумів функції мети $C(\theta)$:

$$\theta \sum_{i=1}^n a_{\text{АР}}^{(i)} \tau_{\text{ср}}^{\text{АР}(i)} \lambda_i(\theta) - \sum_{i=1}^n a_{\text{АР}}^{(i)} \tau_{\text{ср}}^{\text{АР}(i)} \int_0^{\theta} \lambda_i(t) dt \int_0^{\theta} \lambda_i(t) dt = a_{\text{пр}} \tau_{\text{ср}}^{-\text{пр}}. \quad (1.36)$$

Аналіз показує, що характер зміни лівих частин (1.32) і (1.36) при зміні аргументу θ у якісному відношенні схожий з дослідженими рівняннями (1.12) і (1.24). Тому необхідні і достатні умови існування єдиного кінцевого кореня (1.32) і (1.36) визначаються залежностями для (1.12), (1.34).

Значення функції $C(\theta)$ в точці мінімуму

$$\min_{\theta} C(\theta) = C(\theta^*) = \begin{cases} \sum_{i=1}^n a_{AP}^{(i)} \tau_{cp}^{AP(i)} \lambda(\theta^*), & \text{якщо } \theta^* \neq \infty; \\ \sum_{i=1}^n \frac{a_{AP}^{(i)} \tau_{cp}^{AP(i)}}{\tau_{cp}^{(i)}}, & \text{якщо } \theta^* = 0, \end{cases}$$

де $\tau_{cp}^{(i)} = \int_0^{\infty} \bar{F}_1(x) dx$ — середній час безвідмовної роботи i -го вузла (блока) устаткування, що обслуговується.

У випадках, коли функція розподілу часу безвідмовної роботи окремих блоків об'єкта обслуговування системи газопостачання $F_1(x)$ підкоряється розподілові Вейбулла, функція мети має вигляд

$$\theta \sum_{i=1}^n a_{AP}^{(i)} \tau_{cp}^{AP(i)} (\beta_i \alpha_i^{\beta_i} \theta^{\beta_i - 1}) - \sum_{i=1}^n a_{AP}^{(i)} \tau_{cp}^{AP(i)} (\alpha_i^{-\beta_i} \theta^{\beta_i}) = a_{гр}^{-np} \tau_{cp}. \quad (1.37)$$

При значенні параметра $\beta > 1$ в (1.19) виконуються умови (1.15) і (1.17) одиничності розв'язку (1.37).

Значення екстремуму показника якості обслуговування в точці екстремуму визначається в такий спосіб:

$$\min_{\theta} C(\theta) = C(\theta^*) = \begin{cases} \sum_{i=1}^n a_{AP}^{(i)} \tau_{cp}^{AP(i)} \lambda[\beta_i \alpha_i^{-\beta_i} (\theta^*)], & \text{якщо } \theta^* \neq \infty; \\ \sum_{i=1}^n \frac{a_{AP}^{(i)} \tau_{cp}^{AP(i)}}{\tau_{cp}^{(i)}}, & \text{якщо } \theta^* = \infty. \end{cases}$$

Розглядаючи об'єкт обслуговування системи газопостачання як складну технічну систему ($n = 1$), рівняння для визначення локальних екстремумів подаймо у такому вигляді:

$$\theta \lambda(\theta) - \int_0^{\theta} \lambda(t) dt = \frac{a_{гр}^{-np} \tau_{cp}}{a_{AP} \tau_{cp}^{AP}}.$$

Його розв'язок при описі $\lambda(t)$ загальним видом (1.19) визначиться так:

$$\theta^* = \alpha^{\beta} \sqrt[\beta]{\frac{1}{\beta - 1} \frac{a_{гр}^{-np} \tau_{cp}}{a_{AP} \tau_{cp}^{AP}}} \quad (1.38)$$

У випадках, коли $F(x)$ є: а) ЗФІ-розподілом ($\beta > 1$ у (1.19)), θ – єдиний остаточно розв’язок (1.38), б) СФІ-розподілом, тобто коли $0 < \beta < 1$, не існує реального розв’язку і розглянута стратегія обслуговування вироджується в пасивну без профілактичних ремонтів.

Якщо час безвідмовної роботи експлуатованого устаткування системи газопостачання підкоряється експонентному закону розподілу ($\beta = 1$), то розв’язок (1.38) – $\theta^* = \infty$. Цей випадок також зводиться до пасивної стратегії обслуговування.

1.3. Стратегії, засновані на використанні інформації під час контролю

Відомо [77], що вихід з ладу структурних елементів устаткування систем газопостачання – випадкова подія, яка значною мірою визначається конкретними експлуатаційними умовами. В розглянутих стратегіях обслуговування і ремонту устаткування системи газопостачання передбачається, що існує вищий рівень інформації про об’єкт обслуговування, ніж за стратегій А-С.

У процесі експлуатації систем газопостачання основне устаткування піддають періодичному контролю з метою своєчасно вжити заходів із запобігання відмовам і затримки процесу зносу. Тому доцільно ефективно використовувати інформацію про стан устаткування з метою застосування відповідних керівних впливів технічним станом.

Ідентифікація технічного стану устаткування систем газопостачання зв’язана зі значними труднощами через його складність, з одного боку, і різноманіттям і різнохарактерністю його експлуатаційних показників, що його характеризують, – з іншого. Але для деяких основних технологічних об’єктів системи газопостачання, що є складними резервованими підсистемами, технічний стан можна визначити природним чином через кількість технологічних елементів, що відмовили. Такий підхід доцільний, оскільки нормальне функціонування основних резервованих об’єктів визначається, як правило, кількістю і місцем працездатних агрегатів і блоків у загальному технологічному режимі. Ця обставина буде чимраз визначальнішою в міру введення комплексної автоматизації газотранспортних систем.

Якщо позначити вектор стану кожного елемента (агрегату, блока)

$$\eta_i(t) = \begin{cases} 0, & \text{якщо } i\text{-й елемент справний у момент } t; \\ 1, & \text{якщо } i\text{-й елемент несправний у момент } t, \end{cases}$$

той стан об'єкта системи газопостачання, що обслуговується, описується вектором

$$\eta(t) = \{\eta_1(t), \eta_2(t), \dots, \eta_i(t), \dots, \eta_m(t)\}, \quad (1.39)$$

де m – кількість елементів об'єкта системи, що обслуговується.

Для реальних об'єктів систем газопостачання безліч станів визначається не тільки кількістю складених агрегатів, блоків, вузлів, але і конкретною технологічною схемою, тому що відмови окремих елементів схеми можуть бути взаємно залежні. Тому для конкретних технологічних схем можна виділити кінцеве число рівнів ефективності функціонування і розглядати цю сукупність як безліч станів. У такий спосіб вдається, як правило, знизити величезну кількість станів, що визначається (1.39) і яке склалося в момент $t \text{ n} = k^m$, де k – число станів кожного складеного елемента технологічного об'єкта системи газопостачання. Це тим більше істотне для випадків, коли $k > 2$.

Розгляньмо стратегію обслуговування D : повного відновлення працездатності об'єкта обслуговування системи газопостачання досягають при визначеному технічному стані, ідентифікованим шляхом періодичного контролю; аварійні ремонти відбуваються в міру виникнення відмов.

Об'єкт, що обслуговується, таким чином, розглядається як складна система з можливостями функціонування на багатьох рівнях ефективності. Для об'єктів систем газопостачання це може виражатися ступенем відповідності визначальних технологічних параметрів вимогами нормативно-технічної документації, імовірністю відмови, зв'язаними з ними втратами й ін.

Розгляньмо основний технологічний об'єкт системи газопостачання з кінцевим числом станів $n+1$: $E_0, E_1, E_2, \dots, E_i, \dots, E_n$, де E_0 – стан повної справності при функціонуванні об'єкта системи; E_n – стан повної відмови. При цьому $A_1 \in E_n, A_3 \in E_n$, де A_1 – підмножина станів, що відповідають рівню максимальної ефективності роботи; A_2 – підмножина станів повної відмови, рівнозначна мінімальному рівневі ефективності (продуктивності) об'єкта обслуговування системи газопостачання. Множина працездатних станів об'єкта – $\{E_i\} \in A_2, i=1,2,\dots,n-2,n-1$.

Введімо в розгляд питомі витрати a_i від перебування системи в окремих станах $E, i=1,2,\dots,n$. Позначмо середні витрати, зв'язані з проведенням попереджувального ремонту $a_{пр}$, і аварійно-відбудовного ремонту на об'єкті системи газопостачання $-a_{АР}^{(1)}$, якщо відмову об'єкта виявили в момент контролю (система перебувала випадковий час ξ у

прихованій відмові), і $a_{AP}^{(2)}$, якщо відмову виявили внаслідок сигналізації чи за виявом відмови – зміною тиску, спрацьовуванням системи автоматики й ін.; $a_{AP}^{(1)} > a_{пр}, a_{AP}^{(2)} > a_{пр}$.

Як правило, безліч станів, що відповідають повній працездатності $A_1, A_2 \in A$ і множина станів відмов $A_3, A_4 \in A$ технологічних об'єктів системи газопостачання – свідомо відомі чи їхнє визначення не викликає особливих утруднень; $A = A_1 \cup A_2 \cup A_3$. Тоді розв'язок завдання полягає в оптимальній розбивці ділянки працездатних станів об'єкта системи, що обслуговується, на дві непересічних підмножини: $A_2^{(1)} \text{ і } A_2^{(2)} \Rightarrow A_2^{(1)*}, A_2^{(2)*}$, де $A_2^{(1)*} \cup A_2^{(2)*} \Rightarrow A$, такі, що середні питомі витрати за цикл відновлення процесу були $\eta(t)$ мінімальними. Таким чином, завдання зводиться до розв'язку

$$\min_{A_2, A_2 = A_2^{(1)*} \cup A_2^{(2)*}} MC(A_1, A_2^{(1)}, A_2^{(2)}, A_3) = C(A_1, A_2^{(1)*}, A_2^{(2)*}, A_3)$$

чи

$$\min_{A_2} MC(A_1, A_2^{(1)}, A_2^{(2)}, A_3) = \min M \left\{ \frac{L_i}{Q_i} \right\} = C(K^*), \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (1.40)$$

де L_i, Q_i – відповідно витрати і середня тривалість від моменту виявлення стану i (в результаті контролю) до кінця циклу відновлення випадкового процесу $\eta(t)$, що характеризує технічний стан об'єкта обслуговування.

При зроблених допущеннях кінцем циклу відновлення є одна з подій: а) подальша перевірка, в результаті якої буде початий попереджувальний відновлювальний ремонт; б) подальша перевірка, в результаті якої буде виявлений стан відмови і піде аварійно-відбудовний ремонт; в) сигналізація про відмову.

Припустімо, що відома матриця перехідних імовірностей марковського ланцюга $\|P_{ij}(t)\|$, $i > j$, $\sum_{j=0}^n P_{ij}(t) = 1, i, j = 0, 1, 2, \dots, n$. При зроблених допущеннях оптимальний розв'язок (1.40) існує, тобто відзначається такий стан об'єкта обслуговування системи газопостачання $i = k^*$, $i = 0, 1, 2, \dots, n$, що задовольняє (1.40).

Середній час перебування процесу в розглянутій крайній множині станів визначиться рекурентним рівнянням:

$$Q_i = \frac{T_i(\tau) + \sum_{j=i+1}^n P_{ij}(\tau) Q_j}{1 - P_{ij}(\tau)}, \quad i = 0, 1, 2, \dots, k-1, \quad (1.41)$$

де $T_i(\tau)$ – середній час від моменту контролю, за якого ідентифікований стан i об'єкта системи, до наступної події (перевірки чи відмови); Q_i –

середній час від настання стану J до кінця циклу відновлення випадкового циклу $\eta(t)$.

Для середньої тривалості $T_i(\tau)$ у стаціонарному процесі експлуатації, йдучи за (1.5), можна записати

$$T_i(\tau) = (1-q)\tau + q \int_0^{\tau} \bar{F}_{in}(x) dx, \quad (1.42)$$

де $\bar{F}_{in}(x) = 1 - F_{in}(x) = 1 - P_{in}(x)$.

Якщо врахувати, що середня тривалість попереджувального й аварійного ремонтів устаткування систем газопостачання дуже мала в порівнянні із середнім часом безвідмовного функціонування, то

$$T_i(\tau) \approx Q_i \approx 0, \text{ якщо } i = k, k+1, \dots, n. \quad (1.43)$$

Аналогічно (1.41) визначають середні витрати від моменту виявлення стану i в результаті чергового контролю до кінця циклу відновлення процесу $\eta(t)$.

$$L_i = \frac{R_i(\tau) + \sum_{j=i+1}^n P_{ij}(\tau) L_j}{1 - P_{ij}(\tau)}, \quad i = 0, 1, 2, \dots, k-1 \quad (1.44)$$

де $R_i(\tau)$ – середні витрати на експлуатацію об'єкта, що обслуговується, від моменту виявлення його в стані до наступної події (перевірки чи відмови); L_j – середні витрати на експлуатацію від стану до кінця циклу відновлення процесу $\eta(t)$.

Витрати становитимуть

$$R_i(\tau) = R_i'(\tau) + R_i''(\tau),$$

де $R_i'(\tau)$ – реалізовані витрати у випадку, якщо за час між перевірками τ реалізувався перехід $i \rightarrow \xi$, $i \leq \xi < n$; $R_i''(\tau)$ – середні витрати, що спостерігаються, якщо за час між сусідніми операціями контролю τ здійснився перехід $i \rightarrow n$.

Тоді, очевидно,

$$R_i'(\tau) = \sum_{j=i+1}^n P_{ij}(\tau) \frac{\tau}{j-i+1} \sum_{m=1}^j a_m, \quad i = 0, 1, \dots, n-1; \quad (1.45)$$

$$R_i''(\tau) = (1-q) \left[\tau - \int_0^{\tau} \bar{F}_{in}(x) dx \right] \cdot a_n \quad (1.46)$$

Вираз у дужках залежності (1.46) являє собою середню тривалість перебування об'єкта системи, що обслуговується, в стані відмови за час τ за умови, що відмовлення не виявляється.

Йдучи за (1.43), а також з урахуванням початкових умов можна записати

$$L_i = a_{np}, i = k, k + 1, \dots, n - 2, n - 1; \quad (1.47)$$

$$L_i = qa_{AP}^{(2)} + (1 - q)a_{AP}^{(1)}, i = n. \quad (1.48)$$

Підставляючи (1.41 і (1.44) у (1.40) і з огляду на (1.42), (1.45) і (1.46), а також (1.43), (1.47), (1.48), одержуємо функцію мети:

$$C(i) = \frac{\sum_{j=i+1}^n P_{ij}(\tau) \frac{\tau}{j-i+1} \sum_{m=i}^j a_m + (1-q) \left[\tau - \int_0^{\tau} \bar{F}_{in}(x) dx \right] \cdot a_n + \sum_{j=i+1}^n P_{ij}(\tau) L_j}{\left[(1-q)\tau - q \int_0^{\tau} \bar{F}_{in}(x) dx \right] + \sum_{j=i+1}^n P_{ij}(\tau) Q_j}; \quad (1.49)$$

$$i = 0, 1, 2, \dots, n - 2, n - 1$$

Рівняння (1.49) зручне для числового розв'язку, що дозволяє розраховувати оптимальні параметри обслуговування для технологічних об'єктів системи газопостачання з великим числом станів (рівнянь ефективності функціонування). На рис. 1.7 зображена структурна схема алгоритму, в основу якої покладений метод прямого перебору, реалізованого на ЕОМ. Чисельна реалізація одного варіанта завдання з 20-ма станами (точніше, рівнями ефективності функціонування) об'єкта системи, що обслуговується, газопостачання займає близько 2 хв машинного часу.

Конкретні технологічні додатки отриманих розрахункових залежностей для визначення оптимальних показників обслуговування і ремонту вузла редукування газу на ГРС відповідно до стратегії D розглянемо для схеми редукування газу. Вона має чотири стани ($n = 4$): E_1 – відповідає справному функціонуванню, E_n – повній відмові системи редукування газу. Інтенсивність відмови регуляційних блоків

$$\lambda = 15,6 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{год}}, a_i = 0, i = 1, 2, 3; a_{AP} = 1000 \text{ грн.}; \tau = 72 \text{ год.}$$

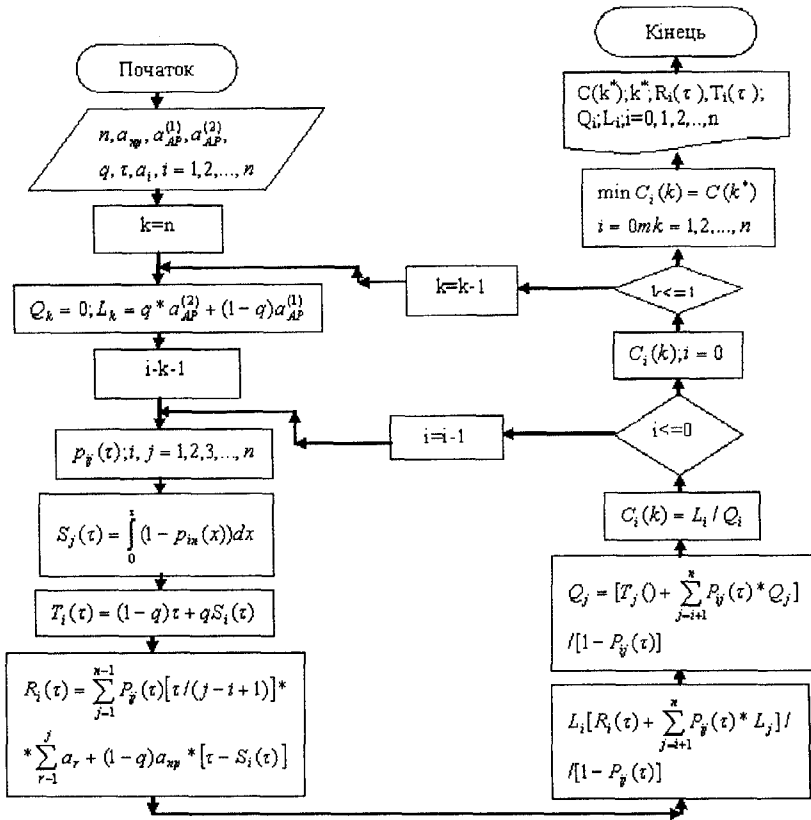


Рис. 1.7. Структурна схема розрахунку оптимальних показників обслуговування в залежності від стратегії D

З урахуванням (1.39) випадковий процес, що описує стан об'єкта обслуговування системи газопостачання в момент t ,

$$\eta(t) = \{\eta_1(t), \theta_1, \eta_2(t), \theta_2, \dots, \eta_i, \theta_i, \dots, \eta_n, \theta_n\}, \quad (1.50)$$

де θ_i – наробок в i -му стані об'єкта до моменту t ; n – число рівнів ефективності (станів) функціонування об'єкта, що обслуговується.

Стратегія обслуговування і ремонту E відрізняється від стратегії D тим, що межа розбивки ділянки працездатних станів – змінна, що визначається конкретною реалізацією випадкового вектора (1.50).

Існування оптимальної розбивки ділянки $A_2 \Rightarrow A_2^{(1)*}, A_2^{(2)*}$ визначається нерівністю

$$P\{\{\eta(t_r), t_r\} \in A_3[\{\eta(t_i), t_i\}, i = 0, 1, 2, \dots, r - 1]\} \leq \frac{a_{np}}{(a_{AP} - a_{np})(r - 1)}, \quad (1.51)$$

де $\eta(t_r)$ – поточне значення випадкового процесу, що характеризує стан об'єкта обслуговування в момент t_r , $t_r = 2\tau$; $\tau = 0, 1, 2, 3, \dots$; τ – періодичність контролю.

Правило розбивки ділянки A_2 : всяка точка $\{\eta(t_{r-1}), t_{r-1}\}$, для якої виконується нерівність (1.51), належить ділянці $A_1 \cup A_2^{(1)}$.

Таблиця 1.2.

Результати розрахунку оптимальних параметрів обслуговування технологічних об'єктів системи газопостачання

Вихідні дані				Результати розрахунку			
Номер варіанта	a_4	q	a_{IP}/a_{AP}	$i = 1, 2, \dots, K^* - 1$			$C(K^*)$, грн./год
				K^*	$R_i(\tau)$, грн.	Q_i , год	
1	0	1,0	0	2	0	63730	0
			0,1...0,7	3	0	127420 63730	0,0005... ...0,00395
			0,8...1,0	4	0	191080 127420 63730	0,00475
2	0,1	0	0...0,1	2	0,265	63730	0,00215
			0,2...0,8	3	0,265 0,178	127420 63730	0,00310 0,00705
3		0	0...1,0	3	2,655 1,785	127420 63730	0,03010 0,03795
4	0,1	0,9	0	2	0,026	63730	0
			0,1...0,9	3	0,026 0,018	127420 63730	0,00035... ...0,00660
			0,9	4	0,026 0,018 0,415	191080 127420 63730	0,00685

Оптимальна стратегія обслуговування і ремонту устаткування на об'єкті системи газопостачання зводиться до такого. Якщо в черговому моменті контролю t_r , ($r=0,1,2,\dots$) експлуатований об'єкт не відмовив і перебуває в стані $\eta(t_{r-1})$ – не менш відповідного значення оптимальної розбивки ділянки працездатних станів A_2 , тобто для $\{\eta(t_{r-1}), t_{r-1}\} \in A_1 \cup A_2^{(1)*}$,

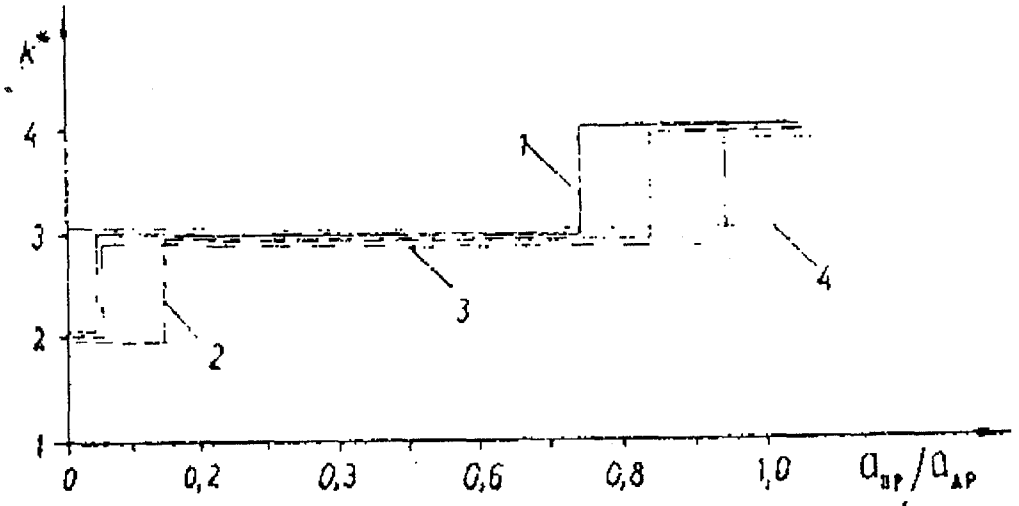


Рис. 1.8 Оптимальний показник обслуговування вузла редуціонування газу відповідно стратегії D 1-4 номер варіанта.

подальший контроль призначають у момент $t_i = 2\tau$. В іншому випадку, якщо $\{\eta(t_{r-1}), t_{r-1}\} \in A_2^{(2)*}$ виробляється запобіжний відновлювальний ремонт на об'єкті системи газопостачання, мета якого полягає в повному відновленні працездатності об'єкта обслуговування, якщо до моменту контролю t_{r-1} об'єкт системи відмовив, тобто, $\{\eta(t_{r-1}), t_{r-1}\} \in A_3$, проводиться аварійний відновлювальний ремонт.

Практична реалізація стратегії обслуговування E сутужніша, ніж стратегія D, тому що слід враховувати значно більший обсяг інформації про стан об'єкта обслуговування системи газопостачання в моменти контролю, а також потрібний відповідний облік передісторії процесу зміни працездатності устаткування. Однак використовуваний формальний апарат значно простіший.

Розгляньмо для конкретної технологічної схеми ГРС застосування стратегії E. На рис. 1.9 наведені показники обслуговування вузла редукування газу на ГРС.

Ця технологічна схема має 81 стан і шість рівнів ефективності функціонування. Стан E_1 відповідає станові справного функціонування, стан E_6 – повній відмові схеми. Розрахунок виконаний при значенні $a_{пр}/(a_{ар} - a_{пр}) = 0,05$, $\tau = 24$ год; значення інтенсивності відмов регуляційних блоків у схемі ГРС $\lambda = 15,6 \cdot 10^{-6}$ 1/год.

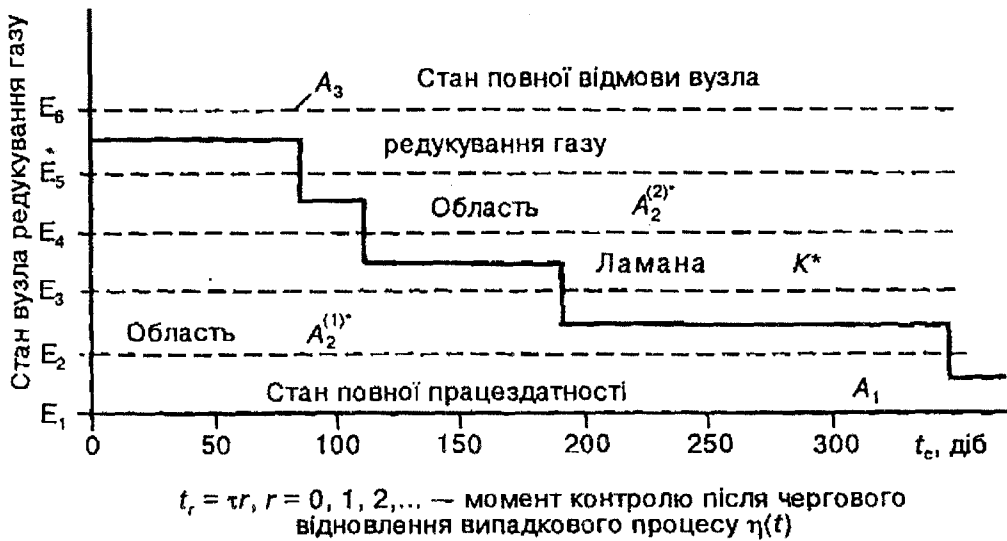


Рис. 1.9. Оптимальні показники обслуговування вузла редукування газу відповідно до стратегії E

Ламана лінія на рис. 1.9 відповідає оптимальній розбивці і підмножині працездатних станів розглянутої схеми ГРС.

1.4. Пасивна стратегія обслуговування

Як ми раніше показали, у випадках, коли екстремум показника обслуговування і ремонту устаткування системи газопостачання відповідно до стратегії $A - \min C(\tau)$ — досягається при значеннях періодичності планових попереджувальних ремонтів, $\tau^* = \infty$ проведення останніх — недоцільне, тому що вони можуть погіршити показники якості функціонування системи. Тоді стратегія A вироджується в пасивну стратегію обслуговування (позначмо її F), що полягає в проведенні тільки аварійних ремонтів устаткування, що відмовило, на об'єктах системи газопостачання в міру виникнення відмов.

Збіг (1.12), (1.25), (1.27) і (1.32) вказує на те, що стратегія F -граничний випадок стратегій обслуговування, заснований на методах календарного планування і на методах планування попереджувальних ремонтів устаткування і на ремонтах планування, заснованих на досягненні визначеного наробітку. Отже, для визначення доцільності застосування пасивної стратегії обслуговування конкретного устаткування системи газопостачання і розрахунку відповідних техніко-економічних показників обслуговування можна скористатися кожною зі складених комп'ютерних алгоритмів і реалізованих програм.

На рис. 1.10 показана залежність для середніх сумарних витрат на експлуатацію устаткування вузла редукування газу на ГРС, розглянута на прикладі в підрозділі 1 при $\tau_{\text{ср}}^{\text{пр}} = \tau_{\text{ср}}^{\text{ар}} = 8$ год і $a_{\text{пр}}/a_{\text{ар}} = 0,2$. Оптимальні показники обслуговування основного устаткування схеми досліджувалися для стратегії обслуговування А. З графіка видно, що досліджувана стратегія обслуговування вироджується в стратегію F.

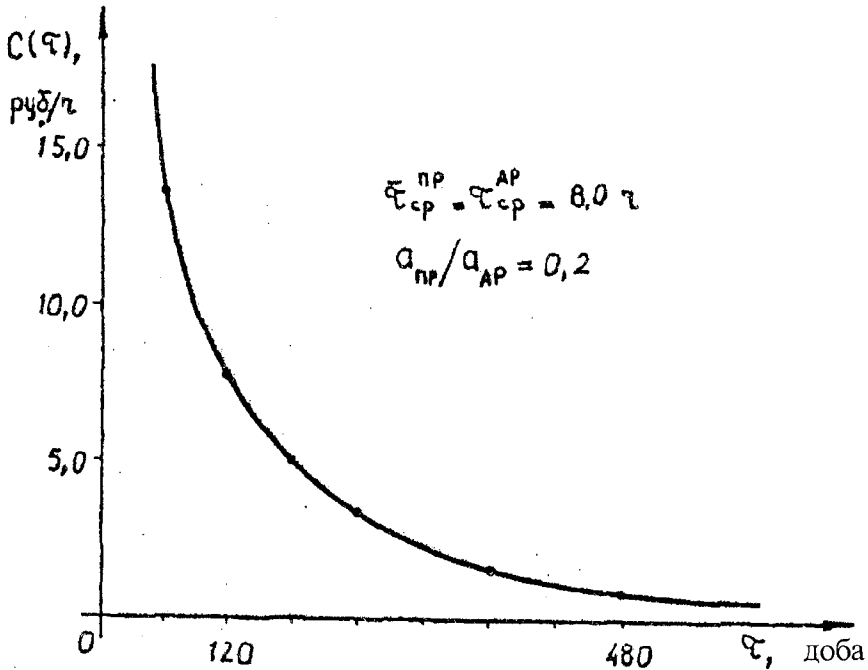


Рис. 1.10. Зміна середніх сумарних питомих витрат на експлуатацію вузла редукування газу на ГРС в умовах оптимальності пасивної стратегії обслуговування і ремонту

Те ж саме відноситься і до інших стратегій обслуговування і ремонту систем устаткування системи газопостачання. Стратегія обслуговування D, заснована на використанні інформації про технічний стан устаткування, що обслуговується, під час періодичного контролю модифікується в стратегію F, якщо в результаті розрахунку виявиться, що граничний стан (рівень ефективності функціонування) K^* , що регламентує момент проведення керівних впливів технічного стану — контролю, попереджувального чи аварійного ремонту устаткування, дорівнює $K^*=n$, де n — граничний технічний стан об'єкта обслуговування, що відповідає станові (безлічі станів) відмови чи граничного зносу.

На рис. 1.8 показаний випадок виродження стратегій обслуговування D у стратегію F для розрахункових варіантів 1–3 при великих значеннях a_{np} / a_{AP} .

Вибір оптимальної стратегії обслуговування устаткування системи газопостачання можна зробити безпосередньо порівнянням оптимальних значень однойменних показників, що характеризують якість функціонування. Отримані в такий спосіб нерівності є необхідною і достатньою умовою того, що одна стратегія обслуговування переважає над іншою.

Розв'язок загального завдання вибору оптимальної стратегії обслуговування устаткування систем газопостачання – одержання аналітичних виразів необхідних і достатніх умов переваги – можливий попарним порівнянням досліджуваних стратегій обслуговування при природному припущенні, що в рамках кожної з них керівні впливи здійснюються оптимальним чином.

На підставі аналізу розглянутих класів стратегії обслуговування устаткування системи газопостачання отримані умови переваги однієї стратегії обслуговування над іншою.

Спільний аналіз стратегій обслуговування основного устаткування системи газопостачання – згідно зі стратегіями A і B.

Якщо екстремум критерію оптимізації показників обслуговування $C(\tau^*)$ (1.1) досягається для періодичності планових заходів τ^* і стратегії обслуговування A і B не вироджуються в пасивну стратегію F, умова переваги стратегії A відносно B – $A > B$ запишеться як

$$\frac{a_{np} \tau_{cp}^{-np}}{a_{AP} \tau_{cp}^{AP}} \left[1 - \tau_{cp}^{AP} \lambda(\tau^*) \right] < 0. \quad (1.52)$$

Для основного устаткування систем газопостачання, що є високонадійним і з високою ремонтпридатністю при чіткій організації ремонтів і матеріально-технічного забезпечення запчастинами, умова (1.51), як правило, не виконується. Отже, теоретично $A < B$, що зрозуміло, через те, що при обслуговуванні основного устаткування відповідно до стратегії B передбачається частіше повне відновлення характеристик надійності устаткування системи, що обслуговується, газопостачання. Але практична неприйнятність застосування стратегії обслуговування B до основного устаткування робить її неправомірною з метою оптимізації режимів обслуговування і призначення термінів ремонту на об'єктах системи газопостачання.

Порівняння показників стратегії обслуговування основного устаткування відповідно до стратегій A і C

Порівняння ефективності застосування стратегій обслуговування основного устаткування системи газопостачання згідно зі стратегіями А і С можливе в результаті розрахунку оптимальних числових характеристик режимів обслуговування устаткування системи газопостачання за допомогою програм. У результаті розраховують оптимальний календарний період часу t^* і оптимальний наробок q між плановими ремонтами устаткування.

Тоді із залежностей (1.11), (1.23), (1.5) і (1.35) за умов висновку (1.17), а також таких, за яких стратегії обслуговування А і С не вироджуються в граничному випадку в стратегію F, умовою переваги застосування стратегії А відносно С ($A > C$) є

$$\tau^* - \tau_{\text{ср}}^{\text{AP}} \lambda(\tau^*) > \theta^*. \quad (1.53)$$

З (1.52) видно, що для високонадійного устаткування системи газопостачання і при нетривалих аваріях ремонтів у випадках відмовлення стратегії обслуговування А і С виявляться з близькими значеннями показників ефективності обслуговування і ремонту.

Порівняння стратегій обслуговування основного устаткування В і С. Із залежностей (1.26) і (1.35) за умови висновку (1.17) і з обліком (1.2), а також за умову, що обидві стратегії обслуговування не вироджуються в пасивну стратегію F, умову $B > C$ можна одержати так:

$$\left(1 - \frac{a_{\text{пр}}^{-\text{пр}} \tau_{\text{ср}}}{a_{\text{AP}} \tau_{\text{ср}}^{\text{AP}}} \right) \lambda(\tau^*) < \lambda(\theta^*) \quad (1.54)$$

де τ^* і θ^* – оптимальні показники обслуговування основного устаткування, обумовлені відповідно до стратегій обслуговування і ремонту В і С за допомогою алгоритмів і програм.

Оскільки завжди $\lambda(t) \geq 0$ і вираз у дужках лівої частини (1.5) теж, як правило, позитивний, отже, існує область раціонального застосування розглянутих стратегій обслуговування і ремонту. Їх варто визначати для конкретного технологічного устаткування і конкретних експлуатаційних умов системи газопостачання.

Порівняльний аналіз класів стратегій, заснованих на методах календарного планування і наробок зі стратегіями обслуговування і ремонту основного устаткування системи газопостачання на підставі інформації про стан у моменти контролю, можливий шляхом чисельного аналізу відповідних показників обслуговування за допомогою розроблених програм.

Для конкретного устаткування й експлуатаційних умов системи газопостачання порівнянню підлягають відповідні середні сумарні питомі витрати на експлуатацію устаткування, тобто значення $\min_{\tau} C(\tau) = C(\tau^*)$;

$$\min_{\theta} C(\theta) = C(\theta^*) \quad \min_{\tau} M \left\{ \frac{L_i}{Q_i} \right\} = C(K^*), \quad i = 0, 1, 2, \dots, n-1.$$

1.5. Керування обслуговуванням різнотипних об'єктів

Розгляньмо процес керування технічним станом об'єктів у регіоні централізованого обслуговування системи газопостачання, що включає V незалежні об'єкти, які постійно функціонують (розглянуті як технічні підсистеми). Під незалежними підсистемами розуміють незалежність їхніх відмов – допущення, що є основним, як правило, при розгляді надійності трубопровідних систем з позиції системного підходу.

Як підсистеми маються на увазі окремі ГРС, КС, розгалужені ділянки лінійної частини трубопроводів, а також компресорні групи, окремі вузли редукування і регулювання газу й ін.

Мета завдання з керування обслуговуванням – складання оптимального графіка планових відбудовних ремонтів технологічного устаткування на об'єктах зони централізованого обслуговування і ремонту системи газопостачання. При висновку основних залежностей, що описують процес обслуговування системи і дозволяють одержати оптимальні його показники, використовувались такі допущення для технологічного устаткування об'єктів, що обслуговується, системи газопостачання:

1) потік відмов технологічного устаткування є пуасоновським нестационарним. Імовірність появи K -відмов на i -му технологічному об'єкті системи газопостачання за час (t_1, t_2) визначиться як

$$P_K^{(i)}(t_1, t_2) = \frac{[\Lambda_i(t_2) - \Lambda_i(t_1)]}{K!} \exp[\Lambda_i(t_1) + \Lambda_i(t_2)]$$

2) планові профілактичні роботи на окремих об'єктах системи газопостачання – незалежні;

3) тривалість аварійного ремонту ξ_i технологічного устаткування на i -му об'єкті – випадкова величина з довільною функцією розподілу $G_i(x)$ і з математичним очікуванням $\tau_{cp}^{AP(i)}$;

4) середня тривалість планових попереджувальних ремонтів на i -му об'єкті обслуговування детермінована і $\tau_{cp}^{-np} = \text{const}$;

5) порядок організації обслуговування: i -й експлуатований об'єкт через деякий календарний період часу τ_i після проведення відповідного планового ремонту $(i - 1)$ -го технологічного об'єкта і тривалого $\tau_{cp}^{-np(i-1)}$, виводиться на плановий ремонт із середньою тривалістю $\tau_{cp}^{-np(i-1)}$ (рис. 1.11) для $i = 1$ підсистеми (об'єкта обслуговування), з номером $(i - 1)$ буде m -на підсистема.

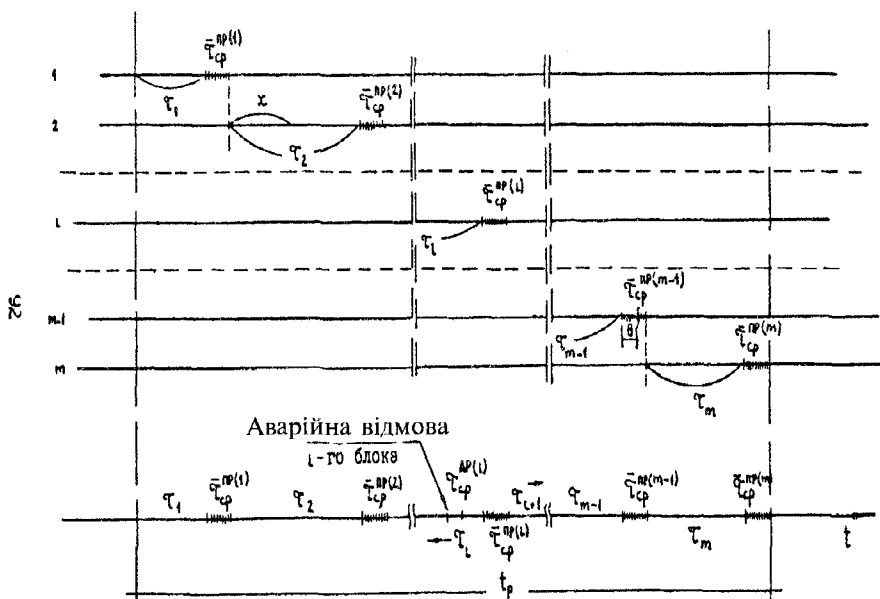


Рис 1.11. Схема процесу обслуговування технологічних об'єктів у регіоні централізованого обслуговування системи газопостачання

У практиці експлуатації основного устаткування системи газопостачання можна відзначити два випадки планового обслуговування: а) планові ремонти проводять при об'єкті, який нормально функціонує включенням резервних потужностей, агрегатів, блоків; б) планові ремонти зв'язані з порушенням основного технологічного режиму об'єкта обслуговування. Оскільки основні об'єкти системи газопостачання є резервовані, доцільно вдатися до першого випадку проведення планових заходів, однак для більшої простоти висновків розгляньмо другий випадок, після чого врахуємо специфічні особливості першого підходу.

Оптимальний розклад технологічного обслуговування визначиться з умови вибору значень $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_i, \dots, \tau_m$, що забезпечують екстремум показників якості функціонування комплексу технологічних об'єктів у зоні централізованого обслуговування системи газопостачання.

Як критерій оптимізації системи ремонтів варто використовувати техніко-економічний показник [27], зокрема середні сумарні питомі витрати на експлуатацію системи. В цьому випадку розв'язок завдання полягає в описі показника середніх сумарних питомих витрат $C(\vec{\tau})$ і зводиться до процедури

$$\min_{\vec{\tau}} C(\vec{\tau}) = C(\vec{\tau}^*), \quad (1.55)$$

де $\vec{\tau}$ — m -мірний вектор.

Функція мети визначиться із залежності

$$C(\bar{\tau}) = \frac{\sum_{i=1}^r a_i C}{K_r(\bar{\tau})} \quad (1.56)$$

де r – число станів системи газопостачання; a_i – середні питомі витрати, зв'язані з перебуванням комплексу об'єктів системи газопостачання в i -му стані; $K_i(\bar{\tau})$ – коефіцієнт, визначений як частка часу, що система проводить у i -му стані в стаціонарному процесі обслуговування; $K_r(\bar{\tau})$ – коефіцієнт готовності системи (комплексу експлуатованих об'єктів) газопостачання загалом.

Якщо допустити, що кожен з територіально розосереджених об'єктів обслуговування може перебувати в трьох станах: справного функціонування, у плановому ремонті й аварійному ремонті, то загальне число станів системи газопостачання становитиме $r = q^m$, де $q = 3$.

Введемо в розгляд випадковий вектор $\eta(t)$, що характеризує стан системи газопостачання в довільний момент часу t ; i -й компонент $\eta(t)$ ($i = 1, 2, \dots, m$) вектора $\eta(t)$ має реалізації:

$$\eta(t) = \begin{cases} 1, & \text{якщо } i\text{-й об'єкт перебуває в робочому стані } E_1^{(i)}; \\ 2, & \text{якщо на } i\text{-му технологічному об'єкті проводять} \\ & \text{планово-попереджувальні роботи і він перебуває в стані } E_2^{(i)}; \\ 3, & \text{якщо } i\text{-й об'єкт системи газопостачання перебуває} \\ & \text{в стані аварійної відмови } E_3^{(i)}. \end{cases}$$

Таким чином, навіть при невеликому m число станів системи в цілому є дуже великою множиною. Число розглянутих станів системи газопостачання можна значно скоротити, якщо врахувати, що регіональну систему газопостачання обслуговує одна централізована база.

Припустімо, що на централізованій базі обслуговування системи існують спеціалізована бригада планового обслуговування й аварійна бригада з високою оперативною готовністю, тобто обслуговування роздільне. Тоді події, що полягають у реалізації станів $E_2^{(i)}$, $i = 1, 2, \dots, m$, – несумісні, що впливає з умови почергового планового обслуговування об'єктів системи. Події, що відповідають станам $E_1^{(i)}$, $E_3^{(i)}$, $i = 1, 2, \dots, m$, – сумісні, так само як і події $E_2^{(i)}$, $E_3^{(i)}$, $i = 1, 2, \dots, m$.

Якщо допустити, що одночасне настання більше двох аварійних відмов технологічних об'єктів у регіоні однієї централізованої бази обслуговування є подією малоюмовірною, як і проведення планових робіт, коли в системі аварійно вийшло з ладу більше одного об'єкта, число розглянутих станів може бути додатково скорочене.

Допустимо також, що технологічне устаткування на кожному з об'єктів у зоні централізованого обслуговування системи обслуговується відповідно до зручного в практичній реалізації і дуже ефективною стратегією технічного обслуговування – стратегією А. Тоді система загалом повертається у вихідний стан після проведення планових робіт на і-й підсистемі стосовно її стану в момент закінчення попередніх планових робіт на тій же підсистемі. Отже, випадковий процес зміни станів $\eta(t)$ – процес відновлення з періодом

$$t_p = \sum_{i=1}^m \left(\tau_i + \tau_{\text{сп}}^{(i)} \right) \quad (1.57)$$

що дозволяє скористатися математичним апаратом теорії відновлення.

З огляду на (1.56) і (1.57), а також зроблені допущення про структуру обслуговування функція мети набуває вигляду

$$C(\bar{\tau}) = \frac{\sum_{i=1}^m a_{\text{пп}}^{(i)} M\{\Gamma_2^{(i)}(\bar{\tau})\} + \sum_{i=1}^m a_{\text{АП}}^{(i)} M\{\Gamma_3^{(i)}(\bar{\tau})\} +}{M\{\Gamma_1(\bar{\tau})\}} \rightarrow \quad (1.58)$$

$$\rightarrow \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{K=1}^m (a_{\text{АП}}^{(i)} + a_{\text{АП}}^{(K)}) M\{\Gamma_3^{(i,K)}(\bar{\tau})\} + \sum_{i=1}^m \sum_{K=1}^m (a_{\text{пп}}^{(i)} + a_{\text{АП}}^{(K)}) M\{\Gamma_{2,3}^{(i,K)}(\bar{\tau})\}}{(\bullet)}$$

де $M\{\Gamma_1(\bar{\tau})\}$ – математичне очікування (МО) часу безвідмовної роботи системи газопостачання за період відновлення випадкового процесу $\eta(t)$;

$M\{\Gamma_2^{(i)}(\bar{\tau})\}$ – МО часу перебування і-го об'єкта системи газопостачання в плановому попереджувальному ремонті при справній роботі інших $m-1$ експлуатованих об'єктів;

$M\{\Gamma_3^{(i)}(\bar{\tau})\}$ – МО часу перебування і-го технологічного об'єкта в аварійному відновлювальному ремонті при нормальній роботі інших $m-1$ об'єктів системи;

$M\{\Gamma_3^{(i,K)}(\bar{\tau})\}$ – МО часу спільного перебування і-го і К-го ($K \neq 1$) об'єктів системи газопостачання в аварійному відмовленні при справній роботі інших;

$M\{\Gamma_{2,3}^{(i,K)}(\bar{\tau})\}$ – МО часу простою і-го технологічного об’єкта в плановому ремонті разом із К-м в аварійному ремонті ($K \neq 1$) при нормальній роботі інших $m = 2$ об’єктів системи газопостачання.

Тоді

$$M\{\Gamma_1^{(i)}(\bar{\tau})\} = \sum_{i=1}^m \int_0^{\tau_i} \prod_{j=1}^m [1 - \tau_{cp}^{AP(i)} \lambda_j (\xi_{ij} + x)] dx. \quad (1.59)$$

Середній час перебування і-го експлуатованого об’єкта системи газопостачання в плановому відбудовному ремонті при справному функціонуванні інших об’єктів комплексу визначиться аналогічним чином:

$$M\{\Gamma_2^{(i)}(\bar{\tau})\} = \int_0^{\bar{\tau}_{cp}^{(i)}} S_i(\theta) d\theta. \quad (1.60)$$

де $S(\theta)$ – імовірність безвідмовної роботи $m-1$ об’єктів системи в момент θ з інтервалу $(0, \bar{\tau}_{cp}^{(i)})$, $i = 1, 2, \dots, m$ (рис. 1.12).

Тому остання подія спостерігається при настанні $m-1$ спільних подій,

$$S_i(\theta) = \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m P_{ij}(\theta), \quad (1.61)$$

де $P_{ij}(\theta)$ – імовірність того, що j -й об’єкт системи газопостачання нормально функціонує в цей момент.

Впливаючи зробленим допущенням, вираз для $P_{ij}(\theta)$ у (1.61) визначиться аналогічно (1.57):

$$P_{ij}(\theta) \approx \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m [1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j (\xi_{ij} + \tau_i + \theta)] \quad (1.62)$$

Підставивши (1.61) і (1.62) у (1.60), одержимо

$$M\{\Gamma_2^{(i)}(\bar{\tau})\} = \int_0^{\bar{\tau}_{cp}^{(i)}} \prod_{j=1}^m [1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j (\xi_{ij} + \tau_i + \theta)] d\theta. \quad (1.63)$$

Аналогічно (1.56) середній час перебування і-го експлуатованого об’єкта в аварійному ремонті при безвідмовній роботі інших технологічних об’єктів системи газопостачання за період відновлення процесу $\eta(t)$:

$$M\{\Gamma_3^{(i)}(\bar{\tau})\} = \int_0^{\tau_p} U_i(t) dt = \sum_{K=1}^m \int_0^{\tau_i} U_i(t) dt. \quad (1.64)$$

де $U_i(t)$ – імовірність перебування і-го об’єкта в аварійному відновленні (позначмо подію А) при нормальній роботі інших об’єктів системи (події B_j , $J = 1, 2, \dots, m$, $j \neq 1$).

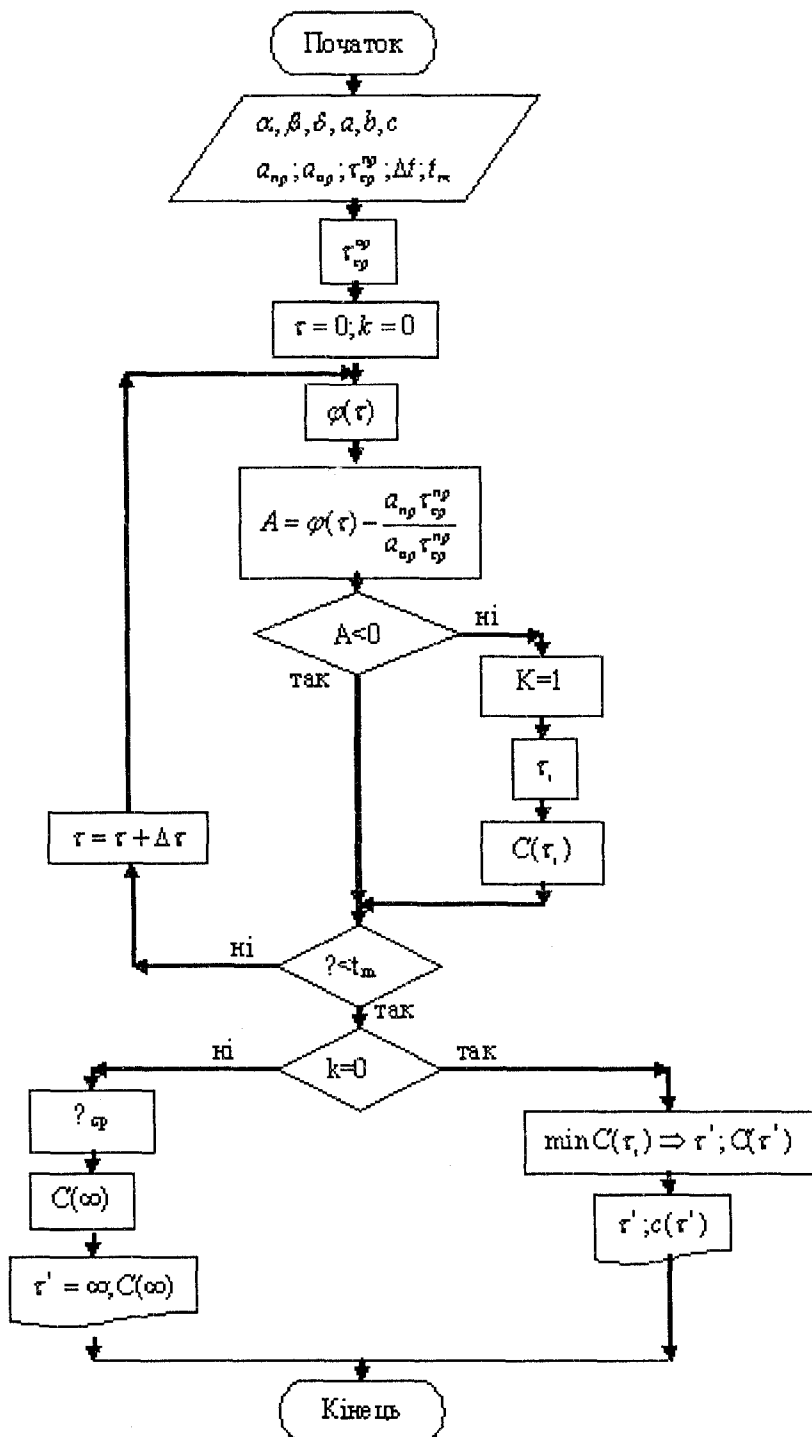


Рис. 1.12. Структурна схема розрахунку оптимальних показників обслуговування двох незалежних об'єктів

Оскільки подія А і події В сумісні, то

$$U_i(t) = P_{Ki}^A(t) \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m P_{Kj}^B(t), \quad K = 1, 2, \dots, m, \quad (1.65)$$

де $P_{Ki}^A(t)$ – імовірність застати і-й експлуатований об'єкт у стані аварійного ремонту в момент t , $0 \leq t \leq \tau_K$; $P_{Kj}^B(t)$ – імовірність перебування j-го об'єкта обслуговування системи газопостачання в працездатному стані в момент t з інтервалу $(0, \tau_K)$.

Подія А спостерігається при реалізації трьох неспільних подій:

A_1 , що полягає в тому, що до моменту t і-й технологічний об'єкт зовсім не відмовляв, але аварійна відмова наступила саме до цього моменту;

A_2 – до моменту t устаткування і-го об'єкта системи відмовляло, але його працездатність була відновлена проведенням аварійних ремонтів і до розглянутого моменту часу t відмовило вчергове;

A_3 – і-й експлуатований об'єкт системи відмовляв, і до моменту t його черговий аварійний ремонт ще не закінчився.

Очевидно, $A = A_1 \cup A_2 \cup A_3$. Подію типу А ми аналізували в розд. 1, де показано, що при зроблених допущеннях про експлуатоване устаткування системи газопостачання можна скористатися отриманим виразом (1.8). Тоді

$$P_{Ki}^A(t) \approx \tau_{cp}^{AP(i)} \lambda_j (\xi_{Ki} + t), \quad K = 1, 2, \dots, m, \quad (1.66)$$

де ξ_{Ki} визначається з (1.58).

Оскільки події B_j ідентичні подіям \bar{A}_j , $j = 1, 2, \dots, m, j \neq i$, то

$$P_{Kj}^B(t) \approx 1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j (\xi_{Ki} + t). \quad (1.67)$$

Підставивши (1.64) у (1.63), з обліком (1.66) і (1.67) запишемо

$$M\left\{\Gamma_3^{(i)}\left(\tau\right)\right\} = \sum_{K=1}^m \tau_{cp}^{AP(i)} \int_0^{\tau_K} \lambda_j (\xi_{Ki} + t) \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m [1 - \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j (\xi_{Ki} + t)] dt. \quad (1.68)$$

С – перебування інших об'єктів системи в справному функціонуванні до цього ж моменту t ;

$$P_J^C(t) \approx 1 + \tau_{cp}^{AP(j)} \lambda_j (\xi_{ij} + \tau_i + t), \quad J = 1, 2, \dots, m, j \neq i \neq K.$$

На підставі попередніх висновків

$$M\left\{\Gamma_{2,3}^{(i,K)}\left(\tau\right)\right\} = \int_0^{\tau_{cp}^{(i)}} P_K^B(t) \prod_{\substack{j=1 \\ j \neq i \neq K}}^m P_j^C(t) dt. \quad (1.69)$$

Для кожного з об'єктів системи можна записати:

$$M\{\Gamma_2^{(i)}(\tau)\} = \tau_{\text{cp}}^{-\text{np}(i)} - M\{\Gamma_{2,3}^{(i,K)}(\tau)\}$$

$$M\{\Gamma_1^{(i)}(\tau)\} = t_p - M\{\Gamma_3^{(i)}(\tau)\} - M\{\Gamma_3^{(i,K)}(\tau)\}$$

Остаточний вираз для функції мети $C(\tau)$ вийде підстановкою (1.59), (1.63), (1.68) і (1.69) у (1.59).

$$C(\tau) = \frac{\sum_{i=1}^m a_{\text{np}}^{(i)} \int_0^{\tau_{\text{cp}}^{-\text{np}(i)}} \prod_{j=1, j \neq i}^m [1 - \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}(j)} \lambda_j(\xi_{ij} + \tau_i + t)] dt}{\sum_{i=1}^m \int_0^{\tau_i} \prod_{j=1}^m [1 - \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}(j)} \lambda_j(\xi_{ij} + t)] dt} \quad (1.70)$$

$$\rightarrow \frac{\sum_{i=1}^m a_{\text{AP}}^{(r)} \sum_{i=1}^m \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}(i)} \int_0^{\tau_i} \lambda_r(\xi_{ir} + t) \prod_{j=1, j \neq r}^m [1 - \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}(j)} \lambda_j(\xi_{ij} + t)] dt}{(\bullet)}$$

$$\rightarrow \frac{+ \sum_{i=1}^m \sum_{K=1}^m \sum_{K > r} (a_{\text{AP}}^{(r)} + a_{\text{AP}}^{(K)}) \sum_{i=1}^m \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}(r)} \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}(K)} \int_0^{\tau_i} \lambda_r(\xi_{ir} + t) \lambda_K(\xi_{iK} + t) \times}{(\bullet)}$$

$$\rightarrow \frac{\times \prod_{j=1, j \neq r}^m [1 - \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}(j)} \lambda_j(\xi_{ij} + t)] dt + \sum_{i=1}^m \sum_{K=1}^m \sum_{K \neq i} (a_{\text{np}}^{(i)} + a_{\text{AP}}^{(K)}) \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}(K)} \times}{(\bullet)}$$

$$\rightarrow \frac{\times \int_0^{\tau_{\text{cp}}^{-\text{np}(i)}} \lambda_K(\xi_{iK} + \tau_i + t) \prod_{j=1, j \neq i \neq K}^m [1 - \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}(j)} \lambda_j(\xi_{ij} + \tau_i + t)] dt}{(\bullet)}$$

де вираз для ξ_{ij} , $i, j = 1, 2, \dots, m$ визначаються з (1.62).

Як указувалося раніше, планові відбудовні ремонти основного устаткування, проведені на ряді об'єктів системи газопостачання, не зв'язані з порушенням технологічного режиму роботи об'єкта, що обслуговується. У цих випадках не виключені можливості настання

аварійних відмов і під час проведення власне планового ремонту технологічного устаткування. Тоді події $E_3^{(i)}$ можуть відбуватися на всьому періоді відновлення випадкового процесу $\eta(t)$, що характеризує стан системи.

Можна показати, що у випадку проведення планових ремонтів устаткування без порушення технологічного режиму самого об'єкта системи вираз для функції мети має вигляд

$$\begin{aligned}
 C\left(\frac{z}{\tau}\right) &= \frac{\sum_{i=1}^m a_{np}^{(i)} \int_0^{-np(i)} \prod_{J=1}^m \left[1 - \tau_{cp}^{AP(J)} \lambda_j(\xi_{ij} + \tau_i + t)\right] dt +}{\sum_{i=1}^m \tau_i + \tau_{cp}^{(i)} \int_0^{-np(i)} \prod_{J=1}^m \left[1 - \tau_{cp}^{AP(J)} \lambda_j(\xi_{ij} + t)\right] dt} \rightarrow \\
 &\rightarrow \frac{\sum_{r=1}^m a_{AP}^{(r)} \sum_{i=1}^m \tau_{cp}^{AP(i)} \tau_i + \tau_{cp}^{(i)} \int_0^{-np(i)} \lambda_r(\xi_{ir} + t) \lambda_r(\xi_{ir} + t) \times}{(\bullet)} \rightarrow (1.71) \\
 &\times \frac{\prod_{J=1, J \neq r}^m \left[1 - \tau_{cp}^{AP(J)} \lambda_j(\xi_{ij} + t)\right] dt + \sum_{i=1}^m \sum_{K=1, K > r}^m \left(a_{AP}^{(r)} + a_{AP}^{(K)}\right) \times}{(\bullet)} \rightarrow \\
 &\times \frac{\sum_{i=1}^m \tau_{cp}^{AP(r)} \tau_{cp}^{AP(K)} \tau_i + \tau_{cp}^{(i)} \int_0^{-np(i)} \lambda_r(\xi_{ir} + t) \lambda_K(\xi_{iK} + t) \times}{(\bullet)} \rightarrow \\
 &\times \frac{\prod_{J=1, J \neq i \neq K}^m \left[1 - \tau_{cp}^{AP(J)} \lambda_j(\xi_{ij} + t)\right] dt + \sum_{i=1}^m \sum_{K=1, K \neq i}^m \left(a_{np}^{(i)} + a_{AP}^{(K)}\right) \tau_{cp}^{AP(K)} \times}{(\bullet)} \rightarrow \\
 &\times \frac{\int_0^{-np(i)} \lambda_K(\xi_{iK} + \tau_i + t) \prod_{J=1, J \neq K}^m \left[1 - \tau_{cp}^{AP(J)} \lambda_j(\xi_{ij} + \tau_i + t)\right] dt}{(\bullet)} \rightarrow
 \end{aligned}$$

З (1.71) видно, що в розглянутому випадку обслуговування, що має широке поширення щодо основного устаткування систем газопостачання, змінюються не тільки межі інтегрування у функції мети (1.70), але і підінтегральні функції.

Отримані залежності (1.70) і (1.71) дозволяють досліджувати режими обслуговування складної системи газопостачання, що включає m різнотипних, територіально розосереджених, але функціонально взаємозалежних (загальними цілями функціонування) технологічних об'єктів системи газопостачання в регіоні центральної бази технічного обслуговування і ремонту.

1.6. Розрахунок показників обслуговування розосереджених об'єктів

Отримані вирази (1.70) і (1.71) дозволяють розраховувати оптимальний графік планових ремонтів системи газопостачання, що включає m різнотипних, розосереджених, технологічних об'єктів, які постійно функціонують.

Вирази для функції мети $C(\bar{\tau})$ при $m = 1$, одержувані з (1.70) і (1.71), збігаються з раніше отриманими залежностями. Це справедливо, оскільки при висновку (1.70) і (1.71) передбачалося, що кожна зі складених підсистем системи газопостачання обслуговується у відповідності зі сформульованою стратегією обслуговування і ремонту А.

У випадку обслуговування двох однакових об'єктів системи газопостачання ($m = 2$) розв'язок розглянутого завдання зводиться до оптимізації вигляду

$$\min_{\tau_1, \tau_2} C(\tau_1, \tau_2) = C(\tau_1^*, \tau_2^*). \quad (1.72)$$

Функція мети $C(\tau_1, \tau_2)$ визначиться з (4.23) при $m = 2$, у якій $\tau_{\text{cp}}^{-\text{np}(1)} = \tau_{\text{cp}}^{-\text{np}(2)} = \tau_{\text{cp}}^{-\text{np}}$, $\tau_{\text{cp}}^{\text{AP}(1)} = \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}(2)} = \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}}$, $a_{\text{np}}^{(1)} = a_{\text{np}}^{(2)} = a_{\text{np}}$, $a_{\text{AP}}^{(1)} = a_{\text{AP}}^{(2)} = a_{\text{AP}}$.

У випадку двох однакових підсистем, якщо виконується умова $1 - \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}} \lambda(0) \geq 0$, мінімум функції $1 - K_r(\tau_1, \tau_2)$ досягається при $\tau_1 = \tau_2$.

Скористаємося результатами теореми. Оскільки для ряду технологічних об'єктів системи газопостачання умова $1 - \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}} \lambda(0) \geq 0$, як правило, виконується, то якщо для експлуатованого устаткування виконується (1.12), розв'язок (1.72) зводиться до

$$\min_{\tau} C(\tau) = C(\tau^*). \quad (1.73)$$

Тоді з (1.71) виходить такий вираз для функції мети:

$$C(\tau) = \frac{a_{\text{np}} \tau_{\text{cp}}^{-\text{np}} + a_{\text{AP}} \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}} \left[\Lambda(\tau + \tau_{\text{cp}}^{-\text{np}}) + \Lambda(\tau) + \Lambda(2\tau + \tau_{\text{cp}}^{-\text{np}}) \right]}{\tau - \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}} \left[\Lambda(\tau) + \Lambda(2\tau + \tau_{\text{cp}}^{-\text{np}}) + \tau_{\text{cp}}^{\text{AP}} \int_0^{\tau} \lambda(t) \lambda(\tau + \tau_{\text{cp}}^{\text{np}} + t) dt \right]}, \quad (1.74)$$

де $\Lambda(x)$ визначається з (1.7).

Рівняння для визначення локальних екстремумів показника якості обслуговування в розглянутій системі визначиться з умови $dC(\tau)/d\tau$. З (1.74) маємо

$$\begin{aligned}
 & 2\lambda\left(2\tau + \bar{\tau}_{\text{ср}}^{-\text{нр}}\right) \frac{\tau - \tau_{\text{ср}}^{\text{AP}} \left[\int_0^{\tau} \lambda(t) dt + \int_0^{\tau} \lambda\left(\tau + \bar{\tau}_{\text{ср}}^{-\text{нр}} + t\right) dt \right] -}{1 - \tau_{\text{ср}}^{\text{AP}} \left\{ \lambda(\tau) - \lambda\left(2\tau + \bar{\tau}_{\text{ср}}^{-\text{нр}}\right) + 2\lambda\left(2\tau + \bar{\tau}_{\text{ср}}^{-\text{нр}}\right) - \right.} \rightarrow \\
 & \left. - \tau_{\text{ср}}^{\text{AP}} \int_0^{\tau} \lambda(t) \lambda\left(\tau + \bar{\tau}_{\text{ср}}^{-\text{нр}} + t\right) dt \right\}} \quad (1.75) \\
 & \rightarrow \frac{-\tau_{\text{ср}}^{\text{AP}} \left[2\lambda(\tau) \lambda\left(2\tau + \bar{\tau}_{\text{ср}}^{-\text{нр}}\right) - \lambda(\tau) \lambda\left(\tau + \bar{\tau}_{\text{ср}}^{-\text{нр}}\right) + \lambda'(\tau) \int_0^{\tau} \lambda\left(\tau + \bar{\tau}_{\text{ср}}^{-\text{нр}} + t\right) dt \right]}{-\left[\int_0^{\tau} \lambda(t) dt + \int_0^{\bar{\tau}_{\text{ср}}^{-\text{нр}}} \lambda(\tau + t) dt + \int_0^{\tau} \lambda\left(\tau + \bar{\tau}_{\text{ср}}^{-\text{нр}} + t\right) dt \right]} = \frac{a_{\text{нр}}^{-\text{нр}} \tau_{\text{ср}}^{-\text{нр}}}{a_{\text{AP}}^{\text{AP}} \tau_{\text{ср}}^{\text{AP}}}
 \end{aligned}$$

Розв'язком (1.75) може бути безліч значень $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_i, \dots, \tau_m$, яким функція лівої частини $\psi(t)$ (1.75) стає рівною зі значеннями правої частини:

$$\frac{a_{\text{нр}}^{-\text{нр}} \tau_{\text{ср}}^{-\text{нр}}}{a_{\text{AP}}^{\text{AP}} \tau_{\text{ср}}^{\text{AP}}} = \text{const.}$$

Оптимальні показники якості обслуговування обох об'єктів системи газопостачання – періодичність планових ремонтів і відповідне мінімальне значення середніх сумарних питомих витрат на експлуатацію – визначаються для значення $\tau_1 = \tau^*$ що доставляє глобальний екстремум функції мети $C(\tau) \rightarrow C(\tau^*)$.

Продиференціювавши функцію лівої частини (1.75), можна переконатися в тому, що знаки похідних $d\psi(\tau)/d\tau$ і $d\lambda(\tau)/d\tau$ збігаються, тобто збігаються інтервали їхньої монотонної зміни. Отже, необхідні і достатні умови існування єдиного кінцевого розв'язку (1.75) визначаються умовами (1.16) і (1.17).

Якщо глобальний екстремум функції мети $C(\tau)$ досягається для значень аргументу, це означає, що проведення планових ремонтів

технологічного устаткування на експлуатованих об'єктах системи газопостачання недоцільне. В цьому випадку (1.75) набуває вигляду

$$C(\infty) = \frac{a_{AP} \tau_{cp}^{AP}}{\tau_{cp}}, \quad (1.76)$$

де математичне чекання часу безвідмовної роботи системи t_{cp} визначиться з (1.3).

Оскільки система складається з двох незалежних підсистем, функція розподілу часу безвідмовної роботи системи загалом $F(x)$, необхідна для визначення t_{cp} у (1.76), визначиться як

$$F(x) = F_1(x) * F_2(x), \quad (1.77)$$

тобто є композицією функцій розподілів часу безвідмовної роботи обох об'єктів обслуговування системи.

Оскільки в цьому випадку ми розглядаємо однакові об'єкти обслуговування, то

$$F(x) = \int_0^{\infty} f(x-z)f(z)dx, \quad (1.78)$$

де $f(t)$ – щільність розподілу часу безвідмовної роботи кожної з підсистем; $f(t) = dF_i(t)/dt$, $i = 1, 2$.

Незважаючи на те, що вираз для $C(\infty)$, обумовлений з (1.77) при $m = 2$ (однакові), збігається з виразом для $C|_{m=1}(\infty)$, залежності (1,18), (1.74) – числові значення $C|_{m=2}(\infty) \neq C|_{m=1}(\infty)$. Це впливає з того, що ймовірність безвідмовної роботи двох незалежних підсистем набагато менша від імовірності безвідмовної роботи для кожної з них, тобто $\tau_{cp}|_{m=2} \ll \tau_{cp}|_{m=1}$, $\tau_{cp}|_{m=1}$ де визначається з (1.76); $\tau_{cp}|_{m=2}$ також визначиться з (1.76), але з урахуванням (1.77) і (1.78). У результаті одержимо $C|_{m=2}(\infty) > C|_{m=1}(\infty)$.

Рівняння (1.75) розв'язується чисельно. На рис. 1.12,а показаний алгоритм чисельного розв'язку.

Вхідними параметрами є:

α, β, δ – параметри функції інтенсивності відмов досліджуваних технологічних об'єктів системи газопостачання;

a, b, c – параметри функції розподілу тривалості аварійного ремонту технологічного устаткування на обох об'єктах $G(x)$;

$\bar{\tau}_{cp}^{np}$ – середня тривалість планових відбудовних ремонтів устаткування на кожному з об'єктів системи, год;

a_{np}, a_{AP} – середні питомі витрати на проведення одного планового й одного аварійного ремонту, грн./год;

Δt – крок розрахунку функції $\psi(t)$ лівої частини (1.75), год.;
 t_M – максимальний розрахунковий період, що задається евристично, год.

Позначення 1–7 у розглянутому алгоритмі на рис. 1.12, а відповідають модулям:

- 1 – розрахунку середньої тривалості аварійного ремонту $\tau_{\text{ср}}^{\text{AP}}$ з (1.3);
- 2 – розрахунку функції лівої частини (1.75) $\psi(t)$;
- 3 – фіксування крапок локальних мінімумів $\tau_i, i=1, 2, \dots, \tau$, функції $C(\tau)$;
- 4 – розрахунку значення мінімуму $C(\tau_i)$; за (1.74);
- 5 – процедури пошуку глобального мінімуму показника якості обслуговування і ремонту $C(\tau^*)$;
- 6 – розрахунку середнього часу безвідмовної роботи системи загалом $t_{\text{ср}}$ за (1.3) з урахуванням (1.77) і (1.78);
- 7 – розрахунку значення $C(\infty)$ за (1.76), що в умовах алгоритму дорівнює $C(t_M)$.

Складання графіка планових ремонтів у системі газопостачання в загальному випадку, що включає m різнотипних технологічних об'єктів, зв'язане з оптимізацією вигляду (1.55). Значення середніх сумарних питомих витрат на обслуговування і ремонт устаткування системи $C(\bar{\tau})$ визначається з (1.70) чи з (1.71) залежно від способу проведення планових ремонтів. Одержання аналітичних виразів для визначення оптимальних складників вектора періодичності планових ремонтів у системі неможливе, тому що функція мети багатомірна. Графік ремонтів у системі можна оптимізувати з використанням чисельних методів.

Аналіз працездатності деяких основних типів ГРС і ГРП з основними технологічними схемами, які ми наводили раніше, показує, що функція інтенсивності відмов $\lambda(t)$ зазначених технологічних об'єктів системи газопостачання випукла. Це дає підставу припускати, що функція мети також випукла, що підтверджують розрахунки. На рис. 1.14,б показаний типовий графік функції середніх сумарних питомих витрат $C(\bar{\tau})$ на обслуговування і ремонт зазначених технологічних об'єктів системи газопостачання для випадку $m = 2$ (однакових).

На рис. 1.13 зображена укрупнена структурна схема чисельного дослідження й оптимізації графіка ремонту в системі газопостачання, що включає m технологічних об'єктів обслуговування, тобто мінімізація функції мети $C(\bar{\tau})$. Викладений алгоритм складається з двох основних частин: I – власне оптимізація методом градієнтного спуску; II – дослідження функції $C(\bar{\tau})$.

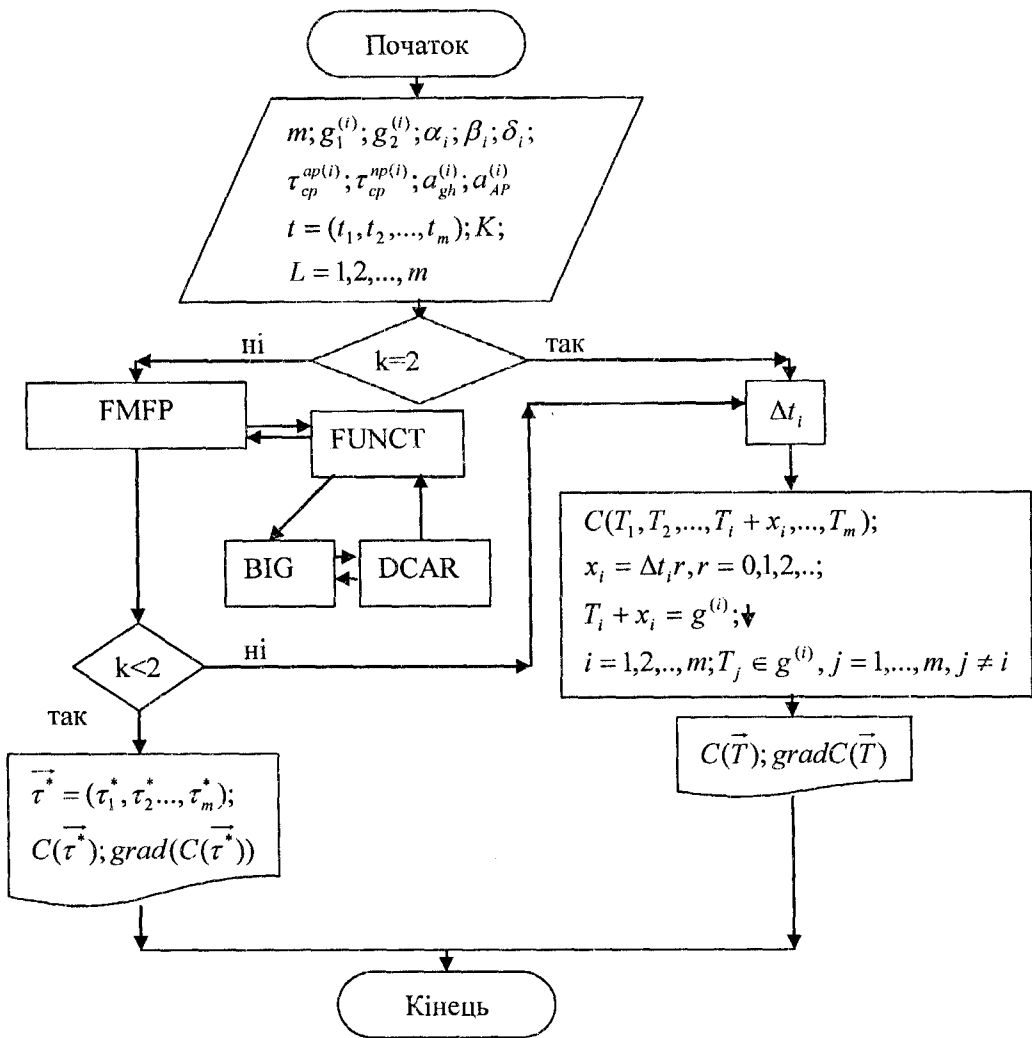


Рис 1.13. Структурна схема чисельного дослідження і розрахунку показників обслуговування і ремонту об'єктів в регіоні бази централізованого обслуговування газопостачання

Як вхідні дані використовують:

m – число об'єктів обслуговування в регіоні централізованої системи обслуговування і ремонту, $m \leq 10$;

$\alpha_i, \beta_i, \delta_i$ – параметри розподілу часу безвідмовної роботи $F_i(x)$ i -го технологічного об'єкта системи газопостачання, $i = 1, 2, \dots, m$;

$\tau_{cp}^{np(i)}, a_{pr}^{(i)}$ – відповідно середнє значення тривалості і середні питомі витрати на проведення одного планового ремонту i -го об'єкта обслуговування системи газопостачання, $i = 1, 2, \dots, m$;

$\tau_{\text{ср}}^{\text{AP}(i)}$ а $a_{\text{AP}}^{(i)}$ – відповідно середня тривалість аварійних ремонтів і середні питомі витрати, зв'язані з їхнім проведенням для i -го експлуатованого об'єкта системи, $i = 1, 2, \dots, m$;

$q_1^{(i)}, q_2^{(i)}$, $i = 1, 2, \dots, m$, – область пошуку екстремуму, що задають нижньою і верхньою межами за i -м аргументом;

$\vec{t} = (t_1, t_2, \dots, t_m)$ – початкова точка спуску;

K – константа, що керує роботою обох частин алгоритму, $K = 1, 2, 3$.

Алгоритм містить такі модулі:

1 – власне реалізацію градієнтного спуску;

2 – еднальний модуль;

3 – розрахунок функції мети $C(\vec{\tau})$ для кожного значення вектора $\vec{\tau}$, що задається модулем I;

4 – розрахунок $\text{grad } C(\vec{\tau})$ для кожного значення вектора, що задається модулем I;

5 – завдання кроку Δt_i , $i = 1, 2, \dots, m$, дослідження функції мети;

6 – дослідження функції мети $C(\vec{\tau})$ в різних перетинах на ділянці її реалізації.

За викладеною схемою складена програма для ЕОМ алгоритмічною мовою ФОРТРАН з використанням методу градієнтного спуску, а саме – модифікованого методу Девідона. При цьому широко використовувались стандартні підпрограми:

FMFR – для обчислення локального мінімуму функції декількох змінних процедурою Флетчера і Павела;

ДСАК – чисельного диференціювання функції на межі інтервалу методом екстраполяції Річардсона і Ромберга;

QATR – чисельного інтегрування методом Ромберга й ін.

Програма включає головну програму і вісім підпрограм і підпрограм-функцій:

підпрограма BIG робить розрахунок значення функції мети за (1.23) для кожного заданого підпрограмою FUNCT значення вектора $\vec{\tau} = (\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_1, \dots, \tau_m)$;

підпрограма-функція ADI: для розрахунку $dC(\vec{\tau})/d\tau_i$, $i = 1, 2, \dots, m$ за допомогою підпрограм DCAR і BIG для кожного заданого підпрограмою FUNCT значення вектора $\vec{\tau} = (\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_m)$, а також значення $\text{grad } C(\vec{\tau})$.

підпрограма FUNCT зв'язує головну програму із зазначеними модулями;

підпрограми-функції SUBIN1, SUBIN2, SUBIN3, SUBIN4, SUBIN5 обслуговують усі модулі програми і розраховують відповідні підінтегральні функції залежно (1.71) на кожному кроці процедури розрахунку.

Розрахунок за наведеною програмою займає ~ 2 хв. роботи персонального комп'ютера IBM 370 при $m = 2$; 10 хв. — при $m = 3$; 35 хв. — при $m = 5$ і т.д. при абсолютній похибці обчислень значення показника якості обслуговування $\varepsilon = 10^{-4}$ яка задається, що, як показують дослідження, необхідно і виправдано.

З метою збереження часу розрахунку потрібно замінити процедуру розрахунку $\text{grad } C(\vec{\tau})$ (за допомогою підпрограми DCAR) простішим методом за умови несуттєвої похибки в точності розрахунку і збереження збіжності алгоритму.

Модифікація програми складається в усуненні підпрограми-функції ADI і модифікації підпрограми FUNCT з метою обчислення значень $\text{grad } C(\vec{\tau})$ у кожній точці градієнтного спуску за методом трьох крапок.

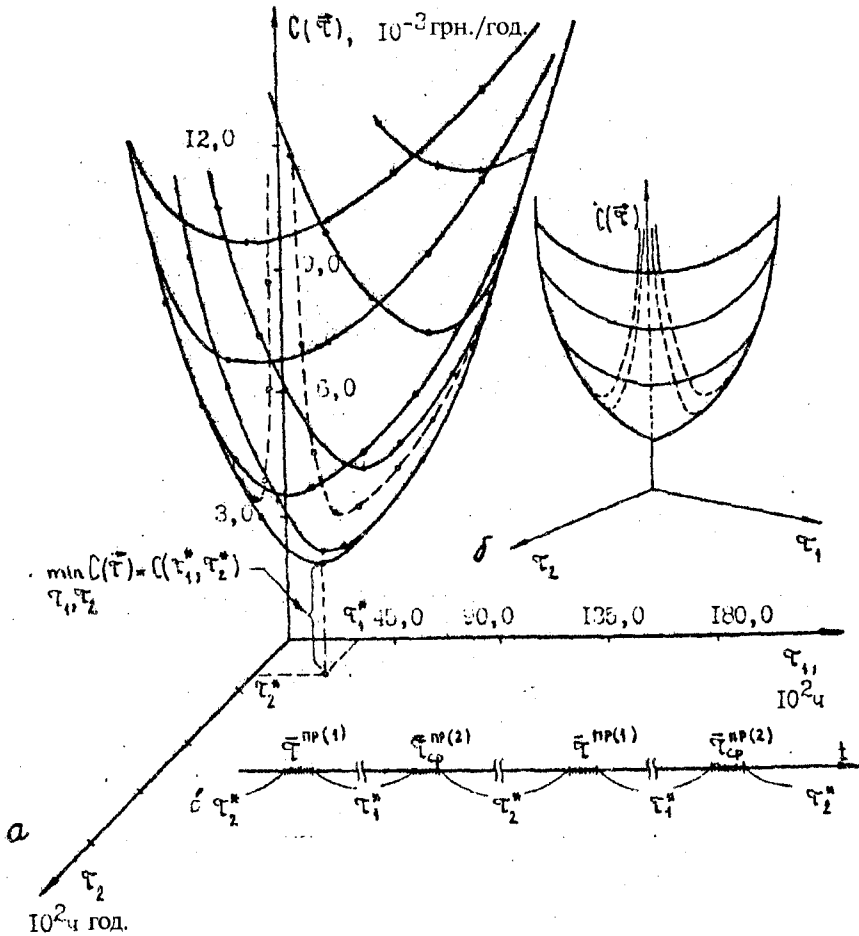


Рис. 1.14. Показники обслуговування і ремонту двох ГРС, розглянутих як єдиний комплекс

На рис. 1.14,а зображений графік функції середніх сумарних питомих витрат $C(\tau)$ на обслуговування і ремонт двох однакових ГРС, розглянутих як єдиний комплекс. Технологічні схеми ГРС показані на рис. 1.12.

Розрахунок проводився за допомогою алгоритму (Рис. 1.13) при $\tau_{\text{сп}}^{-\text{пр}(1)} = 120$ год,
 $\tau_{\text{сп}}^{-\text{AP}(1)} = \tau_{\text{сп}}^{-\text{AP}(2)} = 2$ год і

$$a_{\text{пр}}^{(i)} / a_{\text{AP}}^{(i)} = 1 / a_{\text{AP}}^{(i)} = 1,8 \cdot 10^{-6}, \quad i=1,2, \quad (1.79)$$

де, $a_{\text{AP}}^{(i)}$ $i = 1, 2$, – середній питомий збиток від порушення газопостачання внаслідок аварійного відмовлення ГРС; $Q_{\text{max}} = 1,2 \cdot 10^6$ м³/добу.

Слід зазначити, що за умов (1.79) показник середніх сумарних питомих витрат на експлуатацію вироджується в середні питомі втрати.

У табл. 1.3 представлені деякі числові значення показника якості обслуговування в двох площинах графіка функції з координатами відповідно $(\tau_1; 0)$ і $(\tau_1; \tau_2 = 2160$ год), а також числові значення основних складових частин залежності (1.71) (відповідно (1.58)) для цього введені такі позначення:

$$C_1 = \sum_{i=1}^m a_{\text{пр}}^{(i)} M\{T_2^{(i)}(\tau_1, \tau_2)\};$$

$$C_2 = \sum_{i=1}^m a_{\text{AP}}^{(i)} M\{T_3^{(i)}(\tau_1, \tau_2)\};$$

$$C_3 = \sum_{i=1}^m \sum_{K=1, K>i}^m (a_{\text{AP}}^{(i)} + a_{\text{AP}}^{(K)}) M\{T_3^{(i,K)}(\tau_1, \tau_2)\};$$

$$C_4 = \sum_{i=1}^m \sum_{K=1, K \neq i}^m (a_{\text{пр}}^{(i)} + a_{\text{AP}}^{(K)}) M\{T_{2,3}^{(i,K)}(\tau_1, \tau_2)\};$$

$$C_5 = M\{T_1(\tau_1, \tau_2)\}.$$

З табл. 1.3 видно, що ймовірність перебування системи в стані аварійної відмови одночасно двох об'єктів обслуговування і зв'язані з ними втрати – значення C_3 – дуже малі щодо інших станів і втрат, викликаних їхньою реалізацією. Ця обставина визначальна для розглянутих об'єктів системи газопостачання, що володіють високою працездатністю. Аналіз процесу обслуговування системи газопостачання, що включає різні за числом і характеристиками ГРС і ГРП, не змінює це уявлення про відносне кількісне співвідношення втрат $C_1 - C_5$.

Оптимальні показники планового обслуговування для розглянутого випадку – $\tau_1^* = \tau_2^* = 2960$ год, $C(\tau_1^*, \tau_2^*) = 2,754 \cdot 10^{-3}$ грн./год., (внаслідок втрат, зв'язаних з порушеннями газопостачання через аварійні відмови експлуатованих об'єктів). Схема планового обслуговування зображена на рис. 1.14,в.

Таблиця 1.3.

Числові значення показника якості обслуговування

τ_1 , діб	C_1 , грн./добу	C_2 , грн./добу	C_3 , грн./добу	C_4 , грн./добу	C_5 , грн./добу	$C(\tau_1, \tau_2)$, грн./добу
$\tau_2 = 0$						
0	10	0	0	$4,020 \cdot 10^{-5}$	0	
90	10	0,255	$1,256 \cdot 10^{-9}$	$2,066 \cdot 10^{-2}$	90	$1,142 \cdot 10^{-1}$
180	10	1,965	$3,763 \cdot 10^{-8}$	$8,036 \cdot 10^{-2}$	180	$6,687 \cdot 10^{-2}$
270	9,9	6,509	$2,794 \cdot 10^{-7}$	0,179	269,9	$6,180 \cdot 10^{-2}$
360	9,9	15,321	$1,164 \cdot 10^{-6}$	0,317	359,9	$7,122 \cdot 10^{-2}$
450	9,9	29,798	$3,528 \cdot 10^{-6}$	0,494	449,9	$8,954 \cdot 10^{-2}$
540	9,9	51,347	$8,739 \cdot 10^{-6}$	0,710	539,9	$1,142 \cdot 10^{-1}$
630	9,9	81,375	$1,883 \cdot 10^{-5}$	0,965	629,9	$1,466 \cdot 10^{-1}$
720	9,9	121,289	$3,662 \cdot 10^{-5}$	1,259	719,9	$1,841 \cdot 10^{-1}$
$\tau_2 = 90$ діб						
0	10	0,255	$1,256 \cdot 10^{-9}$	$2,066 \cdot 10^{-2}$	90	$1,142 \cdot 10^{-1}$
90	10	1,995	$1,207 \cdot 10^{-8}$	$4,128 \cdot 10^{-2}$	180	$6,687 \cdot 10^{-2}$
180	10	6,587	$1,123 \cdot 10^{-7}$	0,101	269,9	$6,181 \cdot 10^{-2}$
270	9,9	15,438	$5,833 \cdot 10^{-7}$	0,199	359,9	$7,122 \cdot 10^{-2}$
360	9,9	29,954	$2,039 \cdot 10^{-6}$	0,338	449,9	$8,954 \cdot 10^{-2}$
450	9,9	51,543	$5,560 \cdot 10^{-6}$	0,515	539,9	$1,149 \cdot 10^{-1}$
540	9,9	81,610	$1,282 \cdot 10^{-5}$	0,7305	629,9	$1,466 \cdot 10^{-1}$
630	9,9	121,562	$2,623 \cdot 10^{-5}$	0,986	719,9	$1,841 \cdot 10^{-1}$
720	9,9	172,806	$4,905 \cdot 10^{-5}$	1,280	809,9	$2,273 \cdot 10^{-1}$

1.7. Облік і оцінка можливих відхилень від оптимальних графіків обслуговування

Аналізовані стратегії обслуговування й отримані залежності дозволяють розраховувати оптимальні показники процесу обслуговування і ремонту основного устаткування системи газопостачання в рамках кожної зі стратегій – календарна періодичність τ^* , наробок θ^* стан K^* до планових попереджувальних ремонтів, а також відповідні екстремальні значення показника якості обслуговування і ремонту $C(\tau^*)$, $C(\theta^*)$ чи $C(K^*)$. Раніше був досліджений підхід до призначення оптимального графіка планових ремонтів і територіально розосереджених технологічних об'єктів у регіоні централізованого обслуговування системи газопостачання.

У практиці експлуатації систем газопостачання через різні причини іноді виникають проблеми, зв'язані з дотриманням оптимальних графіків планових ремонтів. Тому доцільно враховувати й оцінювати можливості і наслідки перенесення чергового планового профілактичного ремонту. При цьому виникають дві типові ситуації.

1. Дострокове проведення профілактичного ремонту бажане в тому випадку, якщо виникає відмова експлуатованого устаткування, оптимальний термін якого наблизився до значень τ^* , θ^* або K^* .

Іноді доцільно не тільки усунути виниклу відмову, але й провести позачергові регламентні роботи. На рис. 1.15,а показана схема варіанта, за якого слід об'єднати аварійний ремонт устаткування з плановим. Для випадку застосування стратегії обслуговування, заснованої на методах календарного планування, запишемо

$$t_0 \geq \tau^* - \Delta_1,$$

де Δ_1 — нижня допустима границя; t_0 — момент настання аварійної відмови.

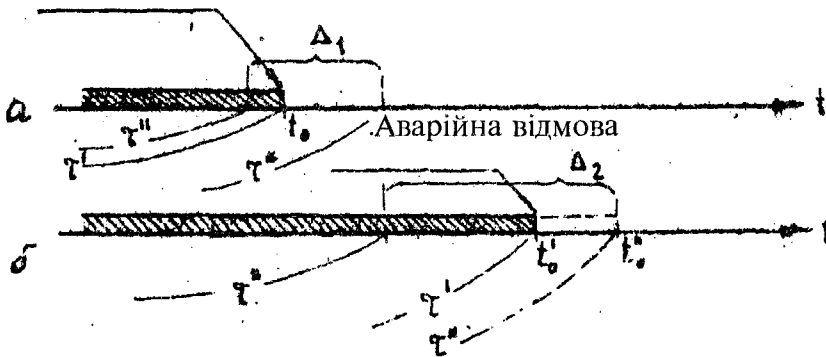


Рис. 1.15. До питання про профілактичні допуски

2. Відтягування терміну початку планових попереджувальних заходів, коли до оптимального моменту τ^* , θ^* або K^* не існує достатніх умов для їхнього проведення: відсутні резервне устаткування чи запчастини, достатня оперативна готовність ремонтних бригад або виникали різні розуміння оперативно-управлінського характеру.

Проведення регламентних попереджувальних робіт у цьому випадку виправдано в момент виникнення аварійної відмови устаткування t_0 , $\tau^* \leq t_0 < \Delta_2$ чи в момент $t'' = \tau^* + \Delta_2$ — а в іншому випадку (рис. 1.15, б), де Δ_2 — верхня допустима межа.

У практиці експлуатації систем газопостачання профілактичні допуски Δ_1 і Δ_2 для різного типу устаткування і різних експлуатаційних умов визначаються на підставі виробничого досвіду обслугового персоналу. В теоретичних і прикладних дослідженнях організації ремонтного обслуговування устаткування систем газопостачання профілактичні допуски задають заздалегідь. Значення Δ_1 і Δ_2 можна вибирати в межах 10...15% відповідних номінальних розрахункових чи нормативних значень.

Програми для ЕОМ дозволяють досліджувати показники обслуговування в широких межах зміни параметрів обслуговування устаткування системи газопостачання (див. рис. 1.14,а,б). Це дозволяє кількісно оцінювати наслідки недотримання оптимальних графіків планових ремонтів устаткування й ухвалювати розв'язок про вибір доцільних профілактичних допусків у конкретних експлуатаційних умовах.

РОЗДІЛ 2. ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ І ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ ТРУБОПРОВОДІВ

2.1. Задачі, етапи і сутність прогнозування технічного стану і показників надійності

Сьогодні прогнозування дуже поширене. Його успішно використовують у всіх сферах діяльності людини. Воно необхідна умова оптимізації керування народним господарством країни. Розрахунок будь-яких показників, що характеризують стан об'єкта в майбутньому, ґрунтується на елементах прогнозу. Їх використовують майже в усіх галузях науки, техніки, технології.

У роботах вітчизняних і закордонних дослідників розроблені основи загальної теорії, виявлені завдання, сутність, етапи і методи прогнозування. Під теорією прогнозування розуміють сукупність правил і прийомів для визначення характеристик і параметрів будь-якого процесу з випередженням за часом його розвитку.

Головне завдання прогнозування – виявлення оптимальної зміни прогнозних характеристик і параметрів з метою одержання максимального ефекту за заздальгідь обраним критерієм (економічним, технічним, технологічним та ін.). При цьому прогноз виступає як результат прогнозування у вигляді сукупності висловлювань про майбутнє досліджуваного процесу.

Основою теорії прогнозування є прогностика – наукова дисципліна, що вивчає поведження одних систем (прогнозованих) залежно від зміни параметрів інших (прогнозних). Ці дані необхідні для того, щоб передбачати, що відбуватиметься із системою-функцією, якщо відоме поведження системи-аргументу в цей час чи у визначеній ситуації.

Ретроспекція, діагностика і прогноз – три етапи повного циклу прогнозування. Перший етап полягає в дослідженні прогнозованого процесу в минулому, виявленні й уточненні характеристик і структурних параметрів процесу з його аналізом і розчленуванням, установленні характеру і змін цих показників. У результаті цього розробляють динамічну модель досліджуваного процесу.

На етапі діагностики встановлюють початкові характеристики допустимих параметрів, вимірюють їхні значення і вибирають методи прогнозування. На третьому етапі здійснюють прогноз.

Етап ретроспекції спрямований у минуле, діагностики – в сьогодення, а етап прогнозу – в майбутнє, причому майбутнє у вигляді прогнозу повертається до сьогодення. На першому етапі вивчають тенденцію розвитку процесу, на другому – стан процесу в момент прогнозування, на третьому – розвиток цієї тенденції в майбутньому.

Схема процесу прогнозування технічного стану машин представлена на рисунку 2.1.

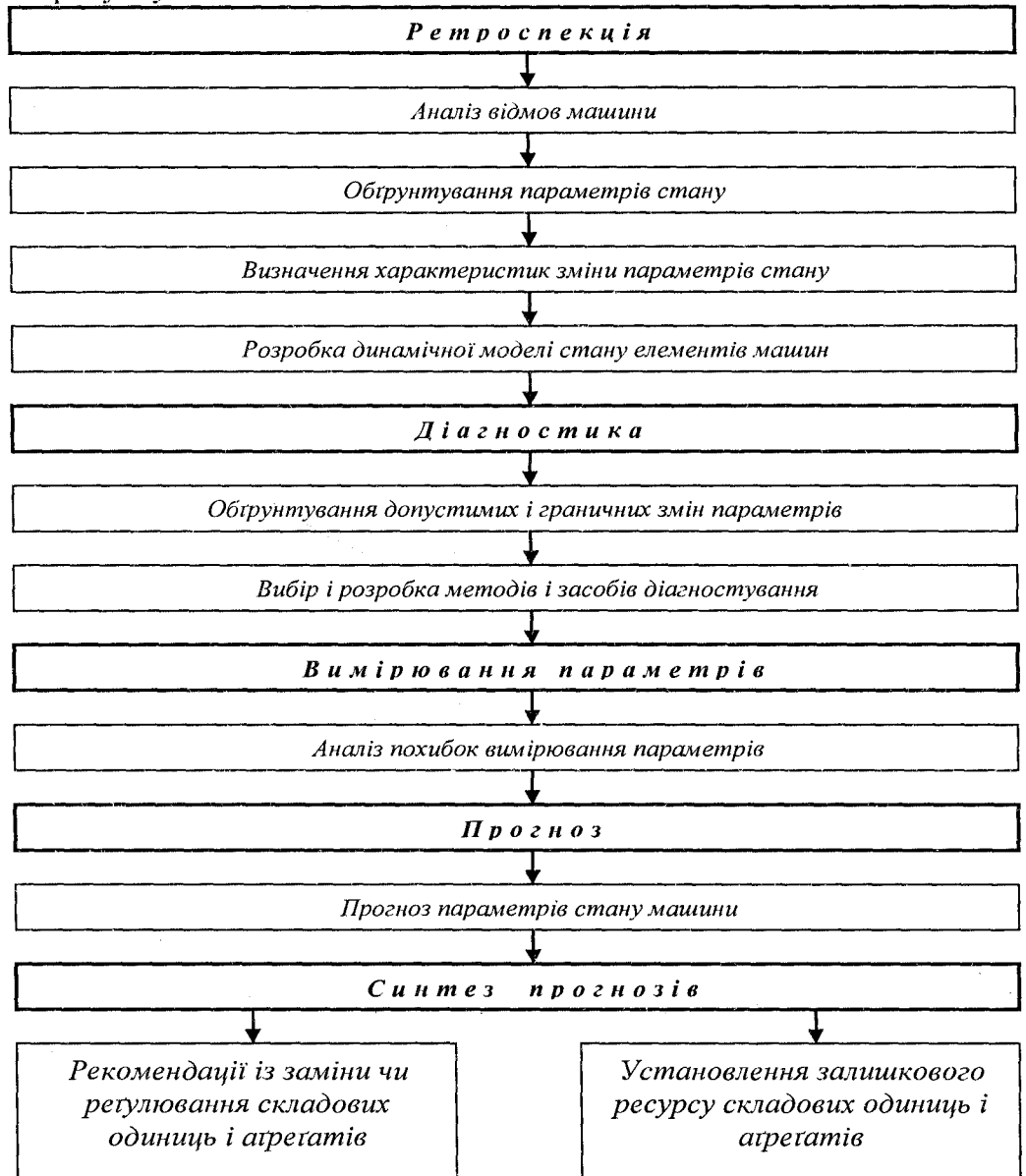


Рис. 2.1. Етапи і завдання прогнозування стану машин

Прогноз повинен ґрунтуватися на обліку реального процесу зміни технічного стану елементів машин з виявленням впливу комплексу факторів, у першу чергу провідних, що прогнозують. Ними служать технічні вимоги на ремонт і обслуговування і періодичність контролю (діагностування) технічного стану машин.

Процес зміни стану можна розглядати як зміну параметрів стану без зміни якості елементів, зі зміною їхньої якості й зі зміною якості машин.

Перший випадок характеризує нормальну роботу елементів у діапазоні від початкового до граничного стану, другий – відмовлення, досягнення граничного стану, утрату працездатності елементів; третій – утрату працездатності машин (агрегату), її перехід в об'єкт ремонту (відновлення) чи списання. Ці три процеси діалектично зв'язані між собою. Зміна меж початкового і граничного стану елементів впливає на частоту відмов, сповільнює чи прискорює перехід машини в об'єкт ремонту чи списання. У свою чергу другий і третій процеси можуть впливати на швидкість зміни першого.

Облік і прогноз технічного стану можна здійснювати в такій послідовності: процеси зміни параметрів стану і відмов елементів – ремонт (списання) машини – визначення вартісних характеристик відмов і ремонту – видача прогнозованих показників, у тому числі показників надійності машини.

У першу чергу варто оперувати функціями зміни параметрів стану елементів і на цій основі знаходити зв'язок між функціями й імовірностями відмов елементів і машин.

Станом, надійністю машини керують після діагностування з визначеною періодичністю за допомогою технічних вимог на ремонт і обслуговування. Вони являють собою сукупність початкових і допустимих значень параметрів стану (допустимих зношень деталей), що обумовлюють нормальну роботу елементів машин. Тому вивчення процесу зміни параметрів стану без зміни якості елементів і керування ним є головним і вирішальним моментом у виробництві прогнозу з оптимізацією показників машин.

2.2. Динаміка параметра стану і розподіл ресурсу

Зміна параметрів технічного стану підкоряється складним залежностям. Тому з практичною метою відхилення параметрів від номінальних значень звичайно виражають з достатньою точністю простими апроксимаційними функціями. В розробці методів

прогнозування стану елементів машини дуже важливо установити визначену апроксимаційну функцію. Від її вибору залежать похибка і трудомісткість прогнозування і в остаточному підсумку весь процес керування безвідмовністю й іншими показниками надійності машин.

Вимоги, пропоновані до математичного обґрунтування апроксимаційної функції відхилення параметра, зводяться до такого. Функція повинна: враховувати фізичну картину відхилення параметра, зокрема зовнішні і внутрішні фактори, випадкову величину швидкості і характер зміни параметра, міжконтрольний наробок й ін.; зрости, відбивати інтегральний характер відхилення параметра стану елемента в залежності від наробку чи терміну служби; бути простою універсальною, що характеризує лінійну, ступеневу, експонентну й інші залежності зміни параметра від наробку (терміну служби); містити невелике число коефіцієнтів для полегшення прогнозування, складання номограм, таблиць і використання простих формул.

З аналізу факторів, що впливають на процес зміни параметрів, і вимог, пропонованих до математичного опису цього процесу, впливають деякі загальні положення. Відхилення параметра стану залежно від наробку часу слід апроксимувати випадковою впорядкованою функцією з чимраз більшими реалізаціями. Значення $u(t)$ функції у фіксований момент є позитивною багатозначною величиною. Реалізацію зміни параметра можна розглядати як строго чи нестрого монотонну, тобто функцію, яка не завжди зростає, в діапазоні від нуля до граничного відхилення параметра.

З обліком заводських і експлуатаційних факторів, що впливають на зміну параметра, можна досліджувати його відхилення в будь-який момент наробку як суму двох величин:

$$u_{\phi} = u + Z \quad (2.1)$$

де u_{ϕ} – фактичне відхилення параметра (істотно позитивна безупинна випадкова величина);

u – теоретичне відхилення параметра під впливом внутрішніх, заводських факторів (істотно позитивна безупинна випадкова величина);

Z – відхилення величини u під впливом зовнішніх, експлуатаційних факторів (безупинна випадкова величина).

Випадкові величини u і Z можуть набувати того чи іншого значення, невідомого до виміру.

Величина i формує розподіл параметра у фіксовані моменти наробку за усередненими результатами роботи елемента, що характеризує середнє

експлуатаційне навантаження; величина Z – розподіл відхилення фактичної зміни параметра від усередненої кривої.

Середні величини u_{ϕ} всіх підданих іспитові елементів, отримані за результатами першого і всіх подальших вимірювань, утворять на графіку ряд експериментальних точок. Побудована за цими точками за допомогою методу найменших квадратів плавна теоретична крива виражає характер визначеного процесу зміни параметра сукупності елементів при їхній роботі з усередненим експлуатаційним навантаженням. Значення функції в тій чи іншій точці відповідає середньому значенню випадкової величини $u(t)$. Середнє відхилення експериментальної точки від теоретичної кривої дорівнюватиме величині, що прагне до нуля при зростанні числа випробовуваних елементів чи часу роботи одного елемента.

Замість рівняння (2.1) у момент t можна записати випадкову величину $u(t)$ як суму двох випадкових величин

$$u(t) = V_c f(t) + V'_t f_1(t), \quad (2.2)$$

де $f(t)$ і $f_1(t)$ – детерміновані (невипадкові) функції, що характеризують залежність u і Z від наробку t ;

V_c – випадкова величина швидкості зміни параметра під впливом внутрішніх факторів;

V'_t – випадкова величина відхилення Z на одиницю зобов'язання параметра під впливом зовнішніх факторів.

Величина V_c має розмірність – одиниця виміру параметра/одиниця наробку, величина V'_t у момент t розмірності не має. Розмірності $f(t)$ і $f_1(t)$ – відповідно одиниці наробку і параметра.

Перший доданок $V_c f(t)$ являє собою елементарно випадкову функцію. Всі можливі реалізації цієї дикції можуть бути отримані з графіка функції простим заданням масштабу по осі ординат. Елементарна випадкова функція – найпростіша з випадкових. У ній V_c – звичайна випадкова величина і $f(t)$ – звичайна невідповідна функція.

Лінійна випадкова функція має вигляд

$$u(t) = V_c t + Z(t). \quad (2.3)$$

Функції (2.2) і (2.3) можуть характеризувати і зміну параметра конкретного елемента, тобто одну реалізацію. При цьому V_c є постійною, а $Z(t)$ випадковою завбільшки з момент t . У випадку гладких чи відносно гладких чимраз більших реалізацій відхилення параметра стану елемента,

а також при наближеному облікові реального процесу зміни параметра доданок $Z(t)$ можна прирівняти до нуля. Тоді

$$u(t) = V_c t. \quad (2.4)$$

Проста функція (2.4) називається базовою. Різні варіанти випадкової функції зміни параметра виходять шляхом послідовного ускладнення цієї функції.

Коефіцієнт варіації випадкової величини, одержуваної при фіксованому значенні t_1 елементарної випадкової функції $V_c f(t_1)$, є величиною постійною, рівною коефіцієнтові варіації випадкової величини V_c . Це можна довести в такий спосіб. Нехай у фіксований момент наробку t_1 існує випадкова величина $u(t_1)$ зі середньоквадратичним відхиленням $\sigma_u = \sigma_V f(t_1)$. Математичне сподівання цієї величини $m_V f(t_1)$ де m_V – математичне сподівання V_c . Тоді коефіцієнт варіації величини $u(t_1)$ становитиме

$$\frac{\sigma_u}{f_0(t_1)} = \frac{\sigma_V f(t_1)}{m_V f(t_1)} = \frac{\sigma_V}{m_V}, \quad (2.5)$$

що і слід було довести.

У формулі (2.3) $Z(t) = V'_i f_i(t)$ являє собою функцію відхилення фактичних значень параметра від усередненої гладкої теоретичної кривої. При цьому V'_i можна розглядати в часі як гаусівський центрований стаціонарний чи нестаціонарний процес. Гаусівським він є тому, що в будь-якому перетині (у будь-який момент часу f) значення функції є випадковою величиною, що піддається нормальному розподілові. Математичне сподівання випадкової функції в будь-якому перетині дорівнює нулю, тому процес центрований. Стаціонарність процесу характеризується однаковим середньоквадратичним відхиленням випадкової величини в будь-якому перетині, а також залежністю кореляційної функції тільки від різниці наробку (часу), що відповідає цим перерізам.

Перший доданок функції (2.2) зростає строго монотонно залежно від наробку. Цю властивість використовують для прогнозу.

Як уже відзначалося, характер зміни параметра елемента визначається детермінованою функцією $f(t)$. Вона може бути різною. Критерієм вибору тієї чи іншої функції (лінійної, ступеневої,

експонентної, дрібнолінійної, многочлена n -го ступеня й ін.) служить близькість значень апроксимальної функції до фактичних реалізацій зміни параметра стану елемента. Тут не досить доброго погодження математичного сподівання із середньою експериментальною кривою. Слід одержати і рівність системи теоретичних кривих із системою реалізації. При недостатній близькості системи теоретичних кривих одержують різке збільшення коефіцієнтів варіації зміни параметра і ресурсу елементів, що знижує ефективність прогнозування показників машин. Таким чином, як критерій апроксимації тут виступають коефіцієнти варіації.

При апроксимації функції зміни параметра враховують припрацьовування деталей машини, протягом якого виникає короточасне різке збільшення зміни параметра. Однак найбільший інтерес являє не ділянка припрацьовування, а ділянка зміни параметра, близького до граничного значення, тому що тут формуються відмови елементів. Тому найбільший ступінь апроксимації бажаний у діапазоні від кінця припрацьовування до досягнення параметром граничного відхилення u_n . У більшості випадків з метою досягнення достатнього збігу на згаданому діапазоні теоретичних і експериментальних кривих ділянкою приробітку можна знехтувати, тобто на цій ділянці не апроксимувати зміну параметра. Тоді характер функції зміни на ділянці припрацьовування можна умовно прийняти таким самим, як на інших ділянках:

$$u_1(t) = V_c f(t) + Z(t) + \Delta\P, \quad (2.6)$$

де $\Delta\P$ – показник, що характеризує припрацьовування елемента чисельно дорівнює значенню ординати при $t=0$. Він забезпечує добру апроксимацію відхилення параметра від кінця періоду припрацьовування до моменту досягнення граничного відхилення u_n . Показник вимірюють в одиницях параметра.

У зв'язку з відносно невеликою зміною параметра в період припрацьовування в порівнянні з u_n варіація показника $\Delta\P$, що за своєю природою випадковий, виявляється величиною другого порядку, яку можна не брати до уваги. Це дозволяє розглядати показник $\Delta\P$ як детерміновану величину.

У випадку $Z(f)=0$ умова існування елементарної випадкової функції зміни параметра $u(t)$ зберігається при перенесенні члена $\Delta\P$ у ліву

частину виразу (2.6). Наприклад, лінійна апроксимація зміни параметра з ділянкою припрацьовування

$$u_1(t) = V_c t + \Delta\Pi \quad (2.7)$$

матиме вигляд $u(t) = u_1(t) - \Delta\Pi = V_c t$, що приводить до базової функції (2.4).

При використанні ступеневої функції зміна параметра становитиме

$$u_1(t) = V_c t^\alpha + Z(t) = \Delta\Pi. \quad (2.8)$$

При $Z(t) = 0$

$$u(t) = u_1(t) - \Delta\Pi = V_c t^\alpha; \quad (2.9)$$

$$t, \alpha, V_c > 0,$$

де α – показник ступеня, що визначає характер зміни параметра.

У формулі (2.9) V_c чисельно можна розглядати як швидкість зміни параметра при $t=1$, зменшену в α разів. Дійсно, після диференціювання вираз (2.9) за t і при $t=1$

$$\frac{\partial[u(t)]}{\partial t} = \alpha V_c.$$

При $\alpha=1$ і $Z(t)=0$ апроксимаційний вираз є елементарною випадковою лінійною функцією. У цьому випадку швидкість зміни параметра для конкретного елемента протягом терміну служби постійна. При $\alpha>1$ і $0<\alpha<1$ елементи мають відповідно безупинні, як строго монотонно зростають і спадають, швидкості зміни параметра стану елемента. Крива відхилення параметра в першому випадку буде ввігнутою, у другому – випуклою вгору. Неважко побачити, що ступенева функція зміни параметра має достатню універсальність. Коефіцієнтів у цієї функції небагато, всі вони мають чіткий фізичний зміст. Тому функцію зручно використовувати для практичного прогнозування.

Досягнення параметром граничної величини обумовлює відмовлення елемента. Щільність розподілу наробку до відмови визначають на основі теореми перетворення випадкових величин. Наприклад, у базовій функції $u(t) = V_c t$ член V_c – випадкова величина із щільністю розподілу $\varphi_0(V_c)$. Ресурс елемента, що має швидкість відхилення параметра V_c , виражається прямою функцією

$$t = u_n / V_c; \quad u_n, V_c > 0. \quad (2.10)$$

Тоді щільність розподілу ресурсу при фіксованому граничному відхиленні u_n визначають як функцію випадкового аргументу [5]

$$\varphi(t) = \varphi_0[R(t)]R'(t), \quad (2.11)$$

де $R(t)$ – зворотна функція $V_c = u_n/t$;

$R'(t)$ – похідна цієї функції за t .

При нормальному розподілі

$$\varphi(t) = \frac{u_n}{\sqrt{2\pi}\sigma_V t^2} \exp\left[-\frac{(u_n/t - m_V)^2}{2\sigma_V^2}\right]. \quad (2.12)$$

При розподілі Вейбулла

$$\varphi(t) = \frac{bK_b^b u_n}{m_V^b t^2} \left(\frac{u_n}{t}\right)^{b-1} \exp\left[-\left(\frac{K_b u_n}{m_V t}\right)^b\right], \quad (2.13)$$

де K_b – значення гамма-функції; $K_b = \Gamma(1/b+1)$;

b – параметр форми розподілу;

Γ – індекс гамма-функції.

З урахуванням виразу (2.11) щільність розподілу ресурсу елемента при ступеневій функції зміни параметра і нормальному розподілі

$$\varphi(t) = \frac{u_n \alpha}{\sqrt{2\pi}\sigma_V t^{\alpha+1}} \exp\left[-\frac{(u_n/t^\alpha - m_V)^2}{2\sigma_V^2}\right], \quad (2.14)$$

при розподілі Вейбулла

$$\varphi(t) = \frac{bK_b^b u_n \alpha}{m_V^b t^{\alpha+1}} \left(\frac{u_n}{t^\alpha}\right)^{b-1} \exp\left[-\left(\frac{K_b u_n}{m_V t^\alpha}\right)^b\right]. \quad (2.15)$$

Функція розподілу ресурсу елемента при розподілі Вейбулла в результаті інтегрування (2.15) у межах від 0 до t має вигляд

$$F(t) = \exp\left[-\left(\frac{K_b u_n}{m_V t^\alpha}\right)^b\right]; \quad K_b = \Gamma(1/b+1).$$

Після простих перетворень середній ресурс елемента

$$T_{cp} = \left(\frac{K_b u_n}{m_V}\right)^{1/\alpha} \Gamma\left(1 - \frac{1}{\alpha b}\right), \quad (2.16)$$

середньоквадратичне його відхилення

$$\sigma_t = \sqrt{\left(\frac{K_b u_n}{m_V}\right)^{2/\alpha} \Gamma\left(1 - \frac{2}{\alpha b}\right) - T_{cp}^2} \quad (2.17)$$

і коефіцієнт варіації ресурсу

$$v = \frac{\sqrt{\Gamma\left(1 - \frac{2}{\alpha b}\right)}}{\sqrt{\left[\Gamma\left(1 - \frac{1}{\alpha b}\right)\right]^2}} - 1. \quad (2.18)$$

Гамма-функція дійсна при значенні виразів у круглих дужках більше нуля. У простому випадку з урахуванням виразу (2.2) член $Z(t)$ з рівняння (2.8) можна записати так:

$$Z(t) = V'_t (V_c t^\alpha). \quad (2.19)$$

При прогнозуванні за середньою статистичною зміною параметра сукупності однойменних елементів V_c і V'_t є випадковими незалежними величинами в момент часу t . При прогнозуванні за реалізацією зміни параметра конкретного елемента V_c є постійною величиною для цього елемента, а V'_t – випадковою. У випадку плавної реалізації зміни параметра $V'_t = 0$. На відміну від величини V_c , постійної для конкретного елемента, V'_t може набувати різних значень, змінюючись з часом. Тому при $V'_t \neq 0$ реалізації зміни параметра мають вигляд неплavnих ламаних кривих.

З урахуванням рівняння (2.19) функція (2.8) має вигляд

$$u(t) = V_c t^\alpha + V'_t V_c t^\alpha = V_c (1 + V'_t) t^\alpha. \quad (2.20)$$

У таблиці 2.1 подані характеристики випадкової ступеневої функції при $Z(t)$, рівному і не рівному нулю. При цьому прийнято, що V_c і V'_t – некорельовані величини, σ_u і $\sigma_{V'}$ – середньоквадратичне відхилення величин V_c і V'_t у момент t .

При експонентній функції зміни параметра

$$u_1(t) = a e^{V_c t} - \Delta\Pi; \quad t, a, V_c > 0, \quad (2.21)$$

де a – коефіцієнт.

Після логарифмування виразу (2.21)

$$\ln[u_1(t) + \Delta\Pi] = \ln a + V_c t. \quad (2.22)$$

У такому перетвореному вигляді V_c характеризуватиме випадкову швидкість зміни параметра, а $\ln a$ – показник зміни параметра в період припрацювання. Щільність розподілу ресурсу елемента у випадку, наприклад, нормального розподілу величини V_c становитиме

$$\varphi(t) = \frac{\ln \frac{u_n}{a}}{\sqrt{2\pi}\sigma_u t^2} \exp \left[-\frac{\left(\frac{\ln \frac{u_n}{a}}{t} - m_V \right)^2}{2\sigma_u^2} \right]. \quad (2.23)$$

Таблиця 2.1.

Характеристики випадкової ступеневої функції зміни параметра стану елемента

Характеристика	Функції	
	$u(t) = V_c t^\alpha$	$u(t) = V_c t^\alpha + Z(t);$ $Z(t) = V'_t V_c t^\alpha$
Математичне сподівання	$m_V t^\alpha$	$m_V t^\alpha$
Середнє квадратичне відхилення	$\sigma_{V_c} t^\alpha$	$\sqrt{\sigma_{V_c}^2 + \sigma_{V'_t}^2 (\sigma_{V_c}^2 + m_V^2)} t^\alpha$
Коефіцієнт варіації в будь-якому перерізі	$\nu_u = \frac{\sigma_{V_c}}{m_V}$	$\sqrt{\nu_u^2 + \sigma_{V'_t}^2 (\nu_u^2 + 1)}$
Кореляційний момент $u(t)$ і $V_c, V_c(1+V')$	$\sigma_{V_c}^2 t^\alpha$	$[\sigma_{V_c}^2 + \sigma_{V'_t}^2 (\sigma_{V_c}^2 + m_V^2)] t^\alpha$
Кореляційна функція	$\sigma_{V_c}^2 (t, t')^\alpha$	$\sigma_{V_c}^2 (t, t')^\alpha$
Нормована кореляційна функція	1	$\frac{\sigma_{V_c}^2}{\sigma_{V_c}^2 + \sigma_{V'_t}^2 (\sigma_{V_c}^2 + m_V^2)}$

При розподілі величини V_c за законом Вейбулла середній ресурс елемента можна знайти за формулою

$$T_{cp} = \left(\frac{K_b \ln \frac{u_n}{a}}{m_V} \right) \Gamma \left(1 - \frac{1}{b} \right). \quad (2.24)$$

За аналогією записують і інші апроксимаційні відхилення параметра функції і виводять оцінки ресурсу елемента. Однак застосування різних апроксимаційних функцій має поряд з відомими перевагами (підвищення точності апроксимації і прогнозу) серйозний недолік. Кожна функція вимагає своїх прийомів обчислення, прогнозування стану машин, застосування відповідних формул, таблиць і номограм, що різко ускладнює процес прогнозування.

Тому після вибору і коефіцієнтів будь-якого апроксимаційного виразу його перетворюють на одну визначену функцію, для якої розробляють апарат прогнозування, таблиці, номограми і т.п. Це єдиний шлях використання широкого класу апроксимаційних виразів при відносно невеликому математичному й іншому забезпеченні прогнозування. Як перетворену вибирають найпростішу функцію – базову (2.4).

2.3. Теоретичні основи прогнозування показників надійності

Основні положення. Прогнозування з оптимізацією показників машин можливе за такої логічної послідовності: процеси зміни параметрів стану – відмова складових частин – ремонт і технічне обслуговування машини – визначення вартісних характеристик ремонту і технічного обслуговування машини – видача прогнозованих показників. При цьому в першу чергу слід розраховувати на функції зміни параметрів технічного стану машин.

Оптимізують одні показники при прогнозуванні шляхом керування іншими – прогнозними. Як провідні прогнозні показники в технічному обслуговуванні і ремонті виступають технічні вимоги на операції ремонту й обслуговування, допустимі відхилення параметрів, зокрема допустимий знос і міжконтрольний наробок складових частин – деталей, з'єднань, механізмів. Аналіз факторів, що впливають на надійність і довговічність ремонтних елементів машин, показує, що при ремонті і технічному обслуговуванні в першу чергу безпосередньо і спрямовано можна змінювати ці два показники. Останнє обумовлює обов'язковий облік впливу допустимого відхилення параметрів і міжконтрольного наробку елементів на процес і наслідки зміни параметрів.

Зміна параметрів стану елементів машин відбувається випадково. Наслідки зміни параметрів спостерігаються у вигляді чи відмові попереджувального відновлення (заміни) елемента, що також носять імовірнісний характер. Тому кожен елемент машини має ймовірності

відмови, попереджувальної заміни (регулювання) і середнього ресурсу. Ці характеристики залежать від основних показників.

Економічна оцінка ймовірностей відмови і запобіжних операцій полягає у встановленні витрат з усунення наслідків відмови, здійснення попереджувальних заміни, регулювань і перевірки елемента (діагностування, дефектація).

Сума витрат, зв'язаних з усуненням наслідків втрати працездатності всієї машини чи її основних агрегатів і з попереджувальними операціями, визначає вартісну характеристику ремонту машини чи її агрегатів.

Операції з відновлення елементів можна здійснювати за потребою після відмови, вони можуть бути з наробку чи часу роботи і за станом. Операції за потребою виконують при досягненні чи перевищенні параметром стану граничної величини. Попереджувальні по наробку операції проводять незалежно від зміни параметрів елементів. До них відносять періодичні контрольні і діагностичні операції, а також операції очищення, заправлення, змазування. Попереджувальні за станом операції виконують при перевищенні параметрами стану величин, що допускаються (заміна деталей і з'єднань зі зносом, більшим за допущений, і т. п.).

При прогнозуванні показників технічного стану машин враховують усі категорії відбудовних операцій. Операції за потребою, попереджувальні за наробком і станом характеризуються відповідними величинами допустимого відхилення параметра:

$$D \geq u_n; D = 0 \text{ і } 0 < D < u_n. \quad (2.25)$$

Елементи відновлюють у процесах щоденного (змазування підшипників, кріплення деталей) і періодичного обслуговування (заміна фільтраційного елемента, розпилювача форсунки і т. п.); поточного (заміна поршневих кілець, притирання клапанів газорозподільного механізму і т. д.) і капітального ремонту (заміна поршневої групи, шліфування колінчатого вала двигуна і т. п.).

В усіх випадках, крім випадку капітального ремонту, переважають відбудовні операції, що не вимагають великої трудомісткості. У процесі безрозбірного контролю стану елементів, тобто в процесі діагностування машини, використовують систему значень параметрів, що допускаються, стану елементів. Ці значення визначають середньостатистичним методом прогнозування з огляду на заданий міжконтрольний наробок. Попереджувальні операції й операції за потребою у цьому випадку проводять у господарстві, де експлуатують машини.

Капітальний ремонт чи ремонт агрегату машини загалом проводять за необхідності виконання складних і трудомістких операцій за потребою для відновлення ряду елементів. Його здійснюють на спеціалізованих підприємствах, і супроводжується він значними матеріальними витратами. Тому якнайповніше слід використовувати ресурс основних елементів, що визначають постановку агрегату чи машини на капітальний ремонт. Для цих елементів при діагностуванні необхідно індивідуально встановлювати (прогнозувати) їхній залишковий ресурс чи допустиме відхилення параметра.

Таким чином, використовують два методи прогнозування: із середньої статистичної зміни параметра елемента, що відрізняється невеликою трудомісткістю відновлення, і за конкретною реалізацією зміни параметра елемента, відмова якого визначає капітальний ремонт агрегату чи машини.

Теорія прогнозування містить правила і прийоми встановлення прогнозу широкої номенклатури показників технічного стану і надійності машин (оптимальні відхилення параметрів, що допускаються, періодичність обслуговування елементів, міжремонтний ресурс, імовірність безвідмовної роботи, витрата запасних частин і т. д.). Прогнозування з оптимізацією кожного показника вимагає специфічних правил, прийомів і інформації. Система знань про їхнє логічне узагальнення, уніфікацію і систематизацію — це сутність теорії прогнозування технічного стану машин.

Дослідження спрямовують на створення універсальних простих типових компонентів для побудови прогнозу будь-якого показника. Такими простими компонентами служать імовірності відмови і попереджувальних операцій, середній ресурс деталей і з'єднань, механізмів, кількість їхніх перевірок залежно від основних показників; витрати, пов'язані з усуненням наслідків відмови, з виконанням попереджувальних операцій, з діагностуванням і т. д.

Методологічною основою такого прогнозу є принцип «від простого до складного». Він діалектично пов'язаний з вивченням інтегрального характеру прогнозу як результату, спрямованого на застосування універсальних типових компонентів, їх «додавання». Одночасно з цим застосовують інший, якісно відмінний принцип синтезування — перехід від прогнозу показника елемента до прогнозу показника машини загалом.

При синтезуванні прогнозу нормують показники з урахуванням зональності, старіння машин, а також зв'язку між деталями, з'єднаннями і складовими одиницями машини. Зв'язок може бути детермінований, стохастичний чи взагалі відсутній (найпростіший випадок).

Прогнозування конкретного показника стану і надійності за наявності типових компонентів починають зі складання цільової функції при визначеному критерії оптимізації. Цільова функція дає уявлення про прогнозовані і прогнозні показники, критерії оптимізації, типові компоненти прогнозування і необхідні характеристики.

Як критерій оптимізації найчастіше використовують універсальний економічний критерій, яким є мінімум питомих витрат (на одиницю наробку машини).

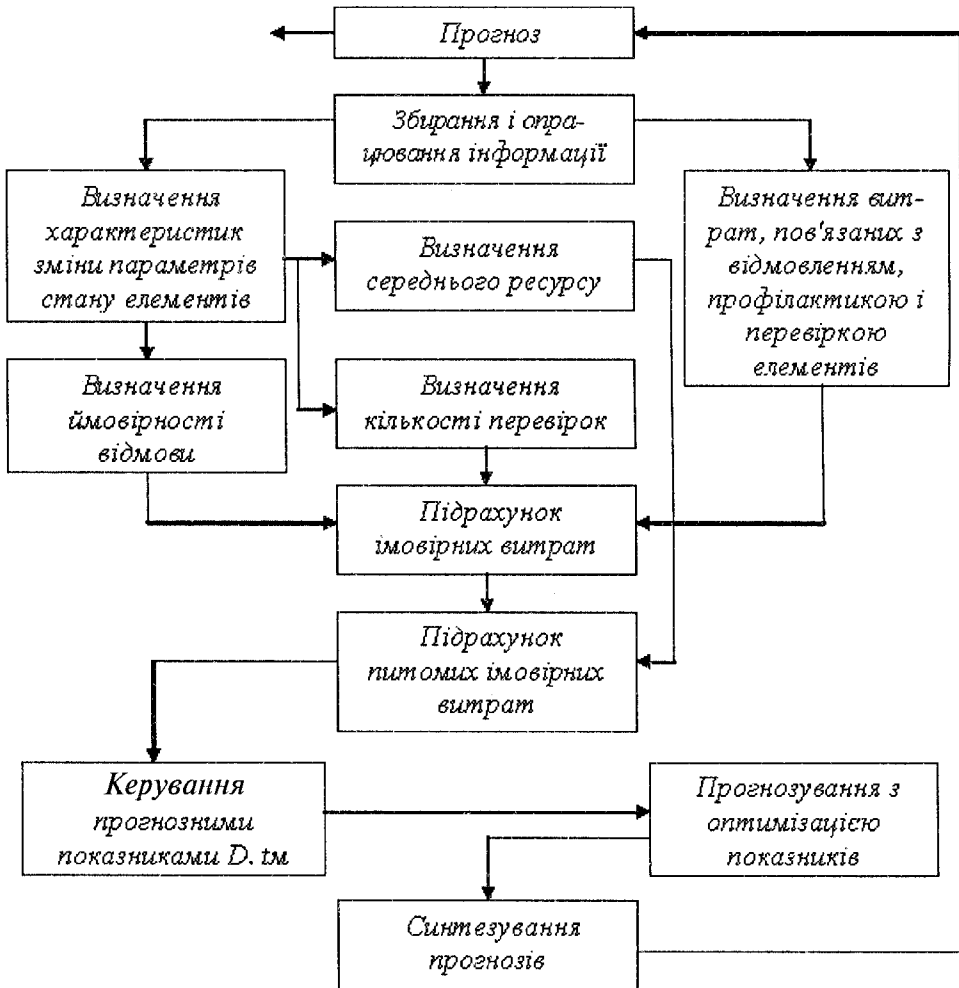


Рис. 2.2. Схема прогнозування й оптимізації показників машин

При прогнозуванні дотримуються такої логічної послідовності (рис. 2.2). Складають цільову функцію оптимальних прогнозованих показників. Установлюють характеристики функції зміни параметрів

стану елементів машин. Визначають імовірності відмовлення, попереджувальних операцій, кількість перевірок і середнього ресурсу елементів машин залежно від характеристик функції зміни їхніх параметрів стану, що керують, показників. Підраховують імовірні питомі витрати, пов'язані з усуненням наслідків відмови, проведенням запобіжних операцій і діагностуванням елементів. Проводять розрахунки, визначають оптимальні величини прогнозованих показників, складають номограми і таблиці. На підставі отриманих результатів синтезують прогнози.

Визначення ймовірностей відмови, попереджувальних відбудовних операцій і середнього ресурсу елементів залежно від характеристик функції зміни їхніх параметрів, що керують, показників – основний етап прогнозування. Ймовірності відмови і попереджувального відновлення елемента – дві конкурентні функції, одержувані на основі аналізу й екстраполяції зміни параметра елемента до граничної величини. З їхньою допомогою відбувається синтез прогнозування з оптимізацією різних показників машин. У деяких випадках замість імовірностей відмови попереджувальної операції застосовують похідні характеристики – кількість відмов і попереджувальних відновлень елемента.

Для перебування ймовірних питомих витрат, обумовлених критерієм оптимізації, на основі техніко-економічного аналізу визначають витрати, пов'язані з усуненням наслідків однієї відмови і проведенням попереджувального відновлення, перевірки елемента. Отримані величини множать на відповідні значення ймовірностей відмови, попереджувального відновлення і кількість перевірок і ділять на середній ресурс елемента.

У процесі визначення оптимальних значень прогнозованих показників використовують ЕОМ. При синтезі прогнозів велику увагу приділяють виявленню й облікові зв'язків між змінами параметрів стану елементів. Зв'язок устанавлюють техніко-економічним аналізом.

Прогнозування за середньою статистичною зміною параметра звичайно застосовують за відсутності інформації про наробку конкретного елемента в минулому; встановлення допустимого відхилення параметра, елементів, що відновлюють у процесі технічного обслуговування чи поточного ремонту; неможливості використовувати метод прогнозування з реалізації через організаційні труднощі.

Цільова функція допустимого відхилення параметра, стану елемента, – найважливіший показник, що є основою всіх технічних вимог на ремонт і технічне обслуговування машин, – має вигляд

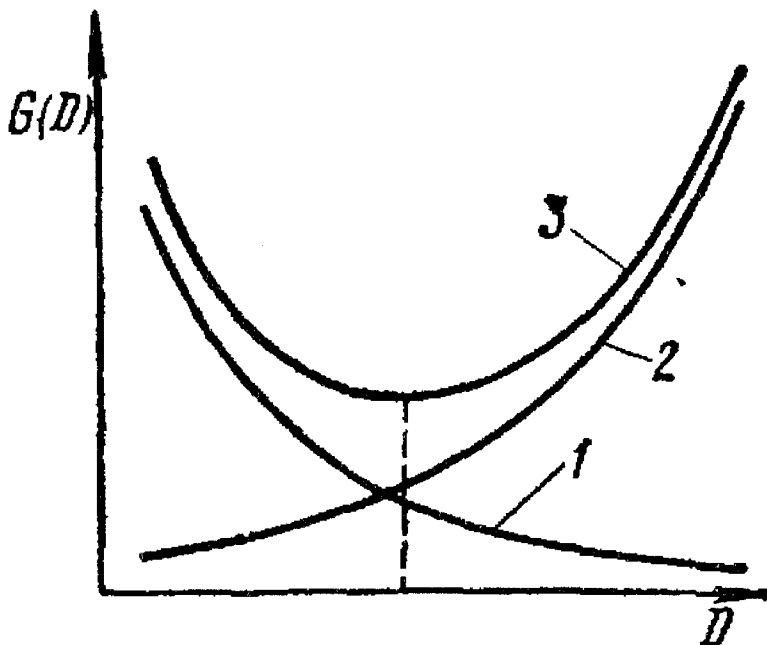
$$G = \min_{0 \leq D \leq u_n} \left\{ \frac{AQ(D)}{T_{cp}(D)} + \frac{C[1-Q(D)]}{T_{cp}(D)} \right\}, \quad (2.26)$$

де $Q(D)$ – імовірність відмови елемента за термін його служби залежно від допустимого відхилення параметра, D ;

$T_{cp}(D)$ – фактично використовуваний ресурс елемента за параметром залежно від D , од. наробку;

A і C – середні дискретні витрати, пов'язані з усуненням наслідків відмови і попереджувальним відновленням елемента за параметром, грн. Витрати A містять у собі витрати C . До C входять витрати на діагностування елемента. A відрізняються від C витратами на додаткові ремонтні роботи й утратами від простою машини при усуненні наслідків відмови.

Перший доданок функції (2.26) характеризує питомі ймовірні витрати, пов'язані з усуненням наслідків відмови елемента, другий – із попереджувальним відновленням (заміною) елемента за параметром. На рис. 2.3 представлені сумарна функція (2.26) і її доданки.



- 1 – функція витрат на запобіжне відновлення елемента при ремонті і технічному обслуговуванні; 2 – функція питомих витрат на усунення наслідків відмови елемента в процесі експлуатації; 3 – сумарна функція

Рис. 2.3. Сумарна функція питомих витрат і її доданки залежно від допустимого відхилення параметра

Цільова функція допустимого відхилення як діагностичного параметра, так і періодичності діагностування буде:

$$G = \min_{\substack{0 \leq D \leq u_n \\ 0 < t_m}} \left\{ \frac{AQ(D, t_m)}{T_{cp}(D, t_m)} + \frac{C[1 - Q(D, t_m)]}{T_{cp}(D, t_m)} + \frac{BK_n(D, t_m)}{T_{cp}(D, t_m)} \right\}, \quad (2.27)$$

де B і $K_n(D, t_m)$ – витрати, пов'язані з діагностуванням, і кількість перевірок елемента залежно від допустимого відхилення параметра, і періодичності діагностування t_m без обліку перевірок при попереджувальному відновленні й усуненні наслідків відмови.

Цільова функція (2.27) враховує те, що в момент досягнення параметром стану складової частини граничного значення, що характеризує відмову, машину зупиняють у міжконтрольний період і складову частину замінюють (відновлюють). Це спостерігається при явно виражених ознаках відмови. За відсутності таких ознак момент настання прихованої відмови не збігається з моментом відновлення складової частини. Невідповідність моментів відмови і відновлення характеризується ймовірністю Q_y усунення наслідків чи відмови його виявлення в міжконтрольний період. За наявності цієї ймовірності частина складових частин, що відмовили, відновлюють після чергового діагностування, що збільшує фактично використовуваний ресурс на величину Δt , що визначає середнє наробку від моменту появи прихованої відмови до відновлення складової частини.

Прихована відмова – досить розповсюджене явище. Вона зустрічається в зубчастих передачах і підшипниках трансмісії, поршневих кільцях, клапанах газорозподілу, паливних і мастильних фільтрах дизеля і т. п.

Функція (2.27) не враховує безупинні витрати, пов'язані з погіршенням роботи складової частини (збільшення витрати мастила, палива, зниження продуктивності машини, підвищення втрат урожаю і т. п.). З урахуванням імовірності усунення наслідків відмови в міжконтрольний період і безупинних витратах цільова функція (2.27) після перетворень набуде вигляду

$$G = \min_{\substack{0 \leq D_0 \leq 1 \\ 0 < t_m}} \left[C \frac{(A_0 - 1)Q_y Q(D, t_m) + B_0 K_n(D, t_m) + 1}{T_0(D, t_m) + \Delta t_0} + \frac{S(D, t_m, Q_y)}{T_0(D, t_m) + \Delta t_0} \right], \quad (2.28)$$

де A_0 і B_0 – дискретні витрати A і B в одиницях і частках витрат Z ;

$A_0=A/3$; $Y_0=Y/3$; $T_0(D, t_m)$ і Δt_0 – фактично використовуваний ресурс складової частини і середнє наробку від моменту появи її відмови до відновлення в одиницях і частках міжконтрольного наробку;

$T_0(D, t_m) = T_{cp}(D, t_m) / t_m$; $\Delta t_0 = \Delta t / t_m$; D_0 – допустиме відхилення параметра, в частках граничного відхилення $D_0 = D / u_n$.

Нормування величин дозволяє зменшити число аргументів функції (2.28) і розширити область її застосування.

Термін «фактично використовуваний ресурс» звичайно застосовують до невідновлюваного за розглянутим параметром елемента. В тому випадку, коли елемент відновлюють за регульованими зазорами у з'єднаннях, натягом ременів, ланцюгів, моментом подачі палива, тиском спрацьовування редуційного клапана і т. п., варто вживати термін «фактично використовуваний наробок до відмови». З метою спрощення застосуємо перший термін.

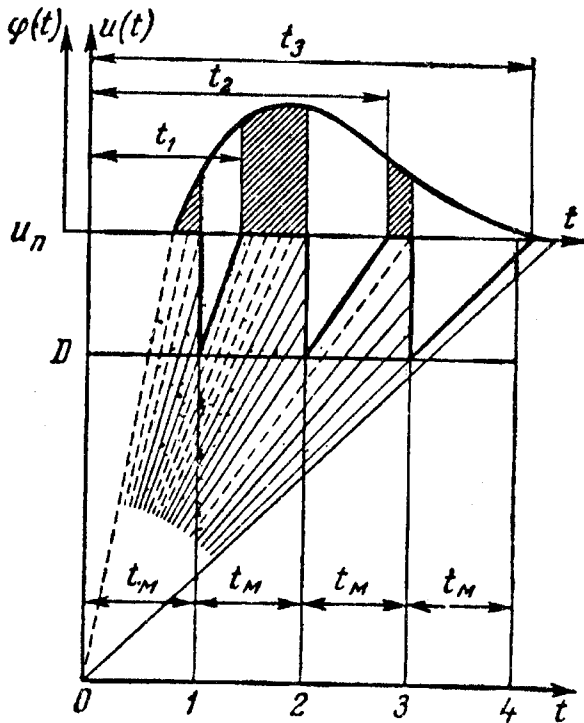


Рис. 2.4. Вплив допустимого відхилення параметра і міжконтрольного наробку на ймовірності відмови і попереджувальної заміни елемента

Зв'язок аргументів функції (2.26) з показниками динаміки зміни параметра можна показати на спрощеному прикладі лінійної реалізації параметра стану складової частини з розсіюванням швидкості його зміни (рис. 2.4). Точки перетину реалізації параметра з прямою u_n , що відповідає

Таблиця 2.2.

Вплив допустимого відхилення параметра і міжконтрольного наробку на показники надійності з'єднання

Допустиме відхилення параметра в межах граничного D_0	Середній ресурс спряження в одиницях міжконтрольного напрацювання ($\rho=1$; $\eta=0,5$)					
	$T_0=3$			$T_0=6$		
	Ймовірність відмови $Q(D, t_m)$	Фактично використаний ресурс $T_0(D, t_m)$	Ступінь використання ресурсу, %	Ймовірність відмови $Q(D, t_m)$	Фактично використаний ресурс $T_0(D, t_m)$	Ступінь використання ресурсу, %
0,00	0,00	1,000	33	0,00	1,000	17
0,40	0,00	1,640	55	0,00	2,890	48
0,50	0,00	2,010	67	0,00	3,480	58
0,60	0,16	2,315	77	0,00	4,110	68
0,70	0,26	2,570	85	0,01	4,710	78
0,80	0,44	2,783	93	0,09	5,289	88
0,90	0,70	2,938	98	0,43	5,789	96
1,00	1,00	3,000	100	1,00	6,000	100

граничному відхиленню, формують постійну щільність розподілу технічного ресурсу складової частини за параметром. За наявності допустимого відхилення D параметра випадкова величина технічного ресурсу стає дискретно постійною. Дискретність з'являється внаслідок заміни (регулювання чи іншого відновлення номінального значення параметра) складової частини з відхиленням параметра понад D у момент $t_m, 2t_m, 3t_m$ і т. д. Складові частини мали відмовляти в інтервалах $t_m \dots t_p, 2t_m \dots t_2, 3t_m \dots t_3$. Однак у результаті контролю (діагностування) при технічному обслуговуванні їх запобіжно відновили.

Складові частини, відхилення параметрів стану яких менше допустимого, відмовляють далі по досягненні граничного відхилення внаслідок відносно великої швидкості зміни параметра (зношування). Ймовірність відмови таких складових частин відповідає заштрихованим площам, обмеженим кривою розподілу технічного ресурсу й інтервалами $t_{1...2}t_m, t_{2...3}t_m$.

В міру збільшення D і наближення її до u_n ймовірність попереджувальної заміни зменшується, а ймовірність відмови (заштрихована площа) росте. Наприклад, у таблиці 2.2 представлені результати керування відхиленням зазору, що допускається, за різної періодичності контролю з'єднання гільза – плунжер паливного насоса високого тиску. При відхиленні зазору, що допускається, яке дорівнює нулю, ймовірність відмови також, яке дорівнює нулю, а ступінь

використання ресурсу сягає 33 і 17%. При відхиленні зазору, що допускається, яке дорівнює граничному, ймовірність відмови стає рівною одиниці, але зате ступінь використання ресурсу становить 100%. Таким чином, при $D=u_n$ чи $D_0=1$ фактично використовуваний ресурс за параметром досягає свого максимального значення, тобто $T_{cp}(D=u_n)=T_{cp}$ чи в одиницях міжконтрольного наробку $T_0=T_{cp}/t_m$

З аналізу таблиці 2.2 видно, наскільки сильно за інших рівних умов технічні вимоги впливають на ймовірність безвідмовної роботи і ресурс складової частини за параметром. Ймовірність відмови, витрата запасних частин можна збільшити чи зменшити вдвічі – втричі, змінюючи технічні вимоги на обслуговування і ремонт.

Граничний знос, зазор у з'єднанні, що обумовлюють утрату працездатності складової частини машини, у більшості випадків установлюють відносно легко за технічними критеріями (зменшенням цементаційного шару робочої поверхні деталей, граничним збільшенням прогину ремня, падінням тиску палива за фільтром тонкого очищення чи повітря за повітроочищувачем і т. д.). Неправильно ж установлене допустиме відхилення параметра виявляється з великим запізненням – за різким збільшенням потоку відмов, витрати запасних частин, запобіжних операцій з регулювання чи заміни складових частин.

Аналізуючи рисунок 2.4, можна вивести формулу ймовірності відмови залежно від технічних вимог D і t_m за лінійної зміни параметра. Якщо щільність розподілу ресурсу $\varphi(t)$ – при $D=u_n$, то ймовірність відмови в i -м експлуатаційному періоді

$$q_i(D, t_m) = \int_{t_{i-1}}^{it_m} \varphi(t) dt, \quad (2.29)$$

$$\text{де } t_{i-1} = (u_n / D)(i-1)t_m; \quad i = 1, 2, \dots, n_1.$$

При $i=1$ величина $t_{i-1}=0$. Відмови спостерігаються за умови, що верхня межа інтеграла (2.29) більша від нижньої. Зі збільшенням i ця різниця спадає. Останній експлуатаційний період, у якому спостерігатиметься відмова,

$$n_1 = \left[\frac{1}{1 - \frac{D}{u_n}} \right]. \quad (2.30)$$

Тут квадратні дужки вказують на те, що варто брати цілу частину числа.

Загальна ймовірність відмови складової частини за параметром залежно від його допустимого відхилення і періодичності діагностування

$$Q(D, t_m) = \sum_{i=1}^{n_1} q_i. \quad (2.31)$$

У випадку універсальної ступеневої функції зміни параметра (2.9) при $Z(t)=0$ (розглядаються плавні, гладкі криві)

$$t_{i-1} = \left(\frac{u_n}{D}\right)^{\frac{1}{\alpha}} (i-1)t_m \quad i \quad n_1 = \left[\frac{1}{1 - \left(\frac{D}{u_n}\right)^{\frac{1}{\alpha}}} \right]. \quad (2.32)$$

При нормальному розподілі ресурсу і $\alpha=1$

$$Q(D, t_m) = \sum_{i=1}^{n_1} \left[F_0\left(\frac{i-T_0}{\sigma_0}\right) - F_0\left(\frac{\frac{i-1}{D_0} - T_0}{\sigma_0}\right) \right], \quad (2.33)$$

при розподілі Вейбулла і $\alpha=1$

$$Q(D, t_m) = \sum_{i=1}^{n_1} \exp\left\{-\left[\frac{K_b(i-1)}{D_0 T_0}\right]^b\right\} - \exp\left[-\left(\frac{K_b i}{T_0}\right)^b\right], \quad (2.34)$$

де F_0 – індекс нормованої і центрованої функції нормального розподілу випадкової величини;

σ_0 – середньоквадратичне відхилення ресурсу складової частини за параметром в одиницях міжконтрольного наробку.

Аналіз показує, що функція середнього фактично використовуваного чи ресурсу фактично використовуваного наробку являє собою три доданки

$$T_{cp}(D, t_m) = f_1(D, t_m) + f_2(D, t_m) + f_3(D, t_m),$$

чи в розгорнутому вигляді,

$$T_{cp}(D, t_m) = \sum_{i=1}^{n_1} \int_{t_{i-1}}^{t_m} t \varphi(t) dt + \sum_{i=1}^{n_1} i t_m \int_{t_m}^{t_i} \varphi(t) dt + \sum_{i=n_1+1}^{n_2} i t_m \int_{t_{i-1}}^{t_i} \varphi(t) dt, \quad n_2 = \left[(2,5 \dots 3) \frac{T_{cp}}{t_m} \right]. \quad (2.35)$$

Перший доданок цієї функції $f_1(D, t_m)$ характеризує ресурс тих складових частин, що відмовляють в експлуатаційні міжконтрольні періоди від 1 до n_1 . Другий доданок характеризує ресурс складових частин, запобіжно замінних після 1-го... n_1 -го контролю, і третє — ресурс складових частин, запобіжно замінних після (n_1+1) -го, (n_1+2) -го... n_2 -го контролю.

За нормального розподілу доданки середнього фактично використовуваного ресурсу

$$\left. \begin{aligned}
 f_1(D, t_m) &= T_0 Q(D, t_m) - \sigma_0 \sum_{i=1}^{n_1} \left[\varphi_0 \left(\frac{i-T_0}{\sigma_0} \right) - \varphi_0 \left(\frac{\frac{i-1}{D_0} - T_0}{\sigma_0} \right) \right]; \\
 f_2(D, t_m) &= \sum_{i=1}^{n_1} i \left[F_0 \left(\frac{\frac{i}{D_0} - T_0}{\sigma_0} \right) - F_0 \left(\frac{i-T_0}{\sigma_0} \right) \right]; \\
 f_3(D, t_m) &= \sum_{i=n_1+1}^{n_2} i \left[F_0 \left(\frac{\frac{i}{D_0} - T_0}{\sigma_0} \right) - F_0 \left(\frac{\frac{i-1}{D_0} - T_0}{\sigma_0} \right) \right]; \\
 n_2 &= [2, 5 \dots 3] T_0,
 \end{aligned} \right\} (2.36)$$

де φ_0 — індекс щільності нормованого і центрованого розподілу випадкової величини.

При ступеневій апроксимаційній функції зміни параметра вигляду $u(t) = V_c t^\alpha$ у формулах (2.33...2.36) замість D_0 застосовують $D_0^{\frac{1}{\alpha}}$.

Наведені формули узагальнені. З них при $D=u_n$ чи $D_0=1$ можна одержати формули (1.1) і (1.2) імовірності відмови і середнього ресурсу складової частини.

Рівняння (2.36) дозволяють визначати ймовірність відмови і середній ресурс складової частини при відносно плавних реалізаціях зміни її параметра. Такі реалізації спостерігаються в герметично закритих деталях і складалових одиницях і в деяких інших випадках. Складнішим і універсальнішим є варіант визначення $Q(D, t_m)$ і $T_0(D, t_m)$, що враховує реалізації зміни параметра у вигляді ламаних кривих. При цьому в рівнянні (2.8) член $Z(t)$ розглядають як випадковий процес. Аналітичний

розв'язок такого варіанта завдання вимагає застосування кратних інтегралів.

Ще складніше завдання щодо визначення імовірності відмови і середнього ресурсу елемента за випадкових міжконтрольного наробку і граничного відхилення параметра. В цьому випадку використовують метод статистичного моделювання.

Середнє число перевірок (діагностувань) складової частини протягом терміну її служби без обліку перевірок при попереджувальному відновленні й усуненні наслідків відмови можна визначити, аналізуючи рис. 2.4:

$$K_n(D, t_m) = \sum_{i=1}^{n_2} \int_{t_{i-1}}^{\infty} \varphi(t) dt. \quad (2.37)$$

Прогнозування з реалізації зміни параметра звичайно застосовують при визначенні ресурсу чи залишкового ресурсу конкретного елемента, заміна чи ремонт якого обумовлює капітальний ремонт агрегату, якщо відомі наробок елемента й інші його показники.

При прогнозуванні з реалізації ухвалюють, що зміна параметра конкретного елемента характеризується екстраполяційною функцією і середньоквадратичним відхиленням цієї функції від фактичної зміни параметра. Екстраполяційна функція визначається за зміною параметра конкретного елемента в минулому. Кожній зміні параметра відповідають визначені його величина, що допускається, і залишковий ресурс елемента. Прогнозування з реалізації дає більший техніко-економічний ефект, ніж прогнозування за середнім статистичним. Цього досягають завдяки значному зменшенню варіації зміни параметра контрольованого елемента, тому що при прогнозі замість математичного сподівання випадкової функції зміни використовують її реалізацію. Однак упровадження результатів прогнозування елемента пов'язане зі збором інформації про наробку кожного елемента, що не завжди можливе.

При прогнозуванні з реалізації використовують ті ж апроксимаційні функції, що і при прогнозуванні за середнім статистичним, наприклад ступеневу $u(t) = V_c t^\alpha + Z(t)$. Тут як випадкова величина виступає Z у момент t . Показник V_c знаходять за результатами виміру параметра стану конкретного елемента з урахуванням його наробку.

Нехай у момент t_k машину піддали технічному діагностуванню, в результаті якого визначили зміну (збільшення) параметра $u(t_k) = u_k$. У випадку заданого прогнозованого наробку (перше завдання) розв'язок зводиться до відповіді на запитання: чи не перевищує значення u_k допустимого за умови, що машина повинна ще працювати протягом t_m .

Якщо t_m не задано (друге завдання), то знаходять залишковий ресурс складника елемента за параметром при відомих t_k і u_k .

У найпростішому випадку розв'язок завдання зі зміни параметра характеризується гладкими опуклими чи ввігнутими кривими, тобто однією елементарною випадковою ступеневою функцією $Z(t)=0$. При цьому вважається, що характеристики випадкової функції зміни параметра, зокрема показник α , відомі. Ці характеристики звичайно встановлюють на основі аналізу реалізації параметра сукупності цих елементів у минулому.

Після визначення t і $u(t)$, використовуючи вираз (2.9), знаходять показник швидкості зміни параметра

$$V_c = \frac{u(t_k)}{t_k^\alpha} = \frac{u_1(t_k) - \Delta\Pi}{t_k^\alpha}.$$

Потім екстраполюють (прогнозують), беручи до уваги задану майбутню наробку t_m . При зміні параметра $u(t_k + t_m) = V_c(t_k + t_m)^\alpha$, не перевищуючи граничне значення u_n , цей елемент не матиме потреби в запобіжному обслуговуванні. Залишковий ресурс, коли t_m не задана, підраховують за виведеною з урахуванням попереднього виразу формулою

$$t_{\text{ост}} = t_k \left[\left(\frac{u_n}{u_k} \right)^\frac{1}{\alpha} - 1 \right], \quad (2.38)$$

де

$$u(t_k + t_{\text{ост}}) = u_n, t_{\text{ост}} = t_m.$$

При обліку випадкової помилки $Z(t)$ вираз (2.8), обумовленої тим, що реалізація зміни параметра є ламаною чимраз більше кривою, розв'язок завдання ускладнюється. Відомо, що такий вид реалізації є випадковим за характером експлуатаційних навантажень елемента. На рисунку 2.5 представлена реалізація зміни параметра у вигляді суцільної ламаної лінії, штрихових ліній, що характеризують екстраполяційну функцію з показниками V_c і α , і відхилення реалізації Z від екстраполяційної функції. Штрихові лінії йдуть від точок, що відповідають моментам попереднього виміру. В разі декількох таких вимірювань гладку усереднену криву знаходять методом найменших квадратів.

Відхилення $Z(t)$ реалізації від екстраполяційної функції в загальному випадку залежить від її збільшення. Це відхилення виражають через $V'\Delta u$, де V' – випадкова величина швидкості зміни відхилення. Тоді $Z(t)$ розглядають як лінійну елементарну випадкову функцію, значення якої прямо пропорційне Δu .

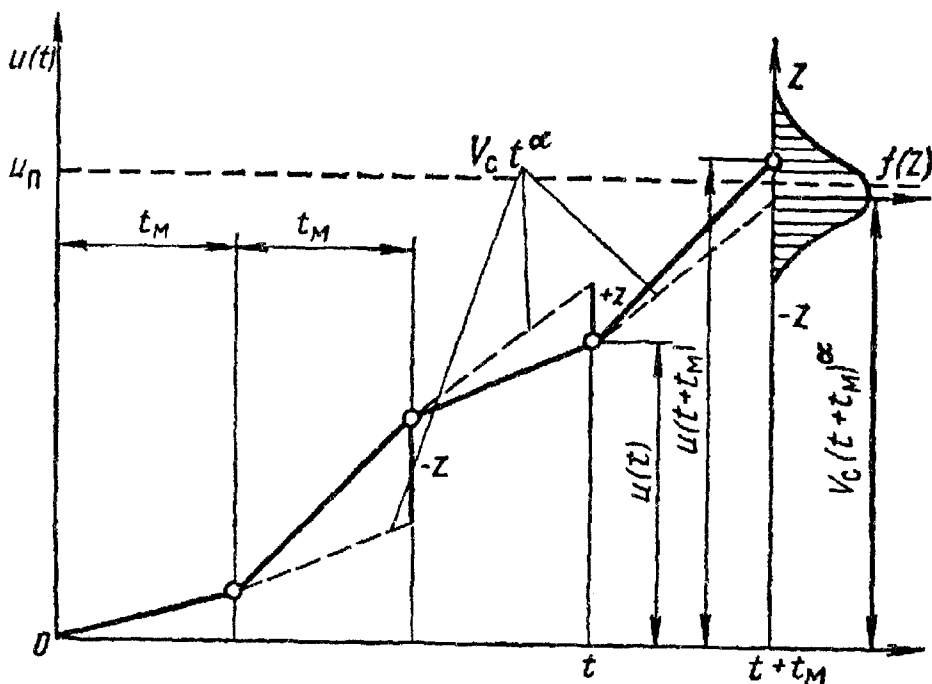


Рис. 2.5. Реалізація зміни параметра конкретного елемента

Розсіювання відхилення враховується функцією розподілу $\varphi(Z)$, що обумовлює ймовірність відмови елемента $Q[u(t_k + t_m) > u_n] = Q(t_m)$, тобто ймовірність того, що значення $u(t_k + t_m)$ виявиться більше u_n . Розглядають таку альтернативу: чи проводити запобіжне відновлення елемента в момент прогнозу t_k , чи залишити елемент працювати протягом подальшого періоду $(t_k + t_m)$, при якому з імовірністю $Q(t_m)$ він відмовляє і з імовірністю $1 - Q(t_m)$ його замінюють (регулюють) по закінченні прогнозованого періоду.

Використовують два критерії: ймовірність безвідмовної роботи і питомі витрати. При першому критерії визначають такий залишковий чи ресурс допустимого відхилення параметра, що обумовлюють задану ймовірність безвідмовної роботи. Застосування економічного критерію пов'язане з дотриманням умови (цільової функції): ймовірні питомі витрати, що виникають при усуненні наслідків відмови за прогнозований період t_m і при заміні наприкінці періоду, повинні бути менші від питомих витрат на заміну в момент прогнозування t . Умова дотримується у випадку нерівності

$$\frac{C}{t} \geq \frac{AQ(t, t_m)}{T_{cp}} + \frac{C[1 - Q(t, t_m)]}{T_{cp}} \quad (2.39)$$

чи

$$1 \geq \frac{t[(A_0 - 1)Q(t, t_m) + 1]}{T_{cp}}, \quad A_0 = \frac{A}{C},$$

де T_{cp} – середній ресурс елементів.

Зміну параметра апроксимують різними функціями. При цьому v_z – середньоквадратичне відхилення V'_t у формулі (2.2) відбиває як випадкове відхилення реалізації від теоретичної кривої зміни параметра під впливом зовнішніх факторів, так і помилку екстраполяції зміни параметра. Помилка екстраполяції з'являється у зв'язку з тим, що індивідуальну швидкість зміни параметра в момент t визначають з похибкою, викликаною тією самою величиною $Z(t)$ за попередній період роботи елемента.

При прогнозуванні за середнім статистичним замість помилки екстраполяції виступає помилка апроксимації функції зміни параметра, на яку також впливає величина $Z(t)$.

Для розв'язання завдання, як і при першому методі прогнозування, знаходять імовірність відмови $Q(t_m)$ і середній ресурс елемента T_{cp} . При зміні графіка параметра елемента у вигляді ламаної кривої можна визначити залишкові ресурси: середній, граничний, оптимальний із заданою імовірністю безвідмовної роботи.

Середній залишковий ресурс є частковим випадком залишкового ресурсу з імовірністю безвідмовної роботи, рівної 0,5. Підставлення граничного залишкового ресурсу у вираз (2.39) перетворює його на рівність. Оптимальний залишковий ресурс обумовлює мінімум цього виразу. При визначенні граничного й оптимального залишкових ресурсів застосовують економічний критерій питомих витрат. Цільова функція оптимального залишкового ресурсу при прогнозуванні з реалізації має вигляд, аналогічний функції (2.26)

$$C = \min_{0 \leq t_{ocm}} \left\{ \frac{A Q(t_{ocm})}{T_{cp}} + \frac{C[1 - Q(t_{ocm})]}{T_{lcp}} \right\}. \quad (2.40)$$

Тут вартість перевірки, як і у виразах (2.39) і (2.26), є доданком величин A і C .

Імовірність відмови елемента з прогнозованого параметра при

$$u_n = V_c(t_k + t_{ocm})^\alpha + Z(t) \text{ тобто } u(t_k + t_{ocm}) = u_n,$$

чи з огляду на $Z(t) = V \Delta u$,

$$u_n = V_c(t_k + t_{ocm})^\alpha + V'[V_c(t_k + t_{ocm})^\alpha - V_c t_k^\alpha], \quad (2.41)$$

де t_{ocm} – залишковий ресурс елемента.

Визначаючи щільність розподілу функції залишкового ресурсу від випадкового аргументу V' (величина V_c для конкретного елемента постійна), при нормальному розподілі цього аргументу зі середньоквадратичним відхиленням величини V' одержують функцію ймовірності відмови елемента за прогнозований період t_{ocm} .

$$Q(t_{ocm}) = 1 - p_0(B); \quad (2.42)$$

$$B = \frac{\frac{u_n}{u_i} - \left(1 + \frac{t_{ocm}}{t_k}\right)}{\left[\left(1 + \frac{t_{ocm}}{t_k}\right)^\alpha - 1\right] \sigma_n}, \quad (2.43)$$

де $p_0(B)$ – нормально розподілена функція випадкової величини з нульовим математичним сподіванням і середньоквадратичним відхиленням σ_n , рівним одиниці, тобто табульований інтеграл імовірностей; $B = V' / \sigma_n$.

Середньоквадратичне відхилення похибки прогнозування в цьому випадку

$$\sigma_n = \sqrt{\frac{1}{\sum_{i=1}^n m_i - 1} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{m_i} (V'_{ij})^2}; \quad (2.44)$$

$$V'_{ij} = \frac{\frac{u_{ij}(t)}{V_{ci,j-1}} - t_{ij}^\alpha}{t_{ij}^\alpha - t_{i,j-1}^\alpha}; \quad V_{ci,j-1} = \frac{u_{i,j-1}(t)}{t_{i,j-1}^\alpha},$$

де n – кількість елементів;
 m_i – кількість вимірів параметра i -го елемента;
 t, j – номери елементів і вимірів.

Для підвищення точності прогнозування залишкового ресурсу використовують кілька значень діагностичного параметра за результатами попередніх його вимірів. Показано [91], що загальне число m значень діагностичного параметра в цьому випадку має дорівнювати 3...5 (при $m=2$ похибка прогнозування зменшується незначно, при $m>5$ підвищення точності практично не спостерігається).

При m значеннях діагностичного параметра залишковий ресурс обчислюють за формулою, отриманою методом найменших квадратів,

$$t_{ocm} = \left(\frac{u_n}{V_c} \right)^{\frac{1}{\alpha}} - t_{\kappa}; \quad V_c = \frac{\sum_{j=1}^m u_j(t) t_j^{\alpha}}{\sum_{j=1}^m t_j^{2\alpha}} \quad (2.45)$$

Відхилення реалізації від екстраполяційної функції охарактеризоване виразом

$$Z(t) = V' \Delta u ,$$

де V' – випадкова величина швидкості зміни параметра, Δu – збільшення параметра.

При цьому приймали допущення, що зі збільшенням швидкості зміни параметра (швидкості зношування) $Z(t)$ лінійно збільшується.

Однак аналіз показав [91], що в багатьох параметрах технічного стану $Z(t)$ існує нормальний випадковий процес з характеристиками

$$M[Z(t)] = 0; \quad D[Z(t)] = \sigma_z^2; \quad R[Z(t), Z(t + \Delta t)] = \rho(\Delta t). \quad (2.46)$$

Таким чином, приймають, що математичне сподівання $Z(t)$ дорівнює нулю, дисперсія постійна, автокореляційна функція, що характеризує ступінь залежності між перетинами $Z(t)$ і $Z(t + \Delta t)$ залежить від періоду між перетинами, тобто від прогнозованого періоду $\Delta t = t_{ocm}$. З метою зручності $Z(t)$ виражають у частках граничного відхилення параметра u_n .

Автокореляційну функцію можна визначити за формулою

$$\rho(\Delta t) = \begin{cases} 1 - \frac{\Delta t}{\tau} & \text{при } \Delta t \leq \tau_{\kappa}; \\ 0 & \text{при } \Delta t > \tau_{\kappa}, \end{cases} \quad (2.47)$$

де τ_{κ} – середній час кореляції в одиницях наробку.

При прогнозуванні залишкового ресурсу використовують умовну ймовірність відмови елемента, що дозволяє точніше здійснювати прогноз:

$$\begin{aligned} Q(t_{ocm} / u_{\kappa}) &= p\{u(t_{\kappa} + t_{ocm}) > u_n / u_{\kappa}\} = \\ &= 0,5 - \Phi \left\{ \frac{u_n - V_c(t_{\kappa} + t_{ocm})^{\alpha} - \rho(\Delta t)(u_{\kappa} - V_c t_{\kappa}^{\alpha})}{\sigma_z u_n [1 - \rho^2(\Delta t)]^{0,5}} \right\}. \end{aligned} \quad (2.48)$$

При одному відомому значенні діагностичного параметра його прогнозоване відхилення за період $t_{\text{ост}}$ буде

$$u_{np} = u_k (1 + t_{\text{ост}} / t_k)^\alpha .$$

Похибка прогнозування

$$\delta = V_c (t_k + t_{\text{ост}})^\alpha + Z(t_k + t_{\text{ост}}) - u_k \left(1 + \frac{t_{\text{ост}}}{t_k} \right)^\alpha \quad (2.49)$$

Математичне сподівання δ дорівнює нулю.

Середньоквадратичне відхилення погрішності прогнозування при $Z=0$ у момент t_k

$$\sigma_\delta = \sigma_z \sqrt{1 + \left(1 + \frac{t_{\text{ост}}}{t_k} \right)^{2\alpha} - 2\rho(t_{\text{ост}}) \left(1 + \frac{t_{\text{ост}}}{t_k} \right)^\alpha} . \quad (2.50)$$

При m значеннях діагностичного параметра його прогнозоване відхилення

$$u_{np} = V_c (t_k + t_{\text{ост}})^\alpha + \rho(t_{\text{ост}}) (u_k - V_c t_k^\alpha) \quad (2.51)$$

При цьому середньоквадратичне відхилення похибки прогнозування

$$\sigma_\delta = \sigma_z \sqrt{1 - \rho^2(t_{\text{ост}})} \quad (2.52)$$

2.4. Прогнозування безвідмовності складових частин

Прогнозування за середньою статистичною зміною параметра. За такого прогнозування ймовірність безвідмовної роботи складової частини обчислюють за формулою

$$P(D, t_m) = 1 - Q(D, t_m) .$$

Для розв'язання завдання попередньо знаходять імовірності відмови і складають таблицю залежно від вихідних даних: середнього нормованого ресурсу T_0 , коефіцієнта варіації ресурсу α , показника ступеня функції зміни параметра α , що допускається, відхилення D_0 і характеристик процесу $Z(t)$ функції (2.3). Поряд із застосуванням таблиць будують номограми, а також апроксимують імовірність безвідмовної роботи простими функціями. Використовують апроксимаційні функції

$$Q(D_0, T_0) = D_0^d; \quad T_0(D_0, T_0) = T_0 D_0^n. \quad (2.53)$$

Вигляд рівнянь прийнятий на основі аналізу знайдених кривих і їхньої побудови в прямокутних координатах з нерівномірними шкалами

(спосіб випрямлення). Для цих рівнянь при $D_0=1$ виконуються умови $Q(D_0)=1$ і $T_0(D_0=1)=T_0$. Середньоквадратична похибка апроксимування виявилася рівною в середньому 3% для $T_0(D_0, t_m)$ і 5% для $Q(D_0)$.

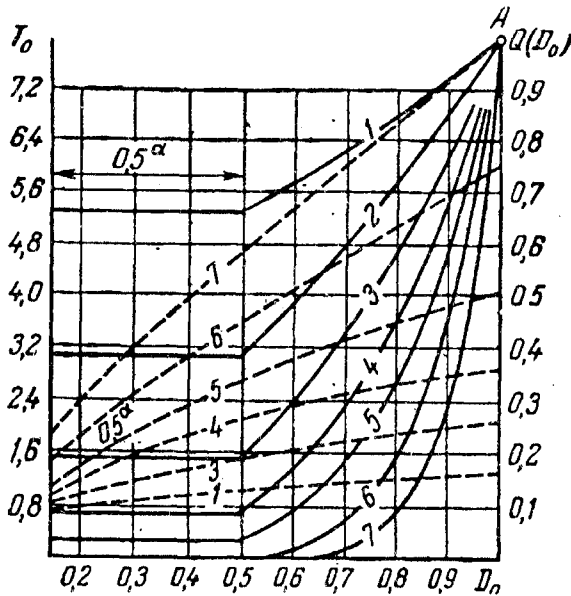


Рис. 2.6. Залежність імовірності відмови (суцільні лінії) і середнього ресурсу (пунктирні лінії) складової частини від допустимого відхилення параметра, при постійних t_m і u_n : $\frac{N}{T_0}$ кривою 1 2 3 4 5 6 7; $v=0,5$.

На рис. 2.6 представлені криві ймовірності відмови і середнього фактично використовуваного ресурсу складової частини за параметром залежно від D_0 .

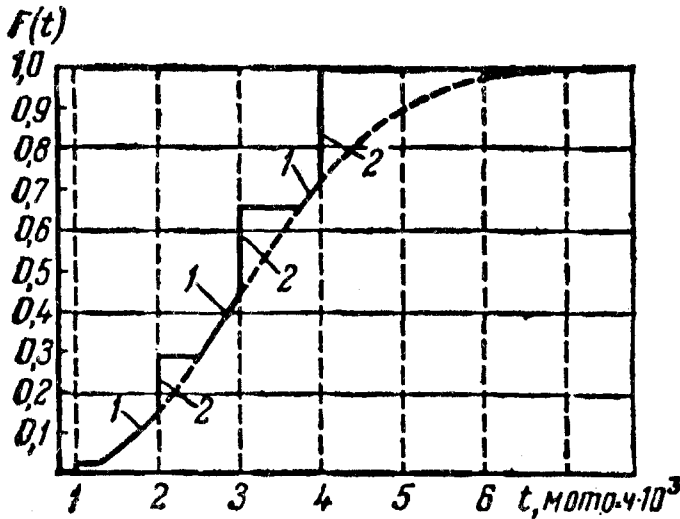
Зі зменшенням D_0 імовірність відмови $Q(D_0, T_0)$ знижується до величини $0,5^\alpha$, після чого залишається постійною. Сталість $Q(D_0, T_0)$ спостерігається в інтервалі $0 \leq D_0 \leq 0,5^\alpha$, себто $Q(D_0 < 0,5^\alpha) = Q(D_0 = 0,5^\alpha)$. На рисунку криві подані для $\alpha=1,0$. При $D_0=1$ імовірність відмови дорівнює 1 (точка А). При $D_0=0,5^?$ величина $Q(D_0)$ характеризує ймовірність відмови елементів до першого контролю.

Зі зменшенням міжконтрольного наробку t_m і збільшенням T_0 імовірність відмови зменшується. Середній фактично використовуваний ресурс складової частини знижується зі зменшенням D_0 .

У практиці використовують графічний метод визначення імовірностей відмови елемента за параметром у кожному міжконтрольному періоді, а також сумарної імовірності відмови за термін

служби елемента. Метод придатний для будь-яких законів розподілу при плавних реалізаціях зміни параметра і постійних t_m і u_n . Його сутність полягає в такому.

Будують звичайну криву розподілу постійної випадкової величини чи ресурсу наробку до відмови при $D=u_n$ (рис 2.7). Відзначають на графіку вертикальними лініями моменти контролю (діагностування) з наробком $t_m, 2t_m, \dots, it_m$. Проводять вертикальні лінії через праві межі інтервалів у i -ті міжконтрольні періоди, де спостерігаються відмови елементів, що мали при контролі відхилення параметра, більше допустимого. Значення кожної границі t_{i-1} обчислюють за формулою (2.32).



- 1 – ймовірність відмови в міжконтрольний період;
 2 – ймовірність попереджувальної заміни за результатами діагностування; $t_m=1000$ мото-год.

Рис. 2.7. Функція розподілу чи ресурсу наробку до першої відмови елемента при $D \neq u_n$

З парних точок перетину вертикальних ліній з абсцисами it_m і t_{i-1} із кривої розподілу вліво проводять горизонталі до перетину з віссю ординат. Утворений на цій осі відрізок 1 характеризуватиме ймовірність відмови елемента в i -й міжконтрольний період. Сума цих відрізків становитиме ймовірність відмови елемента за весь термін його служби.

Інші відрізки 2 характеризуватимуть відповідні ймовірності попереджувальних заміन елементів у міжконтрольні періоди, що обумовлюють дискретність кривої розподілу при $D \neq u_n$.

При варіації t_m і u_n характер зміни $Q(D_0)$ не зазнає істотних змін, впливаючи на значення ймовірності відмови. Постійна ймовірність відмови зберігається в інтервалі

$$0 \leq D_0 \leq 0,3^\alpha \quad (2.54)$$

За тих самих вихідних показників процесу зміни параметра збільшення коефіцієнта варіації міжконтрольного наробку на 0,1 у діапазоні 0...0,4 підвищує ймовірність відмови в середньому на 0,04, а фактично використований ресурс на 3,5% при $D_0=0,4...0,7$. При $D_0>0,7$ збільшення коефіцієнта варіації істотно не впливає на ці величини.

Якщо при варіації граничного відхилення допустиме відхилення параметра дорівнює математичному сподіванню граничного його відхилення ($\theta=un=1$), то ймовірність відмови менша 1. Зі збільшенням T_0 значення $Q(D_0)$ зменшується від 1,0 до 0,65. Тому залежність ймовірності відмови від допустимого відхилення параметра можна апроксимувати рівнянням

$$Q(D_0, T_0) = Q_1 D_0^d,$$

де Q_1 – ймовірність відмови при $D_0=1$.

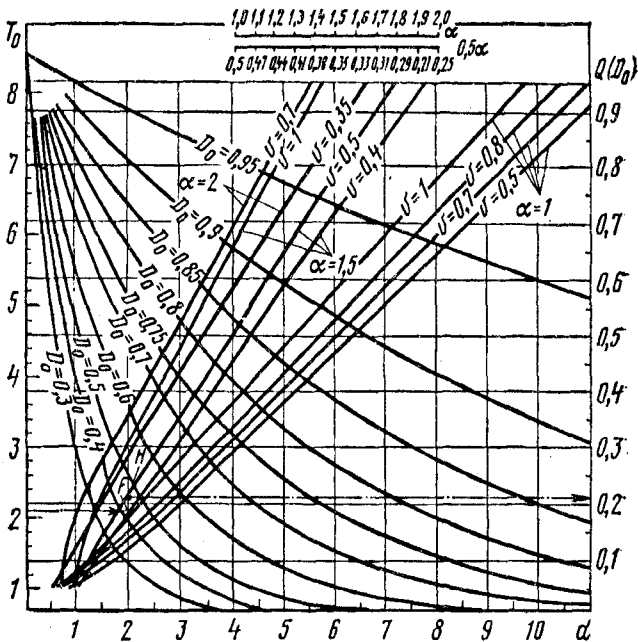


Рис. 2.8. Номограма для прогнозування ймовірності відмови елемента:
 при $u_n = \text{const}$ $Q(D_0) = D_0^d$; при $v_m = 0$ $Q(D_0 < 0,5^\alpha) = Q(D_0 = 0,5^\alpha)$;
 при $v_m \geq 0,1$ $Q(D_0 < 0,3^\alpha) = Q(D_0 = 0,3^\alpha)$.

Послідовність пошуку: $T_0 \rightarrow v(\alpha) \rightarrow D_0 \rightarrow Q(D_0)$.

На рис. 2.8 подана номограма для визначення ймовірності відмови складової частини за відомих характеристик процесу зміни параметра. По осі абсцис відкладені значення показника ступеня d апроксимаційної функції (2.53). Криві, що характеризують коефіцієнт варіації ресурсу v , виражають залежність $d = f(T_0, v, \alpha)$. Значення функції $Q(D_0) = D_0^d$ виражені кривими D_0 (відхилення параметра в частках граничного).

Послідовність пошуку зображена штрихпунктирною лінією на номограмі. При використанні номограми враховують, що апроксимацію залежності $Q(D_0)$ рівнянням завжди проводять в інтервалі $0,5^\alpha \leq D_0 \leq 1$, тобто при постійних значеннях ймовірності відмови. Для перевірки рівня $D_0 \leq 0,5^\alpha$ над номограмою подані шкали значень $0,5^\alpha$ при $\alpha=1\dots 2$.

За допомогою номограми визначають ймовірність відмови і максимальну ймовірність безвідмовної роботи.

Максимальну ймовірність безвідмовної чи роботи мінімальну ймовірність відмови можна встановити, змінюючи не міжконтрольне наробку, а допустиме відхилення параметра. В цьому випадку використовують асимптотичні властивості функції допустимого відхилення параметра. Ці властивості, зокрема, виявляються за умови $u=0,45\dots 0,6, 1,5 \leq T_0 \leq 2,5 (A_0 \geq 3)$ і $1,5 \leq T_0 \leq 3 (A_0 \geq 5)$. Тоді мінімальне значення ймовірності відмови буде при $D=0,5u_n$ чи $D=0,5^2u_n$, де $a \neq 1$. Якщо u_m чи u_n , чи u_z не дорівнює 0, то значення зменшується до $D=0,3^2u_n$. При використанні інших апроксимаційних функцій для визначення максимальної ймовірності безвідмовної роботи служать рівняння

$$\text{при ступеневій функції} \quad D=0,5^\alpha u_n + \Delta\Pi;$$

$$\text{при експонентній} \quad u_1(t) = ae^{V \cdot c^t} - \Delta\Pi \quad D = a(u_n / a)^{0,5} - \Delta\Pi \quad (2.55)$$

Рівняння справедливі при $t_m = const$. Якщо міжконтрольний наробок t_m збігається з міжремонтним ресурсом, причому він виявляється меншим від доремонтного

$$t_d \left(q = \frac{t_m}{t_d} < 1 \right),$$

то вводять відповідне виправлення. При гладких лінійних реалізаціях зміни параметра (базовий варіант) і $t_m = t_d$ максимальна ймовірність безвідмовної роботи елемента визначається простим відношенням

$$D_0 = \frac{D}{u_n} = \frac{t_m}{2t_m} = \frac{1}{2} = 0,5. \quad (2.56)$$

У випадку $t_m \neq t_\delta$ відношення має вигляд

$$D_0 = \frac{t_\delta}{t_\delta + t_m} = \frac{1}{\frac{t_\delta + t_m}{t_\delta}} = \frac{1}{1+q}. \quad (2.57)$$

Недоліком описаного підходу до мінімізації ймовірності відмови є відносно велика ймовірність попереджувальної заміни елементів, що відбивається на зменшенні їх фактично використовуваного ресурсу. Одним з ефективних способів усунення цього недоліку служить застосування декількох значень, що допускаються, за одним параметром стану залежно від порядкового номера діагностування. З огляду на те, що в міру наробку відмовляють елементи зі зменшуваною швидкістю зношування на підставі аналізу рисунка 2.4 і виразів (2.29) і (2.32), можна вивести формулу відхилення параметрів, що допускається, стану при i -й перевірці

$$D_{0i} = \left(\frac{i}{i+1}\right)^\alpha \quad \text{чи} \quad \Pi_{Di} = \left(\frac{i}{i+1}\right)^\alpha u_n + \Delta\Pi. \quad (2.58)$$

Неважно побачити, що при $i=1$ рівняння (2.58) перетворюється на рівняння (2.55) при використанні одного значення параметра, що допускається. При першій перевірці відношення в круглих дужках дорівнює 0,5, при другій – 0,66, при третій – 0,75, при четвертій – 0,80. Таким чином, у міру збільшення номера перевірки допустиме відхилення підвищується, а значить скорочується ймовірність попереджувальної заміни елементів.

Описаний спосіб має безсумнівну перевагу через повніше використання ресурсу при максимальній безвідмовності у випадку гладкої реалізації параметра стану. Негативним боком такого способу є введення декількох значень параметра, що допускаються, необхідність обліку порядкового номера перевірки кожного елемента, а це дуже важко в організаційному плані.

Простіший шлях зменшення ймовірності попереджувальної заміни елемента при гладких реалізаціях полягає в облікові його наробку, тобто у використанні рівняння

$$D_{0t} = \left(\frac{t}{t+t_m}\right)^\alpha \quad \text{чи} \quad \Pi_{Dt} = \left(\frac{t}{t+t_m}\right)^\alpha u_n + \Delta\Pi, \quad (2.59)$$

де t_m – майбутнє міжконтрольне наробку.

У цьому випадку отриманий результат наближається до результату, отриманого при використанні методу прогнозування з реалізаціі.

На практиці часто виникає необхідність установити ймовірність відмови чи безвідмовної роботи за визначений період, наприклад за міжконтрольний. У цьому випадку середню ймовірність відмови за міжконтрольний період можна визначити за формулою

$$q(D, t_m) = \frac{Q(D, t_m)}{T_0(D, t_m)} = \frac{Q(D, t_m)t_m}{T_{cp}(D, t_m)}, \quad (2.60)$$

а середню ймовірність безвідмовної роботи –

$$p(D, t_m) = 1 - q(D, t_m)$$

чи, використовуючи (2.53),

$$p(D, t_m) = 1 - D_0^{d-n} / T_0.$$

При відмові елемента за декількома до незалежних чи параметрів машини (системи) за незалежними, ресурсними параметрами (зміна одного з них не залежить від іншого) ймовірність безвідмовної роботи за міжконтрольного наробку чи елемента машини

$$P_c = \prod_{i=1}^k p_i(D, t_m) = \prod_{i=1}^k \left[1 - \frac{Q_i(D, t_m)}{T_{0i}(D, t_m)} \right]. \quad (2.61)$$

Наведені формули застосовують в основному при стаціонарному сталому потоці відмов. У початковий період роботи ймовірності відмови і безвідмовної роботи системи, що складається з декількох елементів, визначають у кожному міжконтрольному періоді, використовуючи, наприклад, формулу (2.29).

Установлюючи залежність відмов одного елемента від інших, враховують те, що вона може бути обумовлена загальним режимом і умовами роботи елементів, зміною умов роботи одного елемента при відмовленні іншого, пов'язаного з ним, і т. п.

2.5. Показники надійності магістральних газопроводів

Надійність є збірним поняттям, яке служить для оцінки сукупності властивостей системи, що визначає якість її функціонування.

Врахування надійності в задачах проектуванні й експлуатації газопровідних систем ставить такі завдання:

- обґрунтувати вибір діаметра, тип ГПА, крок КС, технологічних схем дільниць і КС;

- оцінити можливі втрати пропускної здатності через відмови обладнання;

- обґрунтувати ефективність заходів щодо підвищення надійності, в тому числі розміщення резервних потужностей.

Основною метою розрахунків є оцінка впливу надійності обладнання на пропускну здатність газопроводу.

Газопровід є складною технічною системою з відновлювальними і резервованими елементами, яку можна уявити у вигляді ланцюга послідовно з'єднаних ланок – компресорних станцій і лінійних ділянок. Кожна ланка розглядається як провідна система елементів, які певним чином взаємодіють.

Поділ ланки на елементи умовний і визначається метою розрахунку й інформацією про надійність обладнання. Звичайно елементами КС вважають газоперекачувальні агрегати, а елементами лінійних ділянок – секції паралельних трубопроводів, що розділені перемичками і кранами. За необхідності врахувати порізно вплив на надійність газопроводу характеристик надійності апаратів повітряного охолодження або інших пристроїв ці пристрої слід розглядати як окремі елементи, а схему розрахунку надійності ланки слід змінити.

Надійністю елемента є його здатність виконувати задані функції, зберігаючи експлуатаційні показники в заданих межах протягом часу, що розглядається. Відмовою елемента називається порушення його роботоздатності.

За відмови елемент виключають з робочого процесу, і він поступає в сферу обслуговування для відновлювального ремонту.

Відмови допоміжного обладнання, що приводять до виключення елемента з робочого процесу, ототожнюються з відмовою елемента.

Одночасно елемент може перебувати в одному з таких положень:

- в робочому;
- в аварійному (вимушеному) простої;
- в простої для проведення ППР;
- в ненавантаженому резерві.

Баланс часу перебування елемента в різному стані виражається формулою:

$$T_k = T_p + T_{\text{вп}} + T_{\text{ппр}} + T_{\text{рез}}$$

де T_k – календарний час;

T_p – середнє наробку між двома відмовами;

$T_{\text{вп}}$ – середній час відновлення;

$T_{\text{ппр}}$ – час простою в резерві.

Вважається, що відмова елемента може виникнути лише в тому випадку, якщо елемент перебуває в робочому стані. Елементи КС поступають у ППР тільки за наявності резервних елементів.

Відновленням називають процес виявлення і ліквідації відмов елемента з метою відновлення роботоздатності.

Стан елементів і ланок газопроводу визначає пропускну здатність усієї системи на цей час.

Пропускна здатність газопроводу визначається як максимальна кількість газу, яка може бути поставлена споживачеві за одиницю часу за певного стану газопроводу у встановленому режимі при дотриманні вимог з якості підготовки газу і його тискові у споживачів за умови гарантованої подачі газу в газопровід у необхідній кількості.

Зміна стану ланки або його елемента є випадковою подією. Тому пропускна здатність газопроводу як функція його стану, може бути представлена як випадкова величина з кінцевим рядом значень.

$$\{q\} = q_0; q_1, \dots, q_n$$

для її опису можна побудувати ряд розподілень

$$\begin{array}{cccc} q_0 & & q_1 & \dots & q_n \\ p_0 & & p_1 & \dots & p_n \end{array}$$

де $q_0 > q_1 > \dots > q_n$

При цьому q_0 – пропускна здатність газопроводу з усіма елементами, які діють. Її називають номінальною. Вірогідність p_n того, що пропускна здатність може бути визначена як частина періоду часу, протягом якого пропускна здатність дорівнювала q_k .

Вірогідність того p_0 , що газопровід володіє номінальною пропускну здатністю, називається коефіцієнтом готовності газопроводу.

Середня пропускна здатність за період часу T може бути вирішена за формулою

$$q = p_0 q_0 + p_1 q_1 + \dots + p_n q_n$$

Коефіцієнт надійності газопроводу є відношенням середньої пропускну здатності до номінальної $K_n = q/q_0$.

Величина $(1 - K_n)100$ % показує середній відсоток втрат пропускну здатності, пов'язаний з відмовами основного обладнання.

Коефіцієнт варіації пропускну здатності V показує міру розсіювання q відносно q .

$$V = \frac{1}{\bar{q}} \sqrt{\sum_{k=0}^n \pi_k (q_k - \bar{q})^2}$$

З двох газопроводів з однаковим коефіцієнтом надійності надійнішим вважається той, у котрого коефіцієнт варіації пропускної здатності має менше значення.

Розрахунок надійності ланок системи має за мету знайти вірогідність стану ланок, що використовуються при розрахунку надійності газопроводу як єдиної системи.

Стан ланки визначається переліком елементів, які діють і які пошкоджені, і їх положень. Одночасно ланка може перебувати в одному з кінцевих чисел станів. Ці стани нумеруються, причому нумерація залежить від схеми технологічних зв'язків між елементами. При розрахунку можна не розрізняти такі стани ланок, які допускають однакові схеми функціонування системи. Наприклад, для КС з паралельною схемою об'язки агрегатів важливо, скільки агрегатів відмовило, але байдуже, які саме. Стани, що приводять до однієї і тієї самої схеми функціонування системи, об'єднують в групи, яким присвоюють номери 0, 1, 2... причому номером 0 відповідають усі ті стани, в яких ланка може функціонувати за номінальною схемою. Спочатку складають графік переходів, у якому станом i відповідає вершина i , а переходом зі стану i в стан j – спрямована дуга (ij) . Далі визначають інтенсивності w_{ij} переходів системи з кожного стану i в суміжні стани j . Інтенсивність переходів вважається постійною.

Далі за допомогою графіка переходів потрібно скласти і розв'язати систему лінійних алгебраїчних рівнянь стосовно невідомих вірогідностей $\pi_i (i=0, 1, \dots, m)$ перебування ланки у відповідних станах у стаціонарному процесі

$$\pi_i = \sum_{j \neq i} w_{ji} \pi_j - \sum_{j \neq i} w_{ij} \pi_i = 0$$

$$\sum_{i=0}^m \pi_i = 1$$

У цих рівняннях перша сума береться за всіма дугами, які виходять з вершини i , а друга – за всіма дугами, які входять у вершину i . Отриманий таким чином ряд розподілу $\pi_0, \pi_1, \dots, \pi_m$ дозволяє знайти всі основні показники надійності та ефективності використання потужностей ланки.

Для оцінки надійності одноцехової КС використовують такі показники:

– коефіцієнт готовності K_r , який дорівнює сумі ймовірностей усіх цих станів, які допускають включення ГПА в кількості та за схемою, передбаченою проектом;

середнє число виправлених ГПА m та робочих ГПА m_p , яке дорівнює сумі добутків імовірностей станів на відповідне число виправлених (або робочих) агрегатів;

• середню потужність N та середню включену потужність N_p ,

$$N = mN_e; N_p = m_p N_e,$$

де N_e – потужність одного агрегату;

коефіцієнт екстенсивного використання потужності h_e , який указує відношення середнього часу роботи ГПА до календарного часу та вичислюється за формулою

$$h_e = m_p / m,$$

де m – кількість встановлених агрегатів.

Розгляньмо розрахунок показників надійності КС Богородчани газопроводу Уренгой – Помари – Ужгород, на якій встановлено $m = 3$ агрегати типу ГТК-25I, з яких при номінальній схемі роботи $m_1 = 2$ перебуває під навантаженням, і $m_2 = 1$ в ненавантаженому резерві. Схема обв'язки КС допускає заміну будь-якого агрегату, що відмовив, будь-яким резервним. Одночасно в ППР перебуває не більше одного агрегату. Відключення в ППР допускається лише у випадку, коли всі агрегати справні. Розрахунки ведемо на кінець 1988 року, коли термін експлуатації обладнання становив два роки, і на кінець 2000 року, коли термін експлуатації становив 15 років. Основні показники надійності, що служать вихідними даними для розрахунків, подані в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3.

Показники надійності експлуатації КС Богородчани

№	Показник	1988 рік	2000 рік
1.	Напрацювання на відмову, год	600	480
2.	Середній час відновлення, год	30	44
3.	Міжремонтний ресурс, год	6500	6000
4.	Середня тривалість ППР, год	840	880

Іntenсивність відмови елемента визначається за часом наробку на одну відмову

$$Tr^{-1} = \omega$$

при $Tr = 600$ годин, $\omega = 0,00167$ 1/год

при $Tr = 480$ годин, $\omega = 0,00208$ 1/год.

Інтенсивність виходу на профілактичний ремонт визначається за міжремонтним ресурсом

$$T_{\text{мр}}^{-1} = \omega_{\text{пр}}$$

при $T_{\text{мр}} = 6500$ годин $\omega_{\text{пр}} = 0,0001538$ 1/год

при $T_{\text{мр}} = 6000$ годин $\omega_{\text{пр}} = 0,0001666$ 1/год.

Інтенсивність відновлення визначається за середнім часом відновлення

$$T_{\text{вп}}^{-1} = \mu$$

при $T_{\text{вп}} = 30$ годин $\mu = 0,033$ 1/год

при $T_{\text{вп}} = 44$ годин $\mu = 0,023$ 1/год.

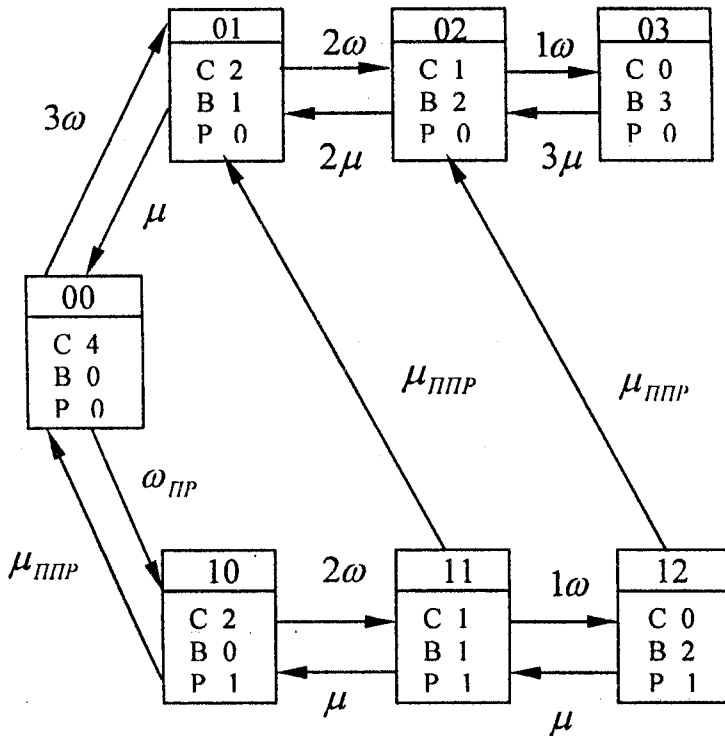
Інтенсивність виходу з ППР визначається за середньою тривалістю ППР

$$T_{\text{плр}}^{-1} = \mu_{\text{плр}}$$

при $T_{\text{плр}} = 840$ годин $\mu_{\text{плр}} = 0,00119$ 1/год

при $T_{\text{плр}} = 880$ годин $\mu_{\text{плр}} = 0,00116$ 1/год.

Графік переходів для випадку, який ми розглядаємо, має вигляд



Вершина 00 відповідає станам КС, за яких усі агрегати справні, вершини $0i$ – станам, за яких відмовило i агрегатів, а ППР не проводиться,

вершини $1i$ – станам, за яких один агрегат перебуває в резерві, і при цьому відмовило i агрегатів.

Складаємо рівняння для кожної з вершин. Отримуємо систему

$$P_0(2\omega + \omega_{\text{нпр}}) - P_{01}m - P_{10}\mu_{\text{нпр}} = 0$$

$$P_{01}(2\omega + \mu) - 2P_{02}m - 2P_0\omega - \mu_{\text{нпр}}P_{11} = 0$$

$$P_{02}(\omega + 2\mu) - 2P_{01}\mu - \mu - P_{12}\mu_{\text{нпр}} = 0$$

$$3P_{03}\mu - P_{02}\omega = 0$$

$$P_{10}(2\omega + \mu_{\text{нпр}}) - P_{01}\omega_{\text{нр}} - \mu P_{01} = 0$$

$$P_{11}(\omega + \mu + \mu_{\text{нпр}}) - 2P_{01}\omega - 2\mu P_{12} = 0$$

$$2P_{12}\mu - P_{11}\omega + \mu_{\text{нпр}}P_{12} = 0$$

$$P_{00} + P_{01} + P_{02} + P_{03} + P_{10} + P_{11} + P_{12} = 1.$$

Підставивши числові значення параметрів, розв'яжемо систему рівнянь та отримаємо числові значення невідомих.

Для вихідних даних за 1988 рік маємо:

$$\begin{array}{lll} P_{00} = 0,8100 & P_{01} = 0,0807 & P_{02} = 0,0040 \\ P_{03} = 0,00007 & P_{10} = 0,0958 & P_{11} = 0,0092. \\ P_{12} = 0,00023 & & \end{array}$$

Для вихідних даних за 2000 рік маємо:

$$\begin{array}{lll} P_{00} = 0,7244 & P_{01} = 0,0906 & P_{02} = 0,0301 \\ P_{03} = 0,00179 & P_{10} = 0,1108 & P_{11} = 0,0359. \\ P_{12} = 0,00641 & & \end{array}$$

Для розрахунку байдуже, з якої причини агрегат не може використовуватись у робочій схемі, важливо лишень знати число елементів, які відмовили в цьому стані та його ймовірність. Тому об'єднаймо стани в групи за кількістю несправних елементів та позначмо π_i імовірність групи станів з i несправними елементами. Отримаємо

для умов 1988 року

$$\pi_0 = P_0 = 0,81$$

$$\pi_1 = P_{01} + P_{10} = 0,1765$$

$$\pi_2 = P_{02} + P_{11} = 0,0132$$

$$\pi_3 = P_{03} + P_{12} = 0,0003;$$

для умов 2000 року

$$\pi_0 = P_0 = 0,7244$$

$$\pi_1 = P_{01} + P_{10} = 0,2014$$

$$\pi_2 = P_{02} + P_{11} = 0,0660$$

$$\pi_3 = P_{03} + P_{12} = 0,0082.$$

Середня продуктивність КС за рік (за продуктивності одного ГПА 45 мл м³/добу) становитиме

для умов 1988 року

$$\bar{q} = \sum_{i=0}^3 q_i \pi_i = 90 \cdot 0,81 + 90 \cdot 0,1765 + 45 \cdot 0,0132 + 0 \cdot 0,0003 = 89,379 \frac{\text{м}^3}{\text{добу}};$$

для умов 2000 року

$$\bar{q} = \sum_{i=0}^3 q_i \pi_i = 90 \cdot 0,7244 + 90 \cdot 0,2014 + 45 \cdot 0,066 + 0 \cdot 0,0082 = 86,292 \frac{\text{м}^3}{\text{добу}}.$$

Коефіцієнт надійності

для умов 1988 року

$$K_H = \frac{\bar{q}}{q_0} = \frac{89,379}{90} = 0,9931;$$

для умов 2000 року

$$K_H = \frac{\bar{q}}{q_0} = \frac{86,292}{90} = 0,9588.$$

Коефіцієнт готовності визначиться як сума

$$K_r = \pi_1 + \pi_2 = 0,9865$$

середнє число виправлених ГПА

$$m = \pi_0 \cdot 3 + \pi_1 \cdot 2 + \pi_2 \cdot 1 = 2,7962;$$

середнє число робочих ГПА

$$m_p = \pi_0 \cdot 2 + \pi_1 \cdot 2 + \pi_2 \cdot 1 = 1,9862;$$

коефіцієнт екстенсивності використання потужності

$$\eta_e = \frac{\bar{m}_p}{m} = \frac{1,9862}{3} = 0,6621.$$

Беручи календарний час роботи, рівний одному рокові ($T_k = 8760$ год), знайдемо наробку на один агрегат за рік

$$h_e T_k = 0,6621 \cdot 8760 = 5800 \text{ годин.}$$

Щоб урахувати можливість відмови загальностанційних систем (наприклад, системи охолодження), слід оцінити параметр надійності цієї системи, який рівний відношенню середнього часу простою до середнього наробку

$$\gamma_o = T_n / T_p.$$

Далі ймовірність стану КС за відсутності цих відмов слід розділити на величину $1 + g_0$. Імовірність відключення станції через відмови такого роду дорівнюватиме

$$\pi = g_0 / (1 + g_0)$$

При розрахунку надійності лінійної частини однониткових газопроводів вся лінійна частина розглядається як один елемент, відмова якого призводить до припинення подачі газу.

Тому коефіцієнт готовності, який дорівнює ймовірності π_0 виправленого стану, та коефіцієнт простою, який дорівнює ймовірності π_1 несправного стану, визначаються за формулою

$$\pi_0 = T_p / (T_p + T_b) = 1 / (1 + \gamma)$$

$$\pi_1 = T_p / (T_p + T_b) = 1 / (1 + \gamma)$$

Розрахунок ймовірностей станів багатониткового газопроводу з перемичками здійснюється в припущенні, що відмова двох та більше елементів є неможливою подією і інтенсивність відмов постійна по довжині газопроводу.

Допускається, що $\gamma = 0$, якщо дільниця справна, $\gamma = 1$, якщо відмовив перший елемент і т.д. Тоді ймовірність π_r стану ланцюга визначається за формулами

$$\pi_0 = \frac{1}{1 + \sum_{r=1}^m \gamma_r}$$

$$\pi_0 = \gamma_r \cdot \pi_0 = \frac{\pi_0}{8760} v_r T_{впг} L_r$$

- де v — питома інтенсивність відмови r -го елемента на 1 км на рік;
 $T_{впг}$ — середній час відновлення r -го елемента;
 L — довжина r -го елемента;
 g_r — параметр надійності r -го елемента.

РОЗДІЛ 3. ГІДРАВЛІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОПРОВІДІВ

3.1. Визначення гідравлічної ефективності газопроводу

У процесі експлуатації газопроводу відбувається старіння лінійних ділянок. Цей процес пов'язаний з поступовим збільшенням гідравлічного опору.

Гідравлічною ефективністю газопроводу називається зниження його пропускної здатності внаслідок збільшення гідравлічного опору в процесі старіння.

Гідравлічна ефективність газопроводу на довільний момент часу експлуатації оцінюється коефіцієнтом гідравлічної ефективності E , що є відношенням фактичної пропускної здатності до її проектної величини [112]:

$$E = \frac{Q_{\text{факт}}}{Q_{\text{пр}}} < 1$$

де $Q_{\text{факт}}$ — фактична пропускна здатність; $Q_{\text{пр}}$ — проектна пропускна здатність.

Щоб оцінити коефіцієнт гідравлічної ефективності, слід розрахувати $Q_{\text{пр}}$ і $Q_{\text{факт}}$. На основі основного рівняння газопроводів маємо

$$Q_{\text{факт(пр)}} = 0,326 \cdot 10^{-6} d^{2,5} \sqrt{\frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2}{\lambda \Delta z T_{\text{сер}} L}} \quad (3.1)$$

Гідравлічна ефективність газопроводу знижується завдяки збільшенню фактичного гідравлічного опору, тому вона з урахуванням (3.1) може бути знайдена з виразу:

$$E = \sqrt{\frac{\lambda_{\text{теор}}}{\lambda_{\text{факт}}}}$$

Причинами зниження ефективності є наявність рідини в порожнині трубопроводу, яка може спостерігатися у двох формах — високов'язких смолистих відкладень та малов'язких рідких відкладень.

Високов'язкі смолисті відкладення на стінах трубопроводу зустрічаються на початкових ділянках після КС і займають довжину до 20 км, мають серпоподібну форму та ньютонівські властивості.

Відкладення зменшують площу поперечного перерізу і збільшують гідравлічний опір. Наприклад, для газопроводів діаметром 1400 мм товщина відкладень біля нижньої твірної становить до 40 мм. Джерело їх появи: винос мастила з порожнини нагнітачів і осідання на стінках труб.

Малов'язкі рідкі відкладення — це вода і газовий конденсат. Причиною їх появи є некондиційність підготовки газу до транспортування (тобто висока температура точки роси).

За наявності великої кількості рідини і невеликих швидкостей рідина перебуває в трубопроводі у вигляді рідинних пробок. При русі вони відіграють роль місцевих опорів. Утрати тиску в місцевому опорі визначають за формулою:

$$\Delta P = \xi \rho \frac{w^2}{2}$$

де ξ — коефіцієнт місцевого опору.

Ці втрати не враховують при розрахунках, але збільшується гідравлічний опір і знижується гідравлічна ефективність.

Якщо рідини в трубопроводі мало, а швидкості великі, вона осідає на стінки у вигляді крапель, а за великої щільності осідання утвориться плівка на стінці трубопроводу. В такому випадку рух газу призводить до утворення хвиль на поверхні плівки, на що витрачається значна енергія газового потоку.

Втрати енергії завдяки утворенню хвиль зростають із збільшенням лінійної швидкості газу.

Збільшення еквівалентної шорсткості внутрішньої поверхні стінок труб унаслідок кислотності середовища, що перекачується, призводить до збільшення фактичного коефіцієнта гідравлічного опору і зниження гідравлічної ефективності.

Для розрахунку коефіцієнта гідравлічної ефективності при стаціонарному русі газу в газопроводі одночасно слід здійснити такі виміри:

- 1) тиску на початку і наприкінці ділянки;
- 2) температури на початку T_n і наприкінці T_k ;
- 3) витрат газу;
- 4) температури ґрунту на цей час.

При відомих фізичних властивостях газу і геометричних характеристиках трубопроводу коефіцієнт розраховують у такому порядку:

1. Визначають середній тиск:

$$P_{\text{сеп}} = \frac{2}{3} \left(P_n + \frac{P_k^2}{P_n + P_k} \right)$$

2. Визначають середню температуру:

$$T_{\text{сеп}} = T_0 + \frac{T_n - T_k}{\ln \frac{(T_n - T_0)}{(T_k - T_0)}}$$

3. Визначають коефіцієнт стисливості z :

$$z = 1 - 5,5 \cdot 10^5 \frac{P_{\text{сеп}} \Delta^{1,3}}{T_{\text{сеп}}^{3,3}}$$

4. Знаходять фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору:

$$\lambda_{\text{факт}} = \frac{(0,326 \cdot 10^{-6})^2 \cdot d^5 (P_n^2 - P_k^2)}{\Delta z T_{\text{сеп}} L Q^2}$$

5. Визначають теоретичний коефіцієнт. Для цього знаходять число Рейнольдса:

$$R_e = 1,8110^3 \frac{Q \Delta}{d \eta}$$

6. Знаходять теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору:

$$\lambda_{\text{теор}} = 0,067 \left(\frac{158}{R_e} + \frac{2k_e}{d} \right)^{0,2},$$

де $k_e = 0,03$.

7. Визначають коефіцієнт гідравлічної ефективності:

$$E = \sqrt{\frac{\lambda_{\text{теор}}}{\lambda_{\text{факт}}}}$$

Розрахунок роблять для декількох режимів і результат усереднюють.

Коефіцієнт ефективності E не може істотно змінюватися протягом короткого часу. Однак досвід показує, що в деяких випадках зміна його протягом декількох годин може досягати 100 і більше відсотків. Причиною цього є невідповідність обраної математичної моделі реальному характерові руху газу. В реальних випадках характер руху газу в трубопроводі нестационарний, чого не враховує методика розрахунку коефіцієнта ефективності. Тому, щоб одержати достовірний результат, слід певним чином відбирати режими для виконання розрахунків. З цією метою застосовують критерій нестационарності (рис. 3.1):

$$N_t = \frac{\delta Q d}{\lambda w \tau}$$

де $\delta Q = \frac{Q_{\text{max}} - Q_{\text{min}}}{Q_{\text{сеп}}}$ – відносна зміна продуктивності; τ – тривалість нестационарного процесу за витратою; $w = \frac{4Q_{\text{сеп}}}{\pi d^2} \cdot \frac{P_{\text{ст}}}{P_{\text{ср}}} \cdot \frac{T_{\text{сеп}}}{T_{\text{ст}}}$ z – середня по довжині й усереднена в часі швидкість газу.

Якщо в результаті $N_i < 1,4 \cdot 10^{-6}$ розрахунків, то для цих режимів можна використовувати стаціонарну модель, і при цьому похибка у визначенні коефіцієнта гідравлічної ефективності E не перевищує 5%, тобто припустима.

Якщо ця умова ($N_i < 1,4 \cdot 10^{-6}$) не виконується, то похибка зростає, тому режим варто відкинути.

Припустімо, що коефіцієнт гідравлічної ефективності E виявився низьким (менше 0,5). Для його підвищення слід вжити заходи, вибір яких визначається причинами зниження гідравлічної ефективності.

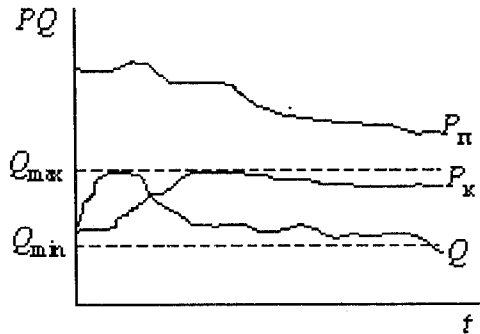


Рис. 3.1. Визначення критерію нестационарності

Щоб установити причину зниження ефективності, за даними декількох розрахунків будують її залежність від середньої швидкості газу (рис. 3.2).

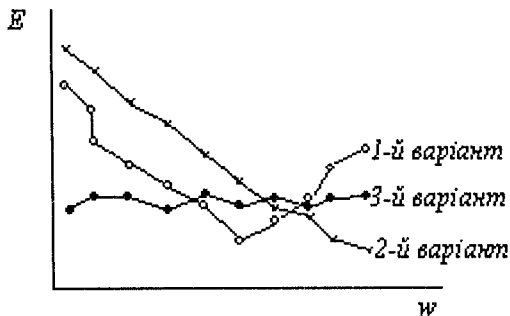


Рис. 3.2. Причини зниження ефективності

Характер цієї залежності може бути різним, залежно від причин зниження ефективності.

При мінімальному значенні залежності E від w причиною зменшення ефективності є наявність рідинних пробок у знижених точках траси (1-й варіант). Збільшення швидкості газу веде до росту гідравлічних втрат у рідинних пробках як місцевих опорах, і тому коефіцієнт ефективності

зменшується. Починаючи з деякого значення швидкості, спостерігається винос рідкої фази потоком газу з коліна газопроводу, внаслідок чого ефективність починає зростати.

При похилоспрямованій залежності E від w причиною зменшення ефективності є наявність наведеної шорсткості на внутрішній поверхні стінок труб (2-й варіант). Збільшення швидкості газу веде до росту витрат енергії на хвилеутворення.

Якщо коефіцієнт ефективності практично не залежить від швидкості газу, то в цьому випадку причиною зниження ефективності є зростання шорсткості внутрішньої поверхні труб (3-й варіант).

З метою оцінки реального стану газопроводів УМГ «Прикарпаттрансгаз» і розробки рекомендацій з їх подальшого обслуговування здійснені розрахунки щодо визначення гідравлічної ефективності. Вихідними даними в цих розрахунках вважались параметри режимів роботи газопроводів за даними диспетчерської служби. Розрахунки виконувались для кожного з минулих календарних місяців 1996 року. При цьому в рамках кожного місяця вибирали ряд режимів, виходячи з числового значення критерію нестационарності [108]

Коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу, як і будь-який діагностичний параметр, повинен змінюватися з часом експлуатації газопроводу, визначаючи гідравлічний стан трубопроводу на кожен момент його експлуатації. Практичний інтерес являє характер процесу зміни ефективності. Очевидно, що з часом гідравлічна ефективність повинна безперервно зменшуватись (якщо не вживають спеціальних заходів з її збільшення) у зв'язку з тим, що потік газу безперервно вносить у газопровід вологу.

Таблиця 3.1.

Зміна ефективності газопроводів УМГ «Прикарпаттрансгаз»
протягом 2003 року

Газопровід	«Союз»	«Братерство»	«УПУ»	«Прогрес»
Січень	—	0,816	0,973	—
Лютий	0,960	0,763	0,948	0,956
Березень	0,948	0,710	0,951	0,961
Квітень	0,967	0,712	0,958	0,968
Травень	0,981	0,704	0,962	0,972
Червень	0,962	0,716	0,974	0,964
Липень	0,955	0,731	0,964	0,968
Серпень	0,975	0,707	0,959	—
Середня	0,964	0,732	0,961	0,964

З метою дослідження закономірностей динаміки зміни гідравлічної ефективності газопроводів і газотранспортних систем вимірювали параметри режимів експлуатації, а також температуру ґрунту в непорушному тепловому стані по трасі газопроводів у різні проміжки часу. З цією метою по трасі газопроводів споруджені вимірювальні свердловини завглибшки 3,6 м на різній відстані від осі труби, в яких постійно містяться шкальні ртутні термометри з теплоізолюваним блоком. Результати вимірювань подані в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2.

Температури ґрунту в зоні проходження газопроводів

Календарний місяць	Температура ґрунту в °С							
	Газопровід «Братерство»				Газопровід «Союз»			
	Відстань від осі трубопроводу							
	5 м		50 м		5 м		50 м	
	Глибина свердловини, м							
	1,8	3,6	1,8	3,6	1,8	3,6	1,8	3,6
1. Січень	5,6	6,9	5,3	5,7	6,1	7,3	5,0	6,1
2. Лютий	4,0	6,0	4,0	5,1	4,3	6,6	5,0	5,5
3. Березень	4,3	6,3	2,7	3,7	4,5	6,3	3,5	3,9
4. Квітень	6,0	7,0	3,5	4,2	7,2	7,1	3,8	4,0
5. Травень	8,1	7,9	6,8	6,1	8,3	8,0	6,8	-
6. Червень	11,2	10,0	11,0	9,2	12,0	10,0	10,9	9,2
7. Липень	13,0	12,1	12,6	11,5	12,4	12,3	10,8	12,1
8. Серпень	3,0	12,5	13,3	12,1	13,2	12,1	12,9	12,5
9. Вересень	13,1	12,6	13,0	12,2	13,5	12,7	13,0	12,4
10. Жовтень	11,8	12,1	11,3	11,3	12,0	10,1	11,7	10,3
11. Листопад	10,0	10,8	8,3	8,8	10,4	10,0	9,3	9,8
12. Грудень	8,1	8,9	7,7	6,5	8,6	9,3	7,0	6,5

На основі одержаних даних побудовано статистичні залежності температури ґрунту залежно від календарного часу. Аналіз результатів показує, що на глибині закладення осі трубопроводу температура ґрунту в непорушеному тепловому стані протягом року змінюється в межах від 3,5°С до 13,6°С. При цьому мінімум температури характерний для березня, а максимум для вересня. В порівнянні з характером зміни температур повітря спостерігається запізнення приблизно на 60 діб, яке пояснюється теплопровідністю ґрунту та великою інерційністю системи.

Діапазон зміни температури ґрунту на глибині закладення трубопроводу становить від 8% до 14%. Це значить, що сезонні зміни температури слід враховувати при розрахунках ефективності роботи газопроводу.

З іншого боку, результат вимірювань у різних пунктах однієї і тієї самої лінійної ділянки газопроводу показує, що величина температури ґрунту мало змінюється по довжині ділянки, у зв'язку з чим можна користуватися результатами вимірів в одній довільній точці траси.

Розрахунки визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності виконано протягом 1999–2001 рр. На їх основі побудовано статистичну залежність коефіцієнта гідравлічної ефективності від часу, що подана в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3.

Статистична залежність коефіцієнта гідравлічної ефективності від часу

Місяць	Коефіцієнт гідравлічної ефективності								
	«Братерство»			«Союз»			УПУ		
	1999	2000	2001	1999	2000	2001	1999	2000	2001
Січень	0,881	0,903	0,888	0,902	0,913	0,890	0,912	0,918	0,895
Лютий	0,941	0,910	0,923	0,921	0,920	0,914	0,935	0,930	0,909
Березень	0,948	0,918	0,931	0,942	0,930	0,935	0,941	0,945	0,921
Квітень	—	0,935	0,938	0,961	0,946	0,938	0,960	0,944	0,929
Травень	0,965	0,941	0,941	0,966	0,949	0,939	0,967	0,950	0,940
Червень	0,960	0,943	0,941	0,970	0,944	0,940	0,962	0,945	0,940
Липень	0,953	0,948	0,940	0,962	0,953	0,945	0,963	0,948	0,942
Серпень	0,950	—	0,933	0,960	—	0,932	0,975	0,956	0,943
Вересень	0,953	—	0,927	0,956	0,952	0,931	0,965	0,952	0,940
Жовтень	—	0,943	0,911	0,953	—	0,921	0,950	—	—
Листопад	—	0,918	0,902	0,945	0,950	0,912	0,941	0,945	0,921
Грудень	0,911	—	—	0,919	0,922	0,909	0,918	0,923	0,918

Газопровід «Братерство» є одноступовим газопроводом, тому зміна ефективності роботи одноступових газопроводів у часі може бути описана експонентційною залежністю

$$E = E_0 \exp(-\alpha \cdot t),$$

де α — коефіцієнт старіння одноступового газопроводу;

t — поточний час.

При цьому слід зауважити, що для різних ділянок та різних періодів часу темп падіння ефективності приблизно однаковий, що свідчить про сталість для конкретного газопроводу коефіцієнта старіння α .

Для газотранспортних систем, якими є газопроводи «Союз» і «УПУ», а також «Прогрес», характер зміни ефективності в часі складніший. При загальній тенденції до зниження спостерігається різке падіння

коефіцієнта ефективності у весняний та осінній періоди і деякий ріст у літній період.

Регресійний аналіз статистичних даних показав, що з достатньою точністю періодичний характер зміни ефективності в часі для систем газопроводів може бути поданий у вигляді рівняння регресії [21]

$$E = E_{00} \cdot e^{-\alpha(\cos\beta t + \sin\beta t)},$$

де β – поправний коефіцієнт на періодичність коливань коефіцієнта ефективності.

Числові значення коефіцієнтів α і β , а також початкової ефективності E_0 для вказаних газопроводів і систем подано в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4.

Параметри, що характеризують темп падіння гідравлічної ефективності

№ з/п	Газопровід, система	L, км	E_0	β , 1/міс	α , 1/міс
1	«Братерство»	102,2	0,958	0,0342	0,0246
2	«Союз»	146,6	0,962	0,0153	0,0111
3	«УПУ»	127,0	0,944	0,0219	0,0205

Спостереження показують, що для систем паралельних газопроводів коефіцієнти α і β слабо залежать від ділянки і мало змінюються в часі. Очевидно, що вони певним чином залежать від кількості рідини в газопроводі, режиму експлуатації і кондиції газу, що подається в систему.

3.2. Визначення кількості рідини в газопроводі

У більшості випадків причиною зменшення ефективності є наявність рідини в трубопроводах у вигляді пробок. Щоб раціонально вибрати метод видалення води з трубопроводу, треба знати її кількість. Існує декілька методів визначення кількості рідини в газопроводі.

Метод кореляції з ефективністю – найпростіший з них. Український науково-дослідний інститут природних газів (м. Харків) на основі багаторазових вимірів ефективності і кількості рідких скупчень, що

виносяться з газопроводу в процесі очистки, запропонував кореляційну залежність:

$$\frac{W}{U_{\text{тр}}} = \frac{k_1 k_2}{k_3} (1 - E^{0,8})$$

де w – об’єм рідини, м³; $U_{\text{тр}} = \frac{\pi d^2}{4} L$ – геометричний об’єм трубопроводу, м³; k_1, k_2, k_3 – коефіцієнти, що враховують вплив рельєфу траси, діаметра трубопроводу, швидкості руху газу, сезонності на кількість рідини і наводяться в таблицях.

Основним недоліком цієї формули є її низька точність. Автори заявляють, що похибка (через неточність коефіцієнтів) більша 50%.

Запишімо цю формулу в такому вигляді:

$$W = K(1 - E^{0,8}), \tag{3.2}$$

де k – коефіцієнт, що враховує всі наведені величини.

Нехай у результаті очистки з трубопроводу винесено воду обсягом Δw . Тоді об’єм рідини до і після очистки становить:

$$W_{\text{до}} = K(1 - E_{\text{до}}^{0,8}),$$

$$W_{\text{по}} = K(1 - E_{\text{по}}^{0,8})$$

де $E_{\text{до}}, E_{\text{по}}$ – коефіцієнти ефективності до та після очистки.

Очевидно, що $W_{\text{до}} - W_{\text{по}} = \Delta W$,

$$\Delta W = K(E_{\text{по}}^{0,8} - E_{\text{до}}^{0,8}).$$

Звідси

$$K = \frac{\Delta W}{E_{\text{по}}^{0,8} - E_{\text{до}}^{0,8}}.$$

Підставмо K у формулу (3.2), й одержимо:

$$W = \frac{\Delta W}{E_{\text{по}}^{0,8} - E_{\text{до}}^{0,8}} (1 - E^{0,8}). \tag{3.3}$$

Результати визначення кількості рідини в газопроводах на основі запропонованого методу подані в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5.

Визначення кількості рідини в газопроводі

№ п/п	Газопровід	Дільниця	Дата	k	Об'єм рідини, м
1	УПУ	КС Гусятин КС Богородчани	18.08.1999	0.0352	126.8
2	УПУ	КС Гусятин КС Богородчани	25.08.2000	0.0411	131.7
3	УПУ	КС Богородчани КС Голятин	27.09.2001	0.0407	120.6
4	«Союз»	КС Гусятин КС Богородчани	11.10.2000	0.0314	116.1
5	«Союз»	КС Богородчани КС Хуст	21.08.2001	0.0382	142.5
6	«Братерство»	КС Долина КС Россош	10.08.1999	0.0742	102.8

Досвід показує, що для газопроводу практично не змінюється і формула (3.3), що розраховує обсяг рідини, дає до 10% похибки, що допустимо.

Метод зміни рівноважних станів полягає в тому, що досліджувану ділянку ізолюють від основного трубопроводу шляхом закриття лінійних кранів (рис. 3.3).

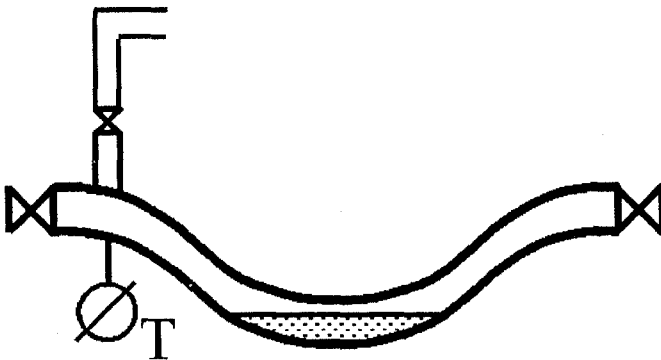


Рис. 3.3. Метод зміни рівноважних станів

Після встановлення газодинамічної рівноваги на ізольованій ділянці вимірюють рівноважний тиск P_1 і T_1 температуру. Запишімо для першого рівноважного положення рівняння газового стану

$$P_1 U = M_1 z_1 R T_1 ,$$

де M_1 – маса газу в трубопроводі; $U = \frac{\pi d^2}{4} L - W$ – об’єм частини газопроводу, зайнятої газом.

Після вимірювань частину газу стравляють в атмосферу, вимірюючи при цьому час стравлювання. Масова витрата газу через свічку можна визначити за рівнянням Сен-Венана – Вентцеля.

Для другого рівноважного стану:

$$P_2 U = M_2 z_2 R T_2 ,$$

З кожного рівняння знайдемо M :

$$M_1 = \frac{P_1 U}{z_1 R T_1} , \quad M_2 = \frac{P_2 U}{z_2 R T_2} ,$$

$$M_1 - M_2 = \Delta M ,$$

де $\Delta M = m \tau$ – маса газу, що була стравлена; m – масова витрата газу через свічку; τ – час стравлювання.

Тоді об’єм рідини в газопроводі

$$W = \frac{\pi d^2}{4} L - \frac{\Delta M}{\frac{P_1}{z_1 R T_1} - \frac{P_2}{z_2 R T_2}} .$$

Якщо об’єм рідини перевищує 20% від об’єму трубопроводу $V_{\text{тр}}$, а $P_1 - P_2 > 1,0 \text{ МПа}$, то точність методу – близько 8 %.

Точність розрахунків за (3.3), окрім точності вимірювальних приладів, визначається кількістю стравленого газу M_s , величиною якого визначається різниця тисків P_1 і P_2 . На рисунку 2.1 представлена залежність витрати і тисків у часі при визначенні об’єму відкладень при використанні манометрів і термометрів класу точності 1,0, а також об’єм газу, що стравлений в навколишнє середовище, залежно від різниці тисків P_1 і P_2 .

Передбачалося, що температура газу в процесі стравлювання не змінюється (що правдоподібно). Розрахунки виконані для ділянки Богородчани – Голятин газопроводу Уренгой – Помари – Ужгород. Аналіз результатів розрахунків показує, що для досягнення допустимої (теоретичної) похибки в 5% слід знизити тиск на 0,4 МПа і при цьому

випустити в навколишнє середовище біля 700 тис. кг газу. Час стравлювання цієї кількості газу через свічку D_y 150 мм згідно з (2) становить 2940 с (49 хв).

Для оцінки повного часу зупинки газопроводу для реалізації методу розглянемо нестационарний процес стабілізації тиску в газопроводі після відключення ділянки. Вважатимемо, що перед відключенням газопровід працював у стаціонарному режимі з початковим тиском P_n і кінцевим P_k . Внаслідок того, що для оцінки часу стабілізації тиску достатню точність забезпечить ізотермічна лінеаризована модель, постановка завдання в математичній формі має вигляд

$$\frac{\partial P^2}{\partial t} = \chi \frac{\partial^2 P^2}{\partial x^2} \quad P^2(x,0) = P_n^2 - (P_n^2 - P_k^2) \frac{x}{L} \quad (3.4)$$

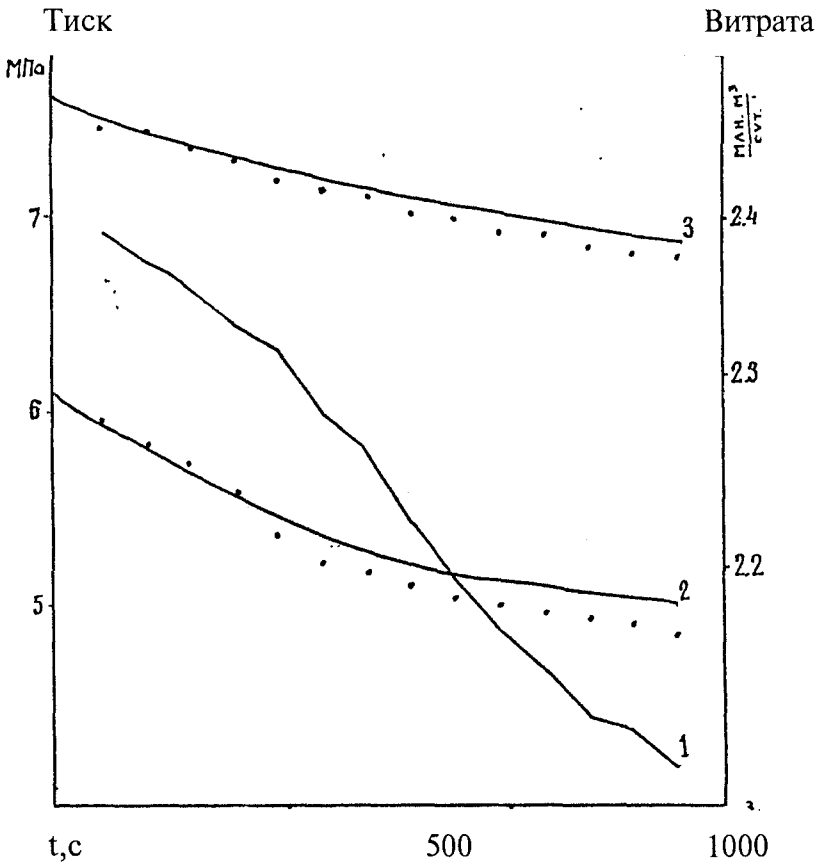


Рис. 3.4. Визначення об'єму відкладень у порожнині газопроводу Уренгой – Помари – Ужгород

$$\frac{dP^2}{dx_{x=0}} = 0 ; \quad \frac{dP^2}{dx_{x=L}} = 0$$

Розв'язок однорідного завдання методом Фур'є має вигляд

$$P^2(x, t_n) = P_n^2 - (P_n^2 - P_k^2) / L + \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1 - (-1)^n}{n} \cos \frac{\pi n x}{L} \left(\exp\left(-\frac{\pi^2 n^2 \chi t}{L^2}\right) \right) \quad (3.5)$$

Підставляючи в (5) замість $P(x, t)$ значення квадрата середнього тиску $P_{\text{сеп}}(\tau)$, можна визначити час стабілізації тиску. На графіках (рис. 3.4) представлений характер зміни тиску по довжині і на границях ділянки в часі. Аналіз результатів розрахунків показує, що час стабілізації тиску становить приблизно 3200 с (53 хв) за різниці тисків на початку і кінці 2,5 МПа. Виконуючи аналогічні розрахунки для стабілізації тиску після стравлювання, можна отримати час подальшої стабілізації, який становитиме приблизно 1200 с (20 хв). Таким чином, загальний час зупинки газопроводу з метою визначення кількості відкладень у його порожнині для ділянки Богородчани – Голятин становитиме 12 хв (понад дві години), а з подальшим виведенням газопроводу на проектний режим – понад три години.

Через тривалу зупинку магістрального газопроводу і великий об'єм газу, що стравлюється, запропонований спосіб визначення кількості рідини в порожнині трубопроводу стає економічно невиправданим. З метою усунення вказаного недоліку ми пропонуємо модернізацію описаного методу.

Суть модернізованого методу полягає в тому, що за умов квазістаціонарного режиму вимірюють початкові і кінцеві значення тисків P_n і P_k і температур T_n і T_k . За відомими стаціонарними моделями за результатами замірів можуть бути розраховані середні значення тиску $P_{\text{сеп1}}$ і температури $T_{\text{сеп1}}$. Далі закривають охоронний кран на початку ділянки, що досліджується, а наступна КС продовжує працювати на мінімальних обертах ГПА. При цьому відбувається спорожнення ділянки газопроводу. Протягом деякого проміжку часу τ ведеться запис витрати газу на вході в наступну КС. Таким чином може бути побудована функція витрати газу в часі в кінці ділянки $M(L, t) = V(t)$ з початковим значенням M_0 , характерним для квазістаціонарного режиму. В цьому випадку характер зміни тиску в часі нестационарного процесу може бути описаний системою, що складається з рівняння руху газу і рівняння нерозривності, які можуть бути представлені у вигляді

$$\frac{\partial P^2}{\partial x} = -\frac{\lambda z R T}{d F^2} M^2 \quad \frac{\partial P^2}{\partial t} = \frac{c^2}{F} \frac{\partial M}{\partial x} \quad (3.6)$$

$$\frac{\partial P^2}{\partial t} = \chi \frac{\partial^2 P^2}{\partial x^2} \quad (3.7)$$

де $\chi = \frac{c^2 d}{\lambda W}$;

W – середня усереднена швидкість руху газу;

$c^2 = kRT$ – швидкість звуку в газі.

Враховуючи, що газопровід перед закриттям крана працював у квазістаціонарному режимі, можна представити початкову умову у вигляді

$$P^2(x,0) = P_n^2 - (P_n^2 - P_k^2) / L \quad (3.8)$$

Граничні умови визначаються з фізичних передумов, які полягають у тому, що на початку ділянки закритий лінійний кран і витрата газу дорівнює нулю, а в кінці ділянки відома витрата у вигляді функції часу $M(t)$. Використовуючи рівняння руху у вигляді (3.6), отримуємо

$$\frac{dP^2}{dx_{x=0}} = 0 ; \quad \frac{dP^2}{dx_{x=L}} = \mu M^2 \quad (3.9)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору;

R – газова стала;

T – середня температура газу в газопроводі;

F – площа перерізу труби;

z – коефіцієнт стисливості газу за середніх умов.

Розв'язок (3.7) за початкових (3.8) і граничних (3.9) умов, отриманий методом Фур'є, має вигляд

$$P^2(x,t) = P_0^2 \left(P_0^2 - P_k^2 \right) \frac{x}{L_0} - \mu \left(M^2 \left(1 - \frac{x}{L} \right) - M^2(t) \right) + \frac{2}{\Pi^2} \dots \times \\ \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1 - (-1)^n}{2} \cos \frac{\pi n x}{L} \left(e^{-\frac{\pi^2 n^2 \chi}{L^2}} - 1 \right) \quad (3.10)$$

Середній тиск на лінійній ділянці в кінці проміжку часу τ можна знайти із залежності

$$P_c^2(\tau) = \frac{L_1}{L_0} \int P^2(x,t) dx$$

З урахуванням (3.10) після інтегрування одержимо

$$P^2(x,t) = P_c^2 - \mu \left(M_0^2 \left(1 - \frac{x}{L} \right) - M^2(t) \right) + \frac{2L}{\Pi^2} \dots \times \quad (3.11)$$

$$\times \sum_{n=1}^5 \frac{1 - (-1)^n}{2} e^{-\frac{\pi^2 n^2 x^2}{L^2}}$$

Результати розрахунків показують, що при відкиданні всіх членів знакозмінного ряду, починаючи із шостого, похибка розрахунків не перевищить 0,1%, що враховано при побудові залежності (3.11).

Кількість газу, що знаходиться в лінійній ділянці на кінець проміжку часу τ , складе

$$m_\tau = P_c(\tau)V / zRT \quad (3.12)$$

Кількість газу, що перебуває на газопроводі на початку проміжку часу

$$m_0 = P_{c1}V_r / zRT \quad (3.13)$$

де V_r – геометричний об'єм газопроводу, що зайнятий газом.

Кількість газу, відібрана з газопроводу за проміжок часу τ ,

$$\Delta m = \int_0^\tau M(t) dt \quad (3.14)$$

Рівняння матеріального балансу газу

$$\left(\frac{P_{c1}}{z_1 RT_1} - \frac{P_c(t)}{z_2 RT_2} \right) V = \int_0^\tau M(t) dt \quad (3.15)$$

Із (15) може бути визначений геометричний об'єм газопроводу, що зайнятий газом. Тоді об'єм відкладень у порожнині газопроводу може бути знайдений як різниця

$$V_{\text{відк}} \frac{\pi \delta^2}{4} = L - V \quad (3.16)$$

За запропонованою методикою виконаний розрахунок кількості рідини в порожнині газопроводу Уренгой – Помари – Ужгород на ділянці Богородчани – Голятин 27.09.1999 р. В стаціонарному режимі до закриття охоронного клапана після КС Богородчани тиск на початку ділянки становив 7,6 МПа, в кінці – 5,1 МПа, стаціонарна витрата газу становила 3849 тис.м/год. Після закриття охоронного клапана характер зміни тиску на початку і кінці ділянки, а також витрати на вході в КС Голятин за

часом визначались за картограмами з дискретним періодом запису 100 с. Результати наведені у вигляді графіків на рис. 2.3. За відомою залежністю масової витрати в часі $M(t)$ за (10) виконані розрахунки зміни початкового і кінцевого тисків. Результати розрахунків, як впливає з графіків, добре узгоджуються з фактичними даними, що свідчить про правомірність використання лінеаризованої ізотермічної моделі в цьому випадку.

Розрахунки з визначення кількості рідини виконувались для проміжку часу $\tau=1200\text{с}$ (20 хв). Середній тиск, розрахований за (3.11), становив 6,076 МПа, а кількість газу, відібрана з газопроводу за цей період, розрахована за (3.14), становила 589 112,4 кг, геометричний об'єм газопроводу, зайнятий газом, розрахований за (3.15), становив 189 833,3 м, а об'єм рідких скупчень – 120,6 м. Важливо підкреслити, що час закриття крана, необхідний для виконання замірів, не перевищує 9,5 год, а максимальне зниження витрати газу – до 55 %, що дозволяє проводити безперебійне постачання газу споживачам.

Метод оцінки вологості газу ґрунтується на постійному вимірі диспетчерською службою (крім параметрів перекачування) температур точки роси на початку і кінці газопроводу. Якщо $t_{p,n}$, $t_{p,k}$ – температури точки роси на початку і на кінці трубопроводу, то знаючи тиск газу в цих точках, можна визначити вологовміст газу w_n , w_k .

Кількість рідини, що осідає в газопроводі, розраховується як різниця внесеного і винесеного потоком газу

$$W = Q(w_n - w_k)\tau$$

Метод вимагає постійного контролю за вологістю газу.

Вихідними даними для реалізації методу є дані диспетчерської служби про величини витрати газу на початку Q_0 і в кінці Q ділянки, а також відповідно про тиски P_0 і P і точки роси газу T_{p0} і T_p . У період експлуатації газопроводу вказані параметри змінюються в часі, тому перераховані величини повинні бути задані з дискретним кроком у часі у вигляді функціональних залежностей.

Нехай у деякий момент часу t_1 значення тисків і точок роси газу на початку і в кінці ділянки газопроводу відповідно становили $P_0(t_1)$, $P(t_1)$, $T_{p0}(t_1)$, $T_p(t_1)$, а об'ємні витрати – $Q_0(t_1)$ і $Q(t_1)$. За величинами температур точки роси і відповідними тисками на початку і в кінці ділянки може бути визначена величина вологовмісту W_0 і W . При відомих залежностях температур точки роси і тисків як функцій часу вологовміст $W_0(t)$ і $W(t)$ також можна представити у вигляді функцій

часу. Найраціональніше ці залежності побудувати для кожного моменту часу t_i за відомими графічними залежностями $W = W(P, T_p)$ і апроксимувати ці залежності поліноміальними функціями

$$W(P, T_p)_0 = a_1 + a_2 P_p + a_3^2 T_p + a P_4 T_p + a T \quad (3.17)$$

Як показано в [42], поліноміальна апроксимація призводить до похибки, що не перевищує 0,25%, що цілком задовільно.

Кількість рідини, що залишилась у порожнині газопроводу після його експлуатації протягом проміжку часу, може бути розрахована із залежності

$$V_{\text{відкл}} = \int_0^{\tau} [W(0,t)Q(0,t) - W(L,t)Q(L,t)] dt \quad (3.18)$$

Для реалізації залежності (3.18) за відомими даними диспетчерської служби величини вологовмісту і витрати на кінцях ділянки, що досліджується, слід представити у вигляді функції часу. Оскільки величина вологовмісту однозначно визначається значеннями точки роси і тиску в певний момент часу, то слід представити диспетчерську інформацію про величини тисків і точок роси у вигляді функцій часу.

Залежно від виду вихідної інформації часові залежності параметрів, що перелічені, можуть описуватись різними математичними моделями. Тому для кожної статистичної вибірки, що визначає характер зміни конкретного параметра в часі, слід вибрати свою модель, яка найточніше описує конкретну залежність. Тому для кожної із залежностей будуються апроксимаційні моделі десяти видів, і «найкращі» з них у розумінні найменшого ступеня відхилення модельних параметрів від фактичних вибирають на основі методу найменших квадратів.

Введімо вектор-функцію $Y(y_1, y_2, \dots, y_n)$, проєкції якої виражають функціональні залежності параметрів $Q_j(t), P_j(t), T_{pj}(t)$ ($j = 1, 2$ відповідно для початку і кінця ділянки) від часу. Для кожної з таблично заданих проєкцій визначають такі статистичні характеристики: математичне очікування аргументу і функції, середнє квадратичне відхилення, коефіцієнт варіації, відхилення коефіцієнта кореляції і похибку середньоквадратичного відхилення. Для кожної з проєкцій вектора Y за методом найменших квадратів вибирають коефіцієнти в кожній із десяти наведених математичних моделей

$$\begin{array}{ll} y_i = a + bz & y_i = (a + bz) \\ y_i = a + b/z & y_i = ae \\ y_i = a + blnz & y_i = z/(az + b) \\ y_i = az & y_i = a + bz \\ y_i = ae & y_i = a + bz \end{array} \quad (3.19)$$

Для кожної з апроксимаційних залежностей із (3.19) визначалось середньоквадратичне відхилення із статистичних вибірок, що являють собою зміну конкретного параметра в часі. За мінімумом середньоквадратичного відхилення вибиралась математична модель, яка найточніше описує часову флуктуацію цього параметра на вказаному проміжку часу. Таким чином була побудована вектор-функція $Y(y_i)$, від якої з урахуванням (3.17) дозволив побудувати залежність вологовмісту газу на початку і в кінці ділянки як функцію часу. Тоді з (3.18) визначають кількість рідини, залишеної газовим потоком у газопроводі протягом проміжку часу τ .

3.3. Аналіз властивостей скупчень у порожнині газопроводу

Аналіз складу і фізичних властивостей скупчень з внутрішньої порожнини газопроводу виконаний на основі фізико-хімічних операцій над пробами, що відбирались із порожнини газопроводів «Братерство», «Союз» і «Уренгой – Помари – Ужгород» на ділянках УМГ «Прикарпаттрансгаз» під час аварій і обслуговування лінійної частини. Окрім цього, проби рідини відбирались із конденсатозбірників під час їх продування.

За зовнішнім виглядом скупчення в порожнині газопроводів можуть бути поділені на дві групи: рідинні малов'язкі скупчення, які представлені в основному газовим конденсатом і водою, високов'язкі смолисті скупчення, що застигають. Скупчення першої групи спостерігались у порожнині газопроводів на значній відстані від виходу КС (понад 25 км), що дозволяє зробити висновок про їхнє походження. Аналіз вологості та вологовмісту газів, що транспортуються, показує, що ці скупчення випадають на відмітці траси, де досягається точка роси газу, що перекачується, за водою і вуглеводнями. У зв'язку з цим до складу цих скупчень входять газовий конденсат, який представлений важкими вуглеводнями, що випали з газу, і вода. Після тривалого відстоювання проби спостерігалась межа розділу між газовим конденсатом і водою. Співвідношення між конденсатом і водою в рамках проби коливались у широких межах. Відносна густина цих продуктів за водою за нормальних умов коливалась у межах від 0,785 до 1,06. Динамічна в'язкість, яку замірялись капілярним віскозиметром, коливалась у межах 0,88–1,02 сПз. Визначити статичну залежність між фізичними властивостями цієї групи скупчень і параметрами газопроводу неможливо, оскільки для будь-яких регресійних побудов коефіцієнт кореляції був дуже близьким до нуля.

Високов'язкі скупчення які застигають, з порожнини трубопроводу – це речовина, схожа на консистентні змазки нафтового походження. У трубопроводі вони перебувають у малорухливому стані, займаючи частину труби серпоподібного перерізу з максимальною товщиною в нижній твірній, яка сходить до нуля на кінцях горизонтального діаметра труби. Максимальну товщину відкладень вимірювали за допомогою мірного щупа в непорушеному стані. Результати вимірювань наведені в таблиці 2.1.

Відібрані проби в'язкої рідини з порожнини газопроводу піддали хімічному аналізу. Метою хімічного аналізу було визначити характер походження кожного виду забруднень у порожнині труб. Хімічний аналіз проводили методами спектрального аналізу на хіманалізаторі SPECORD. Аналіз проводили за трьома напрямками: вміст органічних речовин, вміст мінеральних солей і вміст металів. Окрім цього, за допомогою РН-метра визначали кислотність середовища. Результати аналізу наведені в таблиці 3.6.

До фізичних властивостей, які характеризують забруднення з порожнини газопроводу, відносяться густина і в'язкість. Ці величини визначали з урахуванням їх залежності від температури.

Густину визначали методом зважування проб при температурах 40°C і 60°C. Об'єм проби (50 мл) вимірювали за допомогою мірного циліндра і зважували при певній температурі на аналітичній вазі. Для кожної з відібраних проб проводили трикратні вимірювання, і результат усереднювали.

Залежність густини від температури визначали рівнянням

$$\rho_t = \rho_0 [1 + \alpha(t_0 - t)] \quad (3.20)$$

З наведеної залежності визначали густину ρ при температурі 20°C, значення якої наведені в таблиці 3.6.

Динамічний коефіцієнт в'язкості при різних температурах (40°C і 60°C) визначали на ротаційному віскозиметрі з термостатуванням.

Після визначення всіх фізико-хімічних характеристик в'язких скупчень, відібраних у різний час і різних точках газопроводів, проводили регресійний аналіз, метою якого була оцінка кореляційної залежності зазначених фізико-хімічних властивостей, наведених у таблиці 2.1, від відстані від компресорної станції газопроводу до останньої очистки. Результати аналізів наведені в таблиці 3.6, нанесені на графіки, що наведені на рис. 3.6.

Як видно з графіків, хімічний склад речовини залишається майже постійним від початку ділянки (після крана 20) і 20 км траси. У

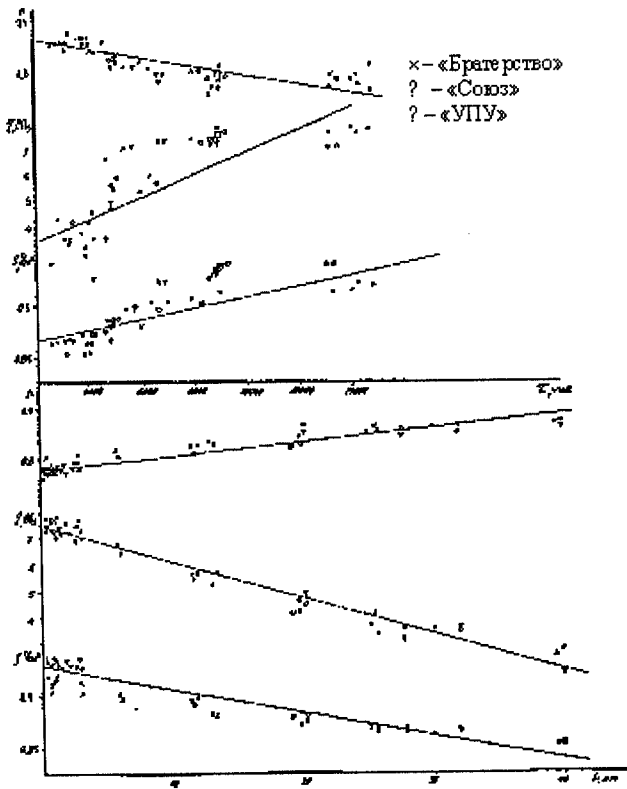
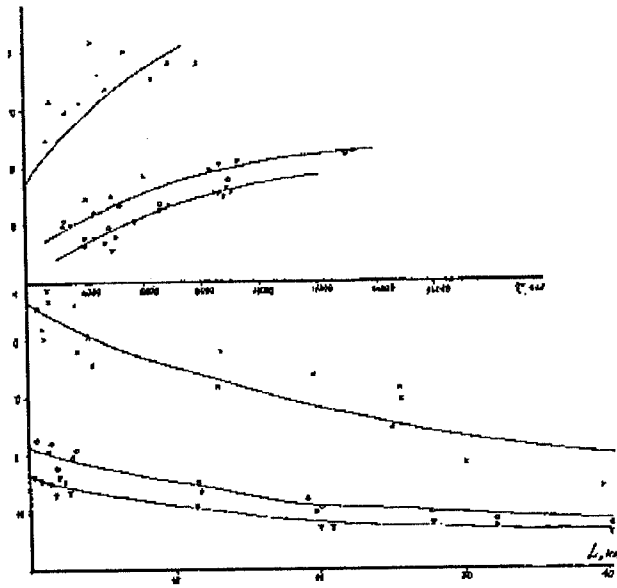


Рис. 3.6. Фізичні властивості відкладень у газопроводах

відкладеннях переважають сполуки органічного характеру. При найзначніших відстанях від викиду КС (приблизно 30–40 км) відсотковий вміст органіки починає падати.

Наявність переважного вмісту органіки в пробах та їх максимальна товщина на початку ділянки (після викиду КС) дозволяють зробити висновок про те, що цей тип скупчень потрапляє в трубопровід з мастилом, яке газ виносить з нагнітачів. Кисле середовище, утворене в газопроводі, сприяє корозійним процесам, унаслідок чого спостерігаються домішки металів. Неорганічні солі, очевидно, утворюються внаслідок наявності пилу в газовому потоці.

Максимальна товщина відкладень як функція відстані і часу має експоненціальний характер, причому із збільшенням часу експлуатації газопроводу товщина відкладень зростає, а з віддаленням від КС зменшується. У зв'язку з цим вибрано таку математичну модель залежності товщини відкладень від відстані і часу

$$h = h_0 \exp(\alpha \bar{x} + \beta \bar{t}), \quad (3.21)$$

де \bar{x}, \bar{t} – відносні значення лінійної координати і часу

$$\bar{x} = x/L; \quad \bar{t} = t/T;$$

L – відстань між КС (довжина ділянки);

T – період експлуатації газопроводу.

Таблиця 3.6.

Фізико-хімічні властивості в'язких відкладень у трубопроводах

Дата очис-тки	Дата відбор у проб	Від-даль від початку L, км	Тов-щина відкла-день, h, мм	% вміст вугле-воднів	% вміст солей	% вміст мета-лів	Густи-на скуп-чення	Динам. коеф. в'яз-кості	Показ-ник тиксот-роп-ності
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Газопровід «Союз»									
10,10	11,04	0,4	22,0	90,2	8,4	1,4	0,9375	7,31	0,775
1986									
- « -	01,10	1,2	20,0	90,6	8,1	1,4	0,9345	7,28	0,785
1987									
- « -	07,04	1,4	21,5	94,4	4,1	1,5	0,9320	7,08	0,780
1988									
- « -	05,10	1,8	1,75	92,3	6,2	1,5	0,9300	7,01	0,775
1989									
- « -	29,09	2,8	19,0	90,8	7,8	1,4	0,9350	7,50	0,803
1994									
- « -	12,10	3,0	20,5	90,2	8,1	1,7	0,9245	7,00	0,785

1998									
04,09	03,04	11,6	14,5	89,2	8,3	2,5	0,8915	5,52	0,815
1998 2000									
10,10	15,06	11,8	13,2	91,0	6,4	2,6	0,8970	5,73	0,830
1999 2000									
- « -	04,05	19,0	13,0	90,2	8,0	1,8	0,8800	4,21	0,827
2000									
04,09	16,01	19,8	9,5	88,3	9,0	2,7	0,8875	4,68	0,832
2000 2001									
- « -	10,03	20,0	10,0	92,5	6,2	1,3	0,8860	4,50	0,872
2001									
- « -	22,02	27,6	9,5	76,5	20,0	3,5	0,8705	3,58	0,860
2002									
- « -	15,04	32,0	8,5	74,1	21,5	4,4	0,8675	3,42	0,855
2002									
- « -	11,07	40,0	7,0	72,2	22,8	5,0	0,8525	2,76	0,878
2000									
<i>Газопровід «Уренгой-Помари-Ужгород»</i>									
18,08	22,08	0,4	16,0	95,5	4,5	1,0	0,9315	7,51	0,781
1988 1989									
18,08	16,08	0,8	15,0	92,6	6,5	0,9	0,9295	7,42	0,776
1988 1989									
18,08	17,08	1,4	14,5	92,2	6,7	1,1	0,9280	7,49	0,790
1988 1989									
25,09	12,07	1,6	12,5	89,3	9,1	1,6	0,9255	7,23	0,782
1987 1988									
18,08	04,09	2,0	16,0	90,5	8,7	1,8	0,9385	7,61	0,790
1									
18,08	07,08	2,4	15,0	90,0	7,9	2,1	0,9300	7,28	0,775
1998 1999									
25,08	04,07	2,7	13,0	88,8	7,8	3,4	0,9275	6,91	0,785
1999 2000									
25,08	04,04	11,6	11,0	92,5	5,0	2,5	0,8950	5,64	0,827
1999 2001									
25,08	09,03	20,0	7,5	87,4	8,8	3,8	0,8775	4,89	0,853
1999 2001									
25,09	28,03	20,8	7,8	90,3	7,5	2,2	0,8809	4,36	0,839
2001 2002									
- « -	16,5	27,6	7,2	79,0	17,2	3,8	0,8690	3,20	0,847
2002									
- « -	03,08	32,0	6,0	76,1	20,0	3,9	0,8675	3,53	0,870

2002									
->-	27,4	40,0	5,5	70,7	20,8	8,5	0,8575	1,87	0,866
2003									
<i>Газопровід «Братерство»</i>									
12,09	17,04	0,4	45,5	92,1	6,1	1,8	0,9176	7,73	0,770
1984 1986									
->-	12,02	0,75	41,7	93,5	5,2	1,3	0,9102	7,65	0,810
1987									
->-	28,03	1,1	48,5	93,0	3,9	3,1	0,9208	7,68	0,765
1987									
->-	24,03	1,2	46,5	95,1	4,0	0,9	0,9295	7,86	0,795
1988									
->-	10,06	3,1	38,0	94,2	4,9	0,9	0,9025	7,75	0,800
1988									
->-	61,07	4,0	40,5	87,0	10,5	2,5	0,9013	6,83	0,82
1988									
->-	06,06	4,2	35,5	91,5	7,2	2,3	0,8975	6,50	0,815
1989									
->-	12,02	13,0	31,5	89,4	8,1	2,5	0,8845	5,27	0,830
1990									
->-	09,09	13,4	37,5	91,3	6,8	2,9	0,8815	5,73	0,835
1990									
->-	27,03	19,6	33,5	88,3	8,0	3,7	0,8720	4,20	0,845
1991									
->-	07,01	25,0	24,0	66,4	29,0	4,6	0,8690	3,70	0,855
1992									
->-	09,01	25,4	31,0	63,9	30,1	6,0	0,8640	4,15	0,863
1993									
->-	22,01	25,6	29,0	68,9	27,3	4,2	0,8630	3,36	0,858
1993									
->-	22,05	30,0	18,0	62,8	31,8	5,4	0,8615	3,51	0,868
1993									
->-	26,03	39,6	13,5	60,0	33,1	6,9	0,8550	2,48	0,872
1993									

Опрацьовуючи отримані дані методами регресійного аналізу, вдалось отримати математичні моделі для різних газопроводів:
для газопроводу «Братерство»

$$h = 46 \exp(-8,7\bar{x} + 0,5\bar{t}) ;$$

для газопроводу «Союз»

$$h = 21 \exp(-5,7\bar{x} + 0,06\bar{t}) ;$$

для газопроводу «Уренгой–Помари–Ужгород»

$$h = 16 \exp(-4,7\bar{x} + 0,9\bar{t})$$

Співвідношення значень для зазначених газопроводів становить 46:21:16, що відповідає співвідношенням газових утрат мастила з нагнітачів відповідно по КС Долина-1, КС Богородчани-21 і КС Богородчани-39, які за 1991 рік становили 190,3; 85,6; 65,7. Це підтверджує висновок про те, що в'язкі рідкі скупчення на початку ділянок газопроводів утворюються в основному з мастила, яке газ виносить із нагнітачів.

Аналіз фізичних властивостей відібраних проб рідини показує, що із збільшенням віддалі від КС і часу експлуатації газопроводу густина і структурна в'язкість збільшуються, а показник тиксотропності зменшується. При цьому збільшення відстані від КС більше призводить до збільшення густини і структурної в'язкості, ніж збільшення часу експлуатації. Кореляційні залежності структурної в'язкості і густини, а також показника тиксотропності від указаних параметрів мають вигляд

$$\begin{aligned}\rho &= 0,902(-0,22\bar{x} + 0,2\bar{t}) ; \\ \eta &= 6,75(-0,28\bar{x} + 0,44\bar{t}) ; \\ n &= 0,88(-0,1\bar{x} + 0,18\bar{t})\end{aligned}\quad (3.24)$$

Збільшення густини і структурної в'язкості рідких скупчень підтверджує версію про їх утворення в порожнині газопроводу.

Неньютонівські реологічні властивості скупчень рідини в порожнині трубопроводу вимагають корекції умов і режиму очистки порожнини газопроводу, що слід враховувати при плануванні профілактичних очищень. Окрім цього, кисле середовище, яке створюють рідкі скупчення в порожнині газопроводу, призведе до підвищення активності корозійних процесів внутрішньої поверхні стінок труб, особливо на початкових ділянках газопроводу, що дуже небезпечно і небажано.

3.4. Методика розрахунку гідравлічної ефективності складних газотранспортних систем

Коефіцієнт гідравлічної ефективності складної газотранспортної системи, що складається з кінцевого числа паралельних ниток з лупінгами та вставками, прийнято визначати відношенням пропускної спроможності системи на відповідний момент експлуатації до її проектної (розрахункової) величини. У цьому плані розрахунки не викликають ніяких ускладнень. Проте у практиці експлуатації газотранспортних систем з метою оптимізації їхнього обслуговування потрібно визначити

коефіцієнти гідравлічної ефективності не всієї системи в цілому, а кожної з паралельних ниток, що входять до системи, або ділянок цих паралельних ниток. У цьому плані виникають ускладнення, оскільки витрата газу на практиці вимірюється сумарною по всіх нитках системи, а для визначення коефіцієнтів ефективності кожної з ниток треба знати його розподіл між паралельними нитками. Відомо, що в паралельних системах газопроводів витрата між нитками розподіляється обернено пропорційно їхньому фактичному гідравлічному опоріві. Отже, для оцінки розподілу витрати між нитками треба знати фактичні значення коефіцієнтів гідравлічного опору кожної нитки, що є кінцевою метою визначення ефективності. Таким чином, завдання з визначення коефіцієнтів гідравлічної ефективності паралельних систем газопроводів фактично є таким, що не розв'язується. Треба мати додаткові умови, які давали б можливість оцінити розподіл витрат газу між паралельними нитками системи.

Аналізуючи рівняння стаціонарного руху газу в газопроводі, шляхом нескладних перетворень можна одержати залежності, що пов'язують коефіцієнт гідравлічної ефективності системи в цілому з коефіцієнтами гідравлічної ефективності окремих її ділянок. За умови паралельного з'єднання лінійних ділянок така залежність може бути представлена у вигляді

$$E_n = \frac{\sum_{i=1}^n E_i \left(\frac{d_i}{\lambda_{ni}} \right)^{0.5}}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{d_i}{\lambda_{ni}} \right)^{0.5}} \quad (3.22)$$

де $i = 1, \dots, n$ – число паралельних ділянок різного діаметра d_i ; λ_n – теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору для кожної з паралельних ниток.

При послідовному з'єднанні лінійних ділянок різного діаметра d_i різної довжини L_i , коефіцієнт гідравлічної ефективності системи

$$E_s^2 = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\lambda_{ni} L_i}{d_i^5}}{\sum_{i=1}^n \frac{\lambda_{ni} L_i}{d_i^5 E_i^2}} \quad (3.23)$$

Формули (3.22) і (3.23) є рекурентними й дозволяють визначити коефіцієнт гідравлічної ефективності довільної складної газотранспортної системи в умовах квазістаціонарного режиму, якщо відомі коефіцієнти

гідравлічної ефективності кожної з її ділянок. Проте практично важливе зворотнє завдання: визначити коефіцієнти гідравлічної ефективності кожної з ділянок, якщо відомий коефіцієнт гідравлічної ефективності системи. Це завдання таке, що не розв'язується, оскільки з одного рівняння, що є комбінацією (3.22) і (3.23), слід визначити стільки невідомих, скільки ділянок має система. Для усунення цієї невизначеності передбачається виконувати технологічні зміни системи транспортування газу шляхом відключення окремих ділянок і в цей період здійснювати виміри, необхідні для розрахунків коефіцієнта гідравлічної ефективності системи. Якщо система складається з n -лінійних ділянок, то необхідно виконати $(n - 1)$ технологічних переключень. Однак під час переключень виникатиме нестационарність руху газу в газопроводі, що не дозволить визначити параметри для розрахунку коефіцієнтів гідравлічної ефективності E_{cj} системи на кожному технологічному переключенні. Очікувати тривалий період встановлення нового стаціонарного режиму також неможливо, оскільки в процесі відключення деяких лінійних ділянок можливі перерозподіли рідини між ділянками, що залишилися в експлуатації, а це призведе до зміни гідравлічної ефективності як окремих ділянок, так і системи в цілому. Тому виміри параметрів режимів слід проводити в період перехідного процесу, а коефіцієнти гідравлічної ефективності системи на кожному технологічному переключенні визначати на основі нестационарних математичних моделей. Це припущення може бути реалізоване і дозволить одержати достовірні результати тільки в тому випадку, якщо співвідношення (3.22) і (3.23), а також заміна складної газотранспортної системи еквівалентним газопроводом справедливі при нестационарному режимі.

Для розв'язання цього завдання моделювали нестационарний процес у системі газопроводів «Братерство», який є двонитковим газопроводом з перемичками. На першому етапі моделювання система представлялася у вигляді комбінованого з'єднання чотирьох лінійних ділянок, на кожній з яких коефіцієнт гідравлічної ефективності (а отже, коефіцієнт гідравлічного опору) мав своє визначене значення (таблиця 3.7). На другому етапі реальну систему замінювали еквівалентним газопроводом із діаметром d_c , а загальний коефіцієнт гідравлічної ефективності визначали на основі (3.22) і (3.23). На границях системи задавали функції зміни тиску і температури (на початку) і масової витрати (наприкінці), що відповідають змінам параметрів реального несталого процесу в системі, викликаного відключенням ГПА на КС Россош.

Зміна параметрів моделі на ітераціях

Номер ітерації	Коефіцієнт гідравлічного опору	Коефіцієнт тепловіддачі
Початкові значення	0,0101767	0,86906
1	0,0101734	0,86342
2	0,0101723	0,86412
3	0,0101727	0,86408
4	0,0101726	0,86348
5	0,0101728	0,86304
6	0,0101725	0,86330

З метою моделювання нестационарного неізотермічного процесу в системі газопроводів «Братерство» й еквівалентному газопроводі розробили методику реалізації математичної моделі процесу, що базується на системі рівнянь, яку для цього доцільніше представити у вигляді

$$\frac{\partial M}{\partial t} = a_1 + a_2 \frac{\partial P}{\partial x} + a_3 M \quad \frac{\partial P}{\partial t} = a_4 \frac{\partial M}{\partial x} + a_5 \frac{\partial T}{\partial t}, \quad (3.24)$$

$$\frac{\partial T_c}{\partial t} = a_8 \frac{\partial^2 T_{2c}}{\partial x^2} + a_7 (T_n - T_c) - a_6 (T_c - T), \quad (3.25)$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a_{10} \frac{\partial T_2}{\partial x} + a_{11} \frac{\partial T}{\partial x} + a_5 (T_c - T) = a_{12} T$$

$$\text{де: } a_1 = -W; \quad a_2 = -F; \quad a_3 = a_1 \lambda / 2d; \quad a_4 = -Lf \frac{1}{\frac{\partial P}{\partial \rho}}; \quad a_5 = \frac{\pi d \alpha_1}{F \rho B};$$

$$a_6 = \frac{\pi d \alpha_2}{F_c C_c \rho_c}; \quad a_8 = C_c; \quad a_9 = \frac{\partial P / \partial T}{\partial \rho / \partial P}; \quad a_{10} = \frac{\xi}{\rho B};$$

$$a_{11} = a_1 + \frac{1}{\rho B} \left(\frac{\partial \xi}{\partial T} \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial \xi}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial x} \right); \quad a_{12} = \frac{\partial W}{\partial x} \left(C_p + \rho \frac{\partial C_p}{\partial \rho} \right); \quad B = C_p + T \frac{\partial C_p}{\partial T}.$$

Граничні умови, за яких реалізувалася модель, представлені у вигляді

$$P(0, t) = P(t); M(L, t) = M(t); T(0, t) = T(t) \quad (3.26)$$

Розв'язання (3.24, 3.25) при граничних умовах (3.26) здійснювали методом послідовних наближень.

Продиференціювавши друге рівняння системи за просторовою координатою з урахуванням незначущості члена $a = \frac{\partial^2 T}{\partial x \partial t}$, підставмо отриманий вираз у перше рівняння. Слід зазначити, що якщо в граничних умовах на початку задані тиск і температура, а наприкінці – значення масової витрати, то згідно з [90] значення масової витрати у вузлах сітки доцільно знаходити методом прогону. Для цього перше рівняння представмо у вигляді

$$-B_1^i M_{i+1}^{\tau+\Delta\tau} + B_2^i M_i^{\tau+\Delta\tau} - B_3^i M_{i-1}^{\tau+\Delta\tau} = B_4^i \quad (3.27)$$

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

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

Граничні умови

$$M_v^{\tau+\Delta\tau} = M(\tau + \Delta\tau; L); \quad \frac{\partial M}{\partial x_{i=1}} = a_2 \frac{\partial \rho}{\partial \tau}(\tau + \Delta\tau; O).$$

Після нескладних перетворень одержимо

$$M = \left(F_2 - a_9 \frac{\partial \rho}{\partial \tau}(\tau + \Delta\tau; O) \Delta x \right) / (1 - E), \quad E_N = M(\tau + \Delta\tau; L) \quad (3.28)$$

де

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

Отримані співвідношення дозволяють знайти розподіл масової витрати по довжині газопроводу в момент часу $\tau + \Delta\tau$.

Виразьмо функції $P_{i+1}^{\tau+\Delta\tau}$; $T_{i+1}^{\tau+\Delta\tau}$; $T_{C_{i+1}}^{\tau+\Delta\tau}$; ($\tau = 2, \dots, (N-1)$) через відомі значення температур стінки та газу, тиску і масової витрати для визначення тиску і температури у наступному вузлі стінки. Припустімо, що для ділянки між точками $i = 1, i = 2$ члени, що містять другі похідні, малі. Це абсолютно справедливо за умови незначних перепадів температур за час Δt , оскільки в цьому випадку її зміна на одному інтервалі Δx із достатнім ступенем точності може бути апроксимована лінійною функцією. З іншого боку, коефіцієнти температуропровідності газу та стінки малі порівняно з іншими параметрами рівнянь. Тому неврахування членів, що містять другі похідні, не призведе до істотної

втрати точності. Відкидаючи члени, що містять другі похідні, і використовуючи різну зворотню апроксимацію, після відповідних перетворень одержимо

$$\begin{aligned}
 P_2 &= P_1 + \frac{a_4}{2\Delta x}(M_3 - M_1) + a_9(T_\eta - T_\eta) \\
 T_\eta^{\tau+\Delta\tau} &= \frac{T_\eta^{\tau+\Delta\tau} / \Delta\tau - a_{11}T_1^{\tau+\Delta\tau} / \Delta x + a_5T_c^{\tau+\Delta\tau}}{1 / \Delta\tau - a_{11} / \Delta x + a_5 - a_{12}} \\
 T_\eta^{\tau+\Delta\tau} &= \frac{T_{c\eta}^{\tau+\Delta\tau} / \Delta\tau - a_6T_\eta^\tau / \Delta x + a_7T_c^{\tau+\Delta\tau}}{1 / \Delta\tau + a_6 / \Delta x + a_7}
 \end{aligned} \tag{3.29}$$

Співвідношення (3.27) – (3.29) дають змогу методом послідовних наближень знайти зміну невідомих функцій P , T , T_c , M за один крок $\Delta\tau$ для лінійної ділянки.

При реалізації моделі для газотранспортної системи використано агрегативний метод побудови моделі. Технологічну схему траси газопроводу розбивали на ряд кусково-лінійних агрегатів (КЛА). Кожен КЛА є ділянкою простого газопроводу з постійними значеннями коефіцієнта гідравлічного опору, геометричного ухилу, обмежених точками підключення перемичок.

Усередині кожного КЛА взаємозв'язок між технологічними параметрами потоку газу визначають системою рівнянь (3.24, 3.25), що реалізується методом сіток з тимчасовим кроком h . Для цього будують вузлові точки, в яких містяться значення тиску, температури та масової витрати. Якщо кількість вузлових точок по довжині газопроводу N_x , то стани агрегатів можуть бути представлені у вигляді $Z=(v, Z_v)$, де $v(t)$ – номер інтервалу часу завдовжки h ; $Z_v = \{Z_{v1}, Z_{v2}, \dots, Z_{v4(N_x+4)}\}$, тут Z_{v1} – час, що залишився до закінчення інтервалу; $Z_{v_{i+1}}$; P_i – тиск в i -му вузлі сітки ($i = 1, \dots, N_x$); $Z_{v_{i+N+1}}$ – масова витрата в i -му вузлі сітки; $Z_{v_{i+2N+1}} = T_{ci}$ – температура газу в i -му вузлі сітки; $Z_{v_{i+3N+1}} = T_{ci}$ – температура стінки трубопроводу в $(i + N_x)$ вузлі сітки.

Крім того, для з'єднання агрегатів треба знати параметри газу на початку наступного агрегату та розмір його розбиття за просторовою координатою. Якщо наступний агрегат має номер $(j + 1)$, тоді для агрегату з номером j : $Z_{v_{H(N+2)}}$ – температура газу в другому вузлі $(j + 1)$ агрегату; $Z_{v_{4H(N+3)}}$ – температура стінки в $N_x + 2$ вузлі $j+1$ агрегату $Z_{v_{4H(N+4)}}$ – крок інтегрування по довжині $(j+1)$ агрегату.

Вихідні сигнали $y = (\lambda, y_\lambda)$, де $\lambda = v(\tau)$ – номер інтервалу часу, після якого виділяється вихідний сигнал $y_\lambda = \{y_{\lambda_1}, y_{\lambda_2}, \dots, y_{\lambda_z}\}$ (де $y_{\lambda_1} = P_N$ – тиск на кінці ділянки; $y_{\lambda_2} = Z_{v_2, N+1} = T_N$ – температура наприкінці трубопроводу; $y_{\lambda_4} = Z_{v_4, N+1} = T_C$ – температура стінки трубопроводу в кінці лінійної ділянки, $y_{\lambda_4} = Z_{v_4, N+2} = M$ – масова витрата на початку ділянки).

Якщо перед агрегатом, що розглядається, існує відбір чи підкачування, то $y_{\lambda_4} = y_{\lambda_4} + M_k$, де M_k – масова витрата чи відбору, чи підкачування з відповідним знаком, де $y_{\lambda_5} = Z_{v_5, N+3} = T_2$, де T_2 – температура газу в другому вузлі сітки; $y_{\lambda_6} = Z_{v_3, N+3} = T_{CT, N+2}$ – температура стінки трубопроводу у вузлі; $y_{\lambda_z} = \Delta X$ – крок інтегрування по довжині.

Вхідний сигнал $x = (\mu; x_\mu)$, де $\mu \lambda; x_\mu = y_{\lambda_i}, i = 1, \dots, z$.

Для визначення вхідного сигналу $x_{\mu 4}$ після нескладних перетворень рівняння руху із закону Кірхгофа одержимо

$$x_{\mu 4} = \frac{y_\lambda + \sum_{k=1}^R B_{N-1}^{k_j P}}{\sum_{k=1}^R B^{k_j}}, \quad B_j^k = -(a_2/a_3 \Delta x)_{N-1}^{k_j}$$

де R, k_j – відповідно кількість і номер агрегатів, на які видає вхідний сигнал j -й агрегат P_j^k ; – тиск у передостанньому вузлі агрегату k_j .

Під час моделювання нестационарного процесу в еквівалентному газопроводі застосовувався і агрегативний метод. У цьому випадку кожен КЛА характеризувався постійним геометричним нахилом газопроводу до горизонту. В гідравлічних розрахунках еквівалентний діаметр системи визначався із залежності $D_e = D_1 + D_2$

$$\left(\frac{d^{2,5}}{V\bar{\lambda}} \right)_e = \left(\frac{d^{2,5}}{V\bar{\lambda}} \right)_1 + \left(\frac{d^{2,5}}{V\bar{\lambda}} \right)_2$$

Оскільки коефіцієнти гідравлічних опорів і залежать від діаметра та режиму, то в першому наближенні передбачалося, що рух газу відбувається в зоні шорсткуватих труб турбулентного режиму. В теплотехнічних розрахунках еквівалентний діаметр системи визначався із залежності $D_e = D_1 + D_2$.

Результати розрахунків за кожною моделлю наведені у вигляді графіків на рис. 3.7. Аналіз результатів розрахунків показує, що використані математичні моделі адекватно описують реальний

технологічний процес. У порівнянні з фактичними параметрами та динамікою їхньої зміни в часі максимальна похибка у визначенні тиску математичною моделлю, реалізованою для системи газопроводів, становить 3,1%. Середні значення похибок в інтервалі часу всього перехідного процесу в цьому випадку становлять відповідно за тиском 0,4%, за температурою – 0,5% і за масовою витратою – 1,4%.

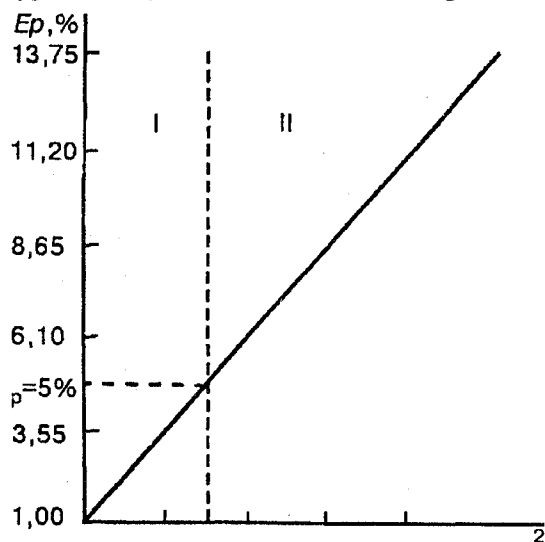


Рис. 3.7. Залежність відносної похибки від щільності теплового потоку

Під час заміни реальної двониткової системи еквівалентним газопроводом максимальна похибка у визначенні тиску в динаміці його зміни становила 6,2%, у визначенні температури – 3,5%, у визначенні масової витрати – 6,6%. Середні за період нестационарного процесу величини похибок у цьому випадку становили: за тиском 0,8%, за температурою – 0,64%, за масовою витратою – 2,6%.

Розбіжності між параметрами нестационарного процесу у випадку реалізації математичної моделі для реальної системи й еквівалентного газопроводу становили: відповідно максимальні за тиском – 3,1%, за температурою – 1,5%, за масовою витратою – 3,2%, середні за тиском – 0,35%, за температурою – 0,28%, за масовою витратою – 1,1%. Слід, крім цього, зазначити, що моделювання у вигляді реальної системи порівняно з еквівалентним газопроводом представляє швидша зміна параметрів у часі.

На підставі аналізу результатів розрахунків і похибок, викликаних заміною реальної системи еквівалентним газопроводом, можна зробити висновок щодо адекватності в обох випадках, а отже, щодо можливості

використання співвідношень (3.22) і (3.23) для визначення коефіцієнтів гідравлічної ефективності складних газотранспортних систем як додаткових умов. Це дає змогу використовувати методику зміни технологічної схеми газотранспортної системи з метою проведення вимірів, необхідних для розрахунку коефіцієнтів гідравлічної ефективності окремих ділянок системи.

Розгляньмо докладно суть методики на прикладі розрахунку коефіцієнтів гідравлічної ефективності системи газопроводів «Братерство», на ділянці Долина – Россош, технологічна схема яких наведена на рис. 3.8. Система складається з двох рівнобіжних газопроводів діаметрами $d_1 = 1420 \times 18$ мм і $d_2 = 820 \times 14$ мм. Загальна довжина траси $L = 96$ км. На позначці $l_1 = 483$ км міститься міжниткова перемичка, що поділяє систему на 4 ділянки, кожна з яких у період проведення вимірів за запропонованою методикою підлягає відключенню. Вважається, що в межах однієї ділянки коефіцієнт гідравлічної ефективності $E_i (i = 1 \dots 4)$ постійний за довжиною й у часі.

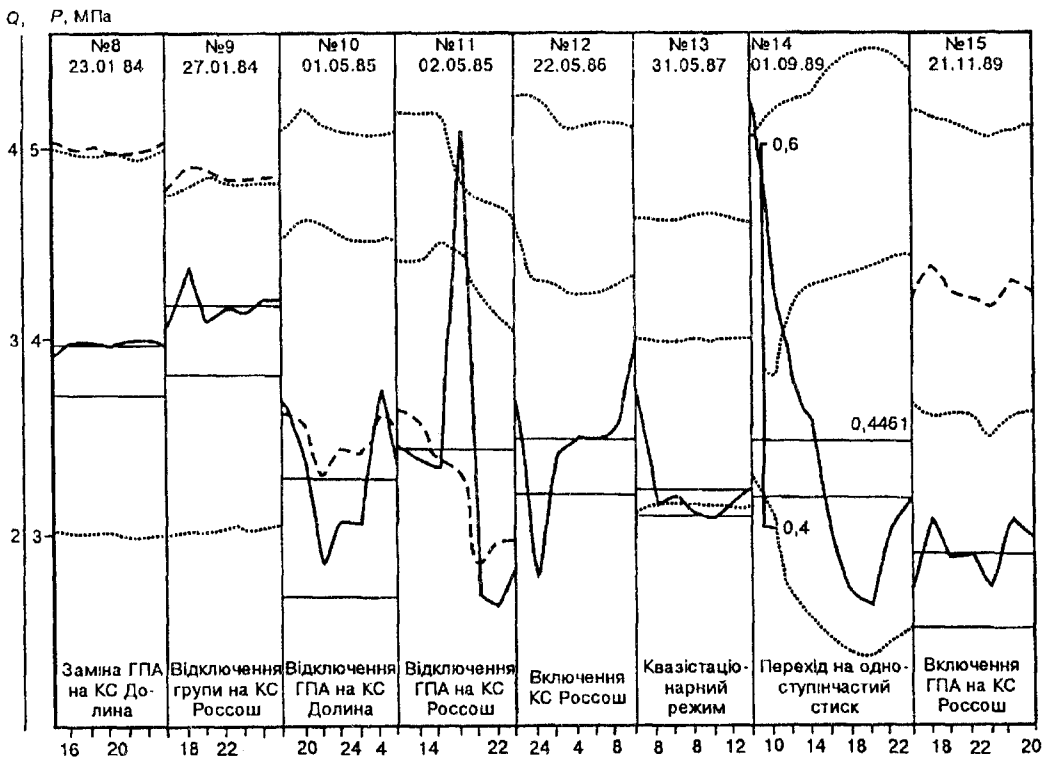


Рис. 3.8. Параметри режимів роботи газопроводу «Братерство»

Для запропонованої системи на підставі (3.22), (3.23) можна записати

$$\frac{L\lambda_1}{d_e^5 E_c^2} = \frac{L_1}{\left(\frac{E_1 d_1^{2,5}}{V\lambda_{t1}} + \frac{E_2 d_2^{2,5}}{V\lambda_{t2}}\right)^2} + \frac{L_1}{\left(\frac{E_3 d_1^{2,5}}{V\lambda_{t3}} + \frac{E_4 d_2^{2,5}}{V\lambda_{t4}}\right)^2} \quad (3.30)$$

При послідовному відключенні кожної з чотирьох ділянок газопроводу на підставі (3.30) одержимо систему з чотирьох рівнянь

$$\begin{aligned} \frac{L}{E_{c1}^2} \left(\frac{\lambda_1}{d_e^5}\right)_1 &= \frac{L_1}{E_2^2} \frac{\lambda_{12}}{d_2^5} + \frac{L_2}{\left(\frac{E_3 d_1^{2,5}}{V\lambda_{t3}} + \frac{E_4 d_2^{2,5}}{V\lambda_{t4}}\right)^2} \\ \frac{L}{E_{c2}^2} \left(\frac{\lambda_1}{d_e^5}\right)_2 &= \frac{L_1}{E_1^2} \frac{\lambda_{11}}{d_1^5} + \frac{L_2}{\left(\frac{E_3 d_1^{2,5}}{V\lambda_{t3}} + \frac{E_4 d_2^{2,5}}{V\lambda_{t4}}\right)^2} \\ \frac{L}{E_{c3}^2} \left(\frac{\lambda_1}{d_e^5}\right)_3 &= \frac{L_1}{E_4^2} \frac{\lambda_{12}}{d_2^5} + \frac{L_2}{\left(\frac{E_1 d_1^{2,5}}{V\lambda_{t1}} + \frac{E_2 d_2^{2,5}}{V\lambda_{t2}}\right)^2} \\ \frac{L}{E_{c4}^2} \left(\frac{\lambda_1}{d_e^5}\right)_4 &= \frac{L_2}{E_3^2} \frac{\lambda_{13}}{d_2^5} + \frac{L_2}{\left(\frac{E_1 d_1^{2,5}}{V\lambda_{t1}} + \frac{E_2 d_2^{2,5}}{V\lambda_{t2}}\right)^2} \end{aligned} \quad (3.31)$$

де E_{ci} – коефіцієнт гідравлічної ефективності системи після відключення i -ї ділянки; d_{ei} , λ_{ti} – еквівалентний діаметр і теоретичний коефіцієнт гідравлічного опору системи після відключення i -ї ділянки.

Система (3.31) відображає співвідношення між коефіцієнтами гідравлічної ефективності газотранспортної системи на кожній ділянці в припущенні, що вони не змінювалися в період виконання вимірів. Для визначення коефіцієнтів гідравлічної ефективності системи в період відключення кожної з ділянок Беї слід визначити фактичні коефіцієнти

гідравлічного опору. Для цього під час здійснення відключень кожної з ділянок протягом перехідного процесу вимірювали параметри несталого режиму на початку і в кінці системи як функції часу. На підставі цих вимірів будували функції

$$P_{\Pi}(0,t) = P_{\Pi i}(t), P_k(L,t) = P_{ki}(t), M(L,t) = M_{i(t)},$$

де i – номер відключеної ділянки.

Очевидно, що як діагностичну модель немає сенсу використовувати нестационарну неізотермічну модель, оскільки похибка методу перевищує похибку моделі. Тому доцільно прийняти температуру газу постійною та застосувати нестационарну ізотермічну модель для визначення фактичних коефіцієнтів гідравлічного опору в кожному нестационарному режимі. За характером зміни тисків $P(0, t)$ і $P(L, t)$ і постійних значень температури на початку T_n і в кінці T_k системи можуть бути визначені функції зміни густини газу на початку і в кінці системи в період нестационарного процесу. Тоді

$$\rho(0) - \rho(\tau) = \frac{1}{F} \int_0^{\tau} \frac{\partial M_i}{\partial t} dt \quad (3.32)$$

Тепер з рівняння руху можна визначити фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору для цього режиму:

$$\lambda = \frac{\left[M(t) - M(0) - \int_0^{\tau} \left(F \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\lambda MW}{2d} \right) dt \right]_{x=L}}{\int_0^{\tau} \left(W - \frac{M}{2d} \right)_{x=L} dt} \quad (3.33)$$

Рівняння (3.32) і (3.33) дозволяють знайти фактичні значення коефіцієнтів гідравлічного опору системи в станах відключення кожної з ділянок і потім за (3.31) знайти коефіцієнти гідравлічної ефективності системи в цих станах E_a . Далі, розв'язуючи систему (3.31) методом Ньютона-Рафсона, знаходимо значення коефіцієнтів гідравлічної ефективності кожної з виділених ділянок.

Визначені в такий спосіб значення коефіцієнтів гідравлічного опору на різних ділянках системи приймаються як початкові наближення у наведеному нижче ітераційному алгоритмі.

1. Для кожної з технологічних схем, що відрізняються відключенням однієї з лінійних ділянок, будують розрахункові схеми і за наведеною вище методикою розраховують зміни в часі тиску, температури та витрати на границях системи.

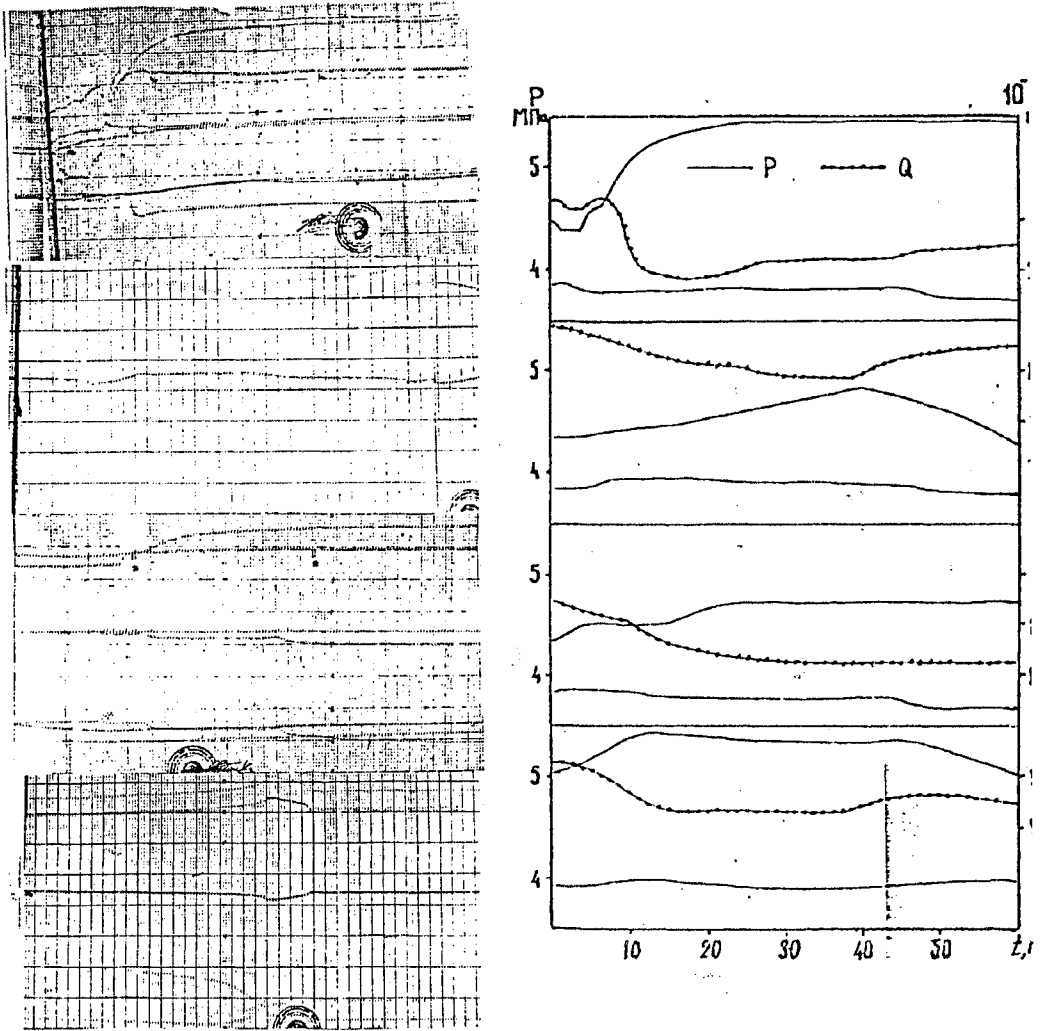


Рис. 3.9. Вихідні дані для розрахунку ефективності ділянок газопроводу «Братерство»

2. Порівняння розрахункових показників із фактичними дозволяє визначити максимальну похибку. Досвід показує, що найефективнішою для розрахунків є похибка за тиском.

3. Для однієї з ділянок системи змінюють коефіцієнт гідравлічного опору від початкового наближення в бік його збільшення з дискретним кроком. Після цього повторюють розрахунки характеру зміни параметрів на границях ділянки та визначають максимальну похибку в порівнянні з фактичними даними. Якщо при цьому максимальна похибка зменшується, то коефіцієнт гідравлічного опору обраної ділянки

змінюють у тому ж напрямку й процедуру повторюють. Якщо ж максимальна похибка при цьому зростає, то змінюють величину коефіцієнта гідравлічного опору на один крок у зворотний бік і процедуру повторюють.

4. Після досягнення мінімальної розбіжності розрахункових і фактичних даних вибирають значення ефективності наступної ділянки, для якої всю процедуру повторюють.

5. По закінченні розрахунків за всіма розрахунковими схемами повертаються до початкової і процедура повторюється.

6. Ітерації повторюються доти, доки максимальні відхилення розрахункових і фактичних параметрів з усіма обраними схемами не досягають мінімуму. В результаті знаходять коефіцієнти гідравлічного опору, що відповідають мінімальним відхиленням розрахункових і фактичних параметрів.

З метою апробації методу виконані розрахунки гідравлічної ефективності ділянок системи газопроводів «Братерство». Вихідні дані для побудови функцій зміни параметрів у часі нестационарного процесу наведені на рис. 3.9. Результати розрахунків дають змогу оцінити ступінь забруднення трубопроводів системи на різних ділянках.

Запропонована методика може бути використана для розрахунку коефіцієнтів гідравлічної ефективності ділянок газотранспортних систем будь-якої складності. При цьому для визначення фактичних значень коефіцієнтів гідравлічного опору системи за даними зміни параметрів у часі перехідних процесів може бути використана кожна з наведених вище нестационарних діагностичних методик, залежно від умов і необхідної точності.

РОЗДІЛ 4. ОЧИСТКА ТРУБОПРОВОДІВ

4.1. Механічні очисні засоби

До механічних пристроїв, що рухаються в газопроводі під тиском газового потоку, слід віднести механічні пристрої для очистки газопроводу, засоби технічної внутрішньотрубної діагностики та пристрої для локалізації місця проведення ремонтних робіт. Усі види механічних пристроїв відповідно до технології процесу вводять у газопровід через камеру запуску пристроїв. Вони рухаються вздовж газопроводу, виконуючи покладені на них функції, і в кінці траси приймаються в камеру прийому пристроїв.

Механічні очисні пристрої в історичному плані відомі і використовувалися на газопроводах практично від початку їх існування як газотранспортних систем. За призначенням їх можна розділити на дві групи:

механічні очисні пристрої для очистки газопроводу перед введенням його в експлуатацію;

механічні очисні пристрої для очистки газопроводу в процесі його експлуатації.

Не дивлячись на те, що в обох випадках можуть бути використані одні й ті самі конструкції очисних пристроїв (або близькі за функціональною схемою), умови роботи їх у газопроводі суттєво різняться. Якщо в першому випадку пристрій має завдання очистити газопровід від будівельного сміття, що являє собою набір твердих тіл непередбачуваної форми з абсолютно невідомим розподілом уздовж траси, то в другому випадку очисні пристрої повинні забезпечити в основному витіснення рідкої фази з трубопроводу. В обох випадках пристрій повинен якнайефективніше виконати поставлене завдання і пройти трасу газопроводу без зупинок. У випадку неякісної очистки газопроводу технологічний процес пропуску очисного пристрою повторюють, що призводить до додаткових експлуатаційних витрат. При зупинці пристрою в газопроводі в першу чергу слід визначити місце зупинки і в подальшому вживати заходів для вилучення його з

трубопроводу. За часом процес діагностування місця зупинки пристрою часто набагато перевищує тривалість процесу вилучення пристрою з трубопроводу, який найчастіше полягає у вирізанні ділянки трубопроводу, на якій зупинився пристрій.

Для проведення очисток газопроводів розробили і широко використовують на практиці велику кількість різноманітних конструкцій очисних пристроїв. Однак кожен з них можна умовно віднести до одного з таких типів:

- очисні кулі;
- еластичні очисні поршні;
- очисні поршні манжетного типу.

Очисна куля (рис.4.1) являє собою порожнинну сферичну оболонку з горловиною для заповнення порожнини нестисливою рідиною, в ролі якої найчастіше використовують вапняне молоко або відпрацьоване мастило. Після заповнення горловину закривають пробкою.

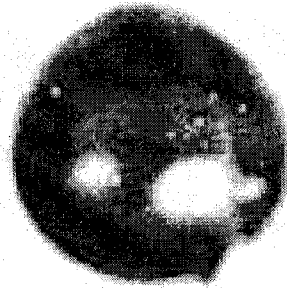


Рис. 4.1. Очисна куля типу РШ-500

Найважливішою перевагою кульових пристроїв є висока прохідність складних ділянок траси. Крім того, кульові очисні пристрої зарекомендували себе на практиці як міцні очисні засоби, що дозволяє їх застосовувати як у процесі експлуатації газопроводу, так і перед введенням його в експлуатацію.

Очисні еластичні поршні (рис. 4.2) являють собою циліндри, виготовлені з еластичного матеріалу (найчастіше поролону), які, рухаючись під тиском газу газопроводом, не тільки виштовхують

рідинні пробки, але й витирають внутрішню поверхню труб від виниклої шорсткості. Практично їхній діаметр становить 1,3–1,5 внутрішнього діаметра газопроводу, а довжина – 2,0–2,5 діаметра. Торцеві перерізи пристрою насичують клеями для запобігання проникності рідині та газу.

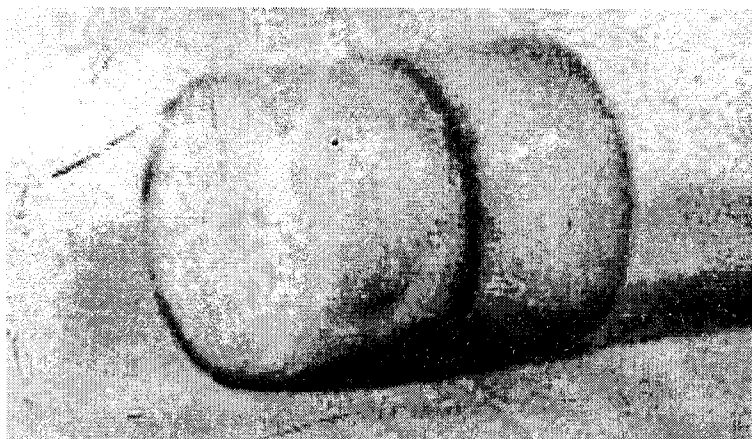


Рис. 4.2. Еластичний поршень типу ДЗК-500

Завдяки еластичності матеріалу поршні типу ДЗК (аббревіатура за прізвищами авторів Дімер–Зубов–Климовський) володіють високою прохідністю складних ділянок траси газопроводу. Однак характеристики міцності при цьому невисокі, тому на протяжних ділянках траси газопроводу часто відбувається їх руйнування, особливо коли у внутрішній порожнині трубопроводу містяться тверді предмети. Для підвищення міцності еластичних поршнів їх підсилюють вставками з гуми чи пінополіуретану. Однак використовувати їх для очистки газопроводу перед введенням в експлуатацію не рекомендують.

Очисні поршні манжетного типу (ОПРМ) знайшли найширше застосування завдяки високим очисним властивостям. Конструктивно вони складаються з металевого корпусу, на якому розміщені еластичні манжети, виконані з гуми, які виконують функції ущільнювальних елементів (рис. 4.3). Для підвищення ефективності очистки газопроводу перед ущільнювальними манжетами встановлюють екрани з пінополіуретану (рис. 4.4).

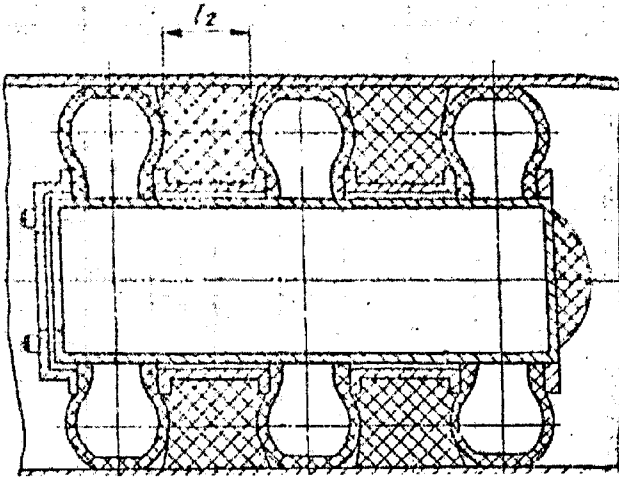


Рис. 4.3. Конструкція підсиленого еластичного поршня ДЗК-РЕМ



Рис. 4.4. Очисний поршень ОПРМ – 300

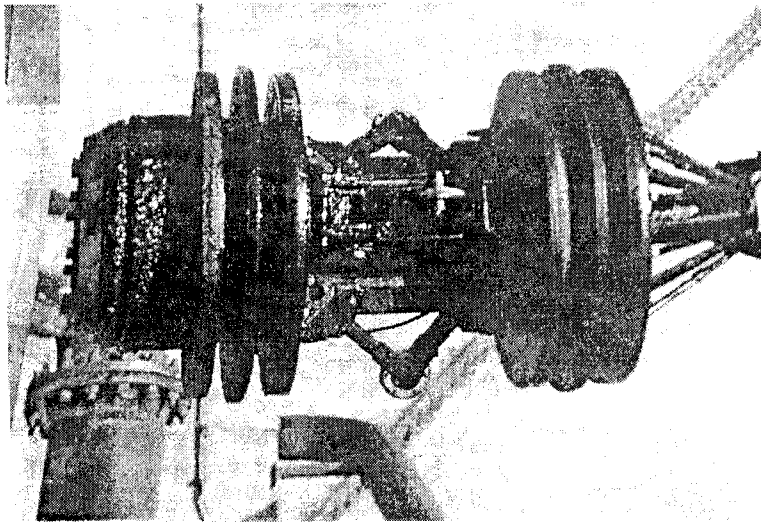


Рис. 4.5. Очисний поршень ОПРМ-1400 з екранами після очистки газопроводу «Братерство»

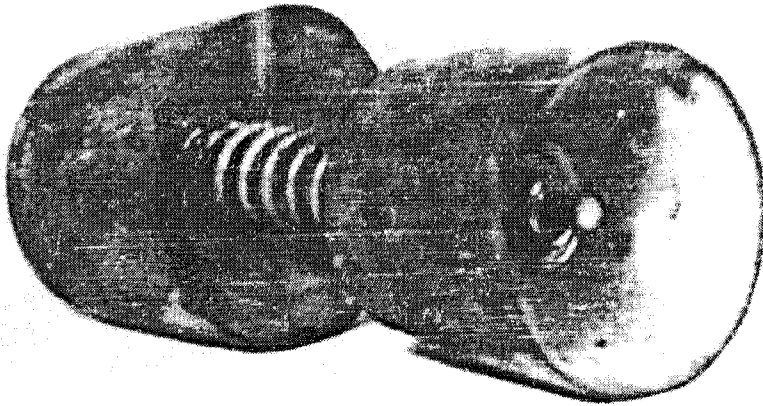


Рис. 4.6. Очисний поршень ОПРМ-300 із самоущільнювальними манжетами

Особливу групу серед очисних поршнів типу ОПРМ становлять поршні із самоущільнювальними манжетами (рис. 4.6). Самоущільнювальну манжету виготовляють з конічною внутрішньою поверхнею, на якій сила тиску газу, спрямована по нормалі до поверхні, розкладається на дві складові: осьовий, що рухає поршень газопроводом, і радіальний, що притискає ущільнення до стінки труби. Такі поршні мають високі прохідність і очисні властивості.

Діагностичні механічні засоби, що рухаються під тиском газу газопроводом, називають інтелектуальними поршнями. В історичному плані такі пристрої почали застосовуватися в 90-х роках минулого століття.

Ідея внутрішньотрубного діагностування газопроводів уперше виникла в СРСР у 70-ті роки минулого століття [55]. Однак її реалізація стримувалась відсутністю технічного забезпечення. В 1981 році засновано німецьку компанію «Розен», яка надає послуги в галузі інспектування лінійної частини трубопроводів, очистки їх внутрішньої порожнини.

В основі роботи діагностичного обладнання лежить метод розсіювання магнітного потоку, завдяки чому можна проводити дослідження стану стінки труб газопроводу [70].

Діагностичний інтелектуальний поршень (рис. 4.7) для трубопроводів діаметром 1420 мм побудований на базі жорсткого корпусу діаметром 500 мм. У передній і задній торцевих частинах пристрою розміщені напрямні ролики, що забезпечують спрямований рух пристрою і ведуть відлік лінійної координати. Як ущільнювальні елементи використовують збірні пінополіуретанові манжети, що кріпляться безпосередньо до корпусу. Для створення магнітного потоку

використовують циліндричні вставки з постійного магніту. Інформацію сприймають спеціальні первинні перетворювачі сигналу, розміщені в кільцевій касеті, що кріпиться до корпусу. Кількість первинних перетворювачів в одній касеті становить 360 одиниць. На корпусі розміщено два магнітних диски і дві касети первинних перетворювачів сигналу, що дає змогу сканувати стан трубопроводу практично в кожній точці поверхні труби. Загальна довжина пристрою – 2900 мм, загальна маса – 6000 кг.

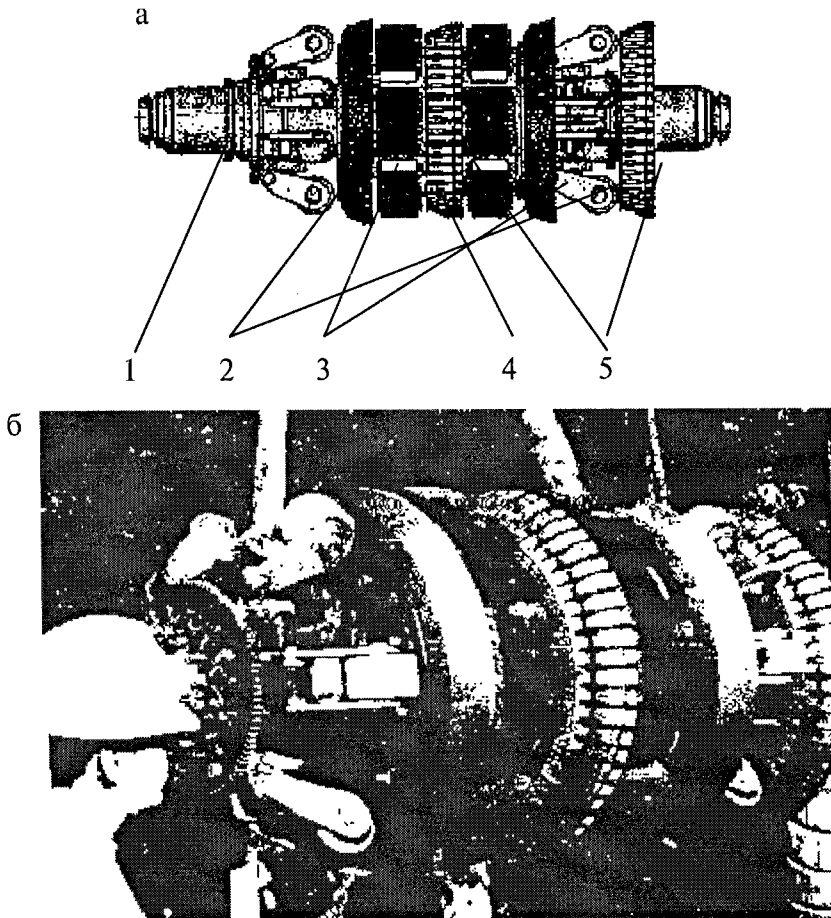


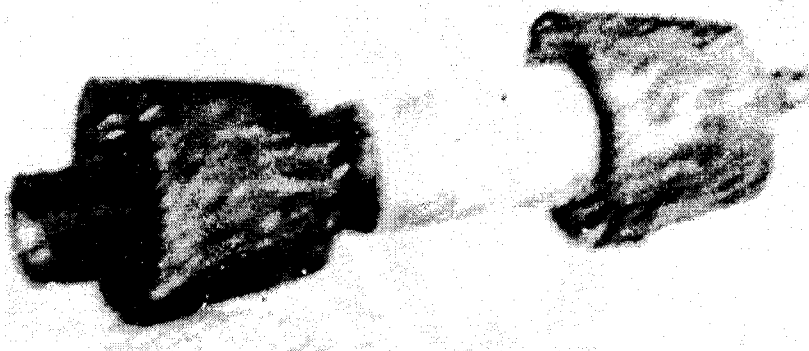
Рис. 4.7. Інтелектуальний поршень

а – принципова схема; б – загальний вигляд Ду1400

1 – корпус; 2 – направляючі ролики; 3 – манжети; 4 – магніти;
5 – первинні перетворювачі сигналу

Механічні локалізаційні пристрої (рис. 4.8) призначені для відсікання пошкодженої ділянки газопроводу від решти лінійної частини, що перебуває під тиском, з метою проведення ремонтних робіт [91]. Запуск і рух локалізаційних пристроїв газопроводом аналогічний відповідним операціям для очисних пристроїв. У точці пошкодження трубопроводу, місце якого слід локалізувати, пристрій зупиняється, і здійснюється герметизація локалізованої ділянки.

а



б

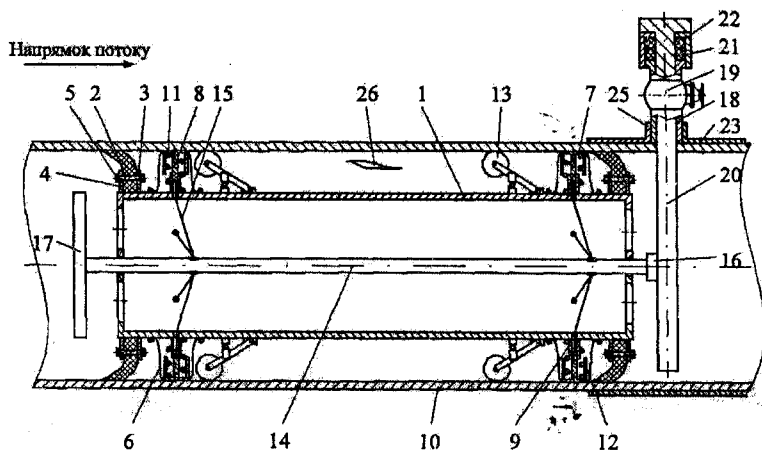


Рис. 4.8. Пристрій для локалізації місця витіку в газопроводі

а – принципова схема; б – дослідно-промисловий взірець Ду300;

- 1 – корпус; 2 – еластична манжета; 3 – кільцева опора;
- 4 – шайба; 5 – шпилька; 6 – кільцева еластична смужка;
- 7 – ущільнювальний башмак; 8 – стержневий виступ; 9 – циліндр;
- 10 – трубопровід; 11 – пружина; 12 – циліндр; 13 – ролик опора;
- 14 – шток; 15 – тяга; 16 – опора; 17 – тарільчаста заглушка;
- 18 – штуцер; 19 – кран; 20 – стопор; 21 – сальник; 22 – заглушка;
- 23 – розрізна муфта; 24 – шпилька; 25 – патрубок; 26 – витік.

4.2. Розрахунки параметрів процесу очистки газопроводів

Під оптимальною швидкістю руху очисного пристрою газопроводом розуміють таку його швидкість, за якої досягають максимального ступеня очищення порожнини газопроводу від рідких накопичень.

Існування оптимальної швидкості руху очисних пристроїв газопроводом пояснюється суперпозицією двох ефектів, що приводять до перетоків рідини через рухливу границю. При невеликих значеннях швидкості руху твердого тіла і рідкого пробки трубопроводом спостерігається зона підвищеного тиску на рідинній області стінок трубопроводу внаслідок розходження форм епюр швидкостей і твердого тіла. Це сприяє деформації ущільнювальних елементів і обумовлює перетоки рідини в запоршневий простір, погіршуючи ефективність очищення. Зі збільшенням швидкості руху твердого тіла розходження у формах епюр швидкостей рідини і поршня зменшується і як наслідок підвищується ефективність очищення. Однак при збільшенні швидкості руху твердого роздільника зростає тиск на рідинній області внаслідок гідравлічного удару, що виникає у момент зустрічі поршня і пробки рідких накопичень.

Розгляньмо фізику процесу витиснення рідини твердим тілом. З цією метою використаємо епюри швидкостей рідини при ламінарному і турбулентному режимах руху. Виділімо в рідкій фазі елемент у вигляді паралелепіпеда і розташуймо його в пристінному шарі.

Епюра швидкостей рідини, що контактує з твердим тілом, повторює епюру швидкостей твердого тіла, тобто за перерізом труби швидкості у всіх точках однакові. Тому у виділений елемент вливається більше рідини, ніж з нього витікає. Це призводить до зростання тиску в пристінному шарі рідини.

Перемістимо виділений елемент на вісь труби. Тоді швидкість, з якою рідина вливається в нього, менша за швидкість витікання. Внаслідок цього в елементі спостерігатиметься понижений тиск. Нерівномірність розподілу тиску за перерізом труби призведе до деформації ущільнювальних елементів твердого тіла, що у свою чергу призведе до їх деформації і викличе перетоки рідини через рухому границю, погіршуючи ефективність очистки (рис. 4.9).

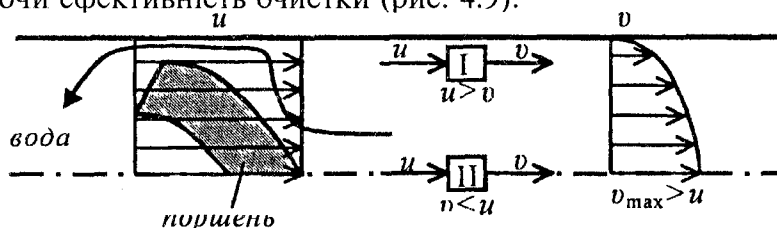


Рис. 4.9. Витиснення рідини поршнем з трубопроводу

При збільшенні швидкості руху твердого тіла ламінарний режим переходить у турбулентний, і епюри швидкостей твердого тіла і рідкої фази за формою наближаються одна до одної, внаслідок чого вирівнюється нерівномірність розподілу тиску по перерізу труби і перетоки через рухому границю скорочуються. Отже, в цьому випадку збільшення швидкості руху поршня призведе до підвищення ефективності очистки трубопроводу.

Тепер розгляньмо процес, що виникає в момент зустрічі твердого тіла з пробкою рідинних скупчень у газопроводі. При практично нерухомій рідинній пробці в результаті руху поршня з великою швидкістю виникає гідравлічний удар, внаслідок якого спостерігається підвищення тиску на області рідинної пробки. Згідно із законом Жуковського величина підвищення тиску пропорційна швидкості руху V твердого тіла:

$$\Delta P = \rho V c,$$

де c – швидкість розповсюдження звуку в рідинній фазі.

У результаті гідроудару деформуються ущільнювальні елементи поршня і частина рідини перетікає в запоршневий простір. Тут збільшення швидкості поршня призводить до погіршення очистки.

На основі експериментальних досліджень процесу очищення газопроводів отримали емпіричну формулу для визначення оптимальної швидкості руху очисного пристрою:

$$\left(\frac{V_0 \bar{d} \rho}{\mu} \right)^m = \frac{A}{i} \left(\frac{B}{\frac{M}{\rho d^2 \delta}} + \frac{\delta \mu^2}{d S_p} \right), \quad (4.1)$$

де d, δ – відповідно діаметр і ширина контактної кільця манжета очисного пристрою зі стінками труб; ρ, μ – відповідно густина й абсолютна в'язкість рідини пробки накопичень; A, B, m – постійні коефіцієнти, що залежать від типу очисного пристрою (табл. 4.1); M – маса пробки накопичень; S – сила тертя манжет очисного пристрою до стінки труб; \bar{d} – еквівалентний діаметр, який враховує взаємодію очисного пристрою конкретної конструкції з пробкою рідинних скупчень, що рухається перед пристроєм.

Для еластичних очисних пристроїв $\bar{d} = d$, для кульових пристроїв $\bar{d} = 0,8d$, для очисних поршнів манжетного типу $\bar{d} = d - d_K$ (d_K – діаметр жорсткого корпусу поршня).

Для оцінки максимального ступеня очищення газопроводу пропонують визначати коефіцієнт ступеня очищення для визначення з вираження, отриманого емпіричним шляхом:

$$\Omega_0 = 1 - \beta \Delta^2 \exp\left(-\alpha \frac{\tau}{\Delta^2}\right), \quad (4.2)$$

де α, β – коефіцієнти, що залежать від типу пристрою (табл. 4.1);

$\Delta = E_H^{-2}$ – коефіцієнт ступеня забрудненої ділянки, що продувається;

E_H – гідравлічна ефективність газопроводу перед очищенням; τ – дотичні напруження тертя манжет очисного пристрою до стінки труб

$$\tau = \frac{S}{\pi d \delta}.$$

Як видно з (4.1) і (4.2), оптимальна швидкість і значення коефіцієнтів ступеня очищення газопроводу залежать від маси рідких накопичень у трубопроводі, сили тертя манжет очисного пристрою і стінки труб, гідравлічної ефективності газопроводу перед продувкою.

Залежності (4.1) і (4.2) були отримані на досвідчених лабораторних стендах, вони не враховують характер зміни сили тертя до стінок труб за довжиною внаслідок зносу, тому можуть бути використані для розрахунку режиму продувки порівняно невеликих за довжиною газопроводів. У табл. 4.2 наведені результати визначення похибки в розрахунку V_0 і Ω з (4.1) і (4.2) при різних значеннях похибки у визначенні маси рідких накопичень, гідравлічної ефективності; перед очищенням і сили тертя ущільнювальних елементів пристроїв до стінок труб.

Таблиця 4.1.

Значення коефіцієнтів в емпіричних залежностях

Тип очисного пристрою	A	B	m	α , см ² /Н	β	σ , м/с ²	n	θ , с/м
Еластичний очисний поршень	$3,58 \cdot 10^{12}$	$2,05 \cdot 10^{-10}$	0,57	0,817	0,0502	3,62	0,025	0,0112
Очисний поршень манжетно-го типу	$1,55 \cdot 10^{19}$	$1,73 \cdot 10^{-8}$	1,75	0,685	0,0458	7,78	0,015	0,0555
Очисна куля	$3,52 \cdot 10^{19}$	$2,81 \cdot 10^{-8}$	1,85	0,680	0,0444	8,92	0,020	0,0378

Таблиця 4.2.

Визначення параметрів процесу очищення
при неточній вихідній інформації

$\delta M, \%$	5	10	15	20	25	50
δv_0	2,75	5,3	7,67	9,89	11,96	20,65
$\delta \rho$	10	20	30	40	50	60
δv	0,04	0,09	0,154	0,24	0,36	0,54
$\delta \Omega$	0,34	0,69	1,04	1,39	1,76	2,13
δE_H	5	10	15	20	25	30
$\delta \Omega_0$	0,31	0,57	0,79	0,968	1,12	1,24

Як видно з таблиці 4.2, оптимальна швидкість руху очисного пристрою значною мірою залежить від точності визначення маси рідких накопичень у порожнині газопроводу. Від помилки у визначенні сили тертя значення оптимальної швидкості мало залежить. Однак при зменшенні сили тертя істотно змінюється коефіцієнт ступеня очищення порожнини газопроводу. Слід зазначити, що за (4.2) визначають лише максимальне значення коефіцієнта ступеня очищення, що досягається при оптимальному значенні швидкості руху очисного пристрою. Відхилення швидкості від оптимального значення викликає додаткове зниження коефіцієнта ступеня очищення. Відхилення коефіцієнта ступеня очищення від його максимального значення при відхиленні швидкості руху очисного пристрою від оптимального значення можна оцінити емпіричною формулою:

$$\Omega = \Omega_0 e^{-\frac{v_0^2}{\sigma} \left(1 - \frac{v}{v_0}\right)^2} \quad (4.3)$$

Коефіцієнт σ у (4.3) залежить від типу очисного пристрою. Його значення наведені в табл. 4.1.

Аналіз розрахунків залежності ступеня очищення від зміни сили тертя ущільнювальних елементів, проведених з урахуванням (4.3), показує, що при зменшенні сили тертя на 20% коефіцієнт ступеня очищення зменшується на 5...7% залежно від первісного значення сили тертя. Таким чином, з викладеного випливає, що при розрахунках режиму продувки довгих трубопроводів слід визначати оптимальну швидкість руху очисних пристроїв з урахуванням зміни сили тертя ущільнювальних елементів об стінки труб, викликаного зносом.

Характер зміни сили тертя ущільнювальних елементів очисних пристроїв різних конструкцій залежно від пройденого пристроєм шляху

X , швидкості руху пристрою V і в'язкості пробки рідких накопичень μ визначений на підставі дослідних даних. Встановлено, що ступінь зносу ущільнювальних елементів очисних пристроїв зростає зі збільшенням швидкості руху очисного пристрою і зменшується при збільшенні в'язкості змочувальної рідини. Дослідження зміни сили тертя ущільнювальних елементів очисного пристрою від швидкості, руху третьової пари, пройденого шляху і в'язкості змочувальної рідини дозволило одержати емпіричну формулу для оцінки ступеня зносу ущільнювальних елементів очисного пристрою:

$$\frac{S_x}{S_0} = \exp(-\mu^n (1 - \theta V) l 0^2 x), \quad (4.4)$$

де S_0 , S_x – значення сили тертя ущільнювальних елементів очисного пристрою відповідно перед продувкою і після проходження пристроєм відстані X ; θ , n – постійні коефіцієнти, що залежать від типу очисного пристрою, значення яких наведені в табл. 4.1.

Отримані залежності (4.3) і (4.4) покладені в основу алгоритму розрахунку оптимальної швидкості руху очисного пристрою з урахуванням зносу його ущільнювальних елементів.

На підставі методики визначення кількості рідких накопичень у газопроводі визначають масу рідини в порожнині труб.

Фізичні властивості рідких накопичень визначають відомими методами після відбору проб рідини з порожнини газопроводу перед очищенням. Знаючи геометричні і фрикційні характеристики очисного пристрою, розраховують значення швидкості V_0 з (4.1) і відповідне значення коефіцієнта ступеня очищення з (4.2).

Далі, задаючи поруч значень швидкості руху очисного пристрою $V_i < V_0$ (наприклад, $V_i = 0,95V_0, 0,9V_0, \dots, 0,5 V_0$), визначають середнє значення сили тертя ущільнювальних елементів очисного пристрою об стінки труб на області завдовжки

$$S_{\text{ср}i} = \frac{1}{L} \int_0^L S_0 e^{-\mu^n (1 - \theta V_i) l 0^2 x} dx. \quad (4.5)$$

Для кожного зі значень $S_{\text{ср}i}$ знаходять дотичні напруження тертя ущільнювальних елементів очисного пристрою об стінки труб:

$$\tau_{\text{ср}i} = \frac{S_{\text{ср}i}}{\pi d \delta}. \quad (4.6)$$

За отриманими даними розраховують коефіцієнт ступеня очищення для кожного зі значень швидкості руху очисного пристрою:

$$\Omega_i = \left(1 - \beta \Delta^2 \exp\left(-\alpha \frac{\tau}{\Delta^2}\right) \right) \exp\left(-\frac{V_0^2}{\sigma} \left(1 - \frac{V_i}{V_0}\right)^2\right), \quad (4.7)$$

Екстремум функції, обумовленої (4.7) з урахуванням емпіричної формули (4.4), відповідає раціональній швидкості руху очисного пристрою газопроводом з урахуванням зносу його ущільнювальних елементів.

4.3. Підвищення ефективності очистки газопроводів

Основним критерієм якості проведення очищення порожнини газопроводу є ступінь підвищення гідравлічної ефективності його роботи. У зв'язку з цим слід прагнути довести ефективність газопроводу після очищення до 100 %. Проте, як показує досвід проведення очищень порожнини газопроводу, на практиці вдається підвищити гідравлічну ефективність газопроводу шляхом очищення його порожнини на 3–5% і довести її значення після очищення щонайбільше до 96%. Це, з одного боку, пояснюється складністю газопроводу як об'єкта очищення і невизначеністю початкової інформації. З іншого боку, навіть за оптимального режиму очищення передбачається деяка величина перетікань рідини через рухому границю. Як було зазначено вище, ці перетікання мають подвійну природу. З одного боку, при малих швидкостях руху очисного пристрою мають місце шляхові перетікання, викликані відмінністю форм швидкостей твердого тіла і в'язкої рідини. При збільшенні швидкості руху поршня ці втрати скорочуються, проте зростають втрати, пов'язані з гідравлічним ударом очисного пристрою і пробки рідких скупчень у момент їх зустрічі. Таким чином, за будь-якого режиму руху очисного пристрою матимуть місце перетікання рідини в запоршневий простір.

Перший вид перетікань можна скоротити, збільшуючи швидкість руху очисного пристрою до такого ступеня, щоб рідинні пробки перед поршнем рухалися в зоні шоретних труб турбулентного режиму. Проте при цьому різко зростають перетікання рідини другого роду. Їх величина для цього типу очисного пристрою залежить від швидкості його руху і фізичних властивостей рідини, що витісняється. Оскільки змінювати швидкість руху очисного пристрою у бік її зменшення недоцільно, то з метою підвищення ефективності очищення слід здійснювати вплив на фізичні властивості виштовхуваної рідини.

Ряд дослідників [32,43,51] шукає розв'язку поставленого завдання щодо створення нових конструкцій очисних пристроїв, здатних гасити

підвищення тиску рідинної пробки на поршень у момент їхньої зустрічі. Проте зношуваність елементів, ущільнювачів очисного пристрою не дозволяє зробити ефективними ці конструкції при очищенні газопроводів великої протяжності.

У роботах [37,78] висловлюється ідея газонасичення рідинної пробки, яка рухається перед очисним пристроєм, для зменшення щільності і пружності рідини. Проте конкретні рекомендації і технологія цього процесу в літературі відсутні.

З метою скорочення перетікань через рухому границю при витісненні рідини з трубопроводу твердим тілом слід зменшити модуль пружності рідини. Для цього пропонують насичувати рідину газом до утворення гомогенного двофазного середовища. Практична реалізація способу вимагає визначення раціонального газонасичення рідинної пробки і вибору шляху його практичної реалізації.

Величиною, що визначає кількісну масу перетікань у запоршневий простір, є ступінь підвищення тиску на рідинній області на її межі з очисним поршнем, що виникає в той час, коли він починає рухатися. Тому важливо оцінити, як впливає газоміст рідинної пробки на величину перетікань у запоршневої простір.

Розгляньмо процес витіснення середовища, що стискається, з трубопроводу очисним пристроєм. Нехай на початку система «поршень – газорідинна пробка» перебував в стані спокою. Стационарне значення тиску на газорідинній області вважатимемо рівним нулю. Нехай у певний момент часу $t > 0$ очисний поршень набуває початкової швидкості U і постійного прискорення. Розгляньмо, як змінюватиметься при цьому підвищення тиску на газорідинній області за довжиною пробки і в часі.

Характер руху газорідинної пробки перед поршнем можна описати такою системою рівнянь.

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\lambda \rho \bar{W}^2}{2d} + \frac{\partial(\rho \bar{W})}{\partial t} \quad (4.8)$$

$$-\frac{\partial P}{\partial t} = C^2 \frac{\partial(\rho \bar{W})}{\partial x}$$

де P – тиск як функція часу t лінійної координати x ; λ – коефіцієнт гідравлічного опору; ρ – густина середовища; W – швидкість руху середовища; d – діаметр труби внутрішньої; c – швидкість розповсюдження звукової хвилі.

Провівши лінеаризацію рівняння руху за А. І. Чарним і прийнявши $2a = \lambda \bar{W} / 2d$ (\bar{W} середня усереднена швидкість середовища), одержимо рівняння руху у вигляді

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = 2\eta (\rho \bar{W}) + \frac{\partial(\rho \bar{W})}{\partial t} . \quad (4.9)$$

На основі лінеаризації рівняння руху у формі (4.9) і рівняння нерозривності одержимо рівняння розподілу підвищення тиску на газорідинній області у вигляді [108].

$$-\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2}, \quad (4.10)$$

де $c = \sqrt{\frac{E_y}{\rho}}$ – швидкість звуку в середовищі;

E_y, ρ – модуль пружності і густина середовища.

Початкові умови для цієї постановки завдання запишемо у вигляді

$$\text{при } t = 0 \quad P(x, 0) = 0 \quad \text{і} \quad \frac{\partial P}{\partial t} \Big|_{t=0} = 0 . \quad (4.11)$$

Граничні умови для цього завдання знайдемо з таких фізичних міркувань. На лівому кінці газорідинного пробки ($x = 0$) при $t > 0$ лінійна швидкість руху рідини і її прискорення рівні швидкості і прискоренню поршня

$$w(x, 0) = U ; \quad \frac{\partial w}{\partial t} \Big|_{x=0} = a ,$$

Тоді з першого рівняння системи (4.9) одержимо

$$\frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=0} = \rho \left(\frac{\lambda U^2}{2d} + a \right) . \quad (4.12)$$

На правому кінці газорідинної пробки ($x = L$) підвищення тиску не спостерігається

$$P(L, t) = 0 . \quad (4.13)$$

Розв'язок рівняння (4.10) при початкових (4.11) і граничних (4.12) і (4.13) умовах шукаємо у вигляді

$$P(x, t) = V(x, t) + \gamma_1 + \gamma_1 \quad (4.14)$$

де $V(x, t)$ – розв’язок відповідного однорідного крайового завдання; γ, γ_1 – постійні коефіцієнти, які визначені з граничних умов

$$\gamma = -\rho \left(\frac{\lambda U^2}{2d} + a \right) ; \quad \gamma_1 = -\gamma.$$

У такому разі для функції $V(x, t)$ маємо розв’язок на підставі методу Фур’є у вигляді ряду

$$V(x, t) = \sum_{n=0}^{\infty} a_n e^{-at} \left(\cos \frac{2n+1}{L} \pi x \right) \cos \sqrt{\frac{(2n+1)^2 \pi^2 c^2 - at}{4L^2}} . \quad (4.15)$$

Коефіцієнт розкладу a_n :

$$a_n = \frac{2}{L} \int_0^L V(x, 0) \cos \left(\frac{2n+1}{2L} \pi x \right) dx . \quad (4.16)$$

Визначаючи початковий розподіл функції $p(x, 0)$ з (4.14), одержимо остаточний розв’язок функції у вигляді

$$P(x, t) = \rho \left(\frac{\lambda u^2}{2d} + a \right) L \cdot \left(1 - \frac{x}{L} - \frac{8}{\pi^2} \right) \sum_{n=0}^{\infty} \frac{e^{-at}}{(2n+1)} \cdot \cos \left(\frac{2n+1}{2L} \pi x \right) \cos \sqrt{\frac{(2n+1)^2 \pi^2 c^2}{4L^2} - \eta^2 t} . \quad (4.17)$$

Проаналізуємо одержане рівняння (4.17). Позначмо

$$w_{np} = \frac{\lambda U^2}{2d} + a.$$

Ця величина є наведеним прискоренням очисного пристрою і середовища, яке з ним контактує.

Добуток $\rho \cdot L = \rho \cdot L \cdot F / F = m / F$ – маса газорідинної пробки.

Таким чином

$$\rho \left(\frac{\lambda U^2}{2d} + a \right) L = a_{np}, \quad m / F = \frac{1}{F}.$$

З фізичної точки зору наведений вираз є силою інерції поршня, що контактує із середовищем, віднесеною до одиниці площі перерізу трубопроводу. Якщо діаметр трубопроводу не змінюється і відсутній шляховий відбір рідини з трубопроводу, то ця величина не змінюється

в процесі очищення (вона залежить тільки від прискорення поршня) і не залежить від стану рідкої фази. Газонасичення рідинної пробки не призведе до зменшення сили контактної взаємодії поршня і пробки рідких скупчень.

Величина $\tau = 2L/c$ є тривалістю фази гідравлічного удару. З урахуванням зроблених позначень рівняння (4.10) набуде вигляду:

$$P(x,t) = \frac{1}{F} \left(1 - \frac{x}{L} - \frac{8}{\pi^2} \right) \sum_{n=0}^{\infty} \frac{-\eta t}{(2n+1)} \cos\left(\frac{2n+1}{2L} \pi x\right) \cos \sqrt{\frac{(2n+1)^2 \pi^2}{\tau^2} - \eta^2 t} \cdot \quad (4.18)$$

Газонасичення рідинної пробки, рухомої перед очисним поршнем, приведе до збільшення довжини пробки. Якщо відомий газоміст на рідинній області φ , то густина газорідинної суміші [39]

$$\rho_c = \rho_{ж} (1 - \varphi) + \rho_g \cdot \varphi, \quad (4.19)$$

де $\rho_{ж}$ – густина рідини;

ρ_g – густина газу за робочих умов.

Модуль пружності газорідинного двофазного середовища може бути визначений з рівняння [39]

$$E_c = P_0 \left(\frac{\rho_{ж}}{\rho_g} \frac{1 - \varphi}{\varphi} + \frac{P}{P_0} \right), \quad (4.20)$$

де P , P_0 – відповідно робочий і стандартний тиск.

Тоді довжина газорідинної пробки

$$\ell_n = L \frac{\rho_{ж}}{\rho_c} \quad (4.21)$$

Швидкість розповсюдження звуку в газонасиченій рідкій фазі

$$C_c = \sqrt{\frac{E_c}{\rho_c}} \quad (4.22)$$

Таким чином, газонасичення рідинної пробки приведе до збільшення її довжини L_a і до зниження швидкості розповсюдження звуку в двофазному середовищі до C_c . Тому тривалість фази гідравлічного удару зростає до τ_c . Робота сил тертя у період тривалості фази гідроудару приведе до гасіння імпульсу тиску. Таким чином, із збільшенням тривалості фази гідроудару величина тиску газорідинної пробки на елементи ущільнювачів поршня зменшується, що приводить до підвищення ефективності очищення трубопроводу.

Для кількісної оцінки впливу газонасичення рідинної пробки на ступінь її взаємодії з очисним поршнем за рівнянням (4.17) виконані розрахунки зміни тиску в рідкій фазі за довжиною пробки і в часі. Передбачалося, що очисний поршень виштовхує водяну пробку з трубопроводу внутрішнім діаметром 1000 мм за довжини рідинної ненасиченої пробки 1000 м з прискоренням $2 \text{ м}^2/\text{с}$. Розглядалися випадки, коли газовміст в області рідинної пробки становить відповідно 70% і 95%. Результати розрахунків у вигляді графіків наведені на рис. 4.10 і 4.11.

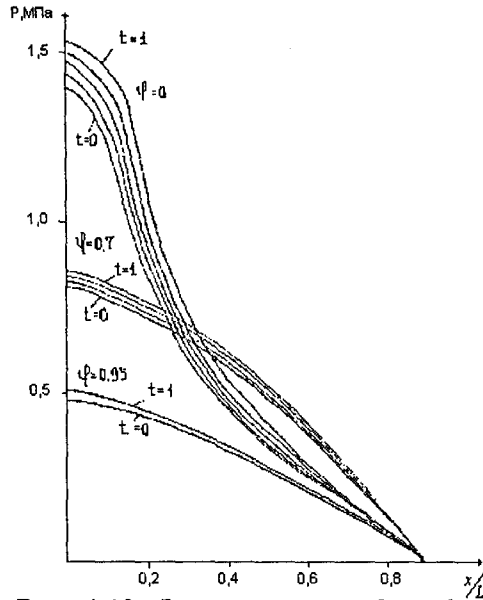


Рис. 4.10. Зміна тиску в рідкій фазі

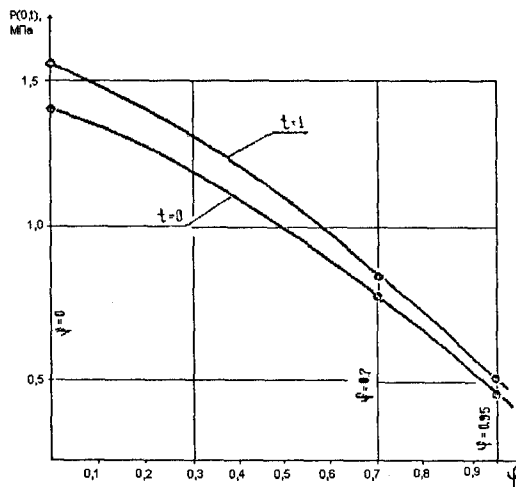


Рис.4.11. Вплив газонасиченості рідинної пробки на величину тиску на поршень

З графіків видно — що більший газозміст рідинної пробки, то менший градієнт тиску $\frac{\partial p}{\partial x}$, а отже, менший тиск на очисний поршень чинить рідинна пробка. Так, при газозмісті 70% зниження тиску на поршень у порівнянні з чистою водяною пробкою становить 40,4%, а при газозмісті 95% тиск на поршень знижується на 64,8%.

З часом тиск на рідинній області росте. Це викликано постійним прискоренням поршня і нестисливістю рідкої фази. Із збільшенням газозмісту в рідкій фазі зростання тиску в часі на поршень стає меншим. Так, за суто рідинній пробці ($\phi = 0$) тиск на поршень протягом секунди зростає на 9,5%, а при газозмісті $\phi = 0,7$ тиск за цей же час збільшується на 4,9%, а при газозмісті $\phi = 0,95$ зростання тиску на поршень за секунду становитиме всього 2%. З віддаленням від поршня зменшується як сама величина тиску, так і його зростання. Так, для чистої рідини ($\phi = 0$) збільшення тиску в середньому перерізі за секунду становить 2,46 %, у той час як за початкового перерізу (у перерізу контакту поршня і пробки рідини) тиск зростає у понад чотири рази. Якщо газозміст рідинної пробки становить $\phi = 0,7$, то в середньому перетині ($x/L = 0.5$) зростання тиску за секунду становить 4,05 %, а при газозмісті $\phi = 0,95$ зростання тиску становить 1,4%.

У кожному перерізі рідинної пробки із збільшенням часу тиск зростає. Це спричинено дією інерційних сил. При насиченні рідини газом спостерігається деяке зниження тиску на початку руху очисного пристрою. Цей факт має таке фізичне пояснення. При виштовхуванні поршнем нестискуваної рідини внаслідок прискорення поршня на рідину впливає сила, пропорційна прискоренню поршня і обернено пропорційна його масі. Оскільки маса рідинної пробки набагато перевершує масу поршня, то передавана рідині сила інерції значно менша за її прискорення, що в свою чергу приводить до виникнення сили взаємодії поршня і рідини. В разі газонасиченої рідини в початковий момент виникає аналогічна сила тиску на поршень. Однак, внаслідок стисливості газорідинної суміші прискорення набувають тільки ті шари, які безпосереднього контактують із поршнем. Внаслідок їх незначної маси і значно менших дотичних напруження тертя, ці шари набувають більшого прискорення, ніж саме прискорення поршня. Однак надалі через пружність газорідинного середовища тиск передається подальшим шарам, а в перерізі перед поршнем спостерігається деякий спад тиску. При газозмісті $\phi = 0,7$ він становить 1,13% від початкового тиску, а при газозмісті $\phi = 0,95$ падіння тиску становить 1,57% від початкової величини.

Для газонасичення рідинної пробки з метою підвищення ефективності очистки газопроводів пропонують використовувати піноутворювальні поверхневоактивні речовини (ПАР).

Хімічна будова ПАР формувалася таким чином, щоб досягти мінімальних видатків на сировину й отримати структури з оптимальними функціональними властивостями за міжфазним натягом, здатністю сорбуватися, емульгаційними властивостями, які в кінцевому випадку впливають на їх витисні властивості ньютонівських і неньютонівських рідин.

Проксанол 268 – блоксолімер оксидів етилену і пропілену з молекулярною вагою ~9000.

СЖК – натрієві солі синтетичних жирних кислот C_{10} - C_{16} .

Барвацели 1–4 – композитні системи на основі оксиетильованих спиртів і блоксополімерів оксидів етилену і пропілену молекулярною масою 3400–3600.

САФ_{9,9} композит на основі аніонного ПАР з 30% неіоногенним додатком.

Савенол С – композитне ПАР неіоногенного характеру на основі понілфенолу і оксиетильованого спирту.

Жиринокси – оксиетильовані свинячі жири (ПАР-емульсія).

Ріпок – оксиетильована ріпакова олія (ПАР-емульсія).

Сульфоріпокс – сульфований оксиетилат ріпакової олії.

На сіль бензол сульфоокислоти – аналог сульфазолу.

Циклімід – алкілімідазолін C_{10} C_{16} , карбоксильований хлорацетатом натрію.

Дослідження їх придатності до застосування в процесах витіснення неньютонівської рідини здійснювалися в два етапи: 1) вивчення ПАР шляхом вимірювання міжфазного натягу на границі їх розчинів з гасом; 2) вивчення їх витисних властивостей експрес-методом.

Вивчення поверхневої активності здійснювалося на приладі ВМН-1, який дозволяє вимірювати міжфазний натяг на границі водних розчинів ПАР з вуглеводнем у діапазоні температур 20–110°C.

У табл. 4.3 наведені результати вивчення залежності міжфазного натягу водних розчинів цих ПАР на границі з гасом від концентрації в них активних речовин за кімнатної температури. Для порівняння в ній наведені такі залежності для превоцелу виробництва фірми «Буна» (Німеччина). Як видно з наведеного, розчини жириноксу можуть знижувати міжфазний натяг до такого самого рівня, як і превоцел, що широко застосовувався раніше в нафтовидобутку. Вивчення впливу температури на зміну поверхневої активності розчинів ПАР показало,

що з ростом температури міжфазний натяг розчинів барвоцелу знижується, а розчинів жириноксу – підвищується. Зниження міжфазного натягу з ростом температури характерне і для розчинів превоцелу, але різке зниження відбувається з ростом температури до 60–70 °С і вище. В той же час міжфазний натяг розчину барвоцелу різко знижується при температурах 30–40°С. Тому барвоцел може мати широке застосування в процесах, за яких температура більша, ніж 30–40 °С. Для низьких температур може бути застосований жиринокс, для якого верхньотемпературною межею застосування є температура 60–70°С.

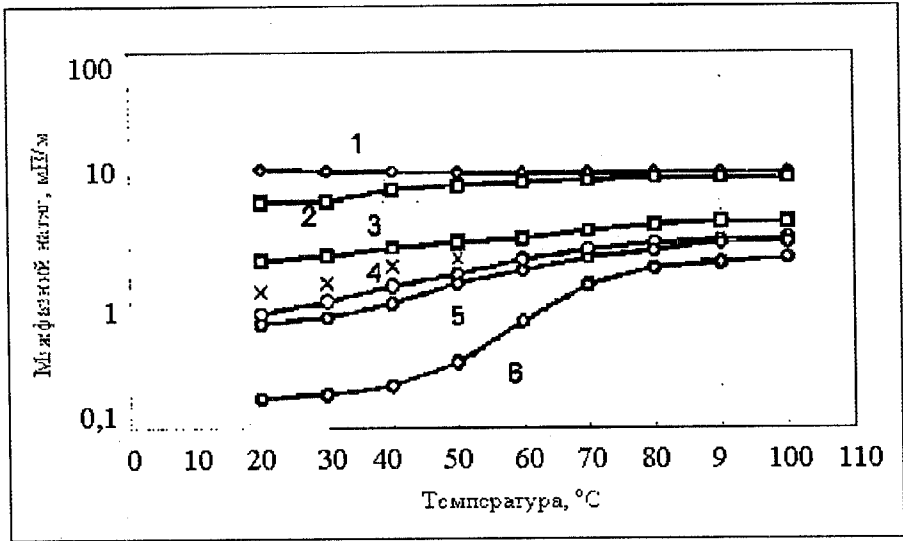
Таблиця 4.3

Залежність величини міжфазного натягу на границі гасу та водних розчинів ПАР від концентрації в них активної речовини

Концентрація, %	Міжфазний натяг, мН/м												
	Провоцел OFP-100	Провоцел OFP-100N	Барвоцел 1	Барвоцел 2	Барвоцел 3	Барвоцел 4	САФ _{9,9}	Савенол-С	Жиринокс	Жиринокс 2М	Жиринокс 3М	Циклімід	Na сіль бензол сульфокислота
0,05	7,08	3,82	10,22	8,29	9,43	7,62	6,33	6,33	18,76	3,06	5,45	5,45	19,7
0,1	5,59	3,55	9,15	7,92	8,04	7,56	5,23	6,1	14,6	2,77	4,72	4,72	13,2
0,25	4,79	2,09	8,86	7,75	7,75	7,03	4,94	5,64	11,6	2,13	2,15	2,15	8,28
0,5	3,89	1,98	7,09	7,73	7,73	6,72	4,88	5,46	5,06	2,07	1,96	1,96	6,7
1	3,23	1,05	7,05	6,7	6,7	6,08	4,34	4,4	1,75	2,04	1,8	1,8	6,2
2,5	3,19	0,4	6,94	6,1	6,1	5,8	3,26	3,71	0,74	1,38	1,76	1,76	1,95
5	3,06	0,2	6,31	5,27	5,27	5,2	2,38	2,42		0,88	0,64	0,64	0,65

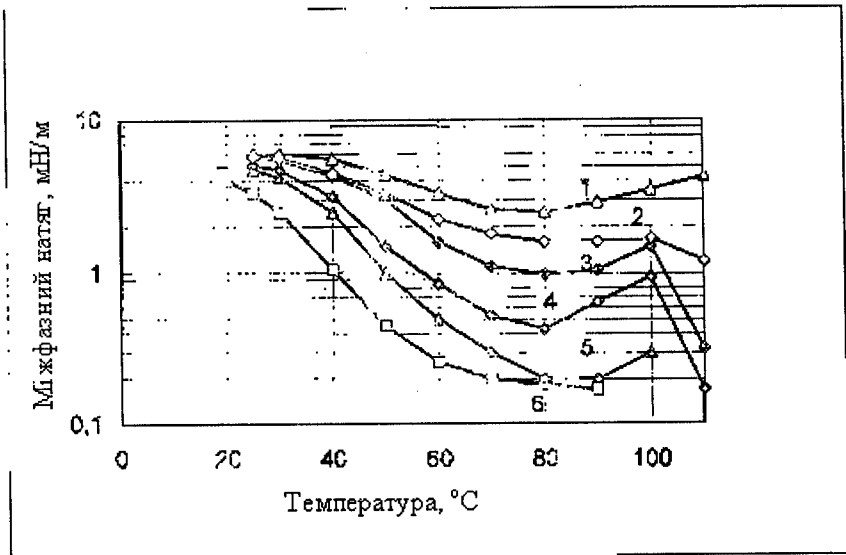
Це підтверджується і вивченням властивостей жириноксу і барвоцелу залежно від температури, що ілюструється даними табл. 4.3.

На рис. 4.12 і 4.13 наведені залежності міжфазного натягу розчинів барвоцелу і жириноксу від температури і їх вмісту в розчинах. З наведеного видно, що з підвищенням температури поверхнева активність барвоцелу зростає, а жириноксу зменшується. Вивчення залежності поверхневої активності розчинів СЖК, САФ_{9,9}, савенолу-С, натрієвої солі бензолсульфокислоти, ріпоксу, сульфоріпоксу від температури показало, що з підвищенням температури міжфазний натяг на границі з очищеним гасом також зменшується, але це зниження незначне. Так, для 5,0% розчинів САФ_{9,9} міжфазний натяг знижується з 1,6 мН/м (для 20°С) до 0,2 мН/м (для 100,0°С), а для ріпоксу – з 0,8 мН/м до 0,46 мН/м.



1 – 1 – 0,01%; 2 – 0,25%; 3 – 0,05%; 4 – 0,25%; 5 – 0,5%; 6 – 1,0%

Рис. 4.12. Залежність міжфазного натягу водних розчинів жириноксу на границі з гасом від температури



1 – 1 – 0,01%; 2 – 0,05%; 3 – 0,1%; 4 – 0,5%; 5 – 1,0%; 6 – 5,0%

Рис. 4. 13. Залежність міжфазного натягу водних розчинів барвоцелу на границі з гасом від температури

Витисні властивості найкращих взірців ПАР вивчали для умов витиснення за експресною методикою. Результати наведені в табл. 4.4.

Таблиця 4.4

Результати вивчення витисних властивостей ПАР

Взірці ПАР (вміст його в розчинах, %)	Температура дослідю, °С	Коефіцієнт витиснення нафти водою	Приріст нафтовитиснення з допомогою ПАР	Витиснення залишкової нафти, %
Жиринокс С(5,0)	90	0,592	0,086	20,8
	80	0,651	0,099	28,3
	70	0,614	0,288	74,5
	40	0,667	0,261	78,2
Барвоцел (5,0)	90	0,53	0,352	75,0
	70	0,667	0,253	75,9
	40	0,667	0,091	27,4
Сульфоріпокс (5,0)	70	0,58	0,133	31,8

З одержаних результатів вимірювання міжфазного натягу видно, що з ростом температури поверхнева активність розчинів жириноксу погіршується, а барвоцелу поліпшується. В табл. 3.2 наведені результати з витисненням при різних температурах. Так, 5% розчин барвоцелу при температурі 90°C вимиває стільки ж залишкової нафти, як і при 70°C (75,0 %), а при температурі 40°C – всього 27,4 %. Для розчинів жириноксу-С, навпаки, найкраще витиснення спостерігається для низьких температур.

Для зміни фізичних властивостей рідини (щільності і модуля пружності), що перебуває у вигляді скупчень у газопроводі, передбачається використовувати пінотворні водорозчинні ПАР. Для вибору типу ПАР треба, щоб речовина, по-перше, була широкодоступна нафтогазовій галузі, по-друге, щоб його вартість не приводила до значного подорожчання процесу очищення, по-третє, щоб воно приносило очікуваний ефект.

Виходячи з перших двох вимог, для подальших досліджень були вибрані три види ПАР: пінол-А, превоцел, ріпок-б.

Їхні фізико-хімічні властивості такі:

Пінол-А

Бактерицид пінол-А спрацьовує комплексно – як біотит, як лужний реагент і як поверхневоактивна речовина (нейтралізатор, поглинач сірководню).

Фізико-хімічна характеристика пінолу-А

Агрегатний стан – густоконсистентна емульсія типу М/В з іоноутворювальною та антикорозійною здатністю.

Колір – жовтий.

Розчинність – пінол необмежено розчиняється у прісній воді, в мінералізованій воді (75 г/дм³ – 100 г/дм³) можливе випадання осаду, в нафтопродуктах – нерозчинний.

Походження – сульфонатні ПАР.

Інші фізико-хімічні показники:

Густина, кг/м³ – 1100–1150. рН – 8–9. В'язкість, МПа С – при 20 °С – 55–65; 50 °С – 20–25; 95°С – 7–8,5.

Масова частка групового складу сухої речовини, % – до 40–80;

в т. ч. нафтових сульфоналів – 24, 8–31,2;

сульфатів амонію – 2,0–4,8;

несульфованих вуглеводів – 9,0–17,2;

гідроксиду амонію – 0,2–0,4.

Міжфазний натяг водного розчину пінолу на границі з гасом для: 24% – 0,75 мН/м; 12% – 3,1 мН/м; 5% – 4,1 мН/м; 1% – 5,3 мН/м; Температура застигання – від –20°С.

Превоцел

Фізико-хімічна характеристика превоцелу.

Агрегатний стан – пастоподібний.

Колір – жовтий.

Розчинність – у воді розчинний.

Походження – гліколевий ефір алкілполіалкілену.

Інші фізико-хімічні показники превоцелу зазначено в табл. 3.3.

Таблиця 4.5

Фізико-хімічна характеристика превоцелу

Основні показники	Значення
Йодне число мг/100 мл	0,6
Температура помутніння 10 % водного розчину, °С	62,2
Вмісту води, %	0,04
Значення рН	6,81
Температура застигання, °С	16,3

Ріпок-6

Ріпок-6 є високоефективною ПАР. Реагент є продуктом органічного походження (оксиетильована ріпакова олія) і може замінити імпортні реагенти типу неон, превоцел, ОП.

Фізико-хімічна характеристика ріпоксу-6

Агрегатний стан – рідина.

Колір – коричневий.

Розчинність – розчиняється у вуглеводнях, у воді утворює емульсію.

Походження – гліколевий ефір алкілполіалкілену.

Інші фізико-хімічні показники ріпоксу-6 зазначено в табл. 3.4.

Таблиця 4.6

Фізико-хімічна характеристика

Основні показники	Значення
Масова частка загального жиру, %	60
Стійкість водної емульсії з масовою долею ріпоксу-6 5%, год, не менше	стійка
Кислотне число, мг КОН/г, не більше	1
Число омилення, мг КОН/г	100–110

Для порівняння цих ПАР слід установити ряд критеріїв, які відображали б суть ефекту, який вони створюють. Основним завданням введення ПАР в область рідких скупчень у газопроводі є створення достатньої газонасиченої рідини шляхом утворення піни. При цьому важливими є кількість піни, що утворюється, і її стійкість при різному тиску і температурах. Дуже важливою з економічної точки зору є концентрація ПАР у рідині. В дослідах, що проводили, концентрацію визначали відношенням маси ПАР до маси, що розчиняла цю рідину. Величину цих мас визначали методом зважування на аналітичній вазі.

Кратність піни визначали відношенням об'єму протягом розчинення ПАР, що спінилася до початкової, при продуванні останньої повітрям протягом хвилини.

Стійкість піни визначали часом відновлення половини первинного об'єму розчину ПАР.

Для визначення наведених двох показників при різних концентраціях розчинів різних ПАР проводили досліди зі спінювання розчинів ПАР потоком повітря.

Досліди проводилися в скляному товстостінному циліндрі внутрішнім діаметром 35 мм і заввишки 500 мм, що має мірні поділки з ціною 5 мл (рисунок у додатку 5). Циліндр закривали з обох торців кришками і випробовували тиском 1,2 МПа. В цьому циліндрі вмонтований штуцер з триходовим краном, що служить для підведення повітря в порожнину циліндра. У верхній кришці також вмонтований штуцер з триходовим краном і вентилям для регулювання тиску в циліндрі, а також штуцер для під'єднання манометра. Для стабілізації тиску всередині циліндра його розміщували у водяній ванні об'ємом 20 літрів, температуру води в якій регулювали за допомогою нагрівального елемента з термореле. Повітря в порожнину циліндра подавали за допомогою компресора КВД-Г продуктивністю 0,166 куб. м/хв з максимальним робочим тиском 5,6 МПа.

У циліндр заливали 50 мл розчину відомої ПАР за відомої концентрації. Після розміщення циліндра у водяній ванні включався в роботу компресор. Положення триходового крана з'єднувало викидну лінію компресора з атмосферою. У певний час перемиканням триходового крана порожнина циліндра сполучалася з викидною лінією компресора, й одночасно включався секундомір. Тиск усередині циліндра регулювали вихідним вентилям і вимірювали манометром з класом точності 1,0, розрахованим на максимальний тиск 1,0 Мпа. Температуру суміші всередині циліндра приймали рівною температурі водяної ванни, яку вимірювали шкальним термометром.

Після 60-ти секунд за допомогою триходових кранів порожнину циліндра відсікали від компресора й атмосфери і за поділками циліндра вимірювали об'єм спіненої газорідинної суміші в циліндрі. Кратність піни при вимірюванні тиску і температури визначали як відношення

$$k = \frac{V_{\tau}}{V_0}, \quad (4.23)$$

де V_0 – первинний об'єм розчину в циліндрі (50 мл),

V_{τ} – об'єм газорідинної суміші в циліндрі після витіснення потоком повітря.

У момент відсікання порожнини циліндра одночасно з відключенням секундоміра включався хронометр, який фіксував час осідання піни в циліндрі. Хронометр зупинявся тоді, коли рівень рідинної фази в циліндрі досягав 25 мл. Визначений таким чином час характеризує стійкість піни.

Досліди проводили за різних концентрацій різних ПАР, за різних тиску і температур. Метою дослідів був не тільки вибір найефективнішої пінотворної ПАР, але і визначення її оптимальної концентрації.

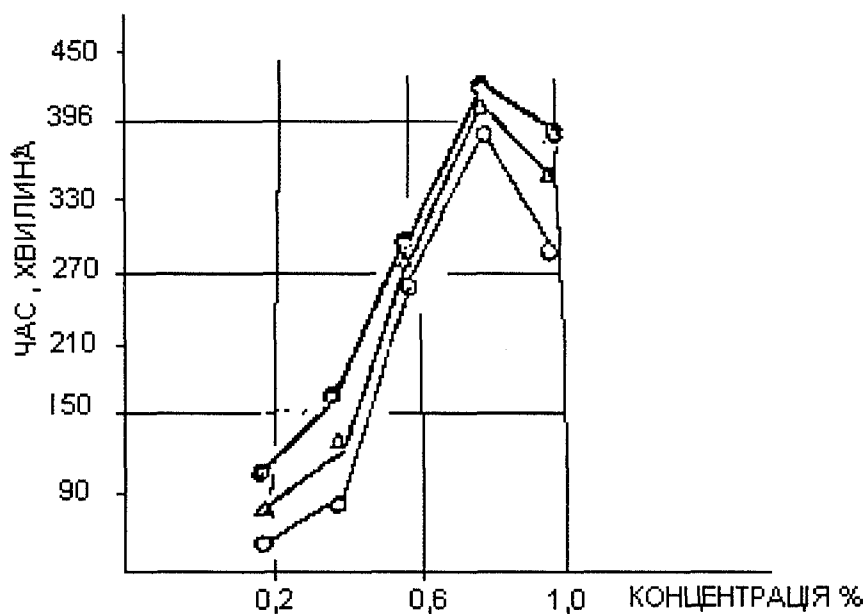


Рис. 4.14. Залежність стійкості піни від концентрації ПАР

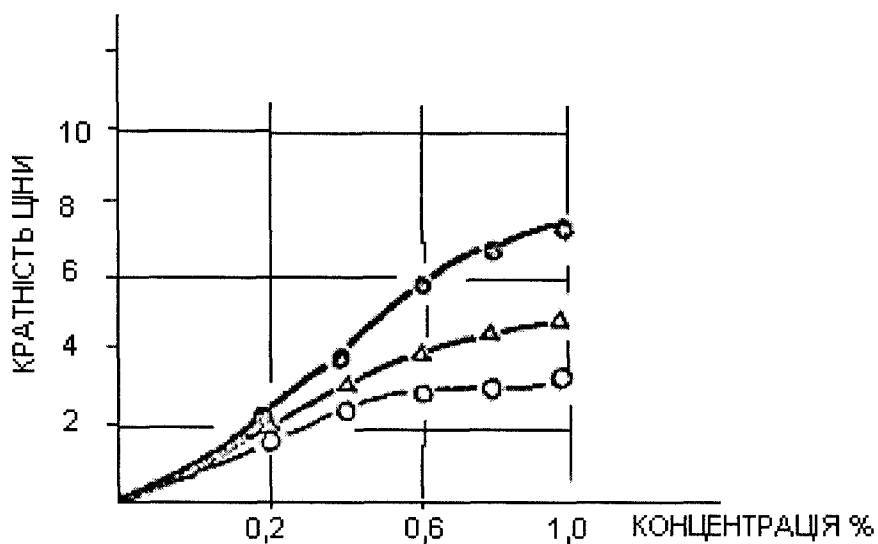


Рис. 4.15. Залежності кратності піни від концентрації ПАР

- – пінол-А
- △ – ріпок-6
- – превоцел

За результатами дослідів побудовані графіки, наведені на рис. 4.14 і 4.15. Аналіз графіків показує, що кратність піни для всіх випробовуваних видів ПАР із збільшенням концентрації їх у розчині зростає. Стійкість же піни, яка характеризується часом осадження половини об'єму рідини, із збільшенням концентрації ПАР у розчині до деякої границі зростає, а надалі падає.

Слід відзначити, що для всіх випробувань ПАР концентрація, за якої досягається максимальна стійкість піни, лежить у границях 0,7–0,8%, і не зменшується при зміні тиску і температури. Це дозволяє регенерувати для газонасичення рідинної пробки, якого витісняє поршень у казані, концентрацію ПАР.

Досліди показують, що із збільшенням температури середовища кратність піни помітно зростає, що характерне для всіх випробовуваних типів ПАР. Проте стійкість піни із зростанням температури трохи зменшується. Тиск навпаки, його збільшення приводить до істотного зменшення кратності піни. Стійкість піни із збільшенням тиску також зменшується. Максимальна стійкість піни, характерна для приванцелу при концентрації 0,8%, досягає 410 хв. Проте при тиску 0,5 МПа час стійкості піни скорочується до 340 хв, а при тиску 0,8 МПа він становить 290 хв.

Можна показати, що кратність піни пов'язана з дійсним газовмістом залежністю

$$\varphi = \frac{k}{k-1}. \quad (4.24)$$

Отже, осідання піни в процесі виштовхування поршнем газорідинної пробки з газопроводу приведе до зменшення газовмісту, що в першу чергу позначиться на границі розділу твердого тіла і газорідинної фази. Це приведе до зниження ефективності очищення порожнини газопроводу. Тому з метою підвищення ефективності очищення порожнини газопроводу бажано здійснювати перемішування рідини, що витісняється з газопроводу, турбулентними струменями газового потоку протягом усього очисного пристрою.

З погляду порівняння випробовуваних ПАР за запропонованими критеріями найефективнішим є превоцел.

Як показали аналітичні й експериментальні дослідження процесу видалення рідини з трубопроводу і фізичних властивостей розчинів пінотворних ПАР, для ефективного очищення до складу рідинної пробки слід додати пінотворні ПАР з метою газонасичення рідини.

Піна, що при цьому утворюється, виконуватиме роль буферної подушки, розміщеної між поршнем і основною масою рідких скупчень, що зменшить тиск рідини на поршень у моменти гідравлічних ударів, які виникають при прискореному русі поршня. Проте дослідження фізичних властивостей піни, що утворюється, показали, що при реальному тиску в газопроводі стійкість піни недостатня для успішного процесу очищення. Для підвищення її стійкості слід постійно її перемішувати турбулентними струменями газу. З цією метою розробили спеціальну конструкцію очисного пристрою, що дозволяє, крім усього, досягти економії досить дорогих пінотворних ПАР. [94]

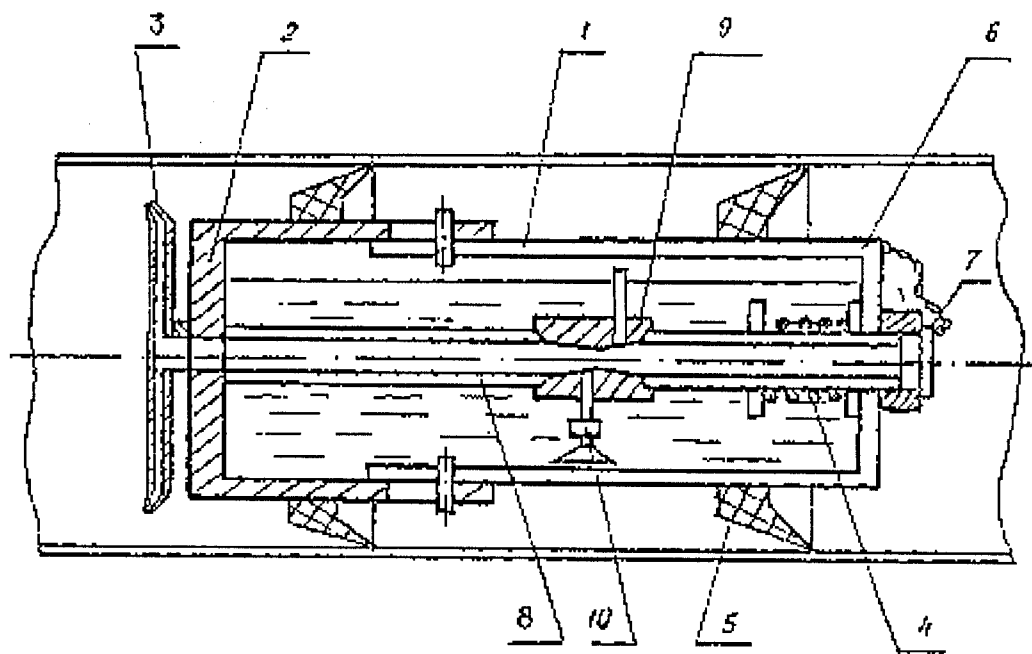


Рис. 4.16. Принципова схема очисного пристрою нової конструкції

- 1 – гнучкий циліндричний корпус, 2 – насадка, 3 – сопля,
- 4 – пружина, 5 – ущільнювальні манжети, 6 – задана стінка корпусу,
- 7 – пробка, 8 – гнучка порожниста труба, 9 – ежектор,
- 10 – всмоктувальний патрубок

Принципова схема пристрою розробленої конструкції наведена на рис. 4.16. Пристрій для очищення порожнини трубопроводу від рідких скупчень складається з гнучкого гофрованого корпусу з порожниною

для робочого агента. Співвісно з корпусом попереду нього за ходом переміщення пристрою встановлена з можливістю осьового переміщення пристрою порожниста насадка із соплами. Насадка підпружинена щодо корпусу. Пристрій має манжети ущільнювачів для переміщення пристрою уздовж трубопроводу зсередини потоком газу, що транспортується. Корпус має задню стінку з центральним отвором і пробку для перекривання цього отвору.

Пристрій забезпечений засобом для подачі робочого агента до сопел при зустрічі з перешкодою, виконаний у вигляді закріпленої його в насадці порожнистої труби із вбудованим ежектором, всмоктувальний патрубок якого з'єднаний з порожниною корпусу, а задній кінець труби розміщений в отворі і взаємодіє пробкою.

Пристрій працює таким чином:

Порожнину корпусу заповнюють розчином ПАР, закривають отвір у стінці пробкою, вводять пристрій у трубопровід і переміщують уздовж трубопроводу зсередини потоком газу, що транспортується. В разі зіткнення з перешкодою у вигляді рідкого скупчення корпус за інерцією зміщується в бік насадки, що застопорилася, стискаючи пружину. При цьому задній кінець труби вибиває пробку з отвору в стінці і газ поступає з порожнини трубопроводу трубкою до ежектора.

Розчин ПАР усмоктувальним патрубком захоплюється в ежектор і подається трубою до сопел. При перемішуванні розчину ПАР з рідиною, яка утворила скупчення, за допомогою струменів газу, що виходять із сопел у порожнину трубопроводу, перед пристроєм утворюється піна. При подальшому переміщенні пристрою вздовж трубопроводу піна, що утворилася, переміщується попереду нього. Ця піна перешкоджає перетіканню рідини через нещільність манжет, а також пом'якшує удари пристрою при зустрічі з перешкодами у вигляді рідких пробок.

Щоб виключити перетікання рідини через нещільність манжет у момент зустрічі пристрою з першим пробкою рідких скупчень, слід штучно ввести в порожнину трубопроводу перед пристроєм деякий об'єм рідини до початку його руху, а пробку при цьому не встановлювати.

Таким чином, використання пропонованого пристрою дозволяє підвищити якість очищення завдяки усуненню перетоків рідини через нещільність манжет і збільшити термін служби пристрою завдяки зменшенню динамічних навантажень [96]

Окрім указаного ефекту створення газонасиченої подушки, що стискається між очисним пристроєм і основною масою рідких скупчень,

які підвищують ефективність очищення газопроводу, розроблена конструкція дозволяє використовувати мийні властивості розчину пінотворної ПАР.

З метою підвищення ефективності розчинення високов'язких відкладень у нижній твірній трубопроводу розчинами пінотворної ПАР бажано направляти турбулентні струмені газорідинної суміші від сопел до нижньої частини твірної трубопроводу, де зосереджена маса високов'язких смолянистих відкладень. Для цього апарат виконаний, що він обертається у вертикальній площині перпендикулярної осі руху пристрою. Залежно від діаметра очисного пристрою він може містити від двох до восьми сопел.

Експериментально встановлено, що достатня ефективність розчинення високов'язких відкладень досягається при роботі турбулентних струменів на відстані, приблизно рівній 0,5 м. Тому кутова швидкість обертання соплового апарата повинна забезпечувати появу сопла в нижній твірній трубопроводу після проходження пристроєм відстані, не більше $\lambda_0 = 0,5$ м (ця величина залежить і від діаметра, на якому розташовані сопла, і може бути визначена дослідним шляхом для цієї конструкції).

Якщо по колу соплового апарата рівномірно розміщено n соплових отворів, а швидкість поступальної ходи очисного пристрою збігається з U , то кутова швидкість обертання соплового апарата може бути визначена із співвідношення.

$$\omega = \frac{2\pi \cdot U}{n \cdot \ell_0} \quad (4.25)$$

Слід зазначити, що істотно збільшувати кутову швидкість соплового апарата в порівнянні з величиною, визначеною з наведеної умови, недоцільно, оскільки при цьому значна енергія газу витрачається на вказані обертання, що зменшує швидкість поступальної ходи очисного пристрою, погіршуючи тим самим ефективність очищення. Тому на практиці бажано вибирати кутову швидкість соплового апарата, виходячи з наведених вище рекомендацій. При цьому, звичайно, слід враховувати, що за наявності в трубопроводі більшої кількості високов'язких скупчень величина кутової швидкості обертання соплового апарату повинна зростати і навпаки.

Якщо розглядати процес витоку газу із сопел як адіабатичний, то для основних параметрів витоку (швидкості і витрати газу) справедливий рівняння Сен-Венана–Вентцеля.

У загальному випадку очисний пристрій, що виштовхує рідинну пробку масою m , із швидкістю U рухається по висхідній області газопроводу, нахиленій до горизонту під кутом ψ . Тоді тиск газу на поршень з боку запоршневого простору.

$$P_t = \frac{4S}{\pi d^2} + \frac{\lambda m U^2}{2Fd} + m g \sin \psi + P_0 \quad (4.26)$$

Тиск рідинної пробки на поршень

$$P_0 = \frac{\lambda m U^2}{2Fd} + m g \sin \psi + P_0 \quad (4.27)$$

де S – сила тертя манжет очисного поршня об стінки труб;

F – площа перерізу газопроводу;

g – прискорення сили тяжіння;

P_0 – тиск на вільному кінці рідинної пробки.

У загальному випадку характер витoku газу визначається співвідношенням тиску $\beta = P_- / P_+$. Якщо величина $\beta \leq \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}}$ (де k – показник адиабати), то має місце критичне витікання газу. При цьому швидкість ω і витрата газу M через сопло діаметром d_c становить [10]

$$\omega = \sqrt{\frac{2k \cdot P_+}{(k+1) \rho_+}}$$

$$M = \frac{\pi d_c^2}{4} \sqrt{\frac{2k}{k+1} P_+ \rho_+ \left(\frac{2k}{k+1}\right)^{\frac{k-1}{k}}}, \quad (4.28)$$

де ρ_+ – щільність газу в перерізі безпосередньо за очисним поршнем.

Якщо у випадку $\beta \leq \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}}$, то можливе докритичне витікання, за якого швидкість і витрата залежать не тільки від тиску P_+ , але й від тиску P_- . У цьому випадку

$$\omega = \sqrt{\frac{2k}{k-1} \frac{P_+}{\rho_+} \left[1 - \left(\frac{P_-}{P_+}\right)^{\frac{k-1}{k}} \right]}$$

$$M = \frac{\pi d_c}{4} \sqrt{\frac{2k}{k-1} P_+ \rho_+ \left[\left(\frac{P_-}{P_+}\right)^{2/k} - \left(\frac{P_-}{P_+}\right)^{\frac{k-1}{k}} \right]}. \quad (4.29)$$

Кількість руху газу за час $\Delta t = \ell_o / U$ визначмо:

$$K = M \omega = \frac{\pi d_c^2}{4} \Phi,$$

де Φ – термодинамічна функція витоків [10]

$$\Phi = \begin{cases} \frac{2k}{k+1} P_+ \sqrt{\left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k-1}{k}}} & \text{якщо } \beta \leq \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}} \\ \frac{2k}{k-1} P_- \sqrt{1 + \left(\frac{P_-}{P_+}\right)^{\frac{2(1-k)}{k}}} & \text{якщо } \beta > \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}} \end{cases}$$

Використовуючи теорему збереження кількості руху для соплового апарата, що обертається, одержимо

$$\frac{\pi d_c^2}{4} \Phi = I \omega, \quad (4.30)$$

де I – момент інерції соплового апарата відносно центральної осі.

Якщо розглядати сопловий апарат як тонкий стрижень масою m і довжиною D_c , що обертається навколо осі, яка проходить через його серединку, то

$$I = \frac{1}{12} m D_c^2. \quad (4.31)$$

Якщо кутову швидкість обертання соплового апарата визначають із співвідношення (4.25), то з виразу (4.30) можна визначити діаметр сопел, за якого ця кутова швидкість досягається.

$$d_c = 2 \sqrt{\frac{I \omega}{\pi \Phi}}$$

Перед плануванням очищення порожнини газопроводу із застосуванням ПАР і запропонованого пристрою слід провести діагностику ділянки, що продувається, внаслідок чого визначити кількість рідини в порожнині трубопроводу, її основні фізичні властивості і характер розподілу по трасі. Для цієї мети залежно від умов можуть бути рекомендовані методи, наведені вище (див. розділ 1), або інші ідентичні методи. Далі слід визначити основні характеристики очисного пристрою, в першу чергу силу тертя манжет об стінки труб. Визначити оптимальну швидкість руху поршня, виходячи з

рекомендацій, наведених [30,35], розрахувати характер руху поршня. Залежно від консистенції відкладень у трубопроводі визначити діаметр сопел, їх кількість.

Важливим параметром газопроводу як об'єкта очищення є розподіл по довжині рідких скупчень. Якщо на початковій області газопроводу містяться тільки високов'язкі відкладення (що найчастіше відповідає реальності), а метою очищення є їхнє видалення, то перед пуском очисного пристрою слід закачати в найближчу до початку знижену точку певний об'єм води. Кількість закачуваної води слід визначити таким чином, щоб довжина пробки перед рухомим поршнем досягала довжини не менше 8–10 діаметрів трубопроводу. Інакше ефект розчинення високов'язких відкладень буде недостатнім. При цьому температура води має становити приблизно 40°C. Слід відзначити, що із збільшенням довжини рідинної пробки перед поршнем і підвищенням температури води зростає ефективність розчинення високов'язких відкладень у трубопроводі. Проте при цьому знижується ефективність витіснення малов'язких скупчень із трубопроводу. З цього положення треба виходити в кожному конкретному випадку проведення очищення.

Вибравши тип ПАР, слід визначити ту кількість, яку слід залити в ємність очисного пристрою. Ця кількість визначається з розрахунку, щоб концентрація ПАР у рідинній пробці складала 0,7–0,8 %. При цьому слід врахувати, що ПАР насичують тільки початкову область рідинної пробки, що рухається перед поршнем, довжина якої не перевищує 10 діаметрів трубопроводу.

Перед тим, як вставити очисний пристрій у камеру пуску очисного поршня, в його ємність заливають розрахований об'єм ПАР і закривають трубу ежектора кришкою для запобігання витіканню ПАР.

У момент руху очисного пристрою газопроводом слід постійно контролювати характер його руху, вжити необхідних заходів із його підвищення. Крім того, слід урахувати, що застосування піноутворюючих ПАР приведе до збільшення довжини рідинної пробки перед поршнем. Цю довжину слід розрахувати, щоб вчасно провести перемикання в технологічній схемі, уникнути потрапляння спіненої рідини в об'язку компресорної станції. Для запобігання цьому треба прослідкувати, щоб пилловловлювачі були заповнені мастилом.

Дослідно-промислові випробування методу очищення порожнини газопроводів із застосуванням піноутворюювальних ПАР і пропонованого пристрою проводили на газопроводі Івацевичі – Долина (ІІІ-нитка). Для випробування вибрали область Сокаль – Бібрка. На цій області газопровід виконаний з труб діаметром 1020x12 мм. Довжина цієї ділянки

становить 89 км. Профіль траси в основному рівнинний, проте на відмітці 411 км є висхідна ділянка з геометричним ухилом 0,35. Перед очищенням здійснювали обстеження газопроводу. Було встановлено, що ефективність його роботи становила 80,2 %. Кількість рідких скупчень у порожнині газопроводу визначали методом кореляції з ефективністю, і вона становила близько 20 м³. Рідкі скупчення є малов'язкою рідиною густиною 900 кг/м³ і в'язкістю 2,5 Ст.

Для поліпшення якості очищення внутрішньої порожнини газопроводу Івацевичі – Долина, розраховували оптимальну швидкість руху пропонованого очисного пристрою. Вона становила 2,26 м/с. Таким чином, оптимальна швидкість руху очисного пристрою становить 8,14 км/ч, а загальне проходження ним ділянки Сокаль – Бібрка газопроводу Івацевичі – Долина становить 10 годин 56 хвилин. Силу тертя очисного пристрою об стінки труб визначали експериментальним шляхом, і вона становила 153 957 Н. Згідно з вищезгаданими рекомендаціями для максимального ступеня газонасичення рідинної пробки процентний вміст ПАР (приванцел) у рідині має становити 0,7–0,8 (за об'ємом). Тоді необхідна кількість ПАР для цього газопроводу становитиме

$$M_{\text{ПАР}} = C V \frac{0,7 \div 0,8}{100} 20 \cdot 10^3 = 180 \div 200 \text{ л.}$$

З урахуванням можливих втрат на шляху приймали верхню границю, тобто 160 літрів піноутворювальної ПАР. Цей об'єм рідини заливали в пропонований очисний пристрій, який запускали з камери пуску на КС «Сокаль». При концентрації приванцела 0,7–0,8 (в рідинній пробці кратність піни $k=7$, що дозволяє довести газовміст до – 0,86. При такому газовмісті маса перетікань рідини в запоршневий простір скорочується в 2,5 раза, що в свою чергу призводить до підвищення ефективності очищення газопроводу на 2,5–3%. При вказаній концентрації ПАР (0,7–0,8) стійкість піни становить 640 хв, або 10 годин 40 хвилин, що забезпечувало нормальні умови очищення, при оптимальній швидкості руху поршня і давало можливість гасіння піни в період очищення.

Вищезгадане очищення порожнини газопроводу Івацевичі – Долина (III нитка) на області Сокаль – Бібрка провели 27.04.2002 р. Пропонований очисний поршень запустили з КС «Сокаль» о 12-й годині 00 хвилин.

Режим руху очисного пристрою газопроводом Івацевичі – Долина на області Сокаль – Бібрка наведений у таблиці 4.7.

Таблиця 4.7.

Режим руху очисного пристрою газопроводом
Івацевичі – Долина на області Сокаль – Бібрка

Відмітка, км	Відстань, км	Час	Швидкість, км/год
0	0	12,00	-
11,8	11,8	13,01	11,8
35,3	23,5	14,19	17,8
61,7	26,4	16,35	11,6
65,7	4,00	18,31	16,0
83,7	18,0	18,46	9,30
88,3	4,60	19,04	15,3
88,7	0,40	19,06	12,0
88,7	88,7	7,06	12,5

Підвищення швидкості руху очисного пристрою від 8,14 до 12,5 км/год обумовлене введенням у порожнину газопроводу піноутворювальних ПАР за допомогою пропонованого очисного пристрою.[37]

Результати розрахунку гідравлічної ефективності очищення газопроводу пропонованим очисним пристроєм із застосуванням піноутворювальних ПАР: підвищилася ефективність газопроводу на 8,9% і після очищення становила 89,1%.

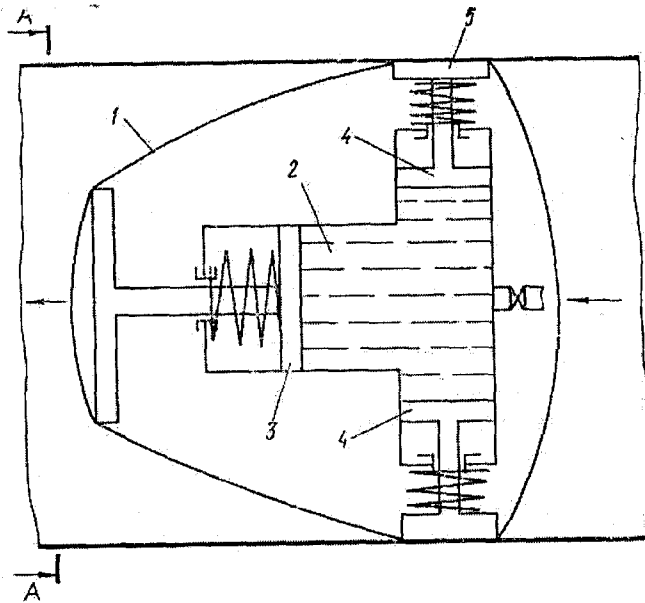


Рис. 4.17. Пристрій для очистки газопроводу з компенсацією зносу ущільнювальних елементів

Підвищення ефективності очистки газопроводів від рідинних скупчень можна досягти завдяки використанню спеціальних конструкцій очисних механічних пристроїв.

З метою підвищення ступеня очистки шляхом скорочення перетоків рідких забруднень в очищену порожнину при гідрударі запропоновано конструкцію механічного пристрою, схема якої наведена на рис. 4.17.

Поставленої мети досягають завдяки тому, що пристрій оснащений засобом притиску оболонки до трубопроводу, котрий являє собою сполучувані підпоршневіми порожнинами силові гідроциліндри. При цьому вісь одного з циліндрів розташована вздовж осі очищуваного трубопроводу, а осі інших розташовані перпендикулярно до неї.

Засіб для очистки внутрішньої поверхні трубопроводу містить еластичну оболонку 1, всередині якої розміщений засіб притиску оболонки до трубопроводу у вигляді камери 2, заповнений рідиною з установленим у ній горизонтальним поршнем 3 і сполучуваними з ним радіальними поршнями, на котрих розміщені ущільнювальні елементи.

Описаний засіб працює таким чином. Завдяки транспортованому трубопроводом середовищу очисний пристрій рухається й очищує внутрішню порожнину, накопичуючи перед собою продукти очистки, при зустрічі його з рідкими забрудненнями горизонтальний поршень 3, приймаючи зусилля від гідрудару, стискає рідину в камері 2. Ці зусилля передаються в систему радіальних поршнів 4, певним чином збільшуючи сили притискання ущільнювальних елементів 5 до стінок очищуваного трубопроводу, запобігаючи перетіканню рідких забруднень за очисний пристрій, в очищену область трубопроводу.

Скорочення перетікань рідких забруднень за очисний пристрій підвищить якість очистки трубопроводів, зменшить коефіцієнт гідравлічного опору, що уможливить скорочення числа операцій з їх очистки на 20–30%.

Метою іншої конструкції очисного пристрою є підвищення якості очистки завдяки компенсації зносу еластичних елементів у момент роботи.

Це досягається тим, що пристрій оснащено розміщеною всередині корпусу підпружиненою камерою з робочим агентом і отвором зі зворотними клапанами, число яких відповідає кількості еластичних елементів, причому корпус має отвори, розташовані відносно отворів еластичних кільцевих елементів і розміщених у них клапанах, а камера встановлена з можливістю переміщення вздовж корпусу для суміщення її отворів з отворами корпусу.

На рис. 4:18 зображений пристрій для очистки порожнин трубопроводу з компенсацією зносу ущільнювальних елементів.

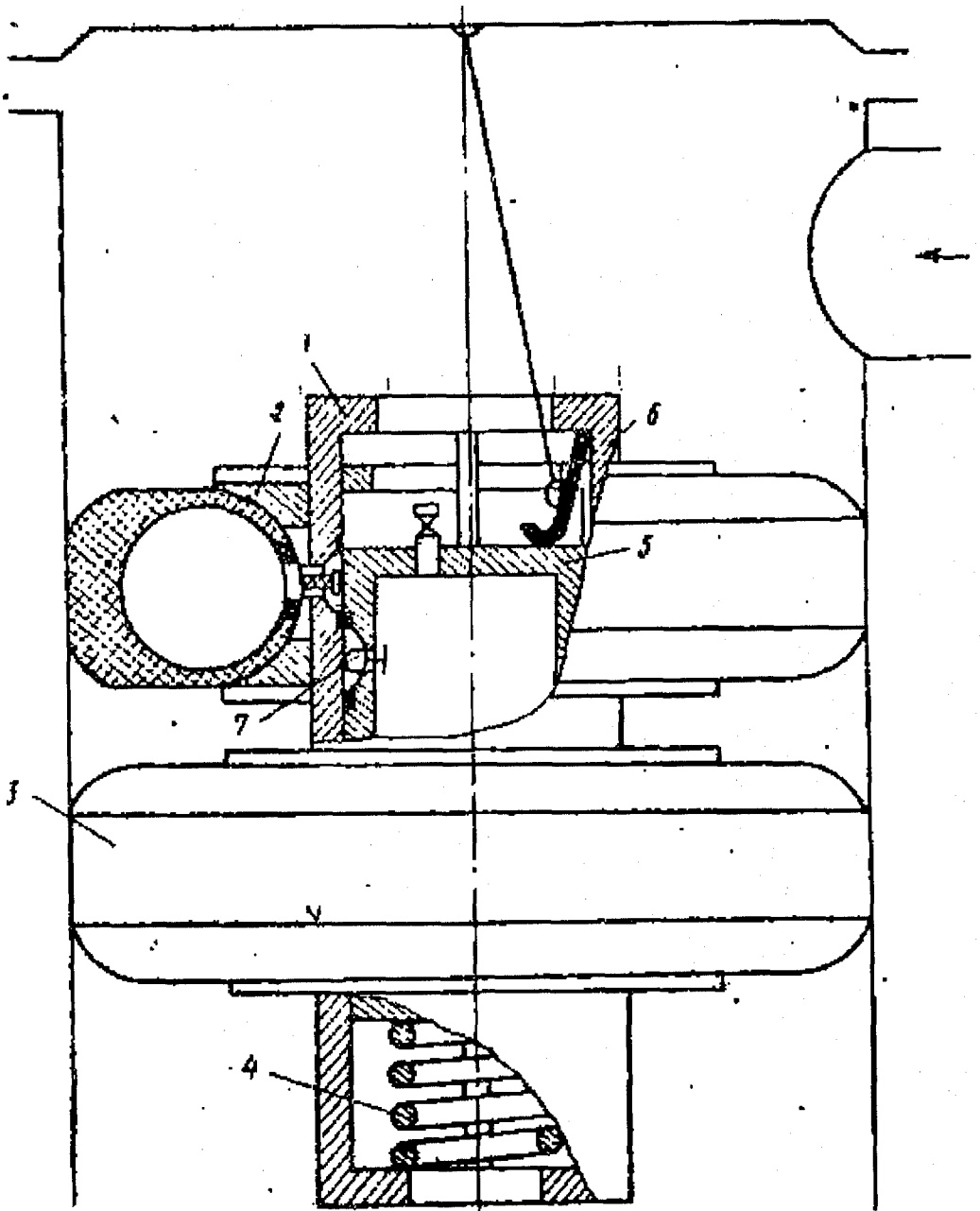


Рис. 4.18. Пристрій для очистки газопроводу з компенсацією зносу ущільнювальних елементів

Він має порожнистий корпус 1 і пластини, що примикають до нього, з пазами 2, на яких розташовані кільцеві еластичні елементи 3. Останні за допомогою осьово розташованих отворів корпусу й еластичних елементів можуть з'єднуватися з внутрішньою порожниною корпусу.

Всередині корпусу міститься підпружинена пружиною 4 камера 5 з робочим агентом, розміщеним у балоні 6, і отворами зі зворотними клапанами 7, причому камера встановлена з можливістю переміщення вздовж корпусу для суміщення її отворів з отворами корпусу.

Пристрій працює таким чином.

Перед початком очистки підпружинена камера 5 з балоном 6, наповненим робочим агентом, фіксується в крайньому передньому положенні. Це запобігає перепускові робочого агента з площини балона в площину еластичних кільцевих елементів 3. На початку руху пристрою камера 5 утримується в крайньому передньому положенні завдяки силі тертя еластичних кільцевих елементів об стінки трубопроводу. В результаті зносу еластичних кільцевих елементів 3 сила тертя зменшується і пружина 4 пересуває камеру 5 у крайнє заднє положення, сполучаючи її порожнину з порожниною еластичних кільцевих елементів, що призводить до підвищення тиску в їх порожнині та збільшення сили тертя об стінки труб.

Можливість перезапуску робочого агента з підпружиненої камери в порожнину еластичних кільцевих елементів створює умови для підтримки сталої за період очистки сили тертя еластичних кільцевих елементів об стінки труб, що дозволить значно підвищити якість очистки.

Важливою у процесі очистки газопроводу є прохідність очисним пристроєм складних ділянок траси, зокрема місцевих звужень.

Поставленої мети — підвищення надійності роботи пристрою при очистці трубопроводів з місцевим звуженням досягається тим, що в пристрої, який складається з двох кульових оболонки, з'єднаних перемичкою, зворотний клапан — двосторонньої дії, а сумарний об'єм рідини в оболонках становить

$$V_{\Sigma} = \frac{4}{3}\pi\pi^3 + \frac{4}{3}\pi r^2 R$$

де R — максимальний радіус трубопроводу;

r — мінімальний радіус трубопроводу.

Пристрій (рис. 4.19) містить очисний елемент, виконаний у вигляді еластичних камер 1 і 2, наповнених рідиною, сумарний об'єм яких

визначається за вищенаведеною формулою. Камери 1 і 2 з'єднані між собою перемичкою 3 зі зворотним клапаном 4, який виконаний у вигляді двосторонньої дії і містить герметичний корпус 5, втулку 6, встановлену в перемичці зі здатністю переміщення, пружини 7 і 8 і опорні шайби 9–10.

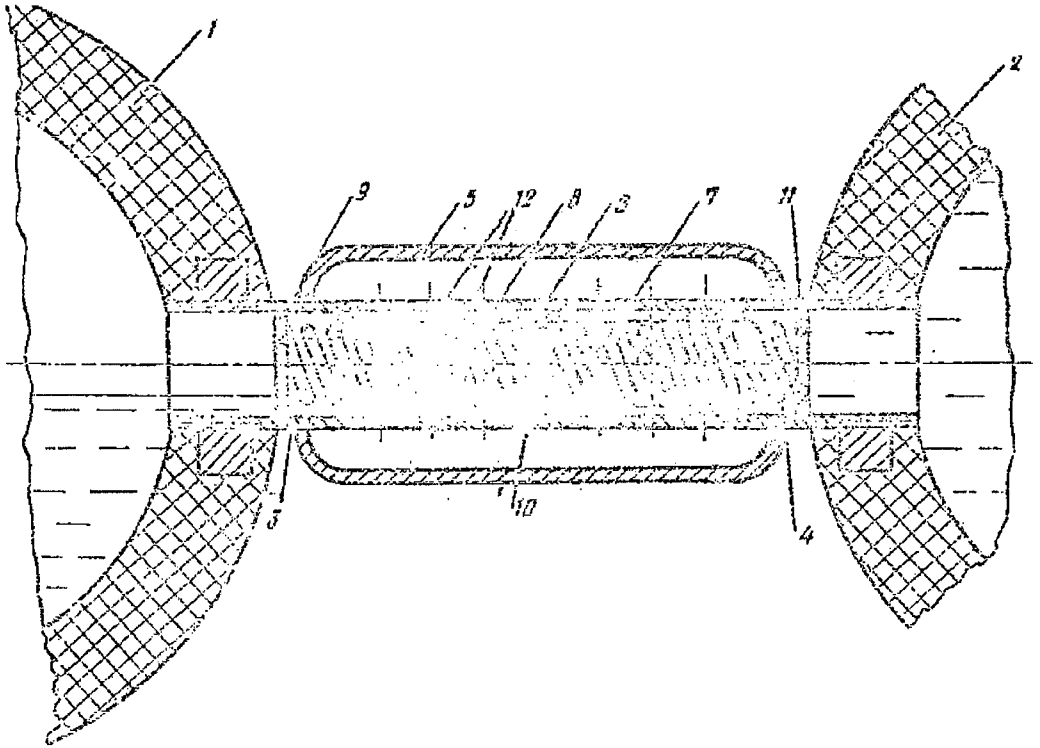


Рис. 4.19. Пристрій для очистки газопроводу з місцевими звуженнями

Втулка 6 і перемичка 3 виконані зі взаємозмішаними отворами.

Пристрій працює таким чином.

При зустрічі пристрою, що рухається під тиском перекачуваного середовища, із забрудненнями у вигляді рідких скупчень, тиск на камеру 1, другу за ходом руху пристрою, збільшується, що спричиняє стискання пружини 8 до з'єднання отворів 12 перемички 3 і втулки 6 і перетікання частини рідини в камеру 2, що попереду. При цьому тиск у камері 2 збільшується, що зумовлює стискання пружини 7 і зміщення отворів 12. Це призводить до перетікання рідини з камери 2 до камери 1, що створює умови для подолання камерою 2 місцевого звуження. При проходженні через нього камера 1 клапан 4 зміщується в інший бік.

Завдання, яке стояло при створенні такої конструкції очисного пристрою (рис.4.20) – вдосконалення пристрою для очищення внутрішньої порожнини трубопроводу шляхом надання йому пружних властивостей при проходженні дільницею постійного діаметра й еластичних при вході в дільницю меншого діаметра, що дозволить забезпечити проходження пристрою трубопроводом зі складною геометричною конфігурацією без перешкод по всій довжині з високим ступенем очищення.

Поставлене завдання розв'язують так, що у пристрої для очищення внутрішньої порожнини трубопроводу, який включає дві порожнисті оболонки, одна з яких еластична, та зворотний клапан двосторонньої дії, згідно з винаходом друга оболонка виконана жорсткою, розміщена вона всередині еластичної, з'єднана з нею за допомогою зворотного клапана дії, при цьому порожнина еластичної оболонки заповнена нестискуваною рідиною, а порожнина жорсткої оболонки заповнена пружним середовищем.

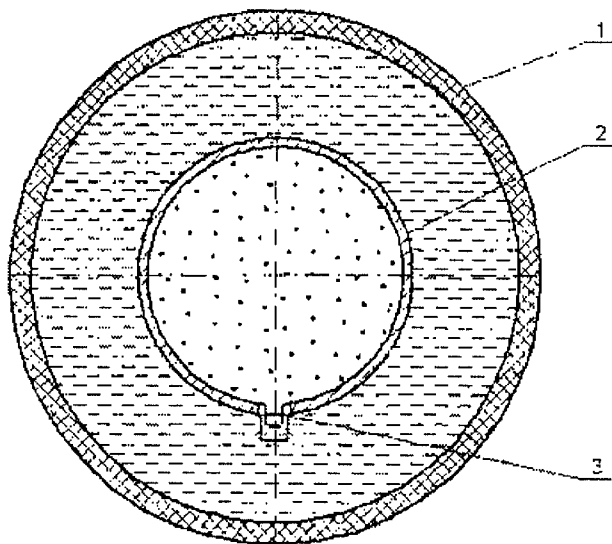


Рис. 4.20. Пристрій для очистки газопроводу змінного перерізу

Виконання пристрою у вигляді двох оболонок, одна з яких жорстка, а друга еластична і які розміщені одна всередині другої, робить конструкцію компактною і маневровою.

Заповнення еластичної оболонки нестискуваною рідиною, а порожнини жорсткої – пружним середовищем при переході до іншого діаметра створює різницю тисків, завдяки чому забезпечуються умови

для проходження пристроєм ділянок трубопроводу з різною конфігурацією.

Зворотний клапан двосторонньої дії, що з'єднує обидві камери, дає пристроєві можливість самоприспосуватись і адаптуватись до зміни діаметра і геометричної конфігурації трубопроводу.

Рідина, що не стискається, яка перебуває в порожнині між жорсткою і гумовою оболонками забезпечує пружні властивості пристрою. Стискуване середовище в порожнині жорсткої оболонки забезпечує еластичні властивості пристрою при заданому підвищенні тиску газу на нього.

Винахід пояснюється кресленням, де на фігурі зображено загальний вид пристрою. Пристрій для очищення внутрішньої порожнини трубопроводу містить порожнисту еластичну оболонку 1, заповнену нестискуваною рідиною, всередині якої розміщена жорстка оболонка 2, заповнена пружним середовищем. Оболонки з'єднані за допомогою клапана двосторонньої дії 3.

Пристрій працює таким чином. При зменшенні діаметра трубопроводу збільшується тиск на еластичну оболонку 1 і передається рідині, яка її заповнює. Завдяки різниці тисків нестискуваної рідини і пружною середовища, що міститься в жорсткій оболонці 2, зворотний клапан 3 двосторонньої дії відкривається і частина рідини з оболонки, стискаючи пружне середовище, створює умови для проходження пристроєм ділянок меншого діаметра. При подальшому збільшенні діаметра трубопроводу тиск на області еластичної оболонки 2 зростає і рідина виштовхується пружним середовищем через зворотний клапан двосторонньої дії, наповнюючи порожнину еластичної оболонки 1 до початкового тиску.

4.4. Характер руху очисних пристроїв газопроводом

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 -ї ділянки до горизонту може лежати в границях $0 < \varphi < \pi$. При цьому нахил ділянки з кутом $\varphi < \pi/2$ характерний для висхідної ділянки, а з кутом $\varphi > \pi/2$ – для низхідної. В окремому випадку, якщо для всіх частин лінійної ділянки кути нахилу до горизонту $= 0$, траса відповідає горизонтальному (рівнинному) газопроводу.

Математична модель процесу руху твердого тіла газопроводом являє собою залежність лінійної координати від часу $x(t)$ на кожній з нахилених

дільниць 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 дільниць швидкості і прискорення твердого тіла рівні, тобто

$$\begin{aligned}x_i(\tau) &= x_{i+1}(\tau); \\ \frac{dx_i(\tau)}{dt} &= \frac{dx_{i+1}(0)}{dt}; \\ \frac{d^2 x_i(\tau)}{dt^2} &= \frac{d^2 x_{i+1}(0)}{dt^2}.\end{aligned}\tag{4.32}$$

де τ – момент часу проходження твердим тілом кінця i -ї нахиленої дільниці.

Математична модель динаміки руху твердого тіла під тиском газу на кожній з нахилених до горизонту дільниць газопроводу з пересіченим профілем траси базується на принципі Даламбера для механічної системи, згідно з яким геометрична сума векторів усіх сил, що діють на систему, дорівнює нулю, тобто

$$\bar{I} + \bar{S} + \bar{P} + \bar{G} = 0 ,\tag{4.33}$$

де: I, S, P, G – відповідно сили інерції, тертя, тиску і гравітації.

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

$$I = m \frac{d^2 x}{dt^2},\tag{4.34}$$

де m – маса твердого тіла, що рухається.

Сила тертя S в першу чергу визначається характером тертя. Наявність рідких відкладень у газопроводі і суттєве значення сили притиску ущільнювальних елементів поршня до стінок трубопроводу обумовлюють граничний характер тертя, який у порівнянні із сухим і рідинним тертям є найскладніший і найменш вивчений.

Загалом сила тертя визначається силою притиску ущільнювальних елементів поршня до стінок труби K та коефіцієнтом тертя f , тобто

$$S = Kf\tag{4.35}$$

У плані визначення коефіцієнта тертя f і його залежності від швидкості руху ковзаючої пари, фундаментальними слід вважати дослідження І. В. Крагельського [60]. Численні експерименти для визначення коефіцієнта тертя дозволили одержати емпіричну залежність

$$f = (a - V) \exp(b V) \quad (4.36)$$

Коефіцієнти a і b в (4.36) 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_{ρ} 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 газопроводом, характер залежності коефіцієнта тертя від швидкості близький до лінійного і з достатньою точністю (похибка не перевищує 1,5 %) може бути апроксимований прямолінійною залежністю

$$f = f^* + a V \quad (4.37)$$

Крім того, сила тертя також змінюється внаслідок зносу матеріалу ущільнювальних елементів поршня залежно від пройденого шляху. В [37] на основі експериментальних досліджень для визначення зміни сили тертя внаслідок зносу ущільнювальних елементів

$$\frac{S_x}{S_0} = \exp(-\mu^n (1 - \theta V)) \cdot X, \quad (4.38)$$

де S_{ρ} , S_x – значення сили тертя на початку траси і після пробігу віддалі X ; n , θ – сталі коефіцієнти, визначені в [37].

У [31] зазначається, що знос ущільнювальних елементів суттєво впливає на характер руху поршня газопроводом після проходження поршнем віддалі понад 50–80 км залежно від фрикційних характеристик матеріалу ущільнень.

Отже, визначення сили тертя в її залежності від багатьох факторів з метою побудови математичної моделі процесу динаміки руху поршнів газопроводом з пересіченим профілем траси під тиском газу може мати

декілька аспектів залежно від мети досліджень і ступеня адекватності моделі, якого слід досягти.

Сила тиску, що є рухомою силою, спрямованою в додатньому напрямку вздовж осі трубопроводу, визначається перепадом тисків на рухомій границі. Слід відзначити, 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 різні автори проводили дослідження як у лабораторних, так і в промислових умовах.

У [32] наведені результати досліджень перепаду тисків на рухомій границі, одержані на реальних газопроводах у процесі очистки їх від рідинних скупчень. Перепад тисків на рухомому поршні вимірювали чутливим самописним манометром, встановленим на газопроводі, у момент проходження поршнем місця встановлення манометра. Завдяки манометрам, установленим у різних точках траси, провели 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 доходять автори праць [96,97], в яких досліджується контейнерний пневмотранспорт. Однак описані дослідження наведені на відносно коротких газопроводах завдовжки до 20 км.

У [78] з метою визначення залежності зміни перепаду тисків на рухомому очисному поршні в часі розробили спеціальний пристрій, що являв собою поршень з вмонтованим самописним диференційним манометром. Автори стверджують, що при продувці газопроводу з ресивера, в якому містився газ під сталим тиском, характер зміни перепаду на рухомій границі був близький до експоненціального і його можна було апроксимувати залежністю

$$\Delta P(t) = A \cdot e^{-kt} - B \cdot t \quad (4.39)$$

Коефіцієнти A , B і k залежно від параметрів газопроводу й очисного поршня, а також тиску в ресивері, подано в [78], що створює можливість практичного використання (4.39).

Сила гравітації, як відомо, завжди має строго визначений вертикальний напрям, тому на відміну від решти сил у (4.33) не проектується в натуральну величину на вісь нахиленої ділянки газопроводу з пересіченим профілем траси. Очевидно її вплив тим більший, чим ближчий нахил ділянки газопроводу до вертикалі. Загалом

при куті нахилу дільниці до горизонту φ проекція сили тяжіння на вісь трубопроводу

$$G_x = m \cdot g \cdot \sin \varphi, \quad (4.40)$$

де m – маса поршня;
 g – прискорення гравітаційного поля.

Тепер математичну модель процесу руху поршня похилою дільницею газопроводу на основі (4.33) з урахуванням (4.34), (4.36), (4.39) і (4.40) можна записати у вигляді

$$m \frac{d^2 x}{dt^2} = F \cdot \Delta P(t) - S(x, V) - G(x), \quad (4.41)$$

де F – площа поперечного перерізу труби.

З математичної точки зору загальнішим слід вважати використання для перепаду тисків залежності (4.8), оскільки, прийнявши $B = 0$ і $k = 0$, можна прийти до випадку, коли перепад тиску на рухомій границі не залежить від часу.

Загалом для моделювання залежності сили тертя від швидкості руху поршня і пройденого ним шляху слід використати залежності (4.36) і (4.38). Тоді на основі (4.41) одержимо

$$m \frac{d^2 x}{dt^2} = F \cdot (Ae^{-kt} - Bt) - R \cdot \exp\left(-\mu^n \left(1 - \theta \frac{dx}{dt}\right)\right) * \left(a - \frac{dx}{dt}\right) \exp\left(b \frac{dx}{dt}\right) - mg \sin \varphi. \quad (4.42)$$

Для реалізації (4.42) слід використати нульові початкові умови

$$x_{|t=0} = 0; \quad \frac{dx}{dt}_{|t=0} = 0 \quad (4.43)$$

Одержана математична модель є нелінійним диференціальним рівнянням, розв'язок якого в аналітичній формі одержати неможливо. Реалізація (4.42) може бути здійснена одним з числових методів, наприклад методом Рунге-Кутта[8].

Однак для якісних досліджень процесу руху поршня в газопроводі з пересіченим профілем траси можна ввести ряд припущень у (4.42), 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 дільниць: висхідної і низхідної. При русі поршня під дією тиску газу і за відсутності керуючих впливів при русі поршня висхідною дільницею гравітаційна сила буде протидіяти процесові руху, а при русі поршня низхідною дільницею прискорюватиме рух. Тому при переході поршня через верхню екстремальну точку, в якій з'єднуються висхідна і низхідна дільниці, неминуче виникне стрибкоподібне 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 похилих дільниць невеликої довжини, з тим, щоб можна було знехтувати зносом ущільнювальних елементів у процесі руху поршня. Тоді з використанням для впливу швидкості на коефіцієнт тертя залежності (4.37) одержимо

$$m \frac{d^2 x}{dt^2} = F \cdot (Ae^{-kt} - Bt) - R \cdot \left(f^* + a \frac{dx}{dt} \right) - mg \sin \varphi. \quad (4.44)$$

Для реалізації (4.44) в аналітичній формі за початкових умов (4.43)

виконаймо заміну $\frac{dx}{dt} = V$. Тоді $\frac{d^2 x}{dt^2} = \frac{dV}{dt}$. Одержимо лінійне рівняння

$$\frac{dV}{dt} - \frac{R \cdot a}{m} V = \frac{FA}{m} e^{-kt} - \frac{FB}{m} t - \frac{Rf^*}{m} - g \sin \varphi. \quad (4.45)$$

Введімо 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

$$\frac{dV}{dt} - \beta \cdot V = \alpha \cdot e^{-kt} - \gamma \cdot t - Q. \quad (4.46)$$

Функція $V(t)$ перебуває у вигляді добутку двох функцій, які слід визначити

$$V = y z.$$

Тоді (4.46) дає

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

Виберімо функцію z таким чином, щоб

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

Звідси

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

Тепер

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

Або

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

Після інтегрування маємо

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

де C – стала інтегрування.

Загальний розв'язок (4.46)

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

Використаймо початкову умову $V(0) = 0$, й отримаємо

$$V = \frac{\alpha}{k+\beta} \cdot (e^{\beta t} - e^{-kt}) + \frac{Q}{\beta} \cdot (e^{\beta t} - 1) + \frac{\gamma}{\beta} \cdot \left(\frac{1}{\beta} (e^{\beta t} + 1) - t \right). \quad (4.47)$$

Математична модель руху поршня за системою може бути знайдена зі співвідношення $dx = V dt$ і матиме вигляд

$$x = \frac{\alpha}{k+\beta} \cdot \left(-\frac{1}{k} e^{-kt} + \frac{1}{\beta} e^{\beta t} \right) + \frac{Q}{\beta} \cdot \left(\frac{1}{\beta} \cdot e^{\beta t} - t \right) + \frac{\gamma}{\beta} \cdot \left(\frac{t}{\beta} + \frac{1}{\beta^2} e^{\beta t} - \frac{t^2}{2} \right). \quad (4.48)$$

Переходячи від умовних позначень до вихідних фізичних величин у (4.47) і (4.48), одержимо математичну модель процесу руху поршня на похилій дільниці газопроводу у вигляді

$$\begin{aligned}
 V &= \frac{AF}{Ra + mk} \cdot (e^{\frac{Ra}{m}t} - e^{-kt}) + \frac{BF}{Ra} \left(\frac{m}{Ra} (e^{\frac{Ra}{m}t} + 1) - t \right) - \\
 &\quad - \frac{Rf^* - mg \sin \varphi}{Ra} \cdot (1 - e^{\frac{Ra}{m}t}) \\
 x &= \frac{AF}{Ra + mk} \cdot \left(\frac{1}{k} e^{-kt} + \frac{m}{Ra} e^{\frac{Ra}{m}t} \right) - \frac{BF}{Ra} \left(\frac{m^2}{R^2 a^2} e^{\frac{Ra}{m}t} + \frac{m}{Ra} t - \frac{1}{2} t^2 \right) \\
 &+ \frac{Rf^* - mg \sin \varphi}{Ra} \cdot \left(\frac{m}{Ra} e^{\frac{Ra}{m}t} - t \right)
 \end{aligned} \tag{4.49}$$

Одержані залежності (4.49) дозволяють побудувати зміну в часі лінійної координати $X(t)$ і швидкості руху поршня $V(t)$ протягом періоду його руху газопроводом з пересіченим профілем траси. Якщо траса газопроводу складається з N послідовно з'єднаних нахилених дільниць, то розрахунки слід вести за наступним алгоритмом.

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

2. Проводять розрахунок руху поршня трасою згідно з другим рівнянням системи (4.49), причому відзначають відрізки часу t_i , на яких, згідно з профілем траси, відбувається різка зміна кута нахилу ділянки до горизонту. Таким чином одержуємо масив значень t_i , які відповідають кутам нахилу дільниць до горизонту φ_i .

3. Одержані масиви використовують для розрахунку швидкості руху поршня газопроводом за першим рівнем системи (4.49). Таким чином одержуємо залежність лінійної координати і швидкості руху поршня залежно від часу як незалежної змінної.

Слід відзначити, що залежності (4.49), одержані для випадку зміни перепаду тисків на рухомій меж, що визначається залежністю (4. 8), тобто для випадку, коли рух поршня газопроводом здійснюється завдяки енергії газу, акумульованого в ресивері. Однак ці розв'язки загальні і легко можуть бути трансформовані для випадку, коли рух поршня відбувається при сталому тиску на початку дільниці. В такій постановці завдання в (4.49) слід прийняти $k = 0$ і $B = 0$, а величину A вважати постійним перепадом тиску на рухомій границі.

Дослідження впливу профілю траси газопроводу на характер руху поршнів газопроводом проводили на основі одержаних математичних моделей у формі (4.42) та (4.49). Метою досліджень було встановлення діапазону зміни швидкості руху поршня при різних умовах подачі газу в газопровід з пересіченим профілем траси.

Поставлене завдання розглядали в двох аспектах. У першому випадку треба було встановити діапазон зміни швидкостей при переході поршня з висхідної на низхідну дільницю чи навпаки.

Як було відзначено вище, на низхідній та висхідній дільницях сила гравітації суттєво по-різному впливає на динаміку руху поршня. При русі на висхідній дільниці вона протидіє рухові, тобто виконує роль гальмівної сили. На низхідній дільниці навпаки, сила гравітації прискорює рух поршня. Важливо передбачити, наскільки суттєвим може бути гальмування чи прискорення руху з тим, щоб швидкість не виходила за границі, обумовлені регламентом для цього типу поршнів.

Дослідження проводили на гіпотетичному газопроводі, що являє собою послідовне з'єднання двох похилих дільниць. Початкову і кінцеву точки вибирали фіксованими як за довжиною, так і за геодезичною відміткою. Їх геодезична координата збігалася з умовним нулем перевишень, а загальна віддаль між початковою і кінцевою точками по горизонтальній прямій становила $2L$. Посередині траси, тобто на віддалі L від початку, була розташована змінна геодезична відмітка профілю, яка могла мінятися в границях 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 дільниць, а при додатній – навпаки. Отже, одержали рід профілів, для якого реалізувалась математична модель (4.49) за вказаним вище алгоритмом. Метою дослідження було встановлення діапазону зміни швидкості руху поршня при переході з однієї похилої дільниці на іншу залежно від величини геодезичної відмітки профілю траси. Якщо цей діапазон виявляється недопустимим для цього типу поршнів з умовами регламенту, то слід застосувати провідні впливи для його звуження. Іншими словами реалізація дослідження має дати відповідь на запитання: в яких границях зміни профілю траси можливий рух поршня цього призначення без застосування провідних впливів, щоб швидкість поршня не виходила за границі, обумовлені регламентом. Завдання розв'язано для випадків підтримання постійного тиску на початку газопроводу і використання ресивера як акумулятора енергії газу.

Результати розрахунків за наведеними математичними моделями для розробленої розрахункової схеми виконано за програмою, вихідний

модуль якої подано в додатку А. На їх основі побудовано графіки (рис. 4.21, 4.22).

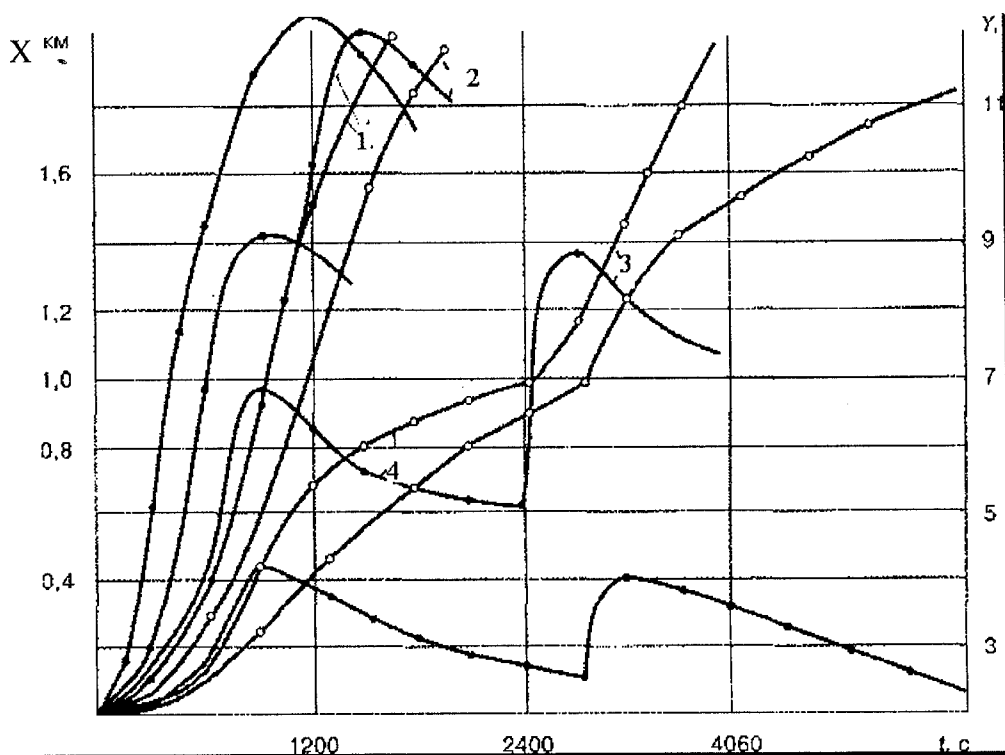


Рис 4.21. Характер руху очисного пристрою

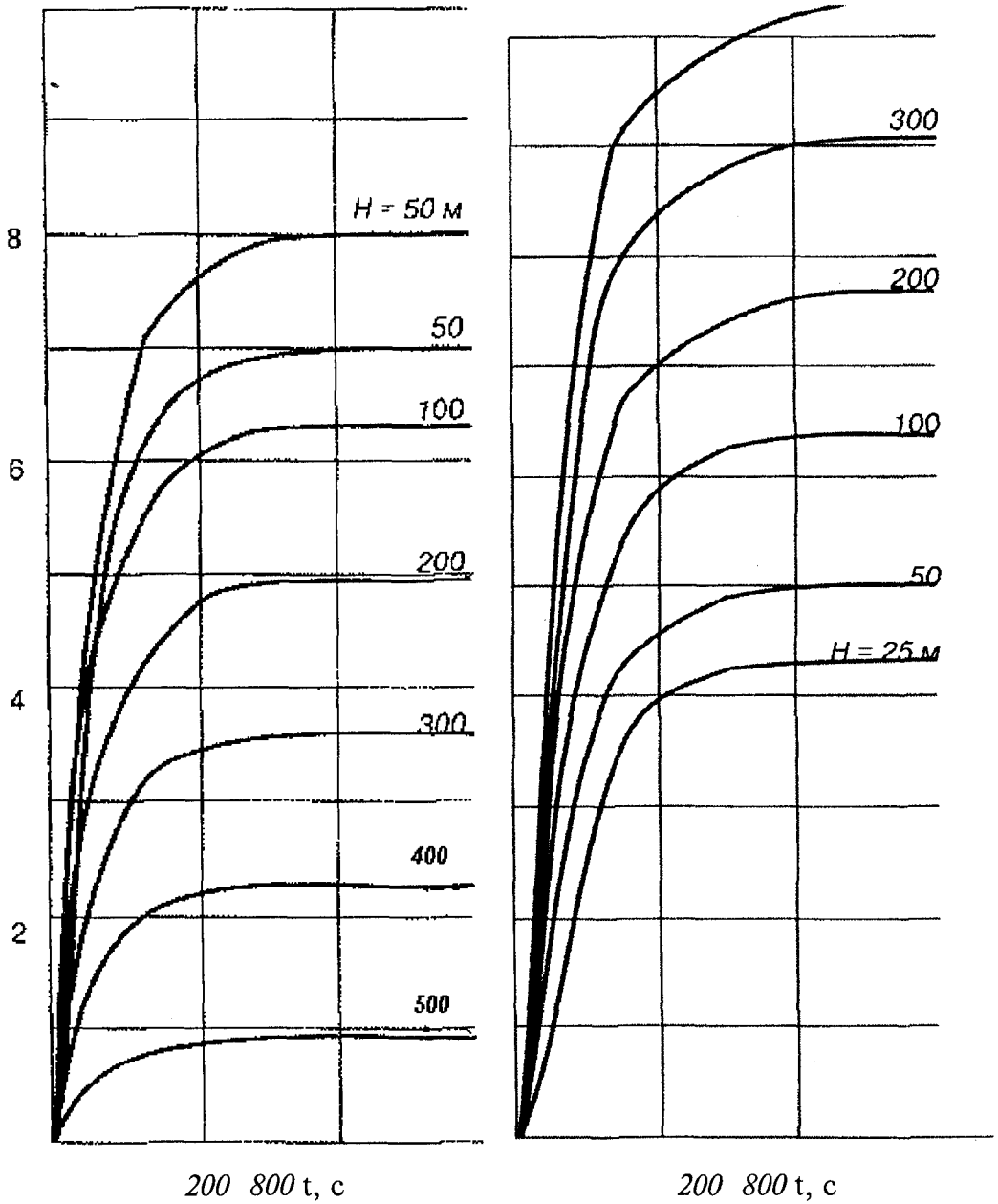
1— $H=100$ м; 2 — $H=200$ м ; $H=300$ м.

H — різниця геодезичних позначок;

У першу чергу слід відзначити принципово різний характер руху поршнів у випадку підтримування сталого тиску на початку газопроводу і у випадку використання енергії газу в ресивері. В першому випадку характерні розгін поршня, який триває протягом 600–800 с залежно від профілю траси, і подальша стабілізація швидкості. Час стабілізації швидкості залежить від маси поршня і нахилу ділянки до горизонту. Із збільшенням маси поршня і кута нахилу висхідної ділянки до горизонту час стабілізації швидкості зменшується. Однак діапазон зміни часу стабілізації швидкості несуттєвий.

У випадку використання енергії газу, накопиченого в ресивері, характер руху поршня має явно виражений інерційний принцип.

$V, \text{ м/с}$



a – стабілізація швидкості на підйомі;
б – стабілізація швидкості на спуску.

Рис. 4.22. Стабілізація швидкості поршня при постійному тиску на початку газопроводу

У початковій фазі спостерігається різке зростання швидкості (період розгону поршня), а після досягнення певного максимального значення відразу спостерігається її повільний спад. Із збільшенням маси поршня і кута нахилу дільниці до горизонту період розгону зменшується. Відсутність періоду руху поршня з постійною швидкістю пояснюється тим, що перепад тиску на рухомій границі постійно спадає. Після розгону поршня через велике значення початкової енергії в ресивері швидкість руху починає зменшуватись завдяки дії сил опору і гравітації.

З точки зору досягнення високих ступенів очистки газопроводу перевагу слід віддати способу підтримання сталого тиску на початку дільниці, якщо це технічно можливо.

За потреби вести продування завдяки енергії газу, що накопичився в ресивері, для досягнення вказаної мети слід вибирати ресивер великого об'єму. При об'ємах ресивера, на порядок більших за об'єм лінійної дільниці, якою рухається поршень, згідно з [78] коефіцієнти k і B в залежності (4.40) суттєво малі і ефектом зміни перепаду тисків на рухомому пристрої можна знехтувати.

Аналіз результатів розрахунків показує, що профіль траси газопроводу має вплив на характер руху поршнів трубопроводом. При перевищенні геодезичних відміток до 25 м (геометричний нахил до 0,0025) вплив гравітаційних сил на характер руху поршня несуттєвий, у зв'язку з чим профілем траси газопроводу слід нехтувати. Якщо різниця геодезичних відміток перевищує 25 м (геометричний нахил дільниці 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 трубопроводом. За однакової довжини 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 газопроводом. Слід відзначити, що характер з'єднання послідовних дільниць (висхідної з низхідною чи навпаки) при цьому не має значення. Тому досить проаналізувати одну з форм профілю і з'ясувати її вплив на динаміку руху поршнів. З фізичної точки зору збільшення часу руху поршня газопроводом з профілем траси можна пояснити тим, що втрата енергії завдяки 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 зі стабільною швидкістю. Час стабілізації швидкості руху поршня залежить від перепаду геодезичних відміток траси, однак така залежність несуттєва. Цей час лежить у границях 600–850 с. Залежно від профілю траси і при зміні геометричного нахилу від +0,05 до -0,05 час стабілізації швидкості зростає в 1,38 раза. Однак найбільший інтерес у цьому дослідженні викликає вплив зміни профілю траси на характер руху поршня. Результати розрахунків показують, що при русі поршня по висхідній ділянці його швидкість суттєво менша, ніж при русі низхідною ділянкою. Очевидно, що співвідношення швидкостей залежить від перепаду геодезичних відміток. Так, при перепаді геодезичних відміток 100 м співвідношення швидкостей на висхідній і низхідній ділянках становить 0,7, а при перепаді висот у 500 м це співвідношення зменшується до 0,07, тобто в 10 разів.

Це означає, що в газопроводах з пересіченим профілем траси слід ухвалювати провідні рішення з метою стабілізації швидкості поршня, якщо різниця геодезичних відміток на стику висхідної і низхідної ділянки перевищує 50,0 м.

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

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

звідки

$$\Delta P = \frac{S_{\text{мп.}} + mg \sin \varphi}{F}. \quad (4.50)$$

Якщо вважати відношення

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

перепадом тисків через сили тертя ущільнювальних елементів до стінки труб, а величину

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

за перепад тисків від дії гравітаційних сил, то останнє в пікових точках траси (на переході з висхідної ділянки до низхідної чи навпаки) завдяки зміні кута φ міняє знак на протилежний. Тобто, якщо на висхідній ділянці перепад тиску від дії гравітаційних сил спричиняє опір рухові поршня, то при переході на низхідну ділянку він є 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 раза при перепаді висот 100 м і до 11,47 раза при перепаді висот у 500 м. Такі суттєві зміни швидкості не можуть задовольнити умови 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 у зв'язку з чим є можливість контролювати рух поршня, поставлене завдання спрощується. Однак для довгих газопроводів слід врахувати величину зносу ущільнень у процесі руху поршня, у зв'язку з чим поставлене завдання ускладнюється.

4.5. Приклади розрахунку параметрів процесу очищення газопроводів «Братерство» і Уренгой – Помари – Ужгород і аналіз його результатів

Профілактичне очищення газопроводу «Братерство» ДУГ-11 діаметром 1400 мм здійснили 11.09.1984 р. Основні параметри перекачування газу до і після продування, а також у період руху очисного пристрою газопроводом наведені в табл. 4.8.

Очисний поршень манжетного типу був запущений з камери пуску очисного пристрою КС «Долина» 12.09.1984 р. о 13-й 10 і прийнятій у камеру прийому очисного поршня КС «Россош» 12.09.1984 р. о 20-й 50. Час руху очисного поршня становив 7 год. 40 хв. За цей час поршень здолав відстань 109 км. Середня швидкість руху очисного поршня становила 3,95 м/с.

При плануванні процесу очищення газопроводу ДУГ-11 газопровід обстежували з метою визначення кількості рідких накопичень у порожнині труб, фізичних властивостей рідини і характеру розподілу накопичень по довжині трубопроводу.

Обсяг рідких накопичень установлюють на підставі диспетчерських даних експлуатації газопроводу зі зміни вологоємності газу на границях ділянки. Характер розподілу рідини по довжині газопроводу визначають методом зміни стаціонарних станів у період повної зупинки газопроводу.

Фізичні властивості пробки рідких накопичень визначали методом добору проб з конденсатозабірників ареометром і капілярним віскозиметром.

На підставі наведеного обстеження трубопроводу з урахуванням оцінки функціональних властивостей ущільнювальних елементів

очисного поршня знайшли значення оптимальної швидкості руху очисного пристрою на кожній з ділянок траси. Результати розрахунків за наведеною методикою зведені в табл. 4.8.

Таблиця 4.8.

Розрахункові значення оптимальної швидкості руху поршня на ділянках газопроводу «Братерство»

№ з/п	Ділянка, км		Перевищення, м		i	d, м	10 ³ μ, кгс/м ²	ρ, кг/м ³	S, Н	δ, м	M, кг · 10 ³	V ₀ , м/с
	Поча-ток	Кі-нець	Поча-ток	Кі-нець								
1	17,8	27,2	403,9	661,0	0,0274	1,4	1,476	820	8830	0,22	29	3,87
2	27,2	36,6	661,7	812,5	0,016				6978		20	3,66
3	36,6	44,8	812,5	1036,9	0,0274				5246		11,5	5,33
4	44,8	52,4	879,2	1074,7	0,0371				3641		9	5,15
5	68,4	80,0	469,3	1111,0	0,0553				2124		7,5	4,54
6	89,9	91,1	382,6	509,2	0,122				1012		2,2	5,84

Розроблена і викладена методика дозволила також розрахувати режим подачі газу в газопровід, за якого досягатимуть розраховані значення швидкостей руху очисного пристрою на заданих ділянках.

Результати розрахунків, а також фактичні дані, зняті при очищенні порожнини газопроводу «Братерство», подані у вигляді графіків на рис. 4.23.

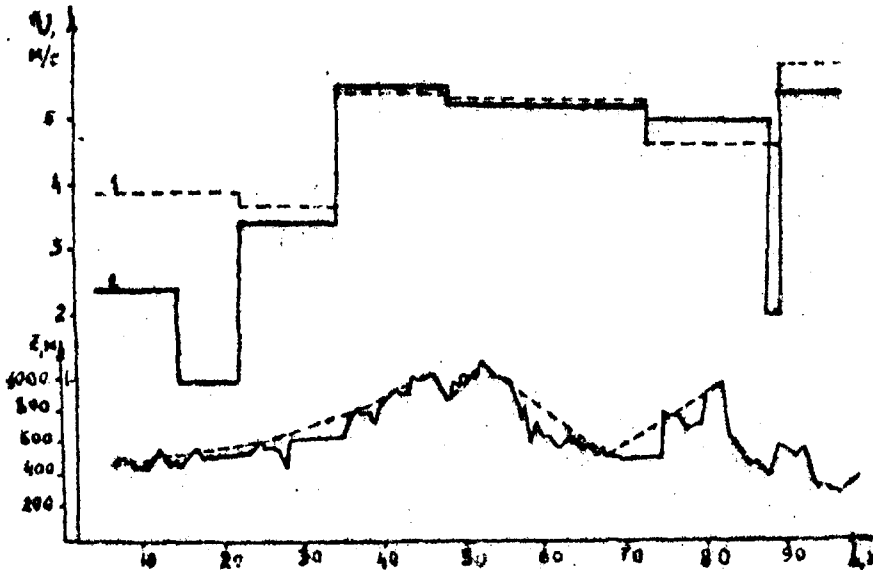


Рис. 4.23. Розрахункові (1) і фактичні (2) параметри режиму очищення газопроводу «Братерство»

Аналіз режимів продування ділянок газопроводу «Братерство» показує, що на всіх ділянках траси, за винятком початкового, швидкість руху очисного поршня була близька до оптимальної.

На першій (початковій) ділянці траси (7,8...27,2) оптимальне значення швидкості руху очисного поршня становило 3,87 м/с. Однак унаслідок нестационарного процесу, викликаного регулюванням продуктивності КС, не вдалося витримати оптимальну швидкість руху очисного поршня. Тому спостерігалось значне відхилення швидкості руху поршня від оптимального значення (до 54,2 %). У зв'язку з цим відхилення ступеня очищення газопроводу від його максимального значення становитиме 0,705. Іншими словами, ефективність роботи газопроводу після продування становитиме $0,839 E_{\max}$ (E_{\max} – максимальне значення ефективності продування, що могло бути досягнуте за умови $V=V_0$).

На другій ділянці траси (27,2...36,6 км) реальна швидкість руху поршня була менша від оптимального значення, що становить для цієї ділянки 3,66 м/с. Відхилення фактичної швидкості від оптимальної – 10,3 %. При цьому ефективність роботи газопроводу після очищення в порівнянні з її максимальним значенням становила 0,992.

На третій ділянці траси (36,6...44,8 км) фактична швидкість поршня досягла 5,42 м/с, що вище від оптимального значення (5,23 м/с) на 3,6 %. Відповідно ефективність роботи газопроводу становила (у порівнянні з її максимальним значенням) 0,998.

На четвертій ділянці траси (44,8...52,4 км) фактична швидкість руху очисного поршня дорівнювала 5,1 м/с, що на 0,8 % нижче від оптимального значення (5,15 м/с). При цьому ефективність газопроводу після продування стосовно максимального значення була 0,9999.

На п'ятій ділянці траси (68,4...80 км) оптимальна швидкість руху поршня становила 4,54 м/с і перевищувала фактичне значення швидкості руху поршня на 3,46 %. Слід зазначити, що на відмітці 78,7 км відбулося різке зниження швидкості (до 1,86 м/с), що привело до зниження ефективності очищення на цій області. Тому ефективність роботи газопроводу після продування стосовно максимального значення становила 0,87.

На останній, шостій ділянці траси (80 км – КС «Россош») фактична швидкість становила 5,4 м/с, що нижче від її оптимального значення (5,84 м/с) на 7,8%. Це сприяє зниженню ефективності роботи газопроводу стосовно її максимально можливого значення 0,987.

Середня розрахункова ефективність роботи газопроводу після очищення, визначена за наведеною методикою, становила 0,966. 3

урахуванням зазначених відхилень ефективності по ділянках траси внаслідок відхилення швидкості руху поршня від оптимального значення середньозважене відхилення ефективності після продування — 0,942.

Значення фактичних тисків, витрат, а також коефіцієнти гідравлічної ефективності, розраховані за їхніми значеннями, до очищення, у період очищення і після нього показані у вигляді графіків на рис. 4.24. У результаті аналізу графіків впливає, що гідравлічна ефективність газопроводу «Братерство», розрахована на підставі фактичних даних за наведеною методикою, збільшилася після продування і коливається біля середнього значення 0,95 з діапазоном флуктуації 0,005. Порівняння фактичних і розрахункових показників виявляє їхню добру збіжність.

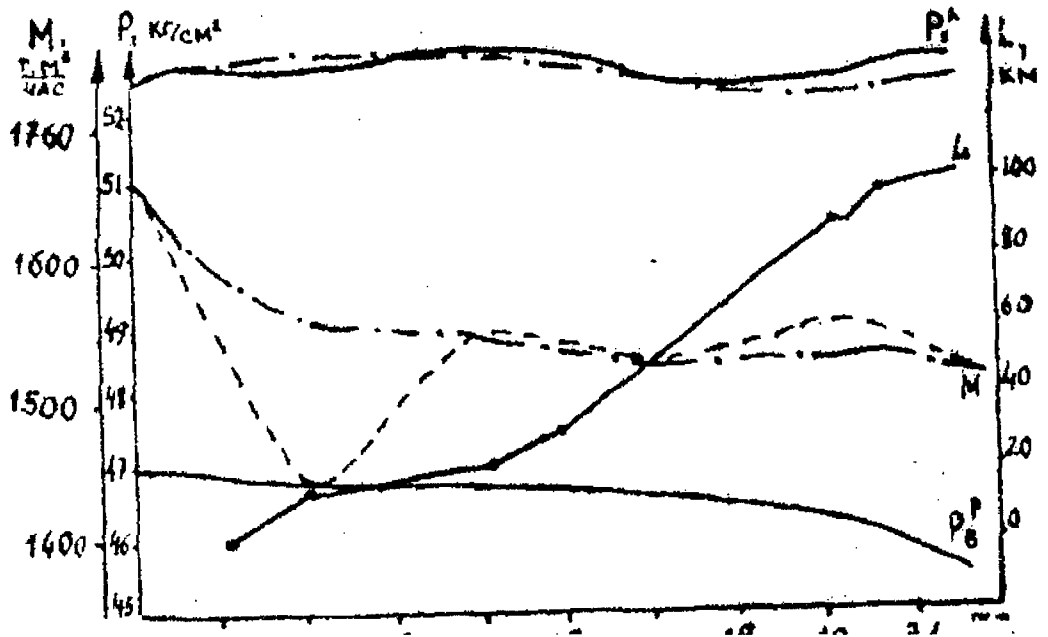


Рис. 4.24. Режим роботи газопроводу «Братерство» до і після очищення

Продування газопроводу Уренгой — Помари — Ужгород здійснили 20.09.85 р. О 9-й 55 хвилинний поршень типу ОПРМ запустили з камери пуску очисного пристрою КС «Богородчани» і о 15-й 00 прийняли у камеру прийому очисного пристрою КС «Голятин». Таким чином, тривалість продування становила 5 год 05 хв. За цей час очищення поршень пройшов відстань 127,6 км. Середня швидкість руху очисного пристрою становила 2,55 м/с.

Технічна характеристика очисного пристрою:

Тип пристрою	ОПРМ
Зовнішній діаметр манжет, мм	1420
Діаметр твердого корпусу, мм	1020
Сумарна ширина контактної кільця, мм	220
Сила тертя манжет до стінок труби, кН	7,55

При плануванні режиму очищення порожнини газопроводу Уренгой – Помари – Ужгород його ділянку Богородчани – Голятин розбили на дві частини, для яких характерні різні середні геометричні ухили висхідних ділянок. Перша ділянка завдовжки 32 км і з перепадом висот 120 м, друга ділянка завдовжки 76 км і з перепадом висот по трасі 510 м. Середній геометричний ухил трубопроводу на першій ділянці становив 0,004, на другій – 0,0511. Кількість рідини в кожній з ділянок визначали методом зміни стаціонарних станів у період зупинки газопроводу, і вона становила на першій ділянці $11,2 \cdot 10^3$ кг і на другій – $26 \cdot 10^3$ кг. Рідкі скупчення в трубопроводі були представлені в основному газовим конденсатом, щільність якого (виміряна ареометром) становила 805 кг/м^3 , а динамічна в'язкість (виміряна капілярним віскозиметром) – $1,5 \cdot 10^{-3} \text{ нс/м}^2$.

На підставі наведених даних за розробленою методикою розраховували оптимальні значення швидкості руху очисного пристрою. При цьому силу тертя очисного пристрою на початку другої ділянки визначали з урахуванням зносу його ущільнювальних манжет на першій ділянці. Результати розрахунків наведені в табл. 4.9.

Таблиця 4.9.

Розрахункові і фактичні значення оптимальних швидкостей руху поршня для газопроводу Уренгой – Помари – Ужгород

Номер ділянки	Маса рідини, кг	Сила тертя, Н	Середній геометричний нахил	Розрахункове значення оптимальної швидкості, м/с	Швидкість руху, м/с	Відхилення, %
1	$11,2 \cdot 10^3$	7550	0,004	8,56	8,2	2,15
2	$26 \cdot 10^3$	6698	0,0511	6,24	6,6	2,96

На першій ділянці фактична швидкість руху очисного поршня менша від розрахованого оптимального значення. Відхилення становить 2,15%. У зв'язку з цим відхилення ступеня очищення газопроводу від оптимального його значення, одержуваного при $V=V_0$, теж 2,15%. Ефективність роботи ділянки газопроводу після продування стосовно її максимального значення, що відповідає оптимальній швидкості руху поршня, – 0,981.

На другій ділянці швидкість руху поршня вища за розрахункове значення. Відхилення – 2,96%. Внаслідок цього ефективність роботи ділянки газопроводу після продування щодо її максимального значення, характерного для оптимальної швидкості руху поршня, становить 0,992.

Середня розрахункова ефективність роботи ділянки газопроводу Богородчани – Голятин, визначена за розробленою методикою, досягла 0,965. З урахуванням зазначених відхилень швидкості руху очисного поршня від її оптимального значення середньозважене по довжині значення коефіцієнта гідравлічної ефективності після продування становило 0,942.

Параметри перекачування до і після продування, а також розраховані значення коефіцієнта ефективності зазначені на рис. 4.25.

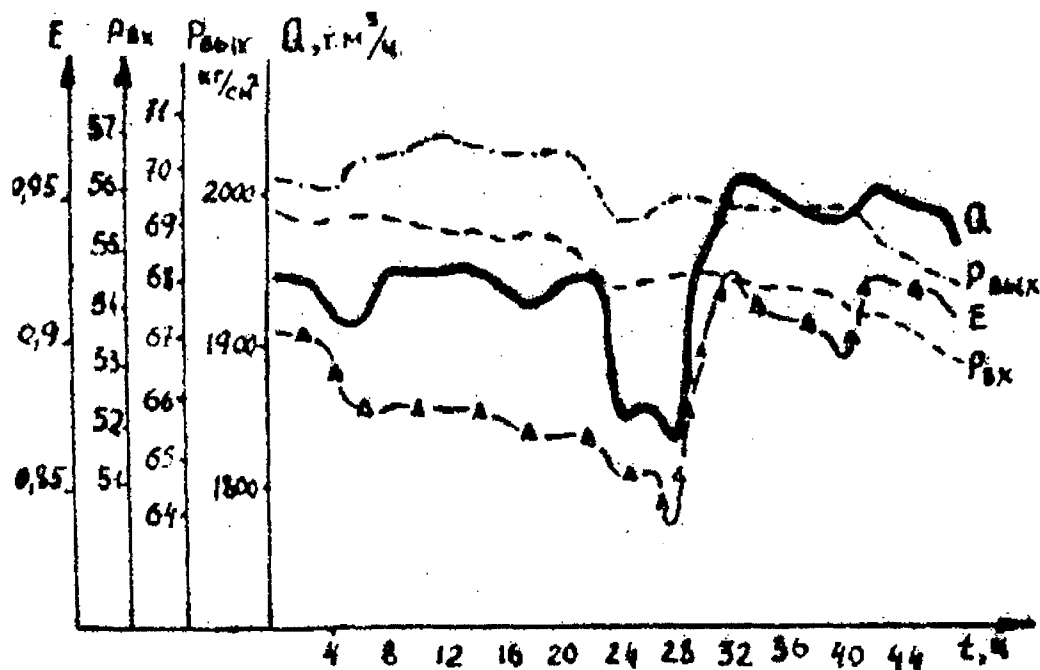


Рис. 4.25. Режим роботи газопроводу Уренгой – Помари – Ужгород до і після очищення

Аналіз прогнозованих і фактичних режимів роботи газопроводу в період продування, а також значень швидкостей і коефіцієнтів ефективності роботи газопроводу після очищення відбиває адекватність розроблених математичних моделей процесу. Отже, розроблену методику прогнозування і оптимізації режимів продування газопроводу можна рекомендувати для її впровадження при плануванні продувань газопроводів з пересіченим профілем траси.

4.6. Про періодичність очисток газопроводу у момент його експлуатації

Для розв'язання завдання щодо оптимального вибору з погляду одержання максимального прибутку від реалізації газу в період між двома профілактичними продуваннями магістрального газопроводу треба оцінити ефективність роботи газопроводу перед продуванням і характер її зміни у момент експлуатації останнього. Очевидно, що ефективність роботи газопроводу на початку його експлуатації лежить близько до одиниці і максимальна, оскільки звичайно перед введенням газопроводу в експлуатацію проводять його продування.

З часом експлуатації газопроводу внаслідок неповного осушення і очищення газу, що транспортується, у трубах починають випадати газовий конденсат і вода, що, накопичуючись у знижених ділянках траси, створюють додатковий гідравлічний опір руху газу, що в остаточному підсумку приводить до зниження ефективності його роботи. Характер і темп зниження ефективності роботи газопроводу залежать від багатьох параметрів режиму роботи магістрального газопроводу і фізичних властивостей газу, що перекачується. Так, зі збільшенням середньої температури газу в газопроводі і зниженням точки роси газу, що перекачується, інтенсивність випадання конденсату, вологи і гідратів у трубах зменшується, що приводить до зниження ефективності темпу падіння роботи газопроводу. Збільшення середнього тиску газу в газопроводі, навпаки, створює сприятливі умови для випадання конденсату і цим самим прискорює процес зниження ефективності роботи газопроводу. Крім того, на темп зниження ефективності роботи газопроводу впливає конденсаційність подаваного в газопровід газу. Недостатній ступінь очищення й осушення газу приводить до прискорення зниження ефективності роботи газопроводу.

Крім того, на темп і характер зниження ефективності роботи газопроводу впливає хімічний склад газу, що транспортується. Так,

що наявні в газі, який транспортується, вуглекислий газ і сірчисті сполуки за присутності вологи утворюють у внутрішній порожнині газопроводу кисле середовище, що за сприяння температури і тиску приводить до корозійних процесів на внутрішній поверхні стінок газопроводу.

Для встановлення характеру зміни ефективності роботи газопроводу в період його експлуатації проаналізовані статистичні дані режимів роботи магістральних газопроводів «Братерство», «Союз» і Уренгой – Помари – Ужгород (рис. 4.26). За відомими витратами і тисками на початку і вкінці траси визначали середній фактичний коефіцієнт гідравлічного опору на кожен місяць експлуатації газопроводу і коефіцієнт гідравлічної ефективності.

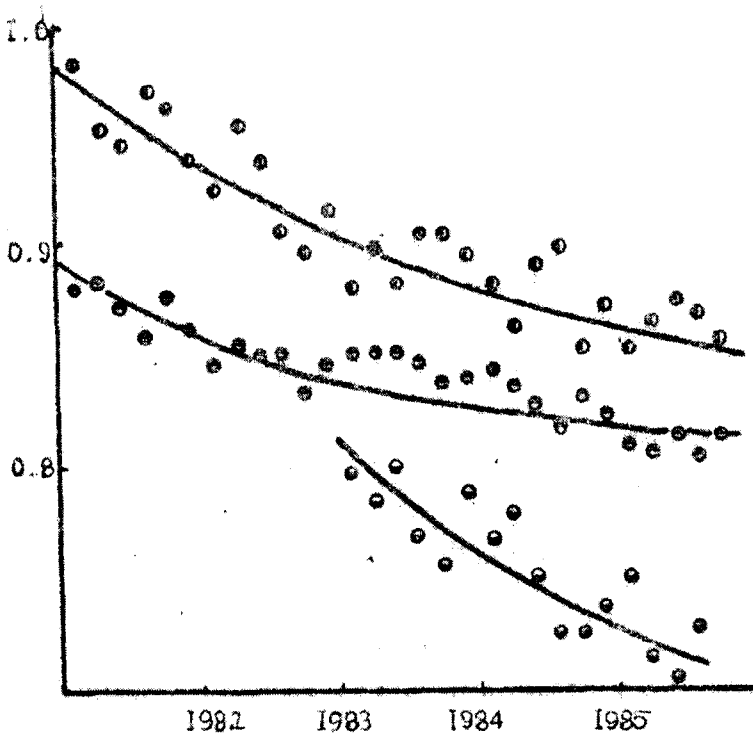


Рис. 4.26. Зміна ефективності газопроводів у часі

Як показує аналіз результатів розрахунків, характер зміни ефективності роботи газопроводу у момент його експлуатації близький до експонентного і може бути апроксимований у вигляді

$$E(t) = E_0 \exp(-\alpha t) \quad (4.51)$$

Середню ефективність роботи газопроводу за період його експлуатації τ можна знайти так:

$$E_{\text{cp}} = \frac{1}{\tau} \int_0^{\tau} E(t) dt \quad . \quad (4.52)$$

Якщо за період експлуатації газопроводу τ проводилось n продувань із пропуском механічних засобів очищення і після кожного продування ефективність роботи газопроводу досягала свого максимального (початкового) значення, то в цьому випадку середня за період τ ефективність газопроводу може бути визначена в такий спосіб:

$$E_{\text{cp}} = \frac{n}{\tau} \int_0^{\tau/n} E(t) dt \quad . \quad (4.53)$$

З (4.53) випливає, що зі збільшенням числа продувань газопроводу за період його експлуатації τ середня ефективність його роботи за той же період зростає, а отже, збільшується обсяг газу, що перекачується. З іншого боку, збільшення кількості продувань веде до додаткових експлуатаційних витрат, що у свою чергу сприяє збільшенню собівартості транспортування газу. Отже, з одного боку, збільшення середньої ефективності роботи газопроводу за період його експлуатації τ , що досягається збільшенням числа продувань за цей період, приводить до збільшення обсягів перекачування газу, а з іншого боку – збільшення числа продувань за період часу τ викликає додаткові витрати і, як наслідок, зростання собівартості транспортування газу. Таким чином, функціональна залежність прибутку від реалізації газу за період τ від числа продувань n за цей же період повинна мати максимум.

Загалом прибуток від реалізації газу з урахуванням ефективності його роботи і витрат на продування можна виразити так:

$$\Pi = C E_{\text{cp}} q_{\text{T}} \tau - S n, \quad (4.54)$$

де C – різниця відпускної вартості і собівартості видобутку і транспортування газу; E_{cp} – середня ефективність роботи газопроводу за період τ ; q_{T} – теоретична (розрахункова) продуктивність газопроводу; S – витрати на одне продування; n – кількість продувань за період τ .

З урахуванням (4.53) залежність (4.54) можна привести до вигляду

$$\Pi = n q_{\text{T}} C \int_0^{\tau/n} E(t) dt - S n \quad (4.55)$$

Оптимальне число продувань за період експлуатації газопроводу за умови одержання максимального прибутку від реалізації газу:

$$\frac{\partial \Pi}{\partial n} = 0 \quad (4.56)$$

Загалом розв'язок (4.56) не становить труднощів з математичної точки зору, якщо задана функція $E(t)$. Ця функція може бути або у формі емпіричної залежності, або задана табличним (графічним) способом.

Якщо функцію $E(t)$ подати у вигляді (4.51), то середня ефективність роботи газопроводу за період t можна знайти з (4.52):

$$E_{\text{ср}} = \frac{nE_0}{\alpha \tau} \left(1 - e^{-\frac{\alpha \tau}{n}} \right). \quad (4.57)$$

З урахуванням (4.57) залежність (4.55) можна подати у вигляді

$$\Pi = \frac{nE_0 C}{\alpha} q_T \left(1 - e^{-\frac{\alpha \tau}{n}} \right) - S n \quad (4.58)$$

Оскільки мета завдання – визначення дискретного числа продувань, то експоненціальну функцію (4.48) варто розкласти в ряд і обмежитися першими двома його членами. Тоді розв'язок (4.31) подамо у вигляді

$$n_0 = \tau \sqrt{\frac{C}{2S} E_0 q_T \alpha}. \quad (4.59)$$

Середню ефективність роботи газопроводу за період часу при цьому можна знайти підстановкою (4.59) у (4.57).

Якщо при заданому обсязі перекачування Q потрібно забезпечити мінімальні енергетичні витрати на транспортування, то оптимальна періодичність профілактичних очищень буде

$$\frac{\partial \Theta}{\partial n} = 0, \quad (4.60)$$

де Θ – енерговитрати на транспортування газу для газопроводу з K компресорними станціями з урахуванням числа продувань;

$$\Theta = \tau N_{\Sigma} + nS; \quad (4.61)$$

τ – період експлуатації; N_{Σ} – сумарна потужність усіх КС; S – витрати на одне продування.

Якщо потужність i -ї КС виразити з рівняння політропічного стиску з показником політропи m , у підсумку одержимо

$$\Theta = \tau Q \frac{m}{m-1} \sum_{i=1}^K \frac{Z_{Bi} T_{Bi}}{\eta_i} \left[\left(\frac{P_{Hi}}{P_{Bi}} \right)^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right] + S_n \quad (4.62)$$

Значення тисків P_{Hi} і P_{Bi+1} при стаціонарному режимі перекачування зв'язані між собою співвідношенням

$$P_{Hi}^2 = P_{Bi+1}^2 + C_i E_{CP}^2 Q^2 \quad (4.63)$$

Підставивши (4.63) у (4.62), одержимо

$$\Theta = \tau Q \frac{m}{m-1} \sum_{i=1}^K \frac{Z_{Bi} T_{Bi}}{\eta_i} \left[\left(\frac{(P_{Bi+1}^2 + C_i E_{CP}^2 Q^2)^{1/2}}{P_{Bi}} \right)^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right] + S_n \quad (4.64)$$

Виразивши E_{CP} через кількість профілактичних продувань n , запишемо

$$\Theta = \tau Q \frac{m}{m-1} \sum_{i=1}^K \frac{Z_{Bi} T_{Bi}}{\eta_i} \left[\left(\frac{(P_{Bi+1}^2 + C_i Q^2 \left(\frac{n}{\tau} \int_0^{\tau/n} E(t) dt \right)^2)^{1/2}}{P_{Bi}} \right)^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right] + S_n \quad (4.65)$$

Рівняння (4.65) з урахуванням (4.63) покладене в основу розрахунку оптимальної періодичності очищень газопроводу «Союз». При цьому характер зміни гідравлічної ефективності в часі $E(t)$ був визначений на основі викладеної методики.

Результати розрахунку з оптимізації періодичності профілактичних очищень порожнини наведені в табл. 4.10.

Таблиця 4.10

Визначення оптимальної періодичності газопроводів
на ділянках ПО «Прикарпаттрансгаз»

Газопровід	Діаметр, мм	Довжина ділянки, км	Коефі- цієнт старіння	Ефектив- ність після очистки	Оптимальна періодичність очистки	
					по (4.34)	по (4.40)
«Братерство»	1400	102,2	0,0246	0,958	2,4	4,6
«Союз»	1400	142,0	0,0111	0,962	1,8	3,3
Уренгой – Помари – Ужгород	1400	127,9	0,0205	0,944	2,1	4,2

Аналіз результатів розрахунків показує, що оптимальна кількість профілактичних очищень порожнини газопроводу, розрахована на підставі (4.65), більша від аналогічного показника, визначеного за (4.57). Це пояснюється різними умовами експлуатації систем і затратами на проведення очисток.

4.7. Методи визначення координати пристрою, що зупинився в газопроводі*

Методи визначення місця зупинки очисних пристроїв у газопроводі виникли разом з очисткою трубопроводів механічними пристроями. Небезпека застрявання механічного пристрою в трубопроводі при проведенні очисних робіт і реальні дані про такого роду аварії змусили розробити методи визначення координати зупиненого пристрою в газопроводі.

Слід зауважити, що саме фізична картина зупинки очисного пристрою в трубопроводі в різних випадках була різною і залежала від причини зупинки очисного пристрою. Суттєвою різницею з точки зору визначення координати зупиненого пристрою був ступінь закупорки газопроводу. При повній закупорці газопроводу (тобто

* Написав Р. М. Терещенко.

за відсутності перетікань через місце закупорки) завдання визначення місця зупинки пристрою суттєво спрощувалось, і при цьому підвищувалась точність прогнозу. У випадку часткової зупинки (тобто за наявності перетікання газу через місце закупорки) завдання пошуку координати пристрою, що застряв, суттєво ускладнювалось.

Тому для різних випадків слід було розробляти принципово різні методи діагностування. Це привело до появи великої кількості різноманітних методів, ефективність і точність яких була незадовільною.

За принципом реалізації методи пошуку місця зупинки пристрою в газопроводі, які існували, можна розділити на: постові, конструктивні, ультразвукові, газодинамічні.

Постові методи передбачають розміщення трасою постів, які збирають і передають інформацію про час проходження пристрою через пост.

В основі конструктивних методів лежить ідея розміщення в конструкції очисного пристрою спеціального сигналізатора (свисток, радіоактивний елемент, який при зупинці пристрою сигналізує про його місцезнаходження).

Ультразвукові методи передбачають застосування спеціального пристрою, який посиляє ультразвукові сигнали в трубопроводі і сприймає їх відбиту хвилю.

Газодинамічні методи передбачають використання законів руху газового потоку і реально стисненого газу для визначення місця зупинки пристрою в газопроводі.

Кожен з класів перелічених методів має свої переваги і недоліки, про які ми скажемо нижче.

Основним завданням досліджень є розробка методу, який відрізнявся б очевидною простотою і задовільною точністю, міг би бути реалізований без залучення спеціальних засобів і матеріалів.

Постові методи передбачають розміщення трасою газопроводу спеціальних постів, у ролі яких можна використовувати сигналізатори проходження пристрою, які встановлюють на трубі з безпосередньою врізкою у внутрішню порожнину. Сигналізатори бувають механічними, гідравлічними й електромагнітними. Кожен з типів сигналізаторів мусить відзначити момент проходження поршнем перерізу, де встановлено сигналізатор з відміткою моменту часу проходження. Якщо сигналізатор з номером N подав сигнал

проходження пристрою, а сигналізатор з номером $N+1$ такого сигналу не подав, то місце зупинки пристрою міститься на області між сигналізаторами N і $N+1$. Отже для визначення координати зупинки пристрою треба збільшувати частоту встановлених постів, що у випадку використання сигналізаторів приведе до зниження надійності трубопроводу через часті врізки. При використанні людського фактора в ролі постів виникає проблема визначення моменту проходження пристрою, оскільки рівень шуму при його русі швидко розповсюджується металом труби. Тому постові методи здатні лише наближено визначити область, на якій зупинився пристрій. Для конкретизації його координати слід застосувати додаткові методи досліджень.

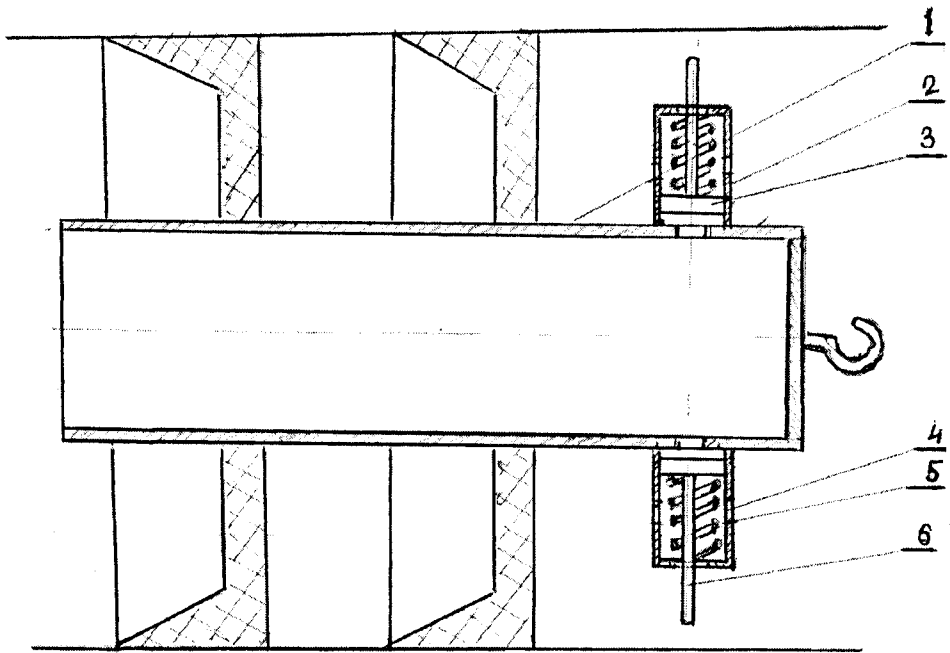
Таким чином, указаний напрямок безперспективний і проводити дослідження з метою підвищення точності та інформативності методів недоцільно.

Конструктивні методи передбачають включення в систему пристрою елемента, який сигналізував би про місцезнаходження пристрою неперервно або дискретно (в момент зупинки пристрою).

Найхарактернішим представником цього напрямку є пристрої з вмонтованою камерою з радіоактивним ізотопом. Такий підхід дозволяє безпомилково контролювати рух пристрою в трубопроводі і визначити координату його зупинки. Однак виникають труднощі із зберіганням і транспортуванням радіоактивного ізотопу, захистом персоналу від радіації, тому цей метод у цивільному транспортуванні газу не застосовують.

Ще одним характерним представником конструктивного напрямку є пристрій з вмонтованим локомотивним свистком, який спрацьовує (починає давати сигнал) при перепаді тиску на ньому $0,05$ МПа. При русі пристроїв під тиском газу газопроводом перепад тиску на рухомому пристрої значно менший, унаслідок чого локомотивний свисток не подає ніяких сигналів. При застряганні пристрою і подальшій подачі газу в газопровід перепад на пристрої збільшується і свисток починає подавати сигнал. Однак акустичні характеристики трубопроводу не дозволяють точно визначити місце, з якого подається звуковий сигнал. Тому точність методу невисока.

Ми пропонуємо сигналізатор, який вмонтовують в очисний пристрій з метою подачі сигналу про місце зупинки очисного пристрою. Принципова схема сигналізатора наведена на рис. 4.27.



1— корпус очисного поршня; 2 — корпус сигналізатора; 3 — поршень;
4 — продувочні вікна; 5 — пружина; 6 — шток

Рис. 4.27. Принципова схема сигналізатора і його розміщення на поршні

Корпус сигналізатора 2, приварений до корпусу очисного поршня 1, має продувні вікна 4. Всередині корпусу 2 розміщено поршень 3 зі штоком 6, підпружинений пружиною 5. До корпусу очисного пристрою 4 рекомендується приварити в радіальному напрямку чотири сигналізатори врізної конструкції. Жорсткість пружини 5 розрахована таким чином, щоб при невеликих перепадах тисків, характерних для процесу руху очисного пристрою газопроводом, зміщення поршня 3 сигналізатора не дозволяло відкрити продувні вікна 4. Таким чином, газ, що рухає очисний пристрій, не перетікає через рухомиху границю. При зупинці поршня перепад тиску на очисному пристрої зростає і сила тиску на поршень 3 сигналізатора збільшується, що призводить до деформації пружини 5, переміщення штока 6 у радіальному напрямку й удару його кінця до стінки труби. При цьому продувні вікна відкриваються, газ виходить з порожнини очисного пристрою, тиск на поршень 3 сигналізатора падає і пружина 5 повертає його в початкове положення. Далі процес повторюється. Отже, при зупинці очисного

пристрою періодичні удари штока б пристрою до стінки труби спричинять подачу періодичних акустичних сигналів з місця зупинки очисного пристрою, і таким чином можна визначити координату застрягання.

Частота періодичних сигналів залежить від діаметра і кількості продувних вікон: із збільшенням їх загальної площі частота сигналів зростає.

Очисний пристрій з сигналізатором цієї конструкції виготовлений для очистки газопроводів Ду-500 після будівництва УМ-22 тресту «Західнафтогазбуд». Стендові випробування пристрою показали, що, змінюючи площу перерізу продувних вікон, можна добитися зміни частоти сигналів у границях 5–20 1/хв при перепаді тиску 0,05 МПа. Поршень із сигналізатором указаної конструкції використовували на практиці для очистки газопроводів Ду-500 після їх будівництва перед введенням в експлуатацію в загальному вісім разів. Однак жодного разу не спостерігалось застрягання очисного поршня, тому випробувати на практиці сигналізатор цієї конструкції не вдалося.

Принцип роботи ультразвукових приладів для визначення місця зупинки пристрою, що рухався газопроводом під тиском, базується на скануванні тіла труби ультразвуковими імпульсами. Відбиту від стінок трубопроводу ультразвукову хвилю вловлює спеціальний приймач, який за часом проходження імпульсу визначає щільність середовища. За наявності в трубопроводі твердого тіла (пристрою, що застряв) щільність середовища різко зростає, що є сигналом про місце зупинки пристрою.

Ультразвукове сканування труби дозволяє визначити місце застрягання пристрою з абсолютною точністю, що без сумніву є перевагою методу.

В Україні є ультразвуковий сканер фірми ROSEN (FRN) вартістю 40 000 €, який можна використовувати при спорудженні і введенні в експлуатацію важливих (на державному рівні) газопроводів.

При спорудженні розподільних газопроводів невеликого діаметра і місцевого значення використання таких дорогих і дефіцитних приладів малоймовірно. Тому газодинамічні методи визначення координати пристрою в газопроводі на сьогодні найприйнятніші, оскільки вони не вимагають ні додаткового обладнання, ні спеціальних приладів.

Реалізація газодинамічних методів великою мірою залежить від характеру закупорки трубопроводу пристроєм, що зупинився. У випадку повної закупорки газопроводу, коли границя зупиненого пристрою практично непроникна для газу, газодинамічні методи визначення координати зупиненого пристрою реалізують на основі законів газового стану, що дозволяє побудувати прості математичні моделі й одержати

досить точні остаточні результати. Розгляньмо один із характерних приладів реалізації газодинамічних методів для випадку повної закупорки газопроводу поршнем. Розрахункова схема подана на рис. 4.28.

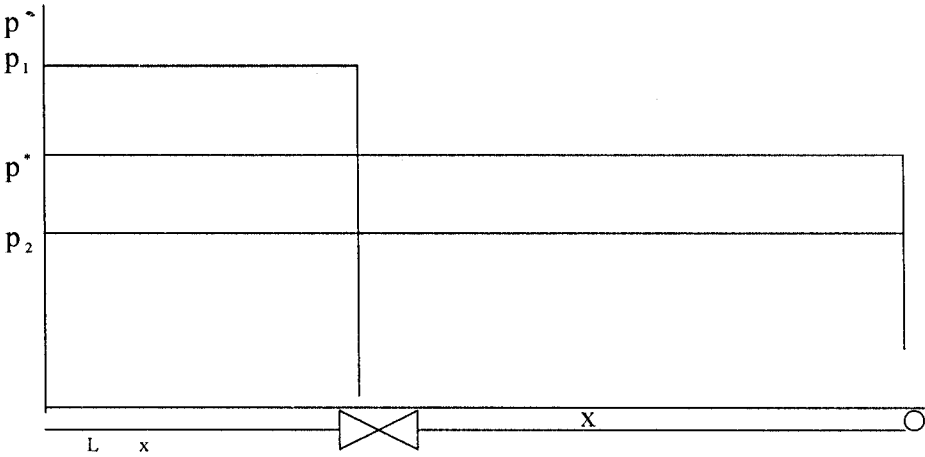


Рис. 4. 28. Розрахункова схема методу

Нехай на газопроводі встановлено лінійний кран на відстані L від початку, який пристрій пройшов і зупинився на відстані X від нього. Після припинення подачі газу і встановлення рівноваги в газопроводі рівноважний тиск становив P_1 , а рівноважна температура T_1 . Для реалізації методу закривають лінійний кран, і починається подача газу в ізолювану ділянку завдовжки з L . За цей час подача газу припиняється, і після встановлення нового рівноважного стану на ділянці вимірюють рівноважний тиск P_2 і температуру T_2 . Після цього лінійний кран відкривають. У результаті на ділянці газопроводу завдовжки $L+X$ за деякий проміжок часу встановлюється рівновага, яка характеризується тиском P^* і температурою T^* .

Для кожного з рівноважних станів можна записати рівняння Менделєєва-Клапейрона у вигляді:

$$\begin{aligned}
 P_1 F x &= m_1 z_1 R T_1 \\
 P_2 F L &= m_2 z_2 R T_2 \\
 P^* F (L + x) &= (m_1 + m_2) z^* R T^*,
 \end{aligned}
 \tag{4.66}$$

де $F = \frac{\pi d^2}{4}$ – площа поперечного перерізу трубопроводу;

m_1, m_2 – маси газу на окремих ділянках газопроводу у відповідних рівноважних станах;

z_1, z_2, z^* – коефіцієнти стисливості газу за відповідних умов;

R – газова стала.

Використовуючи умову балансу мас газу в газопроводі при повній закупорці, отримуємо:

$$\frac{P_1 F x}{z_1 R T_1} + \frac{P_2 F L}{z_2 R T_2} = \frac{P^* (L+x) F}{z^* R T^*}. \quad (4.67)$$

Звідси знаходимо віддаль від кроку до місця зупинки пристрою

$$\frac{x}{L} = \frac{\frac{P_2}{Z_2 T_2} - \frac{P^*}{Z^* T^*}}{\frac{P^*}{Z^* T^*} - \frac{P_1}{Z_1 T_1}}. \quad (4.68)$$

Якщо для стабілізації кожного з рівноважних станів витримати досить довгий проміжок часу, то температура газу в кожному рівноважному стані вирівнюється і стане приблизно однаковою для кожного із станів. Тоді (4.68) можна вважати $T_1 = T_2 = T^*$

$$\frac{x}{L} = \frac{\tilde{P}_2 - \tilde{P}^*}{\tilde{P}^* - \tilde{P}_1}, \quad (4.69)$$

де \tilde{P}_1 і \tilde{P}_2 , \tilde{P}^* – зведені тиски,

$$\tilde{P}_1 = \frac{P_1}{Z_1}; \quad \tilde{P}_2 = \frac{P_2}{Z_2}; \quad \tilde{P}^* = \frac{P^*}{Z^*}.$$

Звичайно, припущення щодо ізотермічності газодинамічних процесів вносить певну похибку в результат розрахунку, тому до використання на практиці залежності (4.69) треба підходити обережно. Однак ця залежність дозволяє провести ряд аналогічних досліджень, які допоможуть ефективніше використовувати цей метод на практиці. З цією метою визначмо похибку в розрахунку відносної відстані $\bar{x} = \frac{x}{L}$ за залежністю (4.69). Абсолютна похибка може бути визначена як диференціал

$$d\bar{x} = \frac{\partial \bar{x}}{\partial P_2} dP_2 + \frac{\partial \bar{x}}{\partial P_1} dP_1 + \frac{\partial \bar{x}}{\partial P^*} dP^*, \quad (4.70)$$

відносна похибка

$$\delta \bar{x} = \frac{d\bar{x}}{\bar{x}} = \frac{\tilde{P}^* - \tilde{P}_1}{\tilde{P}_2 - \tilde{P}^*} \left[\frac{\partial \bar{x}}{\partial P_2} dP_2 + \frac{\partial \bar{x}}{\partial P_1} dP_1 + \frac{\partial \bar{x}}{\partial P^*} dP^* \right]. \quad (4.71)$$

Слід зауважити, що оскільки нас цікавить не абсолютне значення похибки, а лише її зміна при зміні керуючих впливів, то в дослідженнях газ можна вважати ідеальним, тобто зведені значення тисків замінити

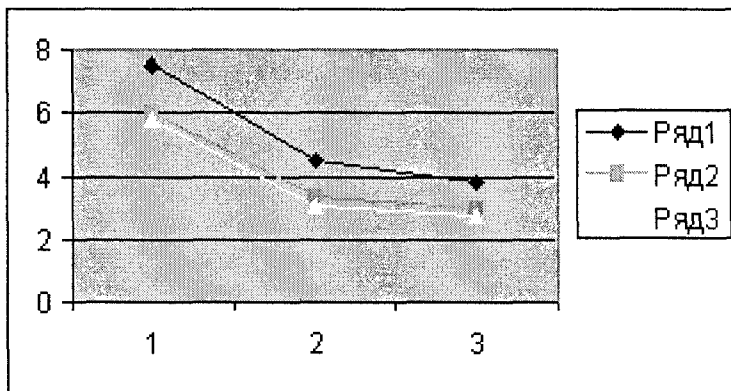
абсолютними. Виконуючи диференціювання (4.68) відповідно до (4.70) і враховуючи, що всі вимірювання проводяться одним манометром, ($\delta P_2 = \delta P_1 = \delta P^*$) після нескладних перетворень отримаємо

$$\delta \bar{x} = \frac{1 - \frac{P_1}{P_2}}{1 - \frac{P^*}{P_2} - \frac{P_1}{P^*} + \frac{P_1}{P_2}}. \quad (4.72)$$

За (4.72) проводились розрахунки похибки при різних значеннях тисків P_1 і P_2 , а також при різних віддаль до пристрою, що зупинився x/L . При цьому в силу припущення про ізотермічність процесу рівноважний тиск P^* знаходився у залежності

$$P_1 x + P_2 L = P^* (x + L). \quad (4.73)$$

Результати розрахунків у вигляді графіків подано на рис. 4.29.



1- $P_1 = 2$ МПа $P_2 = 4$ МПа
 2- $P_1 = 1$ МПа $P_2 = 4$ МПа
 3- $P_1 = 2$ МПа $P_2 = 10$ МПа

Рис. 4.29. Оцінка похибки у визначенні місця зупинки пристрою

Аналіз графіків показує, що із збільшенням відносної відстані до пристрою, що зупинився, похибка в її визначенні зменшується. Очевидно, що неможливо прогнозувати відстань, на якій відбудеться зупинка пристрою. Проте можна стверджувати, що зменшення об'єму ресивера (зменшення відстані до лінійного крана) приведе до підвищення точності визначення координати пристрою, що застряв.

Збільшення тиску в ресивері призводить до зменшення похибки у визначенні відстані до пристрою, що зупинився. Тому можна рекомендувати створювати в ресивері максимально можливий тиск з точки зору міцності труб. При проведенні очистки газопроводу перед введенням в експлуатацію такий захід (крім підвищення точності діагностування) дозволить провести випробування на міцність очищеної ділянки.

Тиск P_1 у початковому рівноважному стані прогнозувати важко, оскільки він залежить від шляху, пройденого пристроєм до зупинки та режиму подачі тиску в газопроводі. Однак цей тиск завжди буде мінімальним, якщо припинити подачу газу в газопровід одразу при виявленні факту застрягання пристрою. В такому випадку похибка у визначенні відстані до пристрою, що зупинився, згідно з результатами досліджень, наведеними у вигляді графіків на рис. 4.29 (крива 2), буде мінімальною.

Описаний принцип діагностування зупинки пристрою в газопроводі універсальний і може бути реалізований у різних модифікаціях. Наприклад, якщо на області, якою рухається пристрій, відсутній лінійний кран, то можна використовувати будь-який ресивер відомого об'єму V . В такому випадку відносну відстань до місця зупинки пристрою можна визначити за формулою

$$\bar{x} = \frac{x}{V/F} = \frac{\frac{P_p}{Z_p T_p} - \frac{P^*}{Z^* T^*}}{\frac{P^*}{Z^* T^*} - \frac{P_r}{Z_r T_r}}, \quad (4.74)$$

де P_p, T_p – тиск і температура в ресивері в рівноважному стані;

P_r, T_r – тиск і температура в газопроводі в рівноважному стані.

За відсутності ресивера після досягнення першого рівноважного стану можна стравити частину газу в атмосферу (чи іншу ємність з нижчим, ніж у газопроводі, тиском) через продувну свічку, замірявши тиск стравлення τ . Масову витрату газу через свічку можна визначити за відомою формулою Сен-Венана – Вентцеля

$$M = \frac{\pi d_c^2}{4} \sqrt{\frac{2k}{k-1} P_o \rho_o \left[\left(\frac{P_a}{P_o} \right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{P_a}{P_o} \right)^{\frac{k+1}{k}} \right]}, \quad (4.75)$$

де d_c – діаметр свічки (внутрішній);

k – показник адіабати;

P_o, ρ_o – тиск і густина газу у газопроводі;

P_a – атмосферний тиск (або тиск в ємності, куди стравляють газ).

Маса стравленого газу за час τ становитиме

$$m = M \cdot \tau, \quad (4.76)$$

тоді відстань до пристрою, що зупинився в газопроводі,

$$x = \frac{m}{F \left(\frac{P_1}{Z_1 R T_1} - \frac{P_2}{Z_2 R T_2} \right)}, \quad (4.77)$$

де $F = \frac{\pi d^2}{4}$ – площа перерізу газопроводу;

P_1, T_1 ; P_2, T_2 – відповідно тиск і температура в першому і другому рівноважних станах.

За неповної закупорки трубопроводу пристроєм, що зупинився, завдання з діагностування місця зупинки дуже ускладнюється в першу чергу тим, що не відома (і принципово не може бути визначена) витрата газу через зупинений пристрій. Тому методи, що будуються на моделях стану природного газу, в цьому випадку не придатні.

Технологічно неповну закупорку можна «довести» до нової, запустивши в трубопровід послідовно еластичний поролоновий поршень і очисну кулю. Відомі випадки, коли така система приносила позитивні результати, тобто місце зупинки пристроїв переставало бути проникним для газу. Але з інших джерел відомо, що такі методи не приносили бажаних результатів. Очевидно, все залежить від того, з якої причини і як застряг перший пристрій. Узагалі така процедура вимагає додаткових матеріальних затрат і затрат часу. Можливий також варіант, що за тривалого перекачування газу через неповну закупорку внаслідок охолодження потоку завдяки ефектові Джоуля–Томпсона спостерігатиметься наростання гідратного пробки в місці закупорки, що нарешті перекриє потік. Однак такого результату можна досягти не завжди.

Геодезичні методи побудови кривої депресії чи лінії падіння квадратів тисків не можна застосувати, оскільки вони вимагають як вихідних даних витрати газу, причому навіть її наближене значення дозволить провести діагностування з великою похибкою, що не задовольняє вимог до результатів. Тому найпроблемнішим напрямком пошуків є дослідження нестационарних коливальних процесів у газовому просторі газопроводу.

Для визначення місця зупинки механічного пристрою в газопроводі ми пропонуємо метод імпульсного впливу на цей потік у трубопроводі.

Імпульс тиску на початку газопроводу створюється шляхом з'єднання його порожнини з невеликим за геометричним об'ємом ресивером, наповненим газом до високого тиску. Короточасний вплив імпульсу тиску на газовий потік у трубопроводі викличе в ньому коливний процес із розповсюдженням ударної хвилі вздовж газопроводу до місця зупинки механічного пристрою, який служитиме екраном-відбивачем хвилі. Відбита хвиля розповсюджуватиметься в зворотному напрямку зі швидкістю звуку в газі і за певний проміжок часу досягне початкового періоду, де її зареєструє відповідний самописний пристрій. Вважаючи швидкість хвилі в прямому та зворотному напрямках сталою і рівною

$$c = \sqrt{kRT}, \quad (4.78)$$

можна за відомим часом τ , вимірним за картограмою запису коливань тиску, визначити віддаль до екрана

$$x = \frac{1}{2} c\tau. \quad (4.79)$$

Технічна реалізація методу не завдає труднощів. При зупинці пристрою в газопроводі необхідно, регулюючи подачу газу на початку трубопроводу, встановити квазістаціонарний режим газового потоку, тобто такий, за якого не спостерігатиметься ні зростання, ні падіння тиску на початку газопроводу в часі. За допомогою перемички з краном під'єднати до газопроводу ресивер з об'ємом, у 10–20 разів меншим за геометричний об'єм газопроводу. При закритому крані перемички заповнити ресивер газом до тиску, що в 5–10 разів перевищує тиск на початку газопроводу. Діаметр перемички з краном, об'єм ресивера і тиск у ресивері слід вибрати таким чином, щоб імпульс тиску (випорожнення ресивера в газопровід) тривав 5–10 хв. Цей час випорожнення ресивера за практичного режиму витікання може бути розрахований (наближено) на основі формули Сен-Венана–Вентцеля.

Для реєстрації тиску в часі слід підібрати манометр із самописним пристроєм високого класу точності. Що менша величина імпульсу тиску, то чутливішим повинен бути прилад.

Крім того, при квазістаціонарному русі газу в газопроводі слід виміряти температуру газу для визначення швидкості розповсюдження звуку в ньому.

У певний час кран перемички відкривають і визначають час дії імпульсу за падінням тиску в ресивері. Ведуть безперервний запис коливання тиску на початку газопроводу.

На рис. 4.26 показано приклад запису картограми коливання тиску в часі на початку газопроводу в умовах експериментальної установки. Як видно з графіка, після імпульсу тиску коливальний процес на початку газопроводу має характер згасання, властивий процесів розповсюдження ударної хвилі вздовж трубопроводу до екрана відбивача. З деякого часу амплітудні максимуми починають зростати, що характерно для процесу розповсюдження відбитої хвилі, і в певний час досягають екстремального рівня, характерного для прибуття відбитої хвилі до початку трубопроводу.

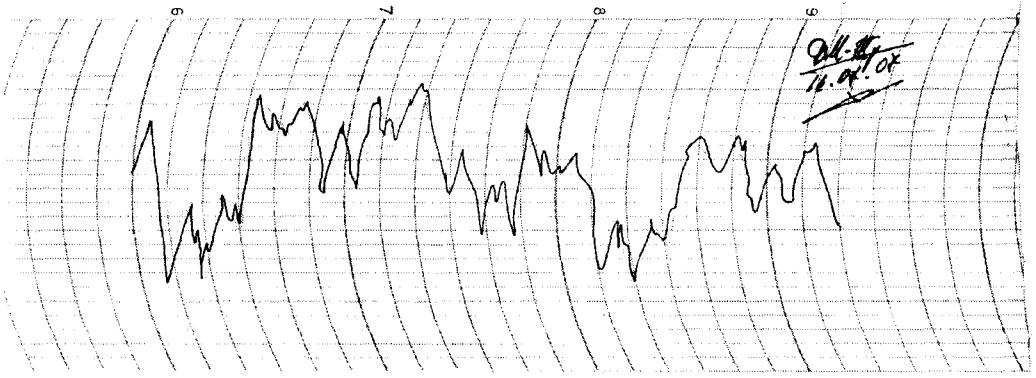


Рис.4.30. Картограма коливань тиску

Простий на перший погляд метод визначення координати пристрою, що зупинився в трубопроводі, вимагає конкретизації аналітичних і експериментальних досліджень впливу профілю траси газопроводу на результати розробки рекомендацій у виборі оптимальних параметрів процесу і виборі апаратури. З цією метою створена математична модель процесу імпульсного впливу на квазістаціонарний газовий потік і визначення параметрів коливального процесу.

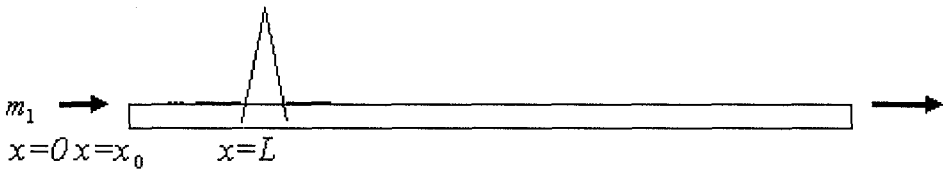


Рис. 4.31. Розрахункова схема

Нехай на початку ділянки газопроводу підтримується стала масова витрата газу m_1 , а в кінці ділянки (в точці зупинки механічного пристрою) при $x=L$ – також стала масова витрата газу m_2 . В загальному випадку ці витрати різні, тобто $m_1 \neq m_2$. Вздовж осі газопроводу підтримується

сталий тиск P_0 , який не змінюється вздовж осі трубопроводу внаслідок невеликих значень витрат $m_1 \neq m_2$. У певний час t_0 в точці газопроводу $x=x_0$ (неподалік початку газопроводу) на потік діє імпульс тиску величиною P і тривалістю Δt . Треба визначити характер зміни тиску в газопроводі, викликаний дією імпульсу тиску. В основу математичної моделі покладене рівняння руху газу, яке включає імпульс тиску, витрати енергії на тертя й інерційні витрати.

$$-\frac{\partial P}{\partial x} + P\Delta t\delta(x-x_0)\delta(t-t_0) = \frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t} + \frac{\lambda\omega}{2d}(\rho\omega), \quad (4.80)$$

де $P = P(x, t)$ – тиск газу як функція лінійної координати і часу t ;

$\delta(x-x_0)$ – функція джерела Дірака, що діє в точці ;

$\delta(t-t_0)$ – функція джерела Дірака, що діє в момент часу t_0 ;

ρ – густина газу;

ω – лінійна швидкість газу;

d – діаметр газопроводу внутрішній;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу.

Рівняння руху доповнюються рівняннями нерозривності

$$-\frac{\partial P}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho\omega)}{\partial x} \quad (4.81)$$

Виконаймо лінеаризацію рівняння руху за І. А. Чарним, вводячи коефіцієнт лінеаризації

$$2a = \frac{\lambda\bar{\omega}}{2d}, \quad (4.82)$$

де $\bar{\omega}$ – середнє усереднене значення лінійної швидкості газу в нестационарному процесі.

Проведімо диференціювання лінеаризованого рівняння руху за лінійною координатою x , а рівняння нерозривності – за часом t . Одержимо

$$-\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + P\Delta t\delta'(x-x_0)\delta(t-t_0) = \frac{\partial^2(\rho\omega)}{\partial x\partial t} + 2a\frac{\partial(\rho\omega)}{\partial x} \quad (4.83)$$

$$-\frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} = \frac{\partial^2(\rho\omega)}{\partial x\partial t} \quad (4.84)$$

Розв'язуючи одночасно рівняння (4.81), (4.83) і (4.84), ми отримали

$$-\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + P\Delta t\delta'(x-x_0)\delta(t-t_0) = -\frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} - \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (4.85)$$

або в кінцевій формі

$$\frac{\partial^2 P}{\partial t^2} + 2a \frac{\partial P}{\partial Z} - c^2 \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = c^2 P \Delta t \delta'(x - x_0) \delta(t - t_0), \quad (4.86)$$

де $\delta'(x - x_0)$ – символ похідної від функції джерела Дірака.

Початкові умови для реалізації моделі (4.86) мають вигляд

$$t=0, P(x, 0) = P_0; \quad \frac{\partial P}{\partial t} \Big|_{t=0} = 0. \quad (4.87)$$

Граничні умови запишімо, виходячи з міркувань, що через невеликі масові витрати m_1, m_2 інертними втратами на границях області можна знехтувати. Тоді з лінеаризованого рівняння руху маємо: $t > 0$

$$\left. \begin{aligned} x=0 \quad \left. \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=0} = -\frac{\lambda w}{2dF} m_1 = -\mu m_1 \right\} \\ x=L \quad \left. \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=L} = -\frac{\lambda w}{2dF} m_2 = -\mu m_2 \right\} \end{aligned} \quad (4.88)$$

де $F = \frac{\pi d^2}{4}$ – площа поперечного перерізу трубопроводу.

Реалізація математичної моделі (4.86) за початкових (4.87) і граничних (4.88) умов дозволить одержати тиск у газопроводі у вигляді функції часу і лінійної координати.

Реалізацію математичної моделі (4.86) за початкових (4.87) і граничних (4.88) умов здійснюють методом інтегральних косинус-перетворень Фур'є. Вводимо функцію

$$\Psi = \frac{2}{L} \int_0^L p(x, t) \cos \frac{\pi n x}{L} dx \quad (4.89)$$

Математичну модель у вигляді рівняння (4.86) помножмо на множник $\frac{2}{L} \cos \frac{\pi n t}{L} dx$, почленно проінтегруймо в границях від 0 до L.

Одержимо

$$\begin{aligned} \frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \cos \frac{\pi n x}{L} dx + 2a \left[\frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial p}{\partial t} \cos \frac{\pi n x}{L} dx \right] - c^2 \left[\frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \cos \frac{\pi n x}{L} dx \right] = c^2 P \Delta t \delta(t - t_0) \cdot \\ \left[\frac{2}{L} \int_0^L \delta'(x - x_0) \cos \frac{\pi n x}{L} dx \right] \end{aligned} \quad (4.90)$$

Враховуючи (4.89) для кожного з членів рівняння (4.90), одержимо:

$$\frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} \cos \frac{\pi n x}{L} dx = \frac{d^2}{dt^2} \left[\frac{2}{L} \int_0^L P(x,t) \cos \frac{\pi n x}{L} dx \right] = \frac{d^2 \Psi}{dt^2},$$

$$\frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial p}{\partial t} \cos \frac{\pi n x}{L} dx = \frac{d}{dt} \left[\frac{2}{L} \int_0^L P(x,t) \cos \frac{\pi n x}{L} dx \right] = \frac{d \Psi}{dt},$$

$$\frac{2}{L} \int_0^L \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \cos \frac{\pi n x}{L} dx = \frac{2}{L} \left[\frac{\partial p}{\partial x} \cos \frac{\pi n x}{L} \Big|_0^L + \frac{\pi n}{L} \int_0^L \frac{\partial p}{\partial x} \sin \frac{\pi n x}{L} dx \right] =$$

$$\frac{2}{L} \left\{ \left[m_1 + (-1)^n m_2 \right] + \frac{\pi n}{L} \int_0^L P \sin \frac{\pi n x}{L} \Big|_0^L - \frac{\pi n}{L} \int_0^L P \cos \frac{\pi n x}{L} dx \right\} =$$

$$\frac{2}{L} \left\{ \left[m_1 + (-1)^n m_2 \right] - \frac{\pi^2 n^2}{L} \Psi \right.$$

$$\left. \int_0^L \delta'(x - x_0) \cos \frac{\pi n x}{L} dx = \cos \frac{\pi n x_0}{L} \right.$$

Тоді рівняння (4.86) в інтегральних перетвореннях матиме вигляд

$$\frac{d^2 \psi}{dt^2} + 2a \frac{d\psi}{dt} + \frac{\pi^2 n^2 c^2}{L^2} \psi = \frac{2nc^2}{L} \left[m_1 + (-1)^n m_2 \right] + \frac{2c^2}{L} P \Delta t \delta(t - t_0) \cos \frac{\pi n x_0}{L} \quad (4.91)$$

Ведемо

$$\frac{2\mu c^2}{L} \left[m_1 + (-1)^n m_2 \right] = A; \quad \frac{2c^2}{L} P \Delta t \cos \frac{\pi n x_0}{L} = B; \quad \frac{\pi^2 n^2 x^2}{L^2} = \chi$$

Тоді

$$\frac{d^2 \psi}{dt^2} + 2a \frac{d\psi}{dt} + \chi \psi = A - B \delta(t - t_0) \quad (4.92)$$

Одержане рівняння відноситься до класу лінійних неоднорідних рівнянь другого порядку. Відповідне однорідне рівняння має вигляд

$$\frac{dx}{dt^2} + 2a \frac{dx}{dt} - \chi \gamma = 0 \quad (4.93)$$

Корені характеристичного рівняння, як показує аналіз, комплексно спряжені

$$\kappa_{1,2} = a \pm i\sqrt{a^2 - x} \quad (4.94)$$

Тому розв'язок рівняння має вигляд

$$\gamma = e^{-at} (c_1 \cos \sqrt{a^2 - x} \cdot t + c_2 \sin \sqrt{a^2 - x} \cdot t) \quad (4.95)$$

Постійні інтегрування c_1 c_2 шукаймо методом варіацій сталих, згідно з якими маємо

$$c_1'(t) \cos \lambda t + c_2'(t) \sin t = 0$$

де $\lambda = \sqrt{a^2 - x}$

Після нескладних перетворень з урахуванням правої частини рівняння (4.87) матимемо

$$c_2'(t) = \frac{A - B\delta(t - t_0)}{\lambda} e^{at} \cos \lambda t$$

$$c_1'(t) = \frac{A - B\delta(t - t_0)}{\lambda} e^{at} \sin \lambda t$$

Сталі інтегрування $c_2'(t)$ і $c_1'(t)$ знайдімо шляхом інтегрування. В кінцевому результаті вони мають вигляд

$$\left. \begin{aligned} c_2(t) &= A \frac{\frac{a}{\lambda} e^{at}}{\lambda^2 \left(\frac{a^2}{\lambda^2} + 1 \right)} \cos \lambda t \left(1 + \frac{\lambda}{a} \operatorname{tg} \lambda t \right) - \frac{1}{\lambda} B e^{at_0} \cos \lambda t_0 + D_2 \\ c_1(t) &= A \frac{\frac{a}{\lambda} e^{at}}{a^2 + \lambda^2} \sin \lambda t \left(1 - \frac{\lambda}{a} \operatorname{ctg} \lambda t \right) - \frac{1}{\lambda} B e^{at_0} \sin t_0 + D_1 \end{aligned} \right\} \quad (4.96)$$

де D_1 , D_2 – постійні інтегрування.

Для отримання загального розв'язку завдання у косинус-перетвореннях Фур'є підставмо значення $c_1(t)$ і $c_2(t)$ (4.96) у вираз (4.95). Після нескладних перетворень отримаємо

$$\psi = \frac{A}{a^2 + \lambda^2} - \frac{B}{\lambda} e^{-a(t-t_0)} \sin(t - t_0) + (D_2 \sin \lambda t - D_1 \cos \lambda t) e^{-at} \quad (4.97)$$

Для визначення сталих інтегрування початкові умови (4.87) подаймо у вигляді косинус-перетворень Фур'є

$$\left. \begin{aligned} \psi|_{t=0} &= \frac{2}{L} \int_0^L P_0 \cos \frac{\pi x}{L} dx = \frac{2}{L} P_0 \int_0^L \cos \frac{\pi x}{L} dx = 0 \\ \frac{d\psi}{dt} \Big|_{t=0} &= \frac{d}{dt} \left[\frac{2}{L} \int_0^L P(x, 0) \cos \frac{\pi x}{L} dx \right] = 0 \end{aligned} \right\} \quad (4.98)$$

Тоді на основі (4.98) для сталих інтегрування матимемо

$$\left. \begin{aligned} D_1 &= \frac{A}{a^2 + \lambda^2} - \frac{B}{\lambda} e^{-a t_0} \sin \lambda t_0 \\ D_2 &= \frac{A a}{\lambda(a^2 + \lambda^2)} - \frac{B}{\lambda} e^{-a t_0} \cos \lambda t_0 \end{aligned} \right\} \quad (4.99)$$

Підставивши (4.99) в (4.98), отримаємо вираз для косинус-перетворень Фур'є розв'язку поставленого завдання

$$\psi = \frac{A}{a^2 + \lambda^2} \left[1 - e^{-a t} \left(\cos \lambda t - \frac{a}{\lambda} \sin \lambda t \right) \right] - \frac{2B}{\lambda} \sin \lambda t e^{-a t} \quad (4.100)$$

Перехід від функції-зображення до функції-оригіналу здійснюють за процедурою

$$p(x, t) = \sum_{h=1}^{\infty} \psi \cos \frac{\pi x}{L} \quad (4.101)$$

Використавши (4.100) і переходячи від умовних позначень до фізичних величин, отримаємо розв'язок завдання у вигляді

$$\begin{aligned} P(x, t) &= P_0 \frac{2aL}{F} \left(m_1 - \frac{m - m_2}{L} x \right) \cdot \sin \frac{\pi x}{L} + \frac{4ac^2}{V} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{m_1 + (-1)^n m_2}{2a^2 + \omega_n^2} \cdot \\ &\left[1 - e^{-a t} \left(\cos \sqrt{\omega_n^2 - a^2 t} - \frac{a}{\sqrt{\omega_n^2 - a^2}} \sin \sqrt{\omega_n^2 - a^2 t} \right) \right] \cos \frac{\pi x}{L} + \end{aligned} \quad (4.102)$$

$$+ \frac{4P\Delta t c^2}{L} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin \sqrt{\omega_n^2 - a^2 t}}{\sqrt{\omega_n^2 - a^2}} e^{-a t} \cos \frac{\pi x}{L} \cos \frac{\pi x_0}{L}$$

де $V = FL$ – об'єм трубопроводу

$$a = \frac{\lambda\omega}{4d}; \quad \omega_n = \frac{\pi^2 n^2 c^2}{L^2}.$$

Неважко побачити, що розмірності (4.102) відповідають фізичним уявленням про процес, а початкові і граничні умови виконуються.

Розгляньмо, як змінився вираз (4.102) залежно від співвідношення витрати газу на початку і в кінці ділянки. Припустімо, що витрати на границях рівні, тобто $m_1 = \frac{m}{m_2}$. Тоді отримаємо:

$$P(x,t) = P_0 + \frac{2aL}{F} m \sin \frac{\pi x}{L} + \frac{4amc^2}{V} \int_{n=1}^{\infty} \frac{1-(-1)^n}{2a^2 + \omega_n^2} \left[1 - e^{-at} \left(\cos \sqrt{\omega_n^2 - a^2} t - \frac{a}{\sqrt{\omega_n^2 - a^2}} \sin \sqrt{\omega_n^2 - a^2} t \right) \right] \cos \frac{\pi x}{L} + \frac{4P\Delta tc^2}{L} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin \sqrt{\omega_n^2 - a^2} t}{\sqrt{\omega_n^2 - a^2}} e^{-at} \cos \frac{\pi x}{L} \cos \frac{\pi x_0}{L} \quad (4.103)$$

Зауважмо, що перший доданок правої частини характеризує вплив граничних умов на хвильовий процес, другий – згасання хвильового процесу внаслідок дії сил гідравлічного тертя в потоці рухомого газу, третій – вплив імпульсу тиску на хвильовий процес.

Розгляньмо тепер випадок, коли границі трубопроводу газодинамічно ізолювані, тобто $m_1 = m_2$ і рух газу в газопроводі відсутній. У такому випадку лінійна швидкість газу $\omega = 0$ і $a = 0$.

$$P(x,t) = P_0 + \frac{LP\Delta tc}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \sin \frac{\pi nct}{L} \cos \frac{\pi x}{L} \cos \frac{\pi x_0}{L} \quad (4.104)$$

Отже, в такому випадку одержуємо рівняння хвильового спектра з частотами $\omega_n = \frac{\pi nc}{L}$, які розповсюджуються вздовж осі трубопроводу.

Для реалізації запропонованого методу слід установити прилад для реєстрації хвильового процесу на початку трубопроводу, тобто при $x=0$. Крім того, імпульс тиску подається в газопровід також у початковій точці ($x=0$). Тоді для коливань тиску на початку газопроводу отримаємо:

$$P(x,t) = \frac{2aL}{F} m_1 \sin \frac{\pi x}{L} + \frac{4ac^2}{V} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{m_1 + (-1)^n m_2}{2a^2 + \omega_n^2} \left[1 - e^{-at} \left(\cos \sqrt{\omega_n^2 - a^2} t - \frac{a}{\sqrt{\omega_n^2 - a^2}} \sin \sqrt{\omega_n^2 - a^2} t \right) \right] + \frac{4P\Delta tc^2}{L} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin \sqrt{\omega_n^2 - a^2} t}{\sqrt{\omega_n^2 - a^2}} e^{-at} \quad (4.105)$$

На основі (4.105) проведімо аналіз газодинамічного процесу в газопроводі й умови реалізації запропонованого методу для умов застрягання очисного поршня при продуванні ділянки газопроводу Комарно – Дроздовичі перед введенням її в експлуатацію 26.09.2004.

Діаметр труб цього газопроводу – 529 x 8 мм, загальна довжина побудованої ділянки становила 16,62 км. Продування вели газом, який відбирали з паралельної нитки газопроводу, з відносною густиною $\Delta = 0.6$. Температура в газовому потоці була приблизно стала по довжині і дорівнювала 290 К. Як очисний пристрій використовували поршень ОПРМ-500 з діаметром металевого корпусу 325x5 мм і його довжиною 870 мм, на якому розміщені дві самоущільнювальні гумові манжети на відстані 650 мм з шириною контактного кільця 150 мм кожен. Поршень зупинився на віддалі ГК 360+8, тобто на віддалі 3608 м від початку ділянки. Причиною зупинки було будівельне сміття. В результаті виникла ситуація, що відповідає неповній закупорці газопроводу очисним поршнем. У газопроводі встановився квазістаціонарний режим з початковим тиском 2 МПа, який мав тенденцію до повільного зростання. При цьому витрата газу, виміряна діаграмовим витратоміром з диференціальним манометром ДМ-715 становила 4150 м³/год.

Для реалізації математичної моделі розраховано:
масову витрату газу на початку ділянки

$$m_1 = Q \int_n^{\Delta} = \frac{4150}{3600} \cdot 1,293 \cdot 0,6 = 9 \text{ кг/с};$$

швидкість розповсюдження звуку в газі (показник адіабати прийнято 1,4)

$$c = \sqrt{k \frac{R_n}{\Delta} T} = \sqrt{1,4 \frac{287}{0,6} 290} = 440,5 \text{ м/с},$$

число Рейнольдса для газового потоку в газопроводі

$$Re = 1.81 \cdot 10^3 \frac{Q \Delta}{d \eta} = 1.81 \cdot 10^3 \frac{4,15 \cdot 0,6 \cdot 10^{-3}}{5,13 \cdot 1,012 \cdot 10^{-6}} = 8,68 \cdot 10^4,$$

де $\eta = 1,012 \cdot 10^{-6} \frac{\text{кгс}}{\text{м}^2}$ – динамічна в'язкість газу;

коефіцієнт гідравлічного опору

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k_c}{d} \right)^{0,2} = 0,067 \left(\frac{158}{8,68 \cdot 10^4} + \frac{2 \cdot 0,03}{513} \right)^{0,2} = 0,01001,$$

де $k_c = 0,03 \text{ мм}$ – еквівалентна жорсткість внутрішньої поверхні стінок труб;

середню густину газу

$$\rho = \frac{P}{zRT} = \frac{2 \cdot 10^6}{0,931 \cdot 478 \cdot 290} = 14,1 \text{ кг/м}^3;$$

площу поперечного перерізу трубопроводу

$$F = \frac{\pi \cdot 0,513^2}{4} = 0,2056 \text{ м}^2;$$

середню лінійну швидкість газу (приймавши з подальшим уточненням масову витрату в точці закупорки 8 кг/с)

$$\bar{\omega} = \frac{m_1 + m_2}{z\rho F} = \frac{9 + 8}{2 \cdot 14,10 \cdot 0,2056} = 2,9 \text{ м/с};$$

коефіцієнт лінеаризації

$$2a = \frac{\lambda \bar{\omega}}{2d} = \frac{0,01 \cdot 2,9}{2 \cdot 0,513} = 0,282 \text{ 1/с};$$

імпульс від тиску 1,2 МПа тривалістю 10 с

$$I = 1,2 \cdot 10 = 12 \text{ МПа/с}$$

Для реалізації математичної моделі у вигляді (4.104) розробили алгоритм, який реалізували в програму розрахунку алгоритмічною мовою BASIC. Слід зауважити, що при реалізації алгоритму обчислення суми безмежного ряду обграницювалось членами ряду, які відповідали умові $(R_n - R_{n+1}) \leq 10^{-6}$. В результаті ми отримали характеристики коливального процесу в газопроводі, які подані у вигляді графіків на рис. 4.32. На графіку чітко видно момент часу, що відповідає поверненню відбитої хвилі. Він становить 16,36 с. Тоді за визначеної швидкості звуку в газі відстань до місця зупинки очисного пристрою за прогнозом становила

$$x = \frac{1}{2} ct = \frac{1}{2} 440,53 \cdot 16,36 = 3603,5 \text{ м.}$$

Порівняно з фактичною відстанню, яка була закладена в розрахунок за моделлю (4.68), похибка методу становить

$$\delta_x = \frac{3608 - 3603,5}{3608} \cdot 100 = 0,093\%.$$

Слід зауважити, що ця похибка враховує лише неточності, закладені при побудові моделі і не враховує похибок вимірювальних приладів, які також матимуть місце.

Для оцінки впливу значення витрати газу в місці закупорки зменшили її значення до 5 кг/с, що призвело до значення середньої швидкості 2,4 м/с і коефіцієнта лінеаризації $2a=0,234$ 1/с.

При цих значеннях за інших ідентичних умов здійснили аналогічні розрахунки за моделлю, результати яких показали, що графіки коливального процесу відрізняються від попередніх на величину до 0,01%, що практично не змінює величину часу повернення відбитої хвилі. Цей факт пояснюється надзвичайно незначним впливом сил горизонтального тертя при русі газу в газопроводі з такими малими витратами на характер коливального процесу, для якого першочергову роль відіграють сили інерції.

Для оцінки точності методу здійснювали розрахунки за моделлю для віддалі до поршня на 100 м більшої за фактичну (тобто 3708 м) і для віддалі на 20 м більшої за звичайну (тобто 3628 м). Решту вихідних даних для реалізації моделі були ідентичними попередньому розрахункові. За результатами реалізації моделі побудовано графіки, подані на рис. 4.32. В першому випадку час повернення відбитої хвилі становив 16,77 с, що відповідає прогнозній відстані до очисного поршня.

$$x = \frac{1}{2} 440,53 \cdot 16,77 = 3693,9 \text{ м}$$

Похибка обчислень

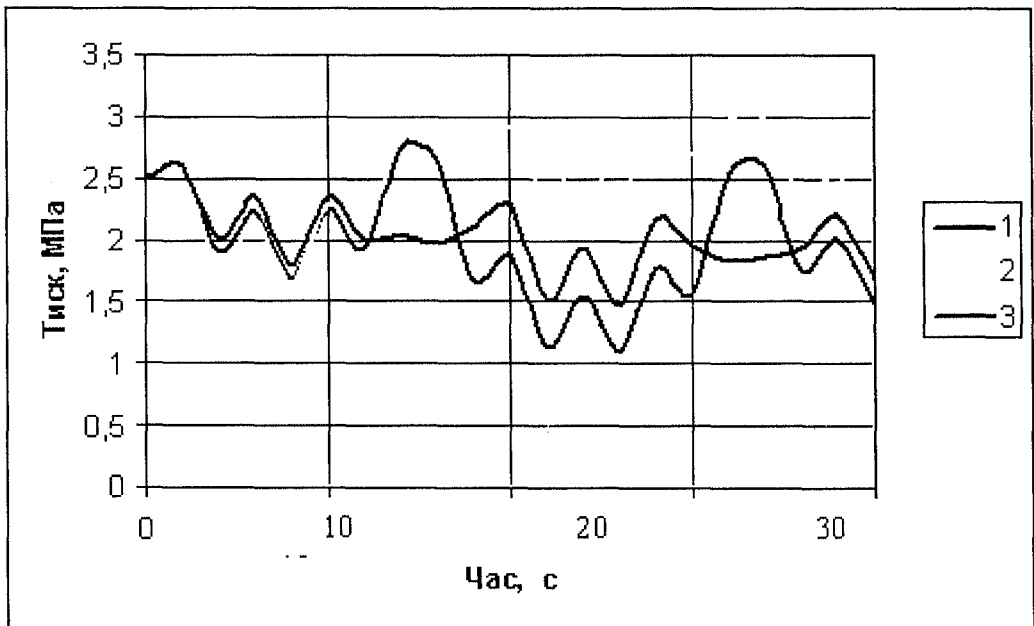


Рис. 4.32. Характер коливання тиску в трубопроводі

1 – L=3628 м; 2 – L=3608 м; L=3708 м;

$$\delta_x = \frac{3708 - 3693,1}{3708} = 0,109\%.$$

У другому випадку час повернення відбитої хвилі становив 16,46 с, що відповідає прогнозній відстані до очисного поршня

$$x = \frac{1}{2} \cdot 440,53 \cdot 16,46 = 3625,5 \text{ м.}$$

Похибка обчислень

$$\delta_x = \frac{3628 - 3625,5}{3628} = 0,07\%.$$

Таким чином, похибка методу моделювання не перевищує 0,1% в бік заниження результату.

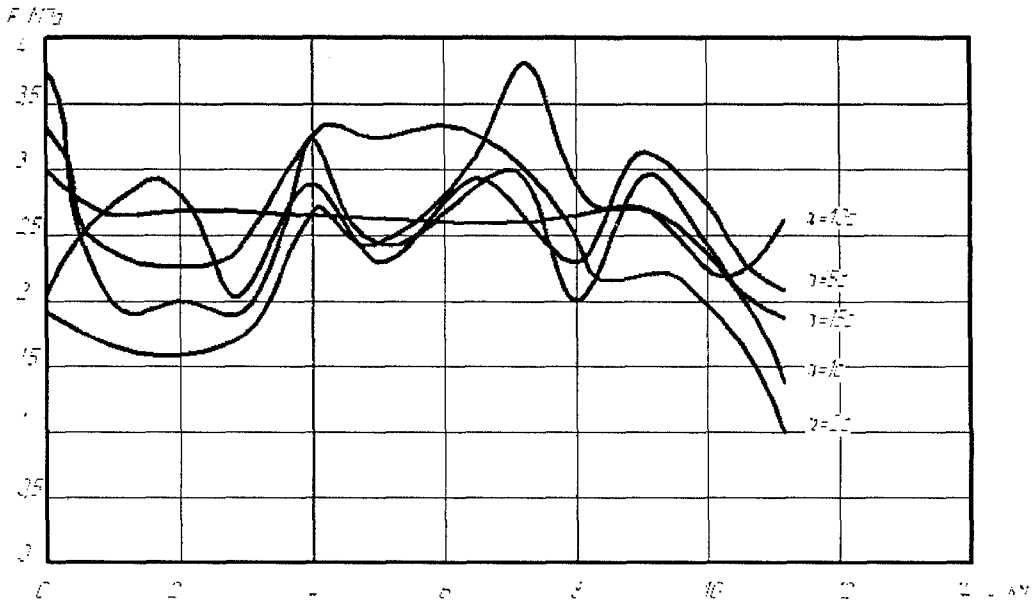


Рис. 4.33. Характер розповсюдження хвилі вздовж трубопроводу

На рис. 4.33 у вигляді графіків зображено характер розповсюдження хвилі вздовж трубопроводу для фіксованих моментів часу. Графіки побудовано на основі результатів розрахунків за розробленою моделлю для умов розглянутого вище прикладу з початковим тиском у трубопроводі 2,6 МПа.

У результаті дії імпульсу тиску в початковій точці газопроводу спостерігається підвищення тиску з різним його падінням на віддаль, що відповідає розповсюдженню хвилі за проміжок часу t_1 . Надалі тиск на початку ділянки починає зростати, а хвиля розповсюджується на відстань, що відповідає проміжку часу t_2 . Подальше амплітудне зростання тиску на початку газопроводу відповідає моменту часу t_3 , коли хвиля досягне кінцевого перерізу трубопроводу. Момент часу t_4 відповідає поверненню зворотної хвилі, причому зростання тиску спостерігається приблизно в середньому перерізі трубопроводу, а в початковому перерізі — його мінімальне значення.

З часом коливальний процес затухає і тиск стабілізується навколо початкового рівноважного стану. Час стабілізації залежить від початкової маси газу в газопроводі, швидкості розповсюдження звуку в газі (тобто від температури газу) і гідравлічного опору газопроводу.

Збільшення маси газу в газопроводі до початку коливального процесу призводить до зростання часу стабілізації процесу, оскільки в цьому випадку має місце велика інерційність системи. Зростання температури газу, що спричиняє до збільшення швидкості звуку в газі, призводить до швидшого згасання коливного процесу, оскільки хвиля ущільнення швидше пробігає довжину ділянки газопроводу. До повного затухання процесу хвиля пробігає область трубопроводу 12–15 разів. Гідравлічний опір трубопроводу у випадку рухомого газового потоку сприяє швидшому загасанню коливного процесу. Отже на практиці витрата газу через місце закупорки незначна, тому рух газового потоку незначною мірою впливає на коливальний процес.

РОЗДІЛ 5. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТУ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ*

5.1. Аналіз і вдосконалення організації експлуатаційного обслуговування лінійної частини магістральних газопроводів

Потужність сучасних газопроводів така, що відмова й ушкодження на ЛЧ МГ приводять до значних утрат газу, витрат на проведення ремонтно-відновних робіт, великих збитків від недопоставки газу споживачам [54]. Так, середньорічні втрати газу при аваріях становлять 240,1 млн. м³ при загальному обсязі заміни труб у 5031 пог. м. Сумарний річний час простою газопроводів у ході ліквідації аварій становить 3554 години. В останні роки намітилася тривожна тенденція росту питомої ваги аварій з причин механічних ушкоджень у ході експлуатації (з 10,3% у 1984 р. до 27,5% від загальної кількості аварій у 1987 р.). За такого становища справ прогнозувати і запобігати можливим аваріям стає дуже важко.

Крім аварій на лінійній частині газопроводів, до непередбачених зупинок перекачування газу призводять і численні несправності, дефекти й ушкодження, багато з яких не можна відразу ліквідувати через недостатню потужність експлуатаційних підрозділів.

В останні роки спостерігається ріст кількості несправностей (свищів, тріщин і ін. дефектів), що є наслідком широкого впровадження в практику експлуатації МГ засобів і методів раннього виявлення вогнищ розвитку відмов. З іншого боку, це потребує використання дорогої техніки й апаратури, веде до додаткових витрат і підвищення собівартості транспортування газу [1].

Значний збиток виникає від недопостачання газу споживачеві у зв'язку з порушенням технологічних процесів, простоями робочої сили, недовипуском продукції і необхідністю заміни газу (на час АВР) альтернативним паливом. Збиток від недоподачі газу звичайно вважають лінійною функцією від часу простою газопроводу [25]. Причому питомий збиток кожного споживача залежить від типу виробництва (галузі промисловості).

* Написаний за участю В. М. Сусака

Ефективна і діюча система технічного обслуговування і ремонту (ТОіР) є одним з основних методів забезпечення експлуатаційної надійності магістральних газопроводів. Мета створення і функціонування такої системи – забезпечення безперебійної й ефективної роботи газотранспортних магістралей, зниження народногосподарських витрат і втрат газу в ході транспортування. Основні виробничі завдання системи ТОіР ЛЧ МГ [27]:

- систематичний контроль за станом лінійної частини і її об'єктів;
- опрацювання результатів контролю й ухвалення рішень про виконання тих чи інших робіт;
- проведення комплексу профілактичних, планових і інших відновних робіт;
- невідкладне відновлення ЛЧ, ліквідація аварій і ушкоджень.

Система ТОіР ЛЧ МГ являє собою складну динамічну систему, ефективність якої визначають різні фактори, що впливають на успішність виконання кожного з перелічених завдань. Характер цього впливу дуже складний, за багатьма аспектами носить випадковий і некерований характер. Оцінювати ефективність і виносити рішення з удосконалювання такої складної системи треба з позицій системного підходу на основі комплексного розгляду всіх питань, що стосуються завдань, структури, складу, стратегій і режиму функціонування, організаційно-технологічного забезпечення системи ТОіР ЛЧ МГ.

Склад, структура, виробничі завдання, що стоять перед підрозділами, які здійснюють експлуатаційне обслуговування ЛЧ МГ, визначені в чинних галузевих нормативних документах [80, 85]. До цих підрозділів відносяться:

- лінійні експлуатаційні служби (ЛЕС) при лінійних виробничих управліннях МГ (ЛВУ МГ);
- виробничі відділи з експлуатації газопроводів (ВВЕГ);
- аварійно-відновні потяги (АВП) при газотранспортних об'єднаннях;
- спеціалізовані служби (групи) (електрохімзахист, теплоелектро-технічні лабораторії й ін.).

Структура ЛЕС може варіюватися залежно від конкретних умов експлуатації (наявності матеріально-технічних, людських ресурсів, природно-кліматичних умов і ін.). Істотно різняться між собою потужність, комплектація, оснащення служб і підрозділів, що також визначає неоднакові можливості РЕП у ході ТОіР.

Залежно від особливих умов експлуатації (гори, болота, водні перешкоди, значна розгалуженість і довжина ділянки, яку обслуговують) до складу ЛЕС включають так званий аварійний опорний пункт (АОП).

Мета створення АОП – підвищення оперативності й ефективності технічного обслуговування, виявлення і локалізація аварій на лінійній частині.

Система ТОіР ЛЧ МГ постійно розвивається. Будівництво нових газотранспортних систем, «старіння» газопроводів, упровадження сучасних засобів контролю за станом лінійної частини, створення нових могутніх транспортних вузлів у складі системи газопостачання – все це вимагає розробки нових форм організації системи ТОіР, що забезпечують ефективніше обслуговування ЛЧ МГ з урахуванням специфіки експлуатації.

Досвід експлуатації лінійної частини МГ країни дозволяє виявити такі основні організаційні форми системи ТОіР [25]:

традиційну;

базову;

комбіновану,

аварійно-централізовану.

Традиційна форма передбачає обслуговування ділянок газопроводів силами лінійно-експлуатаційних служб при ЛПУ МГ (плановий огляд, профілактика, ППР, аварійний ремонт), і доцільна для районів України з розвиненою інфраструктурою і мережею доріг. Особливості експлуатації газопроводів в умовах степів призвели до створення базової форми організації ТЕ, заснованої на обслуговуванні ЛЧ МГ двома типами ЛЕС. У рамках кожного ЛВУ створені ДЕС для проведення планових оглядів і ліквідації невеликих ушкоджень і несправностей. За окремими ЛВУ закріплені великі базові ремонтно-відновні служби (БРВС), оснащені могутньою технікою для проведення складних аварійно-відновних робіт на ділянках своїх і сусідніх ЛВУ.

Комбінована форма організації ТОіР поряд зі створенням малопотужних ЛЕС (для проведення робіт з обслуговування й аварійно-відновного ремонту) передбачає формування аварійно-відновних потягів (АВП), призначених для виконання великих планових робіт. Ця схема забезпечує значну концентрацію ресурсів у рамках АВП і сприяє ефективнішому використанню машин і механізмів.

У районах Західного Сибіру (Росія) поширилася аварійно-централізована форма організації ремонтно-експлуатаційного обслуговування, за якої частини АВП поєднуються з управлінням ремонтно-профілактичних робіт, покликаним виконувати всі роботи з обслуговування і ремонту лінійної частини магістральних газопроводів.

Слід зазначити, що на сьогоднішній день не існує науково обґрунтованих принципів доцільності використання будь-якої

організаційної форми системи ТОіР ЛЧ МГ з урахуванням специфіки експлуатації конкретної газотранспортної системи. Це обумовлює необхідність розробки методики формування оптимальної організаційної структури системи ремонтно-експлуатаційного обслуговування і раціональної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування складної мережі МГ.

Кожна з перелічених форм організації системи обслуговування МГ характеризується визначеним рівнем концентрації матеріально-технічних і інших ресурсів. Однією з основних тенденцій, що склалися в галузі, є централізація обслуговування газотранспортних магістралей, котра створює умови для ефективнішого й ощадливішого використання матеріально-технічних і трудових ресурсів, упровадження нової високопродуктивної техніки і передових методів проведення ремонтно-відновних робіт, що в остаточному підсумку дозволяє домогтися скорочення експлуатаційних витрат і втрат у результаті виникнення несправностей і аварій на лінійній частині магістральних газопроводів, підвищити оперативність і продуктивність ремонтних підрозділів, забезпечити надійну і безперебійну роботу газотранспортної системи.

У працях провідних учених галузі Е. М. Ясіна, К. Є. Рашепкіна, А. Ф. Комягіна, З. Т. Галулліна й ін. уперше на наукову основу були поставлені питання розробки й удосконалення централізованого обслуговування і ремонту магістральних трубопроводів [53, 58].

Заслужують на увагу розробки з централізації системи аварійно-відбудовного обслуговування магістральних і промислових нафтопроводів, що розв'язують подібні завдання з транспортування нафти.

У галузі організації ефективного обслуговування ТОіР намітилися дві тенденції [27], що мають право на існування: централізація і децентралізація. Завдання полягає у виборі оптимального співвідношення між ними в рамках єдиної системи ТОіР. Адекватність одержуваних при реалізації подібного завдання розв'язків визначає рівень ефективності експлуатаційного обслуговування трубопровідних систем [84].

Створення централізованої системи обслуговування магістральних трубопроводів забезпечує умови для впровадження і використання сучасних високопродуктивних методів ТОіР, прогресивної техніки [58, 80]. На основі математичних методів теорії масового обслуговування економічно обґрунтували ефективність централізованих форм організації лінійних експлуатаційно-ремонтних служб [37]. Однак не розглянули питання формування раціональної структурної схеми розміщення виробничих підрозділів у системі ТОіР.

Дослідження показують, що централізована система обслуговування у півтора раза ефективніша від традиційної децентралізованої при використанні сучасних швидкохідних засобів транспортування РЕП у ході роботи [37].

На сьогоднішній день провели ряд досліджень із розробки схеми розміщення пунктів базування РЕП і визначення ділянок обслуговування на ЛЧ [91, 105]. Основою для розв'язання подібних завдань є показники безвідмовності досліджуваної системи. Звичайно для характеристики надійності використовують показник середньої інтенсивності аварій (відмов) за одиницю часу 1, обумовлений статистично. Залежно від умов експлуатації середня інтенсивність відмов ЛЧ МГ коливається від $0,2 \cdot 10^{-3}$ 1/км рік до $1,5 \cdot 10^{-3}$ 1/км рік [99]. Статистика за відмовленнями дозволяє побудувати так звану епюру надійності. Далі вибирають ділянки з підвищеною аварійністю і ставлять завдання з оптимального розміщення пунктів базування РЕП (АВП) за критерієм мінімального часу на доставку техніки і людей на трасу для проведення АВП (завдання «комівояжера»). При цьому враховують структуру дорожньої мережі шляхом використання спеціальних коефіцієнтів:

коефіцієнта збігу траси трубопроводу з під'їзними коліями:

$$K_c = \frac{\sum l_i}{L} \quad (5.1)$$

де L – довжина ділянки трубопроводу; l_i – довжина автодоріг на ділянках рівнобіжного проходження траси.

коефіцієнта віддаленості траси від автодоріг:

$$K_n = \frac{\sum h_i}{n} \quad (5.2)$$

де h_i – віддаленість автодороги від траси; n – кількість ділянок; коефіцієнта перетинів траси трубопроводу з автомобільними дорогами:

$$K_n = \frac{N}{100 \text{ км}} \quad (5.3)$$

де N – кількість перетинів автодорогами траси трубопроводу.

Час доставки визначається як функція:

$$t_d = f(K_c, K_\gamma, K_n) \quad (5.4)$$

Шляхом прорахунку варіантів розміщення пунктів розміщення АВП визначають найкращу схему обслуговування системи трубопроводів.

Інший підхід полягає у визначенні оптимального плеча обслуговування газопроводу за умови базування АВП безпосередньо на трасі (наприклад, на проммайданчику КС) [95]. Як критерій розрахунку l_{opt}^* беремо сумарні питомі витрати, включаючи витрати на АВБ і на резервування при недопоставці газу споживачеві. В результаті отримуємо такий вираз для оптимального плеча обслуговування:

$$l^* = \sqrt{\frac{(3 + E \cdot k) \cdot V}{\sqrt{3_y \cdot \Delta q \cdot \lambda \cdot n \left[1 + X_* \sqrt{\frac{1 + c^2}{\lambda n L}} \right]}}} \quad (5.5)$$

де 3 – річні експлуатаційні витрати; E – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень; K – капітальні вкладення; V – швидкість транспортування АВП; 3_y – питомі витрати з резервування; λ – інтенсивність відмов; n – кількість ниток; L – загальна довжина МГ; C – коефіцієнт варіації часу; X_* – корінь рівняння $\Phi(x)=\beta$.

Шляхи вдосконалення ремонтно-експлуатаційного обслуговування газотранспортних систем мають три основних напрямки [25, 53]:

зниження питомих витрат на відбудовні роботи в ході ТОіР;

зменшення втрат газу в атмосферу;

зниження збитку і тривалості простою газопроводу в результаті аварії (недовідпускання газу).

$$\Phi(\bar{3}_p + \bar{Y}_{щн} + \bar{Y}_{щпот}) \Rightarrow \min \quad (5.6)$$

Методи досягнення цих цілей дуже різні і поєднують у собі завдання удосконалення технології виконання робіт, упровадження нової техніки і засобів малої механізації, оптимізації планування й організації робіт з ТОіР, доцільної централізації і спеціалізації РЕП, раціонального розміщення лінійних служб і підрозділів, організації ефективної системи матеріально-технічного постачання.

Наукові розробки в цій галузі поєднують широке коло питань щодо вдосконалення технічних засобів для виробництва ТОіР на об'єктах ЛЧ, технології і нових методів ремонту й обслуговування лінійної частини, оптимальної організації і керування процесом контролю і відновлення МГ [55, 64, 74].

Можна відзначити такі тенденції розвитку системи ТОіР ЛЧ МГ:

розвиток і широке впровадження в практику експлуатації газотранспортних систем нових ефективних методів і технічних засобів контролю стану ЛЧ;

розвиток високопродуктивних методів ремонту МГ із метою скорочення часу простою МГ (у тому числі без зупинки перекачування газу);

створення спеціалізованих служб і підрозділів з контролю стану ЛЧ МГ (у тому числі повітряне патрулювання і дефектоскопія) з метою своєчасного виявлення й оперативної ліквідації аварій і ушкоджень;

створення могутніх спеціалізованих підрозділів з усунення великих аварій і виконання планових робіт великого обсягу (АВП, базові ЛЕС і ін.).

Вибір раціональної технології й удосконалення організації робіт при ТОіР ЛЧ МГ сьогодні здійснюється або на основі особистого досвіду окремих керівників, або шляхом найпростіших детермінованих розрахунків на мережних моделях за критерієм мінімуму тривалості робіт [84], трудозатрат [91]. Подібний підхід не дозволяє робити адекватну оцінку ефективності тих чи інших організаційно-технологічних рішень з урахуванням специфіки конкретної системи ТОіР, її структури, стратегій і режиму контрольно-відновних заходів, стану і рівня безвідмовності ЛЧ, випадкового характеру появи і розвитку ушкоджень і відмов на МГ.

Однією з найважливіших характеристик системи ТОіР ЛЧ МГ є режим функціонування РЕП у ході обслуговування. Режим функціонування насамперед визначається стратегією обслуговування, прийнятою в цій системі, і графіком (періодичністю) контрольно-відновних заходів (КВЗ) [25, 27].

Зараз у зв'язку зі «старінням» багатьох газопроводів системи газопостачання, підвищеними вимогами з безпеки й екологічності магістрального транспортування газу дуже гостро стоїть питання щодо забезпечення діючого й ефективного контролю стану лінійної частини в ході експлуатації. Чинні нормативні документи не містять конкретних рекомендацій з планування КВЗ на ЛЧ МГ і носять дуже загальний характер. Причому терміни проведення оглядів, їхня періодичність і обсяги слід установлювати в рамках кожного підрозділу, виходячи з конкретних умов (характер місцевості, наявність населених пунктів, технічний стан МГ і ін.). Ухвалюють такі рішення, як правило, без наукового опрацювання, на основі традиційних схем і інструкцій.

Широко використовують вертолітне патрулювання траси газопроводів з використанням лазерного устаткування з виявлення витоків газу (типу «Огляд», «Локатор-М»), автомобільне обстеження з газоаналізаторами (типу «Шукач-1»), що характеризуються великою вартістю й експлуатаційними витратами. Так, середня вартість години

роботи контрольної ланки, оснащеної «Локатором» становить 768 у.о., з яких на оренду вертольота в середньому йде 530 у.о. [81].

Аналіз закордонного досвіду експлуатаційного обслуговування МГ і наукових розробок у цій галузі показує, що велика частина досліджень присвячена питанням удосконалення старих і створення нових методів і технічних засобів контролю стану ЛЧ, перспективних технологій і механізмів для проведення ремонтно-відновних робіт [84, 91].

Не розглядають питання ефективності використання тих чи інших технічних засобів у ході ТОіР, планування термінів контролю і профілактики ЛЧ і її елементів з урахуванням нерівномірного розподілу показників надійності по довжині МГ, випадкового характеру появи відмов і ушкоджень. Не розв'язані завдання з організації територіально-виробничої системи ТОіР складної регіональної мережі МГ з урахуванням конфігурації ЛЧ. Питання вибору раціональних стратегій ТОіР ЛЧ МГ розглядають на основі загальних підходів і методів теорії надійності складних систем, пропонуючи спрощену модель руйнування ізольованого газопроводу і методику оцінки кількісних показників безвідмовності. Однак у запропонованих моделях не врахована можливість використання різних методів і засобів контролю стану МГ, що характеризуються визначеною вартістю і дозволеною здатністю. Не розглядають питання стратегічного планування КВЗ на окремих елементах (зосереджених об'єктах) ЛЧ МГ, що вимагають спільного виконання контрольних, профілактичних (чи регулювальних) робіт з метою виявлення прихованих відмов [91]. Істотно впливає на ефективність КВЗ структурна спеціалізація і потужність ремонтно-експлуатаційних підрозділів. Ці параметри у свою чергу багато в чому визначаються прийнятою технологією й оснащеністю бригад, служб і підрозділів, характер робіт у потоці вимог на ремонтно-відновне і профілактичне обслуговування.

Формування комплексу показників для оцінки ефективності системи ремонтно-експлуатаційного обслуговування газопроводів з урахуванням основних факторів і істотних структурно-технологічних зв'язків – є важливим етапом розробки узагальненої моделі системи ТОіР ЛЧ МГ. Розв'язання завдань з аналізу системи і подальшого переходу до синтезу оптимальних параметрів системи повинні базуватися на універсальних техніко-економічних показниках ефективності.

Система ТОіР ЛЧ МГ має всі ознаки складної системи і характеризується наявністю великої кількості різноманітних елементів і об'єктів, різноманітних видів робіт з ТОіР, різних типів РЕП (за потужністю, оснащеністю і комплектацією). Окремі елементи системи

мають між собою складний функціональний зв'язок. Тому для оцінки ефективності функціонування системи ТОіР існує багато різних показників. Найчастіше використовують такі з них: економічні витрати і характеристики тривалості ТОіР [84]. До них відносяться: вартість роботи (витрати на ремонтно-відновні роботи) Z_p ; тривалість виконання відбудовних робіт T_p ; трудомісткість ремонтних і інших робіт (в людино-годинах). Становить інтерес розгляд середньої тривалості робіт з ТОіР, обумовлений як математичне чекання тривалості одного набору робіт певного виду за деякий період експлуатації:

$$T_{CP} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n T_{Pi} \quad (5.7)$$

а також середньої працеемкості і середніх витрат на проведення ТОіР (визначених аналогічно). Відношення середньої сумарної тривалості робіт до наробку системи на відмову є питомою сумарною тривалістю робіт із ТОіР.

Аналогічним чином питома сумарна вартість робіт з ТОіР (витрати на ТОіР);

$$\bar{Z}_{\Sigma P} = \frac{Z_{\Sigma P}}{t'_p} \quad (5.8)$$

де t'_p – наробку на відмову.

Існує також ряд комплексних показників надійності експлуатованої системи, що враховують як властивість безвідмовності, так і ремонтнопридатності. Найрозповсюдженіші серед них: коефіцієнти готовності, надійності, технічного використання, оперативної готовності й інші [80].

Завдання вибору показників ефективності системи ТОіР ЛЧ МГ зводиться до обґрунтування доцільного набору параметрів, що дозволяють урахувати (з розумним ступенем деталізації) найзначніші фактори функціонування системи.

Дослідження суті питання доводить, що визначальними факторами в питанні вдосконалення системи ТОіР є: структура, розміщення й оснащення підрозділів, технологія ремонтно-експлуатаційного обслуговування, організація і керування ходом виконання робіт, стратегія контрольно-відновних заходів.

Показник ефективності функціонування системи (у завданні аналізу) повинен виступати як критерій оптимальності при розв'язанні завдань з удосконалення системи. Причому розглядати подібну проблему слід з позицій народногосподарської ефективності [89].

Система ТОіР ЛЧ МГ як важливий засіб забезпечення експлуатаційної надійності МГ вимагає значних матеріально-технічних, трудових витрат, що багато в чому визначають ефективність системи в цілому.

Це обумовлює доцільність використання як параметра для оцінки ефективності системи ТОіР ЛЧ МГ найрозповсюдженішого техніко-економічного показника ефективності – сумарних питомих витрат.

Загалом метою підвищення ефективності функціонування системи ТОіР ЛЧ МГ є забезпечення надійної роботи об'єктів МГ із найменшими сумарними витратами (на створення, оснащення і зміст ремонтно-експлуатаційних підрозділів і на проведення КВЗ) і збитками від втрат і недопоставок газу споживачам унаслідок простоїв (чи зниження продуктивності) газопроводів у ході ремонтно-відновних робіт. Таким чином, середні сумарні питомі витрати виступають не тільки як параметр оцінки ефективності ТОіР, але і як критерій оптимальності організаційно-технологічних рішень з удосконалення досліджуваної системи:

$$\bar{Z}_{\Sigma} = \bar{Z}_{\Sigma REP} + \bar{Z}_{\Sigma TOiP} + \bar{Y}_{\Sigma} \quad (5.9)$$

де $\bar{Z}_{\Sigma REP}$ – середні питомі витрати на будівництво, оснащення, комплектацію і утримання ремонтно-експлуатаційних підрозділів; $\bar{Z}_{\Sigma TOiP}$ – середні питомі витрати на проведення заходів щодо ТОіР; \bar{Y}_{Σ} – середній питомий збиток споживачів від недопостачання газу при зниженні пропускнув здатності газопроводів у ході АВР.

При комплексному розгляді процесу функціонування системи ТОіР ЛЧ МГ слід урахувати вплив безлічі випадкових і керованих факторів, що визначають значення тих чи інших параметрів системи, які впливають на її ефективність.

Система обслуговування і ремонту сучасних магістральних газопроводів має складну структуру і склад, різні форми організації робіт на лінійній частині, що забезпечує різний рівень ефективності експлуатації МГ. Найвищого рівня ефективності системи ТОіР ЛЧ МГ досягають при відшуканні значень параметрів (і їхнього співвідношення), що забезпечують екстремальне значення цільової функції. У рамках сформульованого вище комплексу завдань з удосконалення системи ТОіР лінійної частини газопроводів, що поєднує питання розробки оптимальної структурної схеми розміщення ремонтно-експлуатаційних підрозділів, планування контрольно-відновних заходів і організації робіт на об'єктах лінійної частини, цільова функція приймає різні значення і залежить від великої кількості факторів. При розв'язанні кожного з

перелічених оптимізаційних завдань цільова функція \bar{Z}_Σ є математичним виразом взаємозв'язку параметрів, що підлягають оптимізації, і вартісних (затратних) показників ефективності, що забезпечують нормальне функціонування системи.

Таким чином, мета і завдання формування критерію ефективності системи ТОіР зводяться до детального опрацювання й оцінки всіх складників цільової функції з урахуванням їх взаємного впливу.

Значення складників цільової функції формується в результаті розв'язку часткових завдань:

- вибору стратегії і режиму КВЗ;
- формування схеми розміщення РЕП;
- розбивки ЛЧ газотранспортної системи на експлуатаційні ділянки;
- закріплення окремих ділянок за конкретними РЕП;
- вибору технології КВЗ;
- комплектації РЕП технікою і людьми.

Суперечливий характер впливу перелічених керованих факторів на цільову функцію обумовлює необхідність використання комплексного підходу, тобто спільного розв'язання часткових завдань. Суть реалізації комплексного підходу зводиться до розбивки проблеми на часткові завдання, дослідження кожного окремого завдання й об'єднання результатів дослідження часткових завдань. Для цього застосовують принципи, покладені в основу декомпозиційних методів дослідження складних ієрархічних систем. Формалізація подібної математичної багатофакторної моделі дозволяє шляхом перебирання альтернативних варіантів вихідних параметрів і різних обмежень здійснювати пошук оптимальних організаційно-технологічних рішень за критерієм мінімуму цільової функції – середніх сумарних питомих витрат у системі ТОіР:

$$\min_{R,L,S,M,H} \bar{Z}_\Sigma(R,L,S,M,H), \quad (5.10)$$

де R – характеристики розміщення РЕП у регіоні обслуговування;

L – характеристики прикріплення ділянок системи ЛЧ МГ, що обслуговуються РЕП; S – стратегія і режим контрольно-відбудовних заходів (КВЗ), прийнятих у кожному РЕП; M – характеристики потужності, оснащеності, комплектації РЕП; H – прийнята технологія й організація робіт.

При розгляді подібного завдання глобальної оптимізації перелічені характеристики системи ТОіР ЛЧ МГ R , L , S , M , H відіграють роль аргументів, виступаючи як провідні параметри.

Оптимальне планування контрольно-відновних заходів на ЛЧ здійснюють шляхом вибору раціональної стратегії обслуговування об'єктів МГ і режимів функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у рамках діючої системи ТОіР:

$$\min_s \bar{Z}_\Sigma(S...a, b, c) , \quad (5.11)$$

де a, b, c — різні системні обмеження.

Завдання з планування КВЗ містить у собі безліч часток підзавдань, розглянутих докладно в третьому розділі цієї роботи.

Найважливішим засобом підвищення ефективності системи ТОіР ЛЧ МГ є удосконалення структурної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування, що поєднує часткові завдання з визначення пунктів базування підрозділів, установлення границь (зон) обслуговування; прикріплення експлуатаційних ділянок ЛЧ МГ за конкретними РЕП:

$$\min_{R,L} \bar{Z}_\Sigma(R, L...a, b, c) . \quad (5.12)$$

За умови сформованої структури системи ТОіР, прийнятої стратегії і режиму контрольно-відбудовних заходів на МГ розглядають питання вибору технології й організації робіт з обслуговування лінійної частини із залученням певних виробничих потужностей і ресурсів:

$$\min_{M,H} \bar{Z}_\Sigma(M, H...a, b, c) , \quad (5.13)$$

де a, b, c — величини, що характеризують граничні умови функціонування системи (обмеження за часом, матеріалами, ресурсами і т. д.).

Запропонований у роботі комплексний підхід дозволяє здійснювати пошук оптимальних варіантів організації ТОіР ЛЧ МГ як при удосконаленні (коректуванні) діючих, так і при проектуванні створюваних систем обслуговування.

У рамках комплексного підходу можна провести детальніше дослідження окремих завдань з удосконалення організації системи ТОіР ЛЧ МГ на різних рівнях.

Дослідження діючої системи технічного обслуговування і ремонту ЛЧ МГ у рамках системи газопостачання, основних тенденцій у розвитку магістрального транспортування газу свідчить про необхідність підвищення ефективності заходів щодо забезпечення надійності магістральних газопроводів у ході експлуатації з метою скорочення загальних витрат, утрат і збитків.

Аналіз перспективних досліджень і теоретичних розробок у галузі удосконалення техніки, технології, організації і керування системи ТОіР ЛЧ МГ підтверджує актуальність комплексного розгляду перелічених проблем. Тільки системний підхід як головний принцип дослідження складних технічних і організаційно-управлінських об'єктів з обліком максимально можливого числа факторів, що впливають на функціонування системи, дозволяє розв'язати завдання оцінки ефективності ремонтно-експлуатаційного обслуговування ЛЧ МГ і з ухвалення оптимальних організаційно-управлінських і технологічних рішень.

Функціонування системи ТОіР ЛЧ МГ – складний динамічний процес, для моделювання і подальшого дослідження якого необхідно вирішити кілька етапних завдань [105].

Перший етап полягає в так званому представленні системи в компактній формі, що полегшує опис системи, а також формулювання і розв'язання подальших завдань. Така інформація містить у собі поняття, склад і мету функціонування досліджуваної системи, сукупність правил її функціонування, які визначають, що повинна робити система для досягнення поставленої перед нею мети, а також структурну схему. Наявність твердої структурної схеми у вигляді сукупності безлічі блоків (елементів, об'єктів) і визначених зв'язків між ними визначає головну відмінність пропонованого поняття системи ТОіР ЛЧ МГ від абстрактних моделей, досліджуваних у загальній теорії складних систем.

Для кількісної оцінки ступеня досягнення системою поставлених перед нею цілей необхідно ввести визначені характеристики її функціонування. Причому кожна характеристика описує якийсь один бік функціонування системи, і лише визначена сукупність таких показників дозволяє оцінити ефективність системи в цілому (рис. 5.1).

Вибір показників і визначення виразів або числових значень різних характеристик функціонування системи на основі вивчення її структури, принципів роботи, факторів, що впливають на неї, формують наступний етап – розрахунок представленої системи. Перелічені етапи дослідження системи ТОіР необхідні для переходу до етапу аналізу процесу її функціонування, що полягає у визначенні виду залежностей різних характеристик і показників структури, режиму функціонування і некерованих факторів. Сукупність етапів представлення, розрахунку й аналізу системи утворює основу для формалізації багатофакторної моделі

системи ТОіР ЛЧ МГ складної структури. Модель у цьому випадку представляє простішу систему, ніж вихідна, зі збереженням найістотніших рис і відображенням найважливіших структурно-технологічних зв'язків.

Для можливості подальшого дослідження системи за допомогою моделі остання повинна поєднувати в собі властивості концептуальної моделі, що характеризує причинно-наслідкові зв'язки, істотні для опису системи, а також математичної моделі, що описує функціонування системи з кількісного і якісного боків.

Розробка такої моделі дозволяє виконати розрахунки з оцінки процесу функціонування системи при визначених значеннях параметрів структури, режимів роботи (показників функціонування), при впливі різних випадкових факторів. Перебір і розрахунок таких альтернативних варіантів дозволяє розв'язати наступне етапне завдання – синтезувати систему з метою визначення її оптимальної структури і стратегії функціонування за заданою безліччю робіт, значенням параметрів підрозділів і необхідних значень різних характеристик функціонування системи.

Отже, систему ТОіР ЛЧ МГ можна представити як сукупність робіт, що формують потік заявок на проведення ремонтно-експлуатаційного обслуговування і засобів для їхнього виконання (підрозділів).

Під засобами ми розумітимемо сукупність машин, механізмів і персоналу РЕП (модулі). Потужність і склад РЕП (модулів) залежать від їхнього призначення, ієрархічного рівня, масштабів розв'язуваних завдань (рис. 5.2).

Сукупність модулів і стійких зв'язків між ними з урахуванням розміщення, ієрархії, розподілу ресурсів утворюють структуру системи. Режим функціонування системи визначає сукупність правил і принципів проведення системи для досягнення поставлених виробничих цілей. Сюди відносяться питання технології, стратегії, організації і керування виробничим процесом.

Перелічені структурно-режимні характеристики системи відносяться до розряду так званих керованих факторів, впливаючи на який можна змінювати вихідні показники функціонування системи. Однак на систему впливає велике число некерованих випадкових факторів, що характеризують стан об'єктів, які обслуговуються, вплив зовнішніх обставин (навколишнього середовища) і інших непередбачених подій. Усе це визначає багатофакторність моделі системи ТОіР ЛЧ Г і необхідність імовірнісного підходу при її розробці.

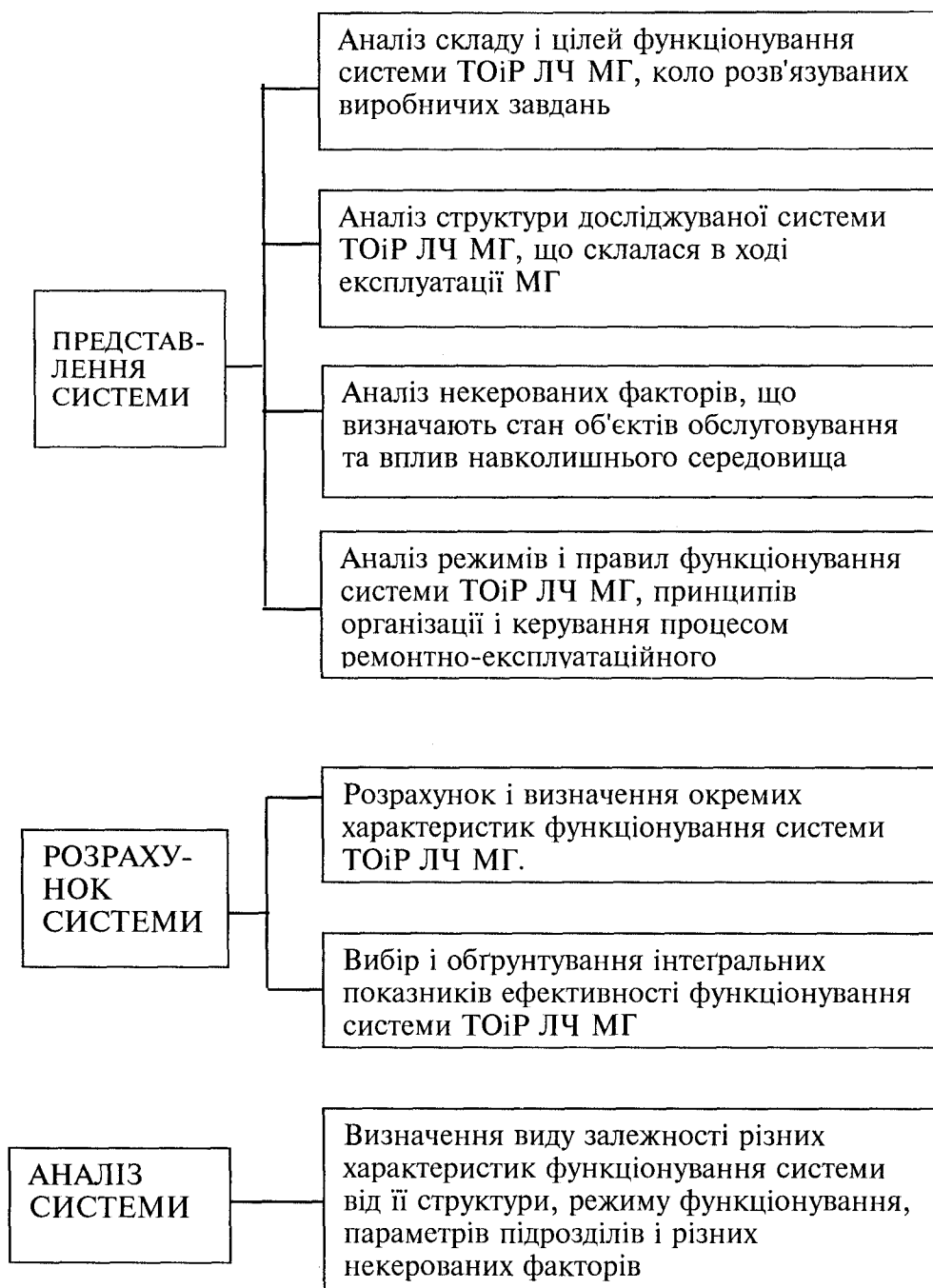


Рис. 5.1. Етапи розробки і дослідження узагальненої моделі системи ТОіР ЛЧ МГ складної структури

5.2. Вдосконалення структурної схеми розміщення ремонтно-експлуатаційних підрозділів у системі ТОіР лінійної частини газопроводів

Аналіз організації й ефективності діючої системи технічного обслуговування і ремонту ЛЧ МГ галузі доводить необхідність подальшого опрацювання питань вибору її оптимальної структури, схеми розміщення, принципів розподілу матеріально-технічних ресурсів, визначення об'єктів і ділянок обслуговування.

Розробку й удосконалювання структури і схеми розміщення підрозділів системи ТОіР не можна здійснювати у відриві від стану об'єктів ЛЧ МГ, що обслуговуються, без обліку принципів стратегічного планування контрольно-відновних заходів, без оцінки безлічі факторів, які прямо чи побічно впливають на показники безвідмовності і ремонтнопридатності системи в цілому.

Лінійна частина МГ є лінійно-протяжною, конструктивно однорідною системою, що характеризується різними умовами експлуатації на окремих ділянках і різних значеннях показників надійності.

Лінійна частина МГ як система обслуговування характеризується (крім безвідмовності) показниками ремонтнопридатності. Найчастіше застосовуваними є витрати на відновлення і тривалість ремонту. Перелічені показники у свою чергу визначають показники ефективності функціонування РЕП – середні питомі витрати засобів і часу. Насамперед показники ремонтнопридатності варто розглядати як функцію координати, тому що залежно від стану (некеровані фактори) тієї чи іншої ділянки лінійної частини формується випадковий потік вимог на ремонтно-відновні роботи. Це підтверджується і впливом на показники ремонтнопридатності схеми розміщення виробничих підрозділів ТОіР складної системи МГ. До числа керованих факторів, що визначають рівень показників ремонтнопридатності, відносять обрану технологію проведення робіт, комплектацію підрозділів технікою і персоналом визначеної кваліфікації. Керування цими факторами дозволяє варіювати затратно-часові параметри процесу обслуговування з метою пошуку оптимального варіанта організації системи ТОіР ЛЧ МГ. Іншими словами, можливості і структура реалізованої системи ТОіР МГ визначають властивість ремонтнопридатності ЛЧ.

Слід відзначити, що структурні параметри системи ТОіР ЛЧ МГ (ієрархія, розміщення в регіоні обслуговування, визначення ділянок, що обслуговуються, ЛЧ), порівняно з іншими (організація і керування

роботами, комплектація й оснащення РЕП, періодичність і режим контрольно-відновних заходів), володіють меншою мінливістю і відносною стабільністю. Це пояснюється тим, що формування структури обслуговування ЛЧ МГ нерозривно пов'язане зі створенням матеріально-технічної бази системи ТОіР, що вимагає значних капітальних витрат (будівництво будинків і споруд, майданчиків для зберігання техніки, допоміжне ремонтне виробництво). Розв'язувати це завдання треба як при проектуванні знову створюваної системи ТОіР на споруджуваних газотранспортних об'єктах, так і для оцінки ефективності функціонування діючих РЕП і вироблення рекомендацій з удосконалення їх структури і схеми розміщення.

Посилаючись на вищевикладене, за основу при розробці структурної схеми системи ТОіР ЛЧ МГ приймімо такі моменти:

лінійна частина – лінійно-протяжний, конструктивно однорідний об'єкт, що викликає необхідність розбивати його на відособлені експлуатаційні ділянки. Причому універсальних рекомендацій для виконання цієї процедури сьогодні не існує;

через нерівномірне «старіння» і ряд інших факторів аварійність газопроводу на різних ділянках неоднакова, тобто є функцією координати;

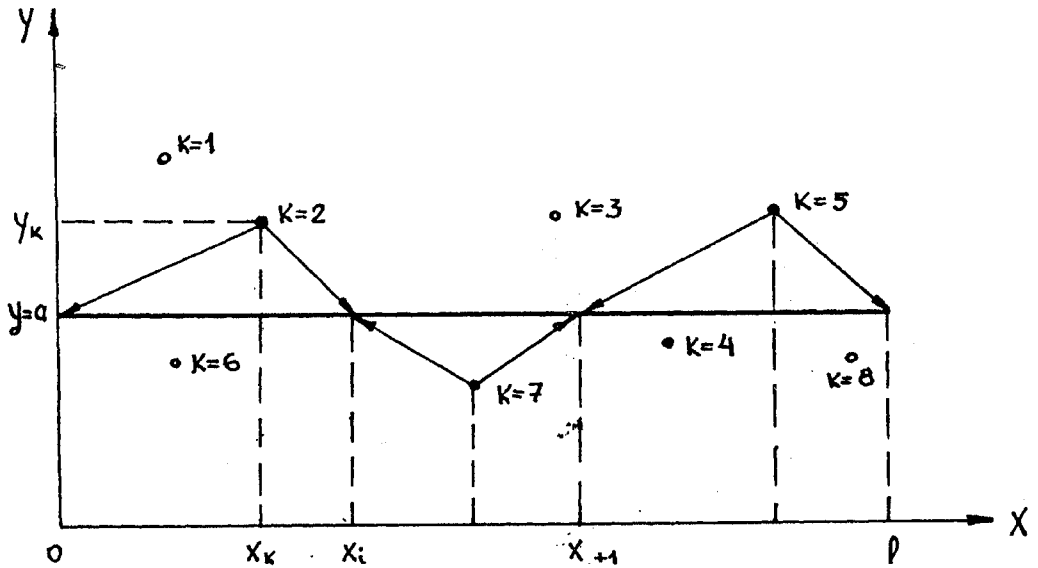
топология мережі газопроводів, їхня конфігурація, а також безліч різнохарактерних споживачів, розосереджених уздовж траси, обумовлюють істотне розходження наслідків аварій, що виникають на тих чи інших ділянках;

трудомісткість робіт з ТОіР визначається не тільки діаметром газопроводу, а й гідро-геологічними і природно-кліматичними умовами. Тому показники ремонтнопридатності варто розглядати як функцію координати;

властивість ремонтнопридатності формулюється під впливом реалізованої системи ремонту. Отже, на величину показників ремонтнопридатності істотно впливають такі фактори, як комплектація ремонтних підрозділів технікою і персоналом визначеної кваліфікації, обрана технологія робіт.

Розробка структурної схеми розміщення РЕП і визначення регіону обслуговування є важливим етапом комплексного вдосконалення системи ТОіР ЛЧ МГ. Мета його здійснення зводиться до розробки методики оцінки ефективності структурно-регіональної схеми розміщення РЕП у системі обслуговування з можливістю пошуку оптимального (з погляду прийнятого критерію) рішення шляхом перебору альтернативних варіантів.

Для початку розгляньмо найпростішу схему обслуговування окремого відособленого газопроводу (чи його ділянки) (Рис. 5.2).



можливі місця розміщення РЕП
 варіант розміщення РЕП

Рис. 5.2 Загальна схема системи ТОіР МГ

Межі цієї ділянки позначмо початковою і кінцевою точкою з координатами відповідно $X_{\text{поч.}}$ і $X_{\text{кін.}}$. Ділянку газопроводу задаймо в декартових координатах рівнянням у вигляді аналітичної залежності:

$$y = f(x) ; x_{\text{поч}} \leq x \leq x_{\text{кін}} \quad (5.14)$$

Використовуючи метод деформації системи декартових координат, приходимо до опису траси газопроводу лінією:

$$y = a \text{ при } 0 \leq x \leq l. \quad (5.15)$$

Задаймо безліч можливих місць дислокації ремонтно-експлуатаційних підрозділів координатами (X_k, Y_k) , де $k = \overline{1, n}$ – індекс пункту розміщення. Ми вважаємо, що з k -го пункту здійснюється обслуговування ділянки газопроводу з координатами границь X_i та X_{i+1} ($i=1, 2, 3, \dots$). Позначмо для зручності ділянку індексом i . В силу природних допущень передбачається, що один підрозділ обслуговує одну ділянку, всередині якого не може розташовуватися ділянка, яку обслуговують інші

підрозділи (ділянки не перетинаються). Таким чином, кількість ремонтно-експлуатаційних підрозділів відповідає кількості ділянок обслуговування. Через яскраво виражену лінійну спрямованість газопроводів ці допущення навряд чи потребують обґрунтування.

Введемо в розгляд такі змінні:

$\{x_i\}_{i=1}^{n+1}$ – множина координат границь ділянок обслуговування, причому:

$$x_1 = 0; x_{n+1} = \ell; n = 1, 2, 3, \dots$$

$K = \overline{1, n}$ – індекси можливих місць (пунктів) розміщення ремонтно-експлуатаційних підрозділів (РЕП);

$$g_{ik} = \begin{cases} 1, & \text{якщо РЕП, розміщене в } K\text{-му пункті (} K = \overline{1, n}\text{)} \\ & \text{обслуговує } i\text{-ту ділянку з межами (} x_i; x_{i+1}\text{)}; \\ 0, & \text{у протилежному разі.} \end{cases}$$

З урахуванням того, що кожен ділянку газопроводу обслуговує один визначений підрозділ:

$$\sum_k g_{ik} = 1; i = \overline{1, n}. \quad (5.16)$$

Досліджуючи технологічні схеми газотранспортних систем, легко помітити, що лінійна частина магістральних газопроводів як об'єкт обслуговування давно вже не є суто лінійно-протяжною системою. Закільцьованість, багатонитковість, розгалуженість (особливо для старих систем МГ), наявність потужних газотранспортних вузлів (перетин великих систем), введення ряду промислових газопровідних мереж до складу деяких управлінь магістральних газопроводів – усе це потребує перегляду та доопрацювання принципів організації і розміщення підрозділів у системі ТОВ ЛЧ МГ. Для складних газотранспортних систем необхідний перехід від лінійної структури організації обслуговування до регіонального.

У реальній практиці експлуатації ЛЧ МГ ремонтно-експлуатаційні підрозділи різного складу і потужності (АВП, ЛЕС, РВБ, АОП) найчастіше забезпечують обслуговування і ремонт складних (багатониткових, розгалужених) систем магістральних газопроводів і відводів. Тому дуже актуальним є завдання з оптимального формування структурної схеми розміщення-прикріплення РЕП у регіоні обслуговування. Залежно від конкретних умов можливі різні варіанти цього завдання. Наприклад, при розробці схеми розміщення опорних

баз РЕП на знову побудованій системі МГ у районі з малорозвиненою інфраструктурою і важкими природно-кліматичними умовами визначними факторами є: наявність доріг і проїздів, близькість до транспортних вузлів і баз постачання матеріалу і пального, можливість швидкого збору персоналу РЕП у випадку проведення невідкладних відновних робіт. Перелічені фактори визначають границі формування альтернативних варіантів структурних схем, розглянутих у процесі синтезу оптимальних рішень з розміщення-прикріплення матеріально-технічних ресурсів РЕП у регіоні обслуговування системи МГ.

В умовах сформованої системи експлуатації МГ у районах з розвинутою інфраструктурою, мережею доріг, визначеним дефіцитом площ, що устійнилися схемами розміщення РЕП («старі» газопровідні системи в густонаселених регіонах), коли повне перебазування тих чи інших потужностей недоцільне (а часом неможливе), завдання зводиться до раціонального перерозподілу матеріально-технічних ресурсів і ділянок, що обслуговуються, лінійної частини всередині діючої системи ТОіР.

Для формування складної регіональної структурної схеми розміщення-прикріплення в системі ТОіР ЛЧ МГ розгляньмо певний регіон обслуговування, що містить як відособлений газопровід, так і систему МГ. Точки перетину газопроводів системи з межами регіону обслуговування ми вважатимемо заздалегідь заданими. Назвімо їх $X_{\text{поч}}$ та $X_{\text{кін}}$ (для кожного конкретного газопроводу). Точки перетину газопроводів один з одним (у тому числі місця приєднання відводів) також вважатимемо початковими (кінцевими) точками (рис. 5.3).

Тоді в регіоні обслуговування системи МГ існує деяке кінцеве число газопроводів, рівняння траси кожного з яких можна задати в декартових координатах у вигляді математичних залежностей:

$$y_j = f_j(X); X_{\text{поч } j} \leq X \leq X_{\text{кін } j}; j = \overline{1, J} \quad (5.17)$$

де j — індекс газопроводу (відводу); J — кількість газопроводів у регіоні, що обслуговується.

За аналогією з розглянутою вище моделлю системи ТОіР відособленого газопроводу розбиймо кожен газопровід на експлуатаційні ділянки, групи яких мають координати:

$$\left\{ X_{ji} \right\}_{i=1}^{n_{j+1}}; \left(X_{ji}; Y_{ji} = f_j(x_{ji}) \right) i \left(X_{j,i+1}; Y_{j,i+1} = f_j(X_{j,i+1}) \right) \quad (5.18)$$

Тоді самі експлуатаційні ділянки задаються парою чисел:

$$\left(X_{j,i}; X_{j,i+1} \right); i = \overline{1, n}; j = \overline{1, J} \quad (5.19)$$

Причому $X_{j,1} > X_{\text{поч } j}$

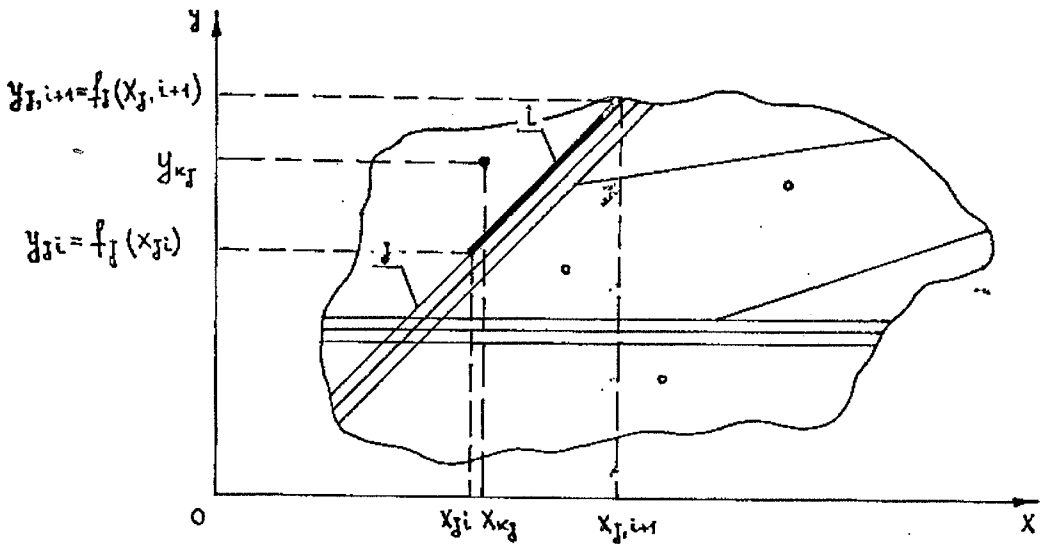


Рис. 5.3. Загальна схема регіональної системи $ToiP$ складної мережі MG

$$\sum_{i=1}^{n+1} (X_{j,i+1} - X_{j,i}) = X_{кінj} - X_{почj} \quad (5.20)$$

Ця умова означає, що початкова і кінцева точки газопроводу є відповідними точками експлуатаційних ділянок (в окремому випадку однієї ділянки).

Для зручності опису позначмо ділянку j -го газопроводу всередині границь $(X_{j,i}; X_{j,i+1})$ як j, i – ділянка.

Обслуговування газопроводів здійснює мережа РЕП, що можуть розміщатися в ряді задалегідь обговорених точок, що утворять упорядковану кінцеву нескінченність. При розробці регіональної схеми розміщення РЕП і прикріпленні за ними визначених ділянок розглянутої системи слід врахувати можливість одночасного обслуговування одним підрозділом декількох ділянок на різних газопроводах. Такої необхідності може не бути, що також потребує обґрунтування і відображень у розробленій моделі.

Для забезпечення можливості прорахування всіх можливих варіантів з метою вибору оптимального використаний метод декомпозиції. Для кожного j -го газопроводу ($j = \overline{1, J}$) системи формується свій набір можливих пунктів базування, що позначаються індексом K_j ($K_j = \overline{1, n_j}$). Розв'язавши завдання «розміщення-прикріплення» для кожного газопроводу, звівши отримані результати (метод накладення), визначаємо підрозділи, що здійснюють обслуговування декількох ділянок газопроводів системи, тобто регіону обслуговування РЕП.

Для реалізації даного підходу доцільно прийняти припущення, обговорені вище. Приймаючи, що обслуговування j, i – ділянки здійснюється одним РЕП, введемо в розгляд цілочислену змінну:

$$g_{jiK_j} = \begin{cases} 1, & \text{якщо всі роботи з ТОіР на } J, i \text{ – ділянці виконуються} \\ & \text{силами РЕП, розміщеного в } K_j\text{-й точці;} \\ 0, & \text{у протилежному разі.} \end{cases}$$

У силу прийнятих припущень:

$$\sum_{K_j=1}^{n_j} g_{jiK_j} = 1; K_j = \overline{1, n_j}; i = \overline{1, n_j}; j = \overline{1, J} \quad (5.21)$$

Запропонована модель обслуговування складної мережі МГ дозволяє перейти до наступних етапів завдання з удосконалення регіональної системи ТОіР ЛЧ – оцінки показників ефективності системи і розробки алгоритму формування структурної схеми розміщення РЕП.

Завдання формування оптимальної структурної схеми організації регіональної системи ТОіР ЛЧ МГ містить такі етапи:

формалізація розрахункової схеми і формування вихідних даних із досліджуваної системи;

формування альтернативних варіантів організації і розміщення підрозділів системи ТОіР ЛЧ МГ;

оцінка ефективності кожного з розглянутих варіантів;

вибір оптимального варіанта, що відповідає мініимальному значенню функції мети.

Модель ТОіР ЛЧ заснована на запропонованих вище структурних схемах обслуговування відособленого газопроводу і складної регіональної системи МГ.

Ця модель дозволяє враховувати: нерівномірність розподілу показників безвідмовності по довжині газопроводів; істотну розбіжність наслідків аварій, що виникають на тих чи інших ділянках МГ; вплив природно-кліматичних і гідро-геологічних умов на трудомісткість робіт із ТОіР і розподіл показників ремонтнопридатності по трасі; залежність рівня ремонтнопридатності від потужності і комплектації ремонтно-експлуатаційних підрозділів технікою і персоналом, обраної технології робіт, обраних стратегії і режиму (періодичності) КВЗ.

При розробці моделі обслуговування ЛЧ МГ прийняті такі припущення:

ремонтно-відновні роботи проводяться досить рідко і з високою інтенсивністю, що практично виключає можливість їхнього накладення й утворення черги;

за кожною ділянкою, яку обслуговує МГ, закріплений один РЕП, що виключає можливість взаємодопомоги КВЗ і залучення додаткових потужностей при експлуатації ЛЧ;

через незалежність функціонування РЕП узагальнений показник ефективності системи ТОіР ЛЧ МГ (сукупності РЕП) є величиною адитивною.

Розгляньмо систему обслуговування відособленого газопроводу в рамках регіональної мережі МГ.

Середні сумарні питомі витрати в системі ТОіР ЛЧ МГ відповідно до обраного критерію ефективності визначаються витратами на створення й утримання РЕП, збитками від недопоставок газу споживачам, витратами на контрольно-відновні і профілактичні заходи:

$$\bar{Z}_{\Sigma} = \bar{Z}_{РЕП} + \bar{Z}_{ТОР} + \bar{Y}_{Щ} \quad (5.22)$$

У рамках запропонованої моделі обслуговування ЛЧ МГ перерахування показників ефективності за тимчасовою ознакою зручно розбити на одноразові витрати (капітальні вкладення) і поточні витрати:

$$\bar{Z}_{\Sigma} = \bar{Z}' + E_H \sum_i K_i(X_{РЕП i}; Y_{РЕП i}), \quad (5.23)$$

де \bar{Z}' – середні загальні питомі витрати на експлуатацію й обслуговування досліджуваного МГ; $K_i(X_{РЕП i}; Y_{РЕП i})$ – капітальні витрати на спорудження пунктів базування РЕП з координатами $(X_{РЕП i}; Y_{РЕП i})$, який обслуговує i -ту ділянку МГ; E_H – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень.

Внаслідок прийнятих вище припущень загальні питомі витрати в системі ТОіР досліджуваного МГ складаються із середніх питомих витрат $\bar{Z}'_i(x_i, x_{i+1})$ з обслуговування i -х відособлених ділянок з координатами границь $(x_i; x_{i+1})$:

$$\bar{Z}' = \sum_i \bar{Z}'_i(x_i, x_{i+1}) \quad (5.24)$$

Показник $\bar{Z}'_i(x_i, x_{i+1})$ певним чином залежить від ряду керованих і випадкових факторів, що визначають рівень безвідмовності і ремонтно-придатності досліджуваної ділянки МЧ, найістотніші характеристики траси в заданих межах, виробничі можливості сформульованого РЕП, величину наслідків відмов, ушкоджень лінійної частини:

$$\bar{z}'_i(X_i, X_{i+1}) = \int_{X_i}^{X_{i+1}} \frac{d\bar{z}'_i(X)}{dX} dX, \quad (5.25)$$

де $\bar{z}'_i(x)$ – функція середніх питомих експлуатаційних витрат від координати в межах досліджуваного i -ї ділянки ЛЧ, яку обслуговує визначений РЕП за заданими характеристиками.

Таким чином, завдання полягає у визначенні показника $\frac{d\bar{z}'_i(x)}{dx}$ з урахуванням усіх його складників (неоднорідних характеристик), обчисленні загального показника ефективності розглянутого варіанта організації системи ТОВ ЛЧ МГ, зіставленні альтернативних варіантів і виборі оптимальної структурної схеми обслуговування, що забезпечує мінімальне значення функції мети:

$$\bar{z}_\Sigma \rightarrow \min \quad (5.26)$$

З урахуванням вищесказаного сформований показник:

$$\begin{aligned} \frac{d\bar{z}'_i(x)}{dx} = & \left\{ z_{аві}^{don} + 2z_{аві}^{mp}(X_{РЕПі}; Y_{РЕПі}; x) + z_{аві}^{рем}(x) \right\} + \\ & + \bar{c}_i(x) \left[T_{аві}^{don} + T_{аві}^{mp}(X_{РЕПі}; Y_{РЕПі}; x) + T_{аві}^{рем}(x) \right] \frac{d\bar{\Pi}_{аві}(x)}{dx} + \\ & + \left\{ z_{ні}^{don} + 2z_{ні}^{mp}(X_{РЕПі}; Y_{РЕПі}; x) + z_{ні}^{рем}(x) \right\} + \\ & + \bar{c}_i(x) \left[T_{ні}^{don} + T_{ні}^{mp}(X_{РЕПі}; Y_{РЕПі}; x) + T_{ні}^{рем}(x) \right] \frac{d\bar{\Pi}_{ні}(x)}{dx} + \\ & + \frac{d\bar{Q}_i(x)}{dx}(x) + \frac{z_{кні}}{\delta_{кн}}; \end{aligned} \quad (5.27)$$

де $z_{аві}^{don}$ – допоміжні середні витрати цього РЕП при зборі, підготовці і проведенні аварійно-відновних робіт (АВР);

$z_{аві}^{mp}(X_{РЕПі}; Y_{РЕПі}; x)$ – середні транспортні витрати при проведенні АВР на i -й ділянці РЕП, розташованого в пункті $(X_{РЕПі}; Y_{РЕПі})$ як функція X ;

$z_{аві}^{рем}(x)$ – середні витрати на проведення АВР на i -й ділянці ЛЧ;

$\bar{c}_i(x)$ – середній питомий збиток від недопостачання (чи повного припинення подачі) газу на i -й ділянці;

$T_{аві}^{всп}$ – середні тимчасові витрати на допоміжні заходи (збір, підготовка) при АЗР на i -й ділянці;

$T_{аві}^{mp}(X_{РЕПі}; Y_{РЕПі}; x)$ – середня тривалість транспортування РЕП з пункту базування $(X_{РЕПі}; Y_{РЕПі})$ у точку X i -го ділянки ЛЧ при АВР;
 $T_{аві}^{рем}(x)$ – витрати часу на АВР на i -й ділянці.

Показники $Z_{ні}^{don}; Z_{ні}^{mp}(X_{РЕПі}; Y_{РЕПі}; x); Z_{ні}^{рем}(x); T_{ні}^{don}; T_{ні}^{mp}(X_{РЕПі}; Y_{РЕПі}; x); T_{ні}^{рем}(x)$; аналогічні переліченим вище при проведенні ремонтно-відновних робіт з усунення ушкоджень і несправностей (щілини, тріщини, витоку) на ЛЧ МГ. Їх виділення обумовлене істотними розходженнями в технології робіт, потребі в матеріально-технічних ресурсах, обсягах втрат і збитків при позаштатних ситуаціях на ЛЧ.

$\bar{Q}_i(x)$ – середні питомі втрати газу (у вартісному вираженні) на i -й ділянці МГ;

$\bar{P}_{аві}(x)$ – середня питома інтенсивність усунення аварій (АВР) на i -й ділянці МГ у міру їхнього самостійного прояву;

$\bar{P}_{Пі}(x)$ – середня питома інтенсивність ліквідації ушкоджень на ЛЧ у міру їхнього виявлення при періодичному контролі (патрулюванні) ;

$Z_{КПі}$ – середні витрати на контрольно-профілактичні заходи в ході патрулювання i -ї ділянки МГ;

$\delta_{КП}$ – періодичність патрулювання (контролю, профілактики) на i -й ділянці МГ.

Таким чином, величина питомих експлуатаційних витрат складається з власне експлуатаційних витрат і збитків від утрат і недопоставок газу.

Кожен з перелічених часткових показників залежить від різних факторів, що визначають умови експлуатації конкретної ділянки досліджуваної газотранспортної системи.

Величина капітальних витрат на РЕП, що базуються в пункті з координатами $(X_{РЕПі}; Y_{РЕПі})$, визначається:

$$K_i(x_{РЕПі}; y_{РЕПі}) = K_{БАЗі} + K_{зані} + K_{Мі} + K_{Пі}, \quad (5.28)$$

де $K_{БАЗі}; K_{зані}; K_{Мі}; K_{Пі}$ – капітальні вкладення, відповідно: у будинки і споруди; матеріально-технічні запаси і ресурси; машини, механізми і технічні засоби; соціально-побутові умови для персоналу РЕП.

Оцінити перелічені показники нескладно, їх легко отримати за нормативними чи документами на підставі даних за конкретним РЕП.

Характеристики $Z_{аві}^{дон}, Z_{Пі}^{дон}, T_{аві}^{дон}, T_{Пі}^{дон}$ залежать від оснащеності і комплектації РЕП і визначаються непрямым шляхом чи шляхом опрацювання статистичної інформації про діяльність розглянутого РЕП.

• Транспортні витрати засобів і часу визначаються складом підрозділів до місця виконання робіт, типом і кількістю транспортних засобів і є функцією плеча перевезення (координати). Для підрозділу з відомою осначеністю питомі транспортні витрати $Z_{(П)}^{TR РЕПі}$ є умовно постійною величиною, оцінюваною окремо для кожного РЕП:

Тоді:

$$Z_{(П)}^{TR}(x_{РЕПі}; y_{РЕПі}; x) = Z_{(П)}^{TR РЕПі} \cdot S(x_{РЕПі}; y_{РЕПі}; x) \quad (5.29)$$

де $S(x_{РЕПі}; y_{РЕПі}; x)$ – плече перевезення як функція координати.

При розгляді регіональної транспортної схеми (в декартових координатах) треба враховувати складну структуру дорожньої мережі. Для спрощення завдання в запропонованій моделі сформовані два можливих види транспортної схеми.

За відсутності розвиненої мережі доріг обирають традиційну схему транспортування РЕП уздовжтрасовими проїздами. В умовах розвиненої дорожньої мережі плече перевезення враховується як найкоротша відстань до будь-якої точки ЛЧ із поточною координатою X). Іншими словами:

$$S(x_{РЕПі}; y_{РЕПі}; x) = \begin{cases} y_{РЕПі} + |x_{РЕПі} - x|, & \text{за відсутності розвиненої} \\ & \text{дорожньої мережі} \\ \sqrt{y_{РЕПі}^2 + (x_{РЕПі} - x)^2}, & \text{в умовах розвиненої} \\ & \text{мережі доріг.} \end{cases} \quad (5.30)$$

Затратно-часові характеристики ремонтно-відновних заходів $Z_{аві}^{дон}, Z_{Пі}^{дон}, T_{аві}^{дон}, T_{Пі}^{дон}$ (показники ремонтнопридатності) визначаються умовами виконання тих чи інших робіт, прийнятою технологією ТОіР, тривалістю й оснащеністю РЕП. Можливі два шляхи їхнього формування: за непрямыми даними на підставі діючої нормативної документації і шляхом аналізу статистичних даних з експлуатації ЛЧ у рамках досліджуваного РЕП.

Заслугове на увагу питання визначення збитку від утрат газу в ході експлуатації. При аналізі складників народногосподарського збитку від утрат газу варто розрізняти збиток від власне втрат газу в атмосферу в результаті аварій і ушкоджень і збиток від недопоставки газу

споживачеві. При розгляді цього питання з позицій газотранспортного підприємства для забезпечення ефективної експлуатації магістральних газопроводів доцільно ухвалити таке положення: в межах обслуговування газотранспортної системи (чи її ділянок) залежно від структури МГ і конкретних умов експлуатації, що впливають на собівартість транспортування, з урахуванням вартості придбання газу в суміжних постачальників величина середнього питомого збитку $\bar{C}_{i(x)}$ від недопоставки і втрат одиниці об'єму газу відома для кожної ділянки ЛЧ.

Величина $\bar{C}_{i(x)}$ в цьому випадку є характеристикою економічної діяльності підприємства і визначається за кожною з методик [64], існують у галузі. У рамках запропонованої математичної моделі з оцінки ефективності системи ТОіР ЛЧ МГ збиток від недопоставки газу споживачеві є функцією часу простою ділянки газопроводу:

Середні питомі інтенсивності ліквідації аварій і ушкоджень на ЛЧ $\bar{n}_{abi}, \bar{n}_{ni}$ визначаються рівнем показників безвідмовності МГ на заданих ділянках, характером процесу руйнування труби, обраною стратегією і режимом (періодичністю) контрольно-відновних заходів і вірогідністю виявлення ушкоджень у ході патрулювання. Ці параметри також впливають на величину середніх питомих утрат газу в атмосферу \bar{Q}_p , складниками яких є втрати газу через свищі (витоки) за період від їхньої появи до усунення за результатами контролю, і втрати при випусканні газу з ділянки, що ремонтується в ході АВР.

Алгоритм формування оптимальної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування складної мережі МГ, розроблений автором на основі запропонованої вище моделі системи ТоіР, містить такі етапи:

- розбивка газотранспортної системи на відособлені МГ;
- формування інтервальних характеристик траси досліджуваного МГ;
- формування часткових показників ефективності кожного РЕП;
- формування альтернативних варіантів розміщення РЕП у регіоні обслуговування газотранспортної системи (в декартових координатах);
- оцінка ефективності кожного з варіантів;
- вибір варіанта, що забезпечує мінімальне значення функції мети;
- суперпозиція оптимальних схем обслуговування відособлених МГ і формування регіональної структури системи ТОіР ЛЧ.

Етап оцінки ефективності розглянутого варіанта розміщення РЕП являє собою ітераційну процедуру, багаторазового прорахунку показника

$$\frac{d\bar{Z}'_{i(x)}}{dx} \text{ — для кожного РЕП обслуговуваної } i\text{-ї ділянки ЛЧ (} X \text{ — поточна}$$

координата). За результатами розрахунку будемо графічну залежність $\frac{d\bar{z}'_{i(x)}}{dx}$ від X .

Запропонований алгоритм дозволяє відразу розв'язувати завдання «розміщення-розбивки-прикріплення» в розглянутому варіанті. Точки екстремуму побудованих кривих відповідають сформованій схемі розміщення РЕП, точки перетину кривих позначають оптимальні границі ділянок обслуговування. Площа криволінійної фігури, виділеної осями ординат і нижньою узагальненою обвідною, відповідає значенню інтегрального показника ефективності структурної схеми розміщення РЕП для досліджуваного варіанта.

Величина \bar{z}' визначається виразом (5.24).

РЕП, крива показника ефективності якого залишається вища від загальної обвідної, виключається із загальної схеми. Таким чином, алгоритм дає можливість оцінити ефективність, обґрунтувати і вибрати оптимальну кількість РЕП у рамках досліджуваного варіанта. Алгоритм дозволяє враховувати капітальні витрати в системі ТОіР при створенні РЕП (пунктів базування), що дає можливість розв'язувати завдання з оптимального формування структурної схеми обслуговування в ході проектування знову створюваних систем МГ. При цьому наведені капітальні вкладення враховуються лише для РЕП, що входять у схему «розміщення-розбивки-прикріплення».

При розв'язанні завдань для закільцьованої системи МГ цей алгоритм застосовують послідовно до кожного окремого МГ (декомпозиція з подальшим накладенням результатів). Проведення різноманітних розрахунків за всіма сформованими варіантами забезпечує можливість їхнього зіставлення з метою знайти оптимальну структурну схему розміщення РЕП у системі ТОіР ЛЧ МГ.

Запропонований алгоритм реалізований на ЕОМ типу IBM-PC у вигляді автоматизованої системи «Альтернатива» за оцінкою ефективності і формуванням оптимальної структурної схеми системи ТОіР складної мережі МГ. Ця система дозволяє в оперативному режимі розв'язувати різні приватні завдання з вдосконалення обслуговування і ремонту ЛЧ МГ з урахуванням специфіки експлуатації конкретних газотранспортних об'єктів.

При вдосконаленні схеми розміщення РЕП визначеної спеціалізації доводиться стикатися з певними труднощами, пов'язаними з неможливістю розв'язання завдань з реальної розмірності загальноприйнятими універсальними алгоритмами, а також невизначеністю інформації. Це змушує будувати спеціальні евристичні алгоритми, шукати шляхи визначення відсутніх даних.

Аналіз специфіки експлуатації й обслуговування газотранспортних систем дозволяє виділити такі особливості:

сучасні магістральні газопроводи мають складну структуру, що значно ускладнює завдання з розподілу і розміщення матеріально-технічних ресурсів і підрозділів у системі обслуговування;

існує велика кількість ремонтно-експлуатаційних підрозділів різного рівня ієрархії, спеціалізації і виду, що ставить завдання з раціонального використання наявних виробничих потужностей, а не створення нових;

підрозділи в системі ТОВіР неоднорідні за потужністю, оснащеністю технікою і механізмами, що визначає істотний розкид показників продуктивності й ефективності виконання робіт;

оперативність і затратність ремонтно-експлуатаційного обслуговування істотно залежить від розміщення пунктів базування РЕП і наявності розвиненої дорожньої мережі;

необхідно враховувати особливі умови експлуатації досліджуваної газотранспортної системи (природно-кліматичні умови, водні перешкоди, бездоріжжя, технологічні обмеження й ін.);

організація і режим функціонування системи ТОВіР істотно впливають на показники ефективності розглянутої структури і розміщення лінійних експлуатаційних служб.

У зв'язку з цим розроблена методика дозволяє розв'язувати такі завдання з визначення оптимальних схемно-структурних параметрів регіональної системи ТОВіР ЛЧ МГ (у порядку ускладнення).

1. Завдання «прикріплення» РЕП у системі ТОВіР відособленого газопроводу зводиться до оцінки ефективності того чи іншого варіанта схеми обслуговування ЛЧ із метою пошуку оптимального розв'язку. Завдання з оптимізації формулюється так:

$$\min \bar{Z}_{\Sigma} \\ g_{ik} \quad (5.31)$$

$$\text{за умови } \sum_{k=1}^n g_{ik} = 1$$

2. Велику актуальність має завдання «прикріплення» РЕП у регіональній системі ТОВіР складної мережі МГ. У цьому разі визначають оптимальний набір ділянок ЛЧ на різних газопроводах, що закріплюються за конкретним РЕП, за критерієм:

$$\min \bar{Z}_{\Sigma} \\ g_{ji} k_j \quad (5.32)$$

$$\text{за умови } \sum g_{ji} k_j = 1$$

3. Завдання «розбивки» окремого МГ при фіксованих інших характеристиках системи ТОіР, ставить метою визначення оптимальних границь обслуговування ЛЧ між РЕП:

$$\min_{\{x_i\}_{i=1}^n} \bar{Z}_\Sigma \quad (5.33)$$

За такої постановки завдання буде характеризуватися великим обсягом обчислень, оскільки кожна з n ділянок визначається безліччю можливих границь $\{x_i\}_{i=1}^{n+1}$. Аналіз практики експлуатації дозволяє ввести такі обмеження. Як правило, межа ділянки обслуговування ЛЧ за суто технологічних причин збігається з крановими вузлами, переходами через великі водні чи інші перешкоди. Це дозволяє істотно скоротити кількість варіантів розташування границь ділянок:

$$\{x_i\} = \{x_{iv}^\omega\}; v = \overline{1, r} \quad (5.34)$$

Як обмеження можуть також виступати граничні розміри ділянки обслуговування, виходячи з можливостей підрозділів, максимальної продуктивності й інших умов:

$$L_{\min} \leq X_{i+1} - X_i \leq L_{\max} \\ i = \overline{1, n} \quad (5.35)$$

У такий спосіб для газопроводу, який розглядаємо, формується $\{x_i^M\}_{i=1}^{n+1}$ масив з M можливих варіантів розбивки МГ на ділянці ($x_i; x_{i+1}$) при їхньому фіксованому числі n :

i	1	2	...	n	$n+1$
1	X_1^1	X_2^1	...	X_n^1	1
2	X_1^2	X_2^2	...	X_n^2	1
...
M	X_1^M	X_2^M	...	X_n^M	1

при x_{n+1} – кінцева точка газопроводу, який ми розглядаємо,
 M – номер варіанта схеми розбивки на ділянки.

Результатом подібного оптимізаційного завдання в запропонованій постановці є значення показника ефективності системи ТОіР, що відповідає найраціональнішій схемі (варіантові) розбивки газопроводу на ділянки обслуговування і розташування границь між різними РЕП.

4. Завдання «розбивки» ЛЧ на ділянки обслуговування можна узагальнити для складної регіональної мережі МГ:

$$\min \bar{Z}_{\Sigma} \left\{ x_{ji} \right\}_{i=1}^{n_j} \quad (5.36)$$

У результаті корегування границь ділянок ЛЧ формують оптимальний регіон обслуговування, закріплений за конкретним РЕП.

5. Завдання «розміщення-розбивки-прикріплення» у схемі ТОіР ЛЧ відособленого газопроводу ставить за мету: оцінку РЕП із різними координатами пунктів базування і вибір оптимальної схеми розміщення РЕП, розбивку ЛЧ на ділянки обслуговування і закріплення їх за визначеними РЕП.

Альтернативні варіанти розміщення РЕП формує користувач з урахуванням специфіки експлуатації досліджуваної газотранспортної системи і можливостей діючої (планованої) системи ТОіР ЛЧ.

Через дискретний характер змінюваних параметрів оптимізація виробляється методом перебору варіантів. Оптимальною визнають схему «розміщення-розбивки-прикріплення», що забезпечує мінімальне значення показника ефективності (функції мети), відповідно до розробленого вище алгоритму:

$$\min \bar{Z}_{\Sigma} \left\{ (x_{РЕПi}; y_{РЕПi}) \right\}_{i=1}^M; \left\{ x_i \right\}_{i=1}^n; g_{ik} \quad (5.37)$$

де $(x_{РЕПi}; y_{РЕПi})$ – координати пунктів базування РЕП, що обслуговує i -ту ділянку РЕП;

M – варіанти розміщення РЕП у системі ТОіР ЛЧ досліджуваного МГ.

6. Загальніша постановка завдання дозволяє оцінити доцільність зміни кількості ділянок обслуговування n завдяки відповідному скороченню ремонтно-експлуатаційних підрозділів на розглянутому МГ.

Рішення, за якого цільова функція \bar{Z}_{Σ} мінімальна, відповідає оптимальній кількості підрозділів і ділянок обслуговування при найефективнішій схемі «розміщення-розбивки-прикріплення»:

$$\min_{n = \overline{1, n}} \min \bar{Z}_{\Sigma} \left\{ (x_{РЕПi}; y_{РЕПi}) \right\}_{i=1}^M; \left\{ x_i \right\}_{i=1}^n; g_{ik} \quad (5.38)$$

Такий підхід по суті справи дозволяє розв'язувати завдання з оптимальної централізації системи ТОВР ЛЧ МГ завдяки укрупненню лінійних експлуатаційних підрозділів. Формування вихідних даних у вигляді масиву основних параметрів системи при різних варіантах структурної схеми дозволяє оцінювати будь-які організаційні форми обслуговування МГ.

7. Викладену методику неважко поширити і на складну (розгалужену, багатониткову) систему магістральних газопроводів.

У рамках регіональної схеми розміщення РЕП ставлять завдання з формування раціональних зон (регіонів) обслуговування газотранспортної системи:

$$\min_{n_j = \overline{1, m_j}} \min_{\left\{ \left(x_{\text{РЕП}i}; y_{\text{РЕП}i} \right)_{i=1}^M \right\}^n; \left\{ x_i \right\}_{i=1}^{n_j}; g_{jik}} \bar{Z}_{\Sigma} \quad (5.39)$$

Під регіоном обслуговування розуміють сукупність ділянок різних газопроводів системи, закріплених за визначеним РЕП конкретної спеціалізації, що базується в певній точці.

На першому етапі розв'язання завдання формують можливі варіанти розбивки окремих газопроводів на ділянки обслуговування з відповідними пунктами базування РЕП при декількох рівнях укрупнення (централізації) системи (завдяки зміні загальної кількості ділянок $n_j = \overline{1, m_j}$). Далі свідомо виключають помилкові варіанти, неприйнятні з тих чи інших причин. Подібну матрицю заборон формують на підставі методу експертних оцінок безпосередньо в ході аналізу конкретної системи. Для розв'язання подальшого оптимізаційного завдання застосовують евристичний ітераційний алгоритм, що відноситься до методів прямого пошуку екстремуму функції декількох змінних при різних обмеженнях.

Розв'язання перелічених часткових завдань потребує формування вихідної інформації у вигляді бази даних зі значним обсягом, різноманітних розрахунків, практично нездійснених без використання сучасних ЕОМ. Автоматизована система «Альтернатива» являє собою машинну реалізацію представленої вище методики й алгоритму формування оптимальної структурної схеми «розміщення-розбивки-прикріплення» РЕП у системі ТОВР ЛЧ складної мережі МГ.

1. Формувати вихідні дані:

інтервальні неоднорідні по довжині газопроводу характеристики траси;

характеристики різних РЕП у складі системи ТОіР.

2. Робити різноманітні розрахунки:

за оцінкою ефективності кожного зі сформованих варіантів схеми розміщення РЕП (у вартісному вираженні);

за оптимальною розбивкою газопроводу на відособлені ділянки обслуговування в рамках досліджуваного варіанта;

за пошуком оптимальної структурної схеми системи ТОіР ЛЧ МГ, можливих варіантів її організації, а також на основі принципу оптимальності Беллмана (у разі великого обсягу обчислень),

3. Розв'язувати завдання:

з корегування границь обслуговування експлуатаційних ділянок між окремими РЕП;

на вибір оптимальної кількості і потужності РЕП у системі ТОіР ЛЧ МГ;

з розрахунку оптимальної схеми базування РЕП;

за доцільною спеціалізацією окремих РЕП у рамках системи обслуговування;

за формуванням регіональної системи ТОіР ЛЧ МГ складної мережі газопроводів і великих газотранспортних вузлів.

Здійснені конкретні розрахунки з оцінки ефективності структурної схеми розміщення РЕП у рамках територіально-виробничої системи ТОіР ЛЧ газопроводів ДК «Укртрансгаз», дозволили виробити рекомендації з удосконалення розподілу і розміщення матеріально-технічних ресурсів лінійних служб і підрозділів, визначити оптимальні границі ділянок, що обслуговуються, раціональну кількість і потужність РЕП. При формуванні інтервальних характеристик досліджуваної газотранспортної системи за початок координат траси ми обрали границю обслуговування з Росією (3324,4 км газопроводу Уренгой – Помари – Ужгород). Кінець системи – кордон зі Словаччиною (4462,4 км). Загальна довжина системи (пікетаж) – 1138 км (у багатонитковому виконанні). Відповідно до запропонованого алгоритму і фактичних даних досліджуваної системи сформовані інтервальні характеристики траси МГ, на підставі даних з оснащення підрозділів (ЛЕС, АВП) і фактичних значень показників безвідмовності і ремонтнопридатності МГ на ділянках обслуговування розраховані часткові показники і характеристики РЕП у складі системи ТОіР ЛЧ.

З урахуванням конкретних умов експлуатації сформовано чотири варіанти організації структурної схеми ТОіР ЛЧ (Таблиця 5.1).

Варіант № 3 відповідає існуючій системі обслуговування і ремонту МГ ДК «Укртрансгаз».

Таблиця 5.1.

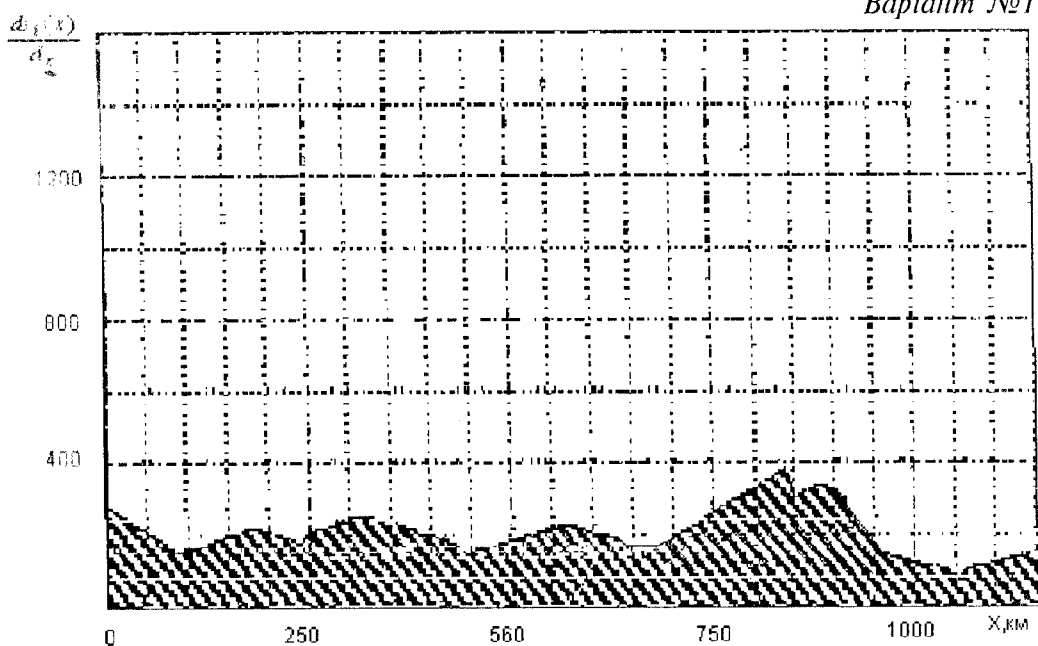
Варіанти розміщення РЕП у системі ТОіР ДК «Укртрансгаз»

№ вар.	К-ть РЕП	№ РЕП	Координати РЕП, км		Пункт базування	Характеристика РЕП
			Х	У		
1	2	3	4	5	6	7
1	5	1	108,42	172,20	КС Ромни	ЛЕС(ЛубенськеЛВУМГ)
		3	438,90	388,50	КС Ставище	ЛЕС(Золотоніське ЛВУ)
		4	700,99	443,10	КС Бар	ЛЕС (Барське ЛВУ)
		6	992,04	433,44	КС Богородчани	ЛЕС(Богородчанське ЛВУ)
		7	1151,64	416,22	КС Голятин	ЛЕС(Хустське ЛВУМГ)
2	10	1	108,42	172,20	КС Ромни	ЛЕС(ЛубенськеЛВУМГ)
		2	380,94	341,04	КС Софіївка	ЛЕС (Золотоніське ЛВУ)
		3	438,90	388,50	КС Ставище	ЛЕС(Золотоніське ЛВУ)
		4	700,99	443,10	КС Бар	ЛЕС (Барське ЛВУ)
		5	844,62	438,48	КС Гусятин	ЛЕС (Барське ЛВУ)
		6	992,04	433,44	КС Богородчани	ЛЕС(Богородчанське ЛВУ)
		7	1151,64	416,22	КС Голятин	ЛЕС(Хустське ЛВУМГ)
		9	521,22	269,22	Боярка	Боярське управ. ВРТП
		12	1014,30	392,28	Ів.-Франківськ	Ів-Франківське управ. ВРТП «УГЕС»
14	389,34	384,30	Черкаси	Черкаське управ. ВРТП «УГЕС»		

3	9	1	108,42	172,20	КС Ромни	ЛЕС(Лубенське ЛВУМГ)
		2	380,94	341,04	КС Софіївка	ЛЕС (Золотоніське ЛВУ)
		3	438,90	388,50	КС Ставище	ЛЕС(Золотоніське ЛВУ)
		4	700,99	443,10	КС Бар	ЛЕС (Барське ЛВУ)
		5	844,62	438,48	КС Гусятин	ЛЕС (Барське ЛВУ)
		6	992,04	433,44	КС Богородчани	ЛЕС(Богородчанське ЛВУ)
		7	1151,64	416,22	КС Голятин	ЛЕС(Хустське ЛВУМГ)
		8	630,00	298,62	Бердичів	Бердичівське управ. ВРТП «УГЕС»
		9	521,22	269,22	Боярка	Боярське управ. ВРТП
		10	550,62	460,,32	Гайсин	Гайсинське управ. ВРТП «УГЕС»
		11	118,02	470,82	Дніпропетровськ	Дніпропертовське управ. ВРТП «УГЕС»
		12	1014,30	392,28	Ів.-Франківськ	Ів-Франківське управ. ВРТП «УГЕС»
		13	0,0	105,00	Харків	Харківське управ. ВРТП «УГЕС»
		14	389,34	384,30	Черкаси	Черкаське управ. ВРТП «УГЕС»
		15	475,02	238,98	Київ	Київське спец. пусконалад. управ. ВРТП «УГЕС»
4		1	108,42	172,20	КС Ромни	ЛЕС(ЛубенськеЛВУМГ)
		4	700,99	443,10	КС Бар	ЛЕС (Барське ЛВУ)
		6	992,04	433,44	КС Богородчани	ЛЕС (Богородчанське ЛВУ)
		12	1014,30	392,28	Ів.-Франківськ	Ів-Франківське управ. ВРТП «УГЕС»

Загальний показник $\bar{Z}_\Sigma = 21482,49 \text{ грн/добу}$

Варіант №1



Загальний показник $\bar{Z}_\Sigma = 18063,09 \text{ грн/добу}$

Варіант №2

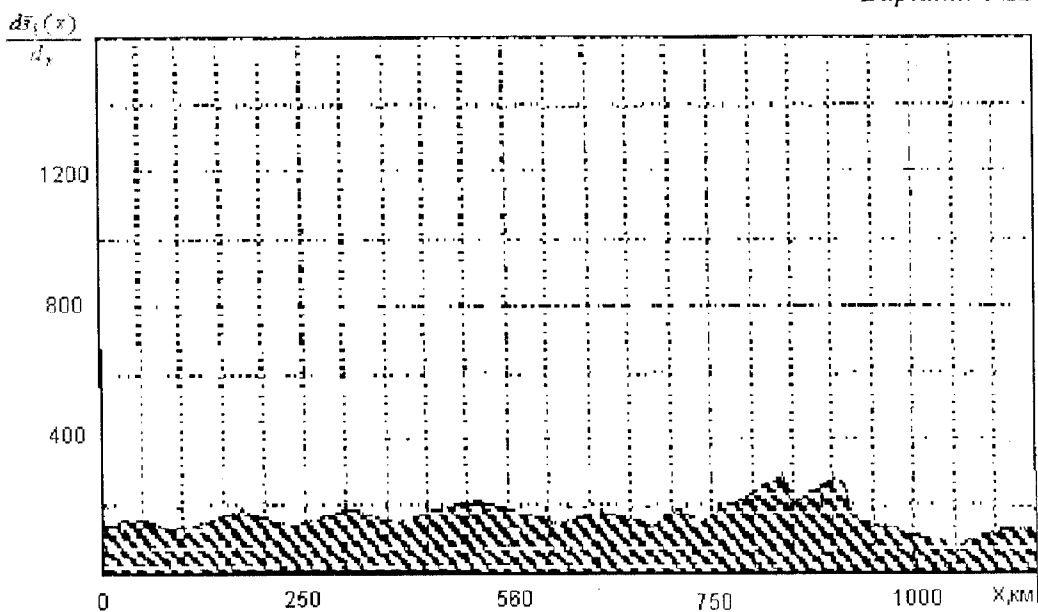
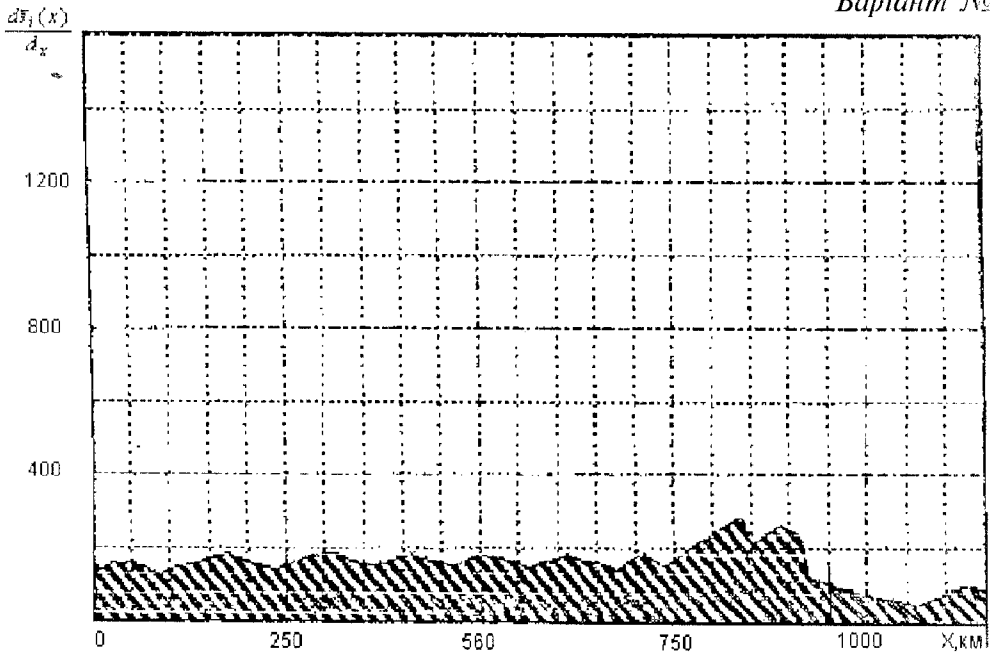


Рис. 5.4. Фрагменти результатів розрахунку з оцінки ефективності схеми розміщення РЕП ДК «Укртрансгаз» (варіанти №1 і №2)

Загальний показник $\bar{Z}_\Sigma = 18355,75$ грн/добу

Варіант №3



Загальний показник $\bar{Z}_\Sigma = 22209,53$ грн/добу

Варіант №4

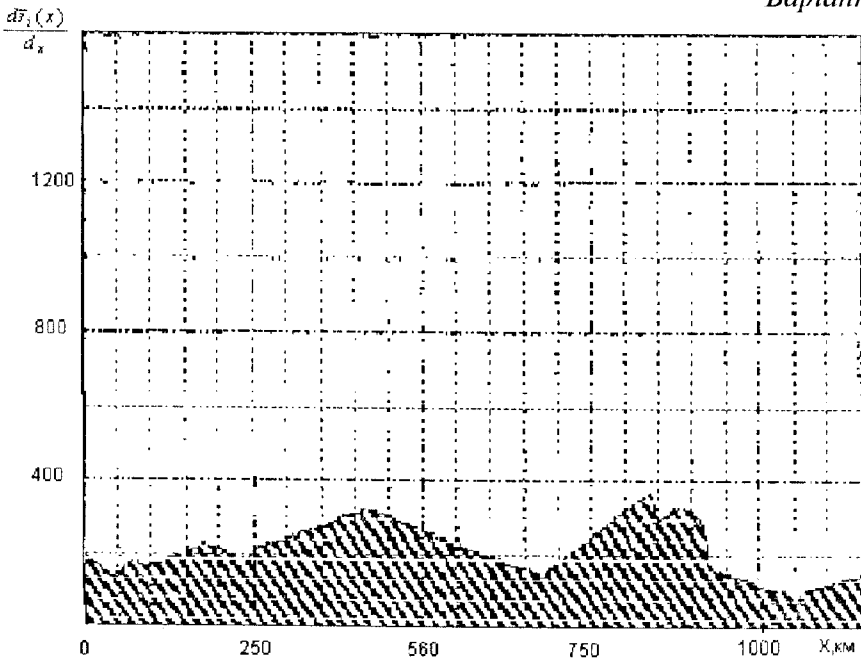
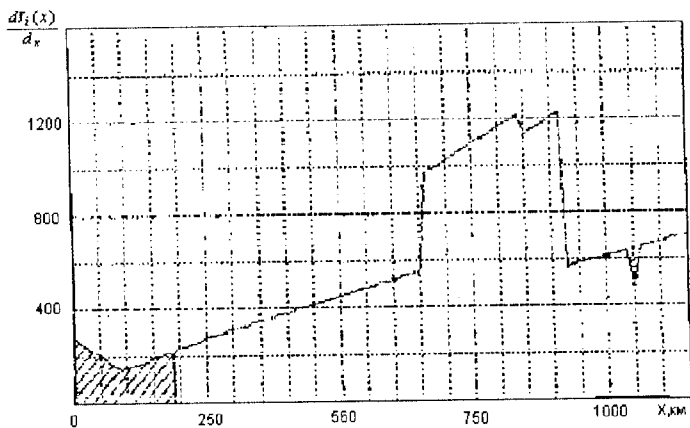
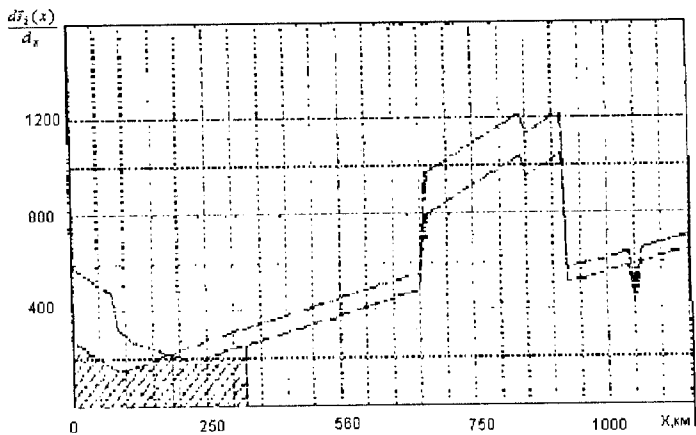


Рис. 5.5 Фрагменти результатів розрахунку з оцінки ефективності схеми розміщення РЕП ДК «Укртрансгаз» (варіанти №3 і №4)



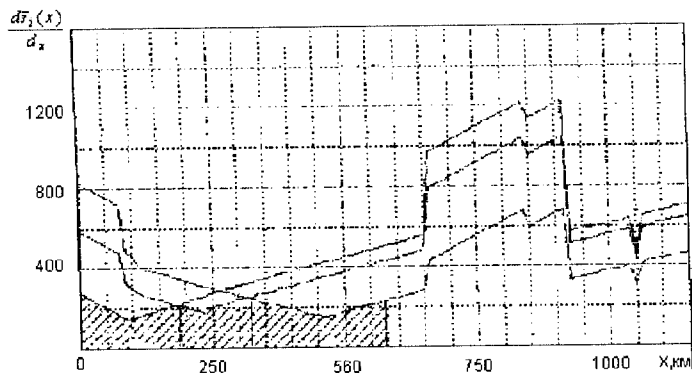
Ділянка від 0 км до 181,7 км

Варіант №1



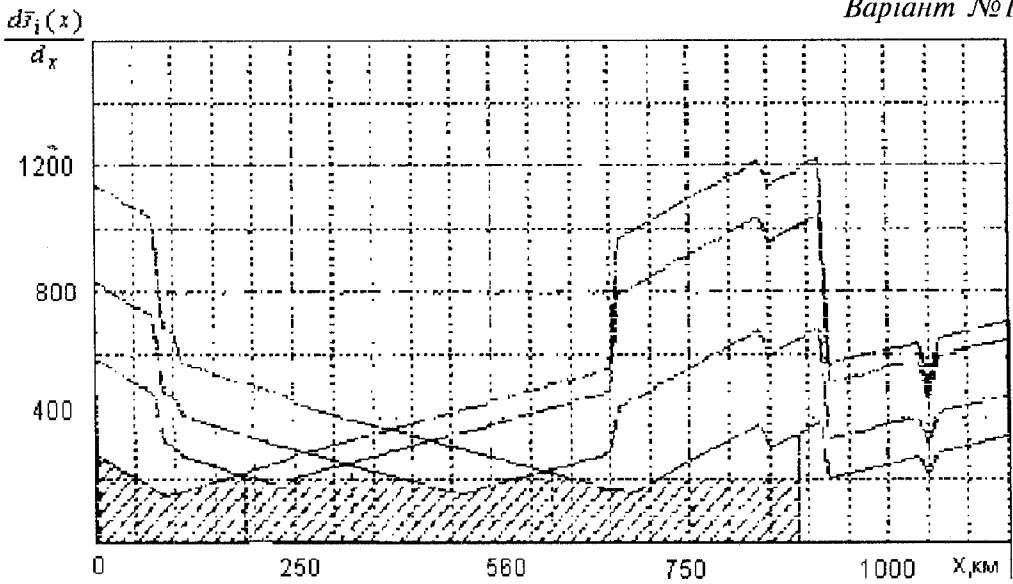
Ділянка від 181,7 км до 329,08 км

Варіант №1



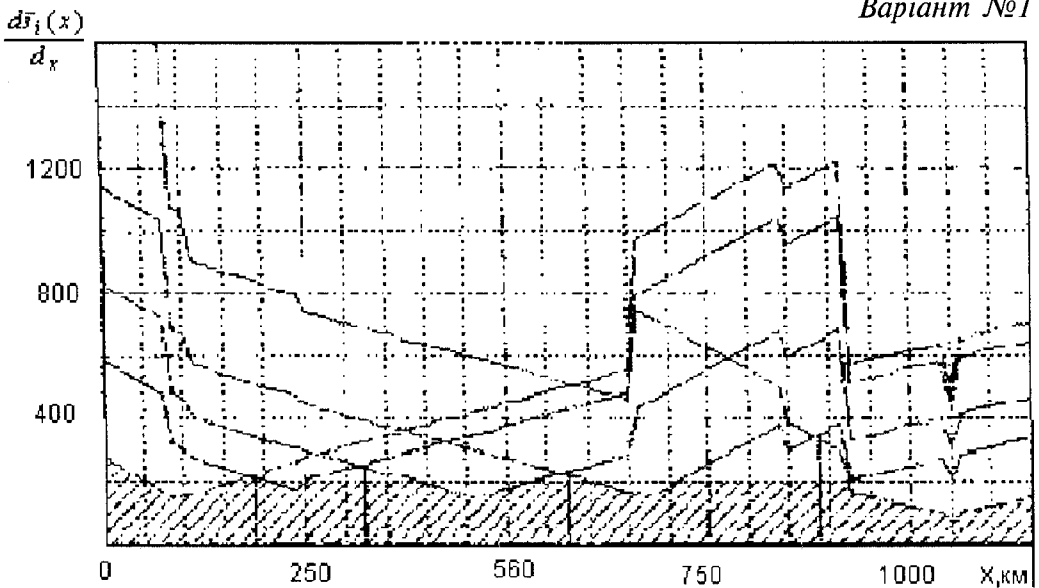
Ділянка від 329,08 км до 570,68 км

Рис. 5.6. Фрагменти результатів розрахунку оптимального розбиття ЛЧ МГ на ділянки обслуговування



Ділянка від 570,68 км до 885,18 км

Рис. 5.7. Фрагменти результатів розрахунку оптимального розбиття ЛЧ МГ на ділянки обслуговування



Ділянка від 885,18 км до 1138,0 км

Рис. 5.8. Фрагменти результатів розрахунку оптимального розбиття ЛЧ МГ на ділянки обслуговування

На основі наведених даних і характеристик РЕП зроблено розрахунки:

за оцінкою ефективності кожного з варіантів структурної схеми системи ТОіР ЛЧ;

за оптимальною розбивкою траси газопроводів на відособлені ділянки обслуговування;

за оптимальним перебором РЕП і пунктів їхнього базування всередині кожного варіанта.

Автоматизована система дозволяє одержувати результати розрахунку в табличній і графічній формах. Результати конкретного розрахунку за оцінкою ефективності досліджуваних варіантів у графічній формі подані на рис. 5.4–5.5.

Фрагменти результатів розрахунків з оптимальної розбивки ЛЧ на відособлені ділянки обслуговування для 1-го варіанта системи ТОіР з п'яти РЕП (див. табл. 5.1) у графічній формі подані на мал. 5.6–5.8.

Результати розрахунків на ЕОМ показали, що найефективнішою схемою «розміщення-розбивки-прикріплення» РЕП у системі ТОіР ЛЧ МГ є схема з десяти РЕП (варіант № 2), що відповідає мінімальному значенню цільової функції. Це дозволило виробити рекомендації з корегування границь ділянок обслуговування ЛЧ, перерозподілу ресурсів і перебазування РЕП у системі ТОіР ЛЧ МГ ДК «Укртрансгаз». Отримані результати підтверджують економічну доцільність використання розробленої моделі для вдосконалення структури й організації ТОіР ЛЧ МГ газотранспортних систем.

Оптимальний варіант схеми «розміщення-розбивки-прикріплення» відповідає мінімальному значенню цільової функції при фіксованих значеннях інших параметрів. Досягти певного глобального оптимуму практично неможливо через складність досліджуваної системи і велику кількість випадкових, некерованих факторів, що впливають на її стан. До цих факторів відносять показники безвідмовності і ремонтнопридатності газотранспортної системи, ефективність ТОіР з обліком таких основних аспектів:

стратегія КВЗ і режим функціонування системи ТОіР;

технологія, застосовувана при виконанні КВЗ і комплектації РЕП;

схемно-структурні параметри системи ТОіР.

Перелічені фактори перебувають у нерозривному зв'язку, і будь-яка зміна одного параметра системи веде до зміни інших. Цим обумовлена необхідність комплексного підходу до розв'язання проблеми підвищення ефективності системи обслуговування і ремонту ЛЧ МГ у ході експлуатації.

Розглянута вище методика формування оптимальної структурної схеми розміщення РЕП у системі ТОіР передбачає, що режим контрольно-відновних заходів незмінний.

Варіюючи періодичністю КВЗ, потужністю й осначеністю РЕП, можна домагатися різних показників ефективності системи, нових оптимальних рішень.

5.3. Методика стратегічного планування контрольно-відновних заходів лінійної частини газопроводу

Стратегія як головна характеристика процесу функціонування системи ТОіР МГ установлює вид, обсяг, послідовність і періодичність проведення заходів щодо обслуговування і ремонту ЛЧ.

Основним призначенням системи технічного обслуговування і ремонту ЛЧ МГ, що складається з лінійних ремонтно-експлуатаційних підрозділів і служб, є здійснення контрольно-відновних заходів (КВЗ). У ході КВЗ зважуються на вузлі завдання, ніж при проведенні всього комплексу робіт з ТОіР. Разом з тим контрольно-відновні заходи є головним чинником забезпечення експлуатаційної надійності діючих газотранспортних систем. Мова йде про заходи щодо контролю стану і герметичності лінійної частини, своєчасного виявлення аварій і ушкоджень (а також прихованих відмов) і їхнього оперативного усунення.

Для успішного й ефективного проведення КВЗ на діючих газотранспортних системах з метою забезпечення надійного і безперебійного постачання газу споживачеві потрібно три умови:

- ефективні засоби контролю герметичності (стану) МГ;
- сформовані ремонтно-відновні підрозділи з обслуговування ЛЧ;
- раціональна програма (стратегії) КВЗ.

Однак у рамках обраної стратегії слід оптимально планувати режим КВЗ із метою якнайефективніше використати матеріально-технічні ресурси і забезпечити надійне функціонування газотранспортної системи.

По суті справи завдання зі стратегічного планування КВЗ є типовим прикладом екстремального завдання, оптимальне рішення якого відповідає максимальному чи мініимальному значенню певної функції мети.

Розв'язання такого завдання містить такі основні етапи:

- формалізацію моделі процесу руйнування газопроводу;
- формування розрахункової схеми (стратегії) контрольно-відновних заходів;

вибір показників ефективності КВЗ у рамках обраної стратегії;
 розробку математичної моделі за оцінкою ефективності КВЗ;
 синтез оптимальних рішень за різних значень вихідних даних і
 граничних умов.

Незважаючи на визначені складності оцінки рівня надійності лінійної частини, планування КВЗ слід здійснювати з урахуванням фактичних показників безвідмовності і ремонтнопридатності системи, що обслуговується.

На практиці не завжди можна одержати всю потрібну інформацію для оцінки показників надійності. У цьому випадку ми використовуватимемо математичні методи ухвалення рішень в умовах неповноти інформації про стан об'єкта дослідження.

Більшість факторів, що впливають на стан системи, носить випадковий характер, тому час появи несправностей на ЛЧ (свищ, витік і ін.) і настання відмов (аварії) є випадковими величинами. В такому разі доцільно подати процес появи і розвитку ушкоджень на лінійній частині у вигляді двостадійної моделі переходів і станів системи (рис. 5.10). Відповідно до обраної моделі кожен елемент системи може перебувати в трьох станах:

- справному (нормальне функціонування)
- несправному, але працездатному (наявність ушкодження)
- непрацездатному (відмова)

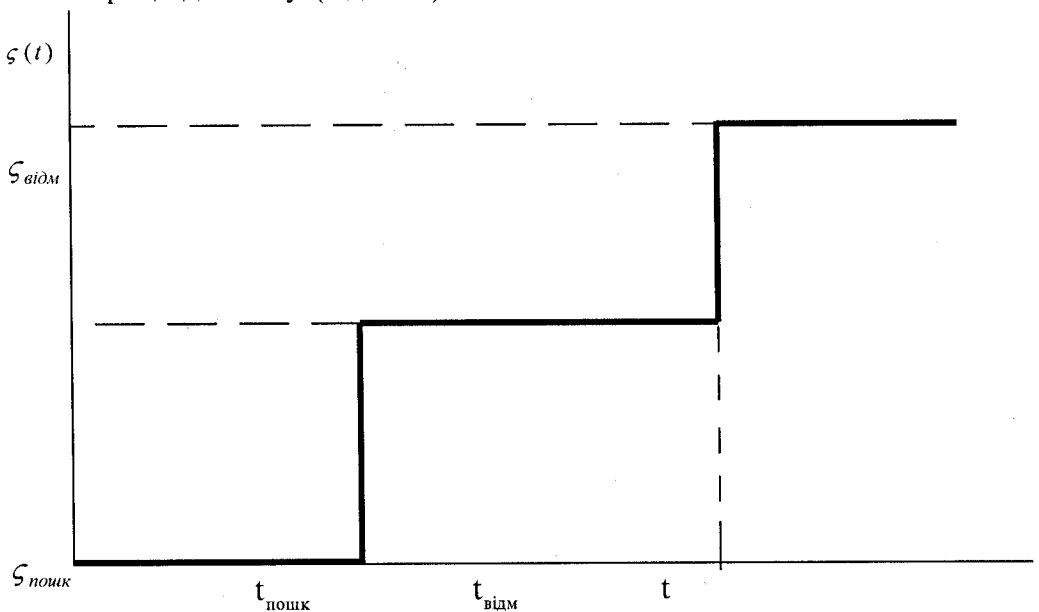


Рис. 5.9. Переходи стану лінійної частини в процесі експлуатації (двостадійна модель)

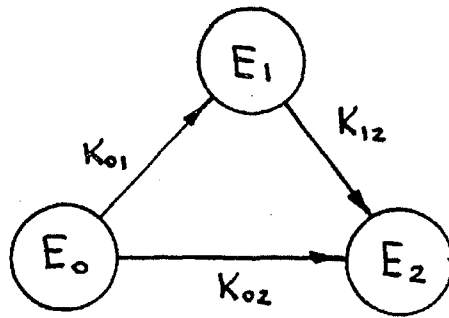


Рис. 5.10. *Спрямований граф стану лінійної частини магістрального газопроводу (системи)*

У рамках двостадійної моделі руйнування газопроводу в ході експлуатації доцільно виділити такі види ушкоджень (станів):

відмова (аварія), велике ушкодження, що зумовлює зупинку перекачування газу чи становить небезпеку як джерело пожеж, вибухів і ін.;

ушкодження (несправність), що не порушує процес перекачування газу (свищі, витік, розгерметизація), передаварійний стан, що становить загрозу руйнування газопроводу (здуття газопроводу, порушення проектного стану, руйнування носійних конструкцій і ін.);

незначне ушкодження, що не становить небезпеки і не потребує вжиття невідкладних заходів.

Формалізуємо розрахункову схему руйнування лінійної частини газопроводу в рамках запропонованої двостадійної моделі.

Аналіз досліджень у цій галузі [80] дозволяє припустити, що процес «старіння» і руйнування газопроводу є випадковим процесом появи і розвитку в часі однорідних ушкоджень (свищів, витоків). Причому процес появи дефектів (ушкоджень) описується найпростішим пуассонівським потоком випадкових подій, що характеризується інтенсивністю λ . Розмір ушкодження q (величина свища чи виток) є незалежною випадковою величиною зі щільністю ймовірності $U_{yt}(q)$.

Ушкодження, що з'явилося, має здатність самостійно проявлятися через якийсь час, воно розглянуте як незалежна випадкова величина з функцією розподілу $\Phi(t)$. Під самостійним проявом ушкодження ми розумітимемо розрив (аварію) газопроводу.

Аналіз специфіки самостійного прояву ушкоджень дозволяє визначити показову функцію розподілу:

$$\Phi(t) = 1 - \exp\left(-t/\tau_{cp}\right)$$

де t_{cp} — середній час існування ушкодження з часу його появи до самостійного прояву.

Прийняття експонентного (показового) закону розподілу показників надійності лінійної частини МГ є істотним допущенням, покладеним в основу моделі руйнування газопроводу.

Закон розподілу звичайно можна визначити двома шляхами. По-перше, статистично, перевіривши припущення про належність функції розподілу до того чи іншого параметричного класу. І нарешті фізично, на підставі математичного дослідження фізичної моделі відмови системи. Недолік першого методу полягає в тому, що визначений тип розподілу за деякий інтервал часу не обов'язково зберігається поза цим інтервалом (недостатня адекватність), другий метод потребує вивчення фізичних процесів, що відбуваються з елементами системи, оцінити які на сьогоднішній день практично неможливо (неможливість оцінки). Експонентний розподіл найчастіше використовують у завданнях надійності складних систем із таких причин:

істотного спрощення розрахунків і можливості подати основні вирази в аналітичному вигляді;

достатнього наближення до реальної функції розподілів показників надійності;

можливості використання мінімальної статистичної інформації.

Крім того, використання експонентного розподілу при описі функцій надійності систем, аналогічних ЛЧ МГ, обґрунтовано в багатьох роботах [25, 27, 64], що дозволяє взяти його як основу для розв'язання завдань з забезпечення експлуатаційної надійності магістральних газопроводів.

Аналіз статистики з відмов і несправностей на ЛЧ також показує, що інтенсивність аварій у ході експлуатації змінюється повільно і практично є постійною величиною, що залежить від умов експлуатації й інших зовнішніх впливів.

Це підтверджує можливість розгляду процесу появи ушкоджень і відмов ЛЧ як найпростішого потоку випадкових подій.

Специфіка експлуатації й обслуговування окремих елементів [58] лінійної частини МГ обумовлює необхідність розгляду процесу руйнування цих об'єктів системи. При плануванні контрольних-відновних заходів під елементами (зосередженими об'єктами) ЛЧ варто мати на увазі лише ті об'єкти, контроль і обслуговування яких вимагає виконання додаткових операцій (на відміну від експлуатації власне труби). До них відносяться:

кранові вузли;

конденсатозбірники;

повітряні переходи через ріки, яри;

підземні переходи під шосе і залізницями.

Їхня експлуатація пов'язана з проведенням комплексу контрольно-регулювальних і профілактичних робіт, що потребують визначених витрат (підтяжка кріплення, заміна сальників, ревзія і заміна ущільнень, контроль працездатності й ін.). Можлива наявність і так званих функціональних відмов, що визначаються неможливістю об'єкта виконувати своє виробниче призначення. Часто ці відмови є приховані, тобто їх виявляються тільки у визначений час чи виявляються при спеціальному контролі (заклинюванні крана, руйнуванні системи приводу і керування та ін.). До більших ушкоджень, які потребують негайних заходів для відновлення об'єкта, відносять несправності і відмови, пов'язані з порушенням герметичності газопроводу (свищі, витоки, розриви). Вони характеризуються визначеним питомим збитком q , що залежить від параметрів ушкодження. У випадку прихованої функціональної відмови приймаємо $q = 0$. У зв'язку з цим ми вважаємо, що приховані відмови самостійно не виявляються. Тривалість безвідмовної роботи є незалежною випадковою величиною з функцією розподілу $F(t)$.

Одним із найважливіших питань удосконалення системи ТОіР ЛЧ МГ є вибір раціональної стратегії обслуговування з метою подальшого оптимального планування контрольно-відновних заходів (КВЗ).

При формуванні стратегії обслуговування і ремонту слід враховувати специфіку реального процесу експлуатації лінійної частини, а також вимоги чинних нормативних документів [80,85], що накладають серйозні обмеження на можливі варіанти розрахункових схем ТОіР.

За основу розрахункової схеми КВЗ приймаємо двостадійну модель руйнування газопроводу, описану вище. Стратегія у цьому разі, формується залежно від виду контролю, стану об'єктів, характеру ремонтно-експлуатаційних заходів і принципів впливу на систему за результатами контролю. Лінійна частина МГ (об'єкт) контрольно-відновного обслуговування може перебувати у певній кінцевій кількості станів $E = \{E_1, E_2, \dots, E_n\}$. Випадковий процес еволюції станів системи в часі описується функціями $X(t)$ зі ступінчастими траєкторіями. Аналіз практики експлуатації ЛЧ МГ, вимоги чинних галузевих нормативних документів дозволяють сформулювати такі можливі стани системи:

$$X(t) = \begin{cases} E_1 - \text{справний стан} \\ E_2 - \text{не справний стан, але можлива робота} \\ E_3 - \text{непрацездатний (відмова)} \\ E_4 - \text{ремонтно - відновлювальне обслуговування} \\ E_5 - \text{контроль} \end{cases}$$

Розрахункова схема контрольно-відновних заходів (стратегії КВЗ) формулюється в такий спосіб:

на МГ здійснюють суворі періодичні перевірки стану (герметичності) лінійної частини (з періодом δ);

у разі виявлення несправностей і ушкоджень (свищі, витік і прирівняні до них стани) здійснюють невідкладні відновні роботи;

у разі відмови (самостійного прояву ушкодження) у міжоглядовий період проводять невідкладні аварійно-відновні роботи.

Графік переходів станів системи ЛЧ МГ у ході КВЗ поданий на рис. 5.11.

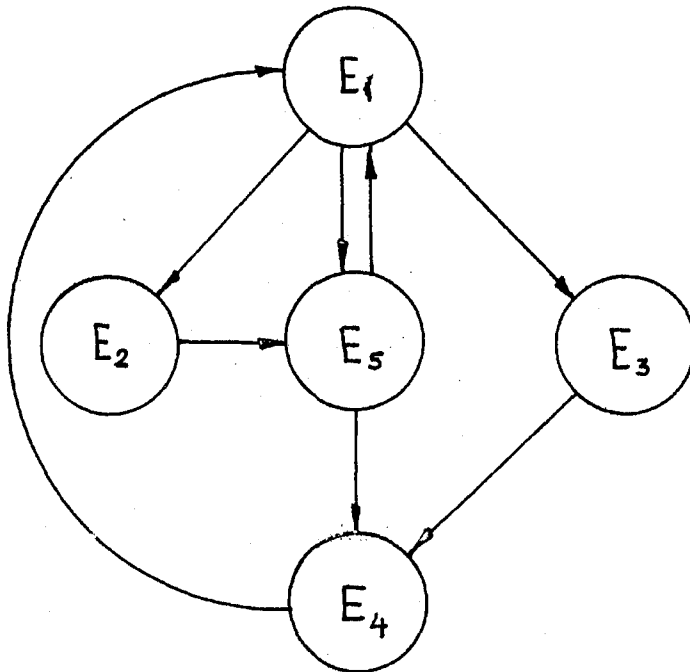


Рис. 5.11. Граф. переходів станів ЛЧ МГ у ході КВЗ

(E_1 – справний стан; E_2 – несправний працездатний; E_3 – непрацездатний (відмова); E_4 – віднова; E_5 – контроль)

Вважатимемо, що відмови на лінійній частині виявляються практично миттєво й цілком вірогідно. Вірогідність контролю характеризується повною ймовірністю виявлення ушкодження P за результатами перевірки. Припустимо, що заходи щодо ТОіР здійснюються практично миттєво (зі значно меншими витратами часу стосовно δ і $1/\lambda$) і не відбиваються на рівні показників надійності газопроводу.

Мета раціонального планування заходів щодо обслуговування і ремонту лінійної частини МГ полягає в мінімізації функції мети сумарних питомих витрат з урахуванням усіх її складників за обраної стратегії КВЗ:

$$\Phi(\bar{z}_{\Sigma}^{KB3}) \Rightarrow \min \quad (5.41)$$

Така постановка завдання цілком традиційна. Для його розв'язання необхідно одержати інтегральний вираз функції мети (завдання з аналізу) і показників, її складників, а також знайти оптимальні (екстремальні) значення функції за різних вихідних даних і граничних умов (завдання із синтезу). Головними принципами формалізації запропонованої математичної моделі кал є ймовірнісний підхід і врахування фактора надійності ЛЧ МГ.

Пропонована розрахункова схема КВЗ оцінюється таким інтегральним показником:

$$\bar{z}_{\Sigma}^{KB3} = z_{ав} \cdot \bar{n}_{ав} + z_m \cdot \bar{n}_n + z_{пр} \cdot \delta^{-1} + \bar{Q} \quad (5.42)$$

де $\bar{n}_{ав}, \bar{n}_n$ – узагальнені показники, що оцінюють відповідно середню питому інтенсивність усунення аварій і ушкоджень на ділянці, що обслуговується, [1/добу];

\bar{Q} – узагальнений показник оцінки питомого збитку від утрат газу [грн./добу];

$z_{ав}, z_m$ – показники ремонтнопридатності ЛЧ, що оцінюють середні витрати (відповідно) на одну аварію, ушкодження.

Враховуючи обговорені вище розрахункові схеми руйнування й обслуговування ЛЧ, ми вважаємо інтенсивність потоку відмов і ушкоджень λ постійною величиною. Для випадку однопараметричного експонентного розподілу для характеристики безвідмовності системи можна обмежитися єдиним показником λ [1/добу].

Процес розвитку ушкодження до його самостійного прояву (відмови) описується випадковим часом існування несправності з функцією розподілу $\Phi(t)$.

Серед показників ремонтнопридатності (крім $z_{ав}, z_m$) і ефективності обслуговування газотранспортної системи необхідно враховувати:

- витрати на контрольні заходи (періодичне патрулювання) – $z_{пр}$ [грн];
- збиток від утрат газу при випусканні в ході ремонту С [грн];
- середню питому величину збитку від одного ушкодження (свища, витоку) – q [грн/добу];
- імовірність виявлення ушкоджень за результатами перевірки – P ;
- періодичність контролю – δ [діб].

Розгляньмо стаціонарний режим обслуговування необмеженої тривалості з періодичним контролем стану ЛЧ частотою $1/d$ і роздільною здатністю P .

Питоме число uszkodжень, виявлених за результатами перевірок, які не проявилися самостійно, становить:

$$\begin{aligned} \bar{\Pi}_{\Pi} &= \frac{1}{\delta} \left[\lambda \int_0^{\delta} P \bar{\Phi}(t) dt + \lambda \int_{\delta}^{\delta} P(1-P) \Phi(t) dt + \lambda \int_{2\delta}^{3\delta} P(1-P)^2 \Phi(t) dt + \dots \right] = \\ &= \frac{1}{\delta} \lambda P \sum_{K=0}^{\infty} (1-P)^K \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} \bar{\Phi}(t) dt \end{aligned} \quad (5.43)$$

де $\bar{\Phi}(t) = 1 - \Phi(t)$ – імовірність непереходу uszkodжень, що з'явилися, у відмову за час t (функція надійності).

Відмова системи є результатом самостійного прояву uszkodження (несправності), що утворилося в період між двома контрольними перевірками чи невиявленого під час попередніх контрольних оглядів.

Питоме число відмов (аварій) визначмо наступним чином:

$$\begin{aligned} \bar{\Pi}_{ab} &= \frac{1}{\delta} \left[\lambda \int_0^{\delta} \Phi(t) dt + \lambda \int_{\delta}^{2\delta} (1-P) [\bar{\Phi}(t-\delta) - \bar{\Phi}(t)] dt + \right. \\ &+ \left. \lambda \int_{2\delta}^{3\delta} (1-P)^2 [\bar{\Phi}(t-\delta) - \bar{\Phi}(t)] dt + \dots \right] = \\ &= \frac{1}{\delta} \lambda \int_0^{\delta} \Phi(t) dt + \frac{1}{\delta} \lambda \sum_{K=1}^{\infty} (1-P)^K \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} [\bar{\Phi}(t-\delta) - \bar{\Phi}(t)] dt \end{aligned} \quad (5.44)$$

Оцінку узагальненого показника питомого збитку від утрат газу в атмосфері доцільно провести в два етапи:

$$\bar{Q} = \bar{Q}_{ym} + \bar{Q}_{cmp} \quad (5.45)$$

де \bar{Q}_{ym} – питомий збиток від утрат газу при несправностях (витік, свищі);

\bar{Q}_{cmp} – питомий збиток від випускання газу з ділянки при проведенні відновних робіт.

Оцінити питомий збиток від утрат газу від часу появи uszkodження (витоку) до його ліквідації (після виявлення) досить складно. Апаратура, здатна фіксувати обсяги витоків через мікросвищі і роз'ємні з'єднання, відсутня. Системи безупинного контролю за герметичністю трубопроводів поки перебувають у стадії дослідно-теоретичних розробок

[1, 50, 74]. Статистичні методи неприйнятні через відсутність (брак) подібної інформації. Слід усвідомити, що величина питомих утрат газу через свищі і витоки має дуже широкий діапазон. З визначеним ступенем точності середні питомі втрати q можна визначати за непрямими даними залежно від параметрів (режиму) перекачування, характеру і розмірів ушкодження. Тоді питомий збиток від утрат газу через ушкодження із середньою щодобовою витратою q [грн/добу] визначмо:

$$\begin{aligned} \bar{Q}_{ym} &= \frac{1}{\delta} \left[\lambda \int_0^{\delta} dtq \int_0^{\delta-t} \Phi(x) dx + \lambda \int_0^{\delta} dtq \int_{t-\delta}^t (1-P)\bar{\Phi}(x) dx + \right. \\ &+ \left. \lambda \int_0^{\delta} dtq \int_{t-\delta}^t (1-P)\bar{\Phi}(x) dx + \dots \right] = \\ &= \frac{1}{\delta} \left[\lambda \int_0^{\delta} dtq \int_0^{\delta-t} \bar{\Phi}(x) dx + \lambda q \sum_{K=1}^{\infty} (1-P)^K \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} dt \int_{t-\delta}^t \bar{\Phi}(x) dx \right] \end{aligned} \quad (5.46)$$

Як правило, найбільшу питому вагу в загальному обсязі втрат газу в атмосферу становить утрати при випусканні газу з ділянки газопроводу, яку ремонтують. Обсяг випущеного газу визначається характеристиками ділянки (довжина перекритої ділянки між двома лінійними кранами; діаметр газопроводу) і параметрами газу, що перекачується (тиск, температура, коефіцієнт стисливості). Неважко визначити середні значення витрат (збитку) C [грн] від утрат газу при випусканні перед проведенням вогневих робіт на трасі.

Враховуючи це, питомий збиток від випускання газу з ділянок газотранспортної системи, що обслуговується, становить:

$$\bar{Q}_{cmp} = \frac{c}{\delta} (1 - P_{не}) \quad (5.47)$$

де $P_{не}$ — повна ймовірність невиявлення ушкоджень за результатами всіх перевірок у ході експлуатації ЛЧ.

$$\begin{aligned} P_{не} &= \prod_{\kappa=0}^{\infty} \prod_{t=0}^{\delta} \sum_{r=0}^{\infty} \frac{(\lambda dt)^r}{r!} e^{-\lambda dt} \left[1 - \bar{\Phi}((K+1)\delta - t)(1-P)^K P \right]^r = \\ &= \prod_{\kappa=0}^{\infty} \prod_{t=0}^{\delta} \exp \left\{ -\lambda P (1-P)^K \bar{\Phi}((K+1)\delta - t) dt \right\} = \\ &= \prod_{K=0}^{\infty} \exp \left\{ -\lambda P (1-P)^K \int_0^{\delta} \bar{\Phi}((K+1)\delta - t) dt \right\} = \\ &= \exp \left\{ -\lambda P \sum_{K=0}^{\infty} (1-P)^K \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} \bar{\Phi}(x) dx \right\} \end{aligned} \quad (5.48)$$

З урахуванням (3.7) – (3.9) вираз (3.6) набуває вигляду:

$$\begin{aligned} \bar{Q} = & \frac{1}{\delta} \left[\lambda \int_0^{\delta} dt q \int_0^{\delta-t} \bar{\Phi}(x) dx + \lambda q \sum_{K=1}^{\infty} (1-P)^K \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} dt \int_{t-\delta}^t \bar{\Phi}(x) dx + \right. \\ & \left. + C \left(1 - \exp \left(- \lambda P \sum_{K=0}^{\infty} (1-P)^K \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} \bar{\Phi}(x) dx \right) \right) \right] \end{aligned} \quad (5.49)$$

Приймаючи обговорене вище припущення про експонентний характер функції розподілу випадкового часу життя ушкодження до самостійного прояву (відмови), середній час життя ушкодження до визначмо як математичне очікування випадкового наробку на відмову [21];

$$\begin{aligned} \tau_{cp} = M_{\xi} &= \int_0^{\infty} t d\Phi(t) = \int_0^{\infty} \bar{\Phi}(t) dt = \\ &= \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\alpha} \end{aligned} \quad (5.50)$$

Зручніше записати:

$$\Phi(t) = 1 - \exp(-\alpha t) \quad (5.51)$$

де $\alpha = 1/\tau_{cp}$.

З урахуванням (5.50), (5.51) проведімо перетворення виразів для оцінки узагальнених показників ефективності КВЗ (5.43)–(5.49).

Добуток в складі (5.43) можна звести до вигляду:

$$\begin{aligned} P \sum_{K=0}^{\infty} (1-P)^K \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} \bar{\Phi}(t) dt &= P \sum_{k=0}^{\infty} (1-P)^k \int_{k\delta}^{(k+1)\delta} e^{-\alpha t} dt = \frac{P}{\alpha} \sum_{k=0}^{\infty} (1-P)^k [e^{-\alpha k\delta} - e^{-\alpha(k+1)\delta}] = \\ \frac{P}{\alpha} \sum_{k=0}^{\infty} (1-P)^k e^{-\alpha k\delta} - \frac{P}{\alpha} \sum_{k=0}^{\infty} (1-P)^k e^{-\alpha(k+1)\delta} &= \frac{P}{\alpha} \sum_{k=0}^{\infty} (1-P)^k e^{-\alpha k\delta} - \frac{P}{\alpha} \sum_{k=0}^{\infty} (1-P)^k e^{-\alpha k\delta} = \\ \frac{P}{\alpha} \left\{ \sum_{k=0}^{\infty} [(1-P)e^{-\alpha\delta}]^k - e^{-\alpha\delta} \sum_{k=0}^{\infty} [(1-P)e^{-\alpha\delta}]^k \right\} &= \frac{P}{\alpha} (1 - e^{-\alpha\delta}) \sum_{k=0}^{\infty} [(1-P)e^{-\alpha\delta}]^k; \end{aligned}$$

Беручи до уваги, що

$$\sum_{k=0}^{\infty} [(1-P)e^{-\alpha\delta}]^k = \frac{1}{1 - (1-P)e^{-\alpha\delta}},$$

одержимо такий вираз для питомого числа ушкоджень (1/добу):

$$n_y = \frac{\lambda P}{\alpha \delta} \frac{1 - e^{-\alpha \delta}}{1 - (1 - P)e^{-\alpha \delta}}; \alpha = \frac{1}{\tau_{cp}}.$$

Тепер проведімо математичні перетворення інших елементів (5.44)

$$\int_0^{\delta} \Phi(t) dt = \int_0^{\delta} (1 - e^{-\alpha t}) dt = t + \frac{1}{\alpha} (1 - e^{-\alpha t});$$

$$\sum_{k=0}^{\infty} (1 - P)^k \left[\int_{k\delta}^{(k+1)\delta} \bar{\Phi}(t - \delta) dt - \int_{k\delta}^{(k+1)\delta} \bar{\Phi}(t) dt \right] = (e^{-\alpha \delta} - 1) \sum_{k=0}^{\infty} (1 - P)^k e^{-\alpha \delta k} \int_{k\delta}^{(k+1)\delta} e^{-\alpha t} dt =$$

$$(e^{-\alpha \delta} - 1) \sum_{k=0}^{\infty} (1 - P)^k \frac{1}{\alpha} [e^{-\alpha k \delta} - e^{-\alpha (k+1)\delta}] = \frac{(e^{-\alpha \delta} - 1)(1 - e^{-\alpha \delta})}{\alpha} \sum_{k=0}^{\infty} [(1 - P)e^{-\alpha \delta}]^k = \frac{1 - (1 - P)(1 - e^{-\alpha \delta})^2}{\alpha (1 - (1 - P)e^{-\alpha \delta})};$$

$$\delta - \frac{1}{\alpha} (1 - e^{-\alpha \delta}) + \frac{1}{\alpha} \frac{(1 - P)(1 - e^{-\alpha \delta})}{1 - (1 - P)e^{-\alpha \delta}} = \delta - \frac{P}{\alpha} \frac{1 - e^{-\alpha \delta}}{1 - (1 - P)e^{-\alpha \delta}};$$

Тепер вираз (5.45) має вигляд:

$$\bar{n}_{ab} = \lambda - \bar{n}_y$$

Для узагальненої оцінки питомих збитків від утрат газу розглянемо окремі складники виразу (5.46)

$$\int_{t-\delta}^t \bar{\Phi}(x) dx = \int_{t-\delta}^t e^{-\alpha t} dt = \frac{1}{\alpha} e^{-\alpha t} (e^{-\alpha \delta} - 1);$$

$$\int_{k\delta}^{(k+1)\delta} dt \int_{t-\delta}^t \bar{\Phi}(x) dx = \int_{k\delta}^{(k+1)\delta} \frac{1}{\alpha} e^{-\alpha t} (e^{-\alpha \delta} - 1) dt = e^{-\alpha k \delta} \left[\frac{1}{\alpha^2} (e^{\alpha \delta} + e^{-\alpha \gamma} - 2) \right];$$

$$\sum_{k=1}^{\infty} (1 - P)^k \int_{k\delta}^{(k+1)\delta} \bar{\Phi}(x) dx = \sum_{k=1}^{\infty} \left[\frac{1}{\alpha^2} (e^{\alpha \delta} + e^{-\alpha \gamma} - 2) e^{-\alpha k \delta} (1 - P)^k \right] = \frac{1}{\alpha^2} (e^{\alpha \delta} + e^{-\alpha \gamma} - 2) \frac{(1 - P)e^{-\alpha \delta}}{1 - (1 - P)e^{-\alpha \delta}}$$

$$\int_0^{\delta} q dt \int_0^{t-\delta} \bar{\Phi}(x) dx = q \left[\frac{\alpha}{\delta} - \frac{1 - e^{-\alpha \delta}}{\alpha^2} \right].$$

Перетворене (3.7) має вигляд:

$$\bar{Q} = \left(c + \frac{q}{\alpha}\right) \left(\lambda - \frac{\lambda P}{\alpha \delta} \frac{1 - e^{-\alpha \delta}}{1 - (1 - P)e^{-\alpha \delta}}\right) + \frac{c}{\delta} \left[1 - \exp\left(-\frac{\lambda P}{\alpha \delta} \frac{1 - e^{-\alpha \delta}}{1 - (1 - P)e^{-\alpha \delta}}\right)\right].$$

З урахуванням перетворень одержимо вирази узагальнених показників (5.44), (5.45), (5.49) в остаточному вигляді:

$$\bar{\Pi}_n = \frac{\lambda P}{\alpha \delta} \cdot \frac{(1 - e^{-\alpha \delta})}{1 - (1 - P)e^{-\alpha \delta}}; \quad (5.52)$$

$$\bar{\Pi}_{av} = \lambda - \bar{\Pi}_n; \quad (5.53)$$

$$\bar{Q} = \left(C + \frac{q}{\alpha}\right) (\lambda - \bar{\Pi}_n) + \frac{C}{\delta} [1 - \exp(-\bar{\Pi}_n \delta)] \quad (5.54)$$

Таким чином, цільова функція середніх питомих сумарних витрат \bar{Z}_{Σ}^{KB3} на здійснення контрольно-відновних заходів у рамках обраної стратегії виглядає:

$$\bar{Z}_{\Sigma}^{KB3} = \frac{Z_{np} + C}{\delta} + \lambda \left(3_{av} + \frac{q}{\alpha}\right) - \left(3_{av} - 3_n + \frac{q}{\alpha}\right) \bar{\Pi}_n - \frac{C}{\delta} \exp(-\bar{\Pi}_n \delta) \quad (5.55)$$

де $\bar{\Pi}_n$ — описується виразом (5.52).

Розроблена математична модель з оцінки ефективності контрольно-відновних заходів у рамках обраної стратегії ТОiP адекватно описує реальний процес обслуговування лінійної частини МГ і дозволяє розв'язувати комплекс завдань його удосконалення.

Практика експлуатації ЛЧ МГ свідчить про те, що обсяг і характер робіт з обслуговування і ремонту власне лінійної частини й окремих елементів (кранові вузли, повітряні переходи, підземні переходи шосе і залізниць, конденсатозбірники й ін.) істотно відрізняються. Це виявляється в суворіших вимогах контролю, більшій кількості профілактичних і регулювальних робіт. Необхідність окремого розгляду процесу обслуговування елементів ЛЧ (зосереджених об'єктів) викликана такими обставинами: по-перше, зосереджені об'єкти (ЗО ЛЧ) являють собою, як правило, технічно складніші пристрої (і дорожчі), ніж просто ділянка труби, по-друге, для забезпечення їхнього функціонування потрібні ті чи інші допоміжні споруджи, системи, елементи. По-третє, найчастіше елементи ЛЧ — найвідповідальніші елементи системи щодо гарантії безпеки й екологічності (переходи, конденсатозбірники й ін.). По-четверте, для

ЗО ЛЧ характерні так звані приховані відмови (відмови спрацювання, функціональні відмови). По-п'яте, ЗО ЛЧ мають свою специфіку в технології і порядку проведення відновних, контрольних і профілактичних робіт.

У зв'язку з цим становить інтерес завдання з вибору індивідуальних стратегій контрольно-відновних заходів на елементах ЛЧ, з оцінки ефективності КВЗ у рамках обраної стратегії і спільного планування режиму обслуговування лінійної частини і зосереджених об'єктів з метою досягнення оптимальних (з погляду народно-господарської ефективності) результатів.

З урахуванням схеми відмов елементів ЛЧ, обговореної вище, ми пропонуємо дві альтернативні стратегії обслуговування зосереджених об'єктів, що найповніше описують процес експлуатації магістральних газопроводів відповідно до вимог чинних нормативних документів і реальної практики виробництва.

Стратегія КВЗ ЗО ЛЧ тут характеризується сукупністю станів об'єктів обслуговування і їх структурно-логічними зв'язками.

Перша стратегія КВЗ зосереджених об'єктів ЛЧ (назвімо її «контроль-профілактика-ремонт») формується в такий спосіб:

на ЗО ЛЧ МГ здійснюють суворий періодичний контроль стану об'єктів з періодом δ разом із профілактичними роботами загальною вартістю $Z_{\text{проф}}$:

якщо на час контролю об'єкт відмовив, виконують відновний ремонт у необхідному обсязі вартістю $Z_{\text{от}}$.

Як припущення обираємо абсолютну вірогідність виявлення відмов (прихованих). Після кожного ремонту об'єкт вважаємо цілком відновленим. Враховуватимемо збиток, прямо пропорційний тривалості існування відмови від часу його появи до часу виявлення з питомим збитком q . Ступенева функція $X(t)$, що описує процес еволюції станів ЗО ЛЧ у ході обслуговування за цією стратегією, виглядає так:

$$X(t) = \begin{cases} E_1 & \text{— контроль стану об'єкта, справний стан об'єкта} \\ E_2 & \text{— контроль стану об'єкта} \\ E_3 & \text{— відмова (або рівноцінний йому стан)} \\ E_4 & \text{— відбудовний ремонт} \\ E_5 & \text{— профілактика} \end{cases}$$

Граф переходів станів ЗО ЛЧ у ході КВЗ за стратегією «контроль-профілактика-ремонт» поданий на рис. 5.13.

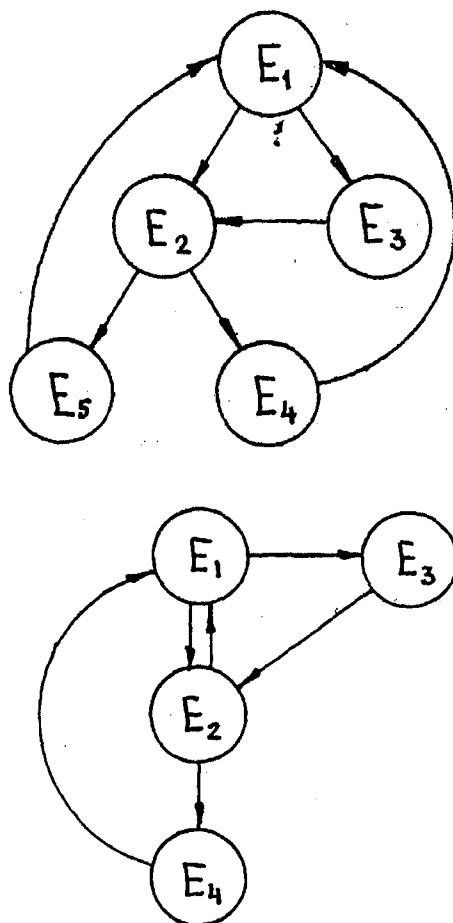


Рис. 5.13. *Графи переходів станів елементів лінійної частини магістральних газопроводів у ході КВЗ при стратегіях:*

а – «контроль-профілактика-ремонт»;

б – «контроль-ремонт»;

E_1 – справний стан; E_2 – контроль; E_3 – відмова: (рівноцінний стан); E_4 – ремонт; E_5 – профілактика.

У разі, коли не конче виконувати якісь додаткові профілактичні роботи, доцільно дотримуватися другої стратегії (назвімо її «контроль-ремонт»), що формулюється в такий спосіб:

проводять суворі періодичні перевірки стану ЗО ЛЧ МГ вартістю $Z_{пр}$ і вірогідністю P ;

якщо елемент працездатний (чи визнаний таким за результатами перевірки), то не проводять ніяких впливів (до наступної перевірки);

якщо елемент визнаний як такий, що відмовив, проводять відповідний ремонт вартістю $z_{\text{рем}}$.

Якщо відмова від часу її появи до часу виявлення в ході перевірки пов'язана з якимисьь втратами, слід ураховувати збиток від перебування об'єкта в стані відмови.

Процес еволюції елемента в ході КВЗ за другою стратегією визначається такими станами:

$$X(t) = \begin{cases} E_1 & \text{— справний стан елемента} \\ E_2 & \text{— контроль стану} \\ E_3 & \text{— відмова (чи адекватний їй стан)} \\ E_4 & \text{— ремонт} \end{cases}$$

Граф переходів відбиває основні стани елементів ЛЧ у ході КВЗ.

Як показник для оцінки ефективності заходів із контролю і відновлення ЗО ЛЧ приймаємо середні сумарні питомі витрати \bar{z}_{Σ} .

У рамках сформованої стратегії (розрахункової схеми КВЗ) «контроль-профілактика-ремонт» показник \bar{z}_{Σ}^I як функція від періодичності профілактичних перевірок δ визначається в такий спосіб:

$$\begin{aligned} \bar{z}_{\Sigma}^I(\delta) &= \frac{z_{\text{проф}} \cdot \bar{F}(\delta) + z_{\text{от}} F(\delta) + q \int_0^{\delta} (\delta - t) dF(t)}{\delta} = \\ &= \frac{z_{\text{проф}} + (z_{\text{от}} - z_{\text{проф}}) F(\delta) + q \int_0^{\delta} F(t) dt}{\delta} \end{aligned} \quad (5.56)$$

де $\bar{F}(\delta) = 1 - F(\delta)$ — функція надійності (ймовірність безвідмовної роботи) ЗО ЛЧ; $z_{\text{проф}}$ — середні витрати на профілактичні роботи на елементах ЛЧ; $z_{\text{от}}$ — середні витрати на відновні роботи при ліквідації відмов і адекватних їм станів; q — питомий середній збиток від перебування елемента в стані відмов; δ — періодичність контрольних перевірок — профілактики.

Слід зазначити, що через розширення поняття відмови елемента (зосередженого об'єкта) ЛЧ шляхом уведення в розрахункову схему прихованих і функціональних відмов значення функції надійності $\bar{F}(\delta)$ істотно відрізняються від показників безвідмовності, розглянутих раніше. З обліком прийнятого раніше припущення про найпростіший потік появ

ушкодженъ на об'єктах ЛЧ функція розподілу випадкового наробку на відмову має вигляд:

$$F(t) = 1 - e^{-bt} \quad (5.57)$$

де b – інтенсивність потоку відмов (усіх типів) на 3О ЛЧ.

З урахуванням (3.18) величина $\bar{3}'_{\Sigma}(\delta)$ визначається:

$$\begin{aligned} \bar{3}'_{\Sigma}(\delta) &= q - \frac{q}{b\delta} + \frac{3_{om} - 3_{проф} + q/b}{\delta} e^{-b\delta} = \\ &= q + \frac{1}{\delta} e^{-b\delta} (3_{om} - 3_{проф}) - \frac{q}{b\delta} (1 - e^{-b\delta}) \end{aligned} \quad (5.58)$$

Планування контрольно-відновних заходів проводять в умовах сформованої структури системи ТОіР, відомих показників безвідмовності і ремонтнопридатності об'єктів, що обслуговуються. З урахуванням цього завдання з підвищення ефективності КВЗ зводиться до оптимального планування режиму функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів. Режим функціонування в цьому разі визначається періодичністю контрольно-відновних заходів на 3О ЛЧ.

Таким чином, визначення оптимальної періодичності КВЗ δ^* зводиться до стандартного екстремального завдання, розв'язок якого відповідає мінімальному значенню сформованої в (5.58) функції мети $\bar{3}'_{\Sigma}$ за умови:

$$\frac{d}{d\delta} \bar{3}'_{\Sigma}(\delta) = 0 \quad (5.59)$$

Аналізуючи (3.19), легко зрозуміти, що оптимальна періодичність КВЗ у рамках стратегії «контроль-профілактика-ремонт» знаходиться як розв'язок рівняння:

$$3_{проф} + (3_{om} - 3_{проф} - q\delta^*)F(\delta^*) + q \int_0^{\delta^*} F(t) dt = (3_{om} - 3_{проф})f(\delta^*), \quad (5.60)$$

де $f(t) = \frac{d}{dt} F(t)$.

Причому значення функції мети в точці екстремуму становить:

$$3'_{\Sigma}(\delta^*) = (3_{om} - 3_{проф})f(\delta^*) + qF(\delta^*) \quad (5.61)$$

Аналогічним чином розгляньмо порядок формування показника ефективності КВЗ на ЗО ЛЧ МГ за стратегії «контроль-ремонт». Середні питомі витрати на експлуатацію зосереджених об'єктів за другою стратегією становлять:

$$\bar{z} \frac{\Pi}{\Sigma}(\delta) = \frac{z}{t_{\text{ср}}} \quad (5.62)$$

де z – сумарні витрати на проведення відновних ремонтів за результатами періодичних перевірок; $t_{\text{ср}}$ – середня періодичність проведення ремонтно-відновних робіт.

$$\begin{aligned} z &= \sum_{K=0}^{\infty} \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} dF(t) \left[z_{\text{рем}} + [z_{\text{np}} + (K+1) + q[(K+1)\delta - t]] + \right. \\ &+ [z_{\text{np}}(K+2) + q[(K+2)\delta - t]](1-P)P + \\ &+ \left. [z_{\text{np}}(K+3) + q[(K+3)\delta - t]](1-P)^2 P + \dots \right] = \\ &= \sum_{K=0}^{\infty} \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} dF(t) \left[z_{\text{рем}} + \sum_{r=1}^{\infty} [z_{\text{np}}(K+r) + q[(K+r)\delta - t]](1-P)^{r-1} P \right] = \\ &= z_{\text{рем}} + \frac{1}{P} (z_{\text{np}} + q\delta) + (z_{\text{np}} + q\delta) \sum_{K=1}^{\infty} \bar{F}(K\delta) - q\mu_1 \end{aligned} \quad (5.63)$$

$$\text{де } \mu_1 = \int_0^{\infty} \bar{F}(t) dt$$

Крім того:

$$\begin{aligned} t_{\text{ср}} &= \sum_{K=0}^{\infty} \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} dF(t) \left[\delta(K+1)P + \delta(K+2)(1-P)P + \delta(K+3)(1-P)^2 P + \dots \right] = \\ &= \sum_{K=0}^{\infty} \int_{K\delta}^{(K+1)\delta} dF(t) \left(K\delta + \frac{\delta}{P} \right) = \frac{\delta}{P} + \delta \sum_{K=1}^{\infty} \bar{F}(K\delta) \end{aligned} \quad (5.64)$$

Об'єднавши (5.63) і (5.64), одержуємо в загальному вигляді такі вирази для середніх питомих витрат на КВЗ за другою стратегією обслуговування ЗО ЛЧ:

$$\begin{aligned} \bar{3} \frac{I}{\Sigma}(\delta) &= \frac{Pz_{рем} + z_{np} + q\delta + P(z_{np} + q\delta) \sum_{K=1}^{\infty} \bar{F}(K\delta) - Pq\mu_1}{\delta \left[1 + P \sum_{K=1}^{\infty} \bar{F}(K\delta) \right]} = \\ &= \frac{P(z_{рем} - q\mu_1) + (z_{np} + q\delta) \left[1 + P \sum_{K=1}^{\infty} \bar{F}(K\delta) \right]}{\delta \left[1 + P \sum_{K=1}^{\infty} \bar{F}(K\delta) \right]} \end{aligned} \quad (5.65)$$

Приймаючи $\bar{F}(t) = e^{-bt}$, отримаємо:

$$\sum_{K=1}^{\infty} \bar{F}(K\delta) = \sum_{K=1}^{\infty} e^{-bK\delta} = \frac{1}{1 - e^{-b\delta}} - 1 = \frac{e^{-b\delta}}{1 - e^{-b\delta}} \quad (5.66)$$

Коли

$$1 + P \sum_{K=1}^{\infty} \bar{F}(K\delta) = 1 + \frac{Pe^{-b\delta}}{1 - e^{-b\delta}} = \frac{1 - (1 - P)e^{-b\delta}}{1 - e^{-b\delta}} \quad (5.67)$$

Величина M_1 набуває вигляду:

$$\mu_1 = 1/b$$

З урахуванням (5.66) – (5.67) перетворюємо вираз (3.26) і отримаємо:

$$\begin{aligned} \bar{3} \frac{\Pi}{\Sigma}(\delta) &= \frac{P \left(z_{рем} - \frac{q}{b} \right) + (z_{np} + q\delta) \frac{1 - (1 - P)e^{-b\delta}}{1 - e^{-b\delta}}}{\delta \frac{1 - (1 - P)e^{-b\delta}}{1 - e^{-b\delta}}} = \\ &= \frac{P}{\delta} \left(z_{рем} - \frac{q}{b} \right) \frac{1 - e^{-b\delta}}{1 - (1 - P)e^{-b\delta}} + \frac{z_{np}}{\delta} + q \end{aligned} \quad (5.68)$$

Оптимальна періодичність КВЗ δ^* (режим функціонування) також визначається з умови:

$$\frac{d}{d\delta} \bar{Z}_{\Sigma}(\delta) = 0 \quad (5.69)$$

Особливий інтерес становить завдання з об'єднання контрольно-відновних заходів на елементах і власне лінійній частині МГ. Розв'язок цього завдання відшукується при спільному розгляді математичної моделі за оцінкою ефективності КВЗ ЛЧ і запропонованих моделей КВЗ ЗО ЛЧ.

Запропоновані вище математичні моделі КВЗ на об'єктах ЛЧ МГ (як лінійно-протяжних, так і зосереджених) дозволяють перейти до розв'язання часткових завдань з підвищення ефективності обслуговування газотранспортних систем. На цьому етапі можна синтезувати оптимальні організаційно-технологічні рішення при різних критеріях оптимальності й інших обмеженнях.

Одним з основних завдань із планування КВЗ є розрахунок оптимального режиму (періодичності) обстеження траси газопроводу з виявленню свищів, витоків і ушкоджень. Розв'язують це завдання методом послідовного перебору. Задаючи дискретні величини δ з визначеним кроком, прораховують значення функції мети $\bar{Z}_{\Sigma\delta}^{KBZ}$. Причому можна вважати, що періодичність δ [діб] набуває тільки цілочислових значень.

Подібний підхід ми реалізуємо для розрахунку періодичності патрулювання як лінійної частини, так і зосереджених об'єктів МГ.

Аналіз реальної практики експлуатації газотранспортних систем, а також ряд нормативних документів [85], що регламентують проведення заходів щодо ТОіР (у тому числі і з контролю), указують на переважне використання об'єданого методу патрулювання на рівні лінійних експлуатаційних служб (ЛЕС). Мова йде про одночасну перевірку стану власне лінійної частини і її елементів (зосереджених об'єктів) з виконанням дрібних профілактичних робіт. Це, як правило, відноситься до контрольних перевірок менш дешевшими і продуктивними засобами (автомобільне, піше патрулювання). При використанні сучасніших засобів контролю, таких як вертолітне патрулювання з лазерним устаткуванням, здійснюють лиш пошук витоків і свищів на лінійній частині і її елементах (без проведення інших контрольних заходів профілактичного характеру). З огляду на те, що повітряне патрулювання здійснюють централізовано,

за графіком (також потребує розрахунку), завдання з оптимального об'єднання КВЗ і вибір їхньої періодичності становлять практичний інтерес.

• Загалом оптимальну періодичність об'єднаних контрольних перевірок визначають:

$$\min_{\delta} [\bar{Z}_{\Sigma}^{KBZ}(\delta) + N\bar{Z}_{\Sigma}^{\omega}(\delta)] \quad (5.70)$$

де N – кількість зосереджених об'єктів на ділянці лінійної частини, що обслуговується, яка підлягає контролю.

Цей підхід реалізуємо у разі взаємної кратності періодичності обстеження ЛЧ і ЗО ЛЧ. Іншими словами:

$$\begin{aligned} K\delta_{ЛЧ} &= m\delta_{ЗО} \\ K &= 1, 2, 3, \dots \\ m &= 1, 2, 3, \dots \end{aligned} \quad (5.71)$$

Тоді оптимальна періодичність об'єднаних контрольних перевірок з урахуванням кратності періодів обслуговування визначається з умови:

$$\min_{\delta_{ЗО}; \delta_{ЛЧ}} [\bar{Z}_{\Sigma}^{KBZ}(\delta_{ЛЧ}) + N\bar{Z}_{\Sigma}^{ЗО}(\delta_{ЗО})] \quad (5.72)$$

Як інструмент у розв'язанні подібного двопараметричного оптимізаційного завдання обраний метод покоординатного спуску як один з поширених методів прямого пошуку для функції декількох змінних.

Розв'язання цього оптимізаційного завдання базується на математичних моделях КВЗ, поданих вище. Алгоритми розрахунків реалізовані на ПЕОМ, що дозволяє проводити різноманітні розрахунки з метою пошуку найоптимальніших рішень.

В останні роки дедалі гостріше постає проблема гарантування безпеки й екологічності газотранспортних систем у ході експлуатації. Потужність сучасних магістральних газопроводів така, що uszkodження на лінійній частині не тільки спричиняють значні втрати газу і витрати на ремонтновідновні роботи, а й є джерелами великих аварій з можливими катастрофічними наслідками (в тому числі з людськими жертвами), завдають шкоди екології. У зв'язку з цим при плануванні контрольної-

відновних заходів на діючих газових магістралях необхідно посилити вимоги до лінійних експлуатаційних служб при плануванні і проведенні обслуговування і ремонту з метою забезпечення надійної і безвідмовної роботи системи.

У рамках розроблених математичних моделей КВЗ на об'єктах ЛЧ МГ становить інтерес часткове завдання з оптимального планування контрольних перевірок траси газопроводу при обмеженнях на втрати газу (через ушкодження і при випусканні газу в атмосферу). Загалом оптимальна періодичність контрольних перевірок визначається (для лінійної частини):

$$\begin{cases} \min_{\delta} (3_{ав} \bar{n}_{ав} + 3_n \bar{n}_n + 3_{пр} \delta^{-1}) \\ \bar{Q} \leq \bar{Q}_{доп} \end{cases} \quad (5.73)$$

де $\bar{Q}_{доп}$ — певний допустимий рівень збитку від утрат газу.

Це оптимізаційне завдання є екстремальним завданням з обмеженнями у вигляді нерівності, що реалізується шляхом прямого пошуку в ході ітераційної процедури. Алгоритм реалізований на ЕОМ.

Вихідні дані, необхідні для проведення розрахунків, визначаються статистично непрямым шляхом. Порядок визначення основних показників безвідмовності і ремонтнопридатності ми докладно розглядаємо нижче. Однак часто на практиці виникає ситуація, коли оцінка показників надійності газотранспортної системи, що обслуговується, утруднена через чи недостатність статистичної (чи іншої) інформації. Найскладнішою, як правило, є оцінка функції розподілу випадкового часу існування ушкодження від його появи до самостійного прояву: $\Phi(t)$. За відсутності інформації про величину середнього часу життя ушкодження $t_{ср}$ (у рамках двостадійної моделі развалу МГ) пропонують використовувати мінімаксний підхід як один з розповсюджених методів розв'язання оптимізаційних завдань при неповноті інформації про стан об'єкта. При мінімаксовому плануванні КВЗ періодичність контрольних перевірок визначається:

$$\min_{\delta} \max_{\alpha} \bar{3}_{\Sigma}^{KB3}(\delta, \alpha) \quad (5.74)$$

$$\text{де } \alpha = \frac{1}{\tau_{ср}}$$

При розрахунках мінімаксної періодичності на ЕОМ обсяг обчислень істотно більший, ніж у розглянутих вище оптимізаційних завданнях.

Становить інтерес адаптивний підхід до ухвалення рішень у періодичності КВЗ на початковому етапі експлуатації, що характеризується, як правило, відсутністю інформації про надійність системи. Завдання полягає в первісному плануванні КВЗ на основі мінімаксного підходу з подальшим корегуванням режиму контролю в ході експлуатації. Інформація, що накопичується, дозволяє з часом оцінити значення n_n^* і $\bar{n}_{ав}^*$. Тоді із співвідношення:

$$\bar{n}_n = \lambda - \bar{n}_{AB} = \frac{\lambda \cdot P}{\alpha \cdot \delta} \cdot \frac{(1 - e^{-\alpha \delta})}{1 - (1 - P)e^{-\alpha \delta}} \quad (5.75)$$

одержуємо вираз для оцінки α^* :

$$\frac{1}{\alpha^*} \cdot \frac{(1 - e^{-\alpha \delta})}{1 - (1 - P)e^{-\alpha \delta}} = \frac{\delta}{P} \left[1 + \frac{\bar{n}_{AB}^*}{\bar{n}_n^*} \right]^{-1} \quad (5.76)$$

де n_n^* , $\bar{n}_{ав}^*$ — відповідно кількість аварій і ушкоджень, що з'явилися в період між останніми перевірками.

З огляду на обставину, що обрання експонентного характеру функції розподілу $\Phi(t)$ є серйозним припущенням, доцільно систематично проводити переоцінку параметра α за даними експлуатації і вносити відповідні корективи в періодичність перевірок. Це дозволяє методом послідовних наближень вийти на оптимальне рішення в будь-якому випадку, навіть якщо істинну функцію розподілу $\Phi(t)$ недосить точно описує експонентний закон.

На ефективність контрольно-відновних заходів істотно впливають параметри використовуваних технічних засобів контролю, що загальному характеризуються середніми витратами на перевірку $Z_{пр}$ і повну ймовірність виявлення ушкоджень за результатами обстеження P . При використанні різних засобів контролю стану (герметичності) лінійної частини і транспортних засобів для проведення патрулювання траси МГ показники $Z_{пр}$ і P мають різні значення в широкому діапазоні.

Враховуючи це, важливо розглянути завдання з вибору найдоцільніших технічних засобів і методів патрулювання МГ із погляду економічної ефективності.

Завдання зводиться до послідовної оптимізації функції мети ефективності КВЗ при різних значеннях $Z_{\text{пр}}$, P і періодичності δ :

$$\min_{Z_{\text{пр}}, P} \min_{\delta} \bar{Z}_{\Sigma}^{\text{КВЗ}}(\delta, Z_{\text{пр}}, P) \quad (5.77)$$

У разі мінімаксного планування режиму контрольно-відновних заходів:

$$\min_{Z_{\text{пр}}, P} \min_{\delta} \max_{\alpha} \bar{Z}_{\Sigma}^{\text{КВЗ}}(\delta, Z_{\text{пр}}, P) \quad (5.78)$$

Слід відзначити, що значення показників $Z_{\text{пр}}$ і P залежать від безлічі факторів. Крім здатності використовуваної апаратури і вартості її експлуатації, слід враховувати можливість об'єднання декількох різних технічних засобів при перевірках, проведення декількох контрольних проходів з метою підвищення вірогідності контролю. Залежно від умов експлуатації і структури конкретної газотранспортної системи міняються й інші показники ремонтнопридатності ЛЧ, такі як $Z_{\text{п}}$, $Z_{\text{ав}}$ та інші. У зв'язку з цим важливим етапом проведення розрахунків із планування КВЗ є оцінка показників ремонтнопридатності ділянки газопроводу, що обслуговується.

Розроблені вище моделі й алгоритми реалізовані на ПЕОМ як комплекс прикладних програм «Патруль» мовою «Turbo basic». Програми дозволяють в оперативному діалоговому режимі розв'язувати перелічені вище приватні завдання зі стратегічного планування КВЗ у ході експлуатації газотранспортних систем шляхом проведення різноманітних розрахунків з оцінки ефективності ТОіР на конкретних об'єктах.

Проведені розрахунки з планування КВЗ на окремих ділянках Харківського і Львівського газотранспортних вузлів у системі ДК «Укртрансгаз» дозволили виробити рекомендації з корегування графіків патрулювання ЛЧ і її об'єктів з використанням різних засобів контролю.

Сформульовано вихідні дані для розрахунків з оцінки ефективності КВЗ на досліджуваних ділянках відповідно до розробленого вище алгоритму, які включають інформацію про конфігурацію газопровідної системи, рівні показників безвідмовності і ремонтнопридатності ЛЧ МГ, що діє системі контролю (патрулювання) і технічного обслуговування, потужності й оснащеності ремонтно-експлуатаційних підрозділів. Фрагменти результатів розрахунків з оцінки ефективності

КВЗ і вибору оптимальної періодичності патрулювання досліджуваних ділянок ЛЧ МГ на ПЕОМ подані в табл. 5.1 – 5.4. Розрахунки і дослідження показали, що оптимальна періодичність патрулювання ЛЧ МГ, що відповідає мінімальному значенню показника ефективності КВЗ, коливається в широких межах (від 3 до 55 діб) і істотно залежить від стану газотранспортної системи, показників ремонтнопридатності лінійної частини на заданих ділянках, наслідків аварійних ситуацій на газопроводі, вартості і вірогідності обраних засобів контролю.

Усе це підтверджує необхідність окремих розрахунків із планування режиму КВЗ для кожної конкретної газотранспортної системи з урахуванням специфіки експлуатації. Отримані результати доводять ефективність застосування цієї розробки в ході організації експлуатаційного обслуговування ЛЧ МГ.

Таблиця 5.1.

Фрагменти результатів розрахунків з оцінки ефективності і вибору оптимальної періодичності патрулювання траси МГ. Ділянка № 1

ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ:

Середні витрати на усунення одного ушкодження:	2500,0
Сумарна інтенсивність аварій і аварійних ситуацій:	0,0400
Середні витрати на ліквідацію однієї аварії :	11□000,0
Середній уд. збиток від втрат газу в од. часу:	1500,0
Вартість підбуреного при ремонті газу:	15□000,0
Середні витрати на одну перевірку:	500,0
Вірогідність контролю:	0,7500

Періодичність огляду	Середні питомі затрати на контроль	Середні питомі затрати на ліквідацію пошкодження	Середні питомі затрати на ліквідацію аварії	Середні питомі затрати від утрат газу	РАЗОМ
1	500,00	99,94	0,24	637,81	1238,00
2	250,00	99,87	0,56	393,60	744,04
3	166,67	36,95	277,41	138,05	619,08
4	125,00	34,93	286,30	134,41	580,64
5	100,00	71,46	125,57	271,35	568,38
6	83,33	99,64	1,57	396,75	581,30
7	71,43	99,71	1,28	432,89	605,31
8	62,50	99,74	1,16	472,41	635,80

9	55,56	99,73	1,18	514,13	670,59
10	50,00	99,75	1,08	557,60	708,43
11	45,45	99,75	1,09	602,14	748,44
12	41,67	99,76	1,05	647,66	790,13
13	38,46	99,69	1,36	693,34	832,85
14	35,71	99,74	1,14	740,31	876,91
15	33,33	99,70	1,31	787,13	921,48
16	31,25	99,72	1,22	834,72	966,92
17	29,41	99,70	1,32	882,26	1012,69
18	27,78	99,72	1,24	930,33	1059,07
19	26,32	99,71	1,26	978,47	1105,76
20	25,00	99,72	1,24	1026,85	1152,81
21	23,81	99,69	1,35	1075,09	1199,94
22	22,73	99,72	1,23	1123,96	1247,64
23	21,74	99,72	1,22	1172,72	1295,40
24	20,83	99,63	1,62	1220,53	1342,61
25	20,00	99,73	1,19	1270,49	1391,41
26	19,23	99,70	1,32	1319,13	1439,38
27	18,52	99,72	1,24	1368,41	1487,89
28	17,86	99,72	1,25	1417,47	1536,30
29	17,24	99,67	1,43	1466,09	1584,44
30	16,67	99,66	1,48	1515,10	1632,91
31	16,13	99,67	1,47	1564,39	1681,65
32	15,63	99,64	1,58	1613,28	1730,13
33	15,15	99,62	1,65	1662,29	1778,72
34	14,71	99,69	1,35	1712,66	1828,41
35	14,29	99,70	1,32	1762,17	1877,48

Таблиця 5.2.

Фрагменти результатів розрахунків з оцінки ефективності і вибору оптимальної періодичності патрулювання траси МГ. Ділянка № 2

ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ

Середні витрати на усунення одного ушкодження:	2500,0
Сумарна інтенсивність аварій і аварійних ситуацій:	0,0400
Середні витрати на ліквідацію однієї аварії:	11 000,0
Середній уд. збиток від утрат газу в од. часу:	1500,0
Вартість підбуреного при ремонті газу:	15 000,0
Середні витрати на одну перевірку:	500
Вірогідність контролю:	0,7500

Періодичність огляду	Середні питомі затрати на контроль	Середні питомі затрати на ліквідацію пошкодження	Середні питомі затрати на ліквідацію аварії	Середні питомі затрати від утрат газу	РАЗОМ
1	500,00	62,47	0,12	393,10	955,69
2	250,00	62,42	0,35	230,72	543,50
3	166,67	6,40	246,83	22,91	442,81
4	125,00	5,97	248,71	21,64	401,32
5	100,00	8,50	237,58	31,81	377,89
6	83,33	11,63	223,83	45,40	364,19
7	71,43	18,14	195,19	72,29	357,05
8	62,50	36,04	116,44	141,06	356,04
9	55,56	62,24	1,13	246,49	365,42
10	50,00	62,25	1,08	265,27	378,60
11	45,45	62,31	0,84	284,97	393,58
12	41,67	62,32	0,78	305,09	409,86
13	38,46	62,31	0,85	325,51	427,12
14	35,71	62,29	0,94	346,23	445,18
15	33,33	62,34	0,71	367,59	463,97
16	31,25	62,29	0,94	388,63	483,11
17	29,41	62,31	0,82	410,28	502,83
18	27,78	62,28	0,98	431,72	522,75
19	26,32	62,32	0,79	453,76	543,18
20	25,00	62,35	0,66	475,84	563,85
21	23,81	62,31	0,84	497,54	584,50
22	22,73	62,33	0,74	519,77	605,57
23	21,74	62,32	0,79	541,82	626,66
24	20,83	62,33	0,75	564,07	647,98
25	20,00	62,33	0,74	586,34	669,42
26	19,23	62,31	0,83	608,46	690,83
27	18,52	62,29	0,92	630,60	712,33
28	17,86	62,35	0,67	653,47	734,35
29	17,24	62,32	0,77	675,67	756,01
30	16,67	62,29	0,93	697,78	777,66
31	16,13	62,27	1,03	719,99	799,41
32	15,63	62,29	0,93	742,69	821,53
33	15,15	62,32	0,81	765,48	843,76
34	14,71	62,31	0,82	788,00	865,84
35	14,29	62,33	0,75	810,73	888,10

Таблиця 5.3.

Фрагменти результатів розрахунків з оцінки ефективності і вибору оптимальної періодичності патрулювання траси МГ. Ділянка № 3

ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ:

Середні витрати на усунення одного ушкодження:	3200,0
Сумарна інтенсивність аварій і аварійних ситуацій:	0,0230
Середні витрати на ліквідацію однієї аварії:	9800,0
Середній уд. збиток від утрат газу в од. часу:	800,0
Вартість підбуреного при ремонті газу:	15 000,0
Середні витрати на одну перевірку:	3500,0
Вірогідність контролю:	0,9500

Періодич- ність огляду	Середні питомі затрати на контроль	Середні питомі затрати на ліквідацію пошкодження	Середні питомі затрати на ліквідацію аварії	Середні питомі затрати від втрат газу	РАЗОМ
1	3500,00	73,58	0,06	351,14	3924,78
2	1750,00	73,54	0,19	190,71	2014,44
3	1166,67	14,12	182,16	31,08	1394,03
4	875,00	5,42	208,80	11,63	1100,85
5	700,00	5,73	207,84	12,33	925,90
6	583,33	7,11	203,63	15,69	809,76
7	500,00	9,09	197,58	20,75	727,41
8	437,50	11,43	190,41	27,04	666,38
9	388,89	13,97	182,62	34,24	619,72
10	350,00	16,60	174,57	42,10	583,27
11	318,18	20,32	163,18	52,72	554,40
12	291,67	24,08	151,64	63,96	531,36
13	269,23	28,42	138,36	76,95	512,97
14	250,00	33,86	121,71	92,84	498,41
15	233,33	40,33	101,88	111,58	487,13
16	218,75	48,60	76,57	134,83	478,75
17	205,88	59,16	44,21	163,80	473,06
18	194,44	72,87	2,22	200,48	470,02
19	184,21	73,26	1,03	210,43	468,93
20	175,00	73,25	1,08	219,63	468,96
21	166,67	73,21	1,19	228,88	469,94
22	159,09	73,23	1,14	238,31	471,77
23	152,17	73,27	1,02	247,87	474,33
24	145,83	73,30	0,91	257,49	477,53
25	140,00	73,36	0,74	267,20	481,30
26	134,62	73,34	0,81	276,77	485,53
27	129,63	73,26	1,05	286,19	490,13
28	125,00	73,31	0,89	296,03	495,23
29	120,69	73,35	0,75	305,89	500,69
30	116,67	73,35	0,76	315,63	506,41

Таблиця 5.4.

Фрагменти результатів розрахунків з оцінки ефективності і вибору оптимальної періодичності патрулювання траси МГ. Ділянка № 4

ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ:

Середні витрати на усунення одного ушкодження:	5000,0
Сумарна інтенсивність аварій і аварійних ситуацій:	0,0250
Середні витрати на ліквідацію однієї аварії:	15□000,0
Середній уд. збиток від утрат газу в од. часу:	1000,0
Вартість підбуреного при ремонті газу:	15□000,0
Середні витрати на одну перевірку:	5000,0
Вірогідність контролю:	0,9500

Періодичність огляду	Середні питомі затрати на контроль	Середні питомі затрати на ліквідацію пошкодження	Середні питомі затрати на ліквідацію аварії	Середні питомі затрати від утрат газу	РАЗОМ
1	5000,00	124,96	0,12	384,05	5509,13
2	2500,00	0,59	373,22	1,14	2874,95
3	1666,87	0,40	373,81	0,65	2041,52
4	1250,00	0,30	374,11	0,47	1624,88
5	1000,00	0,24	374,29	0,39	1374,92
6	833,33	0,20	374,41	0,35	1208,29
7	714,29	0,17	374,49	0,32	1089,27
8	625,00	1,63	370,10	3,33	1000,06
9	555,56	8,05	350,85	16,95	931,41
10	500,00	11,99	339,02	26,42	877,43
11	454,55	16,29	326,13	37,27	834,23
12	416,67	19,84	315,47	47,22	799,215
13	384,62	24,56	301,32	60,09	770,59
14	357,14	28,47	289,59	71,92	747,12
15	333,33	33,81	273,58	87,17	727,89
16	312,50	38,76	258,72	102,28	712,26
17	294,12	45,33	239,02	121,26	699,72
18	277,78	52,53	217,42	142,21	689,93
19	263,16	60,86	192,43	166,19	682,64
20	250,00	70,93	162,22	194,52	677,67
21	238,10	82,98	126,06	227,82	674,96
22	227,27	98,14	80,58	268,49	674,48
23	217,39	117,41	22,76	318,78	676,35
24	208,33	124,04	2,89	345,03	680,29
25	200,00	124,34	1,99	358,80	685,12

26	192,31	124,38	1,85	372,10	690,64
27	185,19	124,29	2,14	385,12	696,73
28	178,57	124,38	1,87	398,61	703,42
29	172,41	124,41	1,77	411,99	710,58
30	166,67	124,57	1,29	425,74	718,27
31	161,29	124,53	1,40	439,03	726,25
32	156,25	124,49	1,54	452,31	734,59
33	151,52	124,43	1,71	465,58	743,24
34	147,06	124,41	1,76	478,98	752,21
35	142,86	124,59	1,24	492,94	761,62

5.4. Підвищення ефективності функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у системі ТОіР лінійної частини газопроводів

Удосконалення організації функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у системі ТОіР ЛЧ МГ є актуальним завданням підвищення ефективності технічного обслуговування, розв'язання якого дозволяє значною мірою скоротити фінансові, матеріальні, трудові і тимчасові витрати, сприяє всілякій економії ресурсів.

Принцип системності розгляду завдань з удосконалення обслуговування і ремонту ЛЧ МГ потребує дослідження процесу функціонування окремого ремонтно-експлуатаційного підрозділу в рамках сформованих вище структурних схем системи ТОіР і моделей контрольно-відновного обслуговування ЛЧ. Комплексний підхід обумовлений і необхідністю оцінки показників ремонтнопридатності ЛЧ МГ і ефективності функціонування РЕП, використовуваних як вихідні дані у представлених вище моделях ТОіР.

Лінійна частина МГ – складна лінійно-протяжна технічна система, що складається з великої кількості елементів, об'єктів і підсистем, що потребують проведення контрольно-профілактичних і ремонтно-відновчих заходів.

Умовно розіб'ємо ЛЧ МГ на такі системи:
лінійно-протяжні об'єкти обслуговування;
елементи (зосереджені об'єкти) лінійної частини;
технологічно незалежні лінійно-протяжні об'єкти обслуговування;
технологічно незалежні елементи (ЗО) обслуговування.

До лінійно-протяжних об'єктів віднесімо:

ділянки власне лінійної частини.

Технологічно незалежні лінійно-протяжні об'єкти містять у собі:
земляний покрив траси газопроводу;

проїзди і дороги вздовж траси;
ЛЕП, лінії зв'язку й автоматичного керування лінійними кранами.
До елементів (зосереджених об'єктів) ЛЧ відносяться:
запірна арматура;
повітряні переходи через струмки і яри;
місця перетину із залізницями чи шосейними дорогами;
конденсатозбірники;
продувні свічки;
вузли прийому-запуску очисних пристроїв;
компенсатори;
установки ЕХЗ;
підвідні переходи.

Технологічно незалежними елементами (ЗО) обслуговування вважатимемо:

аварійні запаси труб;
додаткові споруди (майданчики збереження, огорожі, кілометрові стовпчики, покажчики й ін.).

Аналізуючи структурне дерево об'єктів і підсистем ЛЧ МГ, легко зрозуміти, які працездатність лінійної частини визначається станом елементів, які безпосередньо беруть участь у технологічному процесі перекачування газу (власне труба, кранове господарство, відводи, переходи й ін.), що забезпечує визначений рівень пріоритету зазначених об'єктів у потоці вимог на обслуговування.

Існує велика кількість причин і видів відмов на об'єктах ЛЧ. Для того, щоб систематизувати їх, скористаймося методами аналізу дерев відмов [108, 117].

У розглянутому завданні при побудові дерева відмов обмежмося лише видами і причинами аварій, що визначають специфіку і технологічні особливості проведення ремонтно-відновних робіт. Горішньою подією в представленому дереві відмов ЛЧ є порушення працездатності ділянки газопроводу, що виявляється миттєво і самотійно.

Особливістю дерева відмов є те, що його «крона» звужується, тобто різноманіття причин відмов різних об'єктів зводиться до набору характерних видів аварій на лінійній частині, загальних для всіх елементів системи, і далі, до декількох найрозповсюдженіших заходів для їхнього відновлення. Питання ремонту підводних переходів не розглядаються, тому що ці об'єкти обслуговують спеціалізовані галузеві підрозділи і вони не входять до структури діючої системи ТОВ ЛЧ МГ.

Отже, види відмов (аварій) на об'єктах лінійної частини МГ зводяться до такого технологічного комплексу ремонтних робіт:

заміна ділянки газопроводу (при ушкодженні ділянок значної довжини);

заміна окремих елементів ЛЧ (трійників, відводів і ін.);

врізання катушок (при заміні ушкоджених ділянок незначної довжини);

врізання запірних вузлів (кранів).

Подібний поділ поданих наборів робіт з відновлення об'єктів ЛЧ обумовлено визначеними розходженнями в технології, послідовності і складі виробничих операцій відповідно до чинних нормативних документів і реальної практики ТОіР на газопроводах. Перелічені комплекси робіт віднесімо до першого рівня пріоритету в потоці заявок на відновлення працездатності системи. Іншими словами, поява кожної з вищеназваних відмов на ЛЧ вимагає негайного усунення її незалежно від наявності заявок на ТОіР нижчого рівня пріоритету (називатимемо ці роботи аварійно-відновними – АВР).

На відміну від відмов, що виявляються самостійно і миттєво, ушкодження і несправності на ЛЧ виявляються тільки в результаті спеціальних перевірок. Крім ушкоджень, пов'язаних з порушенням герметичності газопроводу (витоків, свищів), слід враховувати несправності (руйнування) об'єктів, що становлять загрозу нормальному функціонуванню системи і також потребують вжиття негайних заходів для їх усунення.

Такий підхід дозволяє визначити межі другого рівня пріоритету в потоці заявок на ремонтно-відновні роботи на ЛЧ. До другого рівня пріоритету віднесімо:

несправності на елементах (об'єктах), що безпосередньо впливають на працездатність усієї системи (свищі і витoki на трубі, лінійній арматурі й інших об'єктах);

відмови об'єктів і систем, технологічно не пов'язаних з ЛЧ, але виробничі функції яких впливають на працездатність системи (відмови системи автоматичного керування лінійними кранами, обриви лінії зв'язку, ЛЕП і ін.);

граничні (передаварійні) стани об'єктів систем, здатні привести до серйозних відмов (ушкодження опор повітряних переходів, спливання труби на болотах, розмив відкосів і оголення труби, здуття труби в ході експлуатації).

Вищеперелічені роботи ми називатимемо ремонтно-відновними (РВР) і віднесемо їх до другого рівня пріоритету. Розгалужена структура дерева ушкоджень і станів, до них прирівняних (другого рівня пріоритету), зводиться до технологічних наборів ремонтно-відновних робіт.

Умовно розділімо роботи з експлуатаційного обслуговування на два рівні пріоритету: третій рівень – профілактичні роботи та поточне обслуговування (ПР); четвертий рівень – контрольні перевірки (КП).

Результати проведеного дослідження системи ремонтно-експлуатаційного обслуговування ЛЧ МГ дозволяють сформувати ієрархічну об'єктно-технологічну структуру і створити перелік технологічних наборів робіт по ТОіР з розбивкою за рівнями пріоритету (АВР, РВР, ПР, КП) і об'єктами, що потребують проведення тих чи інших заходів.

Кожен з наборів робіт являє собою сукупність елементарних технологічних операцій. Кожна операція має свої кількісні і якісні характеристики (тривалість, вартість, витрати за матеріалами, необхідна техніка і механізми і т.д.):

$$R_{jv}^{KN} = \sum_{i=1}^I r_{ijv}^{KN}, \quad i = \overline{1, I}, \quad (5.79)$$

де r_{ijv}^{KN} – i -та операція в складі j -го набору робіт N -го рівня пріоритету, здійснюваного на v -му об'єкті k -м РЕП.

Реальна оснащеність виробничих підрозділів у системі ТОіР не відповідає вимогам чинних нормативів. Аналогічна ситуація складається в галузі й у питаннях комплектації РЕП обслуговим персоналом. Тому завдання з підвищення ефективності використання наявних у розпорядженні технічних засобів (включаючи транспортні) при проведенні відновних заходів на основі наукової організації ТОіР і оптимального керування технічними ресурсами набувають сьогодні дедалі важливішого значення. Ми пропонуємо таку модульно-технологічну модель РЕП у системі ТОіР ЛЧ МГ.

Спираючись на наведену вище класифікацію ремонтно-експлуатаційних заходів на об'єктах лінійної частини, загальний обсяг робіт на МГ ($v = 1, V$) можна оцінити як:

$$R_{jv}^{KN} = \sum_{i=1}^I r_{ijv}^{KN}, \quad i = \overline{1, I} \quad (5.80)$$

де $n = 1, 2, 3, 4$ – рівні пріоритету робіт; v – назва об'єкта ЛЧ; j – назва технологічного набору робіт цього рівня пріоритету.

Для виконання цього обсягу робіт необхідно залучити визначені потужності (набір машин і механізмів і обслуговий персонал). Сукупність технічних засобів і людських ресурсів називають модулем.

Сукупність машин, механізмів і персоналу кожного РЕП, необхідна для виконання загального обсягу (комплексу) робіт на ЛЧ, ми

вважатимемо комплексним модулем M_V^K . Для виконання j-го технологічного набору робіт N-го пріоритету з ремонту і відновлення v-го об'єкта ЛЧ потрібно задіяти M_{jv}^{KN} технологічний модуль ($M_{jv}^{KN} \in M_V^K$). Склад технологічного модуля визначається насамперед технологією виконуваних робіт, а також особливими умовами, наявністю того чи іншого типу техніки, тимчасовими обмеженнями й іншими факторами.

Аналіз технології виконання робіт показує, що лише невелика частина ремонтно-експлуатаційних заходів потребує використання потужної техніки й устаткування. До них відносяться:

усі роботи першого рівня пріоритету (аварійно-відновні роботи) із заміни ділянок газопроводу, врізання котушок, трійників, лінійних кранів і інших елементів;

роботи з ліквідації мікросвищів і ушкоджень;

роботи з ліквідації істотних переміщень газопроводу з проектних оцінок (спливання, випучування газопроводу);

роботи з відновлення ґрунтового обвалування МГ і ліквідації розмивань і зсувів на об'єктах ЛЧ.

Крім того, кожен з видів (наборів) робіт на об'єктах ЛЧ (включаючи профілактику і контрольні перевірки) потребує використання певних, як правило, однотипних, транспортних засобів. Тип і кількість транспортних засобів залежать від особливих умов експлуатації (природно-кліматичні умови, наявність доріг, характеристики інфраструктури й ін.), а також від можливості і доцільності придбання й експлуатації того чи іншого виду техніки.

Нехай кожен технологічний модуль M_{jv}^{KN} складається з набору так званих операційних модулів m_{ijv}^{KN} , що являють собою елементарні набори техніки і персоналу для виконання окремих технологічних операцій r_{ijv}^{KN} .

Технологічні модулі відрізняються за призначенням й об'єктами застосування, за кількістю операційних модулів, що входять до їхнього складу, за оснащеністю технікою, кількістю і кваліфікацією обслугового персоналу:

$$M_{jv}^{KN} = \sum_{i=1}^I m_{ijv}^{KN}, \quad i = \overline{1, I} \quad (5.81)$$

Така модульно-технологічна структура дозволяє розв'язувати завдання з оцінки ефективності функціонування окремого РЕП у ході ТОіР і вибору оптимальної технології робіт і комплектації підрозділів.

Розроблені математичні моделі структурної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування і планування контрольно-відновних заходів у системі ТОіР потребують визначення показників ремонтпридатності ЛЧ МГ, що характеризують ефективність функціонування окремого експлуатаційного підрозділу.

Ефективність функціонування виробничих підрозділів у системі ТОіР розуміється як здатність виконувати необхідний комплекс робіт з найменшими витратами. Витрати на провадження робіт за ТОіР (включаючи витрати на матеріали, експлуатацію техніки, оплату персоналу, транспортні витрати й ін.) – цілком традиційний техніко-економічний показник. Разом з тим на процес ремонтно-відновного обслуговування лінійної частини накладають дуже суворі обмеження за часом через те, що зниження продуктивності (пропускної здатності) газопроводу чи його простій призводять до значного народногосподарського збитку у зв'язку з недопоставкою газу споживачеві. Тому облік і визначення тимчасових витрат при виконанні кожного окремого виду робіт з ТОіР має важливе значення при оптимальній організації функціонування РЕП.

Запропонована комп'ютерноорієнтована методика призначена для оперативного розрахунку загальних витрат на проведення заходів щодо ТОіР на ЛЧ МГ і їхньої сумарної тривалості. Використання методики дозволяє робити багаторазову оцінку техніко-економічних показників ефективності функціонування РЕП, що обумовлює доцільність її застосування при розв'язанні деяких організаційно-управлінських завдань, що виникають у ході експлуатаційного обслуговування елементів і систем ЛЧ МГ.

Розроблений алгоритм розрахунку дає можливість оцінити:

вартість виконання визначених комплексів робіт на різних об'єктах ЛЧ МГ (розрахунок заробітної плати);

вартість експлуатації машин і механізмів при виконанні робіт на ЛЧ;

вартість експлуатації транспортних засобів у процесі ТОіР;

вартість втраченого (випущеного) газу при проведенні РВР;

тривалість виконання ремонтно-відновних робіт на об'єктах ЛЧ;

час на збір і підготовку РЕП до виконання робіт;

час на транспортування і перебазування РЕП у ході робіт.

Методика розроблена в рамках загальної моделі системи ТОіР ЛЧ МГ і комплексного підходу з підвищення її ефективності.

При розробці методики враховували такі положення принципового характеру:

відомі місце розташування пункту базування РЕП, довжина і технологічні характеристики ділянок у регіоні обслуговування, структура і характеристики доріг і проїздів;

РЕП оснащено й укомплектовано певним набором машин і механізмів, а також обслуговим персоналом;

визначені спеціалізація, виробничі завдання і режим функціонування РЕП у ході тих чи інших контрольно-відновних заходів.

Необхідність створення подібної методики обумовлена трудомісткістю і неточністю відомих методів розрахунку експлуатаційних витрат з використанням довідково-нормативної документації. Разом з тим чинні норми та нормативи безумовно враховані в цій розробці як складові частини бази даних.

В основу методики покладені результати розробки об'єктно-технологічної і модульної структури системи ТОіР. Велика кількість об'єктів (елементів) ЛЧ, різноманіття видів робіт ТОіР, випадковий характер процесу руйнування МГ, багатоваріантність організаційно-технологічних рішень у ході експлуатації обумовлюють значний обсяг обчислень і розрахунків, що потребує використання сучасних обчислювальних засобів, для впорядкування вихідної і нормативної інформації, яка відбиває найстійкіші властивості об'єктів обслуговування і процесів ТОіР, сформованої бази даних у вигляді набору інформаційних масивів.

Результати розробки об'єктно-технологічної моделі системи ТОіР об'єднані в масиві «Об'єкт-технологія», де з розбивкою за рівнями пріоритету зафіксовані альтернативні технології робіт на всіх об'єктах ЛЧ. Масив «Модуль» містить перелік технологічних і операційних модулів, формування яких можливе в складі РЕП відповідно до поданої вище структури.

У масиві «Операції» зберігаються норми часу і розцінки окремих операцій у складі різних технологічних наборів робіт на об'єктах ЛЧ.

Масив «Матеріали» містить інформацію про вартість запчастин, матеріалів, устаткування, використовуваних при РЕО ЛЧ.

Масив «Транспорт» містить інформацію про типи і характеристики транспортних засобів, норми амортизаційних відрахувань.

Масив «Техніка», аналогічно попередньому масиву, зберігає дані про машини і механізми, норми амортизаційних відрахувань і нормативну кількість днів роботи машин на рік.

Сукупність перелічених інформаційних масивів, що становлять загальну базу даних, забезпечує можливість оперативної реалізації пропонованого нижче алгоритму розрахунку.

Відповідно до розробленої об'єктно-технологічної модульної структури ТОіР ЛЧ МГ будь-який обсяг робіт (R_v^K відбудовних, профілактичних, контрольно-регуляційних) на різних об'єктах лінійної частини, виконуваних комплексним модулем M^k (РЕП), можна розбити на елементарні операції t_{ijv}^{KN} , виконуваним m_{ijv}^{KN} операційним модулем (де i – номер операції).

Кожна з елементарних технологічних операцій характеризується відповідно до чинних нормативних документів, визначеної тривалості і трудомісткості t_{ijv}^{KN} (чол./година), τ_{ijv}^{KN} (год.).

Крім того, кожен операційний модуль характеризується визначенням набором машин і механізмів (чи відсутністю такого) і кадровим складом персоналу. Машина чи механізм у складі модуля характеризується нормою амортизаційних відрахувань і нормативною кількістю днів роботи на рік n_{ijv}^{KN} , h_{ijv}^{KN} . Кожен працівник модуля відповідно до своєї кваліфікації і виду виконуваної роботи має тарифну ставку z_{ijv}^{KN} .

Тоді заробітна плата за виконання i -ї операції обчислюється як:

$$z_{ijv}^{KN} = z_{ijv}^{KN} \cdot t_{ijv}^{KN} \quad (5.82)$$

Вартість експлуатації механізму при виконанні i -ї операції модулем:

$$W_{ijv}^{KN} = w_{ijv}^{KN} \cdot \varpi_{ijv}^{KN} \quad (5.83)$$

$$w_{ijv}^{KN} = \frac{n_{ijv}^{KN}}{h_{ijv}^{KN}}$$

де ϖ_{ijv}^{KN} – час роботи машини при виконанні i -ї операції; причому:

$$\varpi_{ijv}^{KN} = \begin{cases} \tau_{ijv}^{KN}, & \text{якщо при виконанні } i \text{-ої операції} \\ & \text{використовується техніка;} \\ 0, & \text{якщо не використовується.} \end{cases} \quad (5.84)$$

Слід відзначити, що через суттєвий вплив випадкових факторів на процес виробництва ремонтно-експлуатаційних заходів тривалість робіт ЛЧ щоразу набуває різних величин. Безумовно, τ_{ijv}^{KN} можна оцінити за нормативно-довідковою літературою, але це не відповідає реальним умовам експлуатації. Тому тут доцільно використовувати ретроспективну

інформацію про тривалість тих чи інших робіт на ЛЧ. За відсутності подібної інформації τ_{ijv}^{KN} ми визначатимемо на основі чинних нормативів або статистичних даних з експлуатації інших газотранспортних систем.

Подібний підхід дозволяє оцінити вартість і тривалість будь-яких наборів робіт певного виду (рівня пріоритету) на різних об'єктах та елементах ЛЧ.

Так, для j -го технологічного набору робіт (N -го рівня пріоритету) на v -му об'єкті (елементі) маємо:

$$\begin{aligned} Z_{jv}^{KN} &= \sum_{i=1}^J z_{ijv}^{KN} \cdot t_{ijv}^{KN} \\ T_{jv}^{KN} &= \sum_{i=1}^J \tau_{ijv}^{KN} \\ W_{jv}^{KN} &= \sum_{i=1}^J \frac{n_{ijv}^{KN}}{h_{ijv}^{KN}} \omega_{ijv}^{KN} \end{aligned} \quad (5.85)$$

Для оцінки вартості і тривалості всіх робіт, вартості експлуатації машин і механізмів, проведених на v -му об'єкті ЛЧ:

$$\begin{aligned} Z_v^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J Z_{ijv}^{KN} \\ T_v^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J \tau_{ijv}^{KN} \\ W_v^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J W_{ijv}^{KN} \end{aligned} \quad (5.86)$$

Аналогічно витрати на експлуатацію машин і механізмів, вартість і тривалість однотипних j -х комплексів робіт різних рівнів пріоритету на ЛЧ:

$$\begin{aligned} Z_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J Z_{ijv}^{KN} \\ T_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J \tau_{ijv}^{KN} \\ W_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J W_{ijv}^{KN} \end{aligned} \quad (5.87)$$

Витрати на експлуатацію техніки, вартість і тривалість однотипних j -х наборів робіт N -го рівня пріоритету на об'єктах (елементах) ЛЧ:

$$\begin{aligned}
 3_j^K &= \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J 3_{ijv}^{KN} \\
 T_j^K &= \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J \tau_{ijv}^{KN} \\
 W_j^K &= \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^J W_{ijv}^{KN}
 \end{aligned}
 \tag{5.88}$$

Оцінюючи, таким чином, загальні витрати на заробітну плату й експлуатацію машин і механізмів і тривалість робіт з ремонту і профілактики об'єктів (елементів) ЛЧ, одержимо:

$$\begin{aligned}
 3_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J (3_{ijv}^{KN} \cdot t_{ijv}^{KN}) \\
 W_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J \frac{n_{ijv}^{KN}}{h_{ijv}^{KN}} \cdot \varpi_{ijv}^{KN} \\
 T_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^J \tau_{ijv}^{KN}
 \end{aligned}
 \tag{5.89}$$

Використовуючи інформацію, що зберігається в масиві «Матеріали», нескладно визначити вартість запасних частин і матеріалів, використовуваних при виконанні i -ї операції:

$$S_{ijv}^{KN} = s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN}
 \tag{5.90}$$

де s_{ijv}^{KN} – вартість матеріалу, використовуваного при виконанні i -ї операції в j -му наборі робіт N -го рівня пріоритету на v -му об'єкті (елементі) ЛЧ; l_{ijv}^{KN} – кількість (обсяг) використаного матеріалу і запчастин, причому $l_{ijv}^{KN} = 0$, якщо при виконанні i -ї операції матеріал і запчастини не використовуються (не витрачаються).

Тоді справедливі такі вирази:

$$\begin{aligned}
 S_{jv}^{KN} &= \sum_{i=1}^I s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN} \\
 S_v^{KN} &= \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^I s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN} \\
 S_v^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^I s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN} \\
 S_j^K &= \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{i=1}^I s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN}
 \end{aligned}
 \tag{5.91}$$

Загальні витрати на матеріали, запчастини й устаткування при ТОіР об'єктів (елементів) ЛЧ МГ:

$$S_v^K = \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^I s_{ijv}^{KN} \cdot l_{ijv}^{KN}
 \tag{5.92}$$

Однією з важливих складових частин загальних витрат при ремонтних операціях на лінійній частині МГ є вартість втраченого (випущеного в атмосферу) газу. Слід урахувати, що зазначені додаткові витрати, пов'язані з утратою газу, виявляються при проведенні аварійних і ремонтних робіт, пов'язаних з вогневими роботами. До них відносяться всі аварійно-відновні роботи (першого рівня пріоритету), а також деякі ремонтно-відновні вогневі роботи (другого рівня пріоритету), такі як заварювання свищів, уварювання латок і ін., технологія яких вимагає обов'язкового відключення і спорожнювання ремонтваної ділянки газопроводу між найближчими запірними вузлами. Оберімо цілком традиційний метод розрахунку вартості втрат газу [36]:

$$C_{jv}^{KN} = (V_{ojv}^{KN} + V_{pjv}^{KN}) C'
 \tag{5.93}$$

де C_{jv}^{KN} – вартість випущеного (втраченого) газу при проведенні j -х вогневих робіт; $N=1, 2$; V_{ojv}^{KN} – обсяг газу, втраченого при спорожнюванні газопроводу; V_{pjv}^{KN} – об'єм продувального газу; C' – повна собівартість одиниці об'єму газу, визначається як:

$$C' = C_n + C_T \quad (5.94)$$

де C_n – купівельна вартість газу; C_T – собівартість транспортування газу.

У свою чергу:

$$V_{ojv}^{KN} = \frac{\pi D_v^2}{4} L_{jv}^{KN} \cdot P_{CPjv}^{KN} \cdot \frac{T_0}{T_{CPjv}^{KN} \cdot z \cdot P_a} \quad , \quad (5.95)$$

де D_v – внутрішній діаметр газопроводу; L_{jv}^{KN} – довжина спорожненої ділянки; T_{CPjv}^{KN} – середня температура; T_0 – стандартна температура; z – коефіцієнт стискання газу; P_a – атмосферний тиск; P_{CPjv}^{KN} – середній тиск газу на ділянці.

$$P_{CPjv}^{KN} = \frac{2}{3} \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right) \quad , \quad (5.96)$$

де P_H, P_K – тиски відповідно на початку та в кінці ділянки перед початком випускання.

Враховувати об'єм випущеного газу треба лиш при виконанні АВР із заміни (врізування) ділянки або котушки на газопроводі з використанням технології вогневих робіт із застосуванням (закачуванням) азоту з метою підвищення рівня техніки безпеки [69]. Тоді:

$$V_{pjv}^{KN} = \begin{cases} \frac{\pi D_v^2}{4} L_{jv}^{KN} \cdot \frac{T_0}{T_{CPjv}^{KN} \cdot P_a} \text{, при використанні технології} \\ \text{вогневих робіт відповідно до} \\ \text{типового проекту} \\ 0, \text{ за інших технологій} \end{cases} \quad (5.97)$$

У результаті отримаємо вираз для визначення вартості втрат газу при виконанні j-го комплексу вогневих робіт:

$$C_{jv}^{KN} = \frac{\pi D_v^2}{4} L_{jv}^{KN} \cdot \frac{T_0}{T_{CPjv}^{KN} \cdot P_a} \cdot \left(\frac{P_{CPjv}^{KN}}{z} + 2 \right) \cdot C' \quad (5.98)$$

Сумарна вартість випускання в атмосферу газу при проведенні всього комплексу вогневих робіт на ЛЧ МГ визначається:

$$C_v^K = \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \frac{\pi D_v^2}{4} L_{jv}^{KN} \cdot \frac{T_0}{T_{CPjv}^{KN} \cdot P_a} \cdot \left(\frac{P_{CPjv}^{KN}}{z} + 2 \right) \cdot C' \quad (5.99)$$

Аналіз процесу функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів з обслуговування і відновлення ЛЧ МГ свідчить про наявність так званих нетехнологічних простоїв, викликаних неможливістю виконання робіт через вихід з ладу техніки і механізмів, а також через погодні умови.

Відповідно до [37] тривалість простоїв через позапланові ремонти машин і механізмів m_{ijv}^{KN} операційного модуля визначається:

$$\begin{aligned} \tau_{\text{рем}}(m_{ijv}^{KN}) &= \tau_{ijv}^{KN} \left(1 - e^{-\bar{\lambda}_M t_M} \right) - \left(1 - e^{-\bar{\lambda}_M t_M} + e^{-2\bar{\lambda}_M t_M} \right) + \\ &+ \tau_{\text{КЛ}}(m_{ijv}^{KN}), \end{aligned} \quad (5.100)$$

де $\bar{\lambda}_M$ – математичне очікування інтенсивності відмов машин і механізмів; t_M – наробка машин і механізмів; $\tau_{\text{обс}}(m_{ijv}^{KN})$ – середні витрати часу на поточне обстеження і-го виду техніки.

Час простоїв через несприятливі погодні умови $\tau_{\text{КЛ}}(m_{ijv}^{KN})$ визначається за статистичними даними метеорологічних служб з урахуванням коефіцієнта K_n , що враховує ймовірність об'єднання різних несприятливих погодних умов і часу.

Для АВР значення коефіцієнта $K_n = 0.9$. Тоді:

$$\tau_{\text{КЛ}}(m_{ijv}^{KN}) = K_n \cdot N_{\text{КЛ}} \cdot \tau_{ijv}^{KN}, \quad (5.101)$$

де K_n – коефіцієнт об'єднання погодних факторів; $N_{\text{КЛ}}$ – середня величина (за статистикою) відношення часу простоїв до загального часу робіт для певного часу року і кліматичних умов.

У підсумку:

$$\begin{aligned} \tau_{\text{ПР}}(m_{ijv}^{KN}) &= \tau_{ijv}^{KN} \left(1 - e^{-\bar{\lambda}_M t_M} \right) - \tau_{\text{обс}}(m_{ijv}^{KN}) \left(1 - e^{-\bar{\lambda}_M t_M} + e^{-2\bar{\lambda}_M t_M} \right) + \\ &+ K_n \cdot \tau_{ijv}^{KN} \cdot N_{\text{КЛ}} \end{aligned} \quad (5.102)$$

Звідси сумарна тривалість простоїв з причин відмов машин і механізмів через несприятливі погодні умови при ТОіР ЛЧ МГ:

$$T_{\text{ПР}}^K = \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^I \tau_{\text{ПР}} \left(m_{ijv}^{\text{KN}} \right) \quad (5.103)$$

У підсумку з урахуванням усіх перелічених вище параметрів одержуємо:

загальні сумарні витрати на проведення ремонтно-експлуатаційного обслуговування об'єктів систем ЛЧ МГ (з урахуванням усіх видів робіт), здійснюваного К-м РЕП:

$$\begin{aligned} Z_{\text{РЕО}}^K = & \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^I \left[z_{ijv}^{\text{KN}} \cdot t_{ijv}^{\text{KN}} + \frac{n_{ijv}^{\text{KN}}}{h_{ijv}^{\text{KN}}} \omega_{ijv}^{\text{KN}} + s_{ijv}^{\text{KN}} \cdot l_{ijv}^{\text{KN}} + Z_{ijv\text{ТР}}^{\text{KN}} \right] + \\ & + \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G C_{jv}^{\text{KN}} \end{aligned} \quad (5.104)$$

загальну сумарну тривалість ремонтно-експлуатаційних заходів на ЛЧ МГ:

$$\begin{aligned} T_{\text{РЕО}}^K = & \sum_{n=1}^N \sum_{v=1}^V \sum_{j=1}^G \sum_{i=1}^I \left(\tau_{ijv}^{\text{KN}} + \tau_{ijv\text{ТР}}^{\text{KN}} + \tau_{ijv}^{\text{KN}} \left(1 - e^{-\bar{\lambda}_M t_M} \right) - \right. \\ & \left. - \tau_{\text{обс}} \left(m_{ijv}^{\text{KN}} \right) \left(1 - e^{-\bar{\lambda}_M t_M} + e^{-2\bar{\lambda}_M t_M} \right) + K_n \cdot \tau_{ijv}^{\text{KN}} \cdot N_{\text{КЛ}} \right) \end{aligned} \quad (5.105)$$

Ця методика реалізована на ПЕОМ і дозволяє проводити оперативний розрахунок показників ефективності функціонування РЕП при обслуговуванні лінійної частини і її елементів за допомогою різних технічних засобів відповідно до стану системи й обраної технології робіт. Варіюючи параметрами j (технологія робіт), v (об'єкти ЛЧ), N (рівень пріоритету, вид обслуговування), легко визначити показники ремонтнопридатності, що фігурують у математичних моделях планування КВЗ ($Z_{\text{АВ}}$, Z_n , $Z_{\text{ПР}}$) і структурній схемі розміщення РЕП у системі ТОіР ($Z_{\text{ТР}}$, tr , $t_{\text{ТР}}$). Необхідність розробки подібної машиноорієнтованої методики обумовлена:

недостатнім обсягом статистичної інформації про показники безвідмовності і ремонтнопридатності на окремих ділянках газотранспортної системи;

істотним розходженням цих показників на різних ділянках газопроводів, що обслуговуються, у системі ТОіР;

необхідністю проведення багатоваріантних розрахунків зазначених показників при розв'язанні оптимізаційних завдань з розміщення РЕП у регіоні обслуговування і стратегічного планування контрольно-відновних заходів на об'єктах ЛЧ МГ, сформульованих у попередніх розділах.

Цікаве питання підвищення ефективності функціонування окремого РЕП у ході ТОіР за відомої (сформованої) схеми розміщення і визначеного режиму контрольно-відновних робіт завдяки виборі оптимальної технології робіт і раціональної комплектації підрозділів і бригад, що виїжджають на трасу.

Розроблена модульно-технологічна модель обслуговування і ремонту об'єктів ЛЧ МГ і методика оцінки показників ефективності діяльності РЕП дозволяють розв'язувати завдання з оптимального організаційно-управлінського забезпечення ТОіР. Мова йде про вдосконалення організації і керування процесом експлуатаційного обслуговування за таких умов:

- при відомому розміщенні і твердому закріпленні за РЕП визначених ділянок газопроводів;

- за фіксованої стратегії і режиму контрольно-відновних заходів;

- при відомій сумарній потужності РЕП, рівні його механоозброєності й укомплектованості;

- за наявності інформації про стан системи в цілому, про вплив зовнішніх випадкових некерованих факторів.

За наявності досить твердих обмежень, що накладаються на формування моделі, багатофакторність процесу функціонування РЕП і випадковий характер параметрів, що впливають на нього, потребують безпосереднього використання ЕОМ при проведенні розрахунків.

Отже, під процесом функціонування K -го РЕП у системі ТОіР ЛЧ МГ ми розумітимемо освоєння певного системного комплексу робіт R_{ν}^K , виконаного для усунення ушкоджень, що випадково з'являються в ході експлуатації, і відмов на лінійній частині, а також вжиття ряду заходів експлуатаційного характеру. Мету функціонування РЕП можна конкретизувати з урахуванням попередніх зауважень: досягнення визначених об'ємних і якісних показників, що характеризують потік заявок на ТОіР, з найменшими витратами й у найкоротший термін.

Через те, що ці мети часом суперечать один одному, сформулюємо три підходи до постановки завдання з підвищення ефективності ТОіР.

Перший підхід полягає в тому, що в процесі винесення оптимальних організаційно-технологічних ухвал головною метою є досягнення мінімальних витрат і витрат на проведення ремонтно-відновних і профілактичних робіт протягом певного фіксованого, максимально

допустимого періоду. Другий підхід полягає в прагненні максимально прискорити проведення комплексу необхідних робіт з деякими обмеженнями за сумарною потужністю підрозділів, які до них залучені. Використання того чи іншого підходу істотно спрощує процес пошуку оптимальних розв'язків завдяки різкому скороченню кількості розглянутих альтернативних варіантів організаційно-технологічного забезпечення ТОіР, скороченню обчислювальних операцій. Однак при розгляді системи без урахування впливу різних керованих і випадкових факторів, поза їхнім системним зв'язком, навряд чи вдасться відшукати глобальний оптимум досліджуваної функції мети. У зв'язку з цим найбільший інтерес становить завдання з пошуку оптимальних співвідношень об'ємних, якісних і тимчасових показників без фіксування будь-яких з них. Іншими словами, третій підхід до постановки завдання можна сформулювати так: виконати комплекс необхідних робіт у такому обсязі, у такі терміни, за такою технологією, таким складом і машинооснащеністю, за яких загальні сумарні системні витрати були б мінімальними.

Отже, вибрати оптимальні організаційно-технологічні варіанти функціонування РЕП доцільно за двома критеріями: витратами на проведення ремонтно-експлуатаційного обслуговування (з урахуванням основних і супутніх виробничих витрат); тривалістю виконання комплексу ремонтно-відновних робіт, що потребують зниження продуктивності газопроводу чи його повної зупинки.

Причому зазначені критерії оптимізації дуже суперечливі: з одного боку, витрати на ремонтно-відновні роботи різко зростають при скороченні часу, виділеного на їхнє проведення, з іншого боку, невиправдане продовження часу ремонту веде до великих збитків у споживача внаслідок зниження пропускної здатності газопроводу (чи його повної зупинки).

Одним з найважливіших етапів планування, організації і керування діяльністю ремонтно-експлуатаційного підрозділу в ході ТОіР є вибір технології проведення тих чи інших профілактичних і відновних робіт лінійної частини з врахуванням конкретних умов експлуатації й інших супутніх факторів. Сьогодні, крім вимог СНіП і типових проектів на виконання окремих ремонтно-відновних робіт, не існує обґрунтованих рекомендацій з винесення тих чи інших технологічних ухвал. Аналіз практики експлуатації і відновлення газотранспортних систем доводить існування різних альтернативних варіантів технології проведення робіт на різних об'єктах ЛЧ. Істотно впливають на ефективність тієї чи іншої ухвали особливі умови експлуатації, а також обмеження, пов'язані з наявністю ресурсів (часу, матеріально-технічних і ін. засобів). Головну

роль при оцінці сформованої ситуації на ділянці, що обслуговується, (об'єкті) ЛЧ і винесенні ухвал про порядок і технологію проведення ремонтно-відновних робіт, як правило, відіграють керівники експлуатаційних підрозділів. Основою такої оцінки є в основному особистий виробничий досвід конкретного керівника (чи групи людей) з урахуванням декількох найочевидніших факторів. Досвід експлуатації доводить, що такий підхід не завжди коректний, що враховуються фактори не завжди вагомі, а це призводить до винесення неефективних технологічних ухвал, нераціонального використання наявних ресурсів, підвищення експлуатаційних витрат і втрат у ході ТОіР ЛЧ МГ.

У рамках розробленої вище модульно-технологічної моделі ТОіР ЛЧ МГ і її елементів сформовані найрозповсюдженіші технологічні набори відновних і профілактичних робіт різних рівнів пріоритету.

Кожному технологічному наборові робіт відповідає цілком визначений технологічний модуль – набір машин, механізмів і обслугового персоналу, необхідний для його виконання. Варіюючи технологією робіт і оснащенням модуля, можна досягати різних показників продуктивності.

Причому потрібна комплексна оцінка всіх факторів, що впливають на процес функціонування цього підрозділу. До цих факторів відносять усі досліджені раніше характеристики структурної схеми розміщення РЕП у системі ТОіР і режиму функціонування підрозділів у ході контрольно-відновних заходів. Критерієм оптимальності винесених організаційно-технологічних ухвал є сформована вище функція мети у вигляді середніх сумарних питомих витрат на ТОіР ЛЧ МГ з урахуванням показників надійності і ремонтнопридатності газотранспортної системи.

Завдання з вибору раціональної технології зводиться до декількох послідовних етапів:

- оцінки ситуації і формування можливих варіантів технології виконання робіт із залученням визначених потужностей;
- аналізу технологічних обмежень і інших факторів як таких;
- підготовки вихідних даних для проведення розрахунків за альтернативними варіантами, що залишилися;
- розрахунку і зіставлення показників ефективності розглянутих технологічних альтернатив.

Загалом завдання виглядає так:

$$\min_{R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}} \bar{Z}_{\Sigma} (R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}) , \quad (5.106)$$

де R_{jv}^{KN} – вид технології; m_{jv}^{KN} – технологічний модуль.

При обмеженнях на час виконання робіт:

$$\begin{cases} \min_{R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}} \bar{3}_{\Sigma}(R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}) \\ \tau \leq \tau_{\text{дон}} \end{cases} \quad (5.107)$$

При обмеженнях на потужність залучених підрозділів:

$$\begin{cases} \min_{R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}} \bar{3}_{\Sigma}(R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}) \\ m_{jv}^{KN} \leq M_{\text{факт}}^K \end{cases} \quad (5.108)$$

При обмеженнях на будь-які види матеріально-технічних ресурсів:

$$\begin{cases} \min_{R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}} \bar{3}_{\Sigma}(R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}) \\ S_V^K \leq S_{V\text{факт}}^K \end{cases} \quad (5.109)$$

При обмеженнях на сумарний збиток (обсяг) недопоставки газу споживачеві:

$$\begin{cases} \min_{R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}} \bar{3}_{\Sigma}(R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}) \\ \bar{Q} \leq \bar{Q}_{\text{дон}} \end{cases} \quad (5.110)$$

Порядок підготовки вихідних даних і розрахунків цілком відповідає методикам, викладеним у попередніх розділах.

На практиці часто виникає ситуація, коли для виконання великих трудомістких відновних (планових чи аварійних) робіт не вистачає наявних потужностей і ресурсів. Не вистачає, як правило, продуктивності (чи ресурсів) для забезпечення саме ефективної роботи в народногосподарському масштабі відповідно до запропонованого вище математичною моделлю системи ТОіР ЛЧ МГ. У подібних випадках існують два шляхи:

здійснювати заплановані роботи наявними засобами, не оцінюючи ефективності такого підходу;

залучити додаткові ресурси і потужності ззовні (наприклад, сусіднього підрозділу).

Відкидаючи перший шлях як такий, що не становить наукового інтересу, завдання із доцільності й ефективності залучення додаткових потужностей можна подати у вигляді:

$$\min_{\{m_{jv}^{KN}\}_{k=1}^K} \bar{z}_{\Sigma}(\{m_{jv}^{KN}\}) \quad (5.111)$$

при $m_{jv}^{KN} \leq m_{jv \text{ факт}}^{KN}$

При залученні додаткових матеріально-технічних ресурсів:

$$\min_{\{s_{jv}^{KN}\}_{k=1}^K} \bar{z}_{\Sigma}(\{s_{jv}^{KN}\}) \quad (5.112)$$

при $s_{jv}^{KN} \leq s_{jv \text{ факт}}^{KN}$

Пропонована методика реалізована на ПЕОМ і дозволяє виконувати різноманітні розрахунки з метою пошуку оптимальних організаційно-технологічних розв'язків за критерієм мінімуму середніх сумарних питомих витрат. Велика база даних і можливість оперативного наробку великого обсягу інформації дозволяють використовувати цю комп'ютерноорієнтовану методику при оперативному керуванні ремонтно-експлуатаційними підрозділами різного ієрархічного рівня і спеціалізації безпосередньо в ході ТОiP діючих газотранспортних систем.

З метою апробації розробленої методики ми провели виробничий експеримент при заміні лінійного крана на трасі газопроводу Угерсько – Чернівці силами та засобами ЛЕС Богородчанського ЛВУМГ ДК «Укртрансгаз». Суть експерименту полягала в прогнозуванні поопераційних термінів технологічного процесу заміни крана на основі запропонованої методики і визначенні витрат на заміну крана без урахування вартості самого крана і вартості матеріалів у порівнянні прогнозних показників з фактичними.

На газопроводі Угерсько – Чернівці на 05.04.06 запланована технологічна операція із заміни лінійного крана Ду500 на 103 км траси в районі с. Угринева у зв'язку з технічною несправністю діючого. Початок технологічної операції із заміни крана призначено на 8-му 00 05.04.06, при цьому земляні роботи з риття котловану і його облаштування, а також від'єднання СКЗ були проведені завчасно і в технологічний регламент не входили. Вартість крана Ду500 і супутніх матеріалів (електроди, ізоляційні матеріали і т. д.) у витрати із заміни крана не включали, оскільки кран, який встановлювали замість пошкодженого, був у вжитку, а пошкоджений кран планувалося відремонтувати і використовувати надалі.

Кран №125 Ду500 підземного встановлення з пневмоприводом, установлений на 103 км газопроводу Угерське – Чернівці, розміщений на газопроводі діаметром 529х11 мм із стандартною обв'язкою, яка включає крани №125А, №125В і кран свічки №125С. Технологічна схема ділянки робіт подана на рис. 5.14.

ТЕХНОЛОГІЧНА СХЕМА ДІЛЯНКИ РОБІТ

"ЗАТВЕРДЖУЮ"
 Головний інженер БЛВУМГ
 В. І. Опалюк
 " " " 2004р

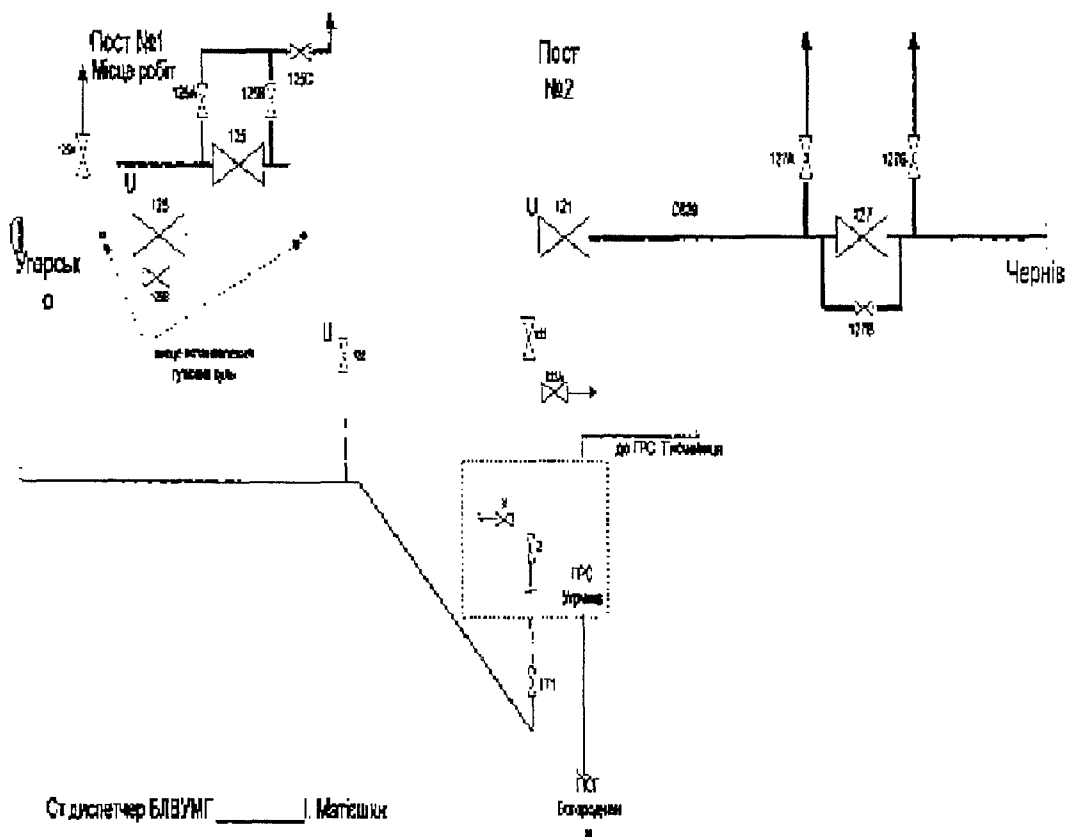


Рис. 5.14. Технологічна схема проведення робіт із заміни лінійного крана

Оснащення і комплектація ЛЕС Богородчанського ЛВУМГ, а також склад і кваліфікаційна характеристика бригади, що брала участь у технологічній операції із заміни крана, наведені в табл. 5.5.

Зміст та послідовність робіт у ході технологічної операції із заміни лінійного крана з указанням прогностичних термінів тривалості кожної з операцій, а також розрахункова вартість операцій з урахуванням використання техніки, витрати енергоносіїв, кількість персоналу і його кваліфікація подані в табл. 5.5.

Таблиця 5.5

Оснащення і комплектація підрозділів, що використовуються

1. Оснащення РЕП при ЛЕС Богородчанського ЛПУМГ

№ з/п	НАЗВА	Тип (марка)	Кількість
1	2	3	4
1	Трубоукладач	ТЕ-35-60 ТГ-124	2
2	Бульдозер	ДТ-75	I
3	Екскаватор	Э-501	I
4	Трейлер з тягачем	Г-лаз-бз?	I
5	Аварійний автомобіль	АМГ-1	I
6	Агрегат електрозварювальний	АДЦ-305	I
7	Електростанція	ПЭС-15Б	I
8	Казан бітумний	ИСТ-36	I

2. Склад бригади

№ п/п	Професія	Розряд	Кількість
1	Лінійний трубопровідник	5-й	2
		4-й	2
		3-й	4
		2-й	3
2	Електрозварник ручного зварювання	6-й	2
3	Газорізальник	5-й	I
4	Машиністи та водії тех. Засобів (згідно зі штатним розписом)		

Таблиця 5.6.

Зміст та послідовність робіт із заміни лінійного крана

Вид робіт	Час робіт		Вартість, грн.
	Початок	Кінець	
1	2	3	4
1. Організація зв'язку	8.00	8.05	22,72
2. Перевірка положення кранів, її технічний стан і набивка систем	8.05	8.35	76,74
3. Перекриття кранів: №125Д 25ВД 22Д 21Д 23Д 23А, 31,2 проведено до початку робіт			
4. Випускання газу на дільниці, що підлягає ремонту до тиску 20–50 мм вод. ст.	8.35	9.00	119,51
Демонтаж техн. манометрів, встановлення V-подібного манометра	9.00	9.05	
та контроль тиску на кр. №121Д25В.			12,41
5. Земляні роботи проведено до початку робіт			
6. Вимкнення СКЗ. Проведено до початку робіт			
7. Виконання вогневих робіт			
7.1. Перевірка котловану на загазованість.	9.05	9.10	
7.2. Встановлення електричної перемички	9.10	9.20	42,71
7.3. Свердління отвору Д5–8 мм на місці робіт	9.20	9.35	36,18
7.4. Вирізування отвору для видалення конденсату	9.35	9.50	92,78
7.5. Видалення конденсату	9.50	10.10	39,91
7.6. Герметизація отвору 5–8 мм, вирізування технологічного отвору та встановлення гумової кулі	10.10	10.50	43,92
7.7. Вирізування заглушок з катушками	10.50	11.30	974,35
7.8. Припасування крана та заварювання	11.30	14.00	1798,84
8. Вилучення гумової кулі, герметизація технологічного отвору	14.00	14.20	36,22
9. Вимкнення V-подібних манометрів і встановлення технічних	14.20	14.25	9,75
10. Витиснення газоповітряної суміші (кр. №121.123В)	14.25	14.40	39,18
11. Випускання газу, ввімкнення V-подібних манометрів	14.40	14.55	19,42
12. Заварювання технологічного отвору	14.55	15.10	148,50
13. Виведення персоналу та механізмів за охоронну зону	15.10	15.15	22,05
14. Контроль зварних стиків	15.15	15.45	265,17

15. Ізоляційні роботи	15.45	16.00	724,35
16. Контроль якості ізоляції	16.00	16.05	96,15
17. Засипання ділянки газопроводу	16.05	16.15	122,21
18. Вимкнення V-подібних манометрів	16.15	16.20	12,17
19. Продування газопроводу незначним відкриттям кр. №121,125В	16.20	16.30	21,15
20. Випробування і включення в роботу газопроводу	16.30	18.30	212,71
21. Внесення змін у документацію та складання актів			

При розрахунках ми враховували обмеження на загальний час простою газопроводу (зниження продуктивності) на цій ділянці: $t \leq t_{\text{доп}}$; а також на загальний обсяг використовуваних матеріалів (обмеження на ресурси) $S_{V\text{ CB}}^K \leq S_{V\text{ CB факт}}^K$:

Завдання з вибору оптимального варіанта технології, організації робіт і комплектації підрозділів зводиться до пошуку схеми провадження робіт, що відповідає мінімальному значенню показника ефективності, розробленого в поданій вище методиці:

$$\begin{cases} \min_{R_{jv}^{KN}, m_{jv}^{KN}} \bar{Z}_{\Sigma}(R_{jv}^{KN}; m_{jv}^{KN}; \tau) \\ \tau \leq \tau_{\text{доп}} \\ m_{jv}^{KN} \leq M_{\text{факт}}^K \\ S_{V\text{ CB}}^K \leq S_{V\text{ CB факт}}^K \end{cases} \quad (5.113)$$

У результаті розрахунків ми отримали ефективну схему провадження робіт. За критерієм мінімуму середніх сумарних витрат (4989,11 грн.) доцільно провести ремонтно-відновні роботи силами ЛЕС Богородчанського ЛВУМГ із заміною лінійного крана Ду500 на газопроводі Угерсько – Чернівці. Розрахунковий час проведення всіх технологічних операцій (з урахуванням тривалості випробування за нормами 2 год) становив (зі заокругленням до цілого) 555 хв, що передбачало закінчення робіт за планом о 18-й 30. Фактично роботи було завершено о 18-й 18, що на 12 хв менше від планового часу. Зменшення витрат часу в порівнянні з плановим пояснюється його меншими затратами на операцію видалення конденсату.

Отримані результати підтверджують ефективність використання цієї розробки в ході організації робіт із ТОіР ЛЧ газотранспортних систем з метою ефективнішого керування матеріально-технічними ресурсами, скорочення втрат і простоїв газопроводів.

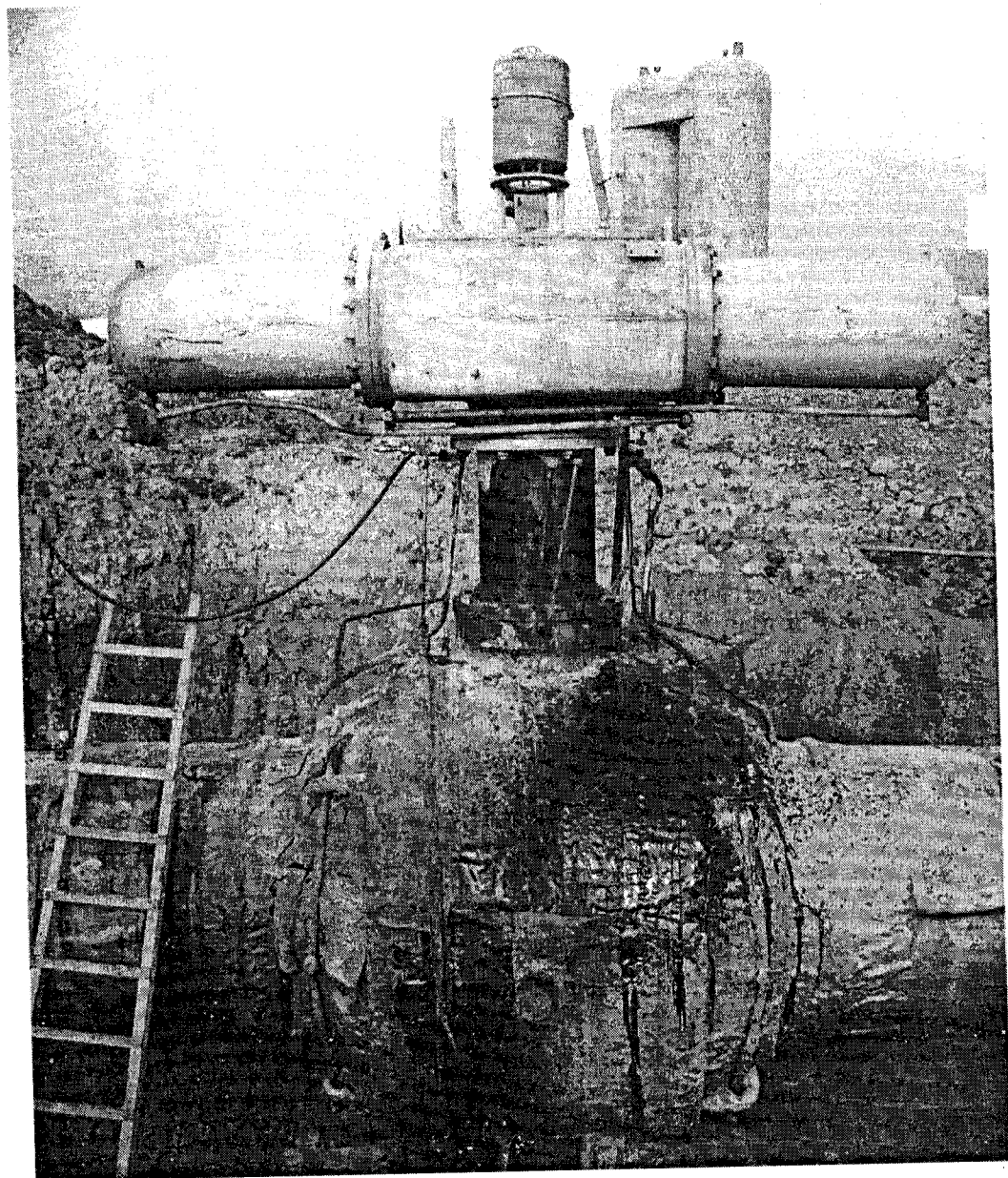


Рис. 5.15. *Заміна лінійного крана*

РОЗДІЛ 6. РАЦІОНАЛЬНЕ РОЗМІЩЕННЯ АВАРІЙНИХ ЗАПАСІВ ТРУБ

6.1. Аналіз підходів, що існують, до створення системи забезпечення аварійним запасом труб лінійної частини газопроводу

Надійність газотранспортної системи визначається не тільки частотою виникнення відмов, але й терміном їх ліквідації. При тривалих ремонтно-відновних роботах, які вимагають зупинки газопроводу, збільшується час вимушеного простою, що призводить до зменшення коефіцієнта надійності і готовності. Тому забезпечення швидкої ліквідації аварійних відмов — це один із шляхів підвищення надійності газопостачання.

Ліквідація аварій на газопроводі як технологічний процес — надзвичайно складна процедура. Загальний час ліквідації пошкодження складається з часу визначення місця аварії, розробки плану ліквідації, часу транспортних перевезень і власне часу ліквідації несправності. Серед перелічених операцій чи не найтривалішою є операція з транспортних перевезень. Найтривалішим і найкропіткішим процесом серед транспортних перевезень є вибір, підготовка і перевезення труб, які потрібні для ліквідації майже кожної аварії. Тому наявність труб на місці ліквідації пошкодження або їх перевезення з невеликим плечем дозволяють суттєво скоротити час транспортних перевезень, а отже підвищити надійність функціонування газотранспортної системи.

На сьогодні з метою скорочення часу транспортування труб з місця зберігання до місця аварії на трасі газопроводів розміщено пункти складування труб. Однак вони розташовані по трасі або рівномірно, або на основі практичного досвіду експлуатації газопроводу. Кількість труб на кожному з пунктів здебільшого визначається апріорно. Тому в ряді випадків на цих пунктах створюється надлишок запасу труб, а самі пункти складування розміщені не відповідно до їх потреби.

Забезпечення різноманітних потреб промисловості, а також підвищення якості обслуговування населення нерозривно пов'язані з розвитком і вдосконаленням інженерних систем масового обслуговування. Надійність функціонування системи газопостачання є однією з умов підвищення рівня життя і благоустрою населених місць, а також безперебійної роботи промислових підприємств. У постановці

завдань із забезпечення надійності систем масового обслуговування і в методах їхнього розрахунку, резервування і оцінки є багато загальних рис. А створення запасів, їхнє складування, розподіл і поповнення характерні для всіх видів господарської діяльності.

Виникнення теорії керування запасами прийнято пов'язувати з іменами Ф. Еджуорта і Ф. Гарріса, в роботах яких досліджувалася проста оптимізаційна модель визначення так званого економічного розміру партії постачання для складської системи з постійною рівномірною витратою, періодичною рівномірною витратою і періодичним надходженням збереженого продукту, тобто інтенсивність попиту розглядалася як детермінована постійна величина. Швидкий розвиток цієї теорії почався вже в повоєнний період у рамках групи прикладних математичних дисциплін, традиційно об'єднаних назвою «Дослідження операцій». У наш час теорію керування запасами найприродніше розглядати як розділ загальної теорії керування. Завдання з керування запасами досить широкі внаслідок великої розмаїтості практичних ситуацій.

Відповідно до [58] системи керування запасами можна класифікувати за багатьма ознаками:

видом запасів (сировина, напівфабрикати, готова продукція, запасні елементи);

місцем складування (виробник, споживач, постачальницька база та ін.);

структурою системи (ізолюваний склад, послідовна система складів, ієрархічна система, відкрита або замкнута за попитом система);

структурою запасів (монономенклатурні або багатоніменклатурні запаси, взаємозамінність, обмеженість терміну придатності, схильність до складування);

статистичними характеристиками процесів попиту і постачання (стаціонарність, корельованість попиту, керованість, випадковість постачань);

метою системи (вартісні й імовірнісні критерії, багатокритеріальність);

обмеженнями (на обсяг і номенклатуру запасів, на розміри партій постачань, на надійність і економічні характеристики процесу постачання);

інформаційними характеристиками (періодичність збору даних, визначення попиту, повнота знань про коефіцієнти втрат).

Різноманітна сукупність цих і ряду інших ознак визначає різноманіття завдань з керування запасами.

Незважаючи на велику кількість публікацій з теорії керування запасами, особливо в західній літературі, далеко не всі моделі можна дослідити формальними методами. Не менш важливо й те, що, на відміну від більшості інших розділів теорії керування, закордонні розробки в галузі керування запасами мали вкрай обмежене застосування у вітчизняній практиці. Це пов'язано з тісною залежністю моделей керування запасами від основних господарських механізмів, принципів ціноутворення і оподатковування, організації ринку та ін. Найяскравіше це виявляється у виборі критеріїв оптимізації – більшість західних дослідників використовує суто вартісні показники типу мінімуму сумарних експлуатаційних витрат, максимуму прибутку та ін. У наших умовах критерії такого типу дуже слабо застосовують внаслідок, наприклад, практичної неможливості визначити «витрати через втрату переваги» інших складових витрат дефіциту внаслідок цілком необґрунтованого «вольового» призначення норм витрат при зберіганні, унаслідок існування «практики неплатежів», внаслідок існування практично неформалізованих процедур «фондування», «раціонування» та ін. Тому доцільним стає використання різноманітних варіантів імовірнісних критеріїв, що безумовно адекватніші ніж ті, що існують сьогодні, прогнозована на найближче майбутнє наша система господарювання. Як відзначається в [58], при достатньо широких припущеннях вдасться довести еквівалентність вартісних і імовірнісних критеріїв, проте останні набагато краще інтерпретуються й ідентифікуються в практичних завданнях.

У нашій країні теорія керування запасами в першу чергу одержала розвиток у радіоелектронній промисловості. Це пояснюється і темпами розвитку галузі, і її специфікою. Різноманітність методів оптимізації процесів керування запасами, що використовують апарат сучасної теорії керування [6,7,18], становить інтерес для багатьох галузей промисловості.

Можлива недостатність запасних елементів збільшує середній час заміни елемента, що відмовив, справним запасним, причому обмеженість обсягу запасних елементів може дуже істотно позначитися на значенні показника надійності виробу і її не можна не враховувати при розрахунках надійності.

Бажання виключити простій об'єкта, який досліджується, через відсутність елемента, що відмовив, у комплекті запасних елементів призводить до надмірно великого комплекту запасних елементів, витрати на створення якого, як показує практика, неспівмірні у порівнянні з витратами на виріб.

Таким чином, виникає завдання оптимізації комплекту запасних елементів.

Необхідність створення запасів у ланках системи постачання впливає з таких реальних факторів:

неузгодження виробництва постачальників і споживачів;

дискретності процесу постачань;

випадку коливань і тривалості інтервалів між постачаннями щодо їхніх середніх значень;

серйозності економічних наслідків у випадку незадоволення попиту.

Створення запасів пов'язане з додатковими витратами на фізичне складування. При цьому втрачається прибуток, що міг би бути отриманий при включенні омертвлених у запасі засобів у підприємства з твердим прибутком. Зі складуванням пов'язані і втрати щодо кількості і якості збереженого майна і його морального старіння. Ця обставина особливо актуальна для системи забезпечення аварійними запасами труб лінійної частини магістральних газопроводів (ЛЧ МГ) внаслідок металоємності збережених запасів. Так, сучасна вартість імпортової труби великого діаметра становить понад \$ 5000. Вітчизняні труби ненабагато дешевші. Вартість труб, які поставляє, наприклад, Харцизький трубний завод, становить біля 5000 грн. за тону в цінах 1999 р.

Теорія керування запасами передбачає методи кількісного аналізу і синтезу систем постачання, в яких досягається компроміс між суперечливими вимогами щодо скорочення витрат на складування, надійності і забезпечення попиту.

У теорії керування запасами [45] під системою постачання розуміється сукупність складів, між якими в ході операцій із постачання здійснюють перевезення збереженого майна. Можливі два варіанти побудови систем постачання (багатокаскадних). У першому випадку всі склади безпосередньо обслуговують споживачів. Джерело поповнення запасів для всіх складів вважається невичерпним. У другому випадку кожна недостача покривається з кінцевих запасів складу вищого щабля. Склад найвищого щабля вважається невичерпним. Кількість каскадів може доходити до чотирьох–п'яти. Багатокаскадні системи діляться на лінійні (в кожного складу – один споживач) і пірамідальні (що розгалужуються). У більшості робіт із керування запасами розглядаються лінійні системи.

Системи постачання розрізняють і за кількістю збережених номенклатур (однономенклатурні, багатноменклатурні), за стабільністю властивостей збереженого майна. Частіше за все передбачається, що ні властивості, ні кількість збереженого майна не схильні до природних змін. Системи постачання розділяють також на статичні (один період) і динамічні (багатоперіодні) залежні від кількості періодів, на які плануються операції постачання.

Попит у системах постачання може бути:
стаціонарним або нестаціонарним;
детермінованим або стохастичним;
неперервно розподіленим або дискретним;
залежним від попиту на інші номенклатури або незалежним.

Поповнення запасів завжди відбувається з деякою затримкою щодо часу видачі вимоги. Залежно від розміру і характеру цієї затримки розрізняють постачання:

миттєві (затримка постачання дуже мала);
із затримкою на фіксований термін;

із затримкою на випадковий інтервал часу з відомим імовірнісним розподілом;

звичайні й екстрені (у випадку нестачі на складі).

Забезпечення запасами полягає у встановленні моментів замовлення і його обсягів для надолуження запасу та в розподілі знову прибулої партії за нижчерозташованими ланками системи постачання. Сукупність правил, за якими виносять ухвалу, і є стратегією поповнення запасних елементів. Це може бути:

періодичне поповнення;
періодичне поповнення з екстремими доставками;
неперервне поповнення.

При періодичному поповненні запас елементів цього типу через заздалегідь задані, фіксовані інтервали часу (періоди поповнення) періодично відновлюється до початкового рівня. Періодичне поповнення найпоширеніше у практиці проектування. Стратегія періодичного поповнення характеризується одним числовим параметром T_n – періодом поповнення цього запасу. Якщо вичерпання запасу (відмова системи) настало через час $t < T_n$ після початку чергового періоду поповнення, то об'єкт повинен простоювати протягом часу T_{n-t} .

При використанні періодичного поповнення з екстремими доставками, крім планового відновлення, відбувається ще і позапланове відновлення запасу до початкового рівня. Така стратегія характеризується двома числовими параметрами: T_n і T_{en} – середньої тривалості екстреної доставки елементів цього типу.

При використанні стратегії безупинного поповнення для запасу елементів цього типу фіксується ціле число k ($k > 0$, $k < m/2 - 1$, де m – початковий рівень запасу), і коли запас елементів цього типу вичерпується до рівня k , посилається заявка на постачання $m - k$ елементів даного типу. Заявка задовольняється через випадковий час t .

Певний інтерес становить також розгляд стратегії керування запасами, що припускає існування в системі економічно обґрунтованого рівня дефіциту. Реалізація цієї стратегії пов'язана з розв'язанням завдання з динамічного резервування, найхарактернішою рисою якого є наявність декількох шаблів резервування і можливість періодичного перекладу елементів системи з одного шабля на інший. Таким чином, при динамічному резервуванні існує можливість управляти числом елементів на кожному шаблі, що дозволяє трактувати деякі моделі динамічного резервування як динамічні моделі керування запасами. Метою синтезу оптимальних стратегій динамічного резервування є максимізація характеристик надійності системи за деякий, як правило, фіксований час T .

Ефективність системи постачання і стратегій, що використовуються, оцінюється за сукупністю критеріїв, що можуть враховувати такі витрати і прибутки:

- витрати на складування;
- транспортні витрати;
- витрати, пов'язані із замовленням кожної нової партії;
- витрати на штрафи за невчасне задоволення попиту;
- прибутки, отримані від продажу залишків запасу наприкінці кожного періоду.

У реальних системах постачання часто зустрічаються обмеження за такими ознаками:

- за максимальним обсягом запасів;
- за максимальною вагою;
- за частиною вимог, які задовольняються тільки після прибуття чергової партії.

З точки зору побудови системи постачання перевагу варто віддати пірамідальним системам, що дозволяють компенсувати нерівномірність вичерпання запасів у низьких ланках і швидше організувати покриття дефіциту на окремих ділянках. Такі системи дозволяють мати нижчий середній рівень запасу завдяки централізації постачання. Найважливішою особливістю функціонування систем забезпечення запасами часто є неповний нагляд за попитом, що може виникати з різних причин. Але найпоширенішою причиною часткового нагляду за попитом є функціонування системи забезпечення запасами при дефіциті. У цьому випадку контролюється тільки фактичне споживання, тобто та частина попиту, що задовольняється наявними запасами системи. Незадоволений попит, як правило, не реєструється.

У системі фондового розподілу з жорстким прикріпленням споживачів до постачальників подані заявки можна вважати оцінками

попиту [37], проте достовірність їх часто сумнівна. Відбувається це через те, що природні чинники: потреба (тобто природна, обґрунтована норма витрати аналізованих елементів); попит (тобто рівень запитів, заявлений споживачем і який може відрізнятись від потреби як у менший бік, наприклад, через дорожнечу продукту, так і у більший) і споживання (яке в різноманітних ситуаціях може перевершувати попит, але при дефіциті може бути істотно меншим від нього) заміняються іншими: необхідність-заявка-фонди-споживання. Співвідношення між ними часом видається досить неприродним і важкопередбачуваним. Так, відмінність заявки від потреби може визначатися не тільки досить логічними механізмами, що піддаються формальному описові, типом співвідношення фінансових можливостей споживача і ціни продукту, необхідності для споживача запасати продукт та ін., але і сформованими в конкретній системі правилами розподілу фондів, взаєминами конкретного споживача з планувальним центром. Далі виділені фонди можуть виявитися не тільки меншими, але й більшими від заявлених, а споживання — як меншим, так і більшим від фондів.

Відмова від системи централізованого фондування й усунення дефіциту за допомогою лібералізації цін мають розв'язати питання щодо неповного нагляду за попитом. На сьогодні пом'якшенню дефіциту може сприяти розробка нормативів споживання, заснована на аналізі потреби з урахуванням індивідуальних особливостей функціонування об'єктів, які розглядаються.

Важлива роль у комплексі заходів, що забезпечують надійність роботи газотранспортних систем, належить ступеневі готовності експлуатаційних і ремонтних служб до проведення аварійно-ремонтних робіт на лінійній частині магістрального газопроводу при ліквідації розривів, свищів, витоків. Терміновий характер потреби в трубах для ремонту визначає необхідність створення аварійного запасу труб, трубопровідної арматури, з'єднувальних деталей і монтажних заготівель для відновлення ушкоджених ділянок газопроводів.

При використанні елементів теорії керування запасами в трубопровідному транспорті слід зупинитися на ряді специфічних особливостей, властивих цій галузі промисловості.

По-перше, об'єкт, який аналізується, є лінійно протяжним і матеріалоемним. Так, для будівельних організацій, що виконують лінійні роботи, частка матеріалів коливається в межах 60–70%, зростаючи в окремих організаціях до 80%. Це набагато перевищує середній показник з будівництва, що дорівнює 50–55% [37]. Ця особливість диктує необхідність враховувати громіздкість і велику вартість запасних

елементів, насамперед труб, і пов'язані з цим деякі складності в їхньому складуванні, тому що їх необхідно вберегти і від агресивності навколишнього середовища (аварійний запас, що закладається, може пролежати декілька років) і від розкрадання. Місця складування аварійних запасів труб мають бути під охороною.

По-друге, при експлуатації складної газотранспортної системи існує досить жорстке обмеження за дефіцитом запасних елементів. У разі відсутності труб потрібної номенклатури неможлива експлуатація газопроводу, а економічних втрат, пов'язаних не тільки з прямим, але і непрямим збитком, зазнають споживачі. Тому на оцінку надійності роботи кожної конкретної системи газопостачання впливають такі фактори, як наявність резервної нитки, наявність підземного сховища газу (ПСГ), можливість використання альтернативних джерел енергії.

По-третьє, до специфічних характеристик газотранспортної системи варто віднести природнокліматичні та географічні умови. Досвід експлуатації газопроводів різноманітних діаметрів показує, що природнокліматичні умови відіграють істотну роль в організації технічного обслуговування магістральних газопроводів. Як відзначається в [37], визначення оптимальної стратегії створення аварійного запасу труб необхідно проводити з диференціюванням за діаметром і територіальними зонами проходження траси газопроводів. Передбачається розбивка території країни на чотири зони відповідно до Держстандарту 16350-70. Стисла характеристика територіальних зон подана в табл. 6.1.

Таблиця 6.1.

Стисла характеристика територіальних зон країни
відповідно до ГОСТ 16350-80

№	Зона	Характеристика зони
1	Лісова	Зона змішаних широколистих і дрібнолистих лісів, лісостепи; лісові і лугово-чорноземні ґрунти; вологість 300...500 мм/рік; кліматична зона помірна
2	Степова	Степи; чорноземні і темно-каштанові ґрунти; вологість 150...300 мм/рік; кліматична зона до центральної і південної частини
3	Пустельна	Напівпустелі; бурі ґрунти, піски, солончаки; вологість 50...150 мм/рік; кліматична зона спекотна
4	Гірська	Карпати; альпійські луги; лугові, чорноземні, каштанові ґрунти; помірна зона; кліматична зона – гірські області

Варто зауважити, що такий розподіл характеристик трубопроводу не враховує багатьох факторів, що впливають на надійність роботи газопроводу. Так, наприклад, при такій схемі не враховуються вік, конфігурація газопроводу, різний ступінь ремонтнопридатності, характеристика мережі доріг, необхідних для підвезення запасів до місць складування і від місць складування до ділянок, що ремонтуються, а при оцінці наслідків відмови системи не враховується «стратегічність» призначення газопроводів (категорійність).

По-четверте, на прагнення до дотримання компромісів між кількістю аварійних запасів для лінійних ділянок магістрального газопроводу, що гарантують надійність газопроводів при експлуатації й «омертвінням» значних фінансових засобів, не втягнутих в обіг, пов'язаних із створенням невиправдано великих запасів, впливатимуть, з одного боку, жорстке регламентування на зниження рівня запасів, з іншого – ліміти з фонду споживання.

Розглядаючи специфіку трубопровідного транспорту, слід зазначити, що система забезпечення аварійними запасами труб ЛЧ МГ пов'язана з розв'язанням таких завдань:

1. Плануванням аварійних запасів, до якого входять:

визначення потреби в аварійних запасах на запланований рік;

упорядкування плану розподілу або перерозподілу аварійних запасів за підрозділами;

визначення оптимальних кількостей аварійних запасів і місць їхнього розміщення по трасі газопроводу;

визначення оптимальної стратегії поповнення аварійних запасів;

вибір постачальників;

визначення необхідної кількості транспорту і навантажувально-розвантажувальних засобів.

2. Організаційними питаннями:

розміщенням замовлення, укладанням угод на постачання аварійних запасів труб із постачальниками;

контролем за відвантаженням;

контролем за прибуттям і організацією розвантаження аварійного запасу труб;

організацією складування аварійного запасу труб ЛЧ МГ;

організацією роботи і взаємодією транспорту з навантажувально-розвантажувальними засобами.

3. Оперативним керуванням аварійними запасами, що забезпечує оперативний перерозподіл у разі виникнення локального дефіциту.

4. Питаннями ведення обліку і звітності, до яких входять:

упорядкування зведеної статистичної звітності за витратами аварійного запасу;

аналіз використання аварійного запасу труб різноманітної номенклатури за об'єктами;

необхідність створення автоматизованої системи обліку аварійних запасів.

На успішне розв'язання цих питань дуже впливає ряд таких факторів. Так, питання щодо планування підпорядковані насамперед чинним нормативним документам НАК «Нафтогаз України», що визначають аварійний запас труб, сталеві трубопровідної арматури, з'єднувальних деталей і монтажних заготівель для магістральних газопроводів, порядок його складування й використання [25]. В основі норм і правил складування й поповнення аварійного запасу труб лежить подана в [58] стратегія створення аварійного запасу труб, яка:

передбачає наявність невичерпного джерела поповнення запасів;

розглядає кожен пункт складування аварійного запасу окремо від інших.

Її оптимальність визначається двома рівнями запасів, з яких саме нижній називається незнижуваним запасом і характеризує мінімальний річний рівень запасу труб і визначає оптимальний характер його поповнення. При рівні запасів, нижче від якого не можна знижувати, необхідне його поповнення до верхнього, який називається аварійним. Верхній і нижній рівні запасу на пункті складування визначаються оптимізаційними розрахунками з мінімізації сумарних річних витрат для кожного пункту складування аварійного запасу окремо.

Сумарна потреба в трубах визначається за територіальними зонами, з погляду теорії відновлення як процес нагромадження за рік потреб у трубах з урахуванням можливості появи протягом року відмов на лінійній частині із заміною труб.

Система формування аварійних запасів багато в чому сприяла забезпеченню досягнутого високого рівня надійності, ефективності функціонування газопроводів і безперебійному постачанню газу споживачам. В умовах погіршення стану магістральних газопроводів, нерівномірності старіння й умов господарювання, що змінюються, необхідний пошук резервів підвищення ефективності системи забезпечення аварійним запасом труб для ремонту ЛЧ МГ.

Деякі з нормативних документів розробляли понад 15–20 років тому, і вони не можуть дати задовільної відповіді на багато з питань, продиктованих сучасним станом справ. У побудованих на викладених вище принципах моделях функціонування системи формування аварійних запасів не врахований ряд факторів, що істотно впливають на ефективність функціонування системи в цілому, а саме:

нерівномірність розподілу показників надійності по довжині газопроводу;

галузевий дефіцит на труби й матеріали;
можливість створення регіональних систем забезпечення аварійними запасами газотранспортних систем складної конфігурації;

необґрунтованість відособленого розгляду пунктів складування труб і матеріалів при формуванні системи забезпечення аварійним запасом ЛЧ МГ;

неспроможність використання в сучасних економічних умовах господарювання деяких застарілих економічних показників для оцінки ефективності функціонування системи забезпечення аварійними запасами ЛЧ МГ.

На питання планування помітно впливає і той фактор, що в сучасних умовах господарювання виробничі підрозділи повинні орієнтуватися не так на організації, що стоять вище, як на свої фінансові можливості, свій потенціал, свої резерви. Єдина система газового постачання (ЄСПП) була сформована в умовах централізованого керування економікою. При цьому на території України побудовано 93 пункти складування аварійного запасу труб для ЛЧ МГ, які розташовані переважно безпосередньо біля території лінійних виробничих об'єднань магістральних газопроводів. Основним органом керування було галузеве міністерство. Держзамовлення по міністерству включало весь обсяг видобутку й постачань газу. При цьому експлуатаційну діяльність гарантували поставки. Відділ матеріально-технічного забезпечення Мінгазпрому, одержуючи заявки від об'єднань, задовольняв їх завдяки розміщенню замовлення в Міністерстві чорної металургії і експортних постачань. З порушенням зв'язків по вертикалі, ліквідацією багатьох міністерств, Держплану відбувся перехід на горизонтальні зв'язки між НАК «Нафтогаз України», газотранспортними підприємствами і постачальниками продукції. В умовах необхідності розв'язання виробничими підрозділами для себе питання щодо оптимального керування аварійними запасами дійову допомогу може надати програмне забезпечення, що дозволяє прорахувати різноманітні варіанти при визначенні оптимальних кількостей аварійних запасів і виборі оптимальної стратегії їхнього поповнення, сформувавши ефективну в умовах ринкової економіки систему забезпечення аварійним запасом для лінійної частини магістрального газопроводу.

При розв'язанні організаційних завдань варто враховувати процеси, які щойно відбуваються в країні і впливають на ритм виробництва. До проблеми повсюдного виникнення дефіциту у випуску продукції через відсутність сировини або комплектуючих додаються проблеми соціального і політичного характеру. Так, наприклад, при організації складування аварійного запасу тепер приділяють більше уваги його захистові від розкрадання.

Часто виникнення локального дефіциту за якоюсь номенклатурою аварійного запасу викликає потребу термінового «перекидання» необхідних елементів. Це визначає завдання з оперативного керування. Для розв'язання цих завдань не існує науково обґрунтованих методик і всі ухвали виносять, виходячи із суб'єктивної оцінки ситуації.

Торкаючись питань обліку і звітності, слід відзначити, що головна проблема, як правило, полягає у відсутності автоматизації цього кропіткого процесу.

Давно виникла необхідність створення універсальної бази даних з аварійних запасів на магістральних газопроводах (МГ), основа якої — паспортизація пунктів складування аварійного запасу, збір статистики з витрат аварійного запасу.

Аналіз сформованої практики забезпечення газотранспортних підприємств і підрозділів аварійними запасами для обслуговування лінійної частини магістрального газопроводу, основних тенденцій у розвитку магістрального транспортування газу показує необхідність підвищення ефективності функціонування системи формування аварійного запасу труб для ЛЧ МГ як засобу забезпечення надійності магістральних газопроводів у ході експлуатації, скорочення загальних витрат, утрат і збитків.

Багатофакторність аналізованої проблеми, необхідність розгляду окремих факторів у взаємозв'язку обумовлює комплексний розгляд досліджуваного завдання. Тільки системний підхід як головний принцип дослідження складних технічних і організаційно-управлінських об'єктів дозволяє здійснити пошук оптимальних варіантів забезпечення аварійними запасами як уже сформованих систем, так і при формуванні знову утворюваних систем забезпечення аварійними запасами на ЛЧ МГ.

Функціонування системи формування аварійних запасів є складним динамічним процесом, для моделювання і подальшого дослідження котрого слід розв'язати декілька етапних завдань.

Перший етап складається з так званого подання системи в компактній формі, що полегшує її опис, а також формулювання і розв'язок завдань. Така інформація містить у собі поняття, склад і мету функціонування досліджуваної системи, сукупність правил її функціонування, які визначають, що повинна робити система для досягнення поставленої перед нею мети, а також структурну схему. Наявність жорсткої структурної схеми у вигляді сукупності множини блоків (елементів, об'єктів) і визначених зв'язків між ними становить головну відмінність запропонованого поняття системи формування аварійних запасів для ЛЧ МГ від абстрактних моделей, досліджуваних у загальній теорії складних систем.

Для кількісної оцінки ступеня досягнення системою поставленої перед нею мети слід ввести визначені характеристики її функціонування. Причому кожна характеристика описує якийсь один бік функціонування системи, і лише визначена сукупність таких показників дозволяє оцінити ефективність системи в цілому (рис. 6.1).



Рис. 6.1. *Етапи розробки загальної моделі системи забезпечення аварійним запасом труб ЛЧ МГ*

Вибір показників і визначення виразів або числових значень різноманітних характеристик функціонування системи на основі її структури, принципів роботи, факторів, що впливають на неї, формують наступний етап – розрахунок поданої системи. Перелічені етапи дослідження системи формування аварійних запасів для ЛЧ МГ необхідні для переходу до етапу аналізу процесу її функціонування, що полягає у визначенні виду залежностей різноманітних характеристик і показників структури, режиму функціонування і некерованих факторів. Сукупність етапів подання, розрахунку й аналізу системи утворить основу для формалізації багатфакторної моделі системи формування аварійних запасів для ЛЧ МГ складної структури. Модель тут є простішою системою, ніж вихідна, із збереженням найістотніших рис і відображенням найважливіших структурно-технологічних зв'язків.

Для можливості розробки системи за допомогою моделі остання повинна об'єднувати властивості концептуальної моделі, що характеризує причинно-наслідкові зв'язки, істотні для опису системи, а також математичної моделі, що описує функціонування системи з кількісного та якісного боків.

Розробка такої моделі дозволяє робити розрахунки й оцінювати процес функціонування системи при визначених значеннях параметрів структури, режимів роботи (показників функціонування), при впливі різних випадкових факторів. Перебирання і розрахунок таких альтернативних варіантів дозволяють розв'язати таке етапне завдання – синтезувати систему з метою визначення її оптимальної структури і стратегії функціонування на заданій множині робіт, значення параметрів підрозділів і необхідних значень різноманітних характеристик функціонування системи.

Отже, систему формування аварійних запасів для лінійної частини магістрального газопроводу можна уявити як сукупність відмов на лінійній частині, що формують потік вимог на запасні елементи, і засобів для їхнього задоволення.

Під засобами розуміється сукупність пунктів складування аварійних запасів із запасними елементами, що зберігались на них, і можливість планування чергових поставок.

Сукупність модулів і стійких зв'язків між ними з обліком розміщення, ієрархії, розподілу ресурсів утворюють структуру системи. Режим функціонування системи визначає сукупність правил і принципів поведінки системи для розв'язання поставлених виробничих завдань, включає питання технології, стратегії, організації і керування виробничим процесом. Перелічені структурно-режимні

характеристики системи відносяться до розряду так званих керованих факторів, діючи на які можна змінювати вихідні показники функціонування системи. Проте на систему впливає багато некерованих випадкових факторів, які характеризують стан об'єктів, що обслуговуються, вплив зовнішніх обставин (навколишнього середовища) й інших непередбачених подій. Усе це визначає багатфакторність моделі системи формування аварійних запасів для ЛЧ МГ і необхідність імовірнісного підходу при її розробці.

Модель повинна враховувати:

- пошук шляхів скорочення витрат на придбання, транспортування і складування аварійних запасів для ЛЧ МГ;

- скорочення часу простою газопроводів при аварійному ремонті і як наслідок скорочення прямих і непрямих збитків споживачів.

Досягають цього завдяки виробленню оптимальної стратегії формування запасів, з обліком індивідуальних особливостей конкретної газотранспортної системи.

Об'єктом дослідження є технологічна система ЛЧ МГ із перемичками, відводами і нерівномірно розподіленими показниками надійності по довжині газопроводу і сукупність пунктів зосередження збережених аварійних запасів, що можуть розташовуватися не тільки вздовж траси (індивідуальна система), але і на віддалі від неї (регіональна система).

Методологія пошуку варіанта, що забезпечує найкращі показники ефективності системи керування запасами, полягає в системному підході, суть якого полягає в тому, що весь технологічний процес розбивають на окремі досить відособлені підсистеми і в процесі винесення ухвали реалізують один із методів ієрархічного керування.

При формуванні математичних моделей зроблені такі основні припущення:

- потреба у запасних елементах для ЛЧ МГ виникає випадково, моменти появи потреб описуються простим потоком випадкових подій;

- розмір потреби є незалежною випадковою величиною;

- витрати, пов'язані зі здійсненням ремонту ЛЧ МГ, є незалежною випадковою величиною.

Недотримання хоча б одного з цих припущень різко ускладнює або робить узагалі неможливим одержання більш-менш важливих результатів аналітичним шляхом. Дуже обмежений обсяг експлуатаційної інформації не дозволяє одержати оцінки для параметрів випадкових величин і процесів, якщо не ввести припущення. Такі припущення звичайні і традиційні у багатьох теоретичних роботах.

При формуванні математичних моделей слід враховувати фактори, що відбивають специфіку газотранспортної системи:

нерівномірність розподілу аварійності по довжині газопроводу;

нерівномірність розподілу показника ремонтнопридатності по довжині газопроводу (залежить від часу доставки устаткування до точки траси, часу ремонту, природно-кліматичних і геологічних умов, зміни діаметра по довжині газопроводу);

нерівномірність розподілу питомого показника збитків від простою газопроводу по довжині траси (залежить від прив'язки споживачів, обліку внутрішніх резервів, наявності ПСГ, урахування регіональних цін).

До факторів, що створюють умови обмежень, відносять:

матеріально-технічні, трудові і тимчасові ресурси;

природно-кліматичні умови.

Слід зазначити, що розв'язок поставлених завдань шукають у статичній постановці. Врахування таких факторів, як: коливання цін; зміна конфігурації газопроводу; сезонна нерівномірність розподілу аварійних робіт; сезонна нерівномірність витрат на усунення пошкоджень; довгострокові тенденції зміни середніх значень при внесенні їх у моделі, роблять останні надто складними, і розв'язок набуває динамічного характеру. Це виправдано лише за необхідності винесення довгострокових ухвал, на декілька років наперед. Помилковий же прогноз розвитку цих факторів спричинить і помилкову ухвалу. Тому в умовах їх частоті зміни доцільно використовувати статичну постановку на інтервалі планування, коли ці фактори вважаються стабільними.

Розв'язання цих завдань складається з таких етапів:

обрання і обґрунтування системного підходу до керування системою формування аварійних запасів для ЛЧ МГ;

вибору, обґрунтування і формування показників для оцінки ефективності функціонування системи керування аварійними запасами для ЛЧ МГ;

аналізу відмов і пошкоджень на ЛЧ МГ і прогнозування розміру потреби в запасних елементах для аварійного ремонту газопроводу;

обґрунтування вибору умовного елемента заміни труби;

методики оцінки і прогнозування надходження вимог на аварійний запас;

формалізації розрахункової схеми надходження потоку вимог на аварійний запас;

математичної моделі функціонування системи формування аварійних запасів на окремих елементах (пункт складування аварійного запасу);

математичної моделі функціонування системи формування аварійних запасів для ЛЧ МГ у рамках виробничого підрозділу;

методики оцінки ефективності функціонування системи формування аварійних запасів для ЛЧ МГ;

оцінки впливу часткових завдань на ефективність роботи системи формування аварійних запасів для ЛЧ МГ;

орієнтованої методики оцінки ефективності керування аварійними запасами для ЛЧ МГ.

Таким чином, треба розробити комплекс математичних моделей за оцінкою ефективності функціонування системи формування аварійних запасів з врахуванням названих вище факторів, що розв'яже завдання із синтезу оптимальних ухвал при різноманітних граничних умовах і вхідних даних.

6.2. Формування основних показників, що впливають на ефективність функціонування системи забезпечення аварійним запасом труб

Метою і основним завданням зі складування аварійних запасів труб на трасі трубопроводу є підвищення надійності газопостачання. Очевидно, що збільшення обсягів аварійного запасу на трасі призведе до підвищення надійності експлуатації газопроводу. Однак при малих обсягах аварійного запасу труб зростання показників надійності при їх збільшенні буде суттєвим. Починаючи з певного обсягу аварійного запасу цей ріст показників надійності буде незначний, а затрати на створення аварійного запасу зростатимуть. Тому тут виникає завдання з оптимізації. Для його реалізації слід у першу чергу визначити критерії оптимальності і вибрати підхід до розв'язання завдання.

Аналіз досліджень у галузі керування запасами показує, що найраціональнішим у цьому разі є системний підхід до розв'язання оптимізаційного завдання. В такому разі весь технологічний процес може бути розбитий на окремі підсистеми, що дозволить при виборі методів керування винести в кожній підсистемі окрему ухвалу. Надалі ми розглядаємо взаємозв'язки, що забезпечують взаємодію системи з іншими технологічними підрозділами.

Коло завдань, поставлених у цьому дослідженні, вимагає вибору універсального підходу до їх розв'язку. Оскільки найбільший інтерес і практичну цінність становить комплексний розв'язок кола окремих завдань, на роль такого підходу найкраще зарекомендувала себе багаторівнева ієрархічна система керування.

Система керування аварійними запасами для ЛЧ МГ є складним технологічним комплексом із безліччю внутрішніх зв'язків, що створюють оптимальне функціонування комплексу, і зовнішніх, що забезпечують взаємодію комплексу з іншими підрозділами. Для керування таким комплексом виникає необхідність створення автоматизованої системи керування і застосування багаторівневої ієрархічної системи керування комплексом. У цій системі весь технологічний процес можна розбити на окремі, досить відособлені підсистеми й у процесі напрацювання ухвали реалізувати один із методів ієрархічного керування.

Такий підхід має ряд переваг порівняно з традиційними централізованими методами розв'язку завдання з оптимізації, що розглядають весь технологічний процес як єдине ціле. Проте застосування децентралізованого підходу потребує розробки досить складних методів і алгоритмів. Завдання з керування системою складування і поповнення запасів для ремонту ЛЧ МГ мають багато специфічних особливостей, що потребує виділення їх в особливий клас завдань декомпозиційного керування. Виникає проблема щодо озбибки завдань на окремі підзавдання, розв'язок яких припускає складність системи керування і витрати на розв'язок.

Загалом при створенні системи ієрархічного керування запасами слід розв'язати три важливі завдання:

з оптимальної розбивки на окремі завдання;

з вибору методу декомпозиції, формалізації локальних і глобальних завдань у вигляді, зручному для їхнього чисельного розв'язку і координації;

з розробки алгоритмів розв'язку локальних завдань і побудови процедури координації.

Система забезпечення запасами труб для аварійного ремонту газотранспортних систем розглядається як сукупність підсистем, взаємозв'язаних матеріальними, енергетичними й інформаційними потоками.

Систему зображають у вигляді спрямованого графіка, в якому вершинами є підсистеми, а дугами — технологічні потоки. Для опису i -ї підсистеми ($i = \overline{1, N}$) використовується вектор вхідних змінних X_i , вектор вихідних змінних i і вектор керованих змінних U_i (рис.6.2).

Формулюють математичний опис підсистеми, який має вигляд:

$$Y_i = \varphi_i(X_i, U_i); \quad (6.2.1)$$

функцію мети

$$f_i = f_i(X_i, U_i) \quad (6.2.2)$$

і обмеження

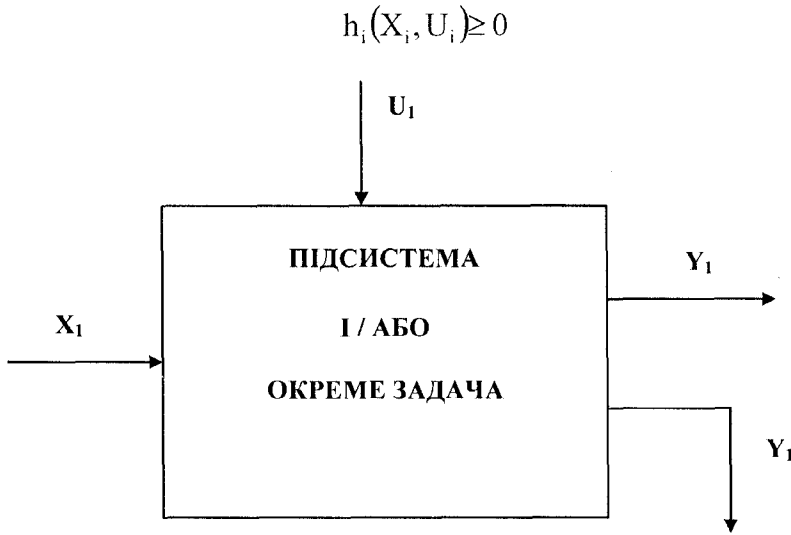


Рис. 6.2. Схематична подача підсистеми як технологічного оператора:
 X_i – вектор вхідних змінних;
 Y_i – вектор вихідних змінних;
 U_i – вектор керованих змінних.

Формулюють математичний опис підсистеми, який має вигляд:

$$Y_i = \varphi_i(X_i, U_i); \quad (6.1)$$

функцію мети

$$f_i = f_i(X_i, U_i) \quad (6.2)$$

і обмеження

$$h_i(X_i, U_i) \geq 0$$

Для опису взаємозв'язку підсистем (структури системи) формують матрицю C із нулів і одиниць, що характеризує зв'язок входів i – i підсистеми з виходами j – i підсистеми.

Для системи формування аварійних запасів для лінійної частини магістрального газопроводу в більшості випадків справедливі такі припущення:

система функціонує в стаціонарному режимі;

глобальна цільова функція є адитивною, що завжди виконується, якщо як f_i обрані техніко-економічні показники типу прибутку або витрат.

З урахуванням викладеного проблему вдосконалення системи керування аварійними запасами для ремонту ЛЧ МГ можна сформулювати у вигляді:

$$\sum_{i=1}^N f_i(X_i, Y_i, U_i) \rightarrow \underset{x,y,u}{\text{extr}};$$

$$Y_i = \varphi(X_i, Y_i, U_i), \quad i = \overline{1, N};$$

$$h_i(X_i, Y_i, U_i) \geq 0, \quad i = \overline{1, N};$$

$$X_i = \sum_{j=1}^N C_{ij} Y_j, \quad i = \overline{1, N},$$

де C – елемент матриці зв'язку C .

Розв'язувати цю оптимізаційну задачу в поданій постановці можна з використанням декомпозиційного підходу, а конкретніше – методом явної декомпозиції. Підсистемами є окремі (часткові) задачі: територіальне розміщення пунктів складування запасів у регіоні обслуговування; розбивка газопроводу на відособлені ділянки обслуговування; закріплення, що обслуговують ділянки за ремонтними підрозділами; комплектація підрозділів багатонаменклатурним запасом; вибір стратегії поповнення запасів для кожної відособленої ділянки газопроводу.

До вхідних параметрів віднесені ті, що не залежать від системи обслуговування, значення їх можна оцінити, а можливість впливу на них відсутня. Це параметри, що характеризують розподіл показників надійності, потреби в ремонті і «ціни» обслуговування газопроводу по довжині, матеріально-технічні, часові і трудові ресурси, природно-кліматичні умови. Керівними параметрами вважають ті, на які можна безпосередньо впливати (допускається варіювання) для досягнення екстремального значення функції мети, у ролі якої виступають середні сумарні витрати в системі обслуговування і ремонту лінійної частини магістрального газопроводу з урахуванням можливого збитку споживачів від ненадійності постачання газом. До керуючих параметрів віднесені:

- кількість пунктів базування ремонтних підрозділів і їхні координати;
- координати меж відособлених ділянок обслуговування газопроводу;
- параметри, що характеризують схему закріплення ділянок за пунктами складування запасів;

- терміни і обсяги поставок запасів на пункти складування.

Задачі з вивчення систем дуже різноманітні і значною мірою визначаються класом досліджуваної системи. Проте існують універсальні класи задач: подання, розрахунок, аналіз і синтез.

Розглянуті системи керування запасами — це подання всієї заданої інформації про систему в компактній формі, що полегшує опис системи, а також формулювання і розв'язання розрахункових задач, аналізу і синтезу. Розрахунок системи полягає у визначенні виразів або чисельних значень різноманітних характеристик функціонування системи за заданою структурою і режимом її функціонування. Аналіз системи складається з визначення виду залежності різних характеристик функціонування системи від її структури, режиму її функціонування. Аналіз дозволяє встановити ступінь впливу зазначених факторів на характеристики системи. Завдяки цьому можна вести розрахунки ефективності функціонування системи при різноманітних змінах її параметрів і структури, а також розрахунки при проектуванні систем із метою досягнення необхідних значень характеристик системи шляхом деякої зміни її параметрів і структури. Синтез системи складається з визначення її структури і режиму функціонування за заданою метою системи, значень її параметрів і необхідних значень показників ефективності функціонування. Процедура синтезу системи аналогічна процедурі оптимізації.

Розгляньмо докладніше процес формування окремих підсистем, якими є окремі часткові задачі в системі формування і розподілу аварійних запасів для ЛЧ МГ. Для цього слід сформуувати комплекс вхідних і керівних параметрів.

До вхідних параметрів X_i відносяться:

1. Комплекс характеристик надійності, нерівномірно розподілених по довжині газопроводу $n(x)$:

$$v(x) \begin{cases} \bar{\lambda}(x) \\ \bar{r}_r(x) \\ \bar{y}(x) \end{cases}, \quad (6.4)$$

$\bar{\lambda}(x)$ — розподіл аварійності (потоку відмов) по довжині газопроводу;

$\bar{r}_r(x)$ — розподіл ремонтнопридатності по довжині газопроводу;

$$\bar{r}_r(x) \rightarrow \begin{cases} i_{рем}(x) - \text{час ремонту} \\ D^*(x) - \text{зміна діаметру по довжині газопроводу} \end{cases};$$

$\bar{y}(x)$ – розподіл збитку від недопоставляння газу споживачам по довжині траси:

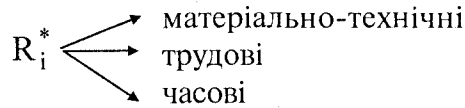
$$\bar{y}(x) \begin{cases} \rightarrow \bar{K}(x) \\ \rightarrow \bar{Z}(x) \\ \rightarrow \bar{C}(x) \end{cases}, \quad (6.5)$$

$\bar{K}(x)$ – координати прив'язки споживачів;

$\bar{Z}(x)$ – координати резервних джерел;

$\bar{C}(x)$ – зміна регіональних цін на газ.

2. Характеристики матеріально-технічних, трудових і часових ресурсів у відособленому підрозділі R_i^* .



3. Природно-кліматичні і геологічні умови G_i .

Таким чином, сформований комплекс вхідних параметрів:

$$v(x), R_i^*, G_i$$

До керівних параметрів у системі формування і розподілу аварійних запасів відносяться:

1. Терміни постачань – τ .

2. Обсяги постачань відособленому підрозділові – W .

3. Розподілені обсяги постачань кожному пункту складування аварійних запасів – ω_i .

4. Запаси, що зберігаються на пунктах складування з урахуванням можливості їхнього перерозподілу при загрозі виникнення локального дефіциту – M_i .

5. Кількість пунктів складування аварійних запасів для ЛЧ МГ – N .

6. Координати пунктів складування аварійних запасів – XY .

7. Характеристики закріплення ділянок обслуговування за пунктами складування аварійних запасів – L .

Отже, сформовано комплекс керівних параметрів:

$$\tau, W, \omega_i, M_i, N, XY, L.$$

Подаймо часткові задачі дослідження у вигляді технологічних операторів із визначеними зв'язками і розгляньмо процес формування

зв'язків на прикладі задачі з планування – визначення термінів постачань і кількості планованої номенклатури. Тут технологічні потоки розподіляються таким чином (рис. 6.3).

Потреби в запасних елементах визначаються інтенсивністю потоку відмов λ_{Σ} у цілому за відособленим підрозділом i , отже, для цієї підсистеми є розміром, що не підлягає довільному варіюванню.

До вихідних параметрів із системи відносяться витрати на придбання устаткування. До вихідних внутрішніх параметрів слід також віднести обрані значення τ і W .

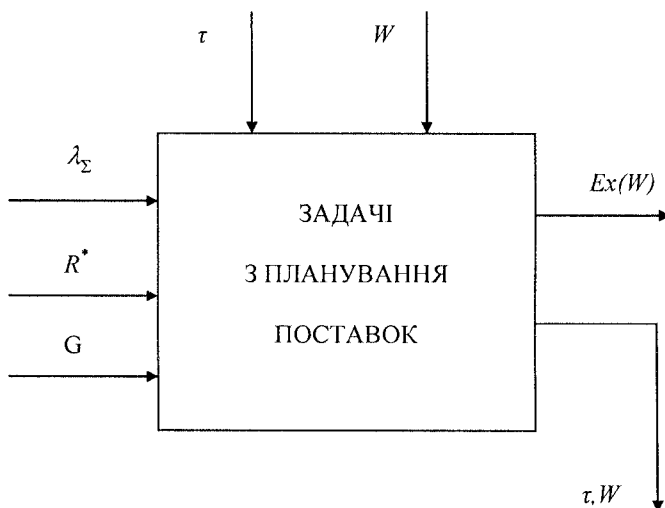


Рис. 6.3. Формування зв'язку окремої задачі із системою на прикладі завдання з планування

Вхідні параметри:

λ_{Σ} – інтенсивність потоку відмов;

R^* – характеристики ресурсів у підрозділах;

G – природно-кліматичні характеристики.

Керівні параметри:

τ – терміни поставок;

W – обсяги поставок.

Вихідні параметри:

$Ex(W)$ – витрати на придбання обсягу поставки;

τ, W – внутрішні вихідні параметри.

Формування параметрів для інших задач відбувається аналогічним чином. Системні зв'язки між частковими задачами подано на рис. 6.4 і рис. 6.5, де окремим задачам як технологічним операторам системи керування аварійними запасами присвоєні відповідні номери:

- I – задача з планування постачань;
- II – задача з розподілу аварійних запасів;
- III. – задача з перерозподілу аварійних запасів;
- IV – задача з розміщення пунктів складування;
- V – задача з виділення ділянок обслуговування.

Слід зазначити, що запропонований комплексний підхід дозволяє здійснити пошук оптимальних варіантів організації системи формування аварійних запасів для лінійної частини магістрального газопроводу як при вдосконалюванні і коригуванні тих, що вже існують, так і при проектуванні нових систем.

У рамках комплексного підходу можливе детальніше дослідження окремих задач з удосконалювання організації системи керування аварійними запасами для ЛЧ МГ на різних рівнях.

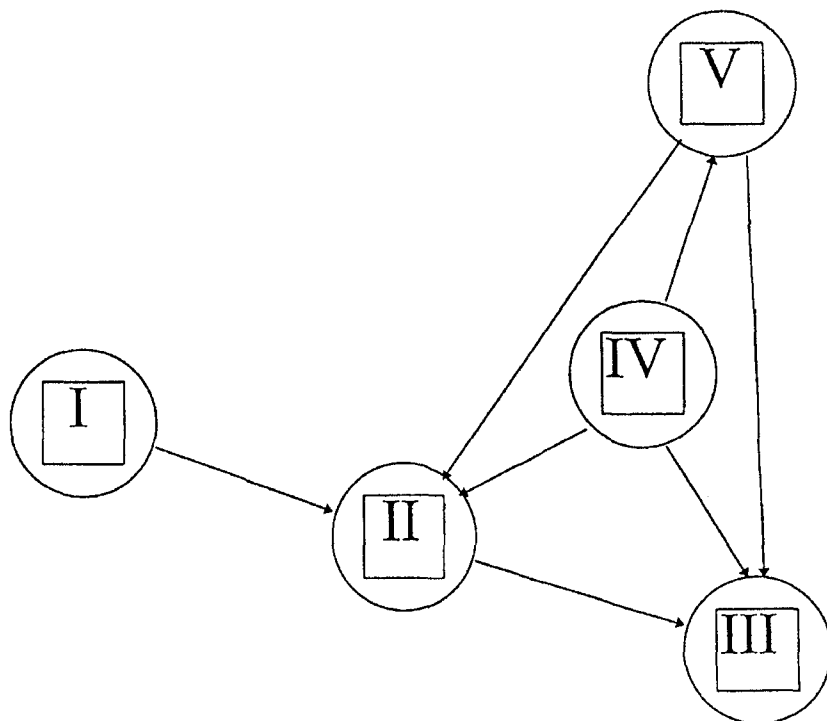


Рис. 6.4. Граф зв'язку часткових задач у системі забезпечення аварійними запасами для ЛЧ МГ:

- I – задача з планування постачань;
- II – задача з розподілу аварійних запасів;
- III – задача з перерозподілу аварійних запасів;
- IV – задача з розміщення пунктів складування;
- IV – задача з виділення ділянок обслуговування.

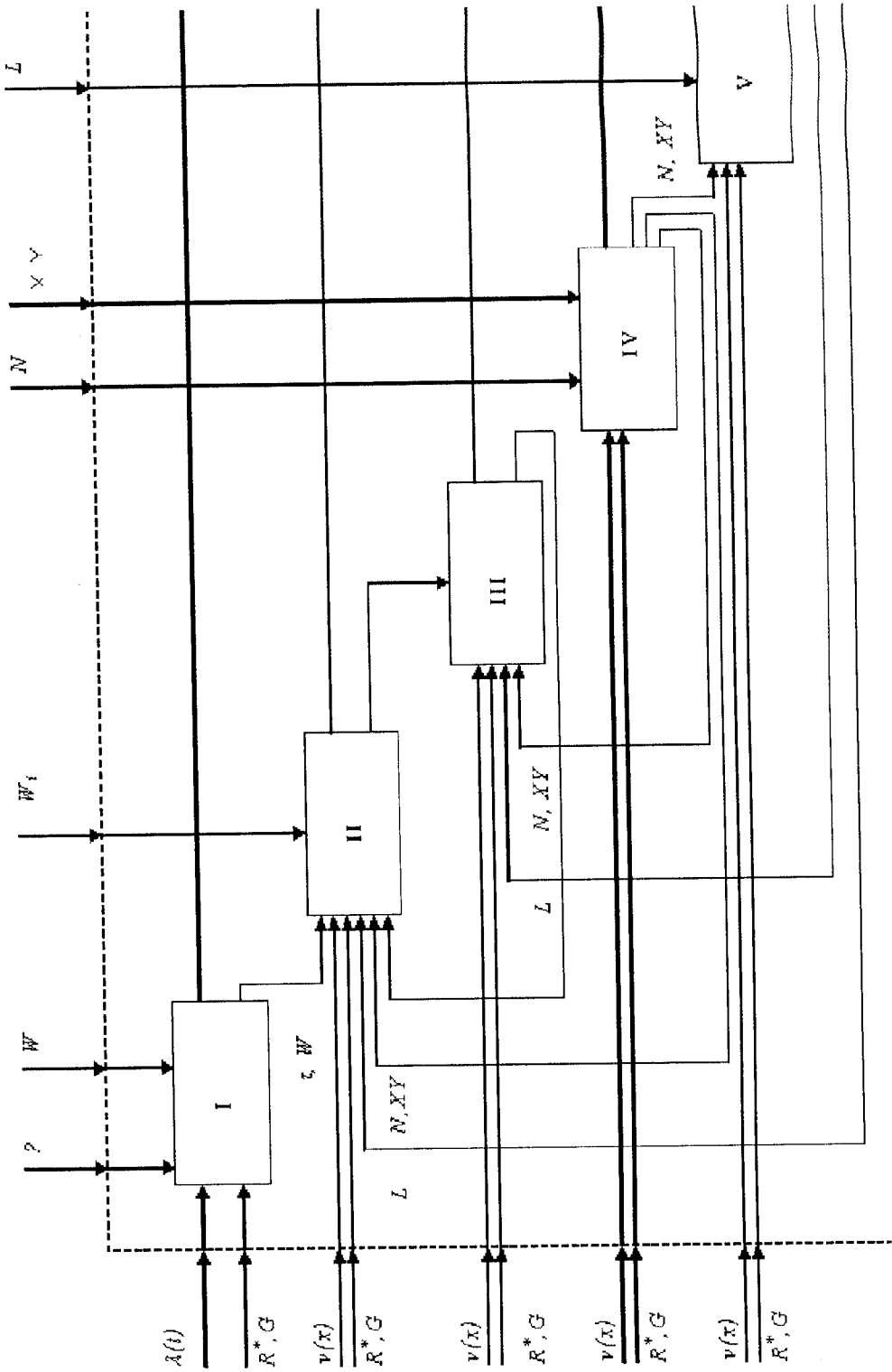


Рис. 6.5. Схема зв'язків часткових задач

При розробці узагальненої моделі системи формування і розподілу аварійних запасів для лінійної частини магістрального газопроводу важливим етапом є вибір комплексу показників для оцінки ефективності забезпечення газопроводів запасними елементами у разі аварії з урахуванням основних факторів і чинних структурно-технологічних зв'язків. Розв'язок задачі з аналізу системи й подальший перехід до синтезу оптимальних параметрів системи повинні базуватися на універсальних техніко-економічних показниках ефективності.

Система формування і розподілу аварійних запасів для лінійної частини магістрального газопроводу має всі ознаки складної системи і характеризується наявністю великої кількості різнорідних задач, елементів і об'єктів. Окремі елементи системи мають між собою складний функціональний зв'язок. Тому для оцінки ефективності функціонування системи керування запасами для ЛЧ МГ можна використати різноманітні показники. Це вартісні показники і різноманітні варіанти ймовірнісних критеріїв. Визначення ефективності функціонування системи з використанням вартісних показників, як правило, зводиться до такого виду:

$$V + U = Z \rightarrow \min,$$

де Z – загальні витрати, яких зазнає підприємство під час своєї діяльності; V – витрати на організацію функціонування системи; U – витрати на покриття втрат газу і збитку споживачів у разі аварії.

Існує і ряд комплексних показників надійності експлуатованої системи, що враховують як властивість безвідмовності, так і ремонтнопридатності. Найпоширеніші серед них такі: коефіцієнти готовності, технічного використання, оперативної готовності та інші. Так, наприклад, коефіцієнт готовності запасу елементів являє собою середнє за часом значення ймовірності того, що газопровід не простоював через відсутність запасу елементів цього типу:

$$k = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T (1 - P(t)) dt ,$$

де $P(t)$ – ймовірність того, що в момент t запас елементів перебуває в стані, достатньому для ліквідації відмови. Для обчислення ймовірності $P(t)$ будують модель функціонування запасу елементів.

Великий інтерес становить використання ймовірнісних критеріїв у ролі обмежень. Наприклад, ймовірності відсутності локальних дефіцитів

$\overline{P_D}(t)$. Загалом діапазон значень показника $\overline{P_D}(t)$ можна визначати сформованими на цей час на практиці рівнем достатності на магістральних газопроводах.

Задачі з вибору показників ефективності системи забезпечення аварійними запасами для ЛЧ МГ зводиться до обґрунтування доцільного набору параметрів, що дозволяють врахувати найзначніші фактори функціонування системи.

Дослідження стану справ на практиці доводить, що визначальними факторами щодо вдосконалення системи керування аварійними запасами для ЛЧ МГ є: стратегія формування аварійних запасів труб і матеріалів для ЛЧ МГ, структура, розміщення пунктів складування аварійних запасів і закріплення ділянок обслуговування за пунктами складування, організація і керування комплексом робіт.

Показник ефективності функціонування системи повинен виступати як критерій оптимальності при розв'язку задач, пов'язаних з удосконаленням системи. Розглядати цю проблему слід з позиції ефективності національної економіки.

Система керування аварійними запасами для ЛЧ МГ як важливий засіб забезпечення експлуатаційної надійності магістральних газопроводів потребує значних матеріально-технічних, трудових витрат, що багато в чому визначають ефективність системи загалом. До них відносяться:

- витрати на придбання аварійного запасу труб і матеріалів для ЛЧ;

- витрати на керування процесом постачання;

- транспортні витрати, що включають витрати на перевезення труб, відвантаження і приймання;

- витрати складування, до яких входять витрати на устаткування й утримання пунктів складування і обслугового персоналу, оплати регламентних робіт із складування, втрати від фізичного псування і зносу, втрати від морального старіння;

- втрати у зв'язку з виникненням локального дефіциту необхідної номенклатури, що включають витрати на придбання необхідної номенклатури в резервного джерела і доставку, а також збитки від недопостачання газу;

- витрати на страхування;

- витрати на сплату податків;

- виплата відсотків за позиками або втрати від іммобілізації фінансових засобів із комерційного обороту.

З перелічених витрат можна виділити їхні групи, що, як правило, не відображаються у звітності виробничих об'єднань з транспортування

газу ні загалом, ні за різноманітною номенклатурою аварійного запасу, що зберігається, ні за окремими лінійно-виробничими управліннями (ЛВУ). Відсутність такої інформації позбавляє керівництво можливості виносити об'єктивно обґрунтовані ухвали з питань, пов'язаних із формуванням аварійного запасу, вибором раціональної стратегії його поповнення. До них відносяться витрати з керування процесами постачання, складування, транспортні витрати, втрати у зв'язку з дефіцитом.

Вимірювання витрат за цими групами по газотранспортному підприємству (ГТП) загалом є необхідною, але недостатньою умовою для винесення ухвал з формування аварійних запасів і оцінки витрат і втрат у зв'язку з їхньою наявністю або відсутністю. Наприклад, у математичних моделях з керування запасами передбачається оцінка таких параметрів, як питома вартість придбання, утримання на пункті складування, різноманітної номенклатури, втрати від іммобілізації фінансів у запасах і внаслідок виникнення локального дефіциту. Система бухгалтерського обліку, яка існує у виробничих об'єднаннях, не відбиває витрати з постачання, тому що в рахунках їх окремо не показують і їх загальна сума не враховується. Ці витрати розподілені в ряді інших витрат з обслуговування виробництва і керування. Пошук інформації про витрати з постачання ускладнюється тим, що бухгалтерська і статистична звітність не пристосовані для розв'язку задачі з оцінювання витрат на постачання аварійним запасом, їхнього впливу на собівартість газу, що транспортується, задач з економічного обґрунтування договірних умов постачання, обґрунтованого вибору форм постачання.

У зв'язку з цим доцільно застосувати метод непрямого оцінювання витрат, особливо пов'язаних із складуванням аварійного запасу. Аналіз існуючої системи забезпечення аварійним запасом ЛЧ МГ показує, що поряд із наявністю на газотранспортних підприємствах наднормативних або навіть зайвих запасів за однією номенклатурою нерідко існує дефіцит за іншою або навіть за тією ж самою на окремих ділянках обслуговування. Однією з причин існування у підприємств політики зайвого запасу була відсутність можливості й економічної необхідності зіставлення втрат від зайвих запасів (у тому числі і втрат від вилучення коштів з обороту) із збитками, викликаними дефіцитом.

Розглядаючи ситуації з подолання локального дефіциту, що виник на ділянці обслуговування, з урахуванням цієї номенклатури у власній системі, спочатку слід відшукати найекономічніший шлях заміни. При поновленні дефіцитної ситуації вимушено переходять до дорожчих заміни. При виході ж дефіциту за рамки аналізованої системи слід

використовувати дорожчі методи компенсації наслідків дефіциту. Отже, при виникненні локального або загального дефіциту планованої номенклатури аварійного запасу можливий ряд рішень, що дозволяють компенсувати його наслідки; вибір кожного з них спричиняє різний за розміром збиток у зв'язку з дефіцитом, що відповідно змінює витрати на функціонування системи забезпечення аварійними запасами ЛЧ МГ.

Усе це, а також нові економічні умови діяльності підприємств і пов'язані з цим подальше скорочення номенклатури аварійних запасів, що розподіляється у централізованому порядку, розвиток прогресивних форм постачання (прямі господарські зв'язки, внутрішньогалузева торгівля, біржова торгівля) обумовлюють доцільність використання як одного з параметрів для оцінки ефективності системи керування аварійними запасами для ЛЧ МГ найпоширенішого техніко-економічного показника – ефективності середніх сумарних витрат.

Загалом метою підвищення ефективності функціонування системи керування аварійними запасами для ЛЧ МГ є забезпечення надійної роботи об'єктів магістрального газопроводу з найменшими сумарними витратами на створення і функціонування системи і збитками від утрат і недопостачань газу споживачам унаслідок простоїв газопроводів або зниження їхньої продуктивності під час доставки необхідних запасних елементів від місця їх складування до місця аварії. Таким чином, середні сумарні витрати виступають не тільки як параметр оцінки ефективності функціонування системи формування аварійних запасів, а й як критерій оптимальності організаційно-технологічних ухвал з удосконалення досліджуваної системи (рис. 6.6):

$$\bar{E}_x(T) = \bar{A} + \bar{B} + \bar{C} + \bar{D} \quad , \quad (6.6)$$

де \bar{A} – середні питомі витрати на придбання і доставку труб до пункту складування; \bar{B} – середні питомі витрати на облаштуваність і утримання пунктів складування аварійних запасів; \bar{C} – середній питомий збиток споживачів від недопостачання газу при зниженні пропускної спроможності газопроводів у ході аварійно-відновних заходів; \bar{D} – інші середні питомі накладні витрати.

Комплексний підхід до розгляду функціонування системи керування аварійними запасами для ЛЧ МГ враховує вплив безлічі випадкових і керованих факторів, що визначають значення тих чи інших параметрів системи, які впливають на її ефективність.

Система забезпечення сучасних магістральних газопроводів аварійними запасами труб і матеріалів має складну структуру.

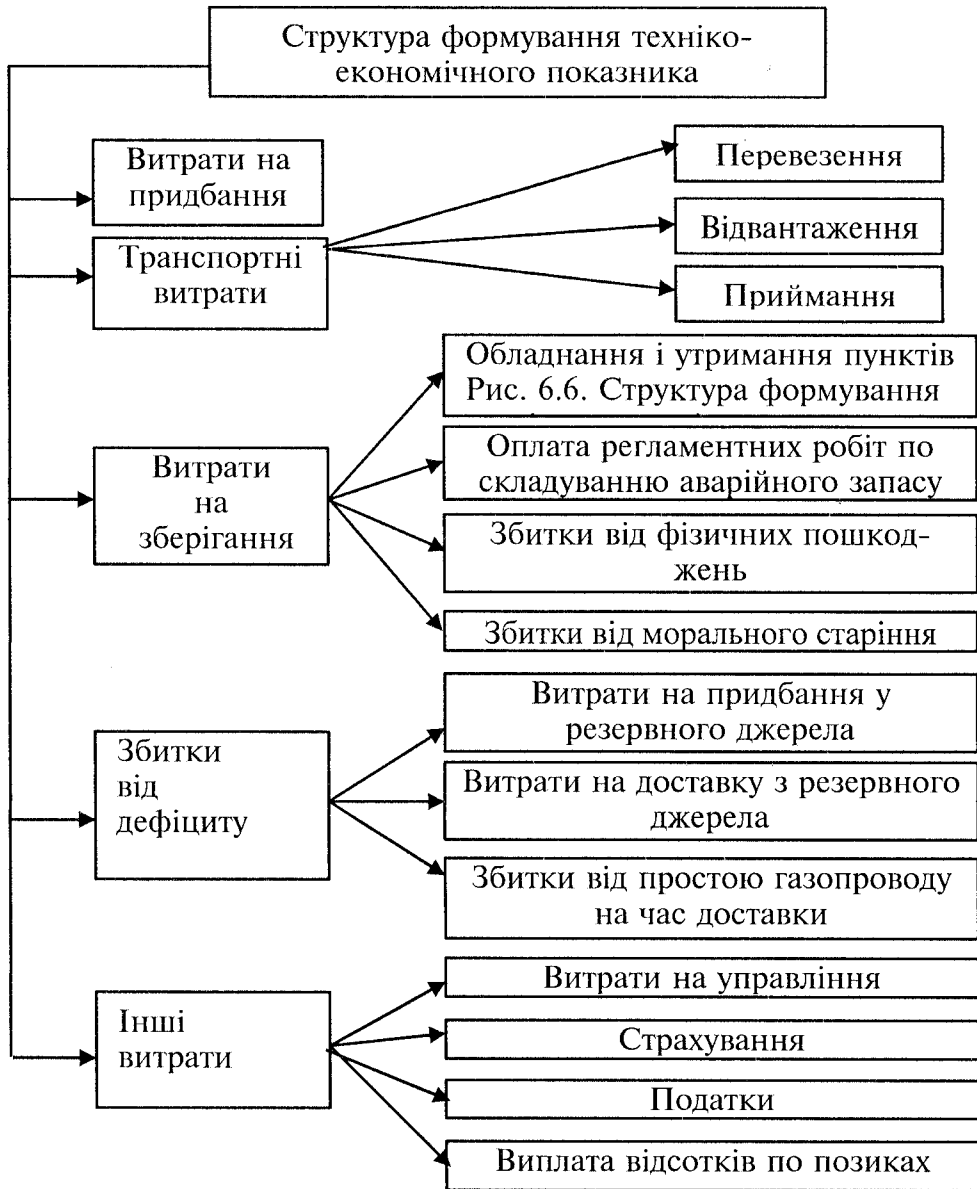


Рис. 6.6. Структура формування техніко-економічного показника

Значення функції мети формується в результаті розв'язку часткових задач:

- з планування постачань (I);
- з розподілу постачань (II);
- з перерозподілу (III);
- з розміщення пунктів складування аварійних запасів (IV);
- з виділення і закріплення ділянок обслуговування (V).

Різноманітні форми організації аварійного забезпечення ЛЧ МГ запасними елементами обумовлюють різний рівень ефективності експлуатації магістрального газопроводу. Високого рівня ефективності системи керування аварійними запасами для ЛЧ МГ досягають при пошуку значень параметрів, що забезпечують екстремальне значення функції мети. В рамках сформульованого вище комплексу задач з удосконалення системи зберігання запасів ЛЧ МГ, що об'єднує питання з планування, розподілу і перерозподілу запасів, оптимального розміщення пунктів складування по трасі МГ, функція мети набуває різних значень і залежить від багатьох факторів.

При розв'язуванні будь-якого з перелічених оптимізаційних задач функція мети є математичним виразом взаємозв'язку параметрів, які підлягають оптимізації, і вартісних (витратних) показників ефективності, що забезпечують нормальне функціонування системи.

Таким чином, мета задачі формування критерію ефективності системи керування аварійними запасами для ЛЧ МГ зводиться до детального опрацювання й оцінки всіх складників функції мети з урахуванням їхнього взаємного впливу (рис. 6.7).

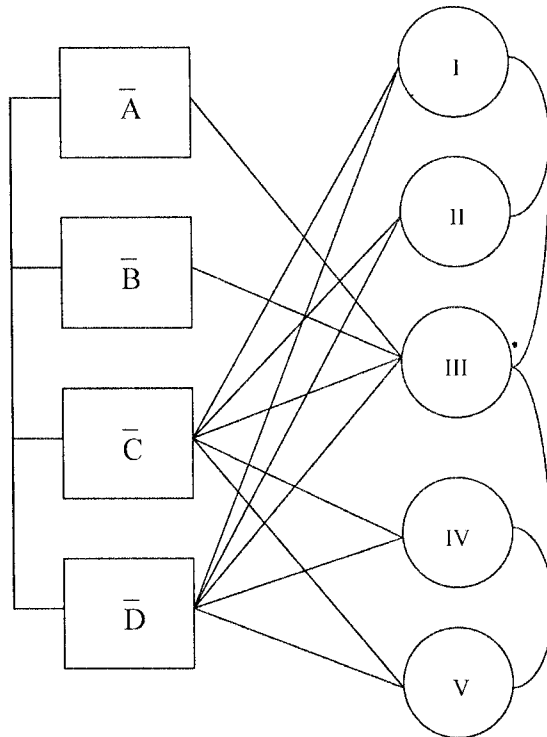


Рис. 6.7. Загальна схема взаємодії часткових завдань системи забезпечення аварійним запасом труб ЛЧ МГ і основних складових техніко-економічних показників

Використання комплексного підходу і формалізація подібної математичної багатофакторної моделі дозволяє шляхом перебирання альтернативних варіантів вхідних параметрів і різних обмежень здійснювати пошук оптимальних організаційно-технологічних ухвал за критерієм мінімуму функції мети середніх сумарних витрат у системі керування аварійними запасами для ЛЧ МГ:

$$\min_{\tau, W, M_i, N, XY, L} Ex_{\tau, W, M_i, N, XY, L}, \quad (6.7)$$

де τ , W – стратегія і графік поповнення аварійних запасів, обрані для цієї системи газопроводів; M_i – характеристики укомплектованості пунктів складування запасними елементами; N , XY – характеристики розміщення пунктів складування аварійних запасів у регіоні обслуговування; L – характеристики прикріплення ділянок системи ЛЧ МГ, що постачаються з пункту складування.

При розгляді подібної задачі з глобальної оптимізації перелічені характеристики системи керування аварійними запасами ЛЧ МГ τ , W , M_i , N , XY , L відіграють роль аргументів, виступаючи в разі керівних параметрів.

Оптимальне планування графіка і об'ємів постачань запасних елементів визначається шляхом вибору раціональної стратегії поповнення аварійних запасів, інтенсивністю надходжень заявок на запасні елементи, факторами, що створюють умови обмежень:

$$\min_{\tau, W, \lambda} Ex(\tau, W, \lambda, \dots, a, b, c), \quad (6.8)$$

де λ – інтенсивність потоку відмов устаткування на ЛЧ МГ;
 a , b , c – різноманітні системні обмеження.

Задачі з розподілу постачання базується на характеристиках укомплектованості пунктів складування аварійними запасами, врахуванні нерівномірності розподілу показників по довжині газопроводу, характеристиках закріпленої ділянки обслуговування:

$$\min_{M_i, L} Ex(M_i, L, \dots, a, b, c), \quad (6.9)$$

де a , b , c – характеристики ділянок і граничні умови функціонування системи.

Задачі з розміщення пунктів складування аварійних запасів у регіоні обслуговування об'єднує часткові задачі з визначення координат пунктів складування аварійних запасів і встановлення меж обслуговування

$$\min_{N, XY, L} Ex(N, XY, L, \dots, a, b, c) \quad , \quad (6.10)$$

де a, b, c – фактори обмежень і характеристики регіону.

Аналізована в цьому дослідженні система керування аварійними запасами для ЛЧ МГ у процесі функціонування не застрахована від виникнення локальних дефіцитів різноманітної номенклатури на окремих пунктах складування аварійних запасів.

Ця обставина робить доцільним використання двох показників для оцінки ефективності системи – середніх сумарних витрат і ймовірності відсутності локальних дефіцитів. Обґрунтуванням для вибору значення ймовірнісного показника можна вважати сформований на цей час рівень достатності запасів на магістральних газопроводах.

Одержання адекватних оцінок і обґрунтованих рекомендацій із формування і керування запасами технологічного устаткування обумовлюють необхідність зваженого підходу до побудови моделей аналізованого процесу, особливо на етапі формулювання основних припущень і пропозицій. Повною мірою це стосується засобу опису потоку вимог на запасні частини й устаткування (у тому числі і труби). Природне бажання повніше врахувати технічні і технологічні умови, що формують потік вимог на запасні частини, веде до різкого ускладнення моделей і підвищення трудомісткості розрахунків і вимог до інформаційного забезпечення.

Базуючись на реальній можливості обмеженого обсягу даних з експлуатації лінійної частини магістральних газопроводів, визнано доцільним розглядати потік моментів появи вимог на запасні частини як найпростіший, а розмір вимоги – як незалежний дискретний випадковий розмір. Такий прийом дозволяє завдяки процедурі просіювання потоку (Т-перетворення) змінювати характеристики його наближення до регулярного і паралельно змінювати розмір разової вимоги (ξ) аж до фіксованого розміру. Обґрунтування ймовірності цього підходу викладено далі.

Розподіл дискретної випадкової величини за визначенням являє собою:

$$\begin{aligned} P(u) &= P\{\xi = u\} = p^u \cdot q; \\ u &= 1, 2, \dots; \\ q &= 1 - p \end{aligned} \tag{6.11}$$

Визначають вираз для ряду розподілу суми незалежних випадкових величин за допомогою апарата рекурентних функцій.

Рекурентна функція геометричного розподілу за визначенням обчислюється як

$$\begin{aligned} \pi(z) &= \sum_{u=0}^{\infty} P(u) z^u \\ 0 &\leq z \leq 1 \end{aligned} \tag{6.12}$$

Відомо, що рекурентна функція суми незалежних випадкових величин дорівнює добутку відповідних функцій, тобто

$$\begin{aligned} \pi_g(z) &= \prod_{l=1}^g \pi_l(z) = \pi^g(z) = \left[\sum_{U=0}^{\infty} p^U q z^U \right]^g = \\ &= \left[q \sum_{U=0}^{\infty} (pz)^U \right]^g = q^g \frac{1}{(1-pz)^g} = \left(\frac{q}{1-pz} \right)^g. \end{aligned} \tag{6.13}$$

Для визначення ймовірностей використана відома властивість рекурентної функції:

$$P\{q\xi = U\} = \frac{1}{U!} \frac{d^U}{dz^U} \pi_g(z) \Big|_{z=0} \tag{6.14}$$

Маємо:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dz} \pi_g(z) \Big|_{z=0} &= q^g \cdot g \cdot p; \\ \frac{d^2}{dz^2} \pi_g(z) \Big|_{z=0} &= q^g \cdot g(g+1)p^2; \\ \frac{d^3}{dz^3} \pi_g(z) \Big|_{z=0} &= q^g \cdot g(g+1)(g+2)p^3. \end{aligned} \tag{6.15}$$

Неважно переконатися, що справедливе таке співвідношення:

$$\begin{aligned} \frac{d^U}{dz^U} \pi_g(z) \Big|_{z=0} &= q^g \cdot g(g+1)(g+2) \dots (g+U-1) p^U = \\ &= q^g p^U \frac{(g+U-1)!}{(g-1)!}. \end{aligned} \quad (6.16)$$

Таким чином:

$$P\{g\xi = U\} = \frac{1}{U!} q^g p^U \frac{(g+U-1)!}{(g-1)!}. \quad (6.17)$$

Виходячи з аналізу характеру руйнування лінійної частини магістральних газопроводів, можна припустити, що випадковий розмір котушки описується дискретним розподілом вигляду (6.17) при $g=2$. Параметр g має зміст елементарних ділянок труби завдовжки D , де залежно від мети розрахунків D може бути прийнята рівною довжині однієї труби, або 1 м., або 3 -м діаметрам труби та ін. Значення параметра $g=2$ відображає ту обставину, що руйнування поширюється вздовж осі трубопроводу в обидва боки від осередку руйнування.

Отже, висувається гіпотеза про належність розподілу випадкового розміру котушки сімейству функцій вигляду (6.17) із $g=2$:

$$r_U = (U+1)p^U q^2, \quad U = 1, 2, 3, \dots, \quad (6.18)$$

де $0 < p < 1$ – невідомий параметр.

Ряд розподілу (6.18) цілком характеризується параметром p .

Варто враховувати також, що U може набувати значення тільки більшого від одиниці. Тому вводимо нормований множник C , який забезпечує умову:

$$C \sum_{U=1}^{\infty} r_U = 1;$$

остаточно одержуємо:

$$r_U = \frac{q^2}{1-q^2} (U+1) p^U; U = 1, 2, 3, \dots, \quad (6.19)$$

Середній розмір заявки визначається таким виразом:

$$\tilde{M} = \sum_{U=0}^{\infty} U \cdot r_U = \frac{2}{q(1+q)}. \quad (6.20)$$

З цього виразу неважко одержати співвідношення для оцінки параметра розподілу q :

$$q = -0,5 + \sqrt{0,25 + \frac{2}{M}}$$

або (6.21)

$$p = 1,5 - \sqrt{0,25 + \frac{2}{M}},$$

де $\tilde{M} \geq 1$ згідно з припущенням про штучний характер запасів. Перевірку адекватності теоретичного закону розподілу емпіричним даним здійснюють за допомогою критерію Колмогорова D :

$$D = \max_i \left(\max \left| r_U - r_U^* \right| \right);$$

$$\max_i \left| r_U - r_U^* \right| = \max_{i \geq 0} \left| \frac{(U+1)p^U(1-p)^2}{1-(1-p)^2} - \frac{n_u}{N} \right|;$$

$$D = \max_{i \geq 0} \left| \frac{(U+1)p^i(1-p)^2}{1-(1-p)^2} - \frac{n_{U-1}}{N} \right|$$

де N – загальна кількість вимірів розмірів котушки;

n_u – кількість вимірів розмірів котушки в діапазоні $(u, u + 1)$; $n_{u-1} = 0$.

Умовою несуперечності теоретичного закону емпіричним даним є:

$$D \leq D_N(Q),$$

де $D_N(Q)$ – табульована функція;

Q – виражений у відсотках рівень значущості (приймається 5%).

У таблиці 6.2 подані результати розрахунків величин котушки для різних діаметрів газопроводів і декількох рівнів дискретизації. Дані за аваріями газопроводів діаметрів 1020 мм і 1220 мм, отримані в Держнагляді для газопроводів, розташованих в аналогічній кліматичній зоні, подані в таблиці 6.3.

Дані таблиці 6.2 свідчать про адекватність запропонованого методу оцінки і прогнозування величин котушки, врізаної при аварійному ремонті газопроводів, тобто потреби в трубах при ремонті при $1\text{ м} \leq D \leq 12\text{ м}$. З метою прогнозування потреби в трубах при декількох ремонтах варто використовувати співвідношення, куди також введений нормований множник.

Таким чином, для визначення ймовірності сумарного попиту j заявок маємо:

$$R_j(i) = \frac{q^{2j} p^i \frac{(2j-1+i)!}{i!(2j-1)!}}{1 - \frac{q^{2j}}{(2j-1)!} \sum_{k=0}^{j-1} p^k \frac{(2j-1+k)!}{k!}},$$

де

$$i = j, j+1, j+2, \dots,$$

$$j = 1, 2, 3, \dots;$$

$$R_1(i) = r_i.$$

Таблиця 6.2.

Результати розрахунків величин котушки для різних діаметрів газопроводів і декількох рівнів дискретизації

Умовний діаметр газопроводу, мм	Кількість вимірів N, шт.	Розмір елемента заміни, м	Вибіркове середня кількість елементів заміни, шт.	Імовірність, P	Критерій згоди	
					фактичний	допустимий
700	11	1	50	0,961	0,165	1,63
		6	9	0,961	0,547	1,36
		12	4	0,634	0,110	1,63
1000	10	1	78	0,975	0,360	1,36
		6	13	0,866	0,317	1,63
		12	7	0,768	1,05	1,36
1200	26	1	76	0,974	0,09	1,63
		6	13	0,866	0,28	1,36
		12	7	0,768	0,254	1,63
1400	25	1	74	0,973	0,803	1,36
		6	12	0,855	0,316	1,63
		12	6	0,736	1,06	1,36

Таблиця 6.3.

Відомості про аварії, які потребували використання аварійного запасу труб діаметрами 1020 мм і 1220 мм на газопроводах КЗУ-I і КЗУ-II

Діаметр трубопроводу			
1020 мм		1220 мм	
Дата аварії	Використаний запас, м	Дата аварії	Використаний запас, м
16.01.89	36	24.03.89	41
21.10.89	25	19.10.89	85
31.10.91	36	09.04.90	50
13.11.94	60	14.08.90	58
29.11.96	120	27.09.92	56
01.12.96	30	01.04.95	60
11.11.97	40	17.08.96	108
15.08.98	10	10.07.96	70
17.08.98	30	24.11.97	150
20.01.99	1.5	09.12.99	100
17.08.99	1		

Слід відзначити, що розглянутий вище розподіл імовірності $R_i(i)$ можна використовувати і для опису не випадкового розміру заявки одиничної розмірності (наприклад, заявка на доставку однієї деталі або одиниці устаткування). Для цього слід обрати умову $p = \varepsilon$, де ε – довільна, нескінченно мала величина.

Таким чином, розподілом $R_i(i)$ описується розмір заявки на запасні частини для будь-яких об'єктів магістральних газопроводів.

6.3. Методика планування, формування і розміщення аварійного запасу труб на трасі газопроводу

Розробка методики формування аварійного запасу труб на трасі газопроводу спирається на результати математичного моделювання системи формування запасів труб. Математичний опис процесу функціонування системи формування та зберігання аварійного запасу труб базується на оцінках інтенсивності відмов лінійної частини магістрального газопроводу. Інтенсивність відмов як параметр потоку визначається на основі статистичних даних про аварії на газопроводі і загальну залежить від умов прокладання траси газопроводу, тобто є функцією лінійної координати.

Виходячи із специфіки експлуатації і високої надійності газопроводів, можна стверджувати, що аварійні відмови на лінійній

частині трапляються рідко, внаслідок чого виникає дефіцит статистичного матеріалу для перевірки гіпотези про незростання інтенсивності відмов.

Створювана математична модель повинна спиратися на закони математичної статистики. Тому розроблена на її основі методика планування і розміщення аварійних запасів труб на лінійній частині магістральних газопроводів є за своєю суттю стохастичною.

Для математичного опису процесу функціонування системи формування і складування запасів і змоги прогнозування параметра потоку заявок на запасні частини й устаткування для аварійного ремонту треба мати можливість оцінювати інтенсивність (параметр потоку) відмов на лінійній частині магістрального газопроводу.

Під інтенсивністю відмов на лінійній частині магістрального газопроводу (елементів або невідновних об'єктів) розуміється певна можливість відмов за одиницю часу за умови, що до цього часу відмов не було [108].

Аналітично інтенсивність відмов елементів визначається співвідношенням:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P(t)}, \quad (6.22)$$

де $f(t)$ – густина ймовірності часу безвідмовної роботи;

$P(t)$ – ймовірність безвідмовної роботи за час t .

Неважко переконатися, що інтенсивність відмов є постійною величиною $\lambda(t)=\lambda$ при експонентному розподілі напрацювання на відмову, тобто при $f(t)=\lambda e^{-\lambda t}$.

У теорії надійності експонентний розподіл часу безвідмовної роботи має величезне значення, порівняно зі значенням нормального розподілу в галузі опрацювання даних і подання результатів вимірів.

Як відзначається в [64], на практиці часто інтенсивність відмов різноманітних агрегатів після періоду приробітку об'єкта, вважають постійною.

Оскільки для більшості об'єктів кількість відмов на аналізованій конкретній ділянці невелика через досить високу надійність і специфіку експлуатації газотранспортних систем, для статистичної перевірки гіпотези про незбільшення інтенсивності відмов на лінійній частині магістрального газопроводу в часі ефективний такий непараметричний критерій [108].

Припущення про те, що інтенсивність відмов є постійною величиною, приймають за робочу гіпотезу H_1 , тобто при H_1 $\lambda(t)=t$, а припущення, що це не так, за альтернативну гіпотезу, тобто H_a – $\lambda(t) = const$. Нехай

T_1, T_2, \dots, T_m є вибіркою, обсягом « n » незалежних спостережень (безаварійна робота різноманітних елементів) із генеральної сукупності з довільною густиною ймовірності.

Вважається, без обмеження сукупності, що вибірка є рядом значень, розташованих у порядку зростання: T_1, T_2, \dots, T_m .

Інтервали D_i і нормалізовані інтервали D_{Hi} визначаються в такий спосіб:

$$\begin{aligned} D_1 &= T_1, & D_{H_1} &= mD_1 \\ D_2 &= T_2 - T_1, & D_{H_2} &= (m-1)D_2 \\ &\dots\dots\dots & & \\ D_m &= T_m - T_{m-1}, & D_{H_m} &= D_m \end{aligned}$$

Припустімо

$$V_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{при } D_{Hi} \leq D_{Hj} \\ 0 & \text{при } D_{Hi} < D_{Hj}, i > j \end{cases} \quad (6.23)$$

Статистика V_n визначена в такий спосіб:

$$V_n = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^i V_{ij}. \quad (6.24)$$

Тоді робоча гіпотеза діє до рівня α , якщо $V_m > \gamma_{m,\alpha}$, де граничне значення $\gamma_{m,\alpha}$ визначається так, щоб $P\{V_m > \gamma_{m,\alpha} / H_0\} = \alpha$. У цьому разі робоча гіпотеза не діє. При $V_m \leq \gamma_{m,\alpha}$ обирають робочу гіпотезу.

Евристична перевірка гіпотези за допомогою цього критерію можна обґрунтувати в такий спосіб. При робочій гіпотезі нормалізовані інтервали D_{Hi} розподілені незалежно, кожен за експонентним законом так, що

$$P\{V_{i,j} = 1\} = 0,5 \text{ при } i, j = 1, \dots, m, i \neq j. \quad (6.25)$$

При справедливості альтернативної гіпотези при $P\{V_{i,j} = 1\} > 0,5$, $i, j = 1, 2, \dots, m$, коли $i < j$, оскільки для ранішніх моментів часу розміри інтервалів повинні бути більші, ніж для пізніших. Таким чином, кожне значення $V_{i,j}$ і отже V_m буде більше при альтернативній гіпотезі. Тому при великих V_m робоча гіпотеза відхиляється.

Для практичного застосування критерію необхідно знати розподіл V_m , виходячи з якого можна знайти $\gamma_{m,\alpha}$.

Розподіл імовірностей $P\{V_m = k\}$ при справедливості робочої гіпотези визначається такою формулою з [91]:

$$P\{V_m = K\} = \frac{\Pi_m(k)}{m!}, k = 0, 1, 2, \dots, \quad (6.26)$$

де $\Pi_m(k)$ – кількість перестановок нормалізованих інтервалів D_{H_i} , у яких точно існує «k» випадків $D_{H_i} > D_{H_j}$ при $i > j$.

Для $\Pi_m(k)$ справедливе таке рекурентне співвідношення (при $m > 2$):

$$\Pi_m(k) = \Pi_{m-1}(k) + \Pi_{m-1}(k-1) + \dots + \Pi_{m-1}(k-m+1), \quad (6.27)$$

де $\Pi_{m-1}(k) = 0$ при $k < 0$.

Кількість перестановок із двох елементів можна виписати:

$$D_{H_1} \quad D_{H_2}, \quad D_{H_2} \quad D_{H_1}$$

Звідси

$$\Pi_2(0) = 1, \quad \Pi_2(1) = 1, \quad \Pi_2(2) = 0.$$

На основі зазначених співвідношень імовірність $P(V_m = k)$ може бути підрахована для будь-якого значення m . Для цього використовують табличні значення функції розподілу

$$F(\gamma) = P\{V_m \leq k\}$$

для $k \geq 10$,

отриманої за допомогою виписаної раніше рекурентної формули для $\Pi_m(k)$.

Визначивши V_m за дослідними даними, за допомогою таблиці знаходимо відсоткову точку $\gamma_{m,\alpha}$ розподілу V_m , що задається рівнянням

$$F\{\gamma_{m,\alpha}\} = 1 - \alpha$$

при обраному рівні значущості α . Порівняння V_m і $V_{m,\alpha}$ закінчує розв'язок задачі.

Числові характеристики розв'язку задачі зі статистики V_m визначають формулами:

$$MV_m = \frac{1}{4}(m-1)m; \quad DV_m = \frac{1}{12}(m-1)m(2m+5) \quad (6.28)$$

Виявляється, що розподіл є асимптотно нормальним із зазначеними вище параметрами. Цей розподіл уже при невеличких m досить близький

до нормального, що дозволяє при $m > 10$ для знаходження $g_{m,2}$ використовувати таблиці нормального розподілу. Тоді

$$\Gamma_{m,6} = MV_m + U_{1-6} \sqrt{DV_m}, \quad (6.29)$$

де $U_{1-\alpha}$ – квантиль нормованого нормального розподілу.

Якщо при аналізі надійності газотранспортної системи використовувати зведення про заявки на аварійний ремонт, коли відбувається заміна елементів, то за даними про їх безаварійну роботу до моменту аварії утворюється не оцінка інтенсивності відмов $\lambda(t)$, а оцінка параметра потоку відмов $\omega(t)$. Параметр (або інтенсивність) потоку відмов дорівнює середньому числові відмов в одиницю часу [37]:

$$\omega(t) = \omega(i\Delta t) = \omega_i = \frac{m_i(\Delta t)}{M^* \Delta t}, \quad (6.30)$$

$$i = 1, 2, \dots, \lfloor T_p / \Delta t \rfloor,$$

де $m_i(\Delta t)$ – кількість елементів труб, замінених в i -му інтервалі напрацювання $[i\Delta t, (i+1)\Delta t]$;

M^* – кількість елементів труб, замінених на початку експлуатації;

T_p – час, протягом якого ведуть спостереження за об'єктом (тобто час ресурсу).

Оцінку відповідності робочої гіпотези зведенням про відмови можна провести за критерієм X^2 . Статистика для перевірки гіпотези має вигляд:

$$X^2 = n \sum_{i=1}^{i_{\max}} \frac{(\bar{f}_i - f_i)^2}{f_i}, \quad (6.31)$$

де f_i – теоретичне значення густини ймовірності часу безаварійної роботи підраховується за формулами (6.26) при $t = i\Delta t$;

\bar{f}_i – експериментальна оцінка густини ймовірності часу безаварійної роботи, отримана за зведеннями про аварії, що сталися.

Обраній моделі зміни інтенсивності аварій відповідає така густина ймовірності часу безаварійної роботи:

$$f(t) = \lambda e^{-\int_0^t \lambda(\bar{t}) d\bar{t}} = \lambda e^{-\lambda t}. \quad (6.32)$$

Параметр потоку відмов $\omega(t)$, що утворюється при експлуатації із заміною аварійних ділянок трубопроводу, якщо інтенсивність аварій на

цих ділянках $\lambda(t)$ відома, задається фундаментальною формулою теорії відновлення:

$$\omega(t) = f(t) + \int_0^t f(t - \tau)\omega(\tau)d\tau, \quad (6.33)$$

де $f(t)$ – густина ймовірності часу безаварійної роботи.

Експериментальні оцінки f_i утворюються на підставі підрахунків за формулою (6.23) значень параметра потоку відмов (аварій) ω_i за рекурентними формулами:

$$\begin{aligned} \bar{f}_0 &= \omega_0 \\ \bar{f}_1 &= \frac{\omega_1 - \omega_1 f_0 \Delta t}{1 + \omega_0 \Delta t} \\ \bar{f}_2 &= \frac{\omega_2 - \omega_2 f_0 \Delta t - \omega_1 f_1 \Delta t}{1 + \omega_0 \Delta t} \end{aligned} \quad (6.34)$$

Формули (6.34) виведені таким чином. В інтегральному рівнянні (6.33) інтеграл подаємо у вигляді суми

$$\omega_i = f_i + \sum_{v=0}^i f_i - v \omega_v \Delta t \quad (6.35)$$

Якщо послідовно задавати значення 0, 1, 2, отримуємо такі співвідношення:

$$\begin{aligned} \omega_0 &= f_0; \\ \omega_1 &= f_1 + f_1 \omega_0 \Delta t + f_0 \omega_1 \Delta t \\ \omega_2 &= f_2 + f_2 \omega_0 \Delta t + f_0 \omega_1 \Delta t + f_0 \omega_2 \Delta t. \end{aligned} \quad (6.36)$$

Висновок про можливість використання робочої гіпотези можна вважати обґрунтованим, якщо отримане значення X^2 незначно, тобто PX^2 , визначене за таблицею «Відсоткові точки X^2 -розподілу» при числі ступенів вільності ($i_{\max} - 3$), менше 0,1–0,15.

Розрахунки, проведені за цією методикою, показали, що гіпотеза про незбільшення інтенсивності аварій на лінійній частині магістрального газопроводу – правильна. Дані за об'єктами дослідження подані в таблиці 6.3.

Аналіз практики експлуатації магістральних газопроводів дозволяє сформулювати ряд особливостей функціонування системи зберігання і поповнення запасів для ремонту ЛЧ МГ, основними з яких є такі:

поповнення запасів здійснюється за заздалегідь узгодженим з постачальником графіком, де зафіксовані терміни і обсяги постачань.

Аварійні постачання виключають, а при вичерпанні запасів підключаються сторонні джерела, що не входять до кола розгляду;

у проміжку між черговими постачаннями можливий перерозподіл поточного запасу між пунктами їх складування з метою запобігання виникненню локального дефіциту;

задоволення заявки на запасні частини, що характеризується випадковим розміром і випадковим місцем проведення ремонту, обумовлює необхідність формалізації правила винесення ухвали за витратою запасів на безліч локальних пунктів складування при поточному рівні запасів на кожному з них.

Сьогодні постачання запасів для експлуатації магістральних газопроводів планують терміном на календарний рік. При фіксованому графіку постачань аналіз функціонування системи складування запасів можна проводити послідовно на кожному з інтервалів часу $T_i = t_{i+1} - t_i$ між черговими надходженнями (рис. 6.8) (t_i, t_{i+1}) з урахуванням перехідних (поточних) запасів, обсяг яких є випадковою величиною і вимагає прогнозування.

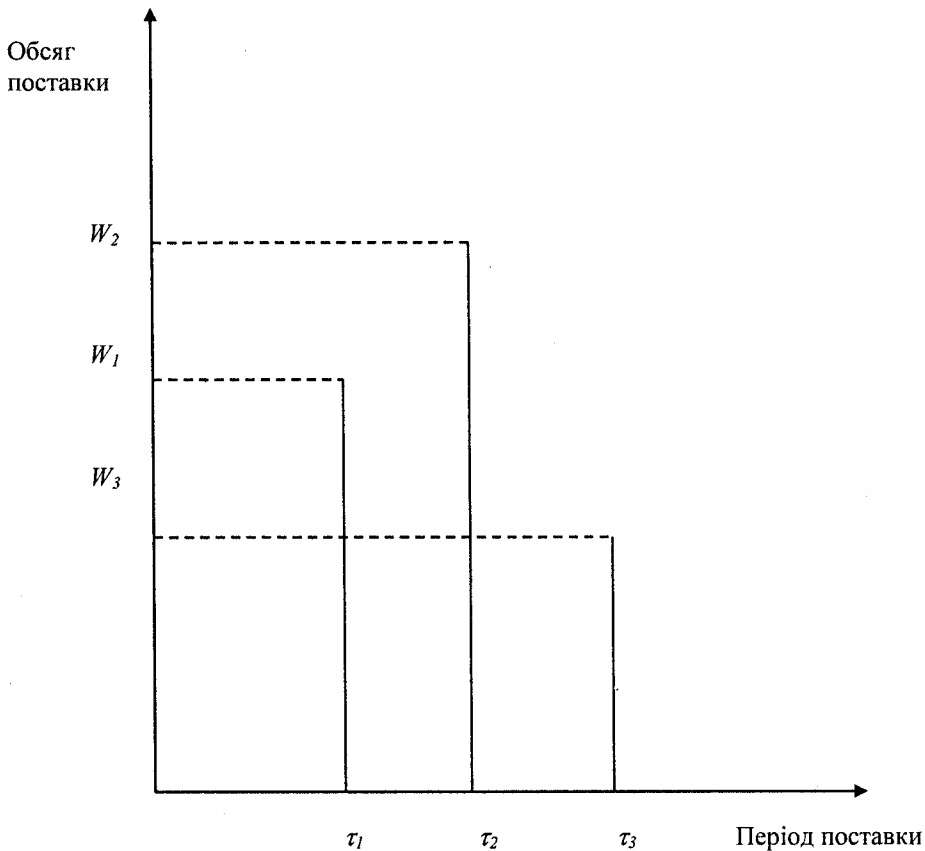


Рис.6.8. Графік постачання запасних елементів для ЛЧ МГ

Обґрунтоване раніше припущення про пуассонівський потік моментів часу надходження заявок на запасні частини і штучний характер запасів дозволяє використовувати для опису процесу функціонування системи складування запасів марковські моделі за схемою «чистої загибелі» (рис. 6.9).

Фазовим простором є безліч станів системи складування запасів обсягом i ($i = M, 0$) і стану дефіциту D . Розмір заявки k може існувати з імовірністю r_k ($r_k \in P(k)$), причому розмір заявки є незалежною випадковою величиною.

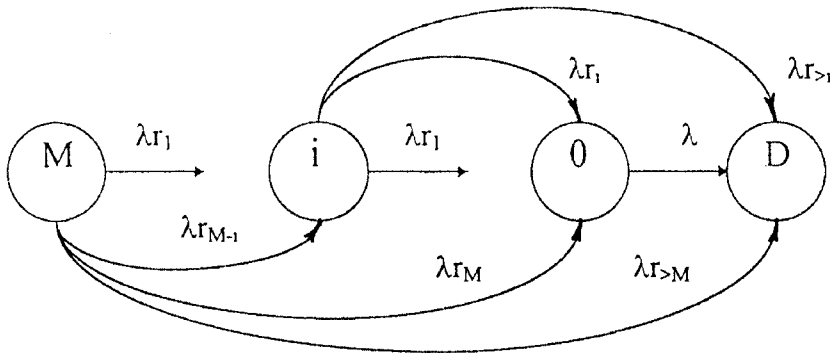


Рис. 6.9. Граф еволюції системи в просторі станів:

M – початковий рівень збереженого запасу;

i – розмір поточних запасів;

λ – інтенсивність аварій;

r_i – ряд розподілу кількості труб для аварійного ремонту;

D – стан дефіциту, що відповідає повному вичерпанню запасів за потреби в них;

0 – кінцевий рівень складування запасу.

Еволюція системи в просторі станів описується диференціальними рівняннями, які мають вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dP_D}{dt} = \sum_{j=0}^M P_j(t) \cdot \lambda \cdot r_{>j} \\ \frac{dP_i}{dt} = \sum_{j=1}^{M-i} \lambda \cdot r_j \cdot P_{i+j}(t) - \lambda \cdot P_i(t); \quad i = \overline{0, M-1} \\ \frac{dP_M}{dt} = -\lambda \cdot P_M(t) \\ P_M(0) = 1; \quad \sum_{j=0}^M P_j(t) + P_D(t) = 1 \end{array} \right. \quad (6.37)$$

Цікаву в цьому дослідженні величину перехідного запасу безпосередньо перед черговим надходженням оцінюють відповідними ймовірностями $P_i(T)$, $i = \overline{0, M}$.

Застосувавши перетворення Лапласа до системи рівнянь (6.37) і використавши початкові умови, отримуємо:

$$\begin{cases} \pi_D(S) = \frac{\lambda}{S} \sum_{j=0}^M \pi_j(S) \cdot r_{>j} \\ \pi_i(S) = \frac{\lambda}{S + \lambda} \sum_{j=1}^{M-i} \pi_{i+j}(S) \cdot r_j; \quad i = \overline{0, M-1} \\ \pi_M(S) = \frac{1}{S + \lambda}; \end{cases} \quad (6.38)$$

де

$$\pi_i(S) = \int_0^{\infty} P_i(t) e^{-St} dt.$$

Провівши послідовні обчислення $\pi_i(S)$, починаючи з $i=M-1$ і далі до $i=D$ і переходячи до оригіналу, отримуємо:

$$\begin{aligned} P_M(T) &= e^{-\lambda T} \\ P_i(T) &= e^{-\lambda T} \sum_{j=1}^{M-i} R_j (M-i) \frac{(\lambda T)^j}{j!}; \quad i = \overline{0, M-1} \\ P_D(T) &= 1 - e^{-\lambda T} - \sum_{i=1}^{M-1} P_i(T) \end{aligned} \quad (6.39)$$

Враховуючи, що в цьому конкретному випадку стани 0 і D еквівалентні, тобто перехідний запас для них дорівнює 0, в результаті отримуємо:

$$\begin{aligned} P_M(T) &= e^{-\lambda T} \\ P_i(T) &= e^{-\lambda T} \sum_{j=1}^{M-i} R_j (M-i) \frac{(\lambda T)^j}{j!}; \quad i = \overline{0, M-1} \\ P_0(T) &= 1 - P_M(T) - \sum_{i=1}^{M-1} P_i(T) \end{aligned} \quad (6.40)$$

де $R_j(k)$ – j -кратна згортка розподілу ($R_j(k) \in P_j(k)$), тобто функція розподілу суми j незалежних випадкових величин із функцією розподілу $P(k)$, $R_j(i < j) = 0$.

Таким чином, формули (6.40) дають імовірність перехідного запасу величиною i у момент часу T . Для оцінки ефективності функціонування системи складування запасів за обраним раніше показником – середніми сумарними витратами ($Ex_M(T)$) доцільно використовувати відомі співвідношення для марковських процесів із прибутками.

Введемо такі позначення:

$Ex_i(T)$ – середні сумарні витрати за час t , якщо процес починається станом i ;

C_j – середні приведені до одиниці часу витрати від перебування процесу в стані i ;

C_{ij} – середні витрати при переході зі стану i в стан j ; $C_{DD} = C_D$

Початкові співвідношення мають вигляд:

$$\begin{aligned} \frac{dEx_i}{dt} = & C + \lambda \sum_{j=1}^i r_j \cdot C_{i,j-j} + \lambda (1 - \sum_{j=1}^i r_j) C_{i,D} + \\ & + \lambda \sum_{j=1}^i r_j \cdot [Ex_{i-j}(t) - Ex_i(t)] + \lambda (1 - \sum_{j=1}^i r_j) \times \end{aligned} \quad (6.41)$$

$$\times [Ex_D(t) - Ex_i(t)]; \quad i = \overline{0, M}$$

$$\frac{dEx_D}{dt} = C_D + \lambda \cdot C_D$$

Початковими умовами є:

$$\begin{aligned} Ex_i(0) &= 0 \quad i = \overline{0, M} \\ Ex_D(0) &= 0 \end{aligned} \quad (6.42)$$

Під час перетворення Лапласа $Ex_i(T)$ шуканих функції рівняння (6.41) і (6.42) набувають вигляду:

$$\begin{aligned} \varphi_D(S) &= \frac{Q_D}{S^2}; \\ \varphi_i(S) &= \frac{Q_i}{S(S + \lambda)} + \frac{\lambda}{S + \lambda} \sum_{j=1}^i r_j \varphi_{i-j}(S) + \\ & \frac{\lambda}{S + \lambda} \varphi_D(S) \sum_{j=i+1}^{\infty} r_j; \quad i = \overline{0, M} \end{aligned} \quad (6.43)$$

де $Q_D = C_D + \lambda C_D$;

$$Q_i = C_i + \lambda C_{i,D} + \lambda \sum_{j=1}^i r_j (C_{i,i-j} - C_{i,D}),$$

Рекурентна процедура (6.43) дає ймовірність обчислення зображень $\varphi_i(S)$, починаючи з $i = 0$ до $i = M$:

$$\varphi_M(S) = \frac{\lambda}{S + \lambda} \sum_{i=0}^M \left[\left(\frac{Q_i}{\lambda S} + \varphi_D(S) \sum_{j=i+1}^{\infty} r_j \right) \sum_{j=1}^{M-i} \left(\frac{\lambda}{S + \lambda} \right)^j R_j(M-i) \right], \quad (6.44)$$

де $\sum_{j=1}^0 \left(\frac{\lambda}{S + \lambda} \right)^j R_j(0) = 1$.

Для пошуку функцій $Ex_M(T)$ за її зображенням $j_M(S)$ перетворимо вираз до вигляду:

$$\varphi_M(S) = \sum_{i=0}^M \frac{Q_i}{\lambda S} \sum_{j=1}^{M-i} \left(\frac{\lambda}{S + \lambda} \right)^j R_j(M-i) + \sum_{i=0}^M \frac{Q_D(1 - \sum_{j=1}^i r_j)}{S^2} \sum_{j=1}^{M-i} \left(\frac{\lambda}{S + \lambda} \right)^{j+1} R_j(M-i). \quad (6.45)$$

Враховуючи, що

$$\begin{aligned} Z^{-1} \left[\left(\frac{\lambda}{S + \lambda} \right)^{j+1} \right] &= \lambda \frac{(\lambda T)^j}{j!} e^{-\lambda T} \\ Z^{-1} \left[\frac{1}{S} \left(\frac{\lambda}{S + \lambda} \right)^{j+1} \right] &= \frac{\lambda}{j!} \int_0^T (\lambda t)^j e^{-\lambda t} dt \\ Z^{-1} \left[\frac{1}{S^2} \left(\frac{\lambda}{S + \lambda} \right)^{j+1} \right] &= \frac{\lambda}{j!} \int_0^T \int_0^t (\lambda x)^j e^{-\lambda x} dx dt \end{aligned} \quad (6.46)$$

одержуємо вираз для шуканої функції витрат:

$$\begin{aligned} Z^{-1}[\varphi_M(S)] &= Ex_M(T) = \sum_{i=0}^M \left\{ Q_i \sum_{j=1}^{M-i} \frac{R_j(M-i)}{j!} \int_0^T (\lambda t)^j e^{-\lambda t} dt + \right. \\ &+ \left. \lambda Q_D (1 - \sum_{j=1}^i r_j) \sum_{j=1}^{M-i} \frac{R_j(M-i)}{j!} \int_0^T \int_0^t (\lambda x)^j e^{-\lambda x} dx dt \right\} = \\ &= \sum_{i=0}^M \left\{ \frac{Q_i}{\lambda} \sum_{j=1}^{M-i} R_j(M-i) \left[1 - e^{-\lambda T} \sum_{k=0}^j \frac{(\lambda T)^k}{k!} \right] + \right. \\ &+ \left. Q_D (1 - \sum_{j=1}^i r_j) \sum_{j=1}^{M-i} R_j(M-i) \left[T - \frac{1}{\lambda} \sum_{k=0}^j \left[1 - e^{-\lambda x} \sum_{l=0}^k \frac{(\lambda T)^l}{l!} \right] \right] \right\} \end{aligned} \quad (6.47)$$

Позначивши

$$F_j(T) = 1 - e^{-\lambda T} \sum_{k=0}^j \frac{(\lambda T)^k}{k!}$$

одержуємо:

$$Ex_M(T) = \sum_{i=0}^M \left\{ \frac{Q_i}{\lambda} \sum_{j=1}^{M-i} R_j(M-i) F_j(T) + \right. \\ \left. + Q_D \left(1 - \sum_{j=1}^i r_j \right) \sum_{j=1}^{M-i} R_j(M-i) \left[T - \frac{1}{\lambda} \sum_{k=0}^j F_k(T) \right] \right\}; \quad (6.48)$$

$$Ex_0(T) = Q_D \left(T + \frac{Q_0 - Q_D}{\lambda} (1 - e^{-\lambda T}) \right)$$

Вираз (6.48) дозволяє прогнозувати розмір середніх сумарних витрат у системі складування запасів на інтервалі часу T при початковому рівні запасів M . Разом із формулами (6.40) можна розраховувати витрати при заданому графікові поповнення системи складування.

Розглянута вище математична модель є гарним наближенням до реального процесу функціонування системи складування запасів при $T \rightarrow \infty$ і на початковому етапі, коли відсутні локальні дефіцити. Ця обставина зумовлює необхідність використання двох показників для оцінки ефективності системи – середніх сумарних витрат $Ex_M(T)$ і ймовірності відсутності локальних дефіцитів $\bar{P}_D(T)$

Функція мети всієї системи, володіючи властивістю адитивності, має вигляд:

$$Ex(T) = \sum Ex_{M_n}(T), \quad (6.49)$$

де n – індекс пункту складування запасів $n = \overline{1, N}$;

M_n – початковий рівень запасів на n -му пункті .

Мірою близькості періоду функціонування системи $(0, T)$ до початкового етапу служить імовірність $\bar{P}_D(T)$:

$$\bar{P}_D(T) = e^{-\lambda T} \prod \left\{ 1 + \sum_{k=1}^{M_n} \sum_{j=k}^{M_n} R_k(j) \frac{(\lambda_n T)^k}{k!} \right\}, \quad (6.50)$$

де $R_0(j)=1$,

λ_n – інтенсивність надходження заявок на запасні частини на n -й пункт складування;

$$\lambda = \sum_{n=1}^N \lambda_n$$

З ростом значення $\bar{P}_D(T)$ збільшується ступінь адекватності залежності (6.49). Залишаючи осторонь детальне вивчення питання про вибір припустимого діапазону зміни ймовірності, обмежмося призначенням $\bar{P}_D^*(T) = \lambda$, де λ – сформований у цей час на практиці рівень достатності запасів на магістральних газопроводах.

Неважко зауважити, що показник $\bar{P}_D(T)$ визначається тільки структурою системи запасів – кількістю пунктів складування N , розподілом загального запасу:

$$M_\Sigma = \sum_{n=1}^N M_n$$

за пунктами складування, розбивкою лінійної частини на окремі ділянки, кожна з яких закріплена за одним пунктом (побічно через λ_n).

Складники показника (6.49) $Ex_{M_n}(T)$ залежать від ряду техніко-економічних параметрів. Для мети розрахунку обираємо, що для кожного пункту складування

$$\begin{aligned} \bar{c}_i &= a + b_i; \quad i = 0, \overline{M} \\ \bar{c}_D &= \bar{c}_0 \end{aligned} \quad (6.51)$$

де a і b – постійні коефіцієнти, що залежать від розміщення конкретного пункту складування;

a – постійні витрати на утримання пункту складування аварійного запасу;
 b – вартість складування одиниці запасу з урахуванням амортизаційних відрахувань.

Умова (6.51) припускає прямо пропорційну залежність між питомими витратами на складування \bar{c}_i і обсягом запасу i , плюс додаткові витрати a , що не залежать від обсягу складування.

Для оцінки параметра C_{ij} ($j \neq D$) варто підсумувати транспортні витрати на доставку запасу розміром $(i-j)$, а також збитки від простою газопроводу за час доставки.

При $j = D$ слід окремо враховувати витрати, пов'язані з доставкою запасів розміром i з пункту складування і запасів розміром

$$\begin{aligned} X_i &= \sum_{j=1}^{\infty} jP(i+j) = \frac{(2+qi)P^i}{q(1+q)}; \quad i = 0, \overline{M} \\ X_D &= X_0 \end{aligned} \quad (6.52)$$

які поставляють із сусідніх пунктів складування або резервного (аварійного) джерела.

Отже,

$$\begin{aligned}
 c_{i,j} &= Ex_{TP}(i-j) + \bar{y}\tau_{TP}(i-j); \quad j \neq D; \quad i = 0, \bar{M} \\
 c_{i,D} &= Ex_{TP}(i) + Ex_{TP}^{(D)}(x_i) + \bar{y}_{\max}[\tau_{TP}(i); \tau_{TP}^{(D)}(x_i)] + \Delta \bar{E}x \cdot x_i; \quad , \quad (6.53) \\
 c_D &= Ex_{TP}^{(D)}(x_D) + \bar{y}\tau_{TP}^{(D)}(x_D) + \Delta \bar{E}x \cdot x_D
 \end{aligned}$$

де $Ex_{TP}(i)$ і $\tau_{TP}(i)$ – відповідно витрати засобів і тягача на доставку запасу розміром i , а верхній індекс (D) вказує на доставку з резервного джерела;

$\Delta \bar{E}x$ – додаткові питомі витрати на придбання одиниці запасу з резервного джерела.

Резервним джерелом можуть бути сусідні пункти складування або зовнішніх постачальників. Оскільки функціонування системи запасів в умовах дефіциту ми в цьому дослідженні не розглядаємо, доцільно обрати значення $Ex_{TP}^{(0)}(i), \tau_{TP}^{(0)}(i)$ і $\Delta \bar{E}x$ рівними деяким невеличким значенням. У цьому разі вираз (6.53) може бути песимістичною оцінкою, що дає гарантований результат.

Таким чином, в умовах зроблених допусків і припущень задачі з оптимізації системи територіально розосереджених пунктів складування запасів має вигляд:

$$\begin{cases}
 Ex^*(T) = \min_N \min_{\lambda_n} \min_{M_n} \sum_{n=1}^N Ex_{M_n}(T); \\
 \bar{P}_D(T) \geq \alpha; \\
 M_n > 0; \quad \lambda_n > 0; \\
 \sum_{n=1}^N \lambda_n = \lambda; \\
 \sum_{n=1}^N M_n = M_{\Sigma}
 \end{cases} \quad (6.54)$$

У постановці (6.54) – ймовірність обмеження на загальний обсяг запасів. Якщо задачі (6.54) не має розв'язку, доцільно сформулювати безліч компромісних парето-оптимальних ухвал. Остаточну ухвалу вибирають з безлічі компромісних з урахуванням додаткових міркувань.

Тут найменшого значення показника $Ex(T)$ досягають у точці А (рис 6.10), проте для цієї точки значення показника $\bar{P}_D(T)$ далеке від максимуму. При найбільшому значенні показника $\bar{P}_D(T)$, що

характеризується точкою В, далеке від мінімуму значення показника $Ex(T)$. Очевидно, що розв'язок слід шукати на кривій АВ, що визначає для аналізованого випадку ділянку Парето, яка характеризується тим, що будь-яку належну їй ухвалу не можна поліпшити одночасно за обома показниками.

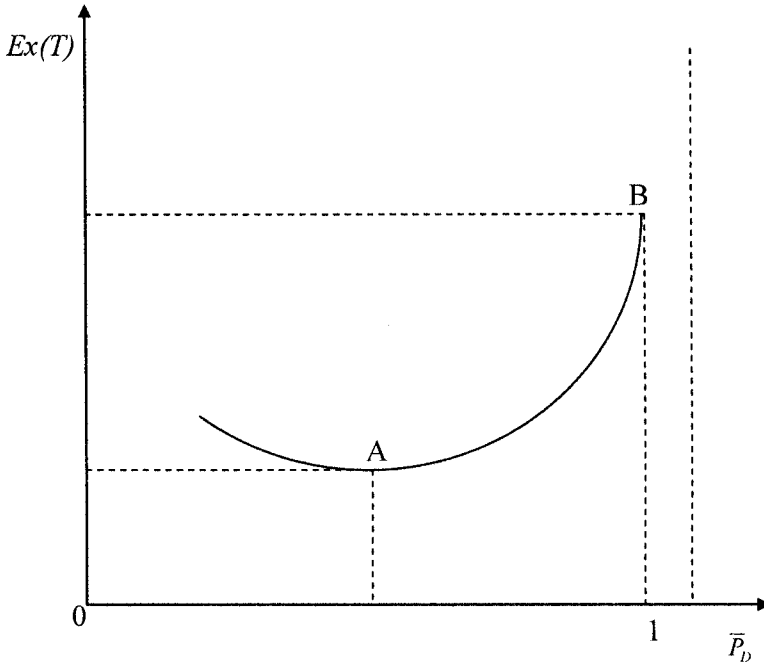


Рис. 6.10. Парето-оптимальний принцип вибору рішень

Побудову безлічі парето-оптимальних ухвал здійснюють методом граничної оптимізації. Для цього з двох показників ефективності вибирають один, наприклад, $Ex(T)$, а інший ($\bar{P}_D(T)$) виступає в ролі обмеження з порогом $k \Delta \alpha$. У результаті для кожного $k = 0,1,2,\dots$ одержують задачі граничної оптимізації:

$$\begin{aligned} Ex(T) &\rightarrow \min; \\ \bar{P}_D(T) &\geq \alpha + k \Delta \alpha; \end{aligned} \quad (6.55)$$

розв'язок якої належить області Парето. Обираючи різноманітні значення k і α , визначається вся ділянка Парето.

Відповідно до поставлених задач із забезпечення запасами лінійної частини газотранспортних систем необхідно розв'язати задачі з

урахування нерівномірності зміни багатьох показників по довжині досліджуваної ділянки газопроводу. До таких показників відносяться:

інтенсивність потоку відмов $\bar{\lambda}$ ($\bar{\lambda}_1, \bar{\lambda}_2, \dots$ за інтервалами однорідності);

питомий збиток від простою газопроводу Y (Y_1, Y_2, \dots за інтервалами однорідності);

питома вартість доставки аварійного запасу до місця проведення аварійно-відновних робіт S_a (S_{a1}, S_{a2}, \dots за інтервалами однорідності);

коефіцієнт розвиненості доріг k_d (k_{d1}, k_{d2}, \dots за інтервалами однорідності).

Розв'язання цієї задачі передбачає виділення ділянок із рівномірним розподілом перелічених показників для врахування їх диференційного впливу на значення функціоналу (6.48) (рис. 6.11). Оскільки межі зміни показників не збігаються одна з одною, потрібна розбивка досліджуваної ділянки на елементарні ділянки X_1, X_2, \dots . Враховують нерівномірність розподілу показників обчисленням на ПЕОМ у рамках програмного комплексу, яке не створює додаткових труднощів при дослідженнях, дозволяючи в той же час враховувати більшість особливостей конкретної газотранспортної системи.

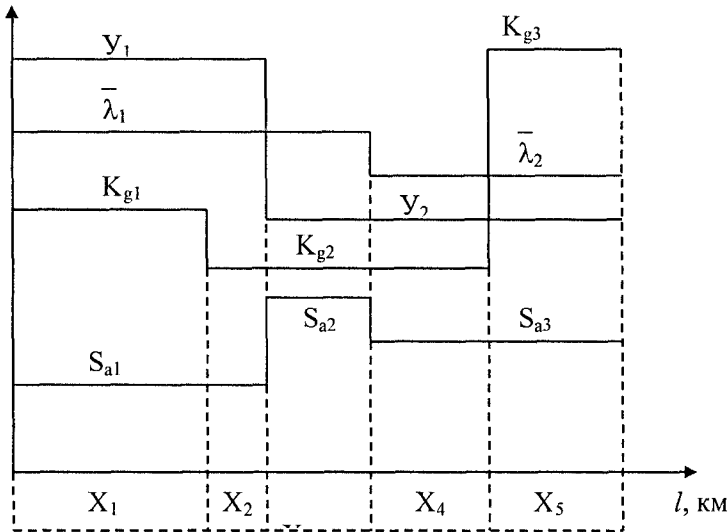


Рис. 6.11. Виділення ділянок з постійними значеннями нерівномірно розподілених показників по довжині газопроводу:

λ – інтенсивність потоків відмов;

Y – питомі збитки від простою газопроводу;

S_a – питома вартість доставки аварійного запасу до місця проведення аварійно-відновних робіт;

K_g – коефіцієнт розвиненості шляхів.

У розроблених математичних моделях, об'єднаних у функціоналі (6.48), потрібна формалізація транспортних витрат засобів і часу, що визначаються кількістю труб і матеріалів, які доставляються до місця проведення аварійно-відновних робіт, типом і кількістю транспортних засобів і є функцією плеча перевезення (координати). При цьому слід враховувати складну структуру дорожньої мережі.

Оскільки ці розрахунки використовують на стадії планування схеми розміщення пунктів складування аварійного запасу труб ЛЧ МГ, відстань транспортування d_{TP} визначається як середнє очікуване значення з урахуванням нерівномірності розподілу показників надійності по довжині газопроводу (ймовірність виїзду на ділянку з підвищеною аварійністю більше, ніж на ділянку зі зниженою):

$$d_{TP} = \frac{1}{\lambda(l_1, l_2)} \int_{l_1}^{l_2} \sqrt{(x - x_n)^2 + y_n^2} \bar{\lambda}(x) dx, \quad (6.56)$$

де l_1, l_2 – ліва і права межі ділянки обслуговування, закріпленої за i -м пунктом складування аварійного запасу;

x_n, y_n – координати пункту складування;

x – координата місця проведення аварійних робіт.

Середнє значення плеча перевезення визначають, виходячи з аналогічних показників на елементарних ділянках (рис.6.12):

$$d_{cp} = \frac{d_{cp1} \lambda_1 x_1 + d_{cp2} \lambda_2 x_2 + d_{cp3} \lambda_3 x_3}{\lambda_0}$$

Час, необхідний для транспортування аварійного запасу до місця проведення аварійно-відбудовних робіт визначається як:

$$\tau_{cp} = \frac{d_{cp} \cdot k_g}{v}$$

де v – швидкість доставки аварійного запасу, що залежить від виду транспорту;

k_g – коефіцієнт розвиненості доріг за інтервалами однорідності на аналізованій ділянці газопроводу.

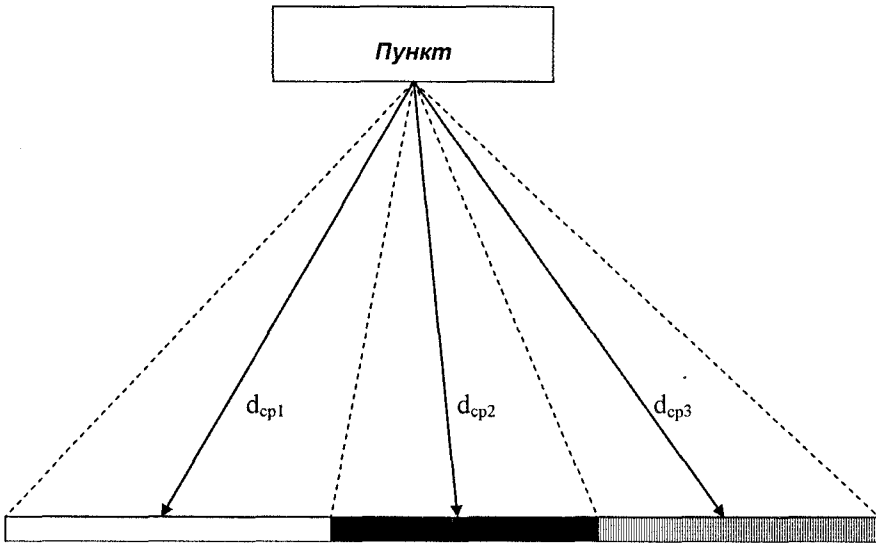





Рис. 6.12. Визначення середнього значення плеча перевезення аварійного запасу:

ділянка з підвищеною аварійністю 
ділянка із середньою аварійністю 
ділянка з малою аварійністю 

В однопоточних системах при прогнозуванні аварійності на лінійній частині підлягають оцінці інтенсивність відмов і ймовірність розміру руйнування $P_k(k)$, $k = 1, 2, \dots$

Основним допущенням є: допущення про рівномірнісні відмови по довжині газопроводу, тобто λ не є функцією координати x . Отже, $\lambda = \lambda_1$, де $\lambda = \text{const}$; припущення про незалежність розміру руйнування від координати.

Якщо розглядають декілька незалежних за змістом відмов одиночних ділянок (β – індекс ділянки: $\beta = \overline{1, B}$) (рис. 6.13) із своїми індивідуальними характеристиками λ_β і $P_\beta(k)$, то інтегральні характеристики визначають у такий спосіб:

$$\lambda = \sum_{\beta=1}^B \lambda_\beta;$$

$$P(k) = \sum_{\beta=1}^B \frac{\lambda_\beta}{\lambda} P_\beta(k) = \sum_{\beta=1}^B \frac{\lambda_\beta P_\beta(k)}{\sum_{\beta=1}^B \lambda_\beta}, \quad (6.57)$$

де $P(k)$ – імовірність руйнування k умовних елементів заміни.

Обидві характеристики λ_{β} і $P_{\beta}(k)$ для кожної однопіткової ділянки оцінюються на основі ретроспективних даних про аварії і руйнування.

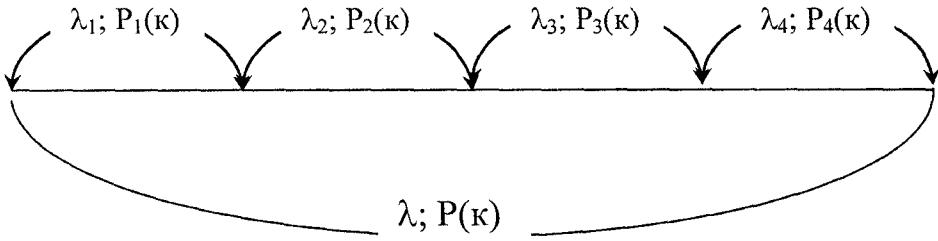


Рис. 6.13. Декілька незалежних за відмовами ділянок газопроводу

У багатониткових газотранспортних системах, а саме такими є переважна кількість магістральних газопроводів, як свідчить практика їхньої експлуатації, виникають, хоча і значно рідше, залежні відмови (аварії), коли руйнується одночасно декілька рівнобіжних ниток через розірвання однієї з них.

У цій ситуації з метою розрахунку слід вводити в розгляд додаткові характеристики аварійності (безвідмовності), які відбивали б особливості руйнування. В найпростішому випадку, коли всі нитки газопроводу ідентичні і працюють у єдиному гідравлічному режимі, вичерпною характеристикою безвідмовності може служити інтенсивність відмов кількості ниток $l(g)$, де $\gamma = 1, \overline{ГП}$ – кількість ниток, що одночасно зруйнувалися, з наявних у ГП (рис. 6.14).

$$ГП = 3; \quad \gamma = \overline{1,3}$$

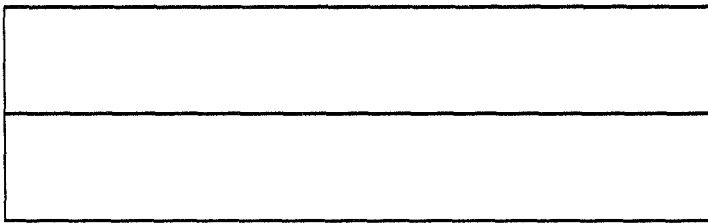


Рис. 6.14. Триниткова ділянка магістрального газопроводу, що працює в єдиному гідравлічному режимі

У випадку, зображеному на рис. 6.14, слід ввести в розгляд три характеристики безвідмовності $\lambda(1)$, $\lambda(2)$ і $\lambda(3)$. Відповідно загальна аварійність на ділянці газопроводу визначається як

$$\lambda = \lambda(1) + \lambda(2) + \lambda(3)$$

або в загальному вигляді:

$$\lambda = \sum_{\gamma=1}^{\Gamma\Pi} \lambda(\gamma) \quad (6.58)$$

Імовірність руйнування ниток оцінюється відповідно:

$$\rho(\gamma) = \frac{\lambda(\gamma)}{\lambda} = \frac{\lambda(\gamma)}{\sum_{\gamma=1}^{\Gamma\Pi} \lambda(\gamma)} \quad (6.59)$$

У рамках гіпотези про незалежність розміру руйнування від причини для ймовірності величини руйнування $P_0(k)$ маємо такий вираз:

$$P_0(k) = \sum_{\gamma=1}^{\Gamma\Pi} \rho(\gamma) P^{(\gamma)}(k), \quad (6.60)$$

де $P^{(\gamma)}(k)$ — γ — кратна верстка ймовірності величини руйнування, $\gamma = 1, 2, \dots, \Gamma$.

$$\begin{aligned} P^{(1)}(k) &= P(k); \\ P^{(2)}(k) &= \sum_{u=1}^k P(u)P(k-u) = \sum_{u=1}^k P^{(1)}(u)P(k-u); \\ P^{(3)}(k) &= \sum_{u=1}^k P^{(2)}(u)P(k-u); \\ &\dots\dots\dots \\ P^{(\gamma)}(k) &= \sum_{u=1}^k P^{(\gamma-1)}(u)P(k-u). \end{aligned} \quad (6.61)$$

Таким чином, необхідну для розрахунків інформацію можна одержати на основі трьох характеристик: λ , $\rho(\gamma)$, $P_0(k)$. Їх оцінюють за наведеними формулами (6.58–6.61), для чого варто наперед оцінити $\lambda(\gamma)$ і $P(k)$. Для газопроводів, що мають однаковий діаметр і товщину стінки труб і які працюють у єдиному гідравлічному режимі (або принаймні за близьких рівнів тиску), значення $P(k)$ можна також вважати однаковими. Тому розрахунок характеристик таких багатониткових систем порівняно простий, і його здійснюють за формулами, поданими вище.

Якщо газопроводи різняться за переліченими ознаками або існує підстава думати, що вони мають свої індивідуальні значення $P(k)$, то

розрахунок характеристик аварійності ускладнюється і полягає в тому, що газопроводи однакового діаметра, товщини стінки труби і рівня тиску об'єднують в групу, і її характеристики розраховують за формулами (6.58)...(6.61). Далі групи газопроводів з однаковими характеристиками об'єднують, і ці укрупнені групи знову розраховують за тими ж залежностями. Слід тільки враховувати, що для кожної групи буде своє значення $P(k)$, і тому формули (6.58)...(6.61) варто корегувати, розглядаючи як позначення однієї з можливих комбінацій відмов у різних групах, а $P^{(i)}(k)$ – імовірність розміру руйнування за цієї комбінації. Газопроводи з різними характеристиками труби розраховують окремо, тому що для їх відновлення використовують елементи заміни різної номенклатури.

Таким чином, прокладка газопроводів в одному технологічному коридорі або спорудження багатониткових систем обумовлює ймовірність виникнення залежних відмов на рівнобіжних нитках, а це в свою чергу призводить до підвищення значень показників аварійності щодо значень відповідних характеристик одностикових систем. Викладене вище дає можливість оцінювати ці характеристики λ і $P(k)$ для багатониткових систем з урахуванням цього явища.

6.4. Реалізація математичної моделі функціонування системи складування аварійного запасу труб

Для практичної реалізації прикладних задач, сформованих і реалізованих на основі розробленої математичної моделі функціонування системи зберігання аварійного запасу труб для ремонту лінійної частини газопроводів, слід створити відповідні алгоритми та програмне забезпечення.

У зв'язку із специфікою та особливостями магістрального газопроводу як транспортного підприємства до пакета прикладних програм висувають особливі вимоги. В першу чергу слід відзначити необхідність врахування поповнення та витрати труб аварійного запасу відповідно до номенклатурних термінів та обсягів поставок, узгоджених з постачальником. Крім того, потрібні аналіз потоку вимог на запасні елементи й ухвала про перерозподіл запасу між пунктами складування, які слід здійснювати й виносити оперативно. Вказані вимоги можуть бути повністю задоволені тільки у разі розв'язання задач із функціонування системи зберігання аварійного запасу труб на ЕОМ.

Створення програмного комплексу для розв'язання задачі із функціонування системи зберігання аварійного запасу труб є

невід'ємною складовою частиною загального розв'язання проблеми як єдиного комплексу.

Практика експлуатації магістральних газопроводів показує такі особливості функціонування системи складування і поповнення запасів для ремонту ЛЧ МГ:

велику протяжність, розгалуженість і складність лінійної частини магістрального газопроводу;

випадковий характер процесу виникнення потреби в ремонті;

різке збільшення матеріальних витрат при збільшенні часу ремонтних робіт.

Успішне функціонування ЛЧ МГ можливе лише при виконанні таких вимог:

поповнювати запаси слід за графіком, заздалегідь узгодженим із постачальником за термінами і обсягами постачань, із можливим перерозподілом поточного запасу між пунктами його складування. Планування потребує систематизації ведення обліку і комплексного підходу при аналізі інформації за багатьма характеристиками;

необхідний імовірнісний аналіз потоку вимог на запасні елементи для винесення ухвали з витрати запасів на всіх локальних пунктах складування при поточному рівні запасів на кожному з них;

ухвали з перерозподілу поточного запасу між пунктами складування слід виносити дуже оперативно.

Перелічені вимоги дуже важко задовольнити, спираючись лише на можливості людського інтелекту.

Тільки одна із задач – ведення обліку за багатьма характеристиками – сьогодні вимагає в експлуатаційних служб виробничих об'єднань із транспортування газу кропіткої і нудної роботи з ведення окремих і зведених таблиць урахування аварійного запасу труб і матеріалів, які малоефективні при оперативній роботі.

У той же час рівень розвитку сучасних технологій дає нам засіб для розв'язання поставлених задач – персональну електронно-обчислювальну машину (ПЕОМ). Використання ПЕОМ у виробничих об'єднаннях із транспортування газу дозволяє скористатися її незамінними властивостями:

спроможністю приймати, зберігати й опрацьовувати великі обсяги параметричних даних (характеристик розміщення пунктів складування аварійного запасу, ієрархії і розподілу матеріальних ресурсів, технології, стратегії, організації і керування виробничим процесом, імовірнісних характеристик) складної структури;

спроможністю виконувати складні математичні задачі ймовірного аналізу швидко і точно;

можливістю зручно подавати результати аналізу потоку заявок на аварійний запас у табличному або графічному вигляді.

Крім того, сучасний персональний комп'ютер компактний і досить простий у використанні навіть для необізнаної в програмуванні людини, а процес комп'ютеризації галузі розвивається досить інтенсивно, і виробничі об'єднання з транспортування газу мають у своєму розпорядженні спеціалістів достатньої кваліфікації для роботи з пакетами прикладних програм.

Все вищевикладене переконливо свідчить про необхідність створення пакета прикладних програм, що розв'язують задачі з функціонування системи складування аварійних запасів лінійної частини магістрального газопроводу, на основі математичного моделювання, викладеного в розділі 6.3 цієї роботи.

При розробці цього пакета прикладних програм ми використовували мову програмування «СІ» для персональних ЕОМ типу ІВМ РС, що найпоширеніші на газотранспортних підприємствах ДК «Укртрансгаз».

Поширення пакета прикладних програм у виробничих об'єднаннях не має особливих складностей. Для цього потрібні:

персональна ЕОМ типу ІВМ РС або сумісна з ним;

зовнішні магнітні носії інформації ємністю від 360 кілобайт і більше;

спеціаліст, який володіє кваліфікацією оператора персональної ЕОМ.

Можна швидко навчити спеціалістів керівного й інженерно-технічного складу галузі працювати з пакетом прикладних програм (місяць-два).

Створення програмного комплексу, що забезпечує керування аварійним запасом для ЛЧ МГ, є складовою частиною на шляху створення системи керування підприємства з транспортування газу, тому вона розроблена з урахуванням зв'язків і обмежень, що забезпечують її взаємодію з керівними, функціональними й обслуговуваними підсистемами.

Функції керування системою забезпечення аварійним запасом ЛЧ МГ можна своєчасно і чітко реалізувати впровадженням економіко-математичних методів і сучасної обчислювальної техніки в практичну діяльність органів виробничого об'єднання, що розв'язують усі питання із забезпечення лінійної частини аварійним запасом.

Визначення потреби в матеріально-технічних ресурсах, розподіл виділених лімітів, оперативний перерозподіл внутрішніх ресурсів, що надійшли, і раціональне використання, оперативне планування

перевезень, контроль, урахування і звітність із переміщення матеріально-технічних ресурсів — ці задачі, що реалізують у рамках системи, розв'язують із застосуванням програмного комплексу.

Багато задач матеріально-технічного забезпечення розв'язують, як правило, для групи постачальників і споживачів, кількість яких, як і кількість назв запасу (включаючи як укрупнені назви, так і окремі типи, сорти і розміри), може сягати кількох десятків. Крім того, наявність різних умов надходження і споживання запасу ускладнює задачі, урізноманітнює їх. При пошуку кожного з розв'язків потрібно використати багато вихідних даних, у результаті чого трудомісткість розрахункових операцій стає досить значною. Єдиний засіб, що дозволяє забезпечити ефективне функціонування процесів планування і керування системи забезпечення аварійними запасами для ЛЧ МГ — сучасні математичні методи й обчислювальна техніка.

Поряд із задачами з планування і керування, що в основному є оптимізаційними і потребують спеціальних алгоритмів і методів розрахунку, існує багато задач розрахункового характеру, наприклад, задачі з обліку і звітності. Тому обчислювальну техніку слід застосовувати і для механізації обчислювальних процесів таких задач системи забезпечення аварійними запасами, як ведення обчислення і звітності зі спрямування матеріально-технічних ресурсів; упорядкування підготовчих матеріалів для аналізу господарських процесів (таблиць, зведень та ін.); підготування зведених специфікацій; розрахунки необхідних показників та ін.

Характерно, що тут механізують монотонну і нерідко виснажливу працю, ліквідують дублювання при зборі й опрацюванні вихідних даних з обліку і звітності.

Різноманітні напрямки застосування математичних методів і обчислювальної техніки не варто розглядати як самостійні процеси. Вони тісно переплетені і взаємозв'язані. Так, якщо для розв'язку оптимізаційних задач із планування і керування потрібні облікові показники, різноманітні коефіцієнти, що входять до складу нормативної бази системи, то результати розв'язку задач і їхньої подальшої реалізації лягають в основу обліку, звітності і формування нормативно-довідкової інформації. Використання економіко-математичних методів і сучасної обчислювальної техніки в системі забезпечення аварійними запасами для ЛЧ НГ потребує послідовного виконання ряду стадій: розробки математичних моделей; підготування відповідних алгоритмів і обчислювальних схем; програмування для ПЕОМ; формування необхідної інформації і вихідних даних, що потрібні для відповідних

розрахунків; проведення обчислень на ПЕОМ; аналізу отриманих результатів і їхнього використання на практиці. Ці роботи слід проводити з урахуванням визначених вимог, що відповідають кожній стадії робіт.

Математичне забезпечення програмного комплексу являє собою сукупність алгоритмів і програм, описів і інструкцій, призначених для ефективної організації обчислювального процесу і розв'язання задач планування, врахування і керування. Зазначені функції реалізують при використанні операційної системи ЕОМ і спеціального математичного забезпечення, що складається із сукупності програм для розв'язку задач із планування, керування, обліку і звітності системи забезпечення аварійним запасом ЛЧ МГ. До складу спеціального математичного забезпечення програмного комплексу включені алгоритми і програми перспективного планування потреби в запасах; поточного планування; оперативного керування процесом розподілу аварійного запасу за підрозділами виробничого об'єднання; розташування пунктів складування аварійного запасу по трасі газопроводу і закріплення за ними ділянок обслуговування; опрацювання первинної інформації про переміщення МТР; урахування матеріальних, трудових і фінансових витрат; аналізу процесу забезпечення аварійним запасом підрозділів ВО; формування звітності за пунктами складування аварійного запасу, підрозділами і виробничим об'єднанням в цілому.

Ефективне функціонування всіх частин програмного комплексу реалізованої задачі з працездатності системи забезпечення аварійним запасом ЛЧ МГ можливе тільки в тому випадку, якщо всі ці частини одержують вичерпну інформацію, необхідну для виконання конкретних управлінських функцій. Цій меті служить інформаційне забезпечення, що має здійснювати збір, зберігання і видачу необхідної інформації.

Інформаційне забезпечення цього програмного комплексу можна уявити як сукупність системи класифікації і кодування інформації, мов запису даних, системи показників, масивів інформації. Частини інформаційного забезпечення зазначеної системи утворюються і функціонують не тільки за визначеними правилами і закономірностями, властивими кожній із них, але й у визначених взаємозв'язках між собою, а так само з іншими частинами і з зовнішнім середовищем. При побудові системи інформаційного забезпечення програмного комплексу із забезпечення аварійним запасом ЛЧ МГ застосовані такі організаційні і методичні принципи, що дозволяють досягти необхідної ефективності системи:

методична єдність і системний підхід при створенні інформаційного забезпечення програмного комплексу; система інформації, моделі

керування і самої системи керування аварійним запасом становлять єдине ціле, тому кожна з цих частин розроблена з урахуванням взаємозв'язків, що існують між ними;

інформаційна сумісність елементів і частин інформаційного забезпечення; кожна із задач ґрунтується на визначеному наборі інформаційних сукупностей, які в свою чергу взаємозалежні між собою з єдиною системою форм обміну, класифікаторів, кодів, шифрів, що дозволяє забезпечувати високу ефективність використання інформації;

типізація і блочність структури інформаційного забезпечення й уніфікації форм обміну інформацією;

спадкоємність інформаційної системи програмного комплексу, врахування умов роботи виробничого об'єднання з транспортування газу при розробці інформаційного забезпечення;

врахування вимог машинного опрацювання шляхом уніфікації методів введення інформації, забезпечення достовірності переданої інформації;

інтеграція опрацювання інформації, однократність введення інформації при багатократному її використанні.

Технічне забезпечення програмного комплексу системи забезпечення аварійним запасом ЛЧ МГ призначене для автоматизації збору, передачі й опрацювання інформації у всіх підрозділах виробничого об'єднання і є комплексом технічних засобів і певним чином сформульованими засобами організації їхньої взаємодії між собою та іншими частинами системи в процесі його функціонування.

Для газотранспортних підприємств ДК «Укртрансгаз» пропонуємо таку схему технологічного процесу опрацювання даних у пакеті прикладних програм, що реалізує задачі з функціонування системи забезпечення запасом для аварійного ремонту лінійної частини магістрального газопроводу (рис. 6.15).

Збирати інформацію можна за допомогою телефонного зв'язку з лінійними управліннями з подальшим введенням у пам'ять персональної ЕОМ оператором або в майбутньому модемним зв'язком типу «персональна ЕОМ лінійного управління -> персональна ЕОМ виробничого об'єднання» (модемний зв'язок використовує звичайні телефонні лінії).

Робота пакета прикладних програм починається безпосередньо після запровадження інформації на рівні виробничого об'єднання. Тут здійснюються:

систематизація зібраної інформації про стан системи забезпечення аварійним запасом ЛЧ МГ усього виробничого об'єднання;

ОТРИМАННЯ
ІНФОРМАЦІЇ НА

ОТРИМАННЯ
ІНФОРМАЦІЇ НА

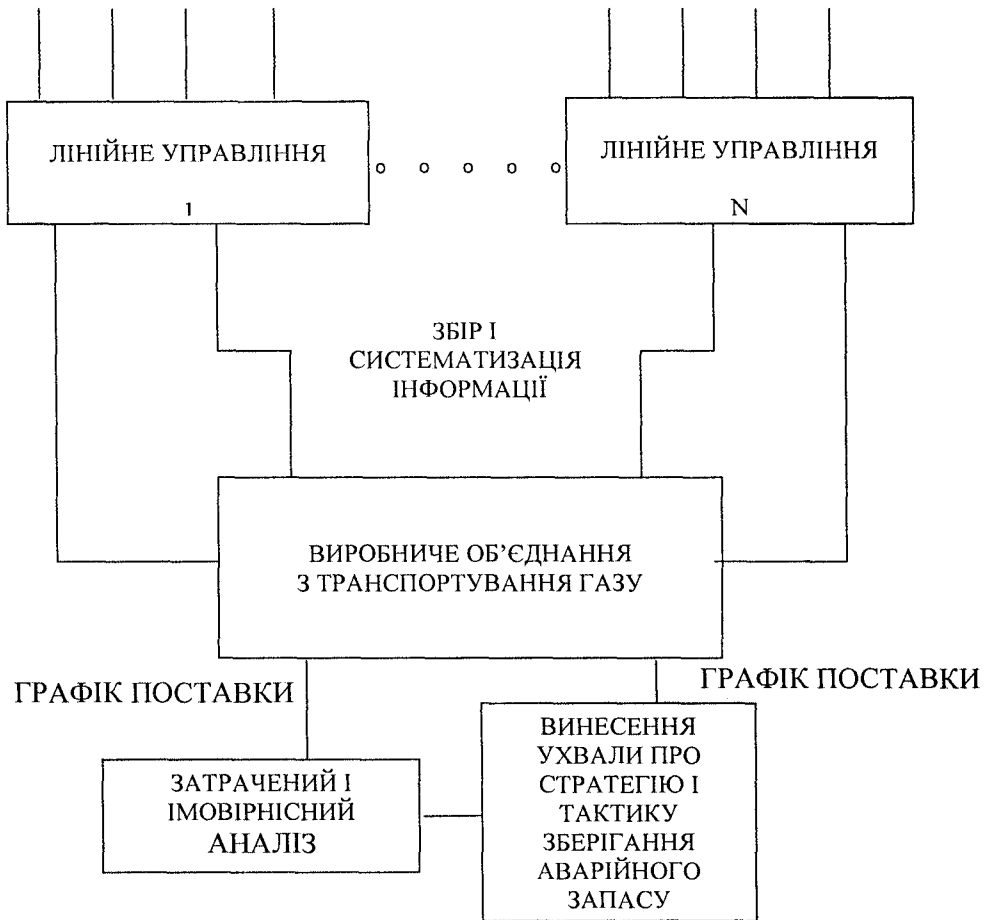


Рис. 6.15. *Схема технологічного процесу опрацювання даних*

- зручне і наочне уявлення систематизованих даних;
- розрахунок витратного й імовірнісного функціоналів у рамках описаної вище математичної моделі функціонування системи складування;
- наочне (табличне і графічне) виведення результатів розрахунку;
- аналіз матеріальних витрат і можливості бездефіцитної роботи для розрахованих варіантів;
- вибір найкращого варіанта, виходячи з компромісу між витратами і можливістю бездефіцитної роботи;
- винесення ухвал про стратегію і тактику складування запасних елементів для аварійного ремонту;

розробка графіка постачань запасних елементів для аварійного ремонту по виробничому об'єднанню на основі ухвали про стратегію і тактику складування.

Робота пакета прикладних програм починається безпосередньо після запровадження інформації на рівні виробничого об'єднання. Тут здійснюються:

систематизація зібраної інформації про стан системи забезпечення аварійним запасом ЛЧ МГ усього виробничого об'єднання;

зручне і наочне уявлення систематизованих даних;

розрахунок витратного й імовірнісного функціоналів у рамках описаної вище математичної моделі функціонування системи складування;

наочне (табличне і графічне) виведення результатів розрахунку;

аналіз матеріальних витрат і можливості бездефіцитної роботи для розрахованих варіантів;

вибір найкращого варіанта, виходячи з компромісу між витратами і можливістю бездефіцитної роботи;

винесення ухвали про стратегію і тактику складування запасних елементів для аварійного ремонту;

розробка графіка постачань запасних елементів для аварійного ремонту по виробничому об'єднанню на основі ухвали про стратегію і тактику складування.

Передавати інформацію про винесення ухвали на рівень лінійних управлінь можна і за допомогою телефонного зв'язку або в майбутньому модемним зв'язком типу «персональна ЕОМ виробничого об'єднання ⇒ персональна ЕОМ лінійного управління».

При розробці програмного комплексу враховані такі особливості:

з одного боку, дуже важливе саме по собі задачі з урахування і контролю матеріально-технічних ресурсів ЛЧ МГ;

з іншого боку, задачі з винесення ухвали про стратегію і тактику складування запасів для аварійного ремонту визначальне в цій роботі.

При математичному моделюванні обидві задачі взаємозалежні:

зміни в параметрах функціонування системи негайно викликають необхідність винесення ухвали про зміну режиму функціонування системи складування аварійних запасів ЛЧ МГ;

зміна режиму функціонування системи складування призводить до зміни параметрів системи.

Тому комплекс програм, що реалізує задачі з функціонування, повинен однаково добре виконувати обидві основні задачі. Щоб виконати цю вимогу, комплекс програм був побудований за принципом багатозадачності. Кожну окрему задачу виконує відповідна програма.

По закінченні роботи отримані результати залишаються доступні іншим програмам комплексу.

Весь комплекс являє собою замкнутий цикл роботи окремих програм. Завершення роботи програмного комплексу відбувається в тому випадку, коли ухвала про стратегію і тактику функціонування системи складування аварійних запасів ЛЧ МГ вибрана і задовольняє умови компромісу між матеріальними витратами, необхідними при проходженні обраних стратегії і тактики, і можливістю бездефіцитного функціонування системи в цих умовах. Загальна схема взаємодії програмного комплексу подана на рис. 6.16.

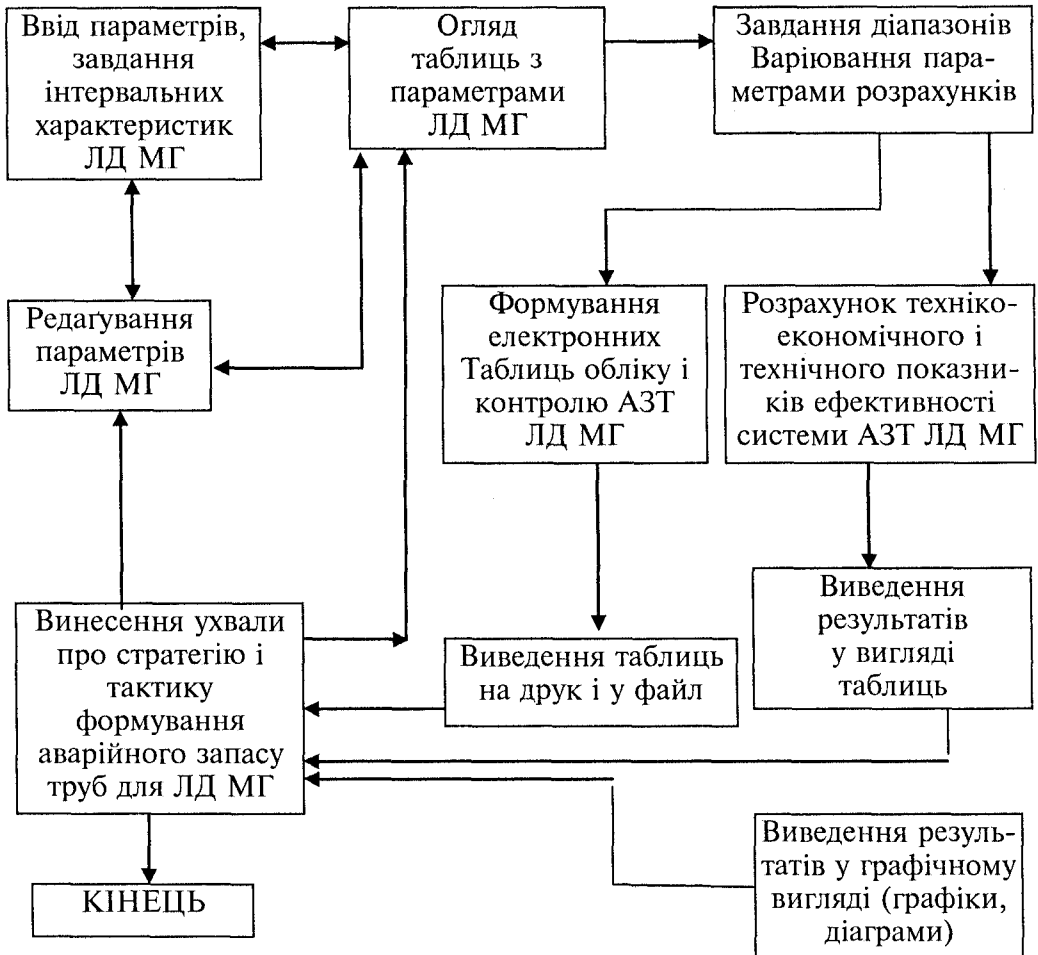


Рис. 6.16. Загальна схема взаємодії програмного комплексу

Ця схема програмного комплексу дозволяє:

зручно, наочно й оперативно вводити і регулярно обновляти інформацію про параметри і режим функціонування системи складування аварійних запасів лінійної частини магістрального газопроводу;

виводити в табличному вигляді на екран дисплея або на друкувальний пристрій інформацію про параметри і режим функціонування системи складування аварійних запасів ЛЧ МГ;

швидко і за необхідності багаторазово з різноманітними варіантами вихідних даних провести розрахунок витратного й імовірнісних функціоналів;

виводити в табличному вигляді на екран дисплея ЕОМ або на друкувальний пристрій результати розрахунку витратного й імовірнісних функціоналів;

для обраних варіантів вихідних даних:

будувати за результатами розрахунків на екрані дисплея ЕОМ і виводити на друкувальний пристрій такі сімейства графіків:

а) залежності витрат від середньої кількості одиниць складування на пунктах складування при зміні періоду поповнення запасу;

б) залежності витрат від періоду поповнення запасу складування при зміні середньої кількості одиниць на пунктах складування;

в) залежності можливості бездефіцитної роботи системи складування аварійних запасів від кількості пунктів складування при зміні періоду поповнення запасу;

г) залежності можливості бездефіцитної роботи системи складування аварійних запасів від періоду поповнення запасів при зміні кількості пунктів складування;

за результатами розрахунків будувати на екрані дисплея ЕОМ і виводити на друкувальний пристрій графічну діаграму залежності матеріальних витрат на функціонування системи складування аварійних запасів ЛЧ МГ від можливості її бездефіцитної роботи для обраних варіантів стратегії і тактики;

на основі перегляду таблиць результатів розрахунку затратного й імовірнісного функціоналів з урахуванням перелічених вище графічних залежностей оперативно виносити ухвалу про стратегію і тактику функціонування системи складування аварійних запасів лінійної частини магістрального газопроводу.

Багатоетапність програмного комплексу, який реалізує задачі з функціонування системи складування аварійних запасів ЛЧ МГ, потребує вибору форми спілкування людини з ЕОМ, найбільш оперативної і наочної. З цією метою програмний комплекс розроблений у режимі прямого діалогу людини і ЕОМ, тобто на деяку дію людини (наприклад, введення даних із клавіатури) ЕОМ виконує відповідну роботу (зберігання введеної інформації у файлі на магнітних носіях) і надає людині вибрати такий етап роботи.

Найнаочнішим і найперативнішим видом прямого діалогу людини й ЕОМ є багатоекранне графічне меню. Схематично роботу програмного комплексу можна описати таким чином (рис. 6.17):

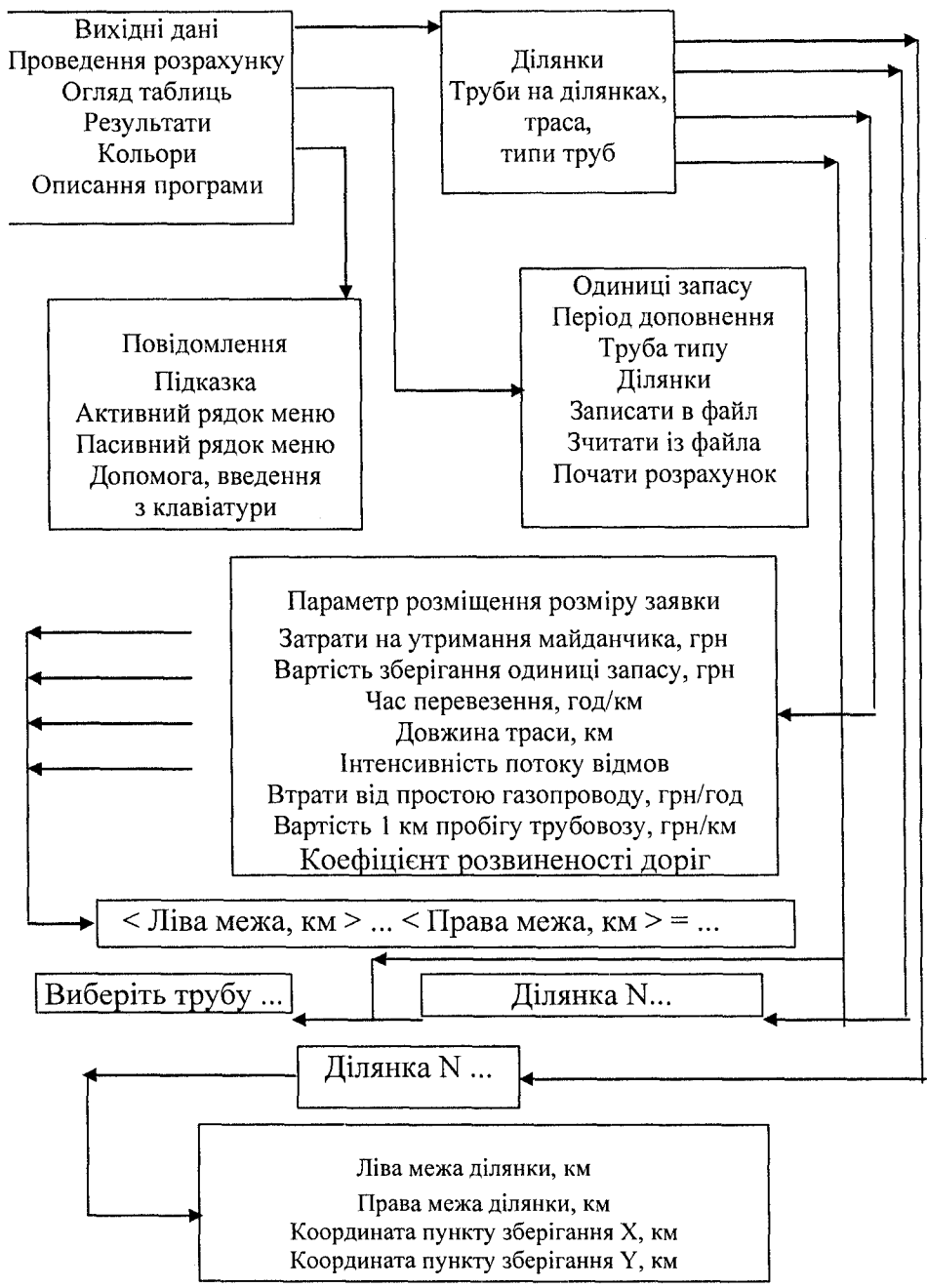


Рис. 6.17. Схема багатовікнового графічного меню, зображеного на екрані дисплея ЕОМ під час роботи програмного комплексу

робота починається з введення на екран дисплея ЕОМ вікна (виділеного прямокутника), всередині якого надруковано декілька рядків із назвами основних етапів роботи, один з яких виділений кольором фону (на початку перший);

натисканням на клавіатурі ЕОМ клавіш із стрілками нагору або вниз можна змінювати виділений рядок у вікні;

натисканням на клавіатурі ЕОМ клавіші «ENTER» або «RETURN» проводиться запускання виконання етапу роботи програмного комплексу з назвою, що відповідає виділеному рядку у вікні меню;

етап роботи програмного комплексу може бути простим (наприклад, введення одного параметра при введенні вхідних даних) — після завершення виконання такого етапу програмний комплекс повертається в попередній стан (до натискання клавіші «ENTER» або «RETURN»);

етап роботи програмного комплексу може бути складним (наприклад, повне введення вхідних даних), тобто складатися з декількох підетапів — після натискання клавіші «ENTER» або «RETURN» висвічується нове вікно (підвікно) з надрукованими рядками назв підетапів роботи;

схема діалогу в підвікні аналогічна схемі діалогу в основному вікні;

з підвікна в основне вікно повертатися натисканням на клавіатурі ЕОМ клавіші «ESC»;

виходять із програмного комплексу натисканням клавіші «ESC» у той час, коли робота пропонується в основному вікні.

Далі подані докладна схема багатоекранного графічного меню і опис кожного етапу роботи програмного комплексу, який реалізує задачі функціонування системи складування запасів для аварійного ремонту лінійної частини магістрального газопроводу.

А. Вибір і введення вхідних характеристичних параметрів, що визначають керовані фактори й імовірнісні характеристики функціонування моделі. (Відповідний пункт меню на екрані дисплея ЕОМ називається «Вхідні дані»).

На цьому етапі проводиться збір інформації з конкретної лінійної частини магістрального газопроводу:

розміщення ділянок і закріплення за кожною з ділянок пунктів складування запасних елементів («Ділянки»): вибір конкретної ділянки ЛЧ МГ («Ділянка М»), розміщення («Ліва межа ділянки, км» і «Права межа ділянки, км») і закріплення пункту складування («Координата пункту складування Х, км» і «Координата пункту складування У, км»);

визначення типу труб («Типи труб»), використовуваних на ЛЧ МГ: відповідність номерів типу труби («Виберіть трубу») її характеристик

(«Діаметр умовний, мм», «Довжина, м», «Тиск умовний, МПа», «Матеріал труби ... Матеріал N»);

врахування типу труб на ділянках («Труби на ділянках»): вибір конкретної ділянки ЛЧ МГ («Ділянка М») і відповідного типу труби («Виберіть трубу»);

врахування керованих параметрів і імовірнісних характеристик траси («Траса»):

«Витрати на утримання площадки, грн»

«Вартість складування одиниці запасу, грн»

«Час перевезення, год/км»

«Довжина траси, км»

«Збиток від простою газопроводу, грн/год» (декілька різноманітних значень по довжині траси)

«Вартість 1 км пробігу грн/км» (декілька різноманітних значень по довжині траси)

«Коефіцієнт розвиненості доріг» (декілька різноманітних значень по довжині траси)

«Параметр розподілу розміру заявки» (декілька різноманітних значень по довжині траси)

«Інтенсивність потоку відмов» Λ (декілька різноманітних значень по довжині траси).

Цей етап роботи програми використовують як самостійну програму врахування і систематизації даних про структуру, режими роботи і підрозділи системи складування запасів для аварійного ремонту ЛЧ МГ.

Б. Подання параметрів лінійної частини магістрального газопроводу у вигляді таблиць із можливим записом у файл на магнітному накопичувачі на жорсткому вмонтованому вінчестері або на гнучкому зовнішньому диску персональної ЕОМ, доступному для перегляду в будь-який момент роботи програми.

Для кожної ділянки ЛЧ МГ створюють таблиці, що складаються з таких колонок:

номер типу труби;

діаметр труби, мм;

довжина труби, м;

тиск, МПа;

номер типу матеріалу, з якого виготовлена труба;

протяжність ділянки, км;

призначено запасних елементів;

є (м, т, штук);

сертифікат (є/немає).

В. Визначення виду залежності різноманітних характеристик функціонування від уведених параметрів структури системи, режиму роботи, підрозділів і ймовірнісних характеристик.

На цьому етапі аналізують введені параметри і обчислення проміжних характеристик, які використовують як параметри при розрахунку ймовірнісного і витратного функціоналів:

середні, приведені до одиниці часу, витрати від перебування пункту складування в стані 1 (C_1);

середні, приведені до одиниці часу, витрати при переході пункту складування зі стану i у стан j (C_{ij});

коефіцієнти a і b ($C_i = a + b \cdot i$);

додаткові витрати на придбання запасу в резервного джерела.

Крім того, вибирають діапазони зміни кількості одиниць запасу (меню «Проведення розрахунку» => «Одиниць запасу») і періоду поповнення запасів («Проведення розрахунку» => «Період поповнення»).

Г. Розрахунок ймовірнісного і витратного функціоналів відповідно до обраних керованих параметрів і ймовірнісних характеристик.

(Відповідний пункт меню – «Проведення розрахунку» => «Почати розрахунок»).

Г. Аналіз розрахованих варіантів функціонування системи постачання запасними елементами ЛЧ МГ і сортування їх відповідно до прийнятності щодо витрат і можливості бездефіцитної роботи (кожному варіантові присвоєний відповідно свій номер).

Д. Отримані і пронумеровані варіанти функціонування системи відображають у вигляді поточної діаграми щодо рівня витрат і можливості бездефіцитної роботи ЛЧ МГ.

Е. Виведення результатів розрахунку у вигляді таблиць із можливим записом у файл на магнітному накопичувачі на жорсткому вмонтованому вінчестері або на гнучкому зовнішньому диску персональної ЕОМ, доступному для перегляду в будь-який момент роботи програми.

На цьому етапі зроблені раніше обчислення оформляють у вигляді таблиць такого змісту:

1) перелік ділянок ЛЧ МГ;

2) таблиці, що описують параметри труб на ділянках ЛЧ МГ:

діаметр труби, мм;

довжину труби, м;

тиск, МПа;

номер типу матеріалу, із якого виготовлена труба;

3) таблиці підхожих варіантів функціонування системи постачання запасними елементами ЛЧ МГ:

номер варіанта;
одиницю запасу;
період поповнення, рік;
витрати, грн;
можливість бездефіцитної роботи ЛЧ МГ.

Для дослідження вибрано ряд підприємств ДК «Укртрансгаз». У їх структурі магістральні газопроводи різноманітного діаметра – від 300 до 1400 мм, введені в експлуатацію в різноманітні періоди – з 1957 р. (Дашава – Львів, Ду 300 мм) по 1982 р. (Уренгой – Помари – Ужгород, Ду 1400).

Магістральні газопроводи утворюють складну регіональну транспортну систему, що характеризується проходженням магістральних газопроводів різноманітного діаметра в єдиних технологічних коридорах, наявністю значних міжрегіональних вузлів, великою кількістю відведень.

Структурно до виділених об'єктів входить 14 лінійно-виробничих управлінь, що обслуговують газопроводи: «Союз» – УПУ – «Прогрес», Ду 1400 мм, що має три нитки, загальною протяжністю 1229 км; Новопсков – Тальне, Ду 1400 мм, протяжністю 688 км; «Братерство», Д=1420 мм, – 192 км; Івацевичі – Долина Д=1220 мм, – 409 км; Київ – Захід України, Д=1020 мм, – 409 км; Богородчани – Ананьїв – Ізмаїл, Д=1020. Різні: вік газопроводів, діаметр і режими роботи обумовлюють різноманітну аварійність окремих газопроводів і окремих ділянок. Найаварійнішими виявилися магістральні газопроводи системи «Братерство», побудовані на початку 70-х рр., Д 1420 мм. Аналіз ретроспективної інформації з аварійності на цих газопроводах підтверджує припущення про незростання кількості відмов на лінійній частині з часом і випадковий характер виникнення аварій на лінійній частині магістрального газопроводу. Так, 13 липня 1988 р. сталося дві аварії на магістральних газопроводах системи «Союз – УПУ – Прогрес» майже в той самий час на 160 км і 343 км на сусідніх нитках. Вид аварій – розриви із загоранням, причина в обох випадках – корозія. Залежності між цими аваріями не встановлено. Тривалість ремонтних робіт становила 39 год, втрати газу – 16 млн. куб. М, а потреба в заміні труби – 44 м і 50 м відповідно. Цей приклад свідчить про те, що навіть магістральні газопроводи однакового діаметра, прокладені в єдиному технологічному коридорі, слід розглядати як окремі технологічні об'єкти з огляду на звичайно малу можливість виникнення подібних подій.

Згідно з [55] для забезпечення високої експлуатаційної надійності магістрального газопроводу протягом усього часу його роботи варто

передбачати аварійний запас труб, що використовується для термінової ліквідації аварій на газопроводі і підлягає негайному відновленню в міру використання, але не нижче нормованого незнижуваного запасу.

Норми аварійного запасу труб передбачені для нормальних і складних умов проходження газопроводу. Складні умови характеризуються одними з таких ознак: наявністю корозійноактивних ґрунтів, боліт, пустелі, відсутністю розвиненої мережі доріг, підвищеною сейсмічністю району проходження газопроводу.

Аварійний, у тому числі незнижуваний запас труб, підлягає зберіганню на складах лінійно-експлуатаційних служб або інших місць складування за ухвалою лінійно-експлуатаційної служби. Для кожної лінійно-експлуатаційної служби аварійний незнижуваний запас визначається відповідно до довжини газопроводів відповідного діаметра за нормативними показниками, які вказані в таблицях 6.4 і 6.5.

Таблиця 6.4

Норми аварійного запасу труб для газопроводів,
у частках від довжини газопроводів в однитковому обрахунку

Умови проходження газопроводу	Умовний діаметр газопроводу, мм				
	до 500	700–800	1000	1200	1400
Нормальні	0,30	0,35	0,35	0,40	0,45
Складні	0,50	0,60	0,60	0,70	0,85

Таблиця 6.5

Норми незнижуваного запасу труб для газопроводів,
у частках від довжини газопроводів в однитковому обрахунку

Умови проходження газопроводу	Умовний діаметр газопроводу, мм				
	до 500	700–800	1000	1200	1400
Нормальні	0,12	0,14	0,14	0,16	0,18
Складні	0,20	0,24	0,24	0,26	0,34

Ситуації з наявністю аварійного запасу труб у лінійно-виробничих даних управлінні типові для більшості газотранспортних підприємств ДК «Укртрансгаз». Підприємства мають аварійний запас труб діаметром від 320 мм до 1420 мм, які розміщені в лінійних підрозділах. Кожне лінійно-виробниче управління має в середньому, 6...10 майданчиків для складування аварійного запасу труб. Усього – біля 70 майданчиків. Майданчики, як правило, розміщені в зонах компресорних станцій, лінійно-експлуатаційних служб, великих вузлів. В останні роки намітилася тенденція до зменшення пунктів складування аварійного запасу, розміщення їх у зонах компресорних станцій з метою ліквідації неохоронних майданчиків через збільшення крадіжок. Але незважаючи на те, що сумарний запас труб по підприємствах становить тисячі погонних метрів, по кожній окремій номенклатурі є некомплект, який становить від 3% до 85% від діючих норм. Аварійний запас труб ДК «Укртрансгаз» на 01.08.1999 р. діаметром 1220 мм становив 7289 п.м при нормі 9939 п. м. Некомплект становить 2650 п. м. або 27%, а для труб діаметром 720 мм некомплект складає 85% – 1430 п.м замість 2850 п. м, які необхідні за нормою. Розмір відсутніх запасів пропорційно залежить від віку газопроводу. Створений під час будівництва газопроводу запас розходиться, а заявки на його поповнення не задовольняють або задовольняють частково, що пов'язано з дефіцитом труб і їх дорожнечою. В умовах недостатнього фінансування, кризи неплатежів і нестабільної економічної ситуації в країні і в галузі доцільно бути готовим до дій при виникненні потреби в аварійному запасі – аварії. Неможливо точно визначити, коли, де і скільки трапляється аварій, але можна прогнозувати в умовах обмеженого аварійного запасу і дефіциту необхідність перерозподілу запасу труб між пунктами складування з урахуванням уточнень індивідуальних характеристик окремих ділянок магістрального газопроводу.

Проведені на основі програмного комплексу «ZAPAS» розрахунки діючої системи забезпечення аварійним запасом труб дозволяють запропонувати заходи зі скорочення витрат підприємств на систему формування аварійного запасу труб. Очікуваний економічний ефект від упровадження запропонованих заходів, який підтверджений актами, становить 500 тис. грн.

Розгляньмо детальніше процес винесення ухвал з формування аварійного запасу труб на прикладі ділянки магістрального газопроводу «Союз» – УПУ– «Прогрес» діаметром 1420 мм, що має три нитки завдовжки 1229 км.

Газопроводи мають однаковий діаметр і робочий тиск від 5,0 МПа до 7,5 МПа. На ділянці траси є повітряні і підводні переходи.

Загалом ця ділянка характеризується нормальними умовами проходження траси, невисокою аварійністю, нормальною розвиненістю шляхів, можливістю під'їзду до об'єктів траси.

Після аналізу стану системи забезпечення аварійним запасом за допомогою діалогу користувача-експерта і програмного комплексу «ZAPAS» сформована значна кількість взаємоприйнятних варіантів з організації ефективного забезпечення аварійним запасом досліджуваної ділянки магістрального газопроводу. В ході проведених розрахунків розв'язані задачі з визначення кількості аварійного запасу труб і періоду поповнення для ділянки ЛВУ, а також оптимального розподілу аварійного запасу між двома пунктами складування, розмежованими водною перешкодою – р. Рікою.

При проведенні розрахунків як вхідні дані використані:

інтенсивність потоку відмов, яка характеризує кількість відмов на лінійній частині за розглянутий період;

параметр розподілу розміру вимоги, що характеризує потребу в кількості погонних метрів труб, необхідних для проведення ремонтних робіт;

питомі збитки від простою за час аварійних робіт;

блок економічних параметрів, що описують систему складування аварійних запасів.

Оцінка різних варіантів, сформованих програмним комплексом, проведена на основі двох показників – вартісного й імовірного. В результаті сформована Парето-оптимальна сфера ухвал, переміщуючись якою можна балансувати між скороченням витрат на систему забезпечення аварійним запасом труб і збільшенням вірогідності бездефіцитного функціонування системи.

На рис. 6.18...6.21 подані проміжні результати розрахунків, отримані з використанням програмного комплексу «ZAPAS». На рис. 6.18 зображена найпростіша залежність витратного функціоналу від кількості аварійного запасу, який є на пунктах складування ЛВУ.

Складна система формування витратного показника, яка враховує загальні втрати від стану системи забезпечення аварійним запасом у стані дефіциту, дозволяє визначити оптимальний обсяг аварійного запасу. Ця зона розташована на ділянці 450 п. м труби 1420 мм для ЛВУ в цілому. На рис. 6.29 зображено аналіз залежності витратного показника від періоду поповнення аварійних запасів.

Створюють певну кількість аварійного запасу в розрахунку на те, що якраз ця кількість може бути потрібна за цей період і буде використана. Але використання аварійного запасу прямо пов'язане із щорічними

$T = 1$

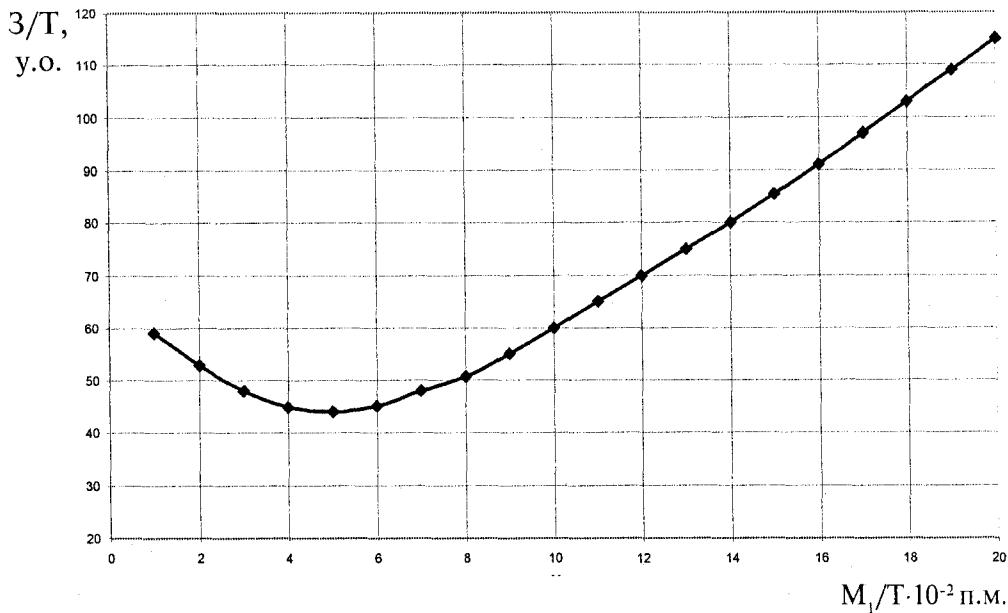


Рис. 6.18. Залежність техніко-економічного показника від кількості аварійного запасу на пункті складування

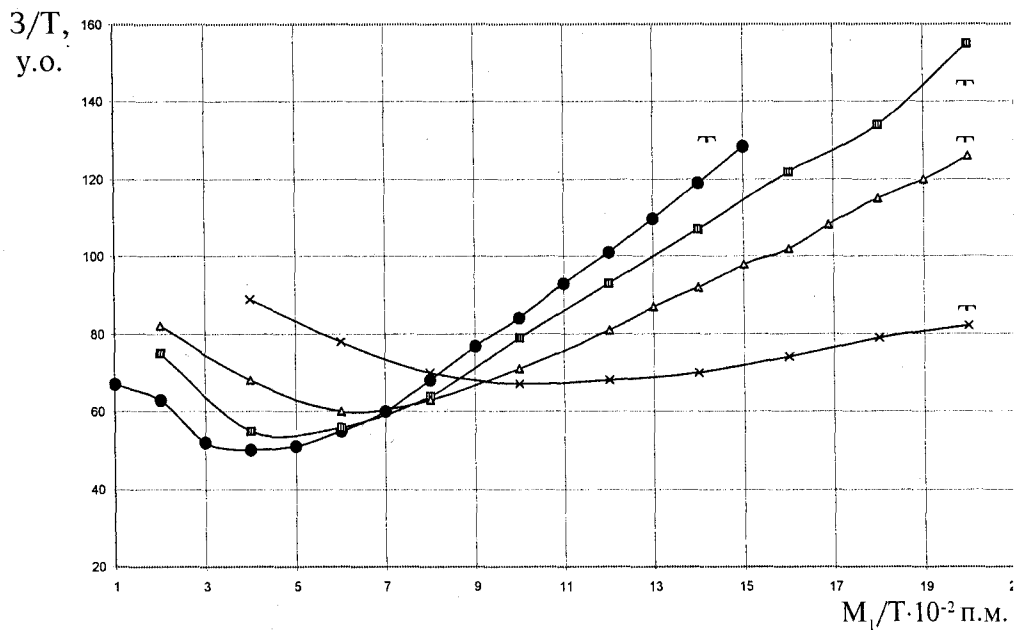


Рис. 6.19. Залежність техніко-економічного показника від періоду поповнення аварійного запасу

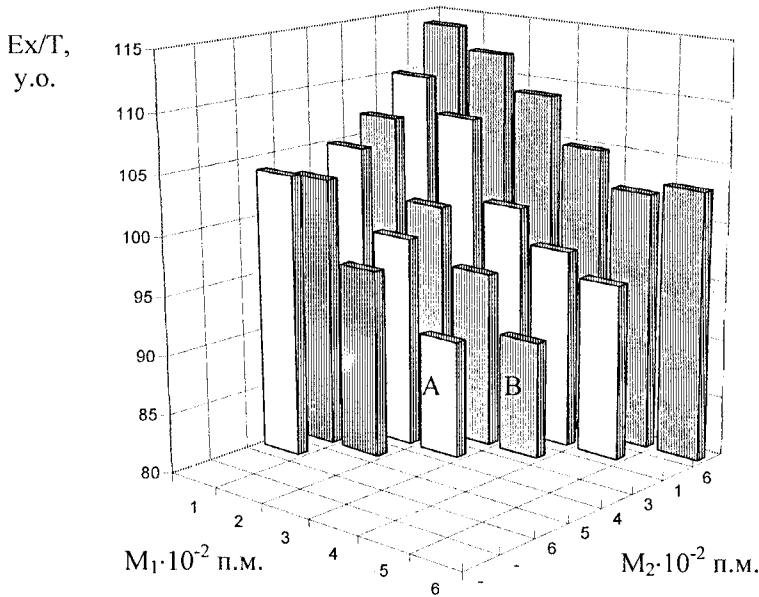


Рис. 6.20. Залежність техніко-економічного показника від розподілу загальної кількості аварійного запасу труб між двома пунктами складування

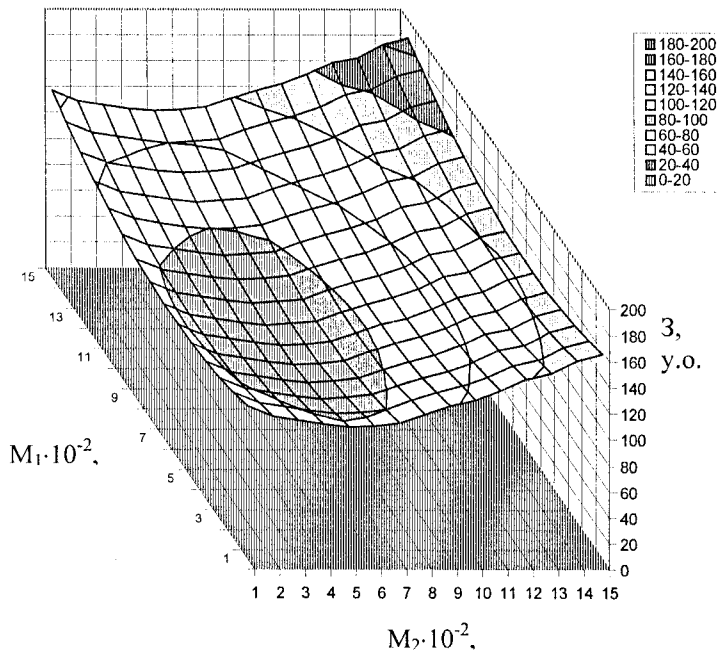


Рис. 6.21. Збільшена діаграма розподілу аварійного запасу між пунктами складування

витратами аварійного запасу і відповідно потребою в поповненні для підприємства в цілому.

Діаграма, подана на рис. 6.19, показує, що для обстежуваного підприємства економічно найдоцільнішим є збільшення періоду постачання, адже збільшуючи період постачання, можна скоротити загальну кількість аварійного запасу. Для газопроводів з низькою аварійністю найкращим є варіант з більшим періодом постачання, для газопроводів з підвищеною аварійністю – варіант періодичного постачання меншими партіями.

На рис. 6.20 показано фрагмент розрахунку програмним комплексом розподілу загальної кількості аварійного запасу між пунктами складування.

Цей фрагмент показаний для двох пунктів, оскільки розподіл більшої кількості пунктів показати наочно у двовимірному просторі неможливо. Як видно з діаграми, затратний показник має мінімум значень у зоні з приблизно рівним розподілом кількості запасів між пунктами складування. Але значення А і В не рівні. Це пояснюється тим, що при інших рівних даних за пунктами закріплені нерівні ділянки газопроводу. Відповідно сфера мінімальних значень В може бути зміщена ще більше за наявності різниці в інтервальних характеристиках траси.

Показана на рис. 6.21 укрупнена діаграма розподілу аварійного запасу між пунктами зберігання наочно подає сферу оптимальних ухвал. Ця сфера бере участь у формуванні парето-оптимальної кількості ухвал для всієї системи.

Фрагмент зведеної відомості обліку і контролю за рухом аварійного запасу труб ЛЧ МГ, яка сформована програмним комплексом в автоматичному режимі, показано в табл. 6.6.

Таблиця 6.6.

Фрагмент зведеної відомості номенклатури аварійного запасу,
що формується програмним комплексом

1. Бар

№ п/п	Діа- метр, мм	Дов- жина, м	Тиск, МПа	Ви- роб- ник	Про- тяж- ність, км	За ме- тоди- кою, м	Є фак- тично, м	Надли- шок/ брак, м	%
1	1420	10	7,5	Вітч.	116	315,5	403,25	87	27,5
2	1420	10	7,5	ФРН	104	661	733	72	10,8

2. Тальне

№ з/п	Діаметр, мм	Довжина, м	Тиск, МПа	Виробник	Протяжність, км	За методикою, м	Є фактично, м	Надлишок/брак, м	%
1	1420	10	7,5	ФРН	139	517	530	13	2,5

3. Сокаль

№ з/п	Діаметр, мм	Довжина, м	Тиск, МПа	Виробник	Протяжність, км	За методикою, м	Є фактично, м	Надлишок/брак, м	%
1	1220	10	5.6	Вітч.	90	480	452	-28	-5,8
2	1220	10	5.6	Вітч.	90	480	527	47	10,2
3	820	10	5.6	Вітч.	90	360	380	20	5,6

4. Боярка

№ з/п	Діаметр, мм	Довжина, м	Тиск, МПа	Виробник	Протяжність, км	За методикою, м	Є фактично, м	Надлишок/брак, м	%
1	1220	10	5,6	Вітч.	230	1150	1238	88	7,6
2	1020	10	5,6	Вітч.	218	1090	1200	110	10
3	529	10	5,6	Вітч.	232	1392	1525	133	9,6

5. Ромни

№ п/п	Діаметр, мм	Довжина, м	Тиск, МПа	Виробник	Протяжність, км	За методикою, м	Є фактично, м	Надлишок/брак, м	%
1	1420	10	7,5	ФРН	290	870	945	75	8,6
2	1420	10	7,5	Вітч.	147	588	723	135	23
3	1220	10	7,5	Вітч.	162	805	1010	205	25,5

6. Долина

№ п/п	Діаметр, мм	Довжина, м	Тиск, МПа	Виробник	Протяжність, км	За ме-тоди-кою, м	Є фак-Тич-но, м	Надли-шок/брак, м	%
1	1420	10	5,6	ФРН	95	285	505	220	77,1
2	1220	10	5,6	Вітч.	91	455	610	155	34,1
3	820	10	5,6	Вітч.	132	528	612	84	15,9
4	720	10	5,6	Чех.	14	84	50	-34	-40,5

РОЗДІЛ 7. ПЛАНУВАННЯ РЕМОНТІВ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

7.1. Структура ремонтів устаткування КС

Сьогодні працюють централізована і децентралізована системи обслуговування газового устаткування.

Централізована система охоплює певний територіальний район з компресорними станціями, розташованими в ньому. Обслуговування здійснюють виїзні бригади, що роблять ремонт безпосередньо на КС.

При децентралізованому обслуговуванні ремонтний персонал прикріплений до кожної КС, де існує необхідний склад ЗІП.

Періодичність капітальних ремонтів устаткування КС визначається приблизно за допомогою обліку тільки терміну служби основних деталей. Тому надійне планування кількості ремонтів з одночасною оптимізацією термінів служби устаткування КС, інтенсивності постачань нових вузлів і агрегатів, міжремонтних термінів дозволить розв'язати завдання з науково обґрунтованих виборів потужності ремонтної й обслугової баз, кількості бригад, а також термінів капітальних ремонтів у зв'язку з оптимальною інтенсивністю постачання нових газоперекачувальних агрегатів (ГПА).

Кожна машина за свій термін служби підлягає різним видам ремонту. Підтримують основне газове устаткування в працездатному стані і відновлюють його експлуатаційні характеристики завдяки планово-попереджувальним ремонтам (ППР). Під ППР і технічним обслуговуванням розуміється відновлення працездатності газового устаткування раціональним технічним обслуговуванням, заміною і ремонтом зношених деталей і вузлів, виготовлених за заздальгідь складеному графіком.

Суть системи ППР полягає в тому, що після відпрацювання кожним агрегатом визначеної кількості годин роблять профілактичні огляди і різні види планових ремонтів, чергування і періодичність яких визначають призначенням агрегату, його конструктивними і ремонтними властивостями й умовами експлуатації. Система ППР підвищує надійність експлуатації газового устаткування, запобігає прогресованому

зносу і передчасному виходові з ладу устаткування, дозволяє планувати і наперед готувати ремонтні роботи і виконувати їх якісно.

Система ППР визначає:

структуру ремонтних циклів залежно від конкретних умов експлуатації;

тривалість міжремонтних періодів;

категорію складності кожного виду устаткування, електромашин і транспортних засобів для планування і розрахунку потреби в робочій силі;

зміст профілактичних і ремонтних робіт у кожному виді ремонту;

тривалість простоїв у ремонті об'єктів основних фондів.

За допомогою системи ППР можна завчасно встановити терміни проведення ремонту, підготувати до нього виробництво (забезпечити відповідні запаси матеріалів, запасних частин, механізмів і інструменту) і ремонтний персонал. Крім того, система ППР дозволяє скоротити виробництво при виведенні основних агрегатів з експлуатації і зменшити обсяги ремонтних робіт.

Технічним оглядом називають роботи, що виконують щодоби на агрегати, який працює з метою перевірити стану устаткування і виявити дефекти, а також для виявлення обсягу робіт, що підлягають виконанню при черговому плановому ремонті.

Середнім ремонтом називають комплекс ремонтних робіт з частковим розбиранням агрегату. При ньому контролюють або усувають ушкоджені частини із забезпеченням нормальної експлуатації до чергового капітального ремонту. Середній ремонт виконують ремонтні служби.

Поточним ремонтом називають найменший за обсягом комплекс ремонтних робіт, за якого забезпечена нормальна експлуатація ГПА до чергового планового ремонту. Під час поточного ремонту усувають несправності шляхом заміни або відновлення окремих складових частин (швидкозношуваних деталей). Поточний ремонт виконують експлуатаційні служби. Роботи, що входять до складу поточного ремонту, виконувані на конкретному устаткуванні, можуть бути різні не тільки для різних марок машин, але і для конкретних машин усередині ряду агрегатів однієї марки. Ці розбіжності визначені умовами роботи агрегатів, інтенсивністю і тривалістю їхньої експлуатації й іншими факторами.

Капітальним ремонтом називають найбільший за обсягом комплекс ремонтних робіт, які виконують при досягненні граничного зносу основних деталей і вузлів устаткування; він зв'язаний з повним розбиранням чи ремонтом, заміною всіх деталей, що зносилися, і вузлів

устаткування. При капітальному ремонті слід відновити первісні паспортні характеристики ГПА. Джерело фінансування капітального ремонту устаткування – амортизаційні відрахування.

Ремонт, передбачений у нормативній документації і здійснений у плановому порядку, називається плановим. Ремонт, виконання якого передбачене в нормативній документації, але який виконують поза планом, називається неплановим. Його необхідність виникає при відмовах або при аваріях устаткування, що перебуває в експлуатації.

Тривалість ремонту компресорної установки визначають з часу припинення участі її в перекачуванні газу, тобто відключення компресора або (у деяких випадках) виведення з технологічного режиму, обумовленого регламентом чи іншою нормативно-технічною документацією.

Час ремонту компресорної установки закінчується тоді, як вона починає брати участь у перекачуванні газу. Виходячи з цього визначення, час перебування устаткування в ремонті поділяється на три періоди: 1) підготовчої роботи; 2) власне ремонтної роботи; 3) вершальної роботи.

У процесі підготовчого періоду компресорну установку розвантажують і відключають, знімають тиск, охолоджують, знеструмлюють привід і інші її елементи, продувають компресор, апарати і трубопроводи, встановлюють завантаження й оформляють задачу устаткування в ремонт.

Для визначення обсягу робіт з обслуговування слід установити класи технічного стану, яким відповідає визначений вид обслуговування.

Відповідно до практики обслуговування складних систем устаткування доцільно виділити такі класи:

A1 – сукупність ознак технічного стану, відхилення яких від норм не викликає важких наслідків. У зв'язку з цим зазначені ознаки досить контролювати періодично і без порушення готовності устаткування до роботи;

A2 – сукупність ознак технічного стану, відхилення яких від норми супроводжується важкими наслідками. Такі ознаки вимагають постійного контролю;

A3 – сукупність ознак, перевірка яких можлива тільки з порушенням готовності устаткування до роботи;

A4 – сукупність ознак, наявність яких вимагає проведення профілактичних робіт.

Найважливіші техніко-економічні показники системи ППР – структура і тривалість ремонтного циклу, а також тривалість міжремонтних періодів.

Тривалість ремонтного циклу – це час між двома капітальними ремонтами.

Тривалість міжремонтного періоду – час безупинної роботи устаткування між черговими плановими ремонтами.

Тривалість ремонтного циклу і міжремонтних періодів залежить від умови роботи і типу агрегату.

Тривалість міжремонтного періоду визначають терміни служби швидкозношуваних деталей.

Вартість ремонту залежить від багатьох факторів: виду несправності; кваліфікації і числа фахівців, що беруть участь у ремонті; складу ЗІП та ін., тобто вартість ремонту – величина випадкова. Економічний бік ремонту оцінюють його оптимальною вартістю.

Трудомісткість ремонту оцінюють середньою сумарною трудомісткістю, що представляє собою середнє значення сумарних трудовитрат на всі види ремонту системи за визначений період експлуатації. Для кількісної оцінки трудомісткості вибирають час, що витрачається на виконання всіх видів ремонтів.

7.2. Планування обсягу технічних засобів у процесі експлуатації систем газопостачання

Для прогнозування очікуваної кількості технічних засобів у процесі експлуатації газового устаткування варто розробити практичну методику визначення кількості числа ремонтів у будь-який час у період перспективного планування.

Планування ремонтних робіт і технічних засобів повинно ґрунтуватися насамперед на обліку й оцінці даних, одержуваних при контролі за устаткуванням, яке працює. Контроль дозволяє виявити й усунути неполадки і звести до мінімуму ремонт із зупинкою устаткування, вчасно замінюючи вузли і деталі.

Мета методики прогнозування – визначити оптимальну кількість ремонтів, які потрібно виконати щороку в проміжку з T_1 -го по T_2 -й рік, а також очікувану кількість агрегатів на кінець кожного року цього періоду в системі КС, що протягом часу експлуатації поповнюється

новими виробами з інтенсивністю
$$\frac{T_{Mni}}{T_{\Delta pi}} = \frac{T_{M\sigma}}{T_{\Delta\sigma}} = q .$$

Під оптимальною періодичністю замін розуміють контроль із заданою надійністю, що без зниження готовності машин при мінімальній вартості забезпечує потрібний рівень технічного стану в межах технічного ресурсу.

Кількість планових технічних обслуговувань і ремонтів кожного агрегату визначають на основі даних про фактичний наробок з часу відповідного виду технічного обслуговування чи ремонту з початку експлуатації.

Розподіл характеристик експлуатації устаткування як доремонтних (T_d), міжремонтних (T_m) і повних (T_c) термінів служби, описаного відповідними виразами для щільності розподілу часу до ремонтного терміну $f(t)$, міжремонтного терміну $g(t)$ і повного терміну служби $f_c(t)$, змінюється залежно від часу надходження виробів у систему.

У загальному процесі відновлення елементів кожного типу розподілу доремонтних $f(t)$ і міжремонтних $g(t)$ термінів служби відрізняються один від одного.

Практика експлуатації таких масових видів техніки, як газотурбінні установки, свідчить про доцільність проведення робіт обслуговування за технічним станом. Однак для цього треба знати стан устаткування. При розрахунку потрібно знати технічний стан кожного агрегату на компресорних станціях у попередній період експлуатації, починаючи з моменту T_0 , прийнятого за початковий. На рис. 7.1 показана модель зміни технічного стану машин залежно від часу їхньої експлуатації в роках.

Тривалість попереднього планованого періоду повинна бути не меншою від різниці моментів T_1 і T_0 , тобто $\delta \geq T_1 - T_0$.

Для точніших результатів розрахунку, особливо в перший рік планового періоду T_1 , необхідно мати інформацію про постачання виробів і розподіл їхніх термінів служби в попередньому інтервалі тривалістю δ , а також для кожного моменту періоду $\Delta = T_2 - T_1$. Усі вироби ранішого терміну надходження до моменту T_1 будуть списані і не вплинуть на кількість ремонтів.

Часто слід визначати обсяг роботи лише на момент T_2 – кінець останнього року розглянутого планового періоду T_k . При цьому треба мати такі вихідні дані:

щорічні постачання елементів, задані у вигляді функції часу $v(t)$ ($0 \leq t \leq T_k$) або у вигляді таблиці постачань по роках;

тип розподілу термінів служби і річних працювань біля їхніх середніх значень;

зміни параметрів щільності розподілу до ремонтних $f(t)$, міжремонтних $g(t)$, повних і річних працювань за весь розрахунковий період T_k , що залежать від часу надходження агрегату в експлуатовану КС. У зв'язку з підвищенням якості елементів, що випускаються, ці параметри змінюються тільки в деякі моменти. Для цього варто розділити

T_K на m інтервалів, у кожному з яких параметри всіх розподілів можна вважати постійними.

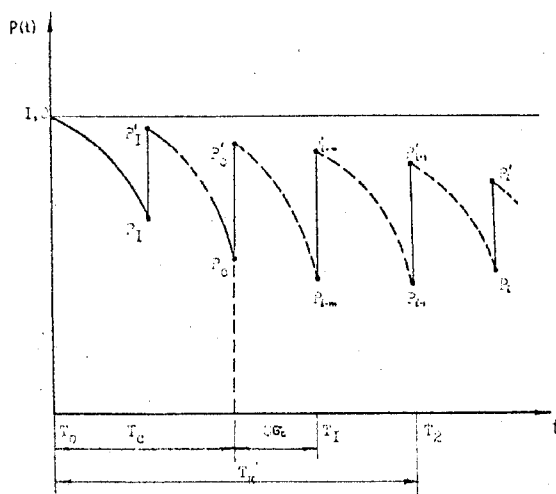


Рис. 7.1. Формування моделі зміни технічного стану агрегатів залежно від часу експлуатації:

T_C – повний термін служби елементів (агрегатів); σ_C – середньоквадратичне відхилення; $\Delta = T_2 - T_1$ – розглянутий період розрахунку кількості ремонтів; T_K – розрахунковий період (у роках).

Очікувана кількість ремонтів агрегату за одиницю часу в момент t для загального процесу відновлення ($f(t) \neq q(t)$)

$$h(t) = f(t) + \int_0^t q(t - \tau) h(\tau) d\tau, \quad (7.1)$$

де $0 \leq \tau \leq t$.

Очікувана кількість елементів у системі в момент t виражається функцією наявності і визначається в такий спосіб:

$$N(t) = n_0 Q_C(t) + \int_0^t v(t - \tau) Q_C(\tau) d\tau,$$

де n_0 – початкова кількість елементів у системі; $Q_C = 1 - F_C(t)$ – функція довговічності елемента.

Функція списання – очікуване кількість виробів, що відмовили, в системі за час t :

$$N_C(t) = n_0 F_C(t) + \int_0^t v(t - \tau) F_C(\tau) d\tau,$$

де $F_C(t)$ – функція розподілу терміну служби до списання.

Середня кількість ремонтів агрегатів на КС у момент t

$$H(t) = n_0 Q_C(t) h(t) + \int_0^t v(t - \tau) Q_C(\tau) h(\tau) d\tau. \quad (7.2)$$

Необхідну кількість ремонтів для підтримки працездатності агрегатів визначають оптимальними значеннями характеристик повного терміну служби T_C , доремонтного терміну служби T_Δ , міжремонтного терміну служби T_M і коефіцієнта варіації цих характеристик, що істотно впливають на результати розрахунків.

З огляду на це слід формувати загальніше завдання, у ході розв'язання якого одночасно визначаються як кількість ремонтів, так і оптимальні значення T_C , T_Δ , T_M , V .

Середня кількість елементів, з яких складається компресорна станція, у момент часу t визначається функцією наявності $N(t)$. У початковий момент t кількість елементів дорівнює A_0 .

Кожен елемент після закінчення терміну служби списують; інтенсивність списання кожного елемента залежить від величини $N(t)$ і функції розподілу його терміну служби $F_C(t)$.

Співвідношення між терміном служби T_C , функцією $N(t)$, інтенсивністю списання $v_C(t)$ і інтенсивністю поповнення $v(t)$ таке:

$$N(t) = n_0 Q_C(t) + \int_0^t v(t - \tau) Q_C(\tau) d\tau;$$
$$v_C(t) = f[N(t), T_C]$$

Для підтримки рівня експлуатації газотранспортних систем кількість агрегатів до моменту T_1 повинно досягти A_1 ($A_1 > A_0$). Тоді

$$N(T_1) = A_1.$$

У процесі експлуатації газового устаткування виникають два варіанти технічного обслуговування:

1) необхідної кількості агрегатів у газотранспортних системах можна досягти інтенсивним поповненням їх агрегатами при встановленні меншого терміну служби елементів;

2) термін служби можна збільшити й обмежити постачання елементів.

Перший шлях дозволяє скоротити кількість ремонтів і зменшити експлуатаційні витрати. Однак скорочення терміну служби спричинить витрати на придбання нових елементів (рис. 7.2).

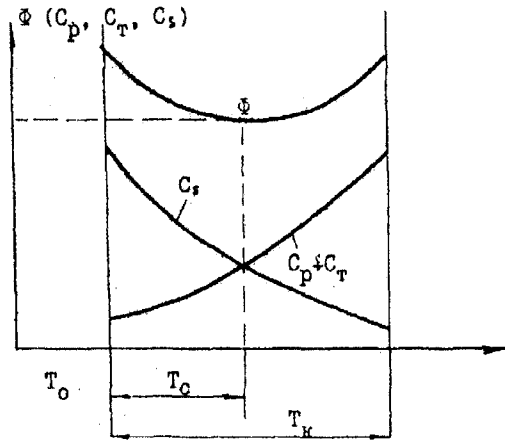


Рис. 7.2. Графік функції експлуатаційних витрат:

T_0 , — період монтажу і приробка агрегату;

T_c — оптимальний термін служби; Φ — сумарні експлуатаційні витрати.

Друга можливість, незважаючи на те, що дозволяє скоротити витрати на купівлю нових елементів, сприяє ростові як експлуатаційних витрат, так і капітальних вкладень в обслугову систему через технічні характеристики елементів.

Характер зміни витрат на зміст машини залежно від часу її експлуатації показаний на рис. 7.3. Мінімальне значення функції сумарної вартості технічного обслуговування відповідає оптимальному термінові служби T^* . Витрати на придбання нових виробів прогресивно зростають. Значним змінам у ході експлуатації підлягають витрати на технічне обслуговування. Вони зменшуються в міру збільшення кількості нових машин, зв'язаного зі збільшенням термінів служби. Такий характер кривої пояснюється тим, що сума, витрачена на технічне обслуговування, розподіляється на чимраз більшу кількість нових виробів від початку експлуатації T_0 .

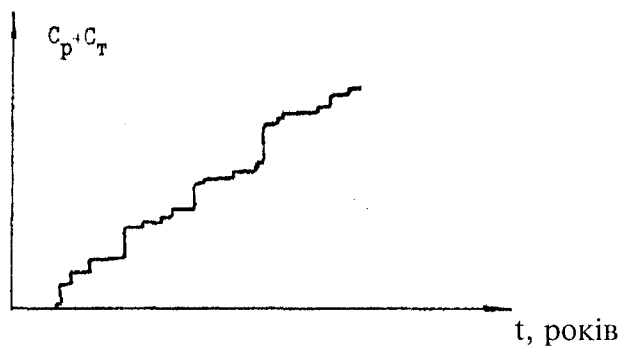


Рис. 7.3. Графік зміни витрат на стан машини залежно від її віку

Характер зміни витрат на стан машини залежно від її віку показаний на рис. 7.4. В цьому випадку стрибкоподібна зміна витрат зв'язана з проведенням ремонтів. Плавніша зміна між ремонтами обумовлена усуненням несправностей і технічним відходом.

Загалом оптимізація періодичності ремонтів потребує таких умов: скоротити до мінімуму витрати на купівлю нових елементів, на ремонт і експлуатацію устаткування (тобто поточні експлуатаційні витрати, сумарні наведені витрати на ремонт) із заданою ймовірністю того, що кількість елементів у ремонтній базі досягає планованої величини $N(t)$, рівної одиниці.

Розгляньмо характеристики надійності агрегатів і ступінь їхнього впливу на інтенсивність потрапляння машин у ремонт. Позначмо $f_{\sigma}(t)$, $q_{\sigma}(t)$, $T_{\Delta\sigma}$, і $T_{M\sigma}$ відповідно щільність розподілу тривалості безвідмовної роботи нового елемента й елемента, що пройшов хоча б один ремонт і математичні очікування цих величин. Функції $f_{\sigma}(t)$ і $q_{\sigma}(t)$ характеризують безвідмовність машин до першого ремонту і після його проведення і визначають ступінь технічної надійності машин.

У разі, коли планово-попереджувальні ремонти не запрограмовані, тобто в машині продовжується нормальний процес старіння, інтенсивність потрапляння машини в ремонт у будь-який момент залежить від функцій $f_{\sigma}(t)$ і $q_{\sigma}(t)$.

З урахуванням планових ремонтів передбачена можливість потрапляння машин у ремонт не тільки в результаті відмови, але і після закінчення визначеного напрацювання, або тривалої експлуатації – у профілактичний ремонт. Щільність цих розподілів позначмо $f_{\pi}(t)$ і $q_{\pi}(t)$ а математичні очікування термінів профілактичних ремонтів – $T_{\Delta\pi}$ і $T_{M\pi}$. Вид розподілу $f_{\pi}(t)$ і $q_{\pi}(t)$ не змінюється зі зміною нормативних значень $T_{\Delta\pi}$ і $T_{M\pi}$.

Тривалість роботи машини до ремонту і між ремонтами $T_{\Delta\sigma}$, $T_{\Delta\pi}$ і $T_{M\sigma}$, $T_{M\pi}$ формується під впливом двох пар розподілів безвідмовності і термінів проведення ПЗР: $f_{\sigma}(t)$, $f_{\pi}(t)$ і $q_{\sigma}(t)$, $q_{\pi}(t)$, показаних на рис. 7.4.

Для кожного взаємного положення пар розподілів і для будь-якого часу можна обчислити щільність імовірності постановки машини в ремонт як складної події, що включає три можливості:
 агрегат відмовив, а час профілактичного огляду не настав;
 час профілактичного огляду настав раніше від відмови;
 час ППР збігся з появою відмови.

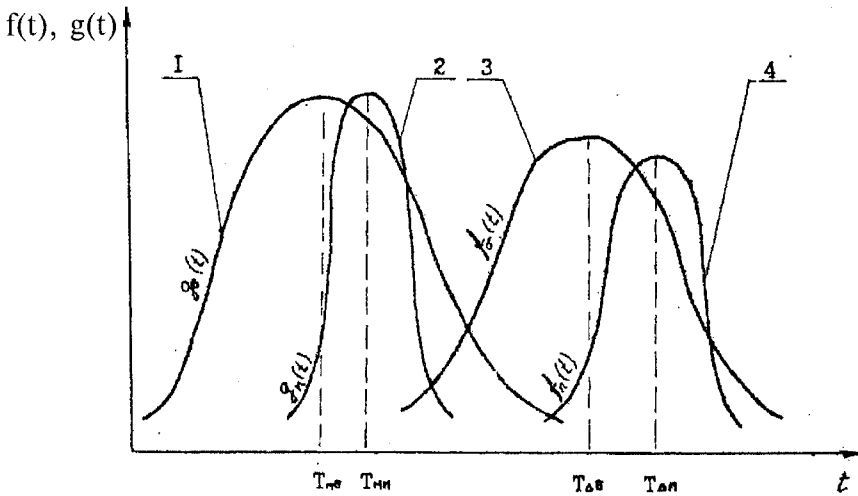


Рис.7.4. Графіки густини розподілу безвідмовності і профілактики
 1 – $g_{\sigma}(t)$; 2 – $g_{\pi}(t)$; 3 – $f_{\sigma}(t)$; 4 – $f_{\pi}(t)$

Запишімо функцію залежності інтенсивності ремонтів від невідомих характеристик експлуатації агрегату ($T_{\Delta\pi}$ і $T_{\Delta\sigma}$) при відомих розподілах безвідмовності (рис. 7.5):

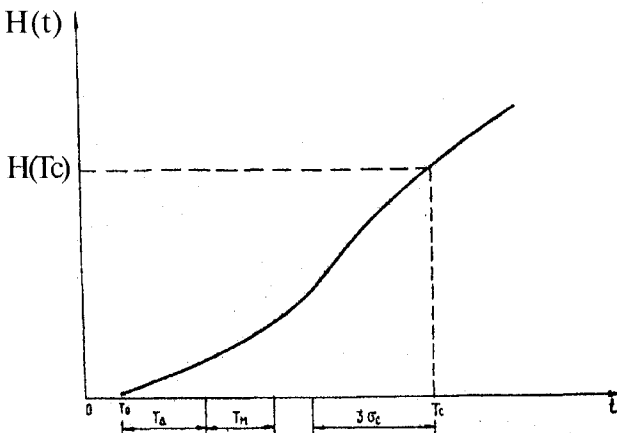


Рис. 7.5. Графік значень інтенсивності ремонтів агрегатів залежно від часу експлуатації

$$H(t) = \Phi. (t, T_C, T_{Mn}, T_{\Delta n}, v(t)) \quad (7.3)$$

Для визначення функції інтенсивності ремонтів $H(t)$ слід наперед сформулювати за допомогою (7.1) і (7.2) щільності розподілу тривалості роботи машини до ремонту $f(t)$ і між ремонтами $q(t)$ на основі:

функцій розподілу безвідмовної роботи $F_{\sigma}(t)$ і $G_{\sigma}(t)$ і функцій розподілу термінів ППР $F_{\pi}(t)$ і $G_{\pi}(t)$;

заданих значень коефіцієнтів варіації цих термінів $V_{\Delta n}, V_{Mn}$;

невдомих математичних очікувань $T_{\Delta n}$ і T_{Mn} ,

де

$$V_{\Delta n} = V_{Mn} = \frac{\sigma_{\Delta n}}{T_{\Delta n}} = \frac{\sigma_{Mn}}{T_{Mn}} \quad (7.4)$$

Порядок формування $f(t)$ і $q(t)$ полягає в такому:

задавати ряд дискретних значень математичного очікування тривалості роботи агрегату до першого ППР $-T_{\Delta n1}, T_{\Delta n2}, \dots, T_{\Delta ni}, \dots, T_{\Delta nk}$. Кожному значенню $T_{\Delta nk}$ відповідає одне значення середнього терміну служби агрегату між ППР $-T_{Mni}$; при цьому надійність експлуатації в доремонтний період обумовлена надійністю експлуатації в профілактичні періоди;

якщо розподіли безвідмовності $f_{\sigma}(t)$ і $q_{\sigma}(t)$ змінюються за нормальним законом з рівними коефіцієнтами варіацій, співвідношення між $T_{\Delta n}$ і T_{Mn} набуде простого вигляду і характеризуватиме ступінь ремонту.

З (7.4) одержимо

$$\frac{T_{Mni}}{T_{\Delta ni}} = \frac{T_{M\sigma}}{T_{\Delta\sigma}} = q \quad , \quad (7.5)$$

де q – коефіцієнт якості ремонту (0...0,95).

Наприклад, якщо плановий час між оглядами $T_{Mn} = 7200$ год, а час безвідмовної роботи 12 000 год, коефіцієнт якості

$$\frac{T_{Mn}}{T_{\Delta n}} = \frac{7200}{12000} = 0,6;$$

якщо закон розподілу $f_{\sigma}(t)$ і $q_{\sigma}(t)$, а також коефіцієнт варіації V відомі, то за допомогою (7.5) можна побудувати пари функцій розподілу термінів проведення ПЗР: $F_{ni}(t)$ і $G_{ni}(t)$ для кожного i -го ($i = 1, 2, \dots, K$).

Отже, знаючи функції $F_{\sigma}(t), G_{\pi}(t)$ і $F_{ni}(t), G_{ni}(t)$, можна визначити функції розподілу тривалості роботи агрегату до першого ремонту $F(t)$ і між ремонтами $G(t)$ у такий спосіб:

$$F(t) = [1 - F_{\sigma}(t)]F_{\pi}(t) + [1 - F_{\pi}(t)]F_{\sigma}(t) + F_{\sigma}(t)F_{\pi}(t)$$

чи $F(t) = F_1(t) + F_2(t) + F_3(t)$,

де $F_1(t) = [1 - F_{\sigma}(t)]F_{\pi}(t)$ – імовірність того, що до моменту t відмова не відбудеться і машині потрібний тільки плановий ремонт;

$F_2(t) = [1 - F_{\pi}(t)]F_{\sigma}(t)$ – імовірність того, що до моменту t відмова відбудеться і тому ПЗР не потрібний; $F_3(t) = F_{\sigma}(t)F_{\pi}(t)$ – імовірність того, що до моменту t потрібні одночасно роботи з раптових відмов і за планом.

Щільність цього розподілу

$$f(t) = [1 - F_{\sigma}(t)]f_{\pi}(t) + [1 - F_{\pi}(t)]f_{\sigma}(t); \quad (7.6)$$

$q(t)$ визначається аналогічно:

$$q(t) = [1 - G_{\sigma}(t)]q_{\pi}(t) + [1 - G_{\pi}(t)]q_{\sigma}(t); \quad (7.7)$$

Для розрахунку інтенсивності ремонтів $H(t)$ варто підставити (7.6) і (7.7) у (7.2) для кожного i -го випадку $T_{\Delta\pi i}$, $T_{M\pi i}$ або $T_{\Delta\pi i}$ і q_i

Необхідно оптимізувати заміну для кожної сукупності виробів, що мають той самий розподіл безвідмовності.

Витрати на поточні ремонти або поточні експлуатаційні витрати і їх інтенсивність залежать одночасно від тривалості експлуатації і характеристик технічного обслуговування. Зниження поточних витрат обумовлене скороченням терміну ППР, зростанням витрат на капітальний ремонт. У свою чергу його зростання спричинить ріст кількості ремонтів і підвищення їх якості. Інтенсивність поточних експлуатаційних витрат $S_T(t)$ залежить від функції $N(t)$, закону поповнення системи $\nu(t)$ і характеристик розподілу терміну служби до списання T_C . Функція інтенсивності

$$S(T) = f[N(t), \nu(t), T_C, T_{\Delta\pi}, T_{M\pi}, q]$$

Кожній групі агрегатів до певного часу t потрібні такі експлуатаційні витрати:

$$C'_{Tij}(t, T_C, \nu) = \int_0^t S_{Tij}(\tau) \nu(\tau) e^{-\delta\tau} d\tau, \quad (7.8)$$

де $S_{Tij}(t) = C(\alpha_1 + 2\alpha_2 t^2 + 3\alpha_3 t^3)$; $C, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ – коефіцієнти.

Перший член (7.8) зв'язаний з разовими витратами, другий – із пропорційними часові використання (паливо, трудові витрати), третій – із прогресивними витратами.

За весь період планування сумарні наведені поточні експлуатаційні витрати на елементи КС, що утворилися через постачань після моменту T_0 :

$$C_{Tij} = \int_{T_0}^{T_1} C'_{Tj}(t, T_C, v) dt .$$

Витрати на заміну виробів у разі відмови виражаються такою різницею:

$$C_S = C_H - C_0 \quad (7.9)$$

де C_H – вартість виробів, якими поповнюється КС у плановому проміжку $\Delta = T_2 - T_1$;

$$C_H = \int_{T_1}^{T_2} v(t) S_H(t) dt ; \quad (7.10)$$

$S_H(t)$ – вартість одного нового виробу; C_0 – залишкова вартість виробу. Кожен описуваний виріб може мати залишкову вартість.

Запишімо функцію сумарних наведених витрат, позначивши залежність кожного її числа від невідомих характеристик керування періодичністю ремонту і заміни:

$$\Phi = C_S(v, T_C) + C_{rij}(v, T_C) + C_T(v, T_C) \rightarrow \min .$$

Для кожної комбінації характеристик середньої тривалості періоду до першого ППР і коефіцієнта якості ремонту ($T_{\Delta p}, q$) мінімум цієї функції можна знайти відповідним підбором значень інтенсивності постачань $v = a + bt$ і середнього нормативного терміну служби T_C . При цьому слід виконати умову: в момент T_1 функція наявності $N(T_1)$ повинна набути заданого значення A_1 . Використовуючи цю умову, а також формули, що пов'язують функцію наявності з постачаннями нових виробів і інтенсивністю їхнього списання, можна виразити інтенсивність постачань через початкові умови A_0, A_2 і термін служби T_C :

$$v = v(A_0, A_1, T_C, t)$$

Отже, оптимізація керування періодичністю ремонту і заміни зводиться до визначення оптимальних значень середнього терміну служби T_C , середньої тривалості експлуатації до першого планово-попереджувального ремонту $T_{\Delta n}$, коефіцієнта якості ремонту q .

Кожне значення якості зв'язане з відповідною технологією ремонту, тому число можливих значень q невелике. Оптимізація керування періодичністю ремонту і заміни перебуває в такій послідовності: задаємося одним зі значень коефіцієнта якості q_j , наприклад q_1 . Перебираємо можливі значення $T_{\Delta n}$ і для кожної комбінації $q, T_{\Delta n}$ знаходимо термін служби T_C , при якому функція Φ набуває найменшого значення (табл. 5.1). Так повторюється для кожного q_j . Набір значень $T_C, T_{\Delta n}$ і q , за яких функція витрат набуває мінімального значення з усіх найменших, називають оптимальним керуванням, а характеристики — оптимальними характеристиками керування періодичністю ремонту і заміни ($T_C^*, T_{\Delta n}^*, q^*$).

Приклад розрахунку кількості ремонтів і заміни агрегатів компресорних станцій

Визначте кількість ремонтів, що відповідає оптимальним термінам служби й оптимальній періодичності ремонту умовних агрегатів і річних їхніх постачань в інтервалі з 01.01.1980 по 1.01.2000 р. так, щоб до кінця планованого періоду вона становила 250 шт. при наступних вихідних даних:

Тривалість планового періоду Δ , років	20
Початкова кількість агрегатів у парку A_0 , шт.	192
Кількість агрегатів на кінець проміжку планування A_1 , шт.	250
Середній термін служби T_0 , років	20
Коефіцієнт варіації термінів служби V_0	0,2
Планований коефіцієнт варіації термінів служби V	0,2
Початкова вартість нового агрегату $S_{н0}$, грн. ...	560 000
Початкове значення поточних експлуатаційних витрат C , грн .	28 800

Таблиця 7.1.

Результати розрахунків з оптимізації ремонту

Показники	1	2	3	4	5	6	7	8	9
T_C , років	18,0	20,0	22,0	18,0	20,0	22,0	18,0	20,0	22,0
T_M , років	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Φ , млрд. грн	95,1	83,7	74,7	630	594	569	1164	1105	1,064
C , млрд. грн	5,82	4,78	3,96	39,7	37,4	35,8	73,4	69,6	67,1
C_p , млрд. грн	38,7	37,5	36,4	256	241,6	231	473	449	432,5
C_T , млрд. грн	50,5	41,5	34,3	334,3	315	302,2	617,7	586,4	564,4
N , шт.	376	337	307	569	449	365	763	560	423
N_C , шт.	124	86	55	335	216	133	547	347	211
H , тис.	1,16	1,09	1,03	3,09	2,87	2,71	5,02	4,65	4,38

Параметр залишкової вартості агрегатів λ	0,05
Параметр морального старіння ν	0,32
Параметр наведення витрат δ	0,11
Параметри залишкової вартості: d_1	0,73
d_2	0,077
Вартість ремонту агрегату S_p , грн.	82 000
Середнє значення безвідмовності до ремонту $T_{\Delta\sigma i}$, років	2,0
Середнє значення доремонтного планового терміну, років $T_{\Delta\pi i}$..	2,5
Середнє квадратичне відхилення доремонтного планового терміну $\sigma_{\Delta\pi i}$, років	0,5
Середнє квадратичне відхилення безвідмовності до ремонту $\sigma_{\Delta\sigma i}$, років	0,4
Коефіцієнт якості q	0,6
Середнє значення безвідмовності після ремонту $T_{M\sigma i}$, років ..	1,5
Середнє квадратичне відхилення безвідмовності після ремонту $\sigma_{M\sigma i}$, років	0,3
Середній плановий міжремонтний термін $T_{M\pi i}$, років	1,5
Середнє квадратичне відхилення планового міжремонтного терміну $\sigma_{M\pi i}$, років	0,3

7.3. Методика визначення обсягу запасних частин систем газопостачання

Оперативна система обслуговування устаткуванням систем газопостачання мусить бути забезпечена достатнім резервом запасних елементів, установлюваних замість несправних. Вузли, що відмовили, вибувають зі сфери обслуговування і надходять на ремонтні бази (РБ). Така система потребує обґрунтованого вибору обсягу запасних частин і періодів їхнього відновлення.

З огляду на структуру відмов і способи їхнього усунення процеси обслуговування основного устаткування можна поділити на два види:

1) проведення профілактичних робіт і усунення дрібних несправностей, що не ведуть до тривалої зупинки компресорного агрегату;

2) ремонт апаратури в умовах РБ чи спеціалізованою виїзною бригадою з заміною вузла, що відмовив, запасним.

Комплект запасних інструментів і приладів (ЗІП) має містити всі необхідні в процесі експлуатації елементи. Іноді відсутність необхідних елементів у комплектах ЗІП значно збільшує час відновлення апаратури. Однак створення надмірних розмірів ЗІП економічно нераціональне,

тому що при цьому відбувається заморожування величезних засобів і нерідко дефіцитних елементів. Отже, правильне комплектування ЗІП, оптимізація його за вартістю – важлива проблема при розв’язанні питань ремонтнопридатності основного устаткування компресорних станцій.

Кількість необхідних елементів у комплектах запасних частин газового устаткування визначається розрахунком залежно від причин відмов і середньої кількості очікуваних відмов (замін), раптових (поломка) і поступових (зношування, старіння, корозія) відмов.

Кількість запасних частин для основного газового устаткування залежить від рівня технічної експлуатації, термінів умов і режимів експлуатації, кваліфікації обслугового персоналу, рівня організації і матеріального постачання резервними елементами й ін.

Інтенсивність відмов залежить від часу поповнення ЗІП, його необхідної достатності, організації постачання і ступеня його відновлюваності.

ЗІП розподіляються на одиночний і груповий комплекти.

Одиночний комплект надають визначеному елементові КС, і він призначений тільки для цього елемента.

Груповий комплект надають групі елементів; він необхідний для поповнення одиночних комплектів ЗІП і забезпечення елементів тими складовими частинами, яких немає в одиночному комплекті.

При експлуатації устаткування комплекти ЗІП поповнюються: одиночний – завдяки груповому, груповий – завдяки елементам, що зберігаються на спеціальному складі або є у відповідному органі постачання.

За характером використання елементи устаткування можна диференціювати на відновні (блоки, вузли, модулі і т. п.) і невідновні. До невідновних відносять такі елементи устаткування, що після появи в них відмови їх недоцільно відновлювати. Відновні елементи групового устаткування ремонтують або на місці експлуатації силами обслугового персоналу чи виїзних ремонтних бригад, або в спеціальних ремонтних органах.

Готовий виріб перед надходженням в експлуатацію забезпечується експлуатаційно-технічною документацією, що регламентує порядок підтримки якості в процесі використання за призначенням на компресорних станціях. Ці документи містять періодичність і обсяг оглядів і поточних ремонтів елементів КС, інструкцію для обслугового персоналу з відновлення їхньої якості після можливих відмов і несправностей, а також перелік запасних частин найненадійніших деталей і вузлів.

Для правильного порядку виконання планово-запобіжних оглядів і ремонтів, а також для визначення оптимальної кількості запасних частин і пристосувань слід використовувати показники надійності устаткування компресорної станції, отримані і забезпечені на всіх етапах їхнього створення.

Процес формування комплекту запасних частин складається з двох етапів: визначення номенклатури запасних вузлів і елементів і розрахунку їхньої кількості.

Номенклатура запасних частин являє собою перелік номерів і назв ЗІП, складений у визначеному угрупованні і послідовності відповідно до технічної документації заводів-виготовлювачів, і містить механічні деталі, вузли і агрегати; деталі, комплекти і складальні одиниці електроустаткування, гідроустаткування, приладів, паливної апаратури і систем харчування; підшипники кочення; вироби з гуми, пластмас, пробки й інших матеріалів. До номенклатури запасних частин входять і елементи машин, ресурс яких менший від повного ресурсу машини до списання; елементи, які (можуть мати в процесі експлуатації) випадкові й аварійні ушкодження, що можуть виникнути під час розбірно-складальних операцій; елементи, які можна загубити в процесі експлуатації. Зазначену номенклатуру слід розробляти до початку виробництва машин і уточнювати під час їхньої експлуатації.

Номенклатура запасних частин газового устаткування в ремонтних комплектах залежить від умов і досвіду експлуатації аналогічних деталей; можливості запобігання їхнім відмовам; середнього ресурсу деталей; методики і досвіду ремонту устаткування на місці чи на ЦРБ.

При використанні агрегатного методу ремонту в складі ЗІП мають бути знімні агрегати (блоки, модулі). Якщо ремонт об'ємних відновних елементів здійснюють на місці експлуатації, то ЗІП додатково має містити невідновні елементи механізму.

При розрахунку кількості запасних елементів може з'ясуватися, що деякі деталі, включені в попередню номенклатуру, треба з неї виключити у випадку, якщо результати розрахунку показали, що ймовірність відмови їх у період експлуатації чи ремонту мала.

Для виявлення кількості запасних елементів для газового устаткування слід визначити залежність цієї кількості від стратегії профілактичного обслуговування. Профілактичні стратегії у своєму складі передбачають:

нульову чи базову стратегію, що полягає в такому: при технічному обслуговуванні заміняють тільки елементи, що відмовили, тобто устаткування експлуатують без профілактичних замінів елементів;

групову стратегію заміन, при якій потрібно встановлювати оптимальний інтервал замін τ . При цьому в моменти часу $\tau_3, 2\tau_2, 3\tau_3, \dots$ заміняють всі елементи цього типу, включаючи і ті з них, які недавно поставлені замість тих, що відмовили;

стратегію замін з напрацювання чи індивідуальну стратегію. У цьому випадку елемент, що міститься в системі, заміняють при наробку τ_3 . Якщо відмова сталася до цього часу, то профілактична заміна нового елемента, поставленого замість того, що відмовив, відсувається, і її здійснюють тільки після фактичного досягнення цим елементом нормативного ресурсу

Розгляньмо вплив виду відмов устаткування магістральних газопроводів на кількість запасних частин. Розрізняють два види відмов: раптові і поступові. В разі раптової відмови невідновні елементи в системі заміняють справними елементами із запасних, а елементи, що відмовили, не ремонтують. ЗІП поповнюється з фондів загального складу.

Незалежно від методики ремонту газового устаткування можна застосувати три схеми забезпечення його запасними елементами:

1) нормальну, коли є одиночний і груповий комплекти запасних елементів;

2) одиночну, коли відсутній груповий комплект запасних елементів;

3) групову, коли відсутні одиночні комплекти запасних елементів.

Останні дві схеми є окремими випадками нормальної схеми. При відмові устаткування його несправний елемент заміняють справним зі складу ЗІП. У зв'язку з цим у ЗІП якийсь час відсутній необхідний справний елемент, що поставляється з відповідного органа постачання (групового ЗІП, складу, заводу і т. п.).

Час відсутності необхідного елемента в комплекті запасних елементів назвімо часом відновлення елемента ЗІП. Він складається з часу: доставки елемента, заміни його на складі й очікування заміни чи ремонту.

Середній час відновлення механізму можна подати у вигляді чотирьох компонентів:

$$T_{В.П.} = T_{А.Р} + T_{З.ч} + T_{ОР} + T_{П}$$

де $T_{А.Р}, T_{ОР}, T_{З.ч}$ – середній час відповідно активного ремонту; змушеного простою устаткування через відсутність у ЗІП необхідних елементів (час постачання), змушеного простою устаткування при поточному ремонті через адміністративні фактори (виклик бригади ремонту і т. п.).

Цей вираз зручніше подати у вигляді

$$T_{В.П.} = T'_{ВП} + T_{З.ч} \quad ,$$

де $T'_{ВП} = T_{A.P} + T_{OP} + T_{П}$ – середній час відновлення устаткування при необмеженому (ідеальному) комплекті ЗІП, тобто за відсутності затримки в постачанні.

У свою чергу середній час відновлення устаткування можна виразити через середній час відновлення устаткування при відмові визначених елементів:

$$T_{В.П.} = \sum_{i=1}^N t_{В.П.i} q_i \quad (7.11)$$

де $t_{В.П.i}$ – середній час відновлення устаткування при відмові i -го елемента;

$$t_{В.П.i} = t'_{В.П.i} + t_{3.чi} ;$$

$t'_{В.П.i}$ і $t_{3.чi}$ – компоненти тільки для i -го елемента; N – кількість елементів у механізмі; q_i – імовірність відмови устаткування через i -й елемент при достовірному факті відмови устаткування .

Не порушуючи спільності в (7.11), можна перейти від конкретного елемента до групи однотипних елементів заміною $t_{В.П.i}$ на $t_{В.П.j} q_j$ – на i N – на k , що відповідають значенням для групи елементів. З обліком викладеного одержимо

$$T_{В.П.} = T'_{ВП} + T_{3.ч} = \sum_{j=1}^k t_{В.П.j} q_j + \sum_{j=1}^k t_{3.ч.j} q_j ,$$

звідки

$$T_{3.ч} = \sum_{j=1}^k t_{3.ч.j} q_j ,$$

де k – кількість груп елементів у механізмі (номенклатура елементів); $t_{В.П.j}$ – середній час вимушеного простою устаткування при поточному ремонті через елементи j -ї групи; q_j – імовірність відмови механізму через елементи j -ї групи при відмові механізму взагалі, тобто умовна ймовірність відмови устаткування через елементи j -ї групи.

Величину $T_{3.ч}$ можна взяти за критерій достатності ЗІП. Однак ЗІП безпосередньо впливає на коефіцієнт готовності газового устаткування, який задається в технічному завданні на апаратуру, що обумовлює необхідність зв'язати критерій достатності ЗІП з коефіцієнтом готовності механізму, який можна записати так:

$$K_{Г} = \frac{T_{P}}{T_{P} + T'_{ВП} + T_{3.ч}}$$

де K_{Γ} – напрацювання на відмову;
чи

$$K_{\Gamma} = \frac{T_P}{T_P + T'_{ВП}} \cdot \frac{T_P \cdot T'_{В.П}}{T_P + T'_{ВП} + T_{З.Ч}} = K'_{\Gamma} P_D \quad (7.12)$$

де $K'_{\Gamma} = \frac{T_P}{T_P + T'_{ВП}}$ – коефіцієнт готовності устаткування при необмеженому комплекті ЗІП;

$P_D = \frac{T_P \cdot T'_{В.П}}{T_P + T'_{ВП} + T_{З.Ч}}$ – коефіцієнт забезпеченості устаткування КС запасними елементами.

З (7.12) випливає, що коефіцієнт забезпеченості механізму ЗІП істотно впливає на коефіцієнт готовності механізму і показує ступінь зменшення його завдяки ЗІП.

Таким чином, якщо середній час відновлення устаткування $T_{ВП}$ і коефіцієнт готовності механізму K_{Γ} – критерії ремонтнопридатності, то й середній час простою механізму $T_{З.Ч}$ через ЗІП і коефіцієнт забезпеченості устаткування механізму ЗІП (P_D) – критерії забезпеченості устаткування запасними елементами. Для приблизного розрахунку визначення кількості запасних частин використаємо методику, засновану на оцінках імовірності появи відмови в період регулярної заміни елементів.

Тривалість простою між двома регулярними чи плановими оглядами залежить від надійності механізму і визначається середнім числом його відмов і часом, що затрачається на усунення цих відмов. Якщо середнє наробок на відмову механізму дорівнює T_0 , то можна знайти, як часто він відмовляти за час t_0 між двома регулярними оглядами (T_0 – наробок механізму, рівний поточному часові за винятком загальної тривалості простою $\sum T_{П}$). Якщо між двома регулярними оглядами на механізм не впливають відмови внаслідок зносу і його працездатність змінюється за експоненціальним законом, імовірність безвідмовної роботи протягом двох оглядів

$$P(t_0) = e^{-t/T_0} \quad , \quad (7.13)$$

Середній час між оглядами $T_{ср}$ обчислюють для напрацювання t_0 аналогічно тому, як розраховують середній наробок на відмову

інтегруванням $P(t)$ від нуля до нескінченності. Середній час між оглядами T_{cp} фактично є середнім часом між плановими і позаплановими оглядами:

$$T_{cp} = \int_0^{t_0} P(t) dt .$$

У разі експоненціального закону

$$T_{cp} = \int_0^{t_0} e^{-t/T_0} dt = T_0 \left[e^{-t/T_0} \right] = T_0 Q(t_0)$$

Якщо запланована регулярна заміна деталей, кількість відмов через знос можна значно зменшити, а практично їх зовсім виключити можна завдяки правильному виборі періоду заміни τ_3 . Імовірність того, що механізм відмовить під час роботи, різко зменшується, якщо в період між регулярними замінами елементів можуть відбутися тільки раптові відмови. Кількість однотипних елементів k , що підлягають заміні через відмову в період до регулярної заміни τ_3 , становитиме

$$K = NQ(\tau_3) ,$$

де N – кількість однотипних елементів газового устаткування; $Q(\tau_3)$ – імовірність відмови одного елемента за період наробітку між двома регулярними замінами (τ_3).

Якщо $Q(\tau_3)$ і відзначаються тільки раптові відмови, можна використати наближення

$$Q(\tau_3) = \frac{\tau_3}{T_0} ,$$

звідси

$$K = \frac{N\tau_3}{T_0} ,$$

Точний розрахунок номенклатури і кількості запасних частин заснований на обліку фізичної моделі виникнення відмов, показників безвідмовності і довговічності, а також значення регламентованої ймовірності, що обслуговує необхідний рівень надійності виробу при регулярній заміні деталей із ЗІП.

Кількість запасних частин одиночного комплекту встановлюють розрахунковим методом залежно від характеристик для елемента причин відмови, тобто за раптовими (поломка) чи поступовими (зношування, старіння, корозія) відмовами. Кількість запасних частин кожного

типорозміру можна визначити як для того самого типу машин, так і для устаткування різних типів, маючи на увазі, що вони мають конструктивну наступність.

Визначення обсягу ЗІП для невідновних елементів. Попит на запасні частини і матеріали може носити детермінований чи випадковий характер. В останньому, загальнішому випадку опитування розглядають у вигляді стаціонарного процесу, описуваного розподілом Пуасона, що позначає ймовірність мати m_i відмов i -го типу елементів устаткування КС за час t , якщо інтенсивність відмов цих елементів λ_i :

$$P_{m_i, \lambda_i, t} = \frac{(\lambda_i t)^{m_i}}{m_i!} e^{-\lambda_i t} . \quad (7.14)$$

Ймовірність того, що кількість відмов m_i не перевищить кількості запасних частин K_{3i} , буде

$$P(c) = \sum_{l=1}^{K_{3i}} \frac{(\lambda_i t)^l}{l!} e^{-\lambda_i t} . \quad (7.15)$$

Кількість K_{3i} запасних частин буде досить, якщо

$$P(m_i \leq K_{3i}) \geq P_D ,$$

де P_D – достатність запасних частин, як найближча до одиниці.

Середня кількість замін елементів розглянутого виду

$$m_i = N\lambda_i t , \quad (7.16)$$

де N – кількість елементів i -го типу в устаткуванні КС.

З (7.16) знаходимо сумарну інтенсивність замін конструктивних елементів:

$$\Lambda_3 = N\lambda_i . \quad (7.17)$$

Підставивши (7.17) у (7.15) замість λ_i , одержимо ймовірність того, що за час t кількість елементів, що відмовили, не перевищить кількість запасних частин K_{3i} :

$$P(m_i \leq K_{3i}) = P_3 = \sum_{K=0}^{K_{3i}} \frac{(\Lambda_3 t)^K}{K!} e^{-\Lambda_3 t} \geq P_D . \quad (7.18)$$

Для зручності проведення розрахунків часто користуються іншою формулою:

$$1 - P_3 = \sum_{K=0}^{K_{3i}} \frac{(\Lambda_3 t)^K}{K!} e^{-\Lambda_3 t} = \sum_{K_3+1}^{\infty} \frac{(\Lambda_3 t)^K}{K!} e^{-\Lambda_3 t} \geq P_D$$

де $1 - P_3 = P(m_i > K_3)$ – імовірність того, що заміна кількість елементів m_i i -го типу буде більша від кількості запасних частин K_3 .

Отже, якщо відомі значення Λ_3 і t , то, задавшись достатністю запасних частин P_D , можна установити необхідну кількість запасних частин K_3 :

$$P_3 \geq P_D \text{ або } 1 - P_3 > P_D.$$

Залежність складу ЗІП від допустимої його недостатності також очевидна. Ступінь недостатності вимірюється ймовірністю того, що кількість елементів, що відмовили, буде більша від кількості елементів, що є в ЗІП для заміни. Якщо в ЗІП є два елементи, а імовірність того, що за час $T_{\text{поп}}$ відбудеться понад дві відмови, дорівнює 0,1, то це означає, що достатність ЗІП дорівнює 0,9, а недостатність – 0,1. Коефіцієнт достатності ЗІП P_D задається звичайно 0,9...0,99.

Запишімо процедуру визначення кількості запасних частин певного i -го типу для елементарного випадку, коли потік відмов – найпростіший і замінені елементи не відновлюються. Нехай інтенсивність відмов i -го типу елементів дорівнює λ_i , час поповнення i -го типу елементів $T_{i \text{ поп}}$, кількість i -тих елементів N_i , достатність ЗІП P_D .

Визначмо значення сумарної інтенсивності відмов i -го елемента $\Lambda_3 = N_i \lambda_i$:

Заповнимо табл. 7.1 значень імовірностей у такий спосіб. За час поповнення ЗІП $T_{i \text{ поп}}$ відбудеться певна кількість m_i випадкових відмов. Залежно від кількості $m_i = 0, 1, 2, 3, \dots, K_3$ і кількості Λ_3 будуть змінюватися P_{m_i}, Λ_3 . Другий рядок табл. 7.1 заповнюємо значеннями, що розраховуються за (7.14), де λ_i замінено Λ_3 . Третій рядок заповнюємо для кожного m_i за (7.18), причому кожне значення дорівнює сумі всіх елементів у попередньому рядку аж цього m_i . Четвертий рядок – доповнення третього до одиниці.

Таблиця 7.1.

Значення ймовірностей, t залежно від i K_3

K_{3i}	$K_{3i} = 0$	$K_{3i} = 1$	$K_{3i} = 2$...	K_{3i}
$P(m_i, \Lambda_3)$	P_0, Λ_3	P_1, Λ_3	P_2, Λ_3	...	P_{K_3}, Λ_3
$P(m_i \leq K_3)$	$P(m_i \leq 0)$	$P(m_i \leq 1)$	$P(m_i \leq 2)$...	$P(m_i \leq K_3)$
$P(m_i > K_3)$	$P(m_i > 0)$	$P(m_i > 1)$	$P(m_i > 2)$...	$P(m_i > K_3)$

Якщо кількість запасних частин кожного типу K_{3i} має необхідну імовірність P_i , імовірність достатності загальної кількості запасних частин P_D усіх типів протягом часу експлуатації устаткування дорівнюватиме добутку всіх частинних імовірностей P_i :

$$P_D = \prod_{i=1}^k P_i ,$$

де k – кількість типів елементів механізму, включених у номенклатуру запасних частин компресорних систем.

Необхідну кількість запасних частин для підтримки працездатності устаткування компресорних станцій магістральних газопроводів потрібно визначати в такому порядку. З табл. 3.1 виберемо таке значення P_D , що не менше заданого значення достатності ЗІП P_D . Число K_{3i} , що відповідає цьому значенню P_D , дорівнює кількості запасних елементів у ЗІП; можна також скористатися рядком таблиці. У цьому випадку $(1 - P_D)$ має бути менше допустимої недостатності ЗІП.

Величину P_i залежно від наслідку відмови об'єкта обирають при відмові з важкими наслідками, зв'язаними з небезпекою для людського життя, – 0,95...0,99; при відмові в режимі роботи (що викликає збитки від простою) – 0,98...0,99; при невиконанні функції в заданому обсязі (факт відмови) – 0,95...0,98.

У практичних розрахунках вважають, що ймовірності можна прийняти рівними одна одній. Тоді

$$P_i = \sqrt[k]{P_D}$$

або приблизно

$$P_i \approx 1 - \frac{1 - P_D}{k} \quad (7.19)$$

Для кожного типу запасних частин устаткування КС середня очікувана кількість відмов протягом часу T_p (час експлуатації) можна визначити так:

$$m_i = \lambda_{pi} T_{pi} N + \lambda_{ожі} T_{ожі} N , \quad (7.20)$$

де λ_{pi} – інтенсивність відмов i -го елемента в робочому режимі; T_{pi} – напрацювання i -го елемента; $\lambda_{ожі}$ – інтенсивність відмов i -го елемента у відключеному режимі (режимі збереження); $T_{ожі}$ – час очікування i -го елемента; N – кількість елементів i -го типу.

Для підтримки працездатності устаткування КС протягом заданого часу з імовірністю, досить близькою до одиниці, кількість запасних частин

кожного типу повинна відповідати не середній очікуваній, а достатній, щоб із заданою ймовірністю підтримати працездатність механізму.

Достатня кількість запасних частин K_{3i} i -го типу визначається в такий спосіб: за заданою ймовірністю P_D знаходимо P_i для кожного типу запасних частин за (3.9). Інтенсивність відмов

$$\Lambda_{3i} = \frac{m_i}{T_k}$$

де m_i визначається за (7.20).

Далі застосовують методика, описану в попередньому підрозділі.

Розрахунок кількості запасних частин відновних елементів.

Схема використання ЗІП у випадку відновних елементів показана на рис. 7.2. Відмова елемента відбувається з інтенсивністю λ_i . Елемент, що відмовив, ремонтують, і він надходить на поповнення ЗІП.

Середній час ремонту з урахуванням часу на транспортування елемента, який ремонтується, дорівнює $T_{вп}$.

Приблизна схема розрахунку ЗІП для відновних елементів:

визначаємо сумарну інтенсивність відмов $\Lambda_3 = N_i \lambda_i$;

заповнюємо табл. 7.1 значень імовірностей того, що за час ремонту $T_{вп}$, відбудеться кількість відмов, що задовольняє умову (7.18);

з табл. 7.1 вибираємо таке значення ймовірності, що або не менше заданого значення достатності ЗІП, або не більше заданої недостатності ЗІП. Число K_{3i} , що відповідає цим значенням, дорівнює кількості запасних елементів.

Якщо час ремонту $T_{вп}$ тривалий, а інтенсивність відмов велика, може виявитися, що для ЗІП буде потрібно багато запасних елементів. У цьому разі планують поповнити його елементами, що зберігаються на складах.

Поповнення ЗІП елементами потрібне і тоді, коли ремонт обмежений деяким допустимим числом ремонтів відновного виробу. Для ремонтної майстерні створюють ЗІП з первинних елементів, що входять до складу замінного елемента.

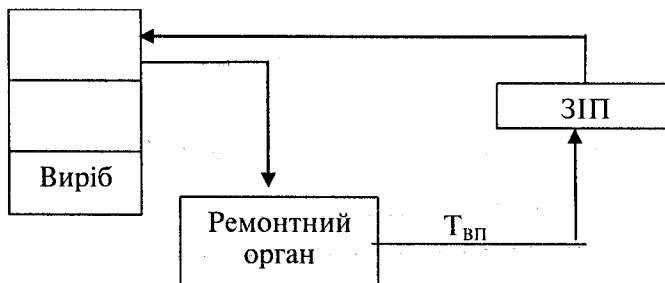


Рис. 7.6. Схема використання ЗІП для відновних елементів

Задання з розрахунку необхідних запасних елементів полягає в тому, щоб знайти таке значення K_{3i} , що забезпечить можливість того, що в будь-який момент хоча б один із запасних елементів перебуватиме в справному стані ($K_3 = 1$). Для забезпечення постійної працездатності агрегату необхідне дотримання співвідношення

$$\frac{K_{Pi}}{T_0} \leq \frac{n_{PK}}{T_{ВП}} \quad , \quad (7.21)$$

де $T_{ВП}$ – середній час відновлення цього елемента; T_{Pi} – кількість робочих елементів цього типу, що входять до складу устаткування; n_{PK} – кількість ремонтних каналів, тобто кількість потоку ремонтів елементів, який можна ремонтувати одночасно (залежить від методу організації ремонтної служби на місці експлуатації устаткування); T_0 – напрацювань до відмови запасного елемента; її вважають рівною напрацюванню відмови робочого елемента.

Умова (7.21) означає, що потік відмов мусить бути менший від потоку відновлення.

Кількість ремонтних каналів визначається з умови (7.21) у такий спосіб:

$$n_{PK} \geq \frac{T_{ВП} K_{Pi}}{T_0} \quad ,$$

Співвідношення $\frac{T_{ВП} K_{Pi}}{T_0}$ позначаємо так:

$$\frac{T_{ВП} K_{Pi}}{T_0} = \rho_i \quad . \quad (7.22)$$

З (7.22) одержимо

$$n_{PK} \approx \rho_i \quad . \quad (7.23)$$

Кількість ремонтних каналів визначають за більшою цифрою.

Процес забезпечення компресорної станції запасними частинами розглянемо як завдання з масового обслуговування. Обслугова система – ЗІП і ремонтна база. Обслуговий апарат – безпосередньо запасна частина. При відмові устаткування КС в обслугову систему надходить вимога на необхідну запасну частину, що задовольняється ЗІП. Якщо така запасна частина відсутня, то вимога стає в чергу з очікування обслуговування. При цьому цей обслуговий апарат чи ремонтний канал

Таблица 7.2.

$$\text{Значения } 1 - P_3 = \sum_{K=K_3+1}^{\infty} \frac{(\Lambda_3 t)^K}{K!} e^{-\Lambda_3 t}.$$

K ₃	Λ ₃ t									
	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0
0	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
1	877544	889197	899741	909282	917915	925726	932794	939190	944977	950213
2	620385	645430	669116	691559	712703	722615	72615	768922	785409	800852
3	350369	377286	403961	430291	456187	481470	506375	530546	554037	576810
4	161357	180646	200653	221277	242424	263948	285903	308063	330377	352768
5	062126	072496	083751	095869	108822	122577	137092	152324	168223	184732
6	020449	024910	029976	035673	042021	049037	056732	065110	074174	083918
7	005862	007461	009362	011594	014187	017170	020569	024411	028717	033509
8	001486	001978	002589	003339	004247	005334	006621	008131	008131	011905
9	000337	000470	000642	000862	001140	001487	001914	002433	003058	003803
10	000069	000101	000144	000202	000277	000376	000501	000660	000585	001102
11	000013	000020	000029	000043	000062	000087	000120	000164	000220	000292
12	000002	000004	000006	000008	000013	000018	000026	000037	000052	000071
13	—	000001	000001	000002	000002	000004	000005	000008	000011	000016
14	—	—	—	—	—	000001	000001	000002	000002	000003

зайнятий, тобто ця запасна частина перебуває на відновленні на ремонтній базі. Після відновлення вона повертається в ЗІП на своє місце, звільняючи тим самим обслуговий апарат. Кількість обслугових чи апаратів ремонтних каналів – K , а довжина черги чекання – n .

Критерій оцінки системи обслуговування – необхідна ймовірність P_i того, що в будь-який момент хоча б одна із запасних частин цього i -го типу була в справному стані, тобто тоді вільний хоча б один обслуговий апарат.

Отже, розрахунок зводиться до визначення ймовірності того, що в механізмі будуть заповнені всі канали обслуговування і всі місця чекання відповідно до формули, відомої з теорії масового обслуговування:

$$P_{n+k} = \frac{\rho^{n+k}}{K!K^n} \cdot \left(\sum_{a=0}^k \frac{\rho^a}{a!} + \frac{\rho^k}{K!} \sum_{s=0}^n \left(\frac{\rho}{K}\right)^s \right) \quad (7.24)$$

$\rho = \frac{\Lambda_3}{\mu\beta}$ – відношення параметра потоку відмов устаткування КС до інтенсивності відновлення.

Тут $K_3 = n + k$. У результаті розрахунку за (7.24) одержимо значення ймовірності того, що всі запасні частини агрегату перебувають на відновленні чи чекають ремонту. Тоді необхідно розрахувати таке значення P_i , за якого величина P_{n+k} , знайдена за (7.24), задовольняла б співвідношення $P_i = 1 - P_{n+k} \geq P_D$.

Розрахунок необхідної кількості запасних частин зручно проводити за допомогою номограм (рис. 7.7–7.11), що будуються в такий спосіб:

по осі ординат відкладають значення ймовірності P_i , а по осі абсцис – значення ρ_i . Будують сімейство кривих залежності P_i від ρ_i , використовуючи (7.24) для кожного фіксованих n_{PK} , що змінюються $m = 0, 1, 2, \dots$. Тоді кожна крива відповідатиме визначеній кількості запасних частин $K_3 = n + n_{PK}$, а все сімейство – заданій кількості ремонтних каналів n_{PK} .

Розрахунок необхідної кількості запасних частин виконують у такий спосіб:

на підставі вихідних даних

$$\rho_i = \frac{T_{ВП} K P_i}{T_{0i}}$$

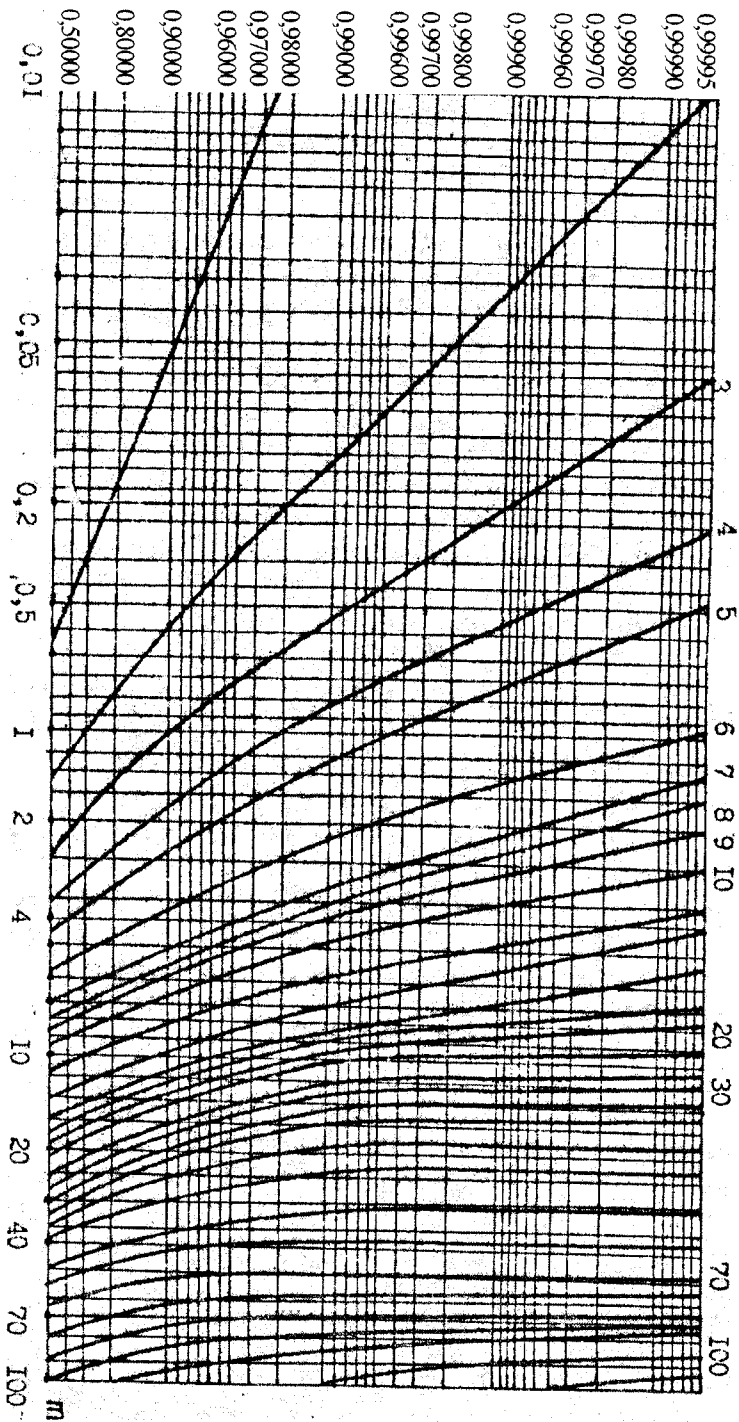


Рис. 7.7. Номограма 1

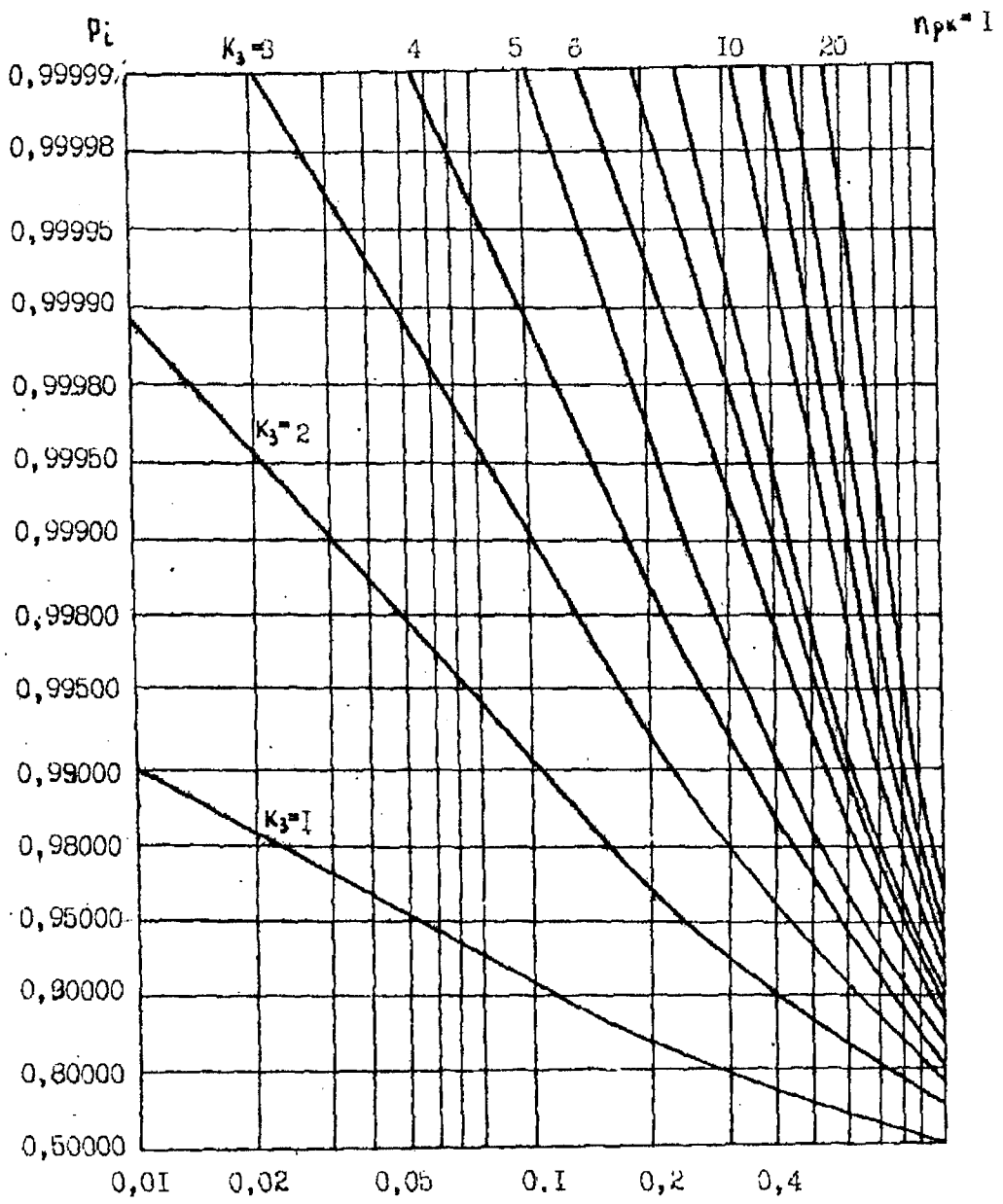


Рис. 7.8. Номограмма 2

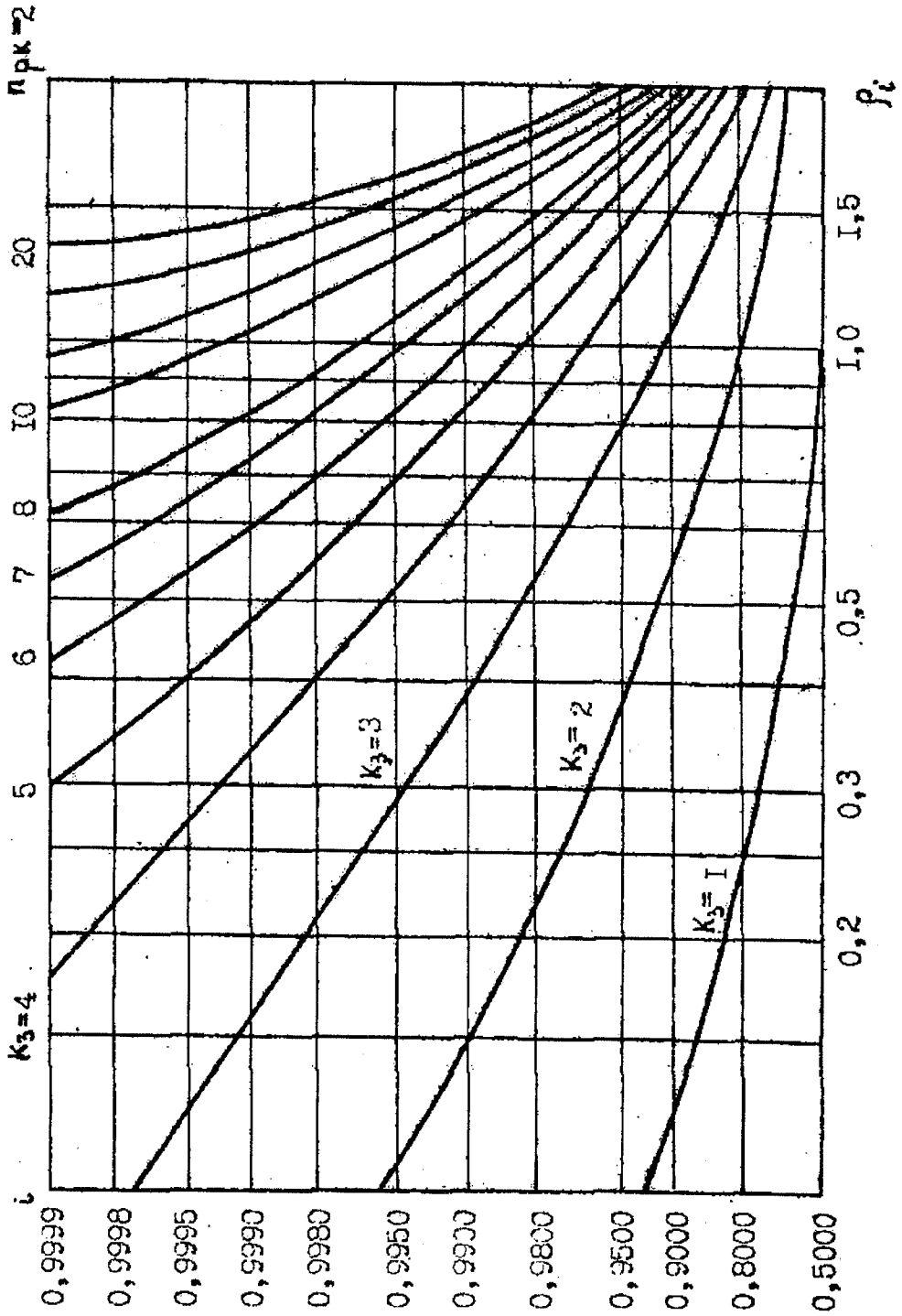


Рис. 7.9. Номограмма 3

$n_{PK} = 3$

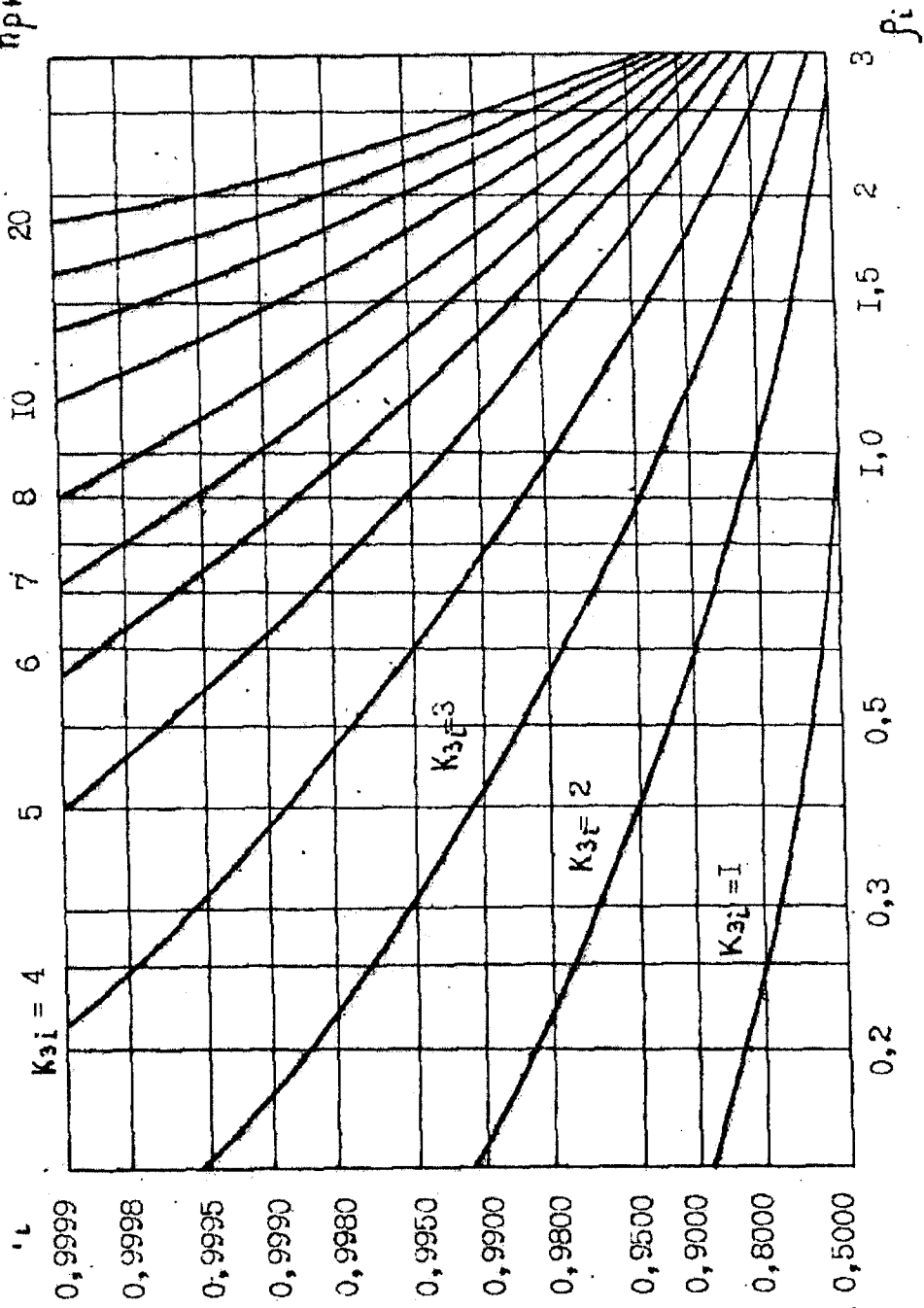


Рис. 7.10. Номограмма 4

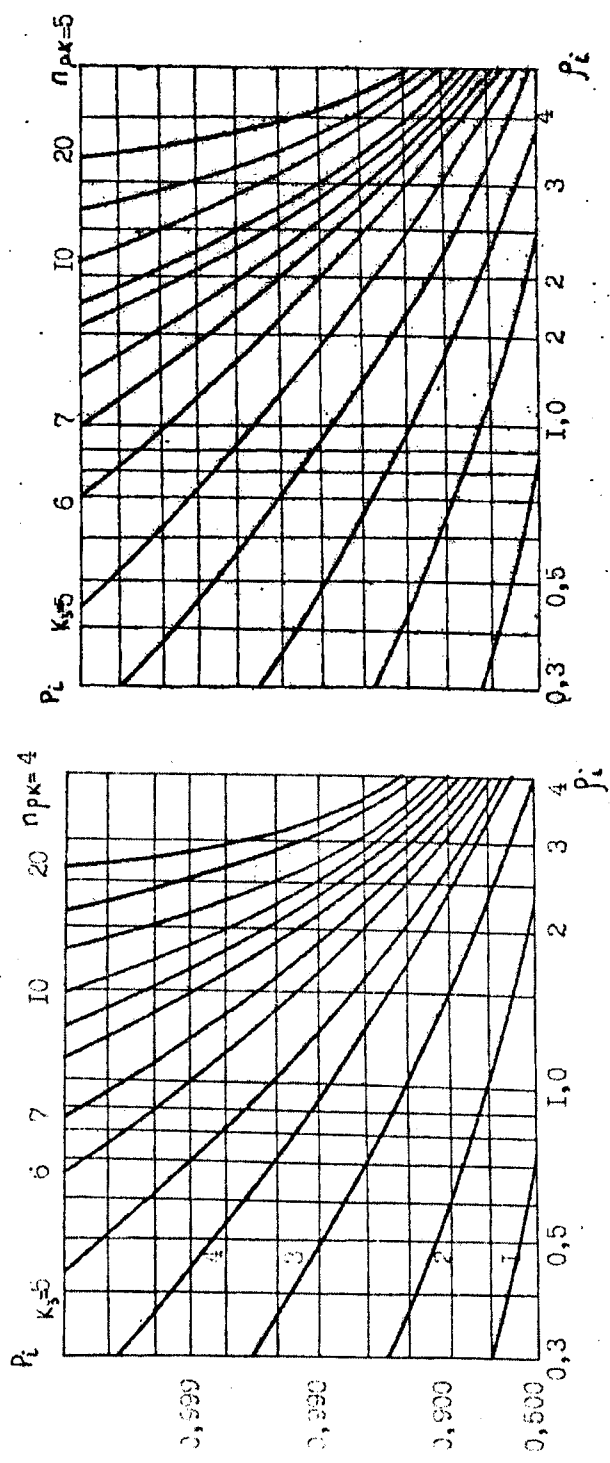


Рис. 7.11. Номограма 5, 6

За номограмою, що відповідає заданій кількості ремонтних каналів rI^{\wedge} і заданій величині P_i , визначають відповідну кількість запасних частин K_{zi} , що береться за найближчою кривою, яка проходить вище від точки (ρ_i, P_i) .

Визначмо кількість запасних частин у газотранспортних системах з урахуванням поступових відмов елементів устаткування.

Поступовою відмовою елементів називається відмова, яка виникла в результаті поступової зміни значень одного чи декількох основних параметрів системи. У результаті елемент втрачає працездатність унаслідок зміни робочого параметра.

Необхідними даними для розрахунку сумарного напрацювання елемента устаткування в заданий період $T_k \in T_{P1}, T_{P2}$ є напрацювання елемента відповідно до першого пошкодження (до визначеного рівня зміни робочого параметра) і від першого до другого пошкодження і т. п.

Загальний час роботи елемента звичайно приймають у вигляді

$$T_p = T_{P1} + T_{P2} + \dots + T_{Pi},$$

де T_1, T_2 – випадкові незалежні величини, що мають однакові розподіли.

Під час експлуатації спостерігаються два випадки:

1) середній ресурс елемента до списання $T_{P.C}$ більший від розрахункового робочого часу (середнього ресурсу виробу до капітального ремонту) $T_{P.KP}$, тобто $T_{P.C} > T_{P.KP}$. У цьому випадку можна припускати, що за час $T_{P.KP}$ потрібно замінити тільки деяку частину основних робочих деталей, що входять у систему, кількісно обумовлену дисперсією напрацювання (ресурсу) власне деталей;

2) середній ресурс елемента $T_{P.C}$ до списання менший від розрахункового часу $T_{P.KP}$, тобто $T_{P.C} < T_{P.KP}$. У цьому випадку за час $T_{P.KP}$ може знадобитися кількаразова заміна всіх робочих деталей агрегату, причому кількість таких замін буде тим більша, чим більша величина співвідношення $T_{P.C} < T_{P.KP}$.

Метод розрахунку запасних частин для випадку $T_{P.C} > T_{P.KP}$. Для визначення m_i розраховують допоміжну величину K :

$$K = \frac{T_{P.C} - T_{P.KP}}{\sigma_i} = \frac{T_{P.C} - T_{P.KP}}{VT_{P.C}}$$

де V – коефіцієнт варіації (за відсутності даних $V = 0,3$).

За знайденою величиною K і значенням $K_{Pi} = 1$ відповідно до номограми 7 (рис. 3.9) знаходять імовірність безвідмовної роботи однієї деталі P_{ii} , за час $T_{P.KP}$:

$$q_{ii} = 1 - P_{ii}. \tag{7.25}$$

Середня очікувана кількість відмов деталей у механізмі за час $T_{p.kp}$

$$m_i = q_{il} K_{Pi} \quad (7.26)$$

За номограмою 3 (рис. 7.5) для отриманого значення ρ_i і заданої ймовірності P_i знаходять необхідну кількість запасних частин K_{zi} .

Другий випадок, коли середній ресурс до списання елемента $T_{p.c} < T_{p.kp}$. Тоді середня очікувана кількість відмов за час $T_{p.kp}$.

$$m_i = \frac{K_{Pi} T_{p.kp}}{T_{p.c}}$$

середнього значення годинної собівартості елементів, що відмовили, за час простою через відсутність запасних деталей на складі.

Приклад. Визначити оптимальне значення ймовірності забезпечення потреби в роторах турбін високого тиску, якщо $C_3 = 50$ грн; $C_{II} = 800$ грн.

За (7.8)

$$E = \frac{800}{50 + 800} = 0,94.$$

З (7.18) знаходимо значення $P_{D.опт}$: воно дорівнює 0,95 ($E < P_D$).

Приклади розрахунків необхідної кількості запасних частин для газоперекачувальних агрегатів.

У системі ГПА приблизно 80 однакових робочих лопаток ТНД ($K_p = 70$). Наробіток на відмову однієї лопатки $T_0 = 7500$ год; середній час відновлення $T_{в.п} = 132$ год. Визначити необхідну кількість запасних робочих лопаток ТНД K_z , якщо при ремонті повинна бути забезпечена ймовірність $P_i \geq 0,99$.

Значення середньої кількості відмов лопаток ОК за (7.20)

$$m = N \lambda_i T_0 = 125 \cdot 742 \cdot 10^{-6} \cdot 11000 = 10,20$$

За номограмою 3 (рис. 7.5) на перетині прямих $m = 10,20$ і $P_i = 0,999$ знайдімо необхідну кількість запасних частин:

$$K_{zi} = 22.$$

Загальна кількість робочих підшипників турбін у газопроводі – 20 ($K_p = 20$), що мають $T_{p.c} = 20\,000$ год при $\sigma = 6000$ год. Визначити кількість підшипників, потрібних для експлуатації КС протягом середнього ресурсу до капітального ремонту ($T_{p.kp} = 12000$ год), якщо ймовірність підтримування працездатності агрегатів протягом часу $T_{p.kp}$ завдяки запасним частинам повинна бути не меншою $P_i = 0,99$.

Розв'язок. Маємо $T_{p.c} > T_{p.kp}$. Тоді

$$k = \frac{T_{p.c} - T_{p.kp}}{\sigma} = \frac{20000 - 12000}{600} = 1.33$$

За номограмою 5 (рис.4.11) для $k = 1,33$ і $k_p = 1$ визначмо $p_{il} = 0,93$. Знайдемо вірогідність відмови одного підшипника за час за (3.15);
 $q_{il} = 1 - 0,93 = 0,07$

За (3.16) визначмо середній час очікуваної кількості відмов підшипників в обладнанні за час $T_{p \cdot kp}$;

$$m_i = 0.07 \cdot 2Q = 1.4Q$$

За номограмою 3 (рис. 4.9) значення k_{zi} – кількість запасних підшипників дорівнює $P_D = 5$ при $P_i = 0,997$.

Потрібно визначити кількість запасних жарових труб камери згоряння, якщо відомо, що інтенсивність їх відмови $\lambda = 2.4 \cdot 10^{-5} I / год$; допустима недостатність $P_D = 0,01$; період поповнення в ЗІП $T_{\text{поп}} = 800$ год.; кількість елементів на компресорній станції $N = 12$.

Розв'язок. Жарові труби камери згоряння є елементами, які не відновлюються; за (7.7) визначмо сумарну інтенсивність відмов:

$$A_3 = \lambda_i N = 2.4 \cdot 10^{-5} \cdot 12 = 2.88 \cdot 10^{-4} I / год$$

Знайдемо значення $A_3 T_{\text{нон}}$ за (7.6). Кількість відмов, які ми очікуємо під час поповнення

$$m = 2.88 \cdot 10^{-4} \cdot 8,10^3 = 2.3$$

Із табл. 7.2 визначмо значення $1 - P_3 < P_D$, що менше допустимої недостатності ЗІП. Воно дорівнює 0,009362. Йому відповідає $k_3 = 7$.

Слід визначити кількість робочих лопаток ТНД, які потрібно мати в запасі, якщо середня інтенсивність їх відмов $\lambda_i = 1,71 \cdot 10^{-5} I / год$. Кількість лопаток $N = 100$.

Розв'язок. Робочі лопатки ТВД – елементи, які відновлюються. Час їх відновлення $T_{\text{в.п.}} = 132$ год. За (3.7) сумарна інтенсивність

$$A_3 = 1.71 \cdot 10^{-3} I / год.$$

Середня кількість очікуваних відмов під час ремонту за (7.6)

$$A_3 T_{\text{в.п.}} = 1.71 \cdot 10^{-3} \cdot 132 = 0,226$$

За (7.3) $P(T_{\text{в.п.}}) = 0.7977$, тобто вірогідність того, що під час ремонту не буде відмови, рівна 0,7977. Тому в табл. 7.2 в ЗІП можна передбачити два елементи.

7.4. Визначення залишкового ресурсу газоперекачувальних агрегатів в умовах компресорних станцій

Сучасні методи діагностики дозволяють визначити технічний стан складних енергетичних систем, таких як обладнання компресорних станцій, та їх елементів. Оцінка технічного стану обладнання в свою чергу дозволяє прогнозувати залишкові ресурси агрегатів у процесі їх експлуатації.

Розв'язати основне завдання з експлуатаційного діагностування (газоперекачувальних агрегатів), визначити їх працездатність і якість функціонування можна на основі аналізу параметрів, що характеризують працездатність агрегатів і їх елементів.

Важкість точного визначення параметрів для діагностики полягає в тому, що кожному режимові роботи ГПА відповідають свої параметри. Це пояснюється динамічністю взаємозв'язку газових потоків у поточній частині агрегату, обертових мас роторів і тепловою інерційністю агрегата. Тому дуже важливе значення в процесі діагностування технічного стану агрегатів має розробка ефективних методів опрацювання результатів вимірювання.

Загалом випадку структуру діагностування технічного стану ГПА можна подати так:

- розробка класифікації стану;
- обґрунтування вибраних критеріїв технічного стану і їх оцінка;
- вибір способу математичного опису ГПА як об'єкта діагностики;
- обґрунтування методу діагностування або способу виявлення несправності.

Газотурбінне обладнання в процесі виробництва ресурсу має багато станів. Унаслідок цього при розв'язанні завдань з діагностування необхідно спочатку вибрати для аналізу остаточну кількість характерних класів стану за параметрами або за характерними ознаками, які його виражають. Наприклад, до одного класу стану можна віднести пошкодження деталей міцної частини агрегату сторонніми предметами, пошкодження деталей, які омиваються мастилом, і т. п. В першому випадку за ознаку можна обрати рівень вібрації, в другому – появу стружки в мастилі.

Досить часто практично неможливо встановити межі між різними класами станів (положень), оскільки вони можуть характеризуватися тими самими причинами. В процесі діагностики механізму не завжди можна об'єктивно вказати причини, які характеризують конкретний стан ГПА, неможливо також мати повну інформацію про випадковий стан.

Будь-який технічний стан ГПА визначається рядом параметрів, більшість яких у процесі експлуатації контролювати технічно важко й економічно не вигідно. Тому зазвичай вводять контроль тільки тих параметрів, які характеризують ознаку стану. Наприклад, зношення лопаток компресора характеризується зміною їх геометричних розмірів, безперервний контроль яких провести зазвичай дуже важко. Такі параметри називають основними. До них відносяться: ефективна потужність, часова витрата палива, частота обертання роторів, температура газів перед турбіною, параметри функціонування основних систем ГПА.

Запропонований метод прогнозування залишкового ресурсу устаткування заснований на спостереженні в процесі експлуатації, а також на узагальненні ряду статистичних параметрів експлуатації, відхилення яких можуть значно порушити встановлені норми безпеки системи компресорної станції.

Результати вимірювань параметрів кожного агрегату використовують для побудови середньої кривої вимірювального параметра групи агрегатів залежно від напрацювання кожного агрегату. Отримані ламані криві характеру вимірюваного параметра кожної машини можна виправити збільшенням періодичності вимірювань діагностичного параметра і будувати середню криву для групи досліджуваних агрегатів.

Зміна середньої кривої вимірюваного параметра в часі матиме вигляд функції $\Pi = S(\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n, t)$,

де: $\alpha_1, \dots, \alpha_n$ – коефіцієнти, різноманітні для кожного агрегату; t – напрацювання агрегату, год.

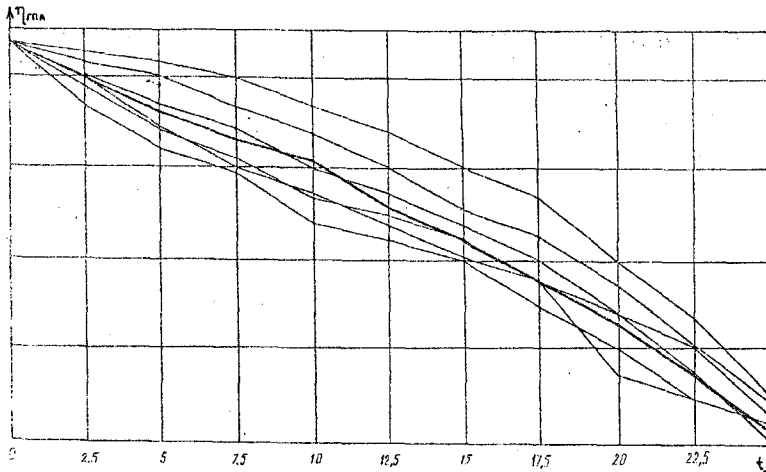


Рис. 7.12. Криві зміни ефективного ККД групи ГПА залежно від їх напрацювання (товста лінія – крива середніх значень ефективного ККД для групи ГПА)

Критичне значення напрацюваннями пропонуємо визначити таким чином. Для кожного агрегату встановлено критичне значення кожного параметра або заводом-виробником, або досвідом експлуатації. Це означає, що кожен параметр має своє допустиме значення, яке відповідає безпечній роботі, наприклад.

Із заданого значення $S_{кр}$ для кожної кривої (агрегату) визначається критичне значення напрацювання $T_{кр}$. Для m різних агрегатів встановлені m різних $T_{кр}$: $T_{1кр}$, $T_{2кр}$, ..., $T_{mкр}$.

Таблиця 7.3.

Результати зміни значень ефективного ККД під час експлуатації

№ з/п	Час, тис. год									
	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25
1	0,32	0,32	0,31	0,30	0,29	0,27	0,26	0,23	0,20	0,17
2	0,31	0,29	0,27	0,26	0,25	0,23	0,22	0,20	0,18	0,15
3	0,32	0,31	0,29	0,28	0,27	0,25	0,24	0,22	0,19	0,17
4	0,29	0,29	0,27	0,26	0,25	0,24	0,22	0,20	0,18	0,17
5	0,32	0,31	0,30	0,28	0,26	0,25	0,23	0,21	0,19	0,17
6	0,32	0,30	0,29	0,28	0,27	0,25	0,24	0,21	0,19	0,17
7	0,30	0,29	0,28	0,27	0,25	0,24	0,23	0,20	0,18	0,15
8	0,30	0,28	0,27	0,25	0,24	0,23	0,21	0,19	0,17	0,16
9	0,32	0,30	0,28	0,27	0,25	0,23	0,22	0,20	0,18	0,16
10	0,31	0,29	0,27	0,26	0,25	0,24	0,22	0,18	0,17	0,16
11	0,31	0,30	0,29	0,27	0,26	0,25	0,23	0,21	0,19	0,16
12	0,30	0,29	0,28	0,27	0,26	0,24	0,22	0,19	0,17	0,15
A	0,31	0,30	0,28	0,27	0,26	0,24	0,22	0,20	0,18	0,16
B	0,31	0,30	0,28	0,27	0,25	0,24	0,22	0,20	0,17	0,16

Примітка. А – середнє значення ефективного ККД за статичними змінами; Б – середнє значення ефективного ККД, що відповідає апроксимакційний формулі ефективного ККД.

Розрізняють два види відновлення технічного стану:

1) відновлення без вимірювання (діагностування). Заміна здійснюється тільки тоді, коли настає час $T_{кр}$;

2) число i момент вимірювання вибирають з урахуванням максимального прибутку.

Найвигіднішим економічно з цих двох запропонованих варіантів є періодичність вимірювання.

Досвід експлуатації показує, що між розрахунковим значенням $T_{кр}$ і його статистичним вимірюванням існує деяке відхилення, що називається помилкою розрахунку, яку визначають таким чином. Нехай для m агрегатів із загальної кількості N , які проходять вимірювання, до

моменту τ було розраховано, що очікуване значення залишкового ресурсу одне і те ж і дорівнює Δt , тобто $T_{кр} - \tau = \Delta t$. Надалі під час експлуатації для цих m агрегатів значення напрацювання до заміни становили $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_i, \Delta t_m$, тобто $T_m - \tau = \Delta t_m$. Тоді середня похибка розрахунку критичного значення напрацювання матиме вигляд:

$$E(\tau, t) = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m |\Delta t_i - \Delta t| \quad (7.27)$$

Як випливає з (7.27), функція помилки зростає із збільшенням значення Δt при встановленому τ .

Серед вимірювальних параметрів діагностики ГПА найчастіше використовується для визначення технічного стану коефіцієнта корисної дії (ККД). Найрозповсюдженіший ефективний ККД.

Ефективний ККД ще можна визначити таким чином:

$$\eta_{ое} = \frac{N}{3600 H_0 G}$$

де N – потужність турбіни, кВт; G – витрата продуктів згорання, кг/с; H_0 – тепловитрата на турбіну.

Метод побудови функції зміни ККД полягає в такому: в процесі експлуатації для різних наробків агрегатів необхідно встановити різні значення ККД, розрахувати середнє значення $\eta_{гпа}$ групи досліджуваних агрегатів для кожного наробку, побудувати статистичну криву вимірювання ККД $\eta_{гпа}$, функція якої має параболічну форму і є квадратичною:

$$\eta_{гпа} = \alpha_1 t^2 + \alpha_2 t + \beta. \quad (7.28)$$

Вигляд функції (7.28), побудованої для умов, поданих на рис.7.12, наведено на рис. 7.13.

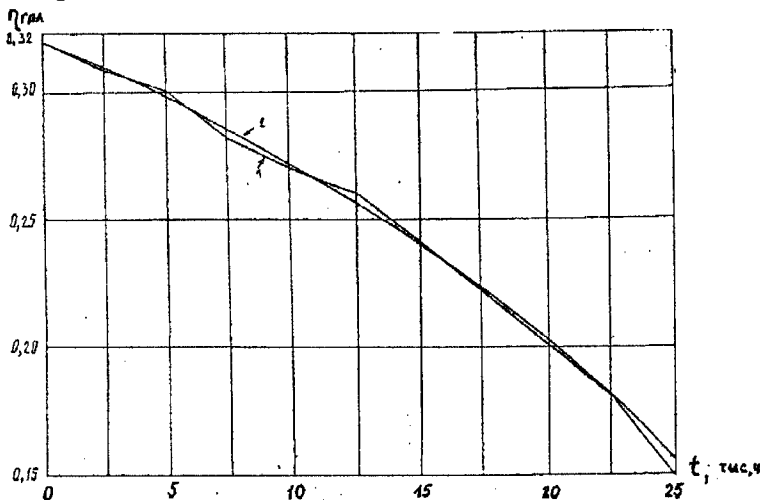


Рис. 7.13. Функція зміни ККД: 1 – за статистичними даними; 2 – розрахована функція

Використання методики оцінки еквівалентності режимів при різноманітних умовах роботи агрегатів дозволяє встановити ресурс будь-якого агрегату, якщо відомі параметри експлуатації одного з них. Втілюють це таким чином. Нехай в одних умовах роботи ГПА при його ресурсі t_1 ймовірність роботи без ремонту (або заміни), через досягнення критичного стану агрегату рівна $\varphi_{\text{гна}}(t_1, R_1)$. Якщо необхідно зберегти у відсотках ймовірність роботи без ремонту в інших умовах експлуатації агрегатів, то необхідно задовольнити рівняння:

$$\varphi_{\text{гна}}(t_1, R_1) = \varphi_{\text{гна}}(t_2, R_2). \quad (7.29)$$

Проте

$$\varphi_{\text{гна}}(t, R) = e^{-\int_0^t \lambda(t, R) dt},$$

Тоді

$$\int_0^{t_1} \lambda(t, R_1) dt = \int_0^{t_2} \lambda(t, R_2) dt. \quad (7.30)$$

Вираз (7.30) означає рівність площин під кривими інтенсивностей відмов (рис.7.14).

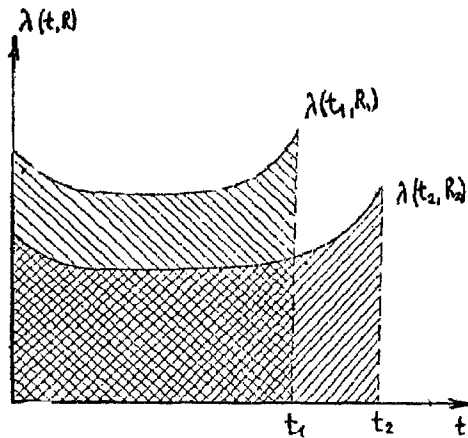


Рис. 7.14. Графік до встановлення виробництва (ефективного ККД)

Відмінність площ під кривими $\lambda(t, R)$ пояснюється різницею умов роботи агрегатів на компресорних станціях, що перебувають у різних кліматичних умовах.

Із (7.30) отримуємо:

$$\lambda_{\text{ср}}(R_1)t_1 = \lambda_{\text{ср}}(R_2)t_2$$

де $\lambda_{\text{ср}}(R)$ – середнє значення інтенсивності відмов обладнання.

Тут визначається величина ресурсу t_2 в нових умовах експлуатації агрегатів при відомих даних $\chi_{cp}(R_1)$, $\chi_{cp}(R_2)$ і t_1 .

Прогресивна форма диференціації ресурсу – експлуатація ГПА за технічним станом. При різноманітних формах технічного обслуговування заміни елементів і ремонту, включаючи капітальні, проводять залежно від фізичного стану кожного агрегату. Ця форма експлуатації найповніше задовольняє умову (7.29), оскільки вона забезпечує максимальне використання агрегатів залежно від їх конструктивних можливостей. Відповідно при збільшенні величин ресурсу більшість агрегатів ремонтуватимуть раніше від установленого терміну з урахуванням їх фактичного стану.

Критичне значення ефективного ККД характеризує ненормальний стан агрегатів. Висновок критичне значення ефективного ККД базується на певному ряді критеріїв (критерій забезпечення мінімуму витрат або критерій безпечної роботи).

Оптимальне критичне значення ефективного ККД визначається напрацюванням, за якого сума втрат вартості недовиконаного обсягу робіт буде вища від вартості сукупності заміненних елементів C_s .

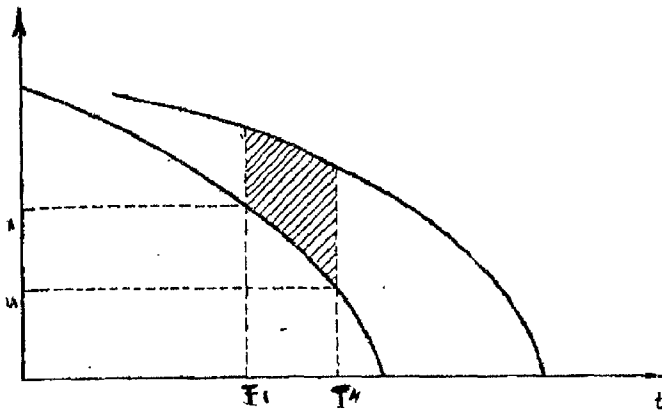


Рис. 7.15. Графічне відображення витрат величини ресурсу агрегату залежно від напрацювання:

1 і 2 – криві зміни з початку експлуатації і після заміни зношеного елемента новим.

Функція прибутку, принесеного агрегатом, залежить від часу t , ступеня відновлення ефективного ККД і від характеру його зміни в наступний період експлуатації. В цьому випадку функція прибутку виражається за (7.29):

$$C(t) = f(t, \lambda, C_s, V).$$

У випадку, коли враховується тільки заміна зношених елементів,

$$C(t) = f(C_s, t),$$

де C_s – вартість заміни елементів ГПА;

$$C_s = \sum C_{тур} + \sum C_{ок} + \sum C_{кзс} + \sum aс,$$

$\sum C_{тур}, \sum C_{ок}, \sum C_{кзс}, \sum aс$ – загальна вартість заміни зношених елементів відповідно турбін високого і низького тиску, ОК, камери згоряння, допоміжних систем.

Прибуток, принесений агрегатом між двома сусідніми ремонтами (k і $k+1$), виражається так:

$$\int_{T_k}^{T_{k+1}} f(C_s^k) dt = C^k(\Delta t_i) \quad (7.31)$$

де C_s^k – вартість ремонту (або заміни) при k -м моменті;

$\Delta t_i = T_{k+1} - T_k$ – час між ремонтами.

Прибуток між ремонтами також виражається через ефективний ККД:

$$C^k(\Delta t_i) = \int_{T_k}^{T_{k+1}} f(\eta_{сна}^k, t) dt, \quad (7.32)$$

Де $C^k(\Delta t_k)$ – прибуток при k -м значенню ККД за формулою (7.31) або за (7.32).

Початкове значення C_s^T при введенні агрегата в експлуатацію ($k=0$) $C_s^0, \eta_{сна}$ – відновний ефективний ККД при k -м ремонті. Номінальне вихідне значення ККД виражається $\eta_{сна}(k=0)$ ($k=0$).

Загальний прибуток, принесений агрегатом за весь міжремонтний цикл $T_{мк}$ до капітального ремонту, визначається так:

$$M = \int_{T_0}^{T_A} \pi(t) dt + \sum_{i=1}^{k+1} \left\{ \int_{T_k}^{T_{k+1}} f[\eta_{сна}(T_t)] dt - C_s^t \right\},$$

$$M = C^0(\Delta t_0) + \sum_{i=1}^{k+1} \{C^t(\Delta t_i) - C_s^t\},$$

де: $C^0(\Delta t_0)$ – прибуток при нормальних значеннях ККД;

$$C^0(\Delta t_0) = \int_{T_0}^{T_A} \pi(t) dt;$$

$\pi(t)$ – функція прибутку при нормальних значеннях; $\Delta t_0 = T_A - T_0$ – період до першого ремонту.

Якщо відома функція швидкості прибутку $C(t)$ і вартість заміни (або ремонту) елементів вимірювального агрегата C_s , віднесена на період наробку t , то середній одиничний чистий прибуток

$$\xi(t) = \frac{1}{t} \left[\int_0^t c(t) dt - C_s \right]$$

Функція $\xi(t)$ буде максимальною при досягненні агрегатом свого критичного стану. Критичне напруження $T_{кр}$ відповідає критичному значенню ефективного ККД ($\eta_{гпа\ кр}$) і визначається за формулою (7.28).

Метод визначення залишкового ресурсу ГПА полягає у вимірюванні ефективного ККД конкретного агрегату з урахуванням його критичного стану і зміною його в минулому, а також характеру зміни, виявленої для всієї сукупності ідентичних агрегатів.

Метод можна використовувати за наявності повної інформації про середню зміну ККД групи однотипних агрегатів, а також про поведінку конкретного агрегату в минулому. При прогнозуванні використовують зміну ефективного ККД конкретного агрегату, який характеризується екстраполяційною функцією і середнім квадратичним відхиленням цієї функції від фактичної зміни ефективного ККД з урахуванням критичного стану агрегату $\eta_{гпа\ кр}$.

Втілення цього методу дає можливість отримати достовірний прогноз залишкового ресурсу і високий техніко-економічний ефект. Для цього спочатку необхідно побудувати середню функцію зміни ефективного ККД для групи однотипних спостережувальних агрегатів на основі середніх даних за критичним станом групи агрегатів, після чого встановлюють допустимі відхилення функції зміни ефективного ККД і його середнього значення для перерізу А-А.

Допустимі відхилення:

$$U_1 = \eta_{гпа} - k\delta; \quad U_2 = \eta_{гпа} + k\delta, \quad (10)$$

де $\eta_{гпа}$ – середнє квадратичне значення ККД у перерізі А-А.

Коефіцієнт

$$k = k_{\infty} \left(1 + \frac{\eta_{гпа}}{\sqrt{2m}} + \frac{\delta\eta_{гпа}^2 + 10}{12m} \right), \quad (11)$$

де m – кількість досліджуваних агрегатів;

k_{∞} – визначається із рівняння

$$\Phi_0 = \left(k_{\infty} = \frac{P}{2} \right), \quad (7.35)$$

P – ймовірність знаходження функції в межах $U_1 \dots U_2$;
 η_v – із рівняння

$$(7.36)$$

v – ймовірність своєчасного виконання першого діагностування;
 $\Phi_0(k_\infty)$ і $\Phi_0(\eta_\infty)$ – функція Лапласа вигляду

$$\Phi_0(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^z e^{-\frac{x^2}{2}} dx.$$

З (7.27) і (7.34) визначають $\Phi_0(k_\infty)$ і $\Phi_0(\eta_\infty)$.

Після цього знаходять k_∞ і η_∞ . Знаючи δ , m , k_∞ , η_∞ , за формулою (7.34) розраховують k , а за (7.33) – значення U_1 і U_2 .

Далі для знайдених величин U_1 і U_2 будують відповідні криві (рис. 7.16) для декількох значень напрацювання, де проводять вимірювання (діагностику).

Послідовно при критичних значеннях $\eta_{1кр} = \eta_{2кр} = \eta_{гпа\ кр}$ визначають відповідні напрацювання $T_{1кр}$ і $T_{2кр}$ для кривих 1 і 2 за формулою (7.28).

Абсолютне відхилення

$$\Delta t = T_{кр} - T_{1кр} = |T_{кр} - T_{2кр}|,$$

Відносне відхилення

$$\frac{\Delta t}{T_{кр}} \cdot 100\%.$$

Для визначення залишкового ресурсу одного конкретного агрегата за його станом використовують графік (рис. 7.16). При зміні через T_E годин роботи одного конкретного агрегату (точка E) потрібно встановити ефективний ККД η_E , провести криву 4, паралельну криву середнього значення $\eta_{гпа}$ (крива 3) до пересічення з абсцисою, що відповідає $\eta_{гпа\ кр}$, і визначити $T_{E\ кр}$ за формулою (7.28) при $\eta_{Eкр} = \eta_{гпа\ кр}$.

Допустиме відхилення T_E від значення $T_{E\ кр}$ можна знайти за відношенням

$$\frac{\Delta T_E}{T_E} = \frac{\Delta t}{T_{кр}},$$

звідки

$$\Delta T_E = \frac{T_E}{T_{кр}} (T_{кр} - T_{1кр})$$

Тоді значення залишкового ресурсу цього агрегату визначають таким чином:

$$R_E = (T_{Eкр} - T_E) \pm \Delta T_E;$$

$$R_E = (T_{кр} - T_E) \pm \Delta T_E.$$

де T'_E – напрацювання цього агрегату в точці E' , яка відповідає значенню η_E за середньою зміною функції групи агрегатів $\eta_{гпа}$ (див. рис. 7.16).

Вираз (7.37) зручно використовувати для розрахунку залишкового ресурсу. Це пояснюється тим, що на практиці для групи агрегатів значення $T_{кр}$ – стала величина, тому для розрахунку досить визначити T'_E для кожного конкретного спостережувального агрегату за методикою, викладеною вище.

Допустимі межі середнього значення ККД вираховуються із визначеною достовірною ймовірністю за формулою (7.33). Якщо прийняти $P = 90\%$, то за формулою (7.35) і (7.36) можна знайти значення функції Лапласа.

Звідси

$$k_z = 1,645; \quad \eta_v = 2,33.$$

Тут група досліджуваних агрегатів складається із $m = 12$ агрегатів. Тоді за формулою (7.34)

$$k = 1,645 \left(1 + \frac{2,33}{\sqrt{2 \cdot 12}} \right).$$

За формулою (10) знайдемо:

$$U_1 = 0,265 - 2,54 \cdot 0,0082 = 0,257;$$

$$U_2 = 0,265 + 2,54 \cdot 0,0032 = 0,273.$$

Із отриманих значень випливає, що 90% значень при 11 тис. год з ймовірністю 0,98 перебувають в інтервалі 0,257...0,273.

Аналогічним чином визначають межі при наробку 2,5; 5; 7,5; 10; 12,5; 17,5; 20; 22,5; 25 тис. год. Результати вказані в таблиці 3. На рис. 7.16 показані криві 2 і 3, що відповідають значенням U_1 і U_2 , наведеним у табл. 7.4.

Таблиця 7.4.

Значення меж відхилення ефективного ККД

t, тис. Год	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25
U_1	0,302	0,290	0,278	0,263	0,248	0,225	0,212	0,184	0,170	0,148
U_2	0,312	0,307	0,294	0,280	0,264	0,247	0,228	0,208	0,187	0,158

Примітка. U_1 – нижня, U_2 – верхня межі.

Уявімо, що значення $\eta_{кр} = 0,16$ задовольняє умову (7.29). Тоді за формулою (7.28)

$$T_{кр} = 24,573 \text{ год.}$$

Абсолютне відхилення

$$\Delta t = T_{кр} - T_{1кр} = 24,573 - 23,625 = 0,948 \text{ тис. год.}$$

Відносне відхилення

$$\frac{\Delta t}{T_{кр}} \cdot 100\% = \frac{0,948}{24,573} \cdot 100 = 2,85\%.$$

Розглянемо приклад розрахунку залишкового ресурсу окремого конкретного агрегату (рис. 7.16, точка E). Проведемо від точки E криву 4 паралельно кривій 3. Допустиме відхилення T_E напрацювання конкретного агрегату від середнього значення $T_{Eкр}$ (за формулою (14) при $P = 0,90$ і $\sigma = 0,98$).

$$\Delta T_E = \frac{T_E}{T_{кр}} (T_{кр} - T_{1кр}) = \frac{11}{24,573} (24,573 - 23,625);$$

$$\Delta T_E = 0,424 \text{ тис. год.}$$

Залишковий ресурс цього агрегату визначається за формулою (7.35):

$$R_E = (24,573 - 14,825) \pm 0,424 = 9,748 \pm 0,424 \text{ тис. год.},$$

де $T_E = 14,825$ (див. рис. 7.16).

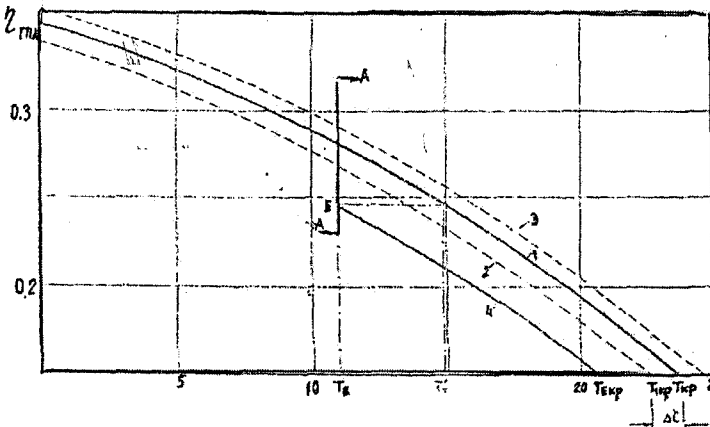


Рис. 7.16. Схема до встановлення величини залишкового ресурсу агрегатів:

1 — крива середніх значень ефективного ККД; 2, 3 — криві нижнього і верхнього відхилень від середніх значень ККД; 4 — крива зміни ефективного ККД певного агрегату; А-А — січення, де визначаються відхилення від середнього значення.

РОЗДІЛ 8. РЕМОНТ ТРУБОПРОВОДІВ* БЕЗ ЗУПИНКИ ПЕРЕКАЧУВАННЯ

8.1. Аналітичні дослідження витоків продукту з трубопроводу

Проблема діагностування малих витоків із газопроводів останнім часом стала дуже актуальною. З одного боку це пов'язано зі старінням газотранспортних магістралей і в зв'язку з цим із високою вірогідністю появи свищів у результаті корозійних процесів, а з іншого – з несанкціонованими відборами газу.

Малим витокком вважається такий шляховий відбір газу, поява якого не впливає на покази штатних контрольно-вимірювальних приладів у межах їх чутливості. Тому діагностувати появу і координату малого витoku за зміною параметрів режиму роботи газопроводу неможливо. Методи, що базуються на застосуванні газоаналізаторів, також неефективні, оскільки необхідно перебувати в безпосередній близькості від місця витoku, щоб його зафіксувати, що в умовах великої протяжності магістрального газопроводу є практично нереальним заданням.

Ідея діагностування малих витоків із газонафтопроводів базується на дослідженнях зміни амплітудно-частотних характеристик при виникненні шляхового відбору. Створена математична модель одержала експериментальне підтвердження на дослідному стенді.

Діагностична модель газотранспортної системи повинна зв'язувати основні параметри перекачки газу з діагностичними ознаками. Щодо розгалуженої газової мережі така модель обов'язково мусить містити інформацію про характеристики та режими роботи шляхових відборів газу.

Основними вимогами, які ставлять до діагностичних моделей, слід вважати їх швидкодійність та адекватність. Перша полягає в тому, що час реалізації моделі повинен бути досить коротким з тим, щоб за результатами діагностування можна було винести оперативну керівну увагу. Друга повинна гарантувати достовірність одержаних результатів. Повністю задовольнити обидві вимоги неможливо, оскільки вони суперечать одна одній.

Виходячи з практичної точки зору, слід спрощувати діагностичну модель до такої міри, поки результати її реалізації задовольняють інженерні вимоги до точності одержаних результатів.

* Розділ написаний за участю Я. В. Дорошенка та В. Д. Фейчука.

Як відомо, нестационарний процес руху газу на лінійній ділянці газопроводу описується рівнянням

$$\frac{\partial P}{\partial x} = -\frac{\lambda \rho w^2}{2d} \quad (8.1)$$

де P – тиск газу; ρ – густина газу; w – лінійна швидкість; d – внутрішній діаметр труби; x – лінійна координата.

Якщо в точці x_1 магістралі існує шляховий відбір газу інтенсивністю m , то рівняння нерозривності газового потоку може бути записане у вигляді

$$\frac{\partial P}{\partial t} = -c^2 \frac{\partial(\rho w)}{\partial x} + \frac{m}{F} \sigma(x - x_1) \quad (8.2)$$

де c – швидкість звуку в газі; F – площа перерізу труби; t – час; $\sigma(x - x_1)$ – одинична функція Гевісайда.

У дослідженнях газопроводів зі шляховими відборами показано, що для моделювання нестационарного ізотермічного процесу, викликаного нерівномірною газоспоживання, точність визначення діагностичної ознаки не виходитиме за межі 5% у разі лінеаризації рівняння руху. З цією метою вводять поняття осередненої в часі лінійної швидкості w , яка входить у коефіцієнт лінеаризації $2a = \lambda w / 2d$. Тоді з (8.1) і (8.2) шляхом виключення масової швидкості можна одержати рівняння

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{2am}{F} \delta(x - x_1) \quad (8.3)$$

Це рівняння можна покласти в основу створення діагностичної моделі розгалуженої газової мережі, в якій діагностичною ознакою слід вважати коефіцієнт лінеаризації $2a$.

Доповнюють рівняння (8.3) початкові та граничні умови. Для довільного нестационарного процесу як початкові умови можуть бути використані параметри стаціонарного режиму системи як передісторія

$$P(x,0) = P_n - \frac{P_n - P_k}{L} x \quad M(x,0) = M_0 = \text{const} \quad (8.4)$$

Як граничні умови використовуються значення тиску на початку газової мережі $P(0,t) = P_0$ та масової витрати в її кінці, тобто $M(L,t) = M$. На практиці початковий тиск, як правило, підтримується сталим, але витрата в кінці магістралі – переважно величина, змінна в часі. Внаслідок цього модель (8.3) не допускає розв'язку в аналітичній формі. Можлива

реалізація поставленого завдання числовими методами, серед яких найефективніший кінцево-різницевий. Однак завдання з параметричного діагностування систем газопостачання відносяться до класу обернених завдань, для котрих кінцево-різницеві методи характеризуються нестійкістю і потребують значних затрат часу на реалізацію. Так, для реальної газової мережі, що містить 24 шляхових відбори, час реалізації загальної діагностичної моделі, побудованої на основі кінцево-різницевої схеми, становить понад дві години залежно від характеру вихідних даних. Тому така модель не може задовольнити практичні вимоги.

Реалізація моделі (8.3) в аналітичному вигляді дозволить суттєво скоротити час реалізації, однак при цьому втрачається точність одержаних результатів. Щоб дістати змогу реалізувати модель (8.3) в аналітичному вигляді, слід забезпечити постійність граничних умов. Якщо ця вимога до початкової умови повністю оправдана, то для кінцевого перерізу таке припущення недопустиме, оскільки втрата газу в кінці дільниці змінюється в широких межах. Тому виносять ухвалу про апроксимацію реального графіка газоспоживання кусково-сталою (ступінчастою) функцією. Варіація кроку сталості в часі такої функції дозволить наблизити її до реального графіка газоспоживання з якою завгодно наперед заданою точністю, з одного боку, і суттєво скоротити час реалізації моделі, одержавши розв'язок в аналітичній формі, з іншого.

Для оцінки точності спрощеної (лінеаризованої) моделі проведено розрахунки газової мережі з одним відводом для початкових умов у вигляді (8.4) та граничних умов, що виражають сталість тиску на початку системи і реальний графік газоспоживання в її кінці. Розрахунки проводили для двох варіантів. У першому графік газоспоживання апроксимувався неперервною гладкою функцією часу і для реалізації моделі використовували загальну модель, побудовану за кінцево-різницевою схемою. В другому варіанті використовували апроксимацію графіка газоспоживання кусково-сталою функцією і для реалізації моделі використовували аналітичний розв'язок завдання.

Результати розрахунків одержано у вигляді залежностей безрозмірної витрати в початковому перерізі системи від безрозмірного часу. Їх аналіз показує, що максимальна похибка лінеаризованої моделі, тобто відхилення її результатів від результатів, одержаних за загальною моделлю, характерна для початку стабілізації процесу і за величиною вона не перевищує 5%. Час, затрачений на реалізацію лінеаризованої моделі, виявився в 22.5 разів меншим від часу, затраченого на реалізацію загальної моделі.

Результати досліджень дозволяють рекомендувати для діагностування гідравлічного стану газових мереж лінеаризовані математичні моделі, які характеризуються задовільною точністю і високою швидкодійністю.

Малі витоки з трубопроводів не мають суттєвого впливу на параметри їх роботи в межах точності та чутливості сучасних приладів. Тому при експлуатації газотранспортної системи такі витоки можуть існувати досить довго, завдаючи значної матеріальної та екологічної шкоди. Методи визначення місць малих аварійних витоків базуються на періодичних оглядах траси лінійними обхідниками і не можуть задовольнити вимоги надійної експлуатації систем газонафтопостачання.

З метою аналітичного визначення місця аварійного витoku з трубопроводу розглянемо ділянку трубопроводу довжиною L і діаметром d , у точці l_a якої існує аварійний витік із масовою витратою q , яку вважатимемо сталою в часі. Зв'язок між зміною тиску $P(x, t)$ та масовою витратою $Q(x, t)$ у магістралі за наявності шляхового витoku продукту визначається системою рівнянь

$$\frac{\partial P}{\partial x} = -\frac{1}{F} \frac{\partial Q}{\partial t} - \frac{2a}{F} Q \quad (8.5)$$

$$\frac{\partial P}{\partial t} = -\frac{c^2}{F} \frac{\partial Q}{\partial x} + \frac{qc^2}{F} \delta(x-l_a)$$

де F – площа перерізу трубопроводу, $2a$ – коефіцієнт лінеаризації; c – швидкість звуку в перекачуваному середовищі; $\delta(x-l_a)$ – функція джерела Дірака.

Нехай до появи аварійного витoku трубопровід працював в умовах стаціонарного руху середовища і розподіл тисків по довжині визначався рівнянням

$$P(x,0) = P_H - \frac{P_H - P_K}{L} x \quad (8.6)$$

Під час появи аварійного витoku тиск на початку трубопроводу змінився до величини $P(0, t) = P_1$, а в кінці $P(L, t) = P_2$.

Тоді розв'язок завдання можна подати у вигляді

$$P(x,t) = \left(1 - \frac{x}{L}\right) \sum_{n=1}^{\infty} [P_1 - P_2 (-1)^n] + \frac{qL}{c^2} \left\{ \frac{x(L-l_a)/L^2 \text{ при } x \leq l_a}{l_a(L-l_a)/L^2 \text{ при } x > l_a} \right\} +$$

$$\frac{2}{c^2} \left(1 - \frac{x}{L}\right) e^{-at} \sum_{n=1}^{\infty} [(P_H - P_1) - (P_K - P_2) (-1)^n] \frac{1}{\omega_0} (\sin \omega_0 t + \cos \omega_0 t) -$$

$$\frac{qL}{\pi c^2} e^{-at} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n\omega_0} \sin \frac{\pi n x}{L} [\cos(\omega_0 t + \varphi) - \cos(\omega_0 t - \varphi)] *$$

$$[\sin(\omega_0 t + \varphi) - \sin(\omega_0 t - \varphi)]$$

З розв'язку видно, що за наявності аварійного витoku з трубопроводу повинен змінитися тиск у кожній точці. Якщо витік q досить малий, то він впливає на загальний розподіл тисків у межах похибки вимірювання, отже зафіксувати зміну параметрів неможливо.

Однак, якщо в одержаному розв'язку прийняти $q = 0$, то власна частота коливань у трубопроводі становитиме

$$\omega_0 = \frac{1}{2L} \sqrt{(2\pi mc)^2 - \left(\frac{\lambda W}{4d} L\right)^2} \quad (8.8)$$

При виникненні аварійного витoku ($q \neq 0$) власна частота коливань середовища зміщується за фазою на величину $\varphi = \frac{\pi n l_a}{L}$

Отже, за величиною фази зміщення власних коливань середовища в трубопроводі можна оцінити відносну координату аварійного витoku l_a/L незалежно від величини самого витoku. Таким чином, для діагностування малих витоків з трубопроводу слід визначити власну частоту коливань ω_0 середовища і слідкувати за зміщенням коливань за фазою. Якщо таке зміщення виникне, то це свідчить про наявність витoku з трубопроводу, а за величиною фазового зміщення можна оцінити лінійну координату витoku.

Цю ідею можна реалізувати на основі явища резонансу. Відомо, що якщо частоти власних коливань і змущувальної сили збігається, то це призводить до зростання амплітуди коливань.

На початку ділянки в трубопровід вводять джерело коливань (наприклад, звукових), амплітуда яких постійна, а частоту можна змінювати. В кінці трубопроводу встановлюють приймач коливань. Очевидно, що амплітуди коливань у кінці і на початку трубопроводу будуть різні, але якщо при зміні частоти коливань їх амплітуда в кінці трубопроводу почне зростати, то це свідчить, що власна частота коливань середовища в трубопроводі збігається з частотою ініційованих коливань. Таким чином можна виміряти частоту власних коливань середовища в трубопроводі ω_0 . Під час виникнення аварійної відмови спостерігається зміщення фази власних коливань на величину φ . Це зміщення можна зафіксувати і, як було показано вище, за його величиною розрахувати місце аварійного витoku. Однак розрахунковий шлях може не відповідати точності визначення координати аварійного витoku. Тому можна використати метод тарування. Для цього створюють витік продукту на лінійній координаті l_a і при цьому фіксують фазове зміщення. Надалі лінійна інтерполяція дозволить поставити у відповідність координату витoku і фазове зміщення.

8.2. Експериментальні дослідження впливу шляхового відбору газу на амплітудно-фазову характеристику газопроводу

На основі теоретичних розробок і досліджень характеру руху газу на лінійній ділянці газопроводу за умови утворення шляхового відбору газу встановлено, що під час утворення витoku збурення отримує амплітудно-частотна характеристика системи. Однак аналітичні дослідження містять ряд факторів, які не піддаються точній числовій оцінці і величина яких суттєво впливає на режим роботи газопроводу зі шляховим відбором.

Основною метою проведених аналітичних досліджень є встановлення моменту виникнення несанкціонованого шляхового відбору газу, визначення його лінійної координати й оцінка величини. Очевидно, що аналітичні розв'язки не можуть повною мірою дати відповіді на поставлені запитання. В умовах нестационарних процесів руху газу в газопроводі визначити момент включення малого за величиною шляхового відбору вкрай важко, оскільки коливання тиску і витрати, викликані нерівномірністю газоспоживання, накладатимуться на коливання цих параметрів, викликані появою відбору. Ще важче визначити лінійну координату і величину шляхового відбору.

На основі сказаного можна зробити висновок, що аналітичні дослідження дозволяють лише якісно оцінити процес у газопроводі, викликаний появою несанкціонованого шляхового відбору. Для розв'язання поставленого завдання з діагностування малих витоків із газопроводу необхідний комплексний підхід, який включає аналітичні дослідження, лабораторні експерименти і натурні випробування методу.

Експериментальні дослідження процесу появи малих витоків газу з газопроводу проводили з метою підтвердження аналітичних висновків про вплив шляхового відбору газу на амплітудно-частотну характеристику системи і визначення ряду технологічних параметрів, необхідних для практичного застосування методу діагностування малих витоків із газопроводу на основі аналізу фазового зміщення амплітудно-частотної характеристики.

Важливим завданням досліджень є експериментальне підтвердження зміщення фази амплітудно-частотної характеристики під час виникнення відбору. Крім того, важливо довести, що величина зміщення фази є функцією від координати шляхового відбору, а також установити, як впливають на результати інші параметри процесу.

Для розробки методу діагностування малих витоків із газопроводу важливими етапами є визначення власної частоти системи, величина

якої значною мірою визначає вибір діапазону дослідження коливного процесу в газопроводі. Окрім того, слід акцентувати увагу на визначенні порога чутливості і ступеня точності вимірювальних приладів, які забезпечать вловлювання і передачу сигналу. Важливого значення слід надати виборві джерела коливань, характерові його розміщення на трубопроводі. І нарешті, не останню роль відіграють конструктивні частотні характеристики первинних перетворювачів, а також комплекс апаратури, що служить для передачі і реєстрації сигналів.

Лабораторні експерименти проводили на секціальному стенді, основою якого був трубопровід, змонтований із труби діаметром 25,4 мм і завдовжини 16,8 м. Джерелом стиснутого середовища служив балон, заповнений під тиском вуглекислотою, азотом чи повітрям, який з'єднувався з початком трубопроводу-моделі через понижувальний редуктор. Тиск середовища до й після редуктора контролювався за допомогою шкальних манометрів класу точності 1. На початку трубопроводу-моделі розміщена камера, в якій містилося джерело коливань, в ролі якого використані низькочастотні генератори сигналів ГЗ-118, ГЗ-4. Частоту коливань задавав генератор у межах від 10 Гц до 1 КГц.

На трубопроводі в різних його точках по довжині розміщені відводи. Частина з них використовується як модель шляхового відбору газу. Такі відводи оснащені кранами, закритими заглушкою з каліброваним отвором для забезпечення сталості шляхового відбору за величиною витрати газу. В інших відводах розміщені первинні перетворювачі коливного процесу, сигнали з яких передаються на осцилограф С1-77, С1-103.

Крім того, на початку ділянки трубопроводу, в кінці і біля кожного з діючих відборів розміщено шкальні манометри для контролю за величиною тиску в трубопроводі в ході проведення досліду. Величину витрати газу по лінійній ділянці газопроводу, а також величини шляхових відборів у кожному з проведених дослідів вимірювали за допомогою лічильника газу барабанного типу СГ-5 і секундоміра.

Технологія проведення одиночного досліду із серії спланованих експериментів забезпечувала визначення зміщення по фазі амплітудно-частотної характеристики газопроводу в конкретних умовах виникнення шляхового відбору газу.

У підготовчий період на відводі, розміщеному в заданій точці траси газопроводу, встановлювали заглушку з каліброваним отвором, що імітує шляховий відбір газу заданої величини. Аналогічно в кінці газопроводу встановлювали заглушку з каліброваним отвором, що імітує величину

витрати газу по газопроводу. До початку проведення досліду всі крани на відводах і в кінці газопроводу закриті.

Через комутатор до осцилографа під'єднували первинний перетворювач коливань у газопроводі, розмістили його в заданій точці газопроводу. Джерело коливань створювало хвилі заданої частоти коливань системи і визначалось за формулою

$$\omega_0 = \frac{1}{2L} \sqrt{(2\pi n c)^2 - \left(\frac{\lambda W}{4d} L\right)^2}, \quad (8.9)$$

де L, d – довжина і діаметр ділянки трубопроводу;

n – номер гармоніки;

c – швидкість розповсюдження зв'язку в середовищі;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу;

W – середня лінійна швидкість газу в трубопроводі.

Середню швидкість газу визначали за величиною витрати газу в газопроводі, яку в свою чергу задавали величиною калібрувального отвору в заглушці і контролювали за допомогою лічильника та секундоміра. При тиску в газопроводі P і величині витрати (за даними вимірювань лічильника) Q_n величину витрати за робочих умов визначали із залежності

$$Q = Q_n \frac{P_{cm} T}{P T_{cm}},$$

де P_{cm}, T_{cm} – стандартні умови;

P, T – умови руху газу в газопроводі.

За таких умов середню швидкість газу в газопроводі знаходили з формули

$$W = \frac{4Q}{\pi d^2}.$$

Для визначення коефіцієнта гідравлічного опору за допомогою редуктора на початку газопроводу-моделі встановлювали певний початковий тиск газу, який вимірювали за допомогою ртутного U-подібного манометра. Аналогічно вимірювали тиск у кінці газопроводу-моделі. За одержаними даними величину коефіцієнта гідравлічного опору визначали з формули

$$\lambda = \frac{2(h_n - h_k) \rho_{PT}}{LW^2 \rho_r},$$

де h_n, h_k – показання ртутного манометра, розміщеного на початку і в кінці ділянки газопроводу;

$\rho_{рт}, \rho_{г}$ – густина ртуті і газу відповідно;

$$\rho_{г} = \frac{P}{RT},$$

R – газова стала середовища.

Слід зауважити, що коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу для кожного досліду набував своїх різних значень, оскільки газ рухався в зоні гладких труб турбулентного режиму.

Таким чином, визначена частота створювалась генератором і подавалась на джерело, що забезпечувало виникнення хвильового коливного процесу в потоці газу. Сигнали вловлював первинний перетворювач, розміщений у заданій точці трубопроводу, і реєстрував осцилограф.

Після досягнення стабільності в показаннях приладів відкривали кран на відводі, що імітував шляховий відбір газу. Величину відбору задавали калібрувальним отвором його заглушки і вимірювали в ході досліду за допомогою лічильника. Вважалось, що включення шляхового відбору газу не вплине на характеристики потоку газу (середня швидкість, коефіцієнт гідравлічного опору), оскільки величина шляхового відбору мала в порівнянні з витратою газу по газопроводу.

Для оцінки впливу різних факторів на величину разового зміщення під час включення відбору проводили серії дослідів у різних умовах за описаною вище методикою.

Серед незалежних факторів, які впливають на величину фазового зміщення під час включення відбору, вибрали такі:

відстань відбору газу від початку ділянки газопроводу, L ;

відстань до первинного перетворювача сигналів l , від початку ділянки газопроводу X ;

величина витрати газу по магістралі до включення відбору, Q ;

величина витрати відбору, q .

Кожен із незалежних параметрів у цій серії дослідів міг набувати п'ятьох конкретних значень.

Функцію-відгук вибрано фазове зміщення під час ввімкнення відбору газу $\sigma\varphi$.

Таким чином, функціональні залежності функції-відгуку від незалежних параметрів будувались за п'ятьма рівнями з метою отримання формули такого вигляду

$$\sigma\varphi = F(l, x, Q, q),$$

Умови проведення серій дослідів наведено в таблиці 8.1.

Відповідно до методики раціонального планування експерименту побудовано комбінаційний квадрат для опрацювання результатів дослідів і отримання емпіричної залежності.

Таблиця 8.1

Умови проведення експерименту

№ з/п	ПАРАМЕТРИ				Функція-відгук, град.
	L, см	X, см	Q, л/с	q, л/с	
1	102,0	931,0	5,2	0,6	54,6
2	218,0	812,0	10,4	0,6	82,4
3	420,0	682,0	15,6	0,6	17,5
4	522,0	319,0	20,8	0,6	0,32
5	580,0	58,0	26,0	0,6	17,5
6	102,0	812,0	26,0	1,2	18,8
7	218,0	682,0	5,2	1,2	21,3
8	420,0	319,0	10,4	1,2	14,6
9	522,0	58,0	15,6	1,2	57,9
10	580,0	931,0	20,8	1,2	24,8
11	102,0	682,0	20,8	1,8	25,0
12	218,0	319,0	26,0	1,8	22,6
13	420,0	58,0	5,2	1,8	2,9
14	522,0	931,0	10,4	1,8	7,5
15	580,0	812,0	15,6	1,8	3,6
16	102,0	319,0	15,6	2,4	13,2
17	218,0	58,0	20,8	2,4	2,7
18	420,0	931,0	26,0	2,4	5,7
19	522,0	812,0	5,2	2,4	14
20	580,0	682,0	10,4	2,4	52,3
21	102,0	58,0	10,4	3,0	17,8
22	218,0	931,0	15,6	3,0	27,5
23	420,0	812,0	20,8	3,0	69,2
24	522,0	682,0	26,0	3,0	32,1
25	580,0	319,0	5,2	3,0	37,7

Опрацювали результати досліджень за методикою, яка базується на розробці І. І. Протоцьконова і М. О. Тедера [83]. В основу її покладене поняття про комбінаційний квадрат, заповнення якого є результатами експериментів і дозволяє скоротити кількість дослідів (при п'яти рівнях реалізації кожної залежності) з 625 до 25.

На основі комбінаційного квадрата складають матриці, які подані в таблицях 8.2 і 8.3 відповідно.

Таблиця 8.2

Опрацювання результатів дослідів за параметрами L, x

L, см X, см	102	218	420	522	580	$\sum \varphi_i$	$F_1(x)$
931	54,6	27,5	5,7	7,5	24,8	120,1	24,02
812	18,8	82,4	69,2	14,7	3,6	188,7	37,74
682	25,0	21,3	17,5	32,1	52,3	148,2	29,64
319	13,2	22,6	14,6	0,3	37,7	88,4	17,68
58	17,8	2,7	2,9	24,8	17,5	65,7	13,14
$\sum \varphi_i$	129,4	156,5	109,9	79,4	135,9		
$F_2(L)$	25,88	31,3	21,98	15,88	27,18		

Таблиця 8.3

Опрацювання результатів дослідів за параметрами Q і q

Q, л/хв q, л/хв	5,2	10,4	15,6	20,8	26,0	$\sum \varphi_i$	$F_3(q)$
0,6	54,6	82,4	17,5	0,3	17,5	172,3	34,46
1,2	21,3	14,6	57,9	48	18,8	306,6	72,12
1,8	2,9	7,5	3,6	25,0	22,6	61,6	12,32
2,4	14,7	10,4	13,2	2,7	5,7	46,7	9,34
3,0	37,7	17,8	27,5	20,8	32,1	135,9	27,18
$\sum \varphi_i$	131,2	132,7	119,7	296,8	96,7		
$F_2(L)$	26,24	26,54	23,94	59,36	19,34		

Числові значення функції-відгуку усереднювались у горизонтальних рядинах і вертикальних стовпчиках, і за результатами усереднення побудовано графіки, які опрацювали за методом найменших квадратів. У результаті кожен із залежностей апроксимували формулою ступеневого вигляду

$$J(x_i) = \alpha_i x_i^m$$

Загальну математичну модель для багатofакторної функції знаходили як добуток

$$F(x_1, x_2, x_3, x_4) = \alpha f(x_1) \cdot f(x_2) \cdot f(x_3) \cdot f(x_4)$$

Усереднений коефіцієнт знаходили методом найменших квадратів за даними таблиці 8.1. У результаті отримано емпіричну залежність, що має вигляд

$$\delta\varphi = 0.85 \cdot 10^4 x^{1.5} L^{-1.4} Q^{-0.9} q^{0.85} \quad (8.10)$$

де $\delta\varphi$ – зміщення за фазою амплітудно-частотної характеристики в град.;

L – віддаль від початку трубопроводу до відбору в см;

X – віддаль від початку трубопроводу до датчика в см;

Q – витрата газу по газопроводу в л/хв.

q – витрата газу через відбір у л/хв.

Одержана залежність добре корегує з аналітичними виразами, одержаними на основі реалізації математичної моделі, що підтверджує достовірність досліджень.

Таким чином, на основі досліджень:

Створено математичну нестационарну модель газопроводу зі шляховим витокком із магістралі і запропоновано методику її реалізації для оцінки можливостей контролю за витокками газу з газопроводу.

У результаті реалізації математичної моделі встановлено, що при виникненні витокку з магістралі відбувається фазове зміщення амплітудно-частотної характеристики системи, причому величина зміщення фази не залежить від величини витокку і є функцією його координати.

Результати аналітичних досліджень дозволили запропонувати метод діагностування малих витокків із газопроводу, який базується на проведенні вимірювань, що дозволяють контролювати фазове зміщення амплітудно-частотної характеристики системи.

Створена фізична модель системи і проведені серії експериментів, результати яких підтверджують теоретичні прогнози і дозволяють вибрати й оцінити величини параметрів для створення вимірювальної і реєструвальної апаратури, потрібної для реалізації методу.

8.3. Ліквідація витокків із трубопроводу без зупинки перекачування

Невід'ємною частиною раціональної системи обслуговування трубопроводу є його своєчасний ремонт за результатами діагностики. Ефективність ремонту залежить як від отримання достовірної інформації про дефекти і місця їх розміщення на трубі (це дозволяє визначити обсяги ремонту, терміни та кошти на його проведення), так і від застосовуваної технології робіт.

Уся філософія сучасного ремонту побудована не тільки на повному відновленні проектних характеристик трубопроводів, їх вихідного стану, а й на усуненні дефектів, які можуть спровокувати руйнування трубопроводу або порушити його герметичність. Методика визначення черговості і обсягів вибіркового ремонту спочатку передбачає внутрішньотрубну діагностику. За допомогою магнітних або ультразвукових снарядів виявляють корозійні пошкодження, металургійні дефекти труб і, якщо дозволяють снаряди, дефекти у зварних з'єднаннях. За результатами такої інспекції складають перелік і графіки із зазначенням розмірів дефектів та прив'язкою їх по трасі. Тоді за так званим «критерієм В31G» з американського стандарту ANSI/ASME В31G або відповідними методиками визначають рівень допустимих дефектів і проводять їх рангування. Для корозійних пошкоджень основою є втрата металу за площею і глибиною.

Для підтвердження достовірності визначення найбезпечніших дефектів трубопровід шурфують внутрішньотрубними снарядами. У разі візуального підтвердження проводять ремонт ділянки трубопроводу з дефектами і прив'язку ремонтваного місця на виконавчій схемі. В разі впевненості в показаннях внутрішньотрубною діагностики після опрацювання даних одразу, без попереднього шурфування визначають ділянки для ремонту.

Точне визначення місцезнаходження і значущості аномалій та дефектів дозволяє організації, яка експлуатує трубопровід, розробити економічно вигідну технологію ремонту без зниження безпеки.

Основним критерієм, що визначає надійність газопроводу під час ремонту, є мінімізація зміни напружено-деформованого стану (НДС) трубопроводу порівняно з тим, який був до початку ремонту. У зв'язку з цим важливе значення мають правильний вибір методів виконання ремонтно-відновних робіт та схеми їх організації.

Проблемі розрахунку НДС трубопроводів присвячені дослідження А. Б. Айбіндера, В. Л. Березіна, П. П. Бородавкіна, М. Н. Захарова, А. Г. Камерштейна, Л. С. Шлапака й інших, у результаті яких створені численні розрахункові моделі. Складність проблеми полягає у великій кількості факторів, від яких залежить носійна здатність труби і які впливають на величину та розподіл навантажень, що передаються на трубопровід.

Під час аналізу напружень у зоні дефекту доцільно розглядати чверть труби із штучно розміщеним в її середині дефектом. Це припущення можна обґрунтувати принципом Сен-Венана, згідно з яким особливості напруженого стану, зумовлені дефектом, проявляються в зоні навколо нього, причому розміри зони співрозмірні з розмірами дефекту [73].

Міцнісний аналіз здійснюють на основі розрахунків НДС трубопроводів. Найуніверсальнішим кількісним методом розрахунку є метод кінцевих елементів.

Основною схемою ремонту трубопроводу великого діаметра в разі неможливості його відключення від основної нитки є ремонт у траншеї. За цією схемою газопровід по всій довжині розкривають від насипного ґрунту, проводять підкоп під трубопровід таким чином, щоб між ним і дном траншеї була відстань 0,3–0,5 м. Це дає змогу провести обстеження стану трубопроводу знизу. Довжина ділянки газопроводу, яку розкривають для ремонту, залежатиме від стану зовнішньої поверхні газопроводу, інженерно-геологічних особливостей регіону [2].

Не кажучи про очищення від старої ізоляції й очистку трубопроводу, розгляньмо процеси безпосереднього ремонту труб.

У ДК «Укртрансгаз» ремонтні роботи виконують за такими технологіями:

- а) ремонт МГ підсилювальними бандажами;
- б) ремонт корозійних дефектів із застосуванням підсилювальних муфт;
- в) ремонт дефектних стиків за допомогою двошарової муфти [1].

Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона під керівництвом В. С. Бута для ДК «Укртрансгаз» розробив технологічну інструкцію з ремонту МГ під тиском із застосуванням дугового зварювання [25], де наведені такі методи відновлення носійної здатності труб та стиків:

- а) шліфування поверхні з дефектом;
- б) заварювання корозійних виразок;
- в) установлення розрізного бандажа;
- г) застосування герметичної муфти з технологічними кільцями;
- г) застосування латок-муфт;
- д) застосування муфт із наповнювачем (компаундом);
- е) установлення двошарової муфти.

УкрНДІгаз під керівництвом І. І. Капцова для ДК «Укргазвидобування» розробив СОУ 11.2-30019775-029 [99], де наведені такі методи ремонту газопроводів:

- а) шліфування поверхні з дефектом;
- б) заварювання дефектів;
- в) підсилення газопроводу за допомогою муфти з поздовжніми зварними швами;
- г) підсилення газопроводу за допомогою муфти з поздовжніми фланцями;
- г) герметизація дефектів за допомогою накладки;
- д) герметизація дефектів за допомогою муфт.

Зачищують поверхню шліфуванням і нанесенням ізоляційного покриття з метою зниження концентрації напружень завдяки згладжуванню поверхні та у випадку ремонту незначних за глибиною і протяжністю ділянок трубопроводу, пошкоджених стрес-корозією.

Заварюють корозійні виразки на газопроводі під тиском у таких випадках:

- а) максимальний розмір (діаметр, довжина) пошкодження не менший, ніж 20 мм;
- б) залишкова товщина стінки труби в місці пошкодження не менша, ніж 4 мм;
- в) відстань між найближчими пошкодженнями та до зварних з'єднань трубопроводу не менша, ніж 100 мм;
- г) внутрішній тиск у газопроводі під час ремонту не вищий, ніж 4,0 МПа.

Бандажі і муфти застосовують для локального підсилення дефектної ділянки газопроводу, а також вони служать ефективним протикорозійним засобом, ізолюючи стінку труби від агресивного середовища, виконують функції ефективного стопора від розвитку лавинної тріщини, захисного кожуха від зовнішніх силових впливів.

Для ремонту значних наскрізних дефектів, якщо при цьому вдається тимчасово локалізувати течу, а також дефектів із незначною деформацією поперечного перерізу І. С. Хретинін, В. А. Іванов пропонують застосовувати пустотілі бандажі. Бандаж складається з труби більшого діаметра, ніж трубопровід, що ремонтується, і технологічних кілець (рис. 8.1). При значних деформаціях поперечного перерізу, а також у випадку, коли не вдається перекрити течу, застосування пустотілих бандажів неможливе.

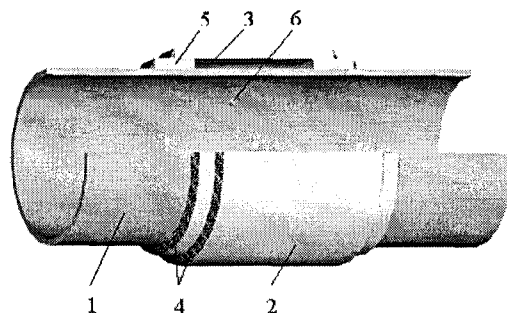


Рис. 8.1. Пустотілий бандаж:

1 – трубопровід; 2 – бандаж; 3 – поздовжній зварювальний шов; 4 – кільцевий зварювальний шов; 5 – технологічне кільце; 6 – наскрізний дефект

Великий інтерес для виконання різних видів ремонту, в тому числі масового, становить застосування композитних матеріалів.

Для ремонту трубопроводів застосовують два типи полімерних композитних матеріалів: заливний і муфтовий (бандажний).

Заливний композитний матеріал застосовують для заповнення дефектів, пов'язаних з утратою металу по товщині стінки труби. Для ремонту трубопроводів потрібні високонаповнювальні композитні матеріали з високим вмістом металу і кераміки. Для галогенових пастоподібних композитів потрібні дрібні домішки титану, алюмінію та спеціальної сталі. Частка цих матеріалів у композиції повинна досягати 85%. Природа взаємодії полімерів із частинками подрібнених металів полягає в обвалуванні їх полімерами, які утворюють суцільні полімерні ланцюги, забезпечуючи високу адгезію композитів.

Наносячи пастоподібні композити на метал, завдяки адгезивним властивостям можна герметизувати пошкодження, наростити зношений метал, ліквідувати корозійні й ерозійні дефекти. Після перемішування і нанесення пастоподібних композитів на очищений трубопровід вони твердіють. Після затвердіння композити набувають основних властивостей металів – кольору, структури, можливості механічної обробки – шліфування, фрезерування, свердлення, нанесення різного покриття. Також матеріали набувають нових властивостей, головна з яких – антикорозійна. Холодне нанесення композитів дозволяє виконати роботи на трубопроводі під тиском в умовах повної пожежовибухобезпечності. Простота і технологічність ремонтів дозволяють проводити їх одразу після виявлення дефектів і розкопування трубопроводів.

Найсприятливіші умови роботи заливних композитів – напруження стиску. У випадку розтягу, особливо в умовах плоского напруженого стану, матеріал розтріскується, відшаровується, тому середні значення параметрів ремонтованих дефектів не повинні перевищувати: глибина – 50% товщини стінки, діаметр – 200 мм.

НДІ надійності трубопроводів (м. Івано-Франківськ) під керівництвом Л. С. Шлапака спільно з ТОВ «Поліпромсинтез» (м. Київ) розробив композитні підсилювальні бандажі «Поліпромсинтез» і технічні умови на них ТУ У 22887593.006. За допомогою композитних бандажів «Поліпромсинтез» можна ремонтувати без зупинки транспортування газу такі локальні дефекти стінки труби газопроводу:

- а) зовнішню корозію стінок труби до 80%;
- б) внутрішнє розшарування стінок труби;
- в) дефекти зварювального шва (непроварювання, тріщини);
- г) механічні пошкодження.

Регламентацію методів ремонту газопроводів, визнаних у світовій практиці, склали вчені інституту Бателля й Едісонівського зварювального інституту (США) на основі аналізу норм і практики США, Канади, Англії та інших європейських країн. До основних методів ремонту, які застосовують за межами нашої держави (табл. 8.3), відносяться:

- а) шліфування або наплавлення приповерхневих дефектів завглибини до 10 – 12% від товщини стінки;
- б) механічні затискачі для усунення наскрізних дефектів;
- в) сталеві півмуфти і накладки у випадку, коли небезпека аварії невелика;
- г) зміцнювальні муфти типу А і герметичні муфти типу Б (рис. 8.2);
- г) муфти з високоміцної стрічки композитного матеріалу на основі скловолокна, які намотують з натягом на місце дефекту труби – метод фірми Clock Spring.

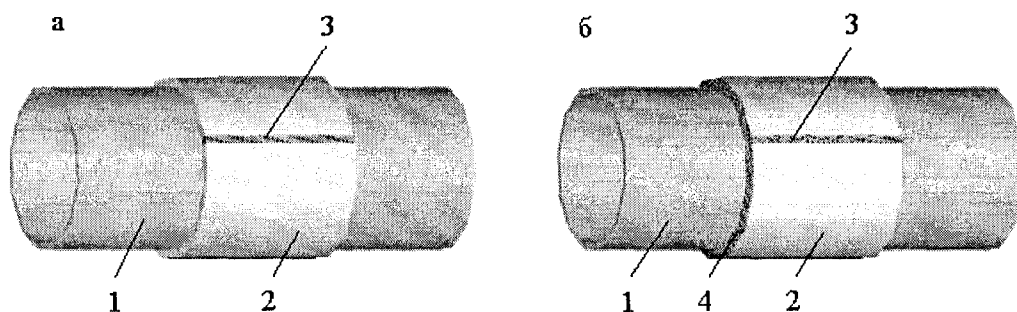


Рис. 8.2. Муфти для ремонту трубопроводів:

- а – муфта типу А; б – муфта типу Б;
- 1 – трубопровід; 2 – муфта; 3 – поздовжній зварювальний шов;
- 4 – кільцевий зварювальний шов

Герметичні муфти типу Б можна застосовувати у разі порушення герметичності трубопроводу за умови, що на час установлення муфти теча буде локалізована та відсутня деформація поперечного перерізу трубопроводу.

Таблиця 8.3

Методи ремонту, які застосовують у світовій практиці

Дефекти	Шліфування	Наплавлення	Муфта типу А	Муфта типу Б	Муфта з композитного матеріалу	Механічний затискач	Стальні півмуфти і накладки
Мала площа дефекту, малий діаметр	Так	Так	Так	Так	Так	Так	Так
Велика площа дефекту, великий діаметр	Ні	Ні	Так	Так	Установка декількох муфт	Установка декількох муфт	Ні
Дефект на плавному згині	Так	Так	Спецконфігурація	Спецконфігурація	Так	Так	Так
Дефект на різкому згині	Так	Так	Спецконфігурація	Спецконфігурація	Спецконфігурація	Ні	Ні
Теча, одиничний випадок	Ні	Ні	Ні	Так+спец-технологія	Ні	Так+спецтехнологія	Ні
Зовнішня корозія	Так	Так	Так	Так	Так	Так	Так
Поверхневий пітінг $< 0,8 \delta$	Так	Так	Так	Так	Так	Так	Так
Глибокий пітінг $> 0,8 \delta$	Ні	Ні	Ні	Так	Ні	Так	Ні
Внутрішній дефект, включаючи корозію	Ні	Ні	При відповідних умовах	Так	При відповідних умовах	Так	Ні
Ум'ятина	Ні	Ні	З наповнювачем	Так	З наповнювачем	Так	Ні
Поверхневі тріщини або подряпини $< 0,4 \delta$	Так+контроль	Так+зачистка	Так	Так	Див. примітку	Так	Так
Глибокі тріщини або подряпини $> 0,4 \delta$	Ні	Ні	Ні	Так	Ні	Так	Ні
Дефект у поздовжньому шві труби або поблизу нього	Ні	Ні	Ні	Так+Спец-муфта	Ні	Так+Спец-муфта	Ні
Стрес-корозія	Так+контроль	Так+зачистка	Так	Так	Див. примітку	Так	Ні
Гофри або вм'ятини	Ні	Ні	Ні	Спецконфігурація	Ні	Ні	Ні
Дефекти попереднього ремонту	Ні	Так+зачистка і контроль	Ні	Так	Ні	Так	Ні
Дефекти кільцевих швів	Так+контроль	Так+контроль	Ні	Так	Ні	За відповідних умов	Ні
Примітка. Застосування муфт із композитних матеріалів для цих дефектів можливе, і його вивчають							

Як показує практика експлуатації, на МГ відбуваються аварії, які супроводжуються вибоком в атмосферу великої кількості газу. Крім великих утрат, аварійні вибоки вибухонебезпечні. Тому потрібно швидко виявити і ліквідувати аварію.

Аналіз технологічних прийомів ремонту наскрізних дефектів газопроводу дозволяє виділити два перспективні методи: ремонт без зупинки транспортування газу і ремонт з відключенням ділянки газопроводу, що ремонтується, від основної нитки. Важливою умовою успішної реалізації цих варіантів є розробка надійних перекиваючих пристроїв, які дозволили б перекинути трубопровід у потрібному перерізі за відносно короткий проміжок часу і витримали б високий тиск, не менший, ніж тиск транспортування.

На основі аналізу патентних та літературних матеріалів провели систематизацію сучасних перекивальных пристроїв. На рис. 8.3 наведена класифікація перекивальных пристроїв, яка дозволяє оцінити перспективність і вибрати напрямок подальшої роботи, метою якої є створення обладнання для тимчасового перекивання трубопроводів.



Рис. 8.3. Класифікація перекивальных пристроїв

Стационарні перекирвальні пристрої (крани), витримуючи значні тиски, дозволяють локалізувати пошкоджену ділянку певної довжини, зменшуючи кількість газу, який випускають, і тривалість аварійно-відновних робіт. Їхньою перевагою є постійна готовність до дії і швидкодія. Однак для максимального скорочення обсягу газу, що випускається, і термінів аварійно-відновних робіт, а відповідно і простою трубопроводу потрібно, щоб локалізовані ділянки були мінімальної довжини, що зумовлює потребу великої кількості перекирвальних пристроїв такого типу. Враховуючи цю обставину, вартість кранів на практиці досягає значної величини (до 10% від загальних капіталовкладень). До того ж деякі крани не застосовують жодного разу за весь термін експлуатації. Таким чином, сфера застосування пристроїв такого типу обмежена міркуваннями економічного характеру.

Мобільні перекирвальні пристрої дозволяють локалізувати пошкоджену ділянку газопроводу будь-якої довжини в безпосередній близькості від місця аварії, що дозволяє максимально скоротити обсяг газу, який випускається, і час простою газопроводу.

Перекирвальні пристрої, які монтуються ззовні трубопроводу, можна застосовувати на трубопроводах будь-якої конструкції у разі розривів і інших пошкоджень. Їх доставляють до місця аварії і після розкопування трубопроводу монтують по обидва боки від пошкодженої ділянки. Недоліком цих пристроїв є те, що перекирвальні пристрої низького тиску встановлюються після зупинки перекачування, а перекирвальною пристрої високого тиску дозволяють усунути пошкодження без зупинки транспортування, але потребують будівництва лупінга або байпаса, на що потрібні значні капіталовкладення.

Перекирвальні пристрої «поточного» типу монтують всередині трубопроводу, переміщують до місця аварії трубопроводом у потоці перекачуваного продукту і зупиняють на місці перекриття за сигналом на час ремонту. Такі пристрої діляться на пристрої, які локалізують течу в газопроводі, перекирвальною порожнину трубопроводу повністю та зупиняючи транспортування газу або частково, перепускаючи потік крізь корпус, і дозволяють провести ремонтні роботи без зупинки перекачування, та пристрої, які локалізують дефектну ділянку і дозволяють вирізати котушку без випускання газу з газопроводу.

Розгляньмо конструкції перекирвальних пристроїв, їх специфічні особливості застосування, а також найоригінальніші технічні рішення, які можуть становити основу під час розробки пристроїв для перекриття порожнини МГ у разі ремонту наскрізних дефектів трубопроводу.

Одним із найочевидніших і простіших способів перекриття трубопроводу є перетискання труби переносними пресами різних

конструкцій. Однією з перших такі пристрої розробила фірма «Regent Jack MfgCo» (США). Перекривальний пристрій являє собою гідравлічний прес потужністю 200 т і масою 680 кг, який переміщують на спеціально обладнаному вантажному автомобілі разом із компресором, що створює тиск 1 МПа для приводу пневмогідравлічного насоса, та консольним краном вантажопідйомністю 700 кг. Перетискання труби здійснюється без попереднього підігрівання, воно триває біля 3,5 хв і витримує перепад тиску від 1,0 до 1,4 МПа. Пристрій можна застосовувати в аварійних ситуаціях для перекриття з двох боків пошкодженої ділянки.

Досить великий клас перекривальних пристроїв становлять механічні заглушки, які вводять у трубопровід через спеціально вирізані для цього отвори. Характерною особливістю такого типу пристроїв є наявність жорсткого корпусу, фрикційного фіксатора, еластичного цільного або пустотілого надувного герметизатора зі шлангами, які з'єднують порожнину герметизатора з джерелом подачі рідини або газу високого тиску. Недоліками механічних заглушок є те, що вони потребують зупинки транспортування газу, а також нещільність герметизації поперечного перерізу газопроводу.

У [53] описана конструкція пристрою для перекриття трубопроводу при ремонті (рис. 8.4), який містить пружну еластичну тороїдальну камеру 6, виконану з плоскою перегородкою 7 і жорстким каркасом 2. Каркас і камера обладнані вушками, крізь які проходить трос. Еластична тороїдальна камера 6, яка наповнюється стиснутим газом, забезпечує герметичність установки пристрою в трубопроводі 5 і стійкість проти зсуву

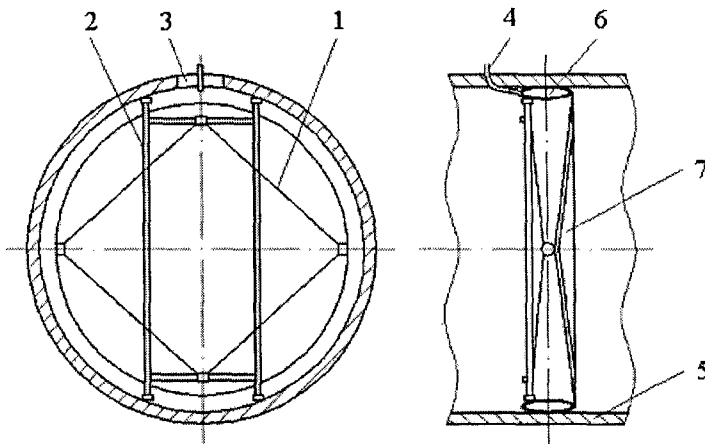


Рис. 8.4. Пристрій для перекриття трубопроводу:

- 1 – трос; 2 – жорсткий каркас; 3 – монтажний отвір; 4 – шланг;
5 – трубопровід; 6 – еластична тороїдальна камера; 7 – плоска перегородка

завдяки щільному приляганню поверхні камери до стінки трубопроводу 5. Перегородка в середній частині камери, як і сама камера, виконана з еластичного газонепроникного матеріалу. Жорсткий каркас 2 застосовують для розміщення пристрою перпендикулярно до осі трубопроводу 5 і створення додаткового опору зсуву шляхом установки його в розпір.

Відома конструкція перекиривального пристрою, в якій як запірний елемент застосовують еластичну оболонку [53]. Особливістю цього пристрою є те, що після вирізання отвору в стінці труби туди вводять еластичну камеру, яка при нагнітанні в неї стиснутого повітря роздувається і перекириває прохідний переріз трубопроводу. З кожного боку ділянки трубопроводу, яка перекиривається, можна встановлювати по два подібних пристрої. В цьому разі внутрішню пару пристроїв застосовують безпосередньо для перекиривання трубопроводу, а зовнішню пару пристроїв з'єднують, після підготовки отвору в стінках трубопроводу байпасною лінією з метою продовження перекачування газу трубопроводом. Еластичну оболонку можна заповнювати речовиною, здатною за певних умов спінюватися, розбухати або тверднути, збільшуючись в обсязі, або замерзати при охолодженні.

Загальною ознакою пристроїв для локалізації місця течі в трубопроводі є те, що вони переміщуються всередині трубопроводу в потоці перекачуваного продукту, зупиняються в місці пошкодження, фіксуються на стінках труби і герметизують пошкодження, зупиняючи витікання газу, та дозволяють провести ремонтні роботи.

Типовим представником таких пристроїв є описаний в [55] пристрій для перекиривання течі в трубопроводі (рис. 8.5), в середній частині корпусу якого виконані наскрізні вікна, а запірний орган виконаний так,

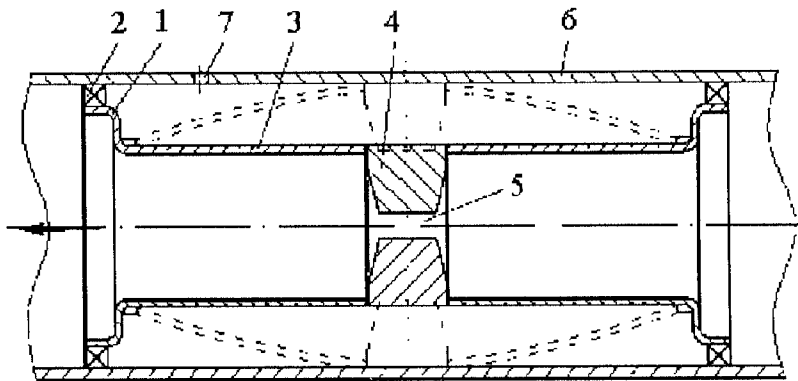


Рис. 8.5. Пристрій для перекиривання течі в трубопроводі:

- 1 – корпус; 2 – ущільнювальна манжета; 3 – еластичний рукав;
- 4 – клиноподібний елемент; 5 – канал; 6 – трубопровід; 7 – теча

що він охоплює корпус 1 і закріплює на його кінцях гнучкий еластичний рукав 3 з рухомими в радіальному напрямку клиноподібними елементами 4, які виступають через вікна в корпусі в порожнину останнього. Під час проходження над місцем течі 7 у кільцевій порожнині між трубопроводом 6 і корпусом 1 з манжетою 2, що з'єднана через течу 7 з атмосферою, відбувається швидке падіння тиску, і гнучкий еластичний рукав 3 під дією тиску в трубопроводі 6 притискається до його стінки, відтягуючи за собою клиноподібні елементи 4. У результаті цього перепад тиску в трубопроводі різко зменшується, і завдяки тертю манжет 2 до стінки трубопроводу 6 пристрій зупиняється. Після усунення течі 7 і вирівнювання тиску в кільцевій порожнині і порожнині корпусу 1 рукав 3 разом з клиноподібними елементами 4 повертається у вихідне положення, відновлюється перепад тиску, що переміщує пристрій трубопроводом.

Пристрій для перекриття трубопроводу (рис. 8.6) призначений для локалізації наскрізних дефектів газопроводів та нафтопроводів без зупинки транспортування продукту.

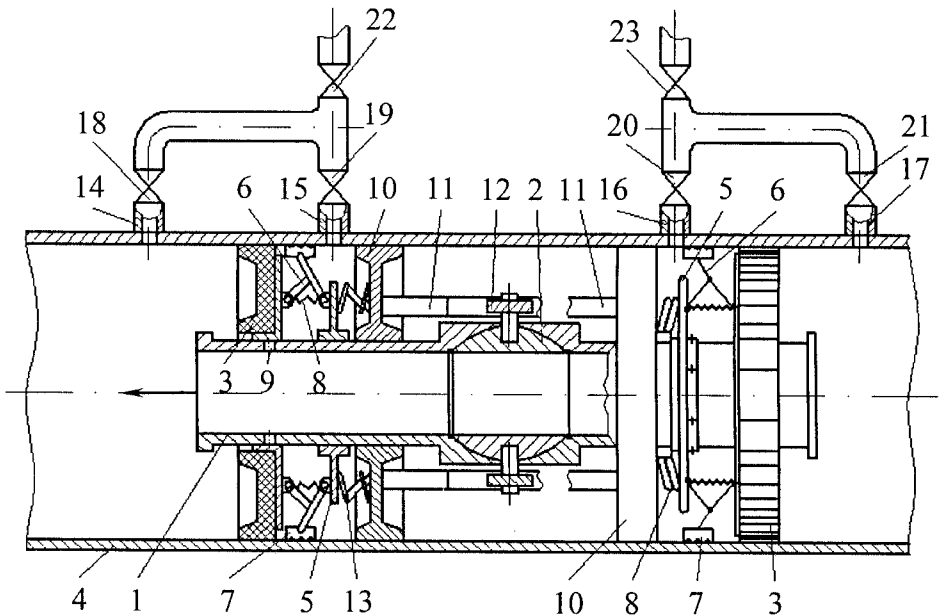


Рис. 8.6. Пристрій для перекриття трубопроводу:

- 1 – циліндричний корпус; 2 – запірний орган; 3 – манжета;
- 4 – трубопровід; 5 – кільцевий упор; 6 – шарнірний важіль;
- 7 – фіксатор; 8 – пружина; 9 – наскрізні отвори; 10 – поршні;
- 11 – рейковий шток; 12 – зубчасте колесо; 13 – пружини;
- 14, 15, 16, 17 – патрубки; 18, 19, 20, 21, 22, 23 – засувки

Попередньо в трубопровід 4 з двох боків від місця течі під тиском врізають по два патрубки 14, 15 і 16, 17 із засувками 18, 19 і 20, 21. Кожна пара патрубків з'єднується в єдину свічу із засувками 22 і 23. Патрубки 15 і 16 розміщують таким чином, щоб у момент фіксації пристрою в трубопроводі 4 вони розміщувались між рухомими манжетами 3 і поршнями 10, при крайньому правому їх положенні.

Наскрізні дефекти локалізують таким чином. Пристрій через камеру запуску вводять у потік продукту, який транспортується і доставляється на місце ремонту. В процесі переміщення пристрою трубопроводом манжети 3 під дією пружини 8 відтиснуті від упорів 5 у крайнє положення і продукт через отвори 9 поступає в порожнину між манжетами. Під час перетину передньою по ходу манжетою отвору патрубка 15 відкриваються засувки 19, 20, 22 і 23 (засувки 18 і 21 закриті). Оскільки діаметр отворів 9 на порядок менший від діаметрів патрубків 15 і 16, то з порожнини між манжетами продукт скидається в атмосферу і тиск у вказаній порожнині різко падає. Завдяки цьому манжети під тиском продукту в трубопроводі, долаючи зусилля пружин 8, переміщуються в бік упора 5, перекриваючи отвори 9. Одночасно фіксатори 7, переміщуючись у радіальному напрямку, прилягають до внутрішньої поверхні трубопроводу 4. Після фіксації пристрою і надійної герметизації на ділянці між манжетами, не зупиняючи перекачування (транспортування продукту здійснюється через наскрізний канал корпусу), здійснюють необхідний ремонт. Після завершення ремонту (усунення витоку і заміни дефектної ділянки) закривають засувки 22 і 23 та відкривають засувки 18 і 21, вирівнюючи тиск на манжети, які під зусиллям пружин переміщуються в початкове положення, виводячи фіксатори 7 із зачеплення з трубою. Одночасно закриваються засувки 18, 19, 20 та 21 і пристрій у потоці транспортованого продукту переміщується до камери прийому. В разі необхідності прискорення доставки пристрою на місце ремонту пристрій виконують з запірним органом 2, який має поршневі приводи. В цьому разі поршні 10 приводу за допомогою пружин 13 з'єднуються з упорами 5. Пристрій вводять у трубопровід з відкритим запірним органом 2. Однак під тиском продукту, який поступає через отвори 9, поршні 10, долаючи зусилля пружин 13, переміщуються назустріч один одному, забезпечуючи закриття запірного органу. В момент фіксації пристрою на місці ремонту і різкого падіння тиску в порожнині між манжетами 3 і поршнями 10 пружини 13 відводять поршні 10 у бік упорів, забезпечуючи відкриття запірного органу 2 і можливість проведення ремонту без відключення дефектної ділянки. В цьому разі довжина ділянки, яка підлягає заміні, повинна бути обмежена відстанями між поршнями 10.

Недоліком наведених пристроїв для локалізації місця течі в трубопроводі є низька ефективність гальмівних механізмів, які не зможуть швидко загальмувати пристрій у місці наскрізного дефекту.

З метою проведення планових ремонтних робіт запропоновано пристрій для перекриття дефектної ділянки діючого трубопроводу (рис. 8.7), який дозволяє локалізувати дефектну ділянку трубопроводу і провести її заміну без випускання газу з газопроводу [55]. Локалізують дефектну ділянку в такому порядку. Попередньо визначають довжину дефектної ділянки L , яка підлягає заміні. Визначають потрібну довжину роз'ємної тяги 5, місце установки фіксатора 15 та пустотілих трубок 16.

Пристрій вводять у трубопровід 17 через камеру запуску. В потоці перекачуваного середовища пристрій транспортують до дефектної ділянки. В момент удару упора 10 об фіксатор 15 пристрій зупиняється, клапан 8 відкривається і робоче середовище з циліндрів 1 надходить у порожнини ущільнень 3, притискає їх до стінки трубопроводу 17 і герметично перекриває його.

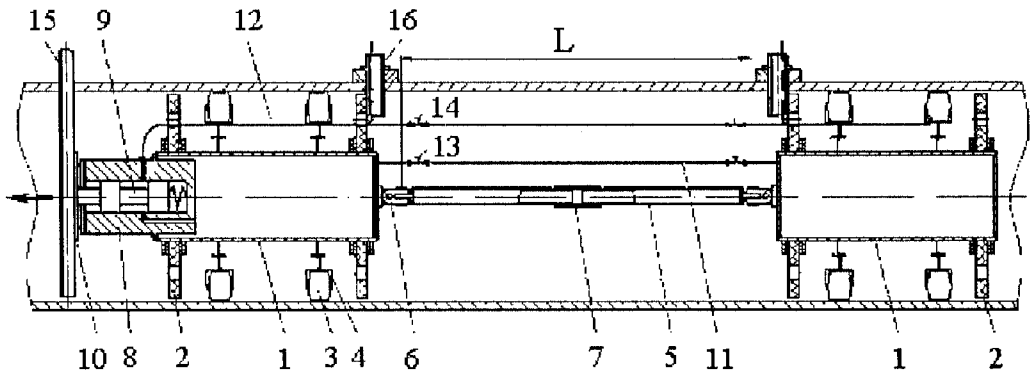


Рис. 8.7. Пристрій для перекриття дефектної ділянки діючого трубопроводу:

- 1 – циліндричний корпус; 2 – напрямний диск; 3 – розтискний кільцевий ущільнювач; 4 – маточина; 5 – тяга; 6 – шарнір;
 7 – муфта; 8 – підпружинений клапан; 9 – шток; 10 – упор;
 11, 12 – гнучкі трубопроводи; 13, 14 – крани; 15 – фіксатор;
 16 – трубка; 17 – трубопровід

Через трубки 16 викачують транспортоване середовище, яке міститься у відсіченій частині трубопроводу, і після її дегазації видаляють дефектну ділянку L шляхом вирізання по кінцях і вздовж твірної. Тоді від'єднують тягу 5 від циліндрів 1 і демонтують ділянку гнучких трубопроводів 12

між запірними кранами 13 і 14. Кінці трубопроводів 12 із запірними кранами 13 і 14 через трубки 16 виводять назовні. Трубки 16 одночасно є упорами напрямних дисків 2 і виключають після зняття тяги 5 зміщення циліндрів 1 під тиском середовища, що міститься в трубопроводі 17. На місце вирізаної дефектної ділянки L установлюють трубу, яку за допомогою зварювання стикують з кінцями трубопроводу 17. Після випробування нової ділянки тиск в ущільнювачах 3 скидають шляхом відкриття запірних кранів 14, які знову вводять у трубопровід 17.

З трубопроводу 17 витягають трубки 16 і фіксатор 15 та заварюють раніше вирізані для них «вікна». Після відновлення перекачування продукту частини пристрою переміщуються в потоці середовища, що транспортується.

Довжина дефектної ділянки, яку може локалізувати пристрій, невелика, оскільки довжина тяг 5 обмежується радіусом повороту криволінійних ділянок трубопроводу.

Ремонт без зупинки перекачування з частковим обмеженням – найефективніший вид ремонту, при якому збиток зводиться до мінімуму. Однак цей вид ремонту припускає наявність високорозвиненої технічної бази, що дозволяє точно діагностувати стан трубопроводу, перекивати його в потрібному місці і споруджувати рівнобіжні обвідні лінії, якими треба здійснювати тимчасове перекачування, поки ремонтується ділянка основного трубопроводу.

Аналіз технічної літератури з питань технології ремонту без зупинки перекачування дозволяє виділити два основних варіанти. Перший припускає таку послідовність операцій:

- уточнення координат ділянки, що ремонтується;
- прокладка рівнобіжного трубопроводу;
- урізання в трубопровід відводів із засувками перед ремонтом ділянки і після нього;
- встановлення пристроїв, що перекивають трубопровід зсередини чи зовні;
- приєднання рівнобіжного трубопроводу до відводів;
- відкриття засувок відводів і перекриття порожнини основної лінії у двох точках;

ремонт локалізованої ділянки.

При другому варіанті технології ремонту послідовність операцій інша: уточнення координат ділянки, що ремонтується; встановлення на трубопроводі стопорної арматури; підведення трубопроводом і монтаж зсередини перекриття пристроїв, що мають канал для ривчака продукту, що перекачується;

перекриття порожнини трубопроводу за кільцевим перетином;
ремонт локалізованої секції.

Найважливішою умовою успішної реалізації цих варіантів технології є розробка надійних перекривальних пристроїв, що дозволяти б перекривати трубопровід у потрібному перетині за відносно короткий проміжок часу і витримували б високий тиск, не менший, ніж тиск перекачування в обидва боки.

До цього часу розроблено чимало способів і конструктивних рішень пристроїв для перекриття порожнини трубопроводів, що, однак, далекі від досконалості /2/. Вони не можуть задовольнити всі потреби практики, тому що сфера їхнього раціонального застосування дуже обмежена. В основі цих пристроїв, як правило, лежить якийсь один принцип – механічний або хімічне (фізичне) перетворення, – він не універсальний. Наприклад: механічні перекривальні пристрої, що (корок Вільямсона й інші) монтуються ззовні трубопроводу. Вони надійні, витримують значні тиски, однак на їхній монтаж потрібно дуже багато часу і, крім того, значно деформується стінка трубопроводу. Через це звужується сфера їхнього застосування, а в ряді випадків використовувати їх просто нераціонально.

Способи перекриття порожнини трубопроводів, засновані на хімічних реакціях пластичних мас, що вводяться в рідкому вигляді всередину трубопроводу, а потім, спінюючись і збільшуючись в обсязі, перекривають перетин і тверднуть, утворюючи твердий тампон, також мають свої переваги і недоліки. Для їхнього введення не треба перерізати стінку трубопроводу, проробляти в ній отвір великого діаметра, досить отвору в 25 мм, який можна проробити за короткий термін будь-яким пристроєм для врізування під тиском. Таким чином, монтаж можна здійснювати за короткий проміжок часу і без особливих ускладнень. Складності виникають на наступному етапі формування тампона.

За наявності в трубопроводі потоку продукту, що перекачується (наприклад, продукт рухається у бік пробної), рідка пластична маса інтенсивно розтікається і при спінюванні і збільшенні обсягу не перекриває перетин. Також процес формування тампона порушується, якщо продукт, що перекачується, заповнює трубопровід не за всім перетином. До того ж рідка пластична маса при спінюванні спливає, тому що її об'ємна вага різко зменшується, і перекриває порожнину трубопроводу тільки верхом перетину. Слід зазначити, що експериментальні дослідження, проведені на трубопроводах великого діаметра, виявили ще один негативний аспект. Тампони великого

діаметра прогоряють усередині, тому що при їхньому утворенні реакція полімеризації супроводжується виділенням великої кількості тепла, особливо з застосуванням таких матеріалів, як ППУ і ППУ-ЗС.

Зазначені обставини, а також і те, що якість тампона практично неможливо перевірити, зводять до нуля переваги зазначеного способу і вводять у зневіру його розробників.

Спосіб перекриття порожнини трубопроводів, заснований на зміні агрегатного стану рідкого продукту, що перекачується, здавалося, розв'язував усі проблеми /3,4/. Дійсно, заморозивши на невеликих ділянках трубопроводу рідину, що перекачується, вдається одержати надійний і міцний крижаний тампон. При цьому не треба порушувати цілісність стінки трубопроводу, досить змонтувати по її колу кільцеву камеру і подати всередину охолоджувальний агент, наприклад, рідкий азот. Цю операцію можна здійснювати в найкоротший термін на будь-якій доступній ділянці трубопроводу. Однак експериментальні дослідження показали, що цей спосіб підходить тільки для трубопроводів малого діаметра, без високошвидкісного потоку продукту, що перекачується. Для трубопроводів великого діаметра навіть без потоку витрати часу й охолоджувального агента такі великі, що реалізація цього методу стає практично неможливою. При заморожуванні трубопроводу діаметром 1220 мм, заповненого водою, треба було 20 год, причому втрата рідкого азоту становила близько 12 000 кг. У результаті експерименту отримали крижаний корок завдовжки близько 1800 мм, серцевина якого діаметром близько 200 мм так і залишилася непромороженою. Слід відзначити, що процес утворення крижаного корка від стінки трубопроводу до центру проходив із значним уповільненням. Кірка льоду завтовшки 10 мм утворилася приблизно за годину, що впливало на утворення 10 мм за другу годину і т. д. Процес заморожування нафти протікає ще повільніше. Для заморожування ділянки трубопроводу діаметром 1220 мм потрібно близько 190 год і 70 т азоту.

Усе вищесказане свідчить про те, що в рамках одного якогось способу, ймовірно, не вдасться розробити прийнятну технологію і технічні засоби. Добрі результати можна отримати, застосувати синтезовану технологію, розроблену з урахуванням переваг і недоліків декількох способів.

Ряд наукових досліджень і конструктивних розробок, що з'явилися в останні роки, свідчить про ефективність зазначеного напрямку. В дослідженні /5/ описані спосіб і пристрій для гідравлічного випробування, ремонту і модернізації трубопроводів великого діаметра, в основі яких

лежить принцип об'єднання механічного перекидного пристрою, переміщуваного по трубопроводу потоком продукту, що перекачується, і способу заморожування.

Спосіб заснований на секціонуванні трубопроводу за допомогою заморожування в ньому крижаного корка, утвореного всередині спеціальної капсули, заповненої водою, завдяки циркуляції теплоносія в системі теплообмінника. Локалізація секції трубопроводу здійснюється під дією розміщення в трубопроводі двох капсул, що заморожуються, розташованих внизу і вгорі за течією щодо секції таким чином, що потік продукту, що перекачується, проходячи через секцію, зупиняється і направляється через обвідну лінію.

Цей винахід дозволяє значно скоротити прості трубопроводів, очисних комплексів і переробних заводів, усунути необхідність в очищенні трубопроводу від продукту, що перекачується, завдяки витисненню його великою кількістю води, яку подають в трубопровід, а також уникнути забруднення навколишнього середовища.

При цьому в минулому розроблені три конструкції: капсули, що заморожується, яка переміщається всередині трубопроводу під дією пневматичного чи гідравлічного тиску; заморожувального пристрою, змонтованого ззовні по колу трубопроводу (рефрижератор) і пристрою для зупинки і фіксації капсул у потрібному місці.

На рис. 8.8 зображена капсула, що складається з пружного розширника 6, концентрично розташованого на циліндрі 7 і закріпленого на ньому по обидва боки бандажами 4 і 8. Внутрішня поверхня

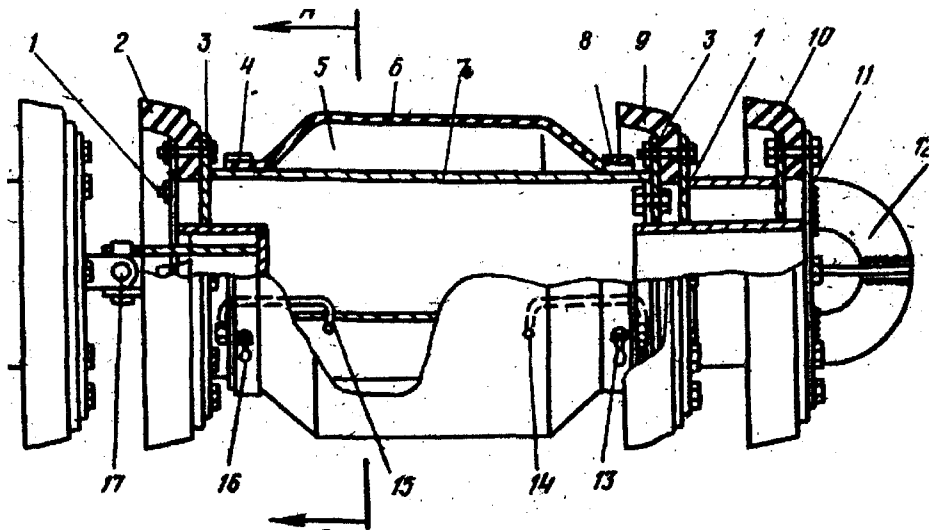


Рис.8.8. Капсула, що заморожується

розширника і зовнішня поверхня циліндра утворюють кільцеву камеру, що розширюється, 5. Розширник має циліндричну поверхню, що чинить тиск на внутрішню поверхню стінки-трубопроводу. Розширник може прогинатися і радіально розширюватися внаслідок тиску обсягу, що розширюється, чи води або іншої рідини, яка заморожується, що міститься всередині камери, закупорюючи трубопровід циліндричною поверхнею і здійснюючи тиск на внутрішню стінку трубопроводу.

Розширник виготовляють із синтетичної гуми чи синтетичного каучуку, здатних витримувати низьку температуру і високий тиск. Найкращий матеріал для розширника – синтетична гума, особливо при роботах на трубопроводах, що перекачують сиру нафту. Однак і інші синтетичні матеріали можуть дати добрі результати, якщо вони хімічно інертні стосовно продукту, що перекачується.

Порожнина камери заповнюється водою через магістраль 15. Рідина з джерела високого тиску надходить у камеру, проходячи через кран 16, що регулює подачу води в магістраль. Повітря, що міститься в камері, а також надлишки води витісняються через магістраль 14, що має кран 13. В міру заповнення камери водою її діаметр збільшується, поки не досягне діаметра, рівного внутрішньому діаметрові трубопроводу. Після того, як повітря буде вилучене з камери, розширник підгортається додатковою порцією води і збільшує свій діаметр, щільно притискаючись до внутрішньої стінки трубопроводу.

До циліндра 7, що виготовляється з високоміцної сталі, здатної витримати високі стискальні навантаження, приварюють пластину 3, до якої на болтах прикріплюють пластину, що центрує, 1.

Манжети 2 і 9 закріплюються на циліндрі 7 і виступають над ним за радіусом, охороняючи його від стирання й ударів об внутрішню поверхню трубопроводу. На циліндрі додатково можуть бути встановлені одна чи кілька манжет 10. Ці манжети ізолюють камеру від зіткнення з продуктом і запобігають протіканню потоку через зону, яка заморожується, що значно зменшує час, необхідний для заморожування води всередині камери.

Бампер 12 закріплюється на підтримувальній плиті 11 на передньому кінці капсули, а на протилежному кінці її розташоване шарнірне з'єднання 17, що служить для приєднання другої капсули, якщо в цьому виникає необхідність. Використання двох капсул у зв'язці підвищує надійність. У разі якщо одна капсула вийде з ладу через розрив розширника, друга працюватиме. Шарнірне з'єднання капсул додає зв'язуванню велику гнучкість, завдяки чому вони досить легко здатні переборювати вертикальні і горизонтальні вигини.

Конструкція рефрижератора показана на рис. 8.9.

Рефрижератор складається з циліндричних ступок (половин) 2 і 6, що з'єднуються концентрично на трубопроводі, утворюючи кільцеву камеру 3. Циліндричні половинки зовні закриті теплоізоляційним кожухом 1. Теплообмінник 5 розташований усередині охолоджувальної камери і служить для циркуляції охолоджувача всередині камери. Дифузійний екран 4, що покриває поверхню трубопроводу, сприяє рівномірному розподілу теплового потоку і відведенню тепла з поверхні трубопроводу.

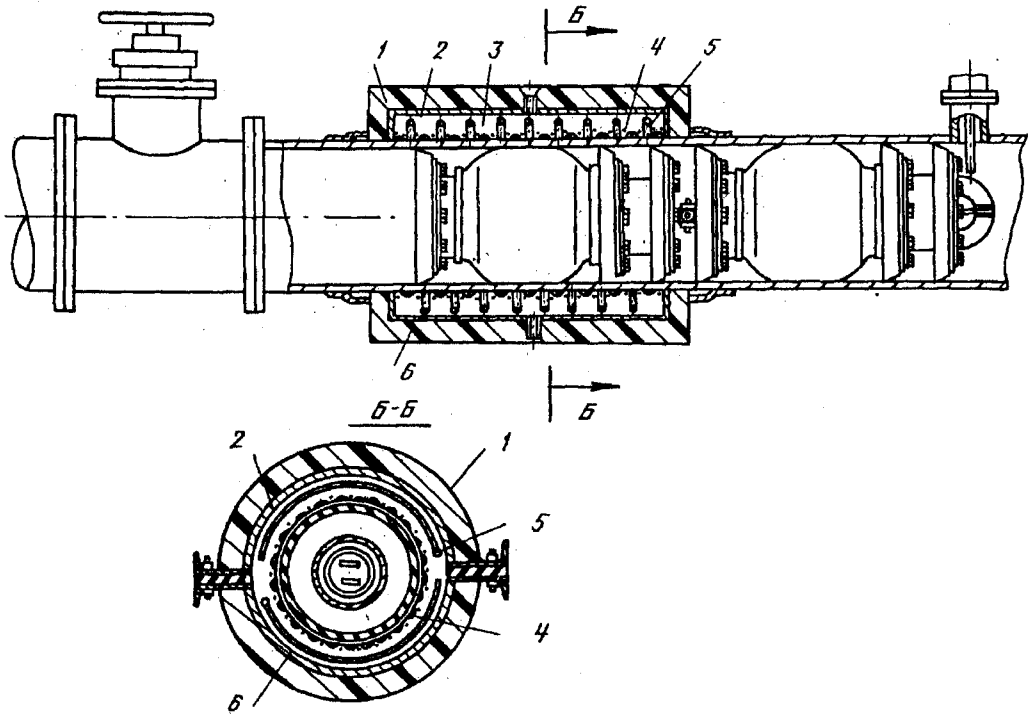


Рис. 8.9. Конструкція рефрижератора

Роботи з локалізації ділянки трубопроводу починаються з прокладки, рівнобіжної обвідної лінії і приєднання її до основного трубопроводу (на малюнках не показане).

Перша, потім друга пара капсул 2 і 3 (рис. 8.10) містяться в камері запуску і прийому скребок (КЗИПС) і проштовхуються продуктом, що перекачується, трубопроводом 1 доти, поки перша не вдариться об засувку 4, що частково прикрита. Заслінка засувки 4 частково закривається для того, щоб після удару бампера 12 об неї перша капсула і всі наступні капсули, що заморожуються, були зупинені. Друга зв'язка капсул 2 переміщається до удару об першу. Коли обидві зв'язки капсул займуть

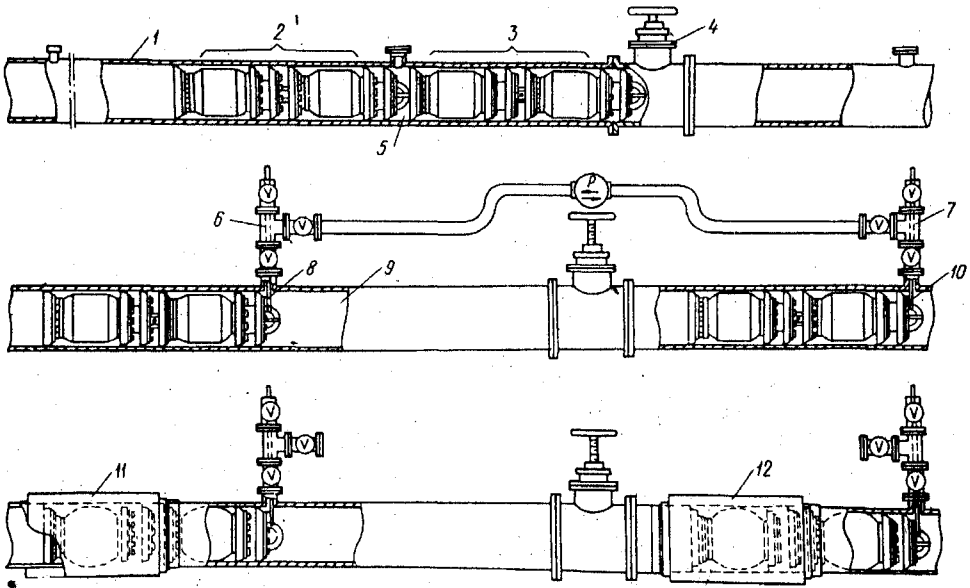


Рис. 8.10. Технологічна схема локалізації ділянки трубопроводу

положення, показане на рис. 8.10, друга зв'язка утримується від подальшого переміщення трубопроводом 1 за допомогою стопорного стрижня 8, що вводиться в порожнину трубопроводу через запірну арматуру 6, який монтується у заданому місці з таким розрахунком, щоб стопорний стрижень був по центру між зв'язками капсул у порожнині 9. Після того, як стопорний стрижень, увійшовши всередину цієї порожнини, починає утримувати зв'язку капсул 2 від подальшого переміщення, заслінка засувки 4 відкривається цілком і продукт, що перекачується, починає надходити в порожнину 5, проштовхуючи першу зв'язку капсул 3 до запірної арматури 7 зі стопорним стрижнем 10, розташованим за засувкою 4 нижче за течією, як показано на рис.8.11.

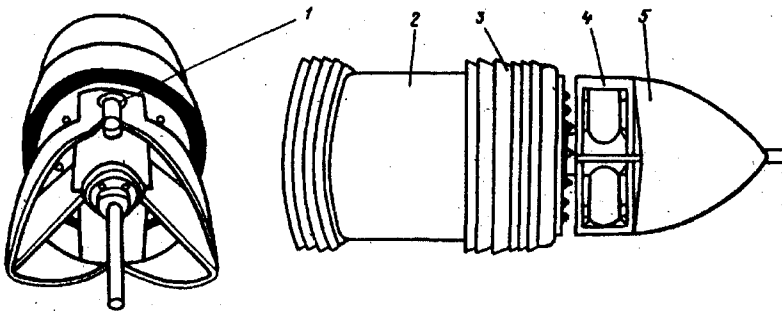


Рис. 8.11. Перекривальний пристрій

- 1 — захоплювач; 2 — еластичний елемент; 3 — манжети;
4 — заглиблення; 5 — напрямна голівка

Потім рефрижератори 11 і 12 закріплюються навколо трубопроводу, перекриваючи зв'язку капсул, що заморожуються, 3 і 2, і після подачі в них охолоджувального агента заморожують воду в камерах капсул, унаслідок чого перекривається й ущільнюється зазор між капсулами і внутрішньою поверхнею трубопроводу.

Розміщення зв'язок капсул, що заморожуються, по обидва боки ушкодженої ділянки трубопроводу, на якому відсутні засувки чи інша арматура, здатна отримати першу зв'язку капсул, може здійснюватися за допомогою двох стопорних пристроїв відповідних розмірів, установлених до ушкодженої ділянки, і третім стопорним пристроєм, установленим після цієї ділянки. Спочатку стопорні стрижні вводять для утримання першої і другої зв'язок капсул перед ушкодженою ділянкою, потім вони утримують другу зв'язку, поки перша переміщається вперед до зіткнення з третім стопорним стрижнем.

Далі йде операція заморожування.

Ділянка трубопроводу надійно герметизується замороженими капсулами. Тепер її можна розкривати і ремонтувати (наприклад, замінити засувку 4). При цьому зв'язку капсул слід розташовувати на якнайближчій відстані, тому що при заміні ушкодженої ділянки необхідно злити той обсяг рідини, який міститься всередині ділянки, що підлягає заміні.

Як показали експериментальні дослідження, перекритий перетин витримує як прямий, так і зворотний тиск, рівний робочому тискові перекачування, і навіть більший.

У той час, як продукт перекачується по обвідній лінії, ізольовану ділянку можна не тільки ремонтувати, модернізувати, але й випробувати на гідростатичний тиск. Після видалення ушкодженої ділянки можна відразу ж монтувати нову і зварювати її з основним трубопроводом.

Оскільки при цьому методі заморожується тільки невеликий шар рідини й відсутній рівчак, процес заморожування протікає дуже швидко, внаслідок чого різко скорочується загальна тривалість ремонтних робіт.

При розробці способу проведені дослідження напружено-деформованого стану трубопроводу, які показали, що тимчасове заморожування не викликає змін структури металу і зниження носійної здатності.

Провели й аналітичну оцінку напруг, які виникають під час заморожування, що базувалася на методі кінцевих елементів. Встановлено, що осьові напруги трохи зростають через поздовжній згин моменту, створюваного температурним перепадом. Однак ці напруги незначні порівняно із зусиллями, що виникають від

внутрішнього тиску, і набагато менші, ніж кільцеві напруги. Отже, міцність трубопроводу не порушується в зоні заморожування і на її межі при дуже значних температурних перепадах.

Результати теоретичних досліджень збігаються з експериментальними даними.

Відповідно до методики експериментальних досліджень зі стінки ділянки трубопроводу, що був під тиском, а потім заморожений, вирізували зразки. Їх піддавали механічним іспитам, досліджували їхню мікроструктуру, потім їх порівнювали зі зразками, вирізаними з ділянки трубопроводу, що піддавалися тиску, але не були заморожені. Випробування на розтяг й ударну в'язкість показали, що зміна температури не впливає на властивості зразків. Результати всіх інших випробувань свідчать, що зміни перебувають у межах норми. Мікроструктура всіх зразків однакова: пластинчастий перліт із прожилками фериту і низький вміст неметалічних включень. Ніяких структурних змін не виявлено.

Експериментальні дослідження в лабораторних умовах, а також на трасі підтверджують, що властивості стінки трубопроводу, що заморожується запропонованим способом, не змінюються.

При експериментальних дослідженнях встановлено, що обсяг камери при заморожуванні збільшувався приблизно на 10%. Кірка льоду, що утворилася, витримувала тиск понад 12,6 МПа (126, кгс/см²), що значно більше передбаченого теоретично, виходячи з властивостей льоду. Це явище пояснити поки що не вдається.

Запропонований метод має ще одну перевагу – він дозволяє швидко демонтувати перекирвальний пристрій і відновлює перекачування основним трубопроводом. Як показали дослідження в трасових умовах, що розмерзлі капсули можуть продовжувати рух трубопроводом через 15 хв після припинення заморожування. Причому їх можна використовувати безліч разів при переміщенні трубопроводом. Продукт, що перекачується, практично не впливає на процес заморожування, тому що рідина, яка заморожується, з ним не контактує. Після закінчення роботи капсули витягають з найближчої за напрямком перекачування камери запуску і прийому скребків.

Наступний метод зупинки потоку продукту, що перекачується, показав непогані результати в трасових умовах. Він заснований на застосуванні перекирвального пристрою, який, переміщуючись трубопроводом, зупиняється в потрібному місці і керований ззовні /6—8/. Пристрій має еластичний елемент, що розширюється всередині труби, герметично перекирваючи її порожнину (рис. 8.11). Його можна використовувати

на магістралях, що перекачують як газ, так і рідкі продукти. Перекривальний пристрій обладнано захоплювачем, призначеним для зупинки і фіксації пристрою всередині трубопроводу.

Зупиняють пристрій у заданому місці і фіксують його через два невеликих патрубки з фланцями, які приварюють до трубопроводу. Положення цих патрубків показано на рис. 8.12. Через порожнину патрубків вводять і керують стрижнями, які захоплюють.

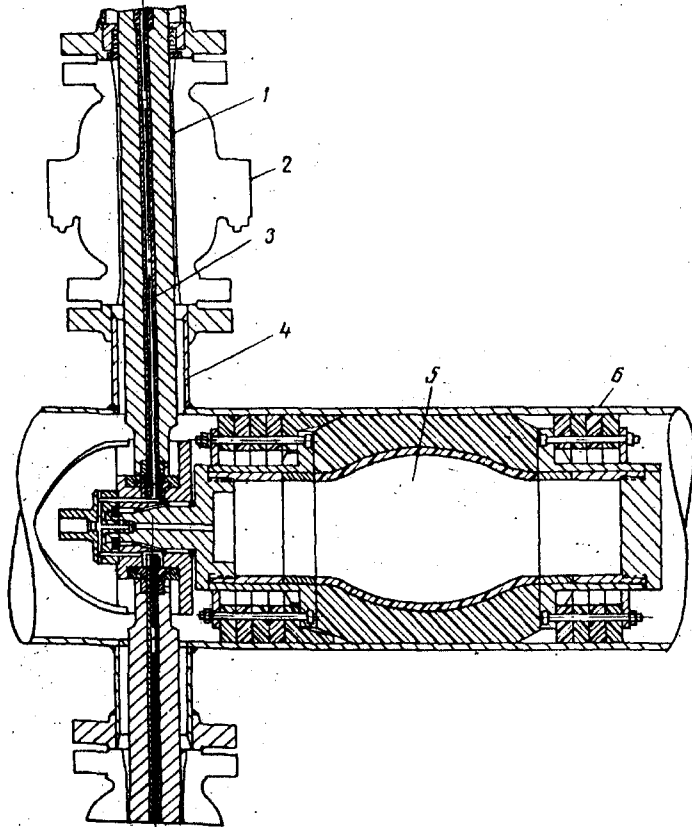


Рис 8.12. Перекриття порожнини трубопроводу за допомогою пристрою з еластичним елементом, що розширюється:

- 1 – стрижень, який захоплює; 2 – засувка; 3 – зонд;
4 – патрубок із фланцем; 5 – порожнина; 6 – трубопровід

Перекривальний пристрій, вводять у трубопровід на найближчий перекачувальній станції. Під тиском продукту, що перекачується, він рухається прямою голівкою вперед до стрижнів, які захоплюють.

Зіткнувшись зі стрижнями, він починає обертатися й обертається доти, поки стрижні не ввійдуть у заглиблення на корпусі пристрою. Потім, коли стрижні ввійшли в заглиблення, поворотом навколо власної осі на 90° вони щільно притискають їхні торці до корпусу пристрою, фіксуючи його на місці. При цьому порожнини стрижнів з'єднуються з порожниною, що перекриває пристрій. Ця послідовність показана на рис. 8.14. Стрижні, що мають зовнішнє різьблення, вкручуються в отвір голівки і герметично з'єднуються з нею. Гідравлічна система з'єднується із зондом (див. рис. 8.13.). Рідина із зовнішньої гідросистеми під тиском проходить через стрижень, потім через золотник, розташований у голівці пристрою, і надходить у його порожнину. Під тиском, що діє зсередини, еластичний елемент розширюється і тисне на стінки трубопроводу, в результаті чого герметично перекривається його порожнина. Причому у верхній (за течією) секції трубопроводу зберігається первісний тиск, а в нижній тиск знижується до нуля, після чого її можна відремонтувати незалежно від попередньої секції.

Після того, як роботи будуть виконані, тиск між секціями вирівнюється. Внутрішній тиск в еластичному елементі знижується, він стискається, стрижні звільняються і витягаються. Перекривальний пристрій переміщується вниз потоком і для наступних операцій видаляється з трубопроводу в найближчій камері прийому скребків. Стрижні, які захоплюють, також видаляють з патрубків, а в патрубки вставляють корки. Потім їх заглушують.

Після ремонту на трубопроводі залишається тільки два невеликих заглушених патрубки (рис 8.13).

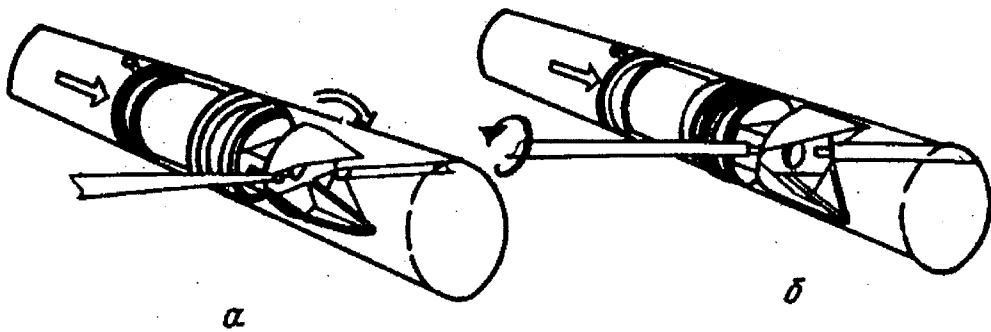


Рис 8.13. *Послідовність операції при перекритті порожнини трубопроводу:*

- а – процес повороту напрямної голівки;
- б – процес повороту стрижня на 90° навколо своєї осі

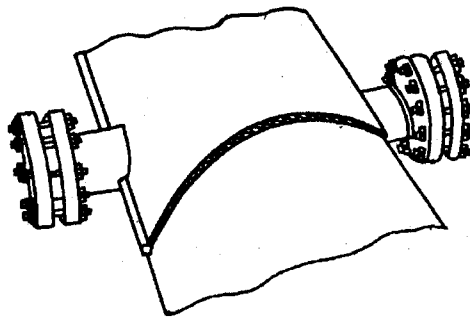


Рис 8.14. Трубопровід після ремонту

При модернізації і ремонті трубопроводу виникає потреба в локалізації ділянки трубопроводу, його видаленні і заміні. Для цього слід у трьох місцях приварити патрубки для стрижнів, які захоплюють пристрої, простягнувши дві обвідні лінії, як показано на рис 8.15. Через обвідні лінії потрібно подати інертний матеріал у порожнину ділянки трубопроводу, який має бути відремонтований. Як тільки обвідні лінії і стрижні, які захоплюють перекидальні пристрої, будуть встановлені, два перекидальні пристрої вводяться в трубопровід на найближчій перекачувальній станції. Перший пристрій, що перекидає, зупиняється в точці А, і байпасна лінія відкривається таким чином, що продукт, який перекачується, обтікає нерухомі перекидальні пристрої. У точці вводять стрижні, які захоплюють, для прийому другого перекидального пристрою. Другий перекидальний пристрій застопорюють у зазначеному місці, й еластичний елемент, розтискаючи при подачі всередину його рідини, герметично перекидає перетин трубопроводу.

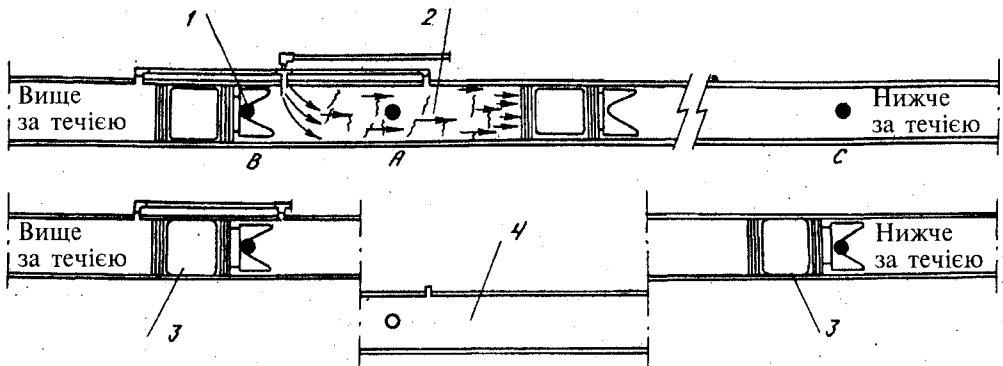


Рис. 8.15. Секціонування трубопроводу і видалення ушкодженої ділянки:

- 1 – стрижень, який захоплює; 2 – інертна речовина;
- 3 – еластичний елемент, що розширюється під тиском рідини, яка подається через стрижні; 4 – ділянка, що видаляється

Перший перекиривальний пристрій звільняється з точки А і переміщується завдяки накачуванню якої-будь інертної рідини між точками А і В. Як показано на рис. 8.15, перший перекиривальний пристрій переміщується до точки З, де він захоплюється, зупиняється і роздувається, створюючи ще одне герметичне перекиривання.

Ділянку трубопроводу між точками В і С спорожняють від продукту і заповнюють інертною речовиною. Цю ділянку тепер можна вилучити або піддати ремонті без зміни параметрів перекачування.

Коли модернізація – ремонт закінчені, тиск на всіх ділянках трубопроводу вирівнюється, еластичні елементи перекиривальних пристроїв спорожняються і під тиском продукту, що перекачується, переміщуються до найближчої камери прийому скребків.

Усі клапани і байпаси видаляють патрубки, що залишилися, закривають корками і заглушують заглушками.

8.4. Теоретичні основи ремонту наскрізних дефектів газопроводів без зупинки перекачування

Не дивлячись на підвищення якості будівництва газопроводів, удосконалення системи контролю за їх станом та системи протикорозійного захисту, а також збільшення обсягів профілактичного і капітального ремонту, безаварійна експлуатація МГ неможлива. Аварії на газопроводах призводять до зміни режиму їх роботи, втрат газу та екологічних збитків.

Старіння газотранспортної системи України й неякісне ізоляційне покриття приводять до збільшення кількості аварійних відмов. Витрачаються значні зусилля, час і кошти на усунення наскрізних дефектів газопроводів. Технологія ремонту навіть незначних наскрізних дефектів потребує:

- а) зупинки перекачування газу;
- б) випорожнення ділянки газопроводу, яка підлягає ремонту;
- в) перекиривання порожнини газопроводу для запобігання потраплянню в зону вогневих робіт вибухонебезпечних і горючих газів із допомогою гумових шарів, які вводять у порожнину газопроводу через отвори, що спеціально вирізані для цього;
- г) заміни дефектної ділянки новою трубою;
- г) видалення цих герметизаційних елементів і заварювання отворів;
- д) продувки газопроводу та заповнення газом;
- е) відновлення перекачування.

Під час проведення такого комплексу робіт газопровід простоює в середньому понад 20 годин. Потрібно також враховувати розмір

зниження пропускної здатності газопроводу у разі відключення окремих ниток багатониткового газопроводу або повної зупинки подачі газу споживачам на одностричковому газопроводі. Крім того, під час випорожнення та продування газопроводу втрачається значна кількість газу, який до того ж негативно впливає на навколишнє середовище і підвищує небезпеку виникнення вибухів і пожеж.

Ремонт аварійних витоків без зупинки перекачування — найефективніший вид ремонту, оскільки збитки зведені до мінімуму. Однак цей вид ремонту передбачає наявність високорозвиненої технічної бази, яка дозволяє локалізувати місце течі в газопроводі та провести ремонт без стравлювання газу в атмосферу і припинення транспортування газу.

Під терміном теча ми розумітимемо наскрізний отвір, наскрізну тріщину, частковий розрив стінок за основним металом за умови виходу газу назовні.

Основними вимогами, яким повинен відповідати пристрій для локалізації місця течі в газопроводі, є:

- а) невелика трудомісткість підготовчих операцій;
- б) здатність швидко локалізувати місце течі в газопроводі;
- в) надійність у забезпеченні герметичності локалізованої зони для проведення ремонтних робіт на весь їх період;
- г) можливість оперативного демонтажу пристрою після закінчення ремонтних робіт.

Перелічене дозволяє сформулювати призначення пристрою для локалізації місця течі в газопроводі під час ремонту МГ. Пристрій для локалізації місця течі в газопроводі як частина комплексу ремонтно-технологічного обладнання призначений для швидкої і своєчасної локалізації місця проведення ремонту без припинення транспортування газу із забезпеченням надійної герметизації зони ремонтних робіт на весь час їх проведення.

На основі аналізу ремонтних ситуацій розроблено пристрій для локалізації місця течі в газопроводі (рис. 8.16). У разі виявлення пошкодження пристрій 1 за командою вводять в камеру запуску. Він рухається газопроводом 2 до місця течі 3 в потоці транспортованого газу, зупиняється в місці проведення ремонтних робіт за допомогою стопорного вузла 4 та локалізує течу 3, дозволяючи проводити ремонтні роботи. Після завершення ремонтних робіт пристрій 1 переводиться в транспортне положення і в потоці транспортованого газу переміщується до камери прийому, де і виводиться з газопроводу 2. Пристрій 1 перекидає газопровід 2 частково, перепускаючи газ через корпус, і дозволяє проводити ремонтні роботи без зупинки перекачування.

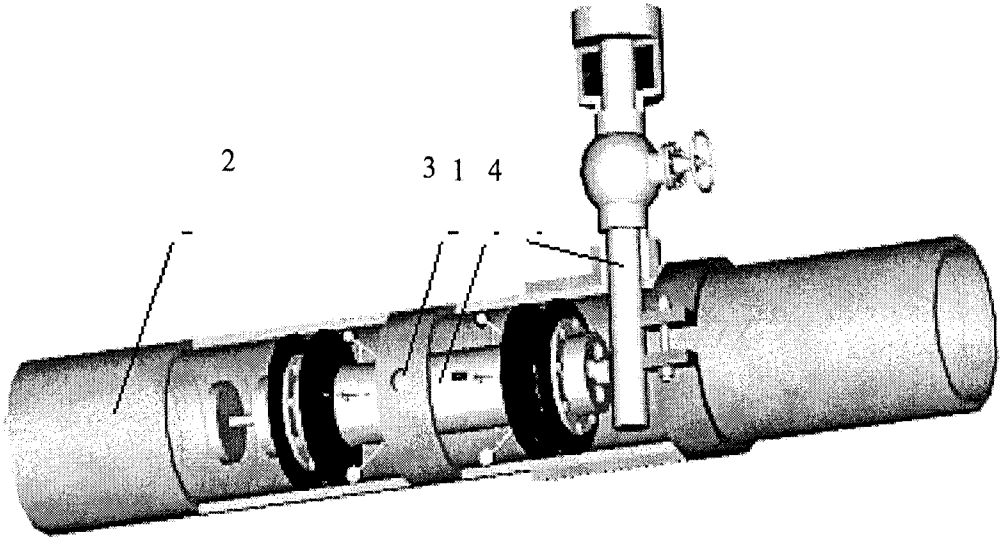


Рис.8.16. Пристрій для локалізації місця витoku:

1— пристрій в газопроводі; 2 — газопровід; 3 — теча; 4 — стопорний вузол

Пристрій для локалізації місця течі в газопроводі (рис. 8.17) містить пустотілий циліндричний корпус 1, на якому закріплені елементи герметизації у вигляді еластичних манжет 2, які кріпляться до кільцевого упора 3 шайбами 4 за допомогою шпильок 5, та ущільнень, які складаються з обтягнутого кільцевою еластичною смужкою 6 механізму притискання ущільнювальних башмаків 7, які мають виступ у вигляді стержня 8, що входить у циліндр 9, який виконаний на зовнішній поверхні корпусу 1, до стінки газопроводу 10. Притискання ущільнювальних башмаків 7 до стінки газопроводу 10 здійснюється за допомогою пружини 11, поміщеної в циліндр 12. Пристрій оснащений підпружиненими роликowymi опорами 13, які розміщені на корпусі 1. Всередині корпусу 1 рухомо розміщений шток 14, до якого кріпляться тяги 15, які зв'язані зі стержневим виступом 8 ущільнювальних башмаків 7 через отвори в корпусі 1. На передньому кінці штока 14 закріплені упор 16, а на задньому — тарілчаста заглушка 17.

Попередньо визначають місце течі в газопроводі. Виходячи з цього, визначають місце встановлення стопорного вузла таким чином, щоб теча 26 після зупинки пристрою в місці ремонту містилася посередині між ущільнюючими елементами. Стопорний вузол складається зі штуцера 18, який приварюють до газопроводу 10 (для підвищення безпеки

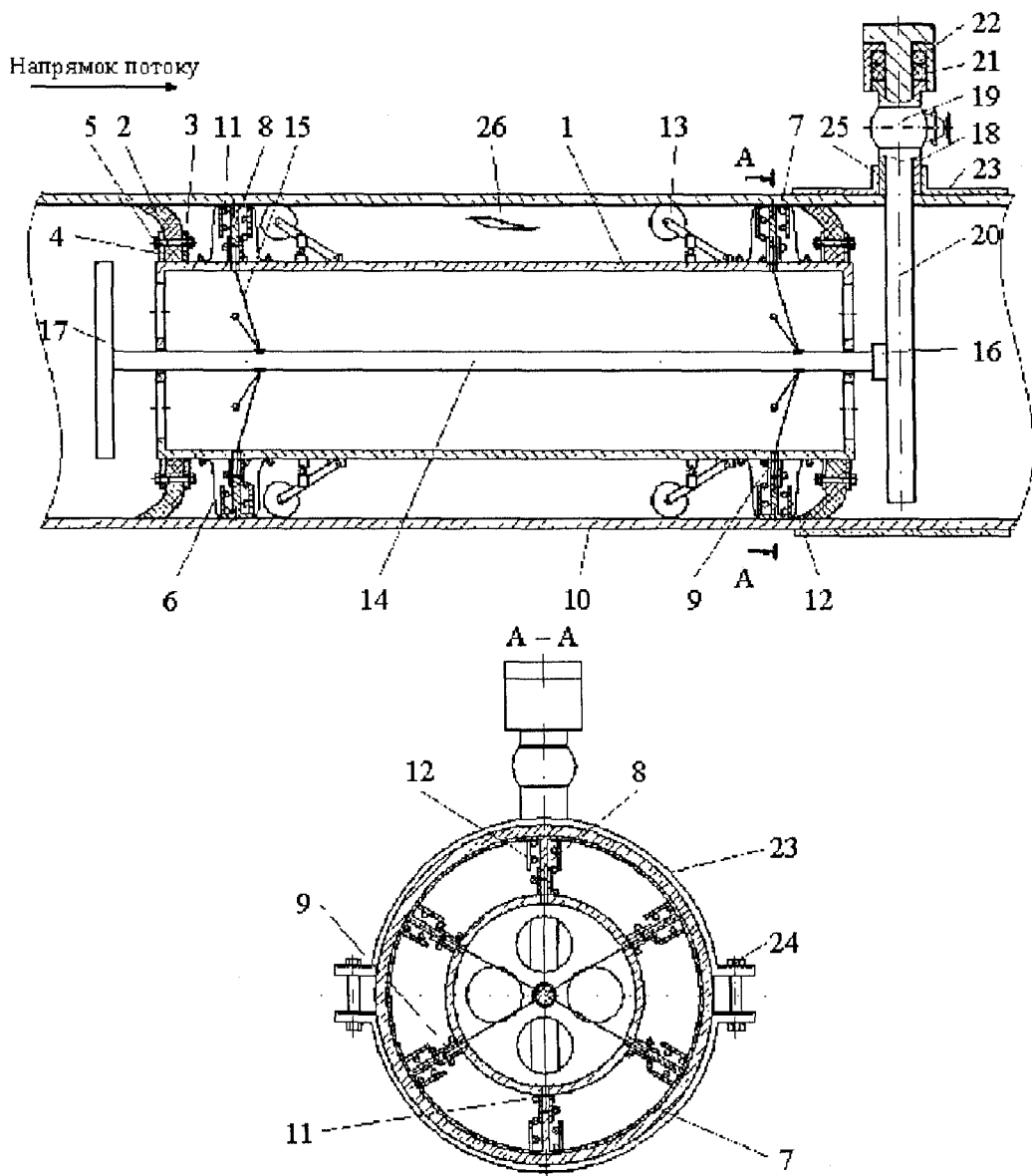


Рис. 8.17. Пристрій для локалізації місця течі в газопроводі:

- 1 – корпус; 2 – еластична манжета; 3 – кільцевий упор; 4 – шайба;
 5 – шпилька; 6 – кільцева еластична смужка;
 7 – ущільнювальний башмак; 8 – стержневий виступ; 9 – циліндр;
 10 – трубопровід; 11 – пружина; 12 – циліндр; 13 – роликівна опора;
 14 – шток; 15 – тяга; 16 – упор; 17 – тарілчаста заглушка;
 18 – штуцер; 19 – кран; 20 – стопор; 21 – сальник; 22 – заглушка;
 23 – розрізна муфта; 24 – шпилька; 25 – патрубок; 26 – теча

виконання робіт на наскрізний дефект установлюють накладку з отвором, до якого прилаштовують подовжений відвідний патрубок), з краном 19 та стопора 20. Для введення стопора 20 у газопровід 10 в останньому вирізають отвір за допомогою безвогневої врізки під тиском. Основні положення з організації роботи і технології врізки під тиском розробив І. І. Капців та викладені в [98] (технологія впроваджена у виробництво). Стопор 20 ущільнюють сальником 21 за допомогою заглушки 22.

Для запобігання деформації стінки газопроводу на газопровід 10 установлюють розрізну муфту 23, що складається з двох частин, які стягують шпильками 24. У верхній частині розрізної муфти 23 виконаний отвір з патрубком 25 під штуцер 18.

Пристрій через камеру запуску вводять у газопровід 10. Під дією напору транспортованого газу тарілчаста заглушка 17 закриває порожнину корпусу 1, виключаючи наскрізний прохід газу через нього, шток 14 переміщується вперед, а ущільнювальні башмаки 7, стержневі виступи 8 яких зв'язані тягами 15 зі штоком 14, долаючи зусилля пружин 11, відводяться від стінки газопроводу 10.

Пристрій рухається в газопроводі 10 на підпружинених роликів опорах 13, що забезпечує концентричний рух пристрою по осі газопроводу 10, а також зменшує тертя еластичних манжет 2 до стінки газопроводу 10. Коли пристрій упором 16 ударяється в стопор 20, шток 14 з тягами 15 відходить назад, у результаті чого пружини 11 притискають ущільнювальні башмаки 7 до стінки газопроводу 10 і разом з еластичними манжетами 2 надійно локалізують течу 26. Тарілчаста заглушка 17 також відходить назад, відкриваючи наскрізний прохід газу через корпус 1 пристрою. Коли пристрій зафіксовано, а теча локалізована, знімають накладку з подовженим відвідним патрубком та проводять необхідний ремонт, не припиняючи транспортування газу. Після завершення ремонтних робіт стопор 20 витягають, а кран 19 перекривають. Під дією напору транспортованого газу на тарілчасту заглушку 17 шток 14 пересувається вперед, у результаті чого ущільнювальні башмаки 7, стержневі виступи 8 яких зв'язані тягами 15 зі штоком 14, долаючи зусилля пружин 11, відходять від стінки газопроводу 10, а тарілчаста заглушка 17 перекриває прохід газу через корпус 1 пристрою. Перепад тиску на пристрої різко зростає, і він у потоці транспортованого газу рухається до камери прийому.

Для ремонту течі можна застосувати муфту, яка щільно прилягає (типу Б), або підсилювальну муфту з технологічними кільцями (рис. 8.18).

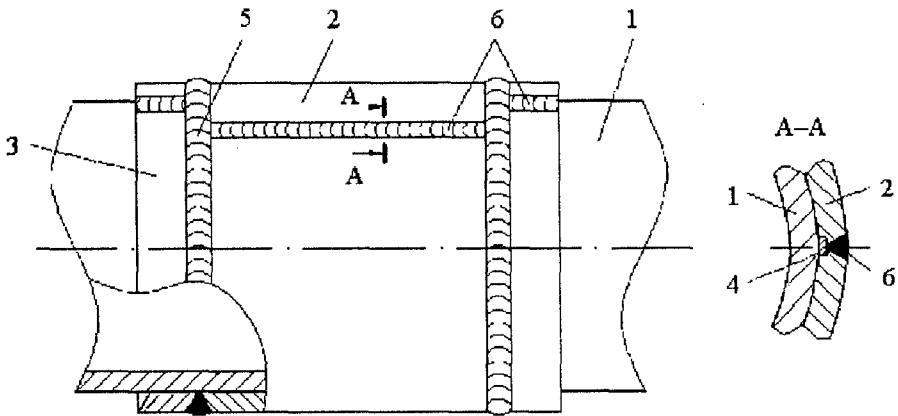


Рис 8.18. Підсилююча муфта з технологічними кільцями:

- 1 – газопровід; 2 – муфта; 3 – технологічне кільце;
 4 – металева підкладка; 5 – кільцевий зварювальний шов;
 6 – поздовжній зварювальний шов

Послідовність установки підсилювальної муфти з технологічними кільцями така:

а) ультразвукова дефектоскопія труби по всій довжині наміченого кільцевого шва (півмуфти зняті) і визначення мінімального значення товщини. Це значення зменшується на 10%, і розраховується допустимий теплотік під час приварювання муфти, оскільки заздалегідь допускається, що ультразвуковий дефектоскоп дає 10% підвищення значення товщини стінки порівняно з фактичним;

б) накладання обидвох півмуфт і півкільць та зварювання поздовжніх швів із застосуванням металевих підкладок для запобігання приварюванню поздовжніх швів до стінки газопроводу;

в) зварювання кільцевих швів;

г) візуальний огляд якості зварювальних робіт і виправлення у випадку потреби дефектів;

г) магнітна дефектоскопія як поздовжніх, так і кільцевих швів.

Під час зварювання поздовжніх швів підсилювальної муфти і технологічних кільць зусилля здавлювання створюють зовнішні накладки. Технологічні кільця установлюють із зазором від 6-ти до 8-ми мм відносно торців муфти і разом з ними приварюються кільцевими швами до труби. Зазор між поздовжніми кромками під час складання муфти і технологічних кільць повинен бути рівномірним по всій довжині і бути в межах від 2-х до 3-х мм.

У разі деформації поперечного перерізу труби в місці течі можна застосувати пустотілий бандаж (див. рис. 8.2), який приварюють до технологічних кілець, що в свою чергу приварюють до газопроводу.

Аварійний стан газопроводу можна встановити в результаті аналізу стаціонарних і нестаціонарних процесів. Нестаціонарні процеси в газопроводах, викликані появою аварійної течі, протікають порівняно швидко. Через деякий час за певних умов установлюється близький до стаціонарного режим роботи газопроводу. Тому в разі течі зміну параметрів по довжині газопроводу розглянемо при стаціонарному режимі.

Розглянемо довільну ділянку МГ. До появи течі масова витрата газу була M_0 , тиск на початку газопроводу P_n , в кінці P_k . Для МГ при стаціонарному режимі роботи можна записати

$$P_n^2 - P_k^2 = \frac{\lambda M_0^2 z R T L}{F^2 d}, \quad (8.11)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу;
 z – коефіцієнт стиску газу;
 R – газова стала;
 T – абсолютна температура газу;
 L – довжина ділянки газопроводу;
 F – площа поперечного перерізу газопроводу;
 d – внутрішній діаметр газопроводу.

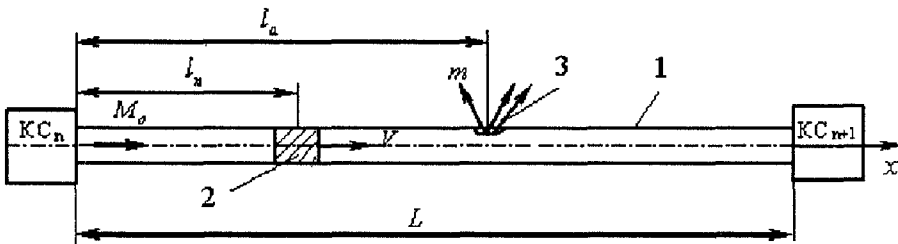


Рис. 8.19. Розрахункова схема:

1 – газопровід; 2 – пристрій для локалізації місця течі; 3 – теча

Нехай на відстані l_a від початку ділянки газопроводу з'явилася теча з масовою витратою m . Тиск у місці течі позначмо P_a . Тоді для ділянок газопроводу до місця аварії і після аварії можна записати

$$P_{n_a}^2 - P_a^2 = \frac{\lambda M_0^2 z R T l_a}{F^2 d}, \quad (8.12)$$

$$P_a^2 - P_{k_a}^2 = \frac{\lambda (M_0 - m)^2 z R T (L - l_a)}{F^2 d}, \quad (8.13)$$

де P_{n_a} , P_{k_a} – відповідно тиск на початку і в кінці газопроводу після аварії.

З формул (8.12) і (8.13) отримуємо тиск у місці течі

$$P_a^2 = \frac{P_{n_a}^2 + \frac{M_0^2 l_a}{(M_0 - m)^2 (L - l_a)} P_{\kappa_a}^2}{1 + \frac{M_0^2 l_a}{(M_0 - m)^2 (L - l_a)}} \quad (8.14)$$

Для моделювання нестационарного руху газу в газопроводі під час руху пристрою для локалізації місця течі в потоці перекачуваного продукту до місця аварії треба розглянути завдання з динаміки процесу в комплексі. Слід враховувати вплив течі і руху пристрою на зміну параметрів по довжині газопроводу, що має важливе значення для оперативно-диспетчерського регулювання режиму роботи газопроводу, вибору оптимального режиму перекачування газу та регулювання швидкістю руху пристрою.

Вибрати оптимальний режим перекачування газу та розв'язати завдання з оперативного диспетчерського управління у разі нестационарного руху газу в газопроводі, можна методами математичного моделювання, які полягають у спрощенні вихідних рівнянь нестационарного руху газу, в результаті чого вихідні рівняння приводять до такого вигляду, що їх можна застосовувати як математичні моделі.

Дослідженню нестационарних режимів роботи газопроводу присвячено ряд праць С. А. Бобровського [11,12], М. А. Жидкової [46,47], І. А. Чарного [114,115] та інших. У цих працях виконані теоретичні й експериментальні дослідження можливості лінеаризації вихідних рівнянь нестационарного руху і їх застосування для дозвуків швидкостей руху газу при малих перепадах тиску, розв'язаний ряд завдань з прикладної теорії нестационарного руху газу із застосуванням методів д'Аламбера і Фур'є, розглянуті методи розрахунку нестационарних режимів роботи газопроводів.

Рух пристрою для локалізації місця течі газопроводом до місця аварії в потоці газу – це складний фізичний процес, який залежить від багатьох різних факторів, таких як: режим експлуатації газопроводу, стан внутрішньої поверхні, профіль траси трубопроводу, властивості транспортованого середовища. Складні фізичні процеси тертя і зміни в часі рухомої сили призводять до громіздких співвідношень між параметрами. Характер переміщення пристрою газопроводом до місця аварії аналогічний переміщенню очисних поршнів під час очистки газопроводу.

Проблемі математичного моделювання процесу руху поршня газопроводом присвячені праці В. Я. Грудза, в яких виконані теоретичні дослідження динаміки руху поршня газопроводом і наведено застосування їх для розв'язку ряду завдань, пов'язаних з установленням газодинамічного характеру руху газу перед поршнем і в запоршневому просторі [30], побудована математична модель процесу руху поршня газопроводом з пересіченим профілем траси і наведена методика її реалізації [32], запропоновано методику регулювання швидкості руху поршня зміною технологічної схеми лінійної ділянки та дані рекомендації з вибору раціонального режиму руху поршня [33].

Методи регулювання та методика розрахунку режиму роботи газопроводу з пересіченим профілем траси в процесі руху поршня викладені в праці Я. В. Грудза.

Однак нерозв'язаним залишається завдання з впливу аварійної течії на динаміку руху поршня газопроводом, а тому слід провести математичне моделювання нестационарних газодинамічних процесів у газопроводі, які зумовлені рухом пристрою для локалізації місця течії газопроводом до місця аварії та впливають на динаміку його руху.

Для розв'язку цього завдання розбиймо газопровід на три ділянки. Першу ділянку вважатимемо від $КС_n$ до пристрою, другу – від пристрою до місця течії, третю – від місця течії до $КС_{n+1}$.

На першій і другій ділянках рух газу перед пристроєм і в зоні за пристроєм описує система нелінійних диференціальних рівнянь часткових похідних, що містить рівняння руху газу та рівняння нерозривності, отримані на основі законів збереження маси, енергії і кількості руху

$$\frac{\partial P_j}{\partial x} = \frac{\lambda_j}{2d} \rho w^2, \quad (8.15)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial t} = -c^2 \frac{\partial(\rho w)}{\partial x}, \quad (8.16)$$

Де P_j – тиск як функція лінійної координати x і часу t ;

j – положення пристрою (значення $j=1$ відноситься до газового потоку, що рухається перед пристроєм (ділянка 1), $j=2$ – до газового потоку, що рухається за пристроєм (ділянка 2));

ρ – густина газу;

w – лінійна швидкість газу;

c – швидкість звуку в газі.

Слід відзначити, що будь-яка математична модель ідеалізує свій фізичний праобраз. У цьому завданні розглядається одновимірний ізотермічний рух газу.

Поставлена задача реалізується за таких умов:

до запуску пристрою в газопровід рух газу газопроводом носив стаціонарний характер із тиском на початку газопроводу, в місці аварії і в кінці ділянки газопроводу;

у процесі руху пристрою тиск підтримується сталим і на початку газопроводу дорівнює, в місці аварії та в кінці ділянки газопроводу;

на рухомій межі перепад тиску визначається виключно силою тертя еластичних манжет до стінок газопроводу та силою тертя кочення роликів опор, сталий весь період руху пристрою, і досягається рівність лінійних швидкостей газу до пристрою та за пристроєм.

Потрібно визначити характер руху пристрою в часі, а також установити газодинамічний характер руху газу перед пристроєм і в просторі за пристроєм.

Граничні умови на початку і в кінці газопроводу визначаються сталістю тиску. В зоні контакту газу з пристроєм лінійні швидкості газу по обидва боки рухомої межі рівні і дорівнюють швидкості руху пристрою. Тоді для невідомих функцій розподілу тиску по довжині газопроводу і в часі рух пристрою визначається залежностями

$$\begin{aligned}
 P_{1_a}^2(x, t) = & P_{1_a}^2 - \frac{P_{1_a}^2 - P_{a_1}^2}{l_a} x + \frac{2}{l_a - l_n} \times \\
 & \times \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \int_0^{l_n} [(P_{n_a}^2 - P_{1_a}^2) - (P_a^2 - P_{a_1}^2)] \sin \frac{(4n-1)\pi}{2(l_a - 2l_n)} (l_a - x) dx \right\} \times \\
 & \times \sin \frac{(4n-1)\pi}{2(l_a - 2l_n)} (l_a - x) \exp \left[- \frac{(4n-1)^2 \pi^2 \chi t}{4(l_a - 2l_n)^2} \right] \quad (8.17) \\
 P_{2_a}^2(x, t) = & P_{1_a}^2 + \frac{2}{l_n} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \int_0^{l_n} (P_{n_a}^2 - P_{1_a}^2) \cos \frac{(4n-1)\pi}{2(l_a - 2l_n)} x dx \right\} \times \\
 & \times \sin \frac{(4n-1)\pi}{2(l_a - 2l_n)} (l_a - x) \exp \left[- \frac{(4n-1)^2 \pi^2 \chi t}{4(l_a - 2l_n)^2} \right]
 \end{aligned}$$

де χ – коефіцієнт, який рівний

$$\chi = \frac{2c^2 d}{\lambda w}$$

Розв'язувати поставлене завдання треба ітераційним методом. Для цього період руху пристрою газопроводу потрібно розбити на часові відтинки Δt , протягом кожного з яких швидкість руху пристрою вважається сталою. Для забезпечення цієї умови проміжки часу Δt можна вибрати досить малі.

Спочатку за умови роботи газопроводу в стаціонарному режимі лінійна швидкість газу на початку газопроводу рівна

$$w_0 = \frac{M_0}{P_{n_0} F} zRT .$$

Оскільки швидкість руху пристрою на початку руху дорівнює швидкості газу w_0 , то шлях, пройдений пристроєм за проміжок часу Δt , рівний

$$l_0 = W_0 \Delta t .$$

З рівняння (8.15) визначаємо лінійну швидкість газу

$$w = \sqrt{-\frac{2d\partial P}{\lambda \rho \partial x}} .$$

З рівняння (8.16) визначаємо похідну $\frac{\partial p_{2_n}}{\partial x}$ і уточнюємо лінійну швидкість газу та пройдений пристроєм шлях за проміжок часу Δt . Уточнення ведуться до збігу із заданою точністю пройденого шляху l_n . Після цього можна визначити тиск у кожній точці газопроводу для відтинку часу Δt . Для наступного проміжку часу початкове наближення лінійної швидкості газу беруть за уточнене її значення з попереднього проміжку часу. Таким чином, визначаючи послідовно відстань, що проходить пристрій за рівні проміжки часу Δt , формується характер його руху газопроводом і визначається час доставки пристрою до місця аварії.

Нестаціонарний рух газу в газопроводі на третій ділянці описується таким диференціальним рівнянням [107]

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \chi \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} . \quad (8.18)$$

Рівняння (8.18) є класичним лінійним рівнянням теплопровідності. Граничні і початкові умови матимуть такий вигляд

$$\begin{cases} P(l_a, t) = \varphi(t) \\ P(L, t) = \psi(t) \\ P(x, 0) = f(x) \end{cases} . \quad (8.19)$$

Розв'язок рівняння (8.5) за граничних умов (8.6) для третьої ділянки буде таким

$$\begin{aligned}
 P_{3_a}(x,t) &= \frac{2}{L-l_a} \sum_{n=1}^{\infty} \exp\left[-\frac{\chi\pi^2 n^2}{(L-l_a)^2} t\right] \times \\
 &\times \sin \frac{\pi n x}{L-l_a} \left\{ \int_0^{L-l_a} f(x) \sin \frac{\pi n x}{L-l_a} dx + \frac{\chi\pi n}{L-l_a} \times \right. \\
 &\times \left. \int_0^{L-l_a} \exp\left[-\frac{\chi\pi^2 n^2}{(L-l_a)^2} t\right] [\varphi(t) - (-1)^n \psi(t)] dt \right\}
 \end{aligned} \tag{8.20}$$

Умови (8.19) можна прийняти такими

$$\begin{cases}
 \varphi(t) = P(l_a, t) = P_{a_1} \\
 \psi(t) = P(L, t) = P_{2_a} \\
 f(x) = P(x, 0) = P_{a_1} - \frac{P_{a_1} - P_{2_a}}{L-l_a} x
 \end{cases} \tag{8.21}$$

Підставляючи значення функцій (8.21) у вираз (8.20), отримаємо

$$\begin{aligned}
 P_{3_a}(x,t) &= \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \left[P_{a_1} - P_{2_a} (-1)^n \right] \frac{1}{n} \times \right. \\
 &\times \exp\left[-\frac{\chi\pi^2 n^2}{(L-l_a)^2} t\right] + \left[P_{a_1} - P_{2_a} (-1)^n \right] \times \\
 &\times \left. \frac{1}{n} \left[1 - \exp\left(-\frac{\chi\pi^2 n^2}{(L-l_a)^2} t\right) \right] \right\} \sin \frac{\pi n x}{L-l_a}
 \end{aligned}$$

З одержаного рівняння можна визначити тиск газу в кожній точці газопроводу на третій ділянці для будь-якого відтинку часу.

Коли пристрій рухається на перших двох ділянках, алгоритм діє до досягнення умови $l_n \geq l_a$, тобто до того часу, коли пристрій прийде до місця течі.

З метою реалізації алгоритму проведено розрахунки для умов газопроводу «Союз» на 1558 км (ділянка Первомайськ–Машевка), де ліквідували течу шляхом вирізання дефектної ділянки з припиненням транспортування і випусканням 2 581 493 м³ газу. Акт втрат газу під час проведення робіт з ліквідації течі та план організації вогневих робіт наведені в додатку А. Під час проведення комплексу робіт газопровід простоював 37 год. Теча містилася на відстані 103,8 км від камери запуску. Для локалізації течі та проведення ремонту без припинення транспортування і випускання газу можна було б застосувати пристрій для локалізації місця течі в трубопроводі.

За результатами розрахунків побудовано криві розподілу тиску в процесі руху пристрою газопроводом до місця течі для різних значень початкового $P_{1\alpha}$ і кінцевого $P_{2\alpha}$ тиску (рис. 8.21). Розрахунковий час доставки пристрою до місця аварій становив від п'яти до восьми годин залежно від початкового $P_{1\alpha}$ і кінцевого тиску $P_{2\alpha}$ під час руху пристрою. Результати розрахунків показують, що при сталому початковому тиску $P_{1\alpha}$ внаслідок падіння тиску по довжині газопроводу швидкість пристрою постійно зростає, особливо перед місцем аварійної течі (8.20). Для зменшення швидкості руху пристрою перед місцем аварійної течі потрібно провести регулювання режиму роботи газопроводу шляхом зміни технологічної схеми лінійної ділянки або керуванням роботою нагнітачів на КС шляхом зміни швидкості обертання їх роторів з метою зменшення початкового тиску $P_{1\alpha}$.

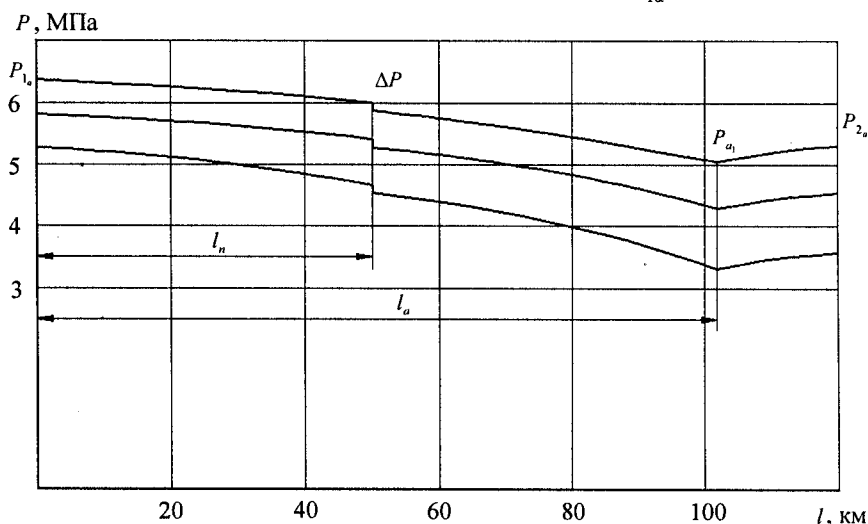


Рис. 8.20. Зміна тиску по довжині газопроводу під час руху пристрою для локалізації місця течі в потоці продукту до місця аварії

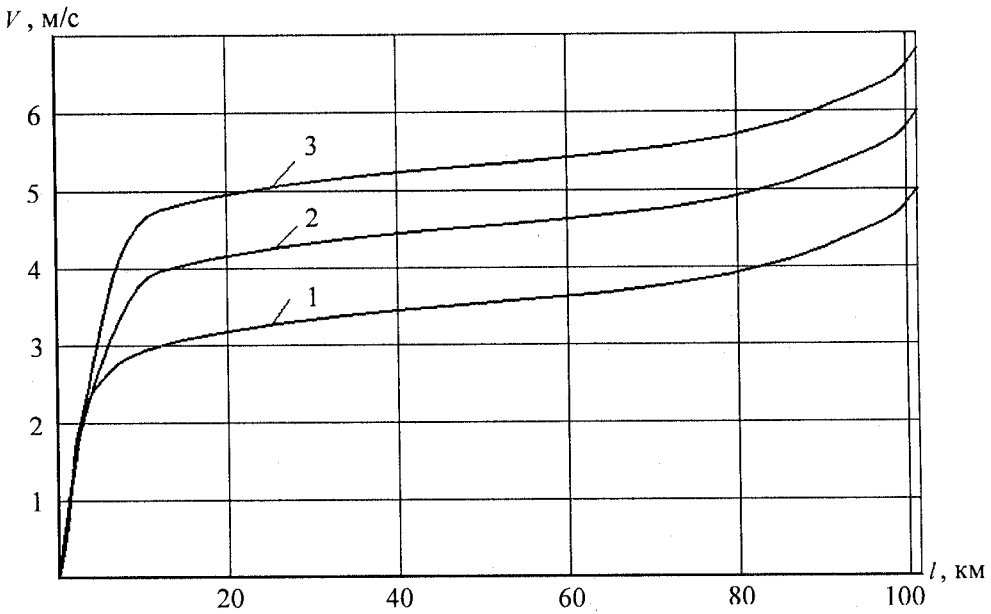


Рис. 8.21. Зміна швидкості руху пристрою для локалізації місця течі при постійному тиску на початку газопроводу:

1 – $P_{1\alpha} = 5,3$ МПа; 2 – $P_{1\alpha} = 5,8$ МПа; 3 – $P_{1\alpha} = 6,4$ МПа.

8.5. Динамічний аналіз процесу гальмування пристрою для локалізації місця течі

Завдання з розрахунку впливу динамічних навантажень, які досить інтенсивно змінюються в часі і мають ударний характер, на пристрій для локалізації місця течі та стопорний вузол в момент зіткнення є досить велике і його слід розв'язувати в тривимірній постановці. Оскільки розв'язати його аналітичним методом неможливо, динамічні розрахунки доцільно провести методом кінцевих елементів (МКЕ) за допомогою програмного пакета для розрахунку і моделювання навантажень у різних системах MSC.NASTRAN [124]. МКЕ в останні десятиліття набув широкого розповсюдження і став одним з основних методів розрахунку конструкцій. Це обумовлено універсальністю підходу, який лежить в основі МКЕ, що полягає в представленні геометрії будь-якого тіла, яке здатне деформуватись, у вигляді сукупності елементів найпростішої форми: трикутної, чотирикутної тощо. Елементи бувають одновимірними, двовимірними і просторовими, з прямолінійними або

криволінійними сторонами. Вздовж кожної з них може бути два або більше вузлів.

Під час дії навантажень, що досить інтенсивно змінюються в часі, дослідження динаміки стає визначальним завданням, особливо в разі появи навантажень ударного характеру в момент зіткнення пристрою зі стопором. Дослідження завдання з динаміки зводиться до аналізу нестационарних перехідних процесів у конструкції під час нетривалого впливу навантажень.

Рівняння динаміки для малих переміщень точок тіл має вигляд

$$\{M\} \cdot \{\ddot{\lambda}\} + \{B\} \cdot \{\dot{\lambda}\} + \{K\} \cdot \{\lambda\} = \{F(t)\}, \quad (8.23)$$

де $\{M\}$ – матриця мас конструкції;

$\{\lambda\}$ – вектор вузлових переміщень (крапкою та двома крапками позначені перша і друга похідна за часом відповідно);

$\{B\}$ – матриця коефіцієнтів сил в'язкого демпфування (пропорційних швидкостей вузлових переміщень);

$\{K\}$ – матриця жорсткості;

$\{F\}$ – вектор вузлових сил як функція часу;

t – час.

З метою отримання однозначного розв'язку рівняння (8.9) слід доповнити такими початковими умовами

$$\{\lambda(0)\} = \lambda_0, \quad (8.24)$$

$$\{\dot{\lambda}(0)\} = V_0, \quad (8.25)$$

де λ_0, V_0 – відповідно вектори вузлових переміщень і їх швидкостей у початковий момент часу $t=0$.

Для розв'язку рівнянь (8.23–8.25) під час дослідження нестационарних перехідних процесів застосовують два основних методи:

безпосереднє числове інтегрування за часом рівняння (8.23) для вузлових переміщень за початкових умов (8.24, 8.25);

розкладання вектора вузлових переміщень $\{\lambda\}$ в ряд за формами власних коливань (без демпфування), які позначають як, Λ_j де $j = 1, 2, \dots$ – номер власної частоти.

В останньому випадку вектор вузлових переміщень рівний

$$\{\lambda(t)\} = \sum_j s_j(t) \cdot \Lambda_j, \quad (8.26)$$

підставляємо (8.26) в (8.23) із застосуванням властивостей ортогональності форм власних коливань і отримуємо систему рівнянь відносно невідомої функції $s_j(t)$

$$m_j \ddot{s}_j + b_j \dot{s}_j + k_j s_j = F_j(t), \quad (8.27)$$

де $j=1, 2, \dots, N3$ ($N3$ — кількість власних функцій, що застосовуються в (8.26));

де $j=1, 2, \dots, N3$ ($N3$ — кількість власних функцій, що застосовуються в (8.26));

m_j, b_j, k_j — коефіцієнти рівняння;

F_j — навантаження на систему за j -ю власною функцією після підстановки (8.26) в (8.23). Далі система (8.27) інтегрується за часом.

Тут слід відзначити, що представлення динамічної системи з декількома ступенями свободи у формі незв'язаних між собою рівнянь (8.27) можна тільки у випадку матриці демпфування спеціального виду, що є лінійною комбінацією матриць мас і жорсткості (пропорційне демпфування). Загалом після підстановки (8.26) в (8.23) отримуємо систему зв'язаних між собою рівнянь завдяки тому, що її матриця демпфування матиме недиагональні члени. Однак для слабодемпфованих систем застосовують і рівняння у формі (8.27), нехтуючи недиагональними членами матриці демпфування.

У методі безпосереднього (прямого) інтегрування рівнянь (8.23) за часом визначаються переміщення і швидкості у всіх вузлах, тобто одночасно інтегрується N рівнянь, де N — розмірність системи (8.23), рівна порядку матриці жорсткості конструкції.

У другому методі (розкладання за власними формами коливань) завдання з дослідження динаміки поділяється на дві частини: визначення власних форм і частот коливань та інтегрування за часом системи з рівнянь (8.27) для функцій $s_j(t)$ за відповідних початкових умов. У цьому разі одночасно буде розв'язуватись N_s рівнянь. Оскільки для потрібного на практиці ступеня точності в рівнянні (8.26) буває досить, як правило, від п'яти до десяти власних форм, очевидно, що цей спосіб розв'язку завдань з динаміки може виявитися для конструкції складної геометрії істотно продуктивніший за часом розрахунку, ніж безпосереднє інтегрування рівняння (8.23).

Під час дослідження коливань застосовують метод розв'язку рівняння (8.23) у вигляді

$$\{\lambda(t)\} = \{A\} \cdot e^{i\omega t} \quad (8.28)$$

де $\{A\}$ – шуканий вектор амплітуд вузлових переміщень, який визначається із системи лінійних алгебраїчних рівнянь, що одержується після підстановки (8.28) в (8.23);

i – уявна одиниця;

ω – частота коливань.

В останньому випадку функції в (8.26) приймаються як

$$S_j(t) = \zeta_j \cdot e^{i\omega t} \quad , \quad (8.29)$$

і замість (8.27) отримують такі рівняння відносно амплітуд вузлових переміщень за відповідними формами коливань

$$(-\omega^2 m_j + ib_j \omega + k_j) \cdot \zeta_j = p_j(\omega)$$

де функції $p_j(\omega)$ визначаються з рівнянь. З цієї системи рівнянь $F_j = p_j(\omega)e^{i\omega t}$ знаходять амплітудно-частотні характеристики за кожним тоном

$$W_j(\omega) = \frac{1}{-\omega^2 m_j + ib_j \omega + c_j} \quad ,$$

і амплітуди коливань за відповідними тонами

$$\zeta_j = W_j(\omega) \cdot p_j(\omega)$$

Після цього за допомогою рівнянь (8.29) і (8.27) визначають вектори вузлових переміщень.

Відповідно до алгоритму обчислювальної технології MSC.NASTRAN повний цикл динамічного аналізу конструкції включає такі основні етапи:

- розробку геометрії конструкції – геометричне моделювання;
- задавання характеристик матеріалів елементам конструкції;
- вибір типів кінцевих елементів і введення їх параметрів;
- розбивання конструкції на кінцеві елементи;
- задавання граничних умов – зв'язків, які накладаються на конструкцію;
- формування системи навантажень, задавання їх значень або функціональних залежностей;
- перевірку коректності розробленої моделі;
- розрахунок конструкції – кінцево-елементний аналіз;
- аналіз результатів розрахунків, формування їх подання.

Як вихідні дані для розрахунку впливу динамічних навантажень на стопорний вузол та пристрій для локалізації місця течі візьмімо

параметри ділянки газопроводу «Союз» (розглядається в підрозділі 2.2) де ліквідували течу з припиненням транспортування і випусканням газу та можна було б застосувати пристрій для локалізації місця течі. Зовнішній діаметр газопроводу – 1420 мм, товщина стінки – 16,5 мм. Параметри розрахункової геометричної моделі стопорного вузла показані на рис. 8.22, а пристрою для локалізації місця течі – на рис. 8.23. Матеріал, з якого виготовлений стопор та пристрій, – сталь 10ХСНД, межа текучості якої $\sigma_t = 400$ МПа.

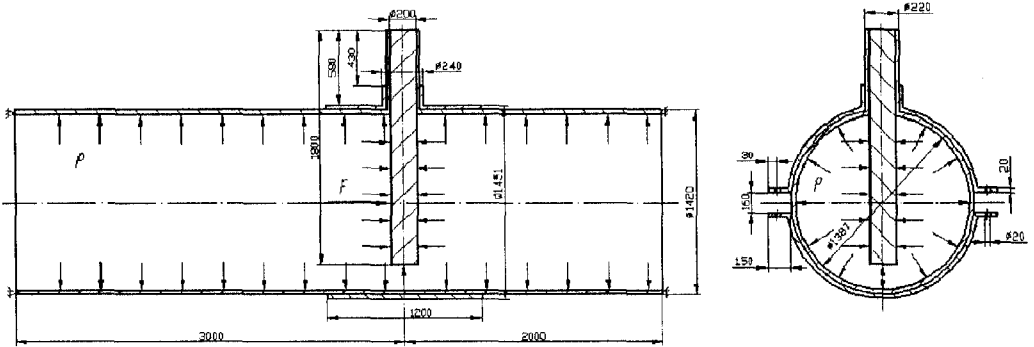


Рис. 8.22. Розрахункова геометрична модель стопорного вузла

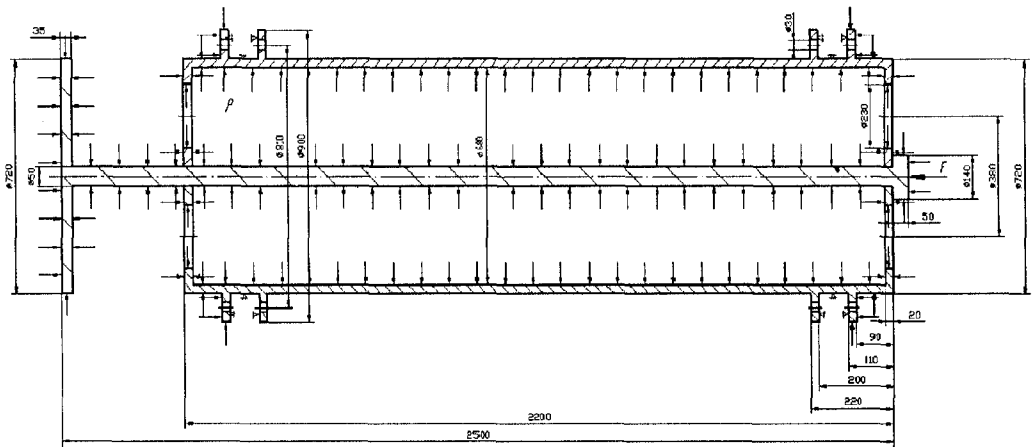


Рис. 8.23. Розрахункова геометрична модель пристрою для локалізації місця течі

Під час динамічного розрахунку враховують такі навантаження на пристрій та стопорний вузол:

внутрішній тиск у газопроводі в місці аварійної течі, який приймається рівним 6 МПа;

динамічно прикладену до упора пристрою та до стопора силу F , яка лінійно змінюється від нуля до максимального значення, за 0,05 с, рівного 80 кН, яке визначається масою пристрою рівною 580 кг, швидкістю руху пристрою (приймаємо за розрахунками, виконаними в підрозділі 2.2, рівною $\frac{M}{c}$ 6,6) та часом наростання сили від нуля до максимального значення. c

У результаті розрахунків отримуємо тривимірну кольорову картину розподілу максимальних еквівалентних напружень, обрахованих за гіпотезою енергії формозміни Фон Мізеса, відповідно до шкали значень на контурах стопорного вузла (рис. 8. 24) та пристрою для локалізації місця течі (рис. 8. 28). Крім поданих максимальних еквівалентних напружень, програма також дозволяє переглянути значення максимальних еквівалентних напружень у перерізах стопорного вузла (рис. 8. 25) та пристрою (рис. 8. 29).

За результатами розрахунків побудовано графіки зміни еквівалентних напружень у часі в максимально напружених елементах стопорного вузла (рис. 8. 26) та пристрою (рис. 8. 30), а також тривимірну кольорову картину.

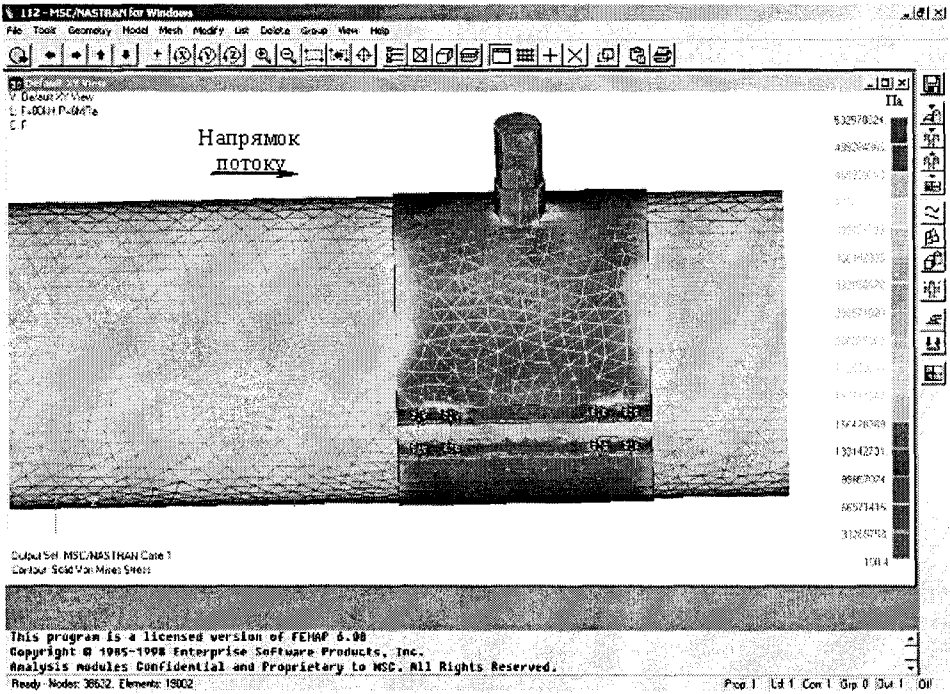
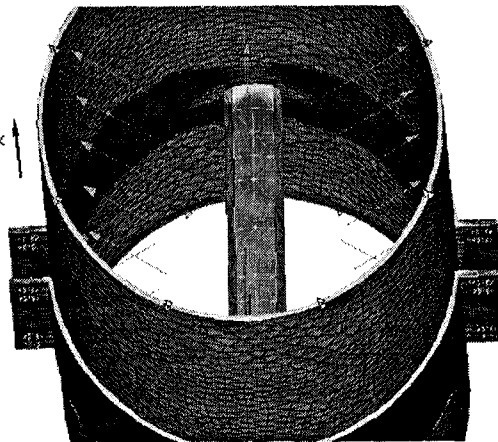


Рис. 8.24. Максимальні еквівалентні напруження на контурах стопорного вузла

Y: Defl:XY View
L: F:0.001E+00Pa
C: F

Напрямок
потoku



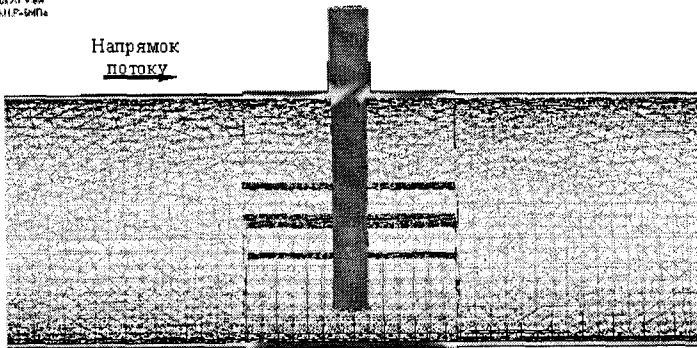
Pa
52570624
45926496
39282260
32638024
26003788
19369552
12725316
6081100
0

Output Set: MSC/NaSTRAIN Case 1
Element: Solid VonMises Stress

Рис. 8.25. Максимальні еквівалентні напруження в перерізах стопорного вузла

Y: Defl:XY View
L: F:0.001E+00Pa
C: F

Напрямок
потoku



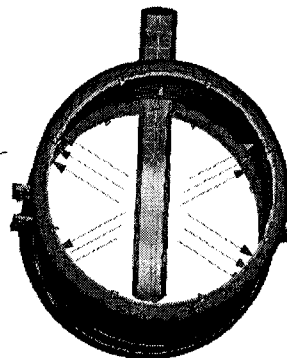
Pa
52570624
45926496
39282260
32638024
26003788
19369552
12725316
6081100
0

Output Set: MSC/NaSTRAIN Case 1
Element: Solid VonMises Stress

Рис. 8.26. Максимальні еквівалентні напруження в перерізі стопорного вузла

Y: Defl:XY View
L: F:0.001E+00Pa
C: F

Напрямок
потoku

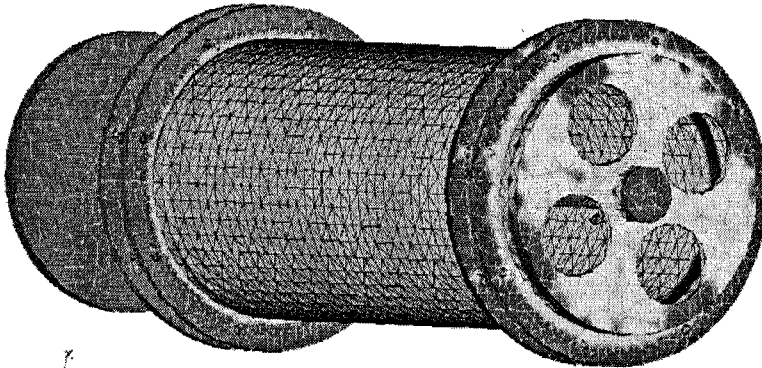


m
0.00118
0.00099
0.00080
0.00061
0.00042
0.00023
0.00004
0

Output Set: MSC/NaSTRAIN Case 1
Definition:03(047) Total Translation
Element: Total Translation

Рис. 8.27. Максимальні сумарні переміщення точок стопорного вузла

V Default XY View
L: F=0.001 CM+5 MPa
C: F

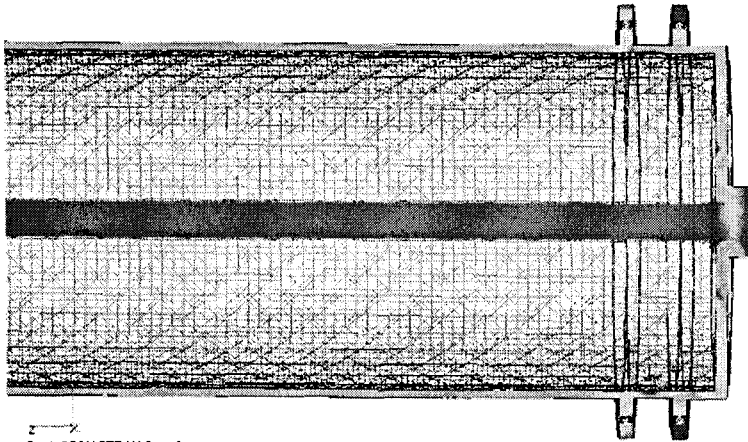


Output Set: MSC/NASTRAN Case 1
Contour: Solid Von Mises Stress



Рис. 8.28. Максимальні еквівалентні напруження на контурах пристрою для локалізації місця течі

V Default XY View
L: F=0.001 CM+5 MPa
C: F



Output Set: MSC/NASTRAN Case 1
Contour: Solid Von Mises Stress

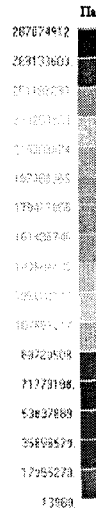


Рис. 8.29. Максимальні еквівалентні напруження в перерізі пристрою для локалізації місця течі

Як видно з результатів розрахунків, максимальні напруження в стопорному вузлі та пристрої менші від допустимих для сталі 10ХСНД.

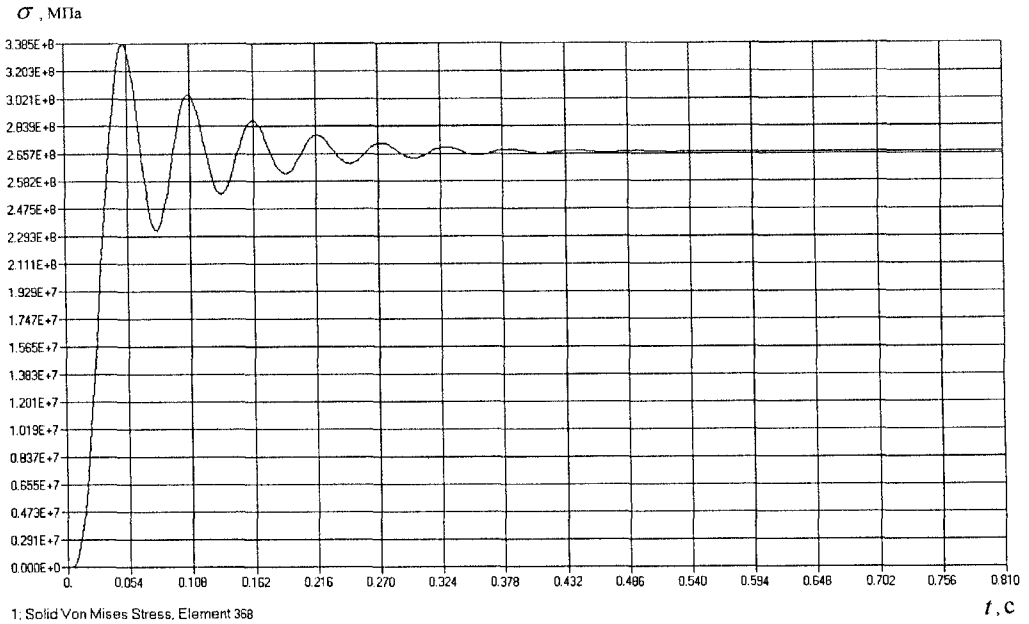


Рис. 8.30. Динаміка зміни напружень у перерізі стопорного вузла

Максимальне динамічне напруження в стопорному вузлі становить $\sigma_{\max \text{дин}}_{\text{СВ}} = 325$ МПа (момент часу $t=0,05$ с), а в пристрої $\sigma_{\max \text{дин}}_{\text{ПР}} = 338$ МПа (момент часу $t=0,05$ с). Коефіцієнт запасу міцності по границі текучості для стопорного вузла рівний $n_{\text{СВ}} = \frac{\sigma_T}{\sigma_{\max \text{дин}}_{\text{СВ}}} = \frac{400}{325} = 1,23$, для пристрою $n_{\text{ПР}} = \frac{\sigma_T}{\sigma_{\max \text{дин}}_{\text{ПР}}} = \frac{400}{338} = 1,18$, тобто в цих розрахункових випадках міцність забезпечується.

У кінці розрахункового інтервалу, де коливання практично відсутні (статистичний стан) (див. рис. 8.26, 8.30), максимальне напруження для стопорного вузла становить $\sigma_{\max \text{стат}}_{\text{СВ}} = 260$ МПа, для пристрою $\sigma_{\max \text{стат}}_{\text{ПР}} = 267$ МПа (такий же результат дає статистичний розрахунок). Тоді коефіцієнт динамічності для стопорного вузла буде рівним $k_{\text{дин}}_{\text{СВ}} = \frac{\sigma_{\max \text{дин}}_{\text{СВ}}}{\sigma_{\max \text{стат}}_{\text{СВ}}} = \frac{325}{260} = 1,25$, а для пристрою $k_{\text{дин}}_{\text{ПР}} = \frac{\sigma_{\max \text{дин}}_{\text{ПР}}}{\sigma_{\max \text{стат}}_{\text{ПР}}} = \frac{338}{267} = 1,27$. Різниця між напруженнями при статистичному і динамічному прикладанні навантаження в цьому випадку становить 25–27 %.

8.6. Дослідження газодинамічних процесів під час часткового перекриття газопроводу пристроєм для локалізації місця течі

Після зупинки пристрою для локалізації місця течі в місці аварії перекачування газу не зупиняється, а газ проходить через корпус пристрою. Пристрій є місцевим опором, який з'являється в місці часткового перекриття під час зупинки пристрою і відкриття його корпусу. Падіння тиску в цій точці рівне

$$\Delta P = \xi \frac{\rho \omega^2}{2},$$

де ξ – коефіцієнт місцевого опору пристрою;

ρ – густина газу;

ω – швидкість газу, який перетікає через корпус пристрою.

Враховуючи рівняння газового стану

$$\frac{P}{\rho} = gzRT,$$

де P – тиск газу в місці часткового перекриття;

g – прискорення вільного падіння;

z – коефіцієнт стиску газу;

R – газова стала;

T – абсолютна температура газу, отримуємо

$$\Delta P = \xi \frac{P \omega^2}{2gzRT}.$$

Часткове перекриття порожнини МГ приводить до того, що тиск газу за пристроєм дещо знижується, а до нього збільшується. В результаті отримуємо сходинку на кривій розподілу тиску в точці часткового перекриття, причому величина цієї сходинки рівна величині падіння тиску на пристрої. Для практичних цілей з достатньою точністю можна вважати, що рух газу до пристрою не змінився після часткового перекриття, а повне падіння тиску газу відбувається безпосередньо за пристроєм.

Основна складність цієї проблеми полягає у визначенні коефіцієнта місцевого гідравлічного опору пристрою, значення якого залежить від конструкції пристрою, що складається з комбінації декількох простих місцевих опорів (різних звужень, розширень, отворів), його геометричних розмірів.

Для оцінки працездатності МГ під час часткового перекриття його порожнини потрібно визначити залежність величини тиску газу в кінці ділянки МГ від падіння тиску на пристрої. Ми вважаємо, що характер руху газу до і після перекриття залишається незмінним. Тоді

$$\frac{P_x^2 - P_{2a}^2}{L - l_a} = \frac{(P_x - \Delta P)^2 - P_{ki}^2}{L - l_a} \quad (8.30)$$

де P_x – тиск газу в місці часткового перекриття;

P_{2a} – тиск у кінці ділянки газопроводу до часткового перекриття;

L – довжина ділянки газопроводу між КС;

l_a – відстань від початку ділянки газопроводу до місця перекриття;

ΔP – падіння тиску газу на пристрої;

P_{ki} – тиск у кінці ділянки газопроводу після часткового перекриття.

З (8.30) отримаємо рівняння для визначення тиску газу на кінці ділянки газопроводу при частковому перекритті його порожнини за допомогою пристрою для локалізації місця течі, на якому відбувається падіння тиску газу ΔP

$$P_{ki} = \sqrt{P_{2a}^2 - 2P_x\Delta P - \Delta P^2}$$

За отриманими залежностями проведено розрахунки і побудовано графіки (рис. 8.31, рис. 8.32) для ділянки газопроводу «Союз».

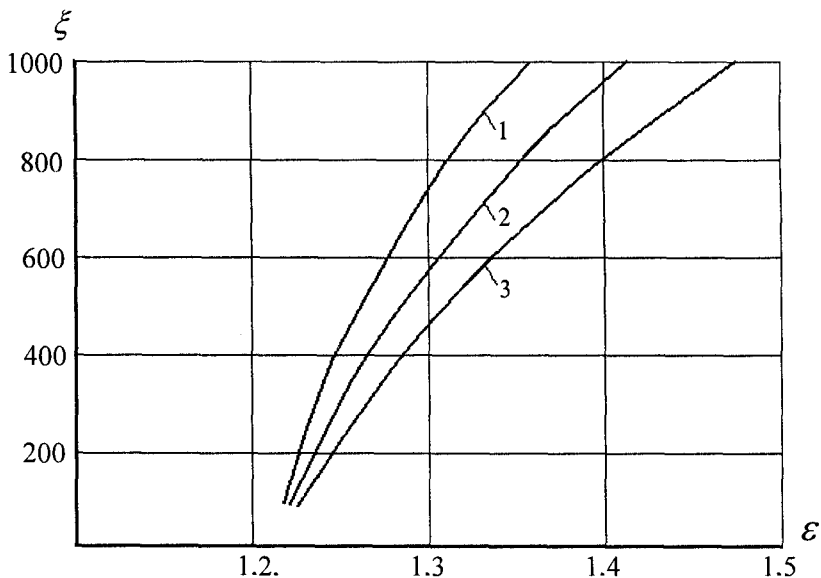


Рис. 8.31. Залежність ступеня падіння тиску від коефіцієнта місцевого опору пристрою під час часткового перекриття порожнини газопроводу:

1 – на початку ділянки газопроводу; 2 – на половині ділянки газопроводу; 3 – в кінці ділянки газопроводу

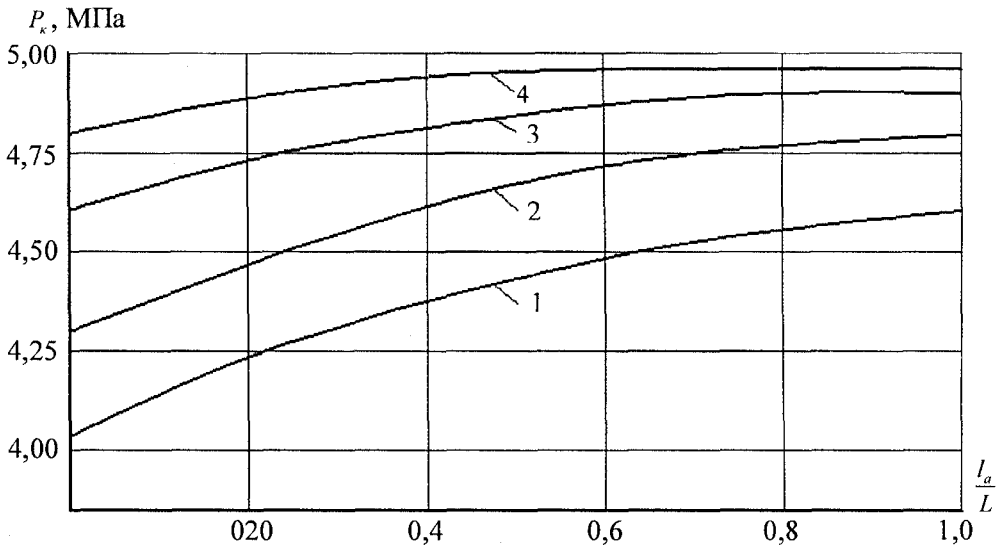


Рис. 8.32. Зміна тиску в кінці ділянки газопроводу під час часткового перекриття газопроводу залежно від місця перекриття для різних коефіцієнтів місцевого опору пристрою:

1 – $\xi = 900$; 2 – $\xi = 700$; 3 – $\xi = 500$; 4 – $\xi = 300$.

РОЗДІЛ 9. РЕМОНТНІ РОБОТИ НА ТРУБОПРОВОДАХ У СКЛАДНИХ УМОВАХ

9.1. Відновні роботи при дії на газопровід зсувних процесів

Дія на газопровід зсувних і інших силових чинників призводить до зміни його напружено-деформованого стану стосовно проектного, що може стати причиною руйнування газопроводу. Для запобігання виникненню аварійної ситуації необхідно:

- визначити величину напружень і характер деформацій на ділянці;
- провести заходи щодо стабілізації зсувного процесу;
- за необхідності понизити напружено-деформований стан газопроводу.

Розгляньмо способи визначення напружено-деформованого стану газопроводу.

Сьогодні для вивчення робочих напружень у моделях і реальних конструкціях існує великий арсенал методик і апаратури, які мають достатню точність і практично забезпечують експериментальні дослідження. Це механічні деформометри, електричні тензометри, поляризаційно-оптичний метод, метод крихких покриттів ділільних сіток та ін. [4]. Проте перелічені засоби вимірювань переважно непридатні для оцінки напруженого стану металу труб діючих газопроводів, оскільки не дають можливості визначити його без повного або часткового руйнування конструкції.

Існує спосіб оцінки напруженого стану і характеру деформації при просторових вигинах, який заснований на вимірах просторового положення осі газопроводу [15,25]. Згідно з цим способом визначення напружень вигину й аналіз напруженого стану потенційно небезпечних ділянок газопроводу здійснюють методом регуляризації. Виміри прогинання осі виконують нівеляцією з кроком 15–20 діаметрів трубопроводу. Епюри напружень вигину відновлюються стійко при похибці максимальних значень вимірів порядку 2–5%

Практично придатним способом оцінки напружено-доформованого стану газопроводу є визначення напружень і деформацій з використанням просторових координат.

Застосовуючи геодезичні методи вимірювань з подальшою обробкою на ЕОМ, одержують просторові координати осі трубопроводу.

Апроксимуючи її положення поліномом третього ступеня, визначають радіуси кривизни і напруження вигину трубопроводу.

Недоліками вищеописаних методів є відносно великі затрати часу і праці на проведення геодезичних вимірювань і розрахунків на ЕОМ, а також їх недостатня точність.

Існує методика дослідження напружено-деформованого стану ділянок лінійного газопроводу за допомогою тензорезисторів. Через складність і великий обсяг підготовчих робіт, а також через тривалість самого процесу вимірювань цей спосіб не дає об'єктивної оцінки напруженого стану і його не можна рекомендувати для гірських умов.

Для усунення недоліків розроблений і виготовлений прилад «Уренгой-ЗМ», призначений для вимірювання залишкових і діючих механічних напружень, що мають як одновісний, так і двовісний характер у зварних і збірних металоконструкціях, а також для вимірювань залишкових і діючих напружень у стінках труб магістральних газопроводів як у процесі будівництва, так і в період експлуатації. За допомогою цього приладу можна розв'язувати й інші завдання, наприклад, вимірювати товщину стінки газопроводу при тривалій експлуатації, визначати фактичний тиск газу по довжині трубопроводу.

В основу роботи приладу закладений акустичний спосіб вимірювання механічних напружень, заснований на залежності швидкості ультразвуку від їх значень у досліджуваному твердому тілі. Ступінь цієї залежності незначний, тому для реалізації способу швидкість слід вимірювати з вельми високою точністю. Прилад дозволяє вимірювати швидкість проходження ультразвукової хвилі з похибкою не більше 10^{-6} .

Для вимірювань напружень на зсувній ділянці за допомогою приладу «Уренгой» необхідно:

- 1) визначити візуально самі напружено-деформовані ділянки газопроводу ж провести і розмітити ймовірні точки максимальних значень напружень;
- 2) у цих місцях розкрити газопровід та обладнати котлован, що дозволяє проводити вимірювання по всьому периметру труби;
- 3) по периметру перерізу газопроводу розмітити точки вимірювання, враховуючи характер стискальних і розтягальних зусиль у трубі;
- 4) підготувати точки вимірювання:
 - за допомогою ножа надрізати ізоляційне покриття розміром 60x120 мм; видалити ізоляцію;
 - встановити магнітне кріплення датчика;
 - на місці установки датчика зачистити метал труби розміром 10x10 мм за допомогою шліфувальної машинки до чистоти поверхні Ра 1,6;

5) провести вимірювання в кожній наміченій точці, дані покази приладу занести в таблицю. Крім того, зробити ескіз кожного перерізу з вказівкою просторового положення і нумерації точок;

6) за табличними даними виконати обчислення величин діючих ефективних напружень у кожному перетині газопроводу за допомогою формул:

$$\sigma_{33} - \sigma_{22} = \left(\frac{Csx_3 - Cso}{Cso} - \frac{Csx_2 - Cso}{Cso} \right) \cdot A, \text{ кгс/мм}^2 \quad (9.1)$$

$$\sigma_{33} - \sigma_{22} = \left(\frac{Csx_3 - Cso}{Cso} - \frac{Csx_2 - Cso}{Cso} \right) \cdot B, \text{ кгс/мм}^2 \quad (9.2)$$

де: σ_{33} та σ_{22} – шукані нормальні напруження по головних осях $0 - X_{33}$ та $0 - X_{22}$ відповідно, кгс/мм² ;

Csx_3 і Csx_2 – швидкості зсувних ультразвукових хвиль, що проходять перпендикулярно до площини напружень і по черзі поляризованих за головними осями напружень Csx_3 і Csx_2 відповідно, Гц;

Cso – початкова швидкість зсувної хвилі, властива точці вимірювань за відсутності її напруженого стану, Гц;

A, B – інтегральні коефіцієнти, що відображають акустично-механічні властивості матеріалу, Н/м².

Швидкості зсувних ультразвукових хвиль Csx_3 і Csx_2 вимірюють за допомогою приладу.

Початкова швидкість зсувної хвилі Cso , а також коефіцієнти A і B визначають експериментально за допомогою попереднього тарування приладу. Тому для вимірювання напружень у газопроводі обов'язковою умовою є визначення марки сталі згідно із сертифікатом на труби, використані при будівництві цієї ділянки газопроводу.

Маючи напруження в кожному перетині газопроводу, будують сумарні епюри поздовжніх і кільцевих напружень цієї ділянки газопроводу.

Побудовані епюри дають точне уявлення про напружено-нормовану ділянку газопроводу, за допомогою якого можна вживати заходів із запобігання аварійній ситуації.

Прилад «Уренгой-ЗМ» дає можливість з високою точністю визначити як залишкові, так і діючі напруження на будь-якій ділянці газопроводу. Ці вимірювання є критерієм доцільності, характеру і обсягу проведення аварійно-відновних робіт.

Коротка технічна характеристика приладу:

Частота ультразвукових коливань, МГц	4,5–5
Частота запуску сигналів, кГц	5–300
Абсолютна похибка механічних напружень $\Delta\delta$, кгс/мм ² , не більше	3% від σ
Межа товщини вимірюваних об'єктів, мм	3–100
Умови експлуатації:	
Температура довкілля, °С	від мінус 40 до плюс 40
Відносна вологість, %	до 98
Живлення:	
Величина напруги, В	
а) при змінному струмі	220
б) при постійному струмі	
Споживана потужність, Вт	100
Габаритні розміри, мм	
ширина	230
висота	200
довжина	400
вага, кг	12

Заходи щодо стабілізації зсувного процесу включають:
організацію збору і відведення поверхневих вод зі схилів і полиць,
прилеглих до газопроводу;

пониження рівня і напору ґрунтових вод;
спорудження протизсувних конструкцій і зміцнення схилів.

Збір і відведення поверхневих вод повинен виконувати два завдання:
по-перше, перехоплювати води, що стікають зі схилів, розташованих
вище від зсуву, і відводити їх убік;

по-друге, збирати воду у верхній частині зсуву та безпосередньо
перед газопроводом і відводити її за межі зсуву або пропускати за
допомогою каналів і лотків під газопроводом.

Для регулювання поверхневого стоку необхідно:

влаштувати перехоплювальні нагірні канали, що не допускають воду
до нестійких ділянок схилів;

відвести воду з окремих замкнутих улоговин на тілі зсуву і
забезпечити відведення води з виїмок;

створити на поверхні зсуву систему розгалужених каналів, які
перехоплюють поверхневу воду, і спрямувати її до водопропускних споруд;

ліквідувати тріщини у зсувному ґрунті і спланувати всю поверхню
зсуву.

На рис. 9.1 показані найпоширеніші схеми конструкцій водовідведень.

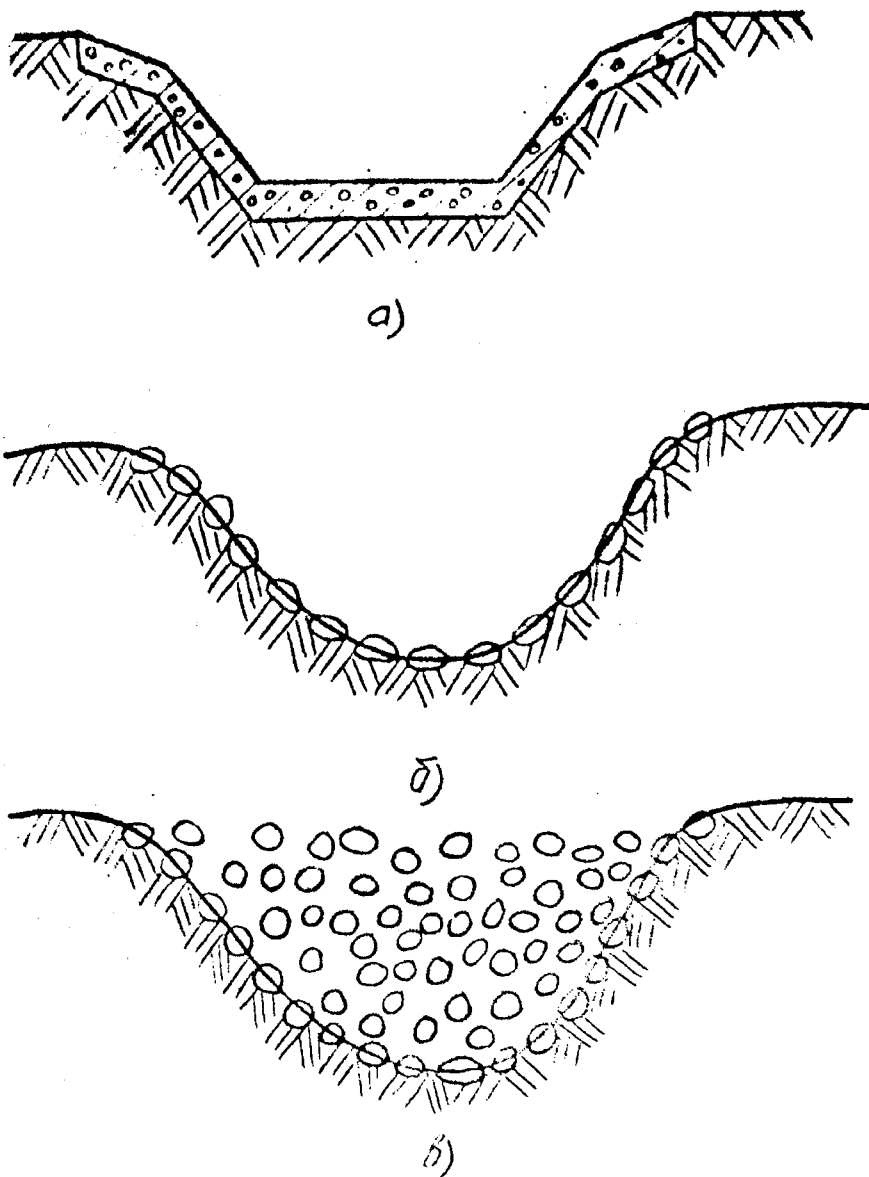


Рис 9.1. Схеми конструкцій водовідводів

На рис. 9.1а – лоток, що є траншеєю завглибшки 0,4–0,6 м, викладеною окремими залізобетонними жолобками промислового виготовлення, скріплені між собою цементним розчином.

Недоліком такої конструкції є те, що виготовлення жолобків вимагає спеціального виробництва, що позначається на термінах проведення

відновних робіт. Установка жолобів потребує спеціальних технічних засобів, наприклад, кранів, що в разі крутих схилів не завжди технічно здійснено.

Як показала практика експлуатації газопроводів на ділянках з великою швидкістю стоку поверхневих вод відбувається підмивання цих лотків і їх руйнування, а там, де швидкість потоку невелика, відбувається замулювання лотків.

На рис. 9.1 – лоток у вигляді траншеї завглибшки до 0,8 м, дно і стінки викладені суцільним кам'яним набриском. Для цього використовують плотовий бутовий камінь, який часто зустрічається в гірських умовах, навіть уздовж траси газопроводу.

Такий лоток дає можливість проводити поверхнє водовідведення на крутіших схилах, на відміну від вищезазначеного лотка без його руйнування.

Недоліком такої конструкції є те, що при русі води лотком швидкість її не регулюється, тому відбувається руйнування конструкції на поворотах і в нижній частині.

Найраціональнішою конструкцією лотків водовідведень є траншея завглибшки до 0,8 м, яку заповнюють бутовий каменем середніх розмірів (рис. 9.1.). Завдяки підвищеному гідравлічному опорюванню через наявність бутового каменя в лотку підтримується постійна швидкість потоку, що не викликає його руйнувань і не знижує працездатності.

Перевагою такої конструкції є й те, що для її спорудження можна використовувати природні канами й ерозійні промоїни, що значно скорочує обсяг земляних робіт.

Для зниження рівня і натиску ґрунтових вод необхідно використовувати дренажні конструкції. Система регулювання підземного стоку за допомогою дренажних конструкцій полягає в тому, щоб:

перехопити підземні води ще до надходження їх у масив зсуву або з укосу за допомогою конструкцій поверхневого водовідведення (канав, лотків);

знижити рівень або натиск ґрунтових вод у призсувній частині зсувного схилу;

відвести всі води, що дрениються, зі зсувного масиву скинути їх у природні або штучні водопропускні системи.

Дренажні конструкції вибирають залежно від характеру схилу, схильного до зсувних деформацій, умов живлення і залягання ґрунтових вод, інженерно-геологічних особливостей ділянки.

Для механічного утримання зсувних мас, що зміщуються, доцільно споруджувати конструкції паль. Залежно від конкретних умов використовують такі типи конструкцій:

1) забивні залізобетонні палі — при незначній товщині (до 5 м) зсувних ґрунтів із рихлих порід;

2) буронабивні палі — у разі значної потужності (понад 5 м) зсувних або покрівельних ґрунтів;

3) залізобетонні стовпи глибокого закладання — при значному зсувному тиску.

Всі роботи з виробництва дренажних систем і паль і конструкцій слід виконувати згідно з розробленим проектом.

Після проведення робіт зі стабілізації зсувних процесів доцільно на ділянках посіяти багаторічні трави.

Одним з основних методів зниження напружено-деформованого стану підземних ділянок газопроводу є виключення дії зсувних ґрунтових мас на газопровід.

Для цього необхідно:

1) при нагоді, тобто при неглибокому заляганні твердих порід, заглибити газопровід у ці породи, забезпечивши при цьому стійкий стан його роботи.

Цей випадок не завжди прийнятний, оскільки він характеризується великим обсягом земляних робіт і складністю розробки скельних ґрунтів, а також потребує відключення ділянки і зупинки подачі газу;

2) видалити ґрунт на всю глибину залягання газопроводу до нижньої твірної труби з боку дії зсуву.

Після цього за допомогою бульдозера створити зсувний схил з кутом природного нахилу. Під газопровід за допомогою крана встановити ковзкі опори у вигляді залізобетонних плит.

При подальших переміщеннях ґрунту плитові опори обповзають, а газопровід завдяки своїй погонній жорсткості залишається нерухомим. При недостатній погонній жорсткості необхідно зафіксувати трубопровід за допомогою окремих залізобетонних або буронабивних паль.

Цей спосіб дає можливість виконати відновні роботи в короткі терміни без зупинки подачі газу споживачам;

3) замінити підземний спосіб прокладки газопроводу на надземний у вигляді балочного переходу на опорах. Цей спосіб застосовують у разі перетину газопроводу могутнім зсувом — потоком із стійкими бортами, коли установка ковзких опор неможлива.

У всіх випадках зниження напружено-деформованого стану можливе в умовах роботи металу труб у зоні пружних деформацій з урахуванням усіх коефіцієнтів запасу міцності.

9.2. Роботи з ліквідації розмивів, оголення, провисання і спучування газопроводів

Виникнення на схилах потоків поверхневих і ґрунтових вод є основною причиною утворення промоїн і ярів, що призводить до оголення і розмиву газопроводу.

Основні види відновних робіт у цих ситуаціях включають:

відведення і впорядкування стоку ґрунтових і поверхневих вод з полиць та схилів, що прилягають до газопроводу;

запобігання подальшому розвитку ерозійних процесів;

ліквідацію промоїн і розмивів.

Для запобігання подальшому розвитку ерозійних процесів, а також стабілізації розвитку промоїн і розмивів слід вжити заходи щодо зниження витрати і гасіння швидкості тимчасових потоків поверхневих вод, що формуються. З цією метою необхідно обладнати у верхній і середній частинах схилу систему лотків для перехоплення і відведення основної частини поверхневого потоку, що формується, з поверхні в найближчі пониження рельєфу. Борти промоїн, що утворилися, слід укріпити кам'яною бруківкою.

Для гасіння швидкості потоків поверхневих вод на схилі за допомогою бульдозера слід виконати косий наріз. При цьому бульдозер повинен працювати згори-вниз під кутом $60-70^\circ$ до осі газопроводу і зрізати шар ґрунту завглибшки $0,2-0,4$ м. Для перепуску поверхневих вод у місцях перегину траси висота шару ґрунту, що зрізається, повинна становити $1,5-2,0$ м.

Для ліквідації промоїн і розмивів проводять також планування полиць бульдозером з їх засипкою.

Для стабілізації розвитку ярів і промоїн доцільно встановлювати в них тинові фашинні загороди з кроком $3-5$ м. Висота і ширина таких загород рівна відповідно розмірам промоїн.

Загороди встановлюють таким чином, щоб максимально зменшити швидкість руху потоку в промоїні перпендикулярно до її бортів. При збільшенні крутизни схилу кількість фашинних загород збільшують.

Доцільно також проводити засипку промоїн і ярів камінням та глинами, які оберігають їх від подальшого розмиву.

На рис. 9.2а показана схема руху бульдозера при плануванні полиці і засипці промоїн.

На рис.9.2б. — зображення схеми руху бульдозера при формуванні косих нарізів.

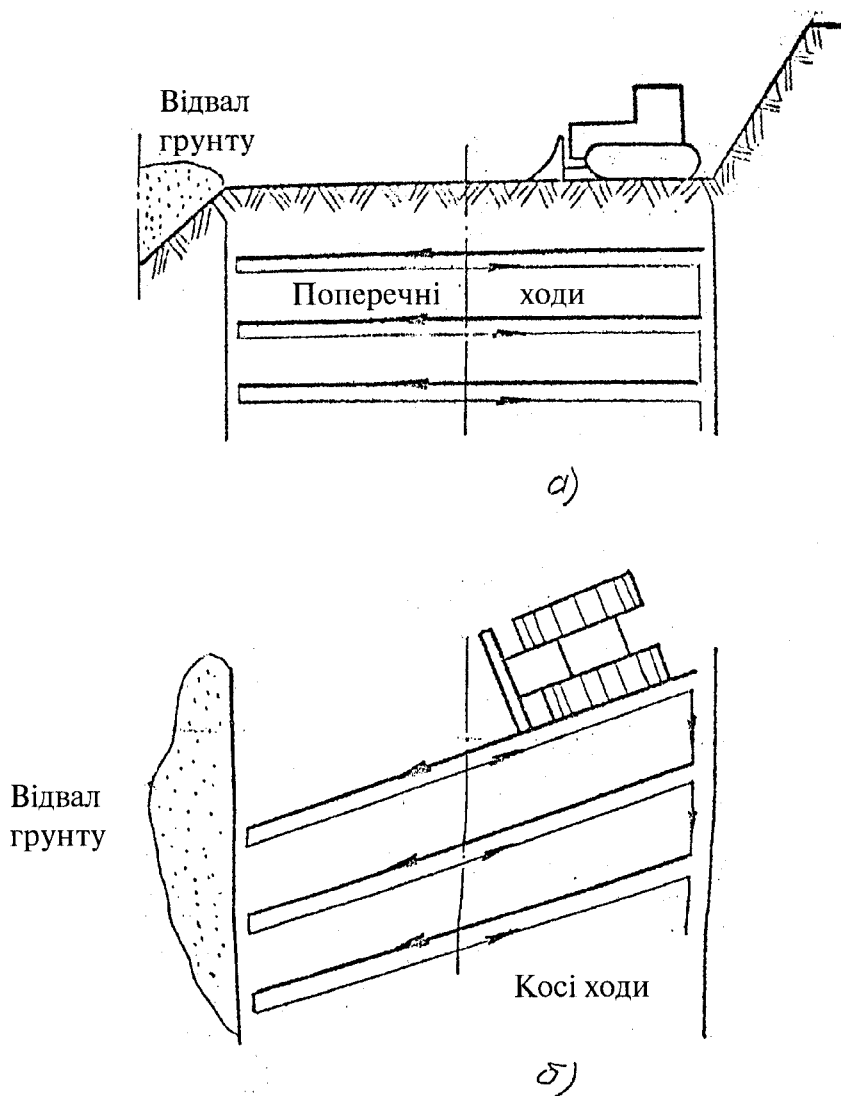


Рис. 9.2. Схеми роботи бульдозера при формуванні нарізів

На повітряних переходах газопроводів через перешкоди через ерозію і розмив схилів часто відбувається збільшення прольоту переходу, що веде до провисання газопроводу, внаслідок чого можлива втрата несучої здатності труби і виникнення аварійної ситуації. Для запобігання розмивам і ерозії берегів переходу необхідно:

відвести поверхневий стік вод від місця переходу за вищеописаною технологією;

виконати роботи з укріплення берегів у місцях виходу газопроводу із землі;

у разі потреби виконати такі заходи щодо підвищення несучої здатності переходу, наприклад, з установкою опори в місці найбільшого прогинання газопроводу.

У місцях спучення газопроводу проводять вимірювання напружено-деформованого стану тіла труби за допомогою приладів. За наявності допустимих напружень на всій деформованій ділянці необхідно виконати засипку спученої ділянки з подальшим періодичним обстеженням його напруженого стану.

При напруженнях, що перевищують допустимі, виконати заміну спученої частини газопроводу з проведенням земляних, зварювальних та ізоляційних робіт. Обсяг вилучення труб у брак при цьому слід визначати з їх перевірочного розрахунку та міцність. [25]

9.3. Методи і технологія проведення відновних робіт, пов'язаних з руйнуванням ізоляційного покриття газопроводу на ділянках великої протяжності

А) Методи ремонту:

Ремонт з вирізанням, підйомом і укладанням газопроводу на брівку траншеї.

Газопровід розкопують на ділянці встановленої довжини, вирізують з нитки, піднімають на брівку траншеї з одночасним укладанням на віддалі 1,5–2,0 м від траншеї [10]. Роботи зі зняття старої ізоляції і нанесення нового ізоляційного покриття виконують механізованим способом. Після відновлення стінки труби відремонтовану ділянку ізолюють, врізають і нитку засипають. Перед проведенням робіт ділянку повністю звільняють від газу, що пов'язано з великими втратами і є недоліком цього методу.

Ремонт газопроводу в траншеї з підкопуванням під трубу.

При цьому методом екскаватором заздалегідь знімають ґрунт з поверхні газопроводу, залишаючи лише шар ґрунту завтовшки 30–40 см. Далі через кожні 10 м залишають земляну перемичку (подушку) завдовжки 3 м, а десятиметрові ділянки трубопроводу розривають вручну з вибіркою ґрунту під трубою на глибину до 40 см. Після того, як з труби видалять стару ізоляцію і почистять від іржі, на неї наносять ізоляційне покриття і засипають з підбиттям ґрунту під трубу.

Після закінчення ремонту десятиметрових ділянок розривають і ремонтують триметрові ділянки під перемичками.

Цей метод ремонту застосовують на трубопроводах великих діаметрів і на ділянках малої протяжності. Він не дозволяє механізувати роботи і характеризується малою продуктивністю.

Ремонт з підйомом і викладенням газопроводу на лежання в траншеї.

При цьому способі газопровід розривають, піднімають на висоту 1,0–1,5 м і знов укладають на підведені під нього лежні заввишки 0,4–0,5 м. Потім газопровід очищають, відновлюють тіло труби, ізолюють і ще раз піднімають на висоту 0,2–0,3 м і над лежнями. Лежні прибирають, а газопровід остаточно опускають на дно траншеї і засипають.

Цей спосіб дозволяє проводити роботи потоково і з високою продуктивністю, оскільки його можна повністю механізувати.

Ремонт з підйомом і укладанням газопроводу на брівку траншеї.

У цьому випадку газопровід розривають, піднімають і укладають на лежні на брівці траншеї на відстані 1,5–2,0 м від траншеї. Після очищення від старої ізоляції, відновлення стінки труби і нанесення нового ізоляційного покриття газопровід укладають у підготовлену траншею і засипають.

Недоліком цього методу є те, що при використанні великої кількості трубоукладачів неможливо добитися синхронізації їх роботи. Крім того, в стінці газопроводу виникають додаткові динамічні напруження, які погіршують напружений стан трубопроводу і можуть призвести до аварій. Тому перед початком робіт необхідно виконати розрахунок і розробити схему розстановки трубоукладачів та інших механізмів, а також визначити параметри, пов'язані з підйомом газопроводу.

Оскільки всі відновні роботи проводять на поверхні землі, то цей спосіб можна повністю механізувати, застосовуючи максимальну кількість загальнобудівельних машин і механізмів, а також використовувати потоковий метод виконання робіт, що істотно скорочує терміни ремонту.

Ремонт з укладанням нової нитки трубопроводу паралельно до тієї, яка існує. [15]

На відстані 3–5 м від пошкодженої ділянки трубопроводу укладають нову нитку, рівну за довжиною замінюваній ділянці.

Після укладання і засипки, виконуваної звичними методами, кінці нової нитки врізають у стару. Замінену ділянку трубопроводу вирізують і перевозять на базу для ремонту і подальшого використання.

Одним із найосновніших чинників при проведенні аварійно-відновних робіт є скорочення втрат газу. Тому для цього методу найперспективнішим способом у цьому напрямі є так звана «гаряча» врізка, тобто проведення зварювальних робіт на діючому газопроводі.

Суть способу «гарячої» врізки зводиться до такого (рис. 9.3).

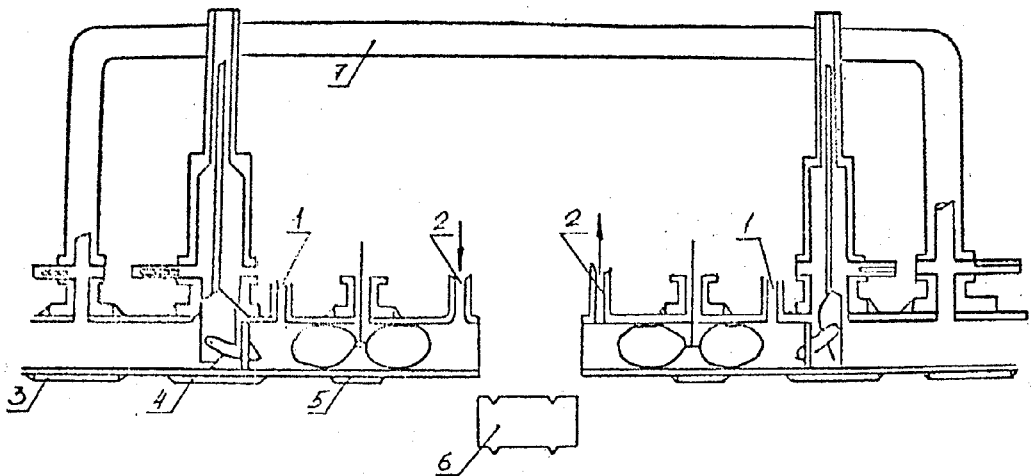


Рис. 9.3. Схема «гарячої» врізки:

- 1 — випускний отвір; 2 — отвір для продувки;
 3 — трійник для перепускної лінії; 4 — трійник для стопорного пристрою;
 5 — трійник для подушок; 6 — пошкоджена секція; 7 — лупінг

На кінцях ділянки газопроводу, призначеного для ремонту, приварюють до труби зовні без припинення подачі газу роз'ємні трійники, до яких під'єднують спеціальні пристосування для вирізки отворів у трубі під внутрішнім тиском газу. Останні у свою чергу обладнані засувками, які служать для запобігання виходові газу в атмосферу після евакуації вирізаного з труби металу і для кріплення байпасної лінії. Перекриття перерізу газопроводу здійснюють клапаном спеціальної конструкції, який також вводять за допомогою «гарячої» врізки. Для більшої обережності в ділянку між клапанами поміщають надувні подушки, які в разі просочування газу через запобіжні клапани спрямовують його у вихідні отвори, просвердлені в тілі труби.

Після закінчення вказаної операції приступають до вирізки ділянки для подальшого ремонту.

Метод поетапного ремонту газопроводів (у три етапи).

Цей метод використовують, коли газопровід укладений у дві або більше ниток.

На першому етапі прокладають лупінг уздовж ремонтваної ділянки, потім ремонтвану нитку відключають і до нитки, що залишилася в експлуатації, підключають нову нитку.

На другому етапі ремонтують відключену нитку.

Після підключення до системи відремонтованої ділянки приступають до третього етапу. Ділянку магістрального трубопроводу, що підлягає

демонтажеві, вимикають з роботи, приварюють на кінці трубопроводу сферичні заглушки на максимальний робочий тиск на цій ділянці.

Ділянку газопроводу, що демонтується, ремонтують на місці або транспортують окремими секціями на ремонтну базу [3].

Ремонт із застосуванням, пересувних ремонтних баз (ПРБ) – рис. 9.4.

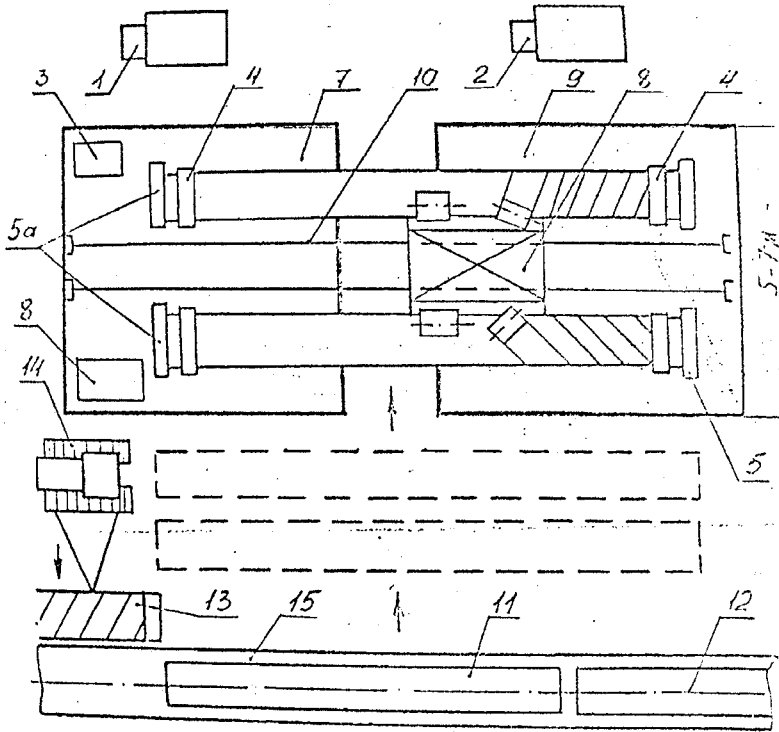


Рис. 9.4. Ремонт лінійної частини газопроводів із застосуванням ПРБ

- 1 – пересувна діагностична лабораторія; 2 – пересувна ДЕС;
- 3 – гідронасос; 4 – індуктор СВЧ; 5 – обертач; 5а – люнет;
- 6 – електрозварювальна станція; 7 – пересувна платформа;
- 8 – пристрій для очищення поверхні труб; 9 – пересувна платформа;
- 10 – напрямна; 11 – відбракована довгомірна секція;
- 12 – трубопровід; 13 – відремонтована довгомірна секція;
- 14 – трубоукладач; 15 – траншея

Розриту ділянку газопроводу розрізають у траншеї на окремі відрізки завдовжки до 30 м. При первинному циклі трубоукладачі доставляють відрізки з траншеї на платформу ПРБ, при цьому два відрізки встановлюють на платформу, а один – у накопичувач. На платформі відрізки за допомогою спеціальних модулів очищають від старої ізоляції і піддають відбраковуванню, після чого наносять нове ізоляційне покриття.

Відремонтвані секції транспортують трубоукладачами до траншеї і зварюють. Зварювальні стики ізолюють за допомогою термоусадкових муфт.

Цей метод є одним із прогресивних, оскільки дозволяє проводити ремонтні роботи в будь-який сезон, сприяючи істотному збільшенню продуктивності і підвищенню якості очисних і ізоляційних робіт. Його можна використовувати в комплексі робіт будь-якого вищеописаного методу ремонту.

Основним критерієм вибору оптимальності методу є термін і якість проведення аварійно-відновних робіт. Аналіз цих методів показав, що метод ремонту, пов'язаний з підйомом і укладанням газопроводу на брівку траншеї, найперспективніший, він дозволяє впровадити високоефективну потокову технологію виробництва робіт, що забезпечує високі продуктивність і якість [3]. Окрім цього, він має велику перевагу порівняно з іншими методами, оскільки виключає стравлення газу з аварійної ділянки.

У гірських умовах доцільне також застосування методів ремонту, пов'язаних з припиненням подачі газу. Для прискорення робіт з відновлення газопроводів необхідно скорочувати витрати часу на виконання окремих операцій (різання труб, центрування, зварку, контроль і т. д.).

Б) Підготовчі роботи.

Підготовчі роботи полягають у підготовці ділянки газопроводу до розкриття. Вони проводяться за наявності в трубопроводі газу, тому їх відносять до вогневих і проводять за наперед розробленим планом відповідно до «Типової інструкції на вогневі роботи».

При виконанні відновних робіт, пов'язаних із стравлюванням газу й очищенням внутрішньої порожнини газопроводу, всі роботи проводять за спеціальним проектом.

Наступними етапами підготовки газопроводу до розкриття є: визначення положення газопроводу, розчищення і планування траси, зняття родючого шару.

Положення газопроводу у вертикальній (глибина залягання) і горизонтальній (у плані) площинах визначають за допомогою трасошукачів типу ТИ-12, ВТР-IV, ПКТ-I, УТ-3 або апаратом «Пеленг-1».

За допомогою міток закріплюють осі газопроводу на трасі. Відстань між мітками – 15–25 м. На кожній мітці вказують глибину залягання до верхньої твірної труби.

В) Способи визначення пошкодження ізоляційного покриття.

Для визначення характеру пошкоджень ізоляції проводять візуальний огляд, який потребує розкриття газопроводу. Для цього проводять шурфування. Розміри шурфів становлять: довжина – 1,0 м ширина – 0,3 м від труби в кожен бік, глибина – 0,3 м нижче за підшву труби.

Після очищення труби від ґрунту проводять візуальний огляд ізоляції, перевіряючи її товщину спеціальним мікрометром або приладами типу МТ-57. Цей спосіб має ряд недоліків, пов'язаних з великою кількістю ручних земляних робіт і неможливістю перевірки якості ізоляції між шурфами.

На газопроводі Дашава—Київ упроваджений спосіб перевірки якості ізоляції трубопроводу без його розкриття, запропонований інженером К.С. Ураном, що виготовив прилад «ИПИТ-1» (шукач пошкодження ізоляції труб).

Прилад працює за таким принципом:

До трубопроводу в місці катодного виходу або в спеціальному шурфі підключають генератор звукової частоти і заземляють його за допомогою спеціального штиря. Його струм, проходячи трубою, створює навкруги неї електромагнітне поле. Трасою трубопроводу вздовж труби йде робітник з котушкою індуктивності, налаштованою на частоту генератора. В ній під дією електромагнітного поля виникає електрорушійна сила, що створює електричний струм у ланцюзі підсилювача приладу. Створюється напруга звукової частоти, і в навушниках, підключених до приладу, чути певний звук, крім цього, напруга відхиляє стрілку мілівольтметра приладу. На ділянці з порушеною ізоляцією, де відбувається заземлення труби, сила звуку в навушниках слабшає, стрілка піде до нуля. При повному руйнуванні ізоляції звук зникне, стрілка падає на «нуль».

Точність приладу — 1 метр. Довжина ділянки, на якій можлива перевірка ізоляції, — 5 км від точки установки генератора звукової частоти.

Г) Технологія проведення земляних робіт.

До складу земляних робіт входять:

рекультивация земель (зняття і відновлення родючого шару ґрунту);
розкриття газопроводу;
підготовка траншеї до укладання;
засипка газопроводу.

1. Рекультивация земель.

Технічна рекультивация земель при відновних роботах на газопроводах полягає в знятті родючого шару ґрунту до початку робіт, транспортуванні його до місця тимчасового зберігання і нанесення родючого шару на відновні землі після закінчення робіт і засипці газопроводу [15].

Знімати родючий шар землі на трасі в гірських умовах автогрейдером важкого типу продуктивністю від 5 до 1,8 км на зміну (для трубопроводів діаметрів від 529 до 1420 мм).

Зрізати ґрунт треба «захопленнями» при поворотно-поступальній ході автогрейдера по «захопленні» в межах смуги рекультивации. При зрізі родючого шару ґрунту завглибшки від 0,2 до 0,3 м необхідно використовувати бульдозери (тягового класу до 4,0 т.с.). На схилах бульдозери працюють поперечними поздовжно-поперечними ходами.

З метою підвищення змінної продуктивності бульдозерів рекомендують використовувати їх спарено. Продуктивність зростає до 1,5 раза завдяки збільшенню призми волочіння і зниження втрат ґрунту.

При знятті родючого шару завглибшки понад 0,3 м використовують роторні екскаватори ЕТР 254-05 або бульдозери важкого типу (10–15 т. с.).

Роторний екскаватор повинен рухатись відвалом, спланованим бульдозером.

Відновлювати родючий шар ґрунту слід траншеезасипачами з подальшим вирівнюванням бульдозерами або автогрейдером, обладнаними ножем-відвалом.

2. Розкриття газопроводу.

Розкриття газопроводу, прокладеного в скельних ґрунтах, здійснюють одноківшовими, роторними, розкривними екскаваторами і канатно-скреперною установкою [16].

При роботі екскаватора на схилах понад 10° необхідно перевіряти його стійкість на ковзання. Граничні значення поздовжніх схилів для різних ґрунтів, при яких починається зсув екскаваторів, наведені в табл. 9.1.

Таблиця 9.1.

Граничні значення поздовжніх схилів

Ґрунти	Значення граничних поздовжніх схилів $\alpha_{\text{поз}}$, град.
Суглинки	24–26
Ґлини	26–30
Пісок і гравій	30–35

На схилах, менших від $\alpha_{\text{поз}}$, газопровід розкривають одноківшовими і роторними екскаваторами методом звгори-вниз без анкерування.

На схилах, більших від $\alpha_{\text{поз}}$, але менших 30°, проводять анкерування машин за допомогою бульдозера, трактора або лебідки. Для анкерування використовують сталеві канати.

Для підбору каната в табл. 9.2 наведені значення зусилля в тросі для утримання 1 т на ділянці залежно від коефіцієнта тертя башмаків гусениць об ґрунт.

Таблиця 9.2.

Значення зусилля в тросі для утримання 1 т вантажу

Коефіцієнти тертя	Схили в градусах									
	25	27	30	32	34	36	38	40	42	45
0,4	0,78	0,88	1,47	1,86	2,21	2,64	2,94	3,33	3,42	4,12
0,5	-	-	0,7	1,18	1,47	1,86	2,16	2,55	2,94	3,53

3. Розкриття газопроводу одноківшовим екскаватором.

Розкриття слід виконувати одноківшовими екскаваторами із зворотною лопатою, що рухається вздовж осі газопроводу згори-вниз схилом і ківшем назад по ходу роботи [16].

Ґрунт необхідно вибирати над трубою до верхньої твірної і з одного боку труби нижче від її твірної, залишаючи навкруги труби 0,2 м шару ґрунту.

Ґрунт, вийнятий із траншеї, слід розташовувати на брівці траншеї.

Технологічні схеми розкриття одноківшовим екскаватором показані на рис. 9.5 і 9.6.

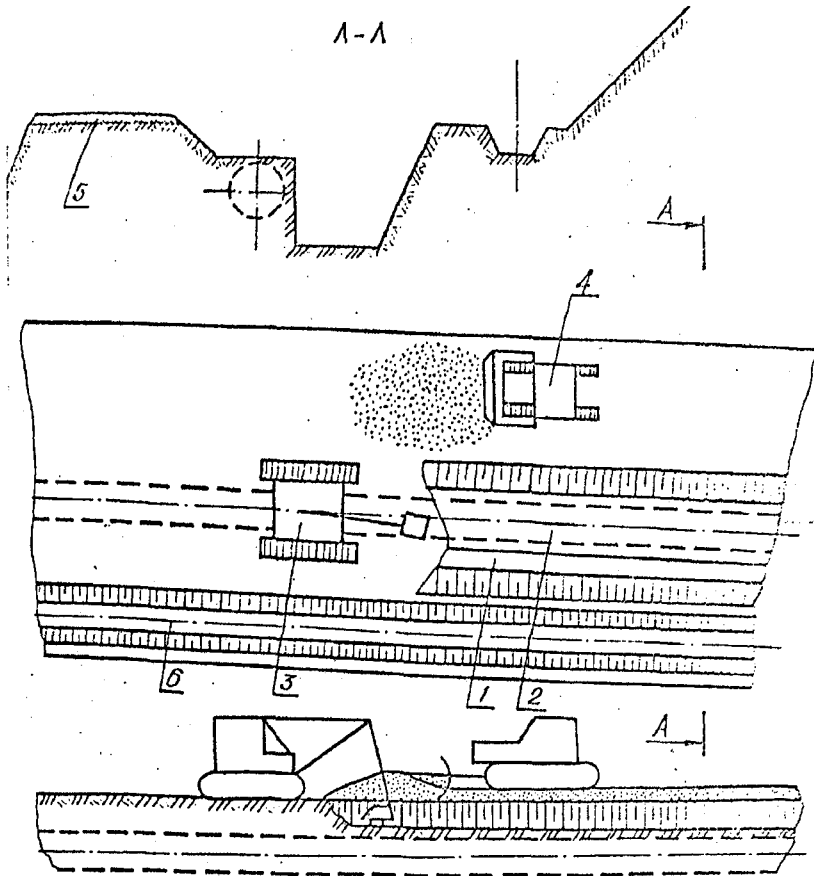


Рис. 9.5. Схема розкриття газопроводу, прокладеного на полиці, за допомогою одноківшового екскаватора:

- 1 – траншея; 2 – газопровід; 3 – екскаватор; 4 – бульдозер;
5 – спланований ґрунт; 6 – кювет

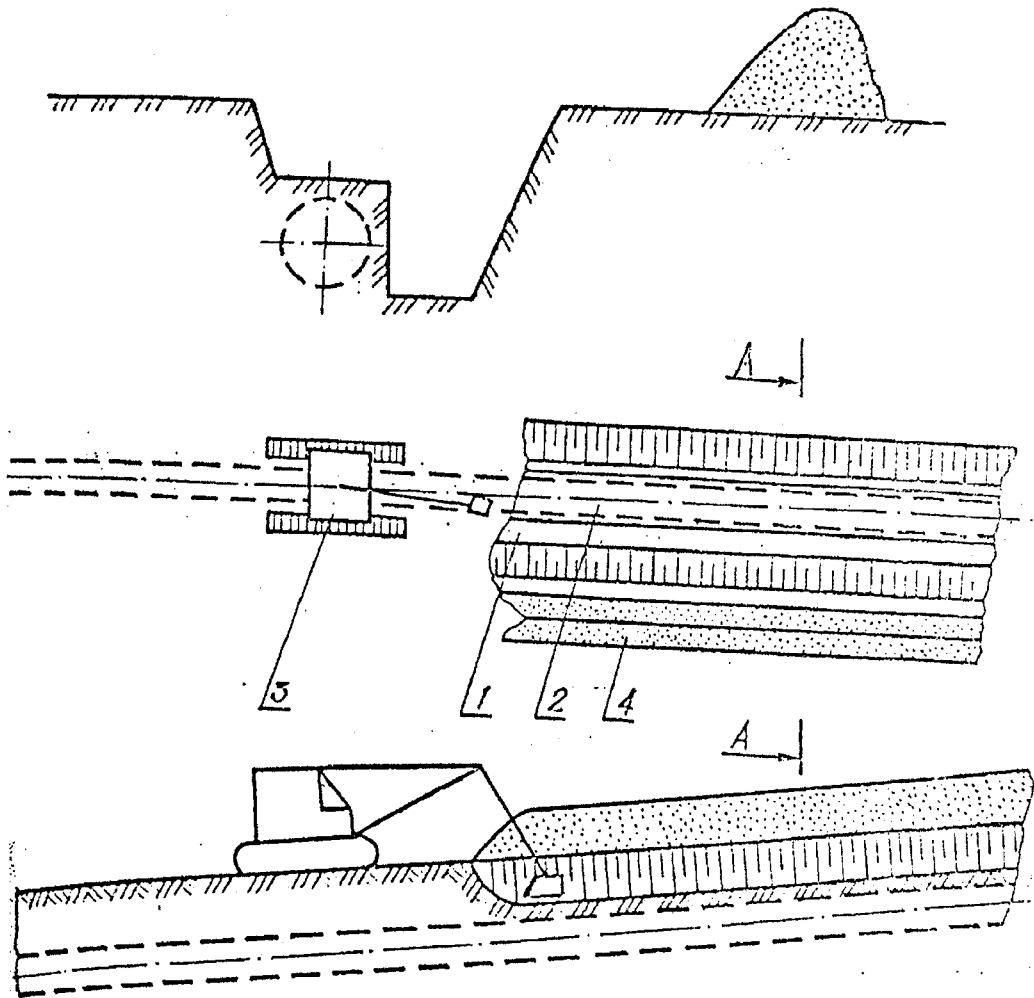


Рис. 9.6. Схема розкриття газопроводу, прокладеного на схилі, одноківшевим екскаватором:

1 – траншея, 2 – газопровід, 3 – екскаватор, 4 – відвал ґрунту

4. Розкриття газопроводу роторним екскаватором.

Роторний екскаватор повинен розкривати трубу на глибину залягання, залишаючи під нею 0,2 м захисного шару ґрунту [16].

Вийнятий ґрунт необхідно розташовувати на брівці траншеї.

Технологічні схеми розкриття газопроводу роторним екскаватором на схилі і полиці показані на рис. 9.7 і 9.8.

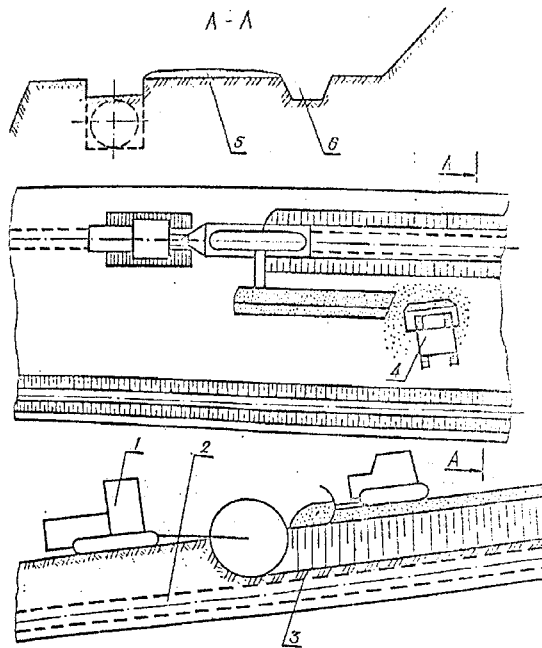


Рис. 9.7. Схема розкриття газопроводу, прокладеного на полиці, за допомогою роторного екскаватора:
 1 – роторний екскаватор; 2 – газопровід; 3 – траншея; 4 – бульдозер;
 5 – спланований ґрунт; 6 – кювет

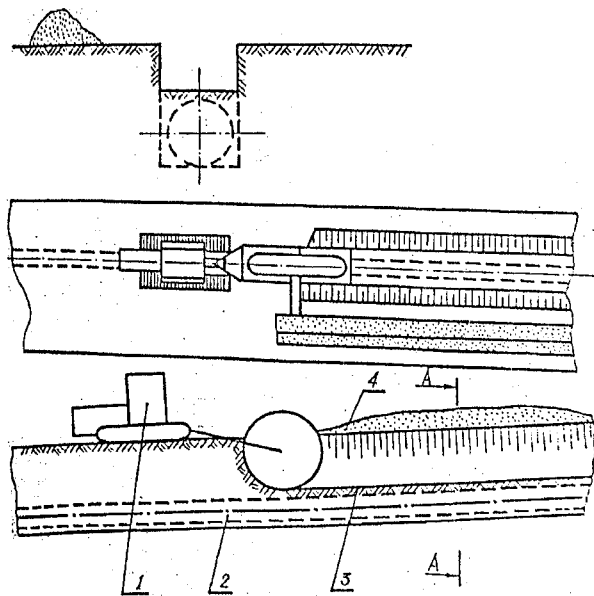


Рис. 9.8. Схема розкриття газопроводу, прокладеного на схилі, за допомогою роторного екскаватора:
 1 – роторний екскаватор; 2 – газопровід; 3 – траншея; 4 – відвал ґрунту

5. Розкриття газопроводу розкривним екскаватором.

Газопроводи діаметром до 820 мм рекомендують розкривати розкривними екскаваторами з укороченим середовищем секцій, що дозволяє розкривати трубу до її нижньої твірної [53].

Технологічні схеми роботи розкривного екскаватора показані на рис. 9.9 і 9.10.

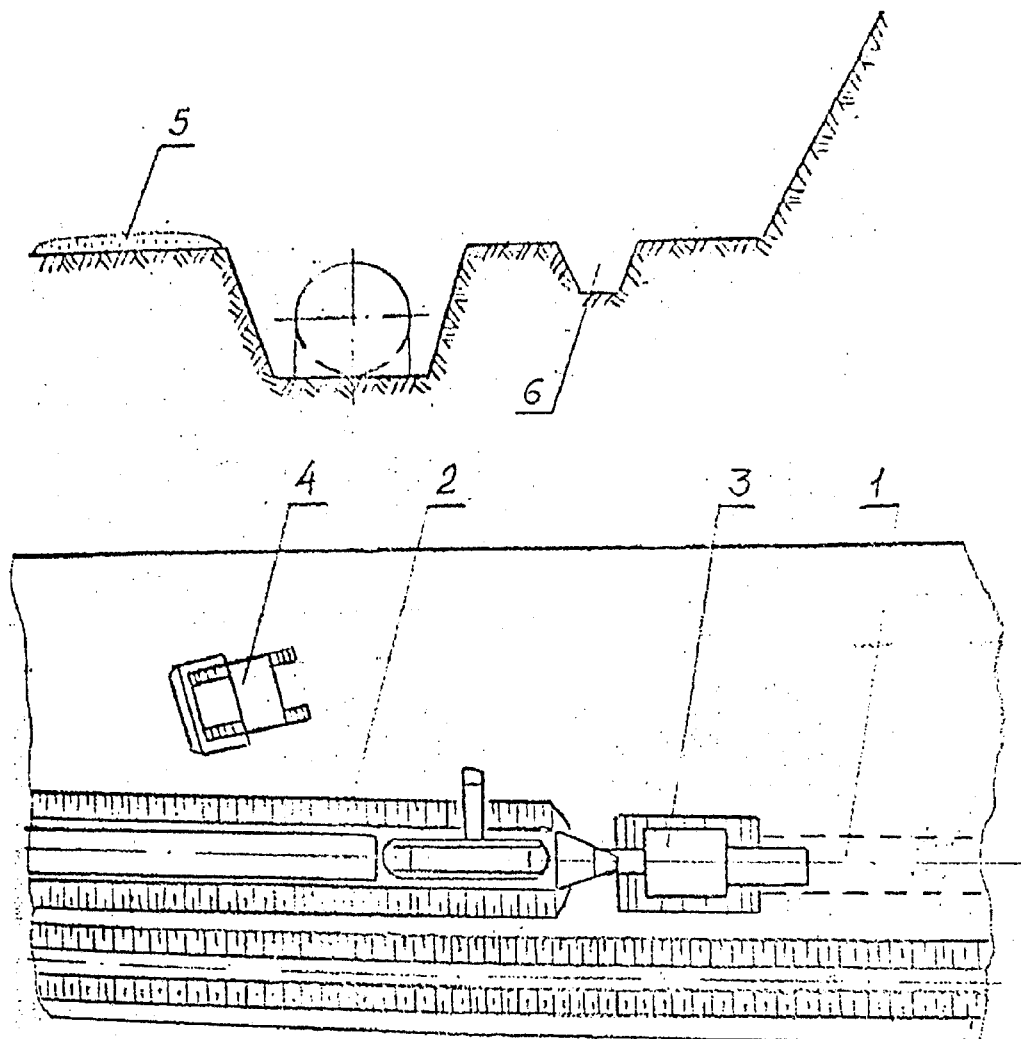


Рис. 9.9. Схема розкриття газопроводу, прокладеного на полиці, за допомогою розкривного екскаватора:

- 1 – газопровід; 2 – траншея; 3 – розкривний екскаватор;
- 4 – бульдозер; 5 – спланований ґрунт; 6 – кювет

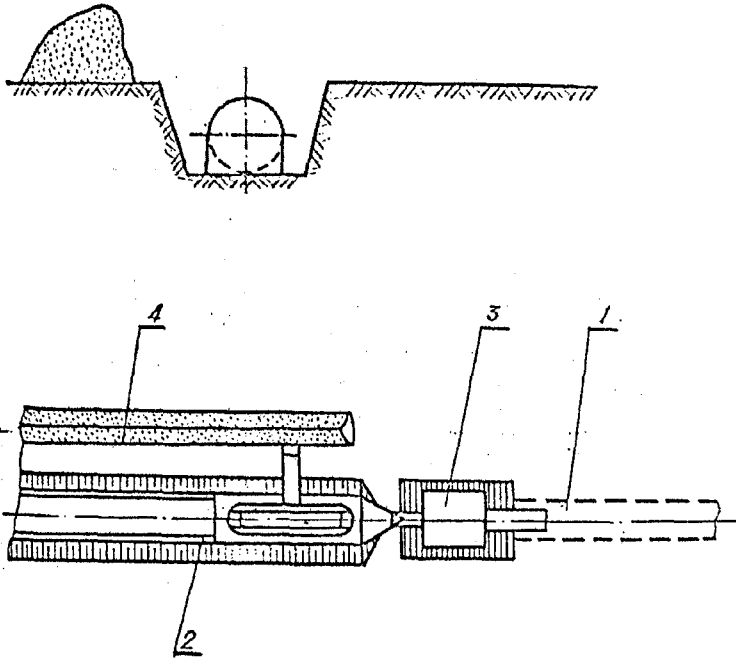


Рис. 9.10. *Схема розкриття газопроводу, прокладеного на схилі, за допомогою розкривного екскаватора:*

1 — газопровід; 2 — траншея; 3 — розкривний екскаватор;
4 — відвал ґрунту

6. Розкриття газопроводу канатно-скреперною установкою.

При поздовжніх схилах понад 30° розкриття проводять канатно-скреперною установкою за схемою руху ківша згори вниз, рис. 9.11.

При знятті ґрунту над трубою необхідно залишати захисний шар ґрунту 0,1–0,2 м.

Повертати ківш у початкове положення необхідно при холостому ходові лебідки.

Ґрунт у міру накопичення слід зсувати бульдозером у відвал.

Ґрунт, що залишився в траншеї, необхідно видаляти за тією ж схемою після демонтажу труби [106].

7. Підготовка траншеї до укладання газопроводу.

Необхідною умовою забезпечення нормальної експлуатації газопроводу є укладання його на проектну відмітку з приляганням його до дна траншеї [106].

Перед виконанням ізоляційно-укладальних робіт слід звільнити траншею від каміння, колів і інших твердих домішок.

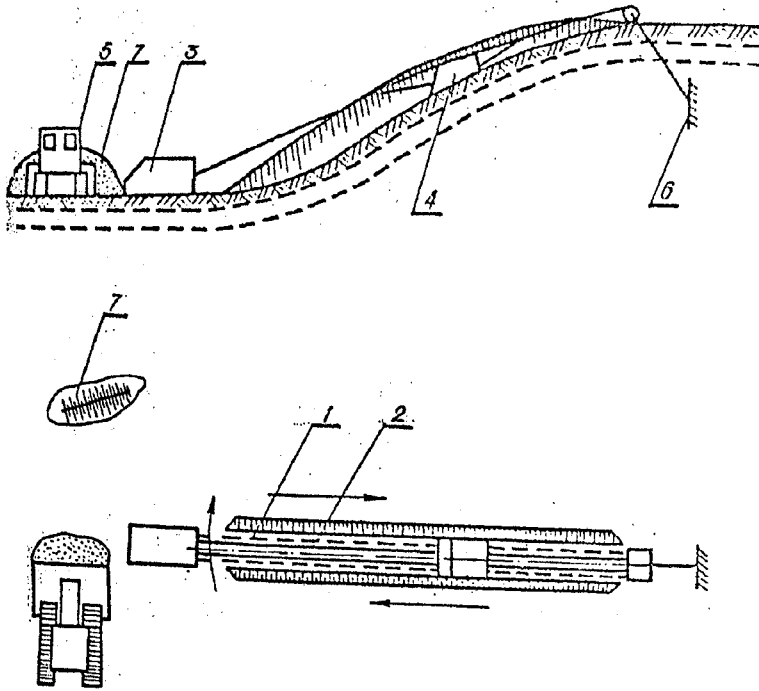


Рис. 9.11. *Схема розкриття газопроводу скреперною установкою:*

- 1 – траншея; 2 – газопровід; 3 – скреперна лебідка;
4 – скреперний ківш; 5 – бульдозер; 6 – якір; 7 – відвал

На ділянках, що мають тверді породи, на дно траншеї необхідно підсипати м'який ґрунт або пісок шаром 10 см. За відсутності ґрунту або піску роблять футерування труби дерев'яним рейками або очеретяними матами завтовшки 8–10 см.

Планування і зачистку траншеї проводять екскаватором з бічним драглайном або планувальником типу ЦДТ.

З метою запобігання пошкодженню ізоляції при укладанні газопроводу необхідно влаштовувати «ліжко» по дну траншеї з м'якого ґрунту, піску або мішків, наповнених промисловими відходами гуми, поролону та ін.

8. Засипка траншеї.

Засипку траншеї рекомендують проводити безпосередньо після спуску газопроводу [102].

Засипку в скельних ґрунтах слід виконувати бульдозерами, одноківшовими екскаваторами або роторними траншеезасипачами.

За наявності схилів понад 30° необхідне анкерування машин, що працюють.

Після засипки над трубопроводом влаштовують вал ґрунту.

9. Засипка газопроводів бульдозером.

Технологічна схема засипки бульдозером наведена на рис. 9.12. Засипку траншеї в скельних ґрунтах слід виконувати згори вниз.

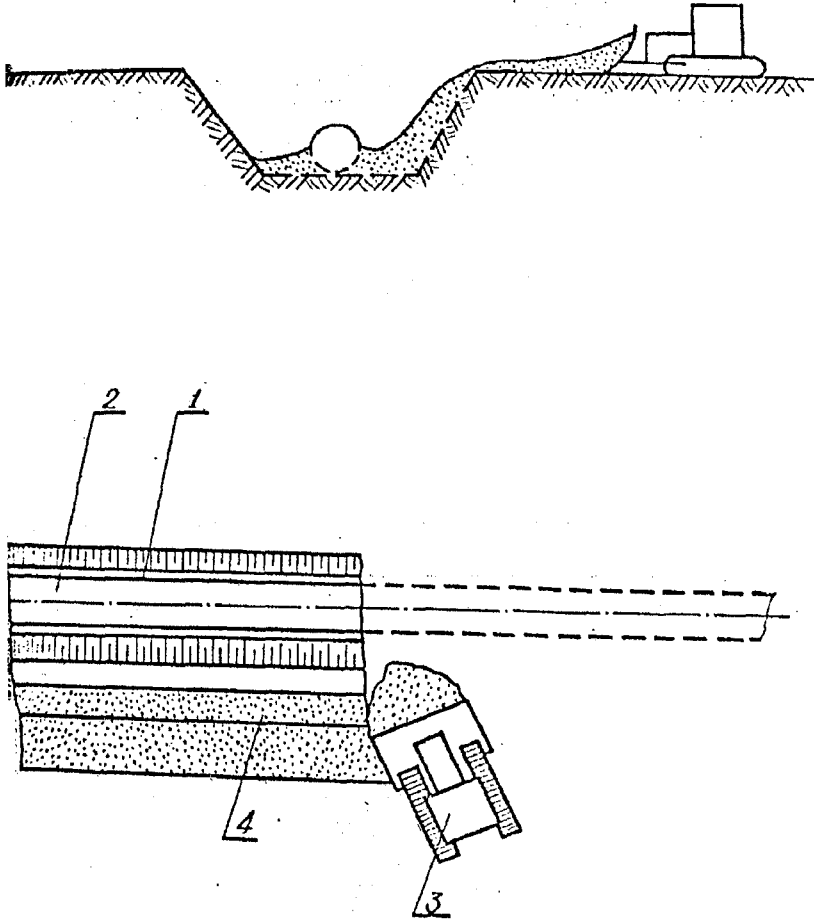


Рис. 9.12. Схема засипки газопроводу бульдозером:

1 – траншея; 2 – газопровід; 3 – бульдозер; 4 – відвал ґрунту

На крутих підйомах і спусках засипку проводять рухом бульдозера вздовж або під кутом до траншеї [106].

10. Засипка газопроводу одноківшовим екскаватором.

Технологічна схема засипки наведена на рис. 9.13.

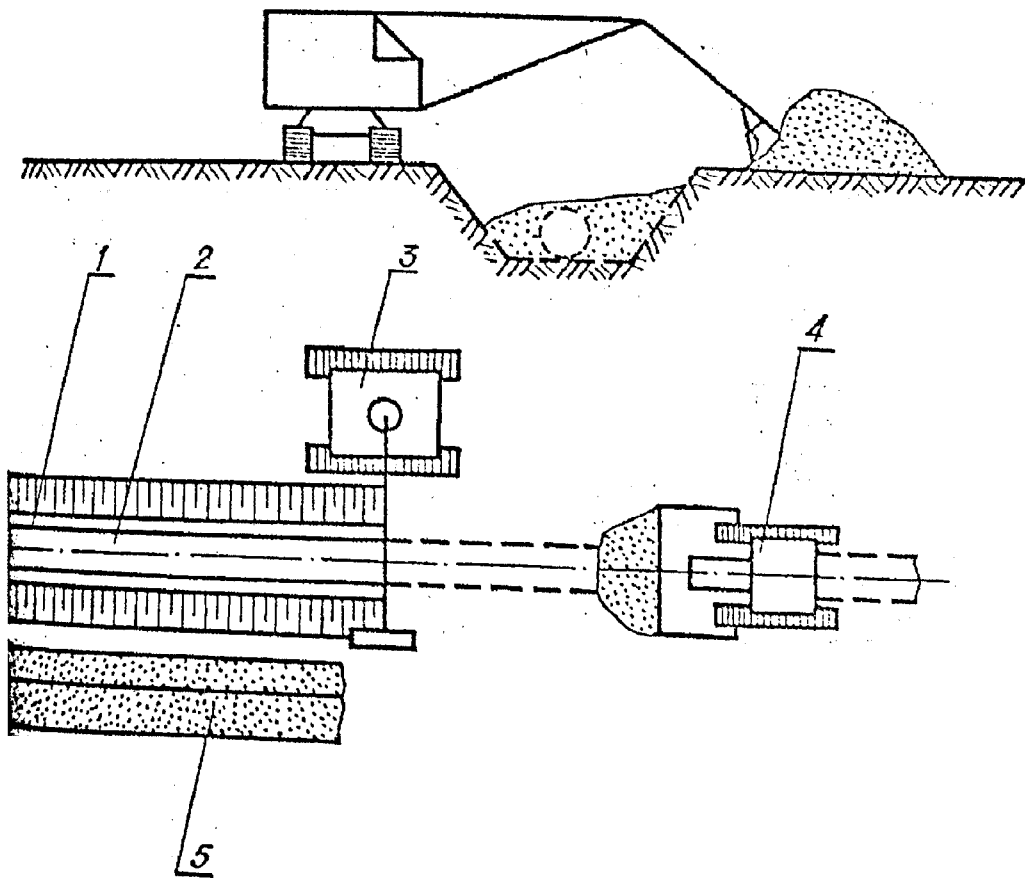


Рис. 9.13. Схема засипки газопроводу бульдозером:

- 1 – траншея; 2 – газопровід; 3 – екскаватор; 4 – бульдозер;
5 – відвал ґрунту

Екскаватор при засипці повинен рухатися згори вниз. При роботі екскаватор повинен міститися з боку траншеї, протилежної відвалові [106].

11. Засипка газопроводу роторним траншеезасипачем.

За відсутності у відвалі каміння та палів і при великому об'ємі засипки роботи рекомендують проводити роторним траншеезасипачем [102].

Для збільшення продуктивності робіт паралельно використовують бульдозер, який зсовує частину ґрунту, що залишилася, в траншею.

Технологічна схема показана на рис. 9.14.

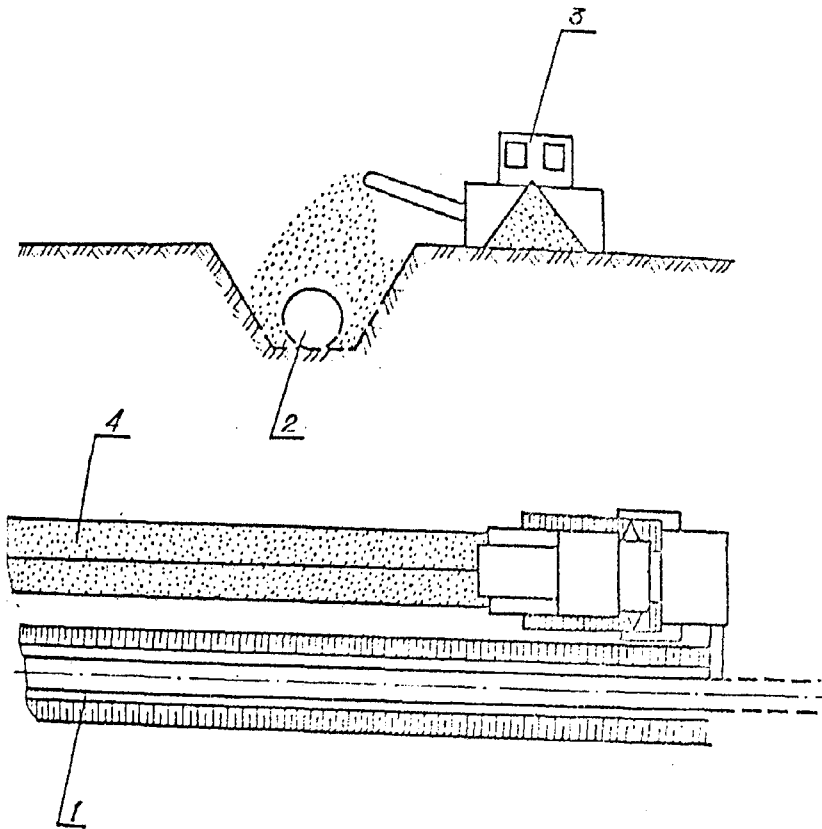


Рис. 9.14. Схема засипки газопроводу роторним траншеезасипачем:

1 — траншея; 2 — газопровід; 3 — траншеезасипач; 4 — відвал ґрунту

Засипка газопроводу при схилах понад 30° .

При схилах понад 30° засипку виконують скреперною установкою за схемою знизу вгору. Ґрунт з відвалу до скреперного ківша подають бульдозером [106].

Технологічна схема показана на рис. 9.15.

Г) Піднімально-очисні роботи.

При виконанні піднімально-очисних робіт у гірських умовах необхідно враховувати діаметр газопроводу, характер поздовжнього профілю (напрямок і крутизну схилів), стан ґрунтів.

До початку очисних робіт на ділянці слід підготувати і розкласти лежні і розставити підйомні механізми. Відстань між лежнями повинна бути в межах 20–25 м. Не рекомендується розташовувати лежні в зоні дефектних ділянок, а також на зварних стиках.

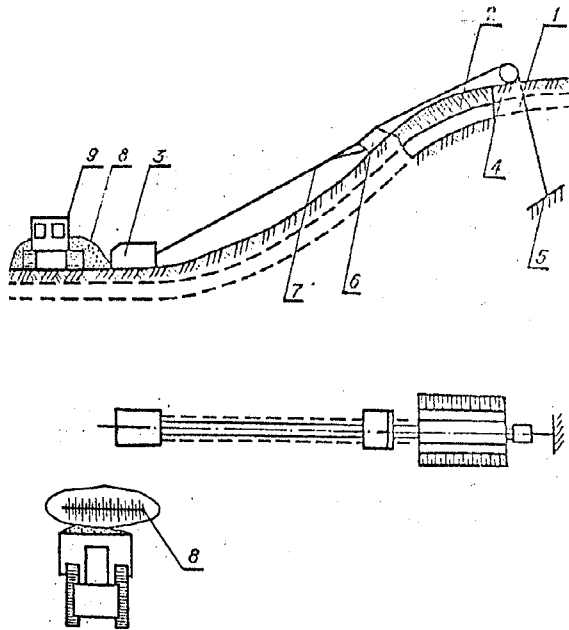


Рис. 9.15. Схема засипки газопроводу скреперною установкою:

- 1 – траншея; 2 – газопровід; 3 – скреперна лебідка; 4 – поворотний блок; 5 – якір; 6 – скреперний ківш; 7 – трос; 8 – відвал ґрунту; 9 – бульдозер

При розстановці трубоукладачів у колоні необхідно враховувати якнайменшу допустиму відстань від основи скосу траншеї до найближчої гусениці залежно від категорії ґрунту.

Дані наведені в табл. 9.3.

Таблиця 9.3.

Відстані від основи скосу траншеї до найближчої гусениці

Глибина траншеї, м	Відстань від основи скосу до найближчої опори, м				
	Вид ґрунту				
	піщаний	супіщаний	суглинний	глинистий	лісов. сухий
1	1,5	1,25	1,00	1,00	1,00
2	3,0	2,4	2,00	1,5	2,00
3	4,0	3,6	3,25	1,75	2,5
4	5,0	4,4	4,0	3,0	3,0
5	6,0	5,3	4,75	3,50	3,50

Під час роботи колони необхідно стежити за плавністю кривої вигину газопроводу у вертикальній площині.

При виконанні підйомно-очисних робіт у гірських умовах схему розміщення і роботи механізмів доцільно розміщувати залежно від діаметра газопроводу відповідно до технологічних параметрів, наведених у табл. 9.4.

Піднімально-очисні роботи на схилах, менших за 20°

На рис. 9.16 наведена принципова технологічна схема підйому газопроводу діаметром 530–820 мм на схилах, менших за 20° .

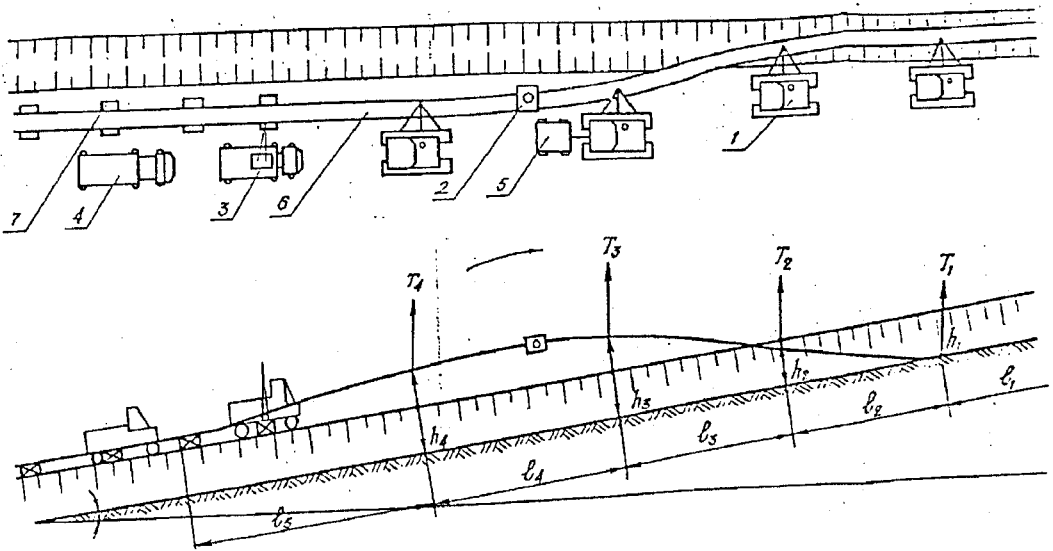


Рис. 9.16. Технологічна схема підйому газопроводу діаметром 530–820 мм на схилах, менших за 20°

1 – трубоукладач; 2 – очисна машина; 3 – кран;
4 – транспортний засіб; 5 – електростанція; 6 – газопровід; 7 – лежні

Трубоукладач T_1 встановлюють на відстані l_1 від кінця газопроводу, він підтягає газопровід до основи нахилу і піднімає його на висоту h_1 над дном траншеї. Трубоукладач T_2 встановлюють на відстані l_2 від першого, і він піднімає газопровід відповідно на висоту. Трубоукладач T_3 встановлюють на відстані l_3 від другого, трубоукладач T_4 – на відстані l_4 від третього, і він підтримує газопровід на висоті 0,5–0,6 м від землі для укладання під нього лежнів.

Таблиця 9.4.

Схема роботи і розміщення трубоукладачів

№ з/п	Діаметр газопроводу, мм	Товщина на стінки, мм	Відстань між трубоукладачами, м							Висота підйому газопроводу, м						Виліт стріли, м					
			l_1	l_2	l_3	l_4	l_5	l_6	l_7	h_1	h_2	h_3	h_4	h_5	h_6	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6
1	530	9	37,5	15	15	15	29	—	—	0,6	1,4	1,8	0,2	—	—	2,5	2,2	2,0	1,8	—	—
2	720	10	44	15	15	15	33	—	—	0,6	1,6	1,9	0,2	—	—	2,7	2,5	2,2	2,0	—	—
3	820	10	48,6	15	15	15	15	39	—	0,7	1,8	2,3	1,2	0,3	—	2,9	2,5	2,3	2,2	2,0	—
4	1020	14	54,5	20	20	20	20	40	44	0,7	1,8	2,3	1,6	1,2	0,3	3,4	3,2	3,0	2,7	2,5	2,5
5	1220	14	60	20	20	20	20	20	48	0,7	1,9	2,5	1,6	1,4	0,3	3,7	3,4	3,2	3,0	2,7	2,5
6	1420	14	59	20	20	20	20	40	53	0,5	1,8	2,2	2,7	1,8	0,3	4,0	3,7	3,4	3,2	3,0	2,5

На відстані 10–15 м від останнього трубоукладача рухаються кран і транспортний засіб з лежнями. Підйомним краном лежні знімають з транспортного засобу й укладають під газопровід.

Після розміщення всіх трубоукладачів у колоні кінець газопроводу необхідно закорити трактором або анкером.

На рис. 9.17 наведена технологічна схема підйому газопроводу діаметром 530–820 мм при русі колони вниз схилом. Роботи проводять аналогічно попередній схемі.

Підйомно-очисні роботи на газопроводі діаметром 1020–1220 мм доцільно проводити сімома трубоукладачами. Перші два трубоукладачі повинні бути спарені. При підйомі газопроводу діаметром 1420 мм у роботі беруть участь тільки спарені трубоукладачі.

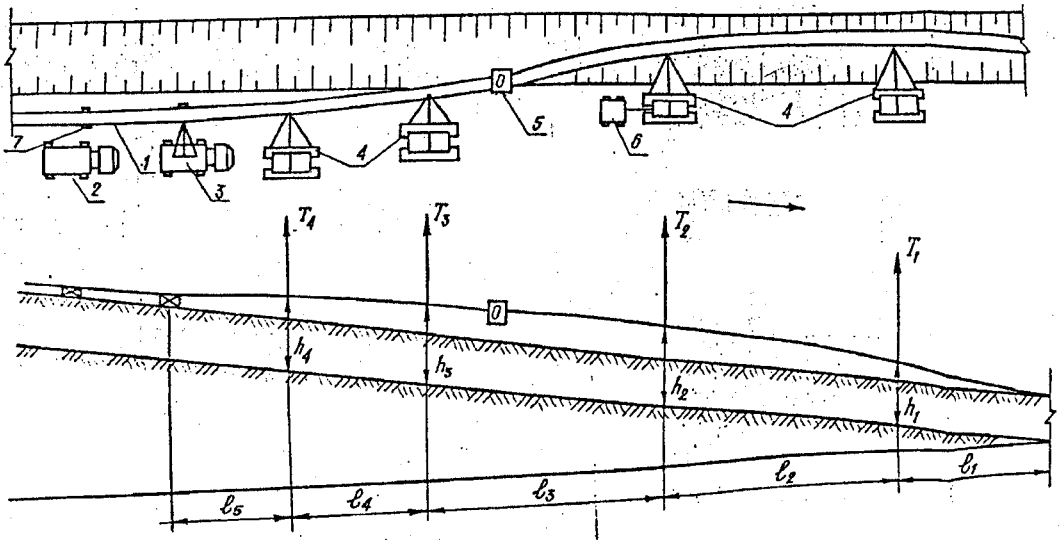


Рис. 9.17. Технологічна схема підйому газопроводу діаметром 530 – 820 мм на схилах, менших від 20° (рух схилом униз):

- 1 – газопровід; 2 – транспортний засіб; 3 – кран; 4 – трубоукладач; 5 – очисна машина; 6 – електростанція; 7 – лежні

Технологічні схеми проведення піднімально-очисних робіт на газопроводі діаметром 1020 – 1220 мм приведено та рис. 9.18 і 9.19, діаметром 1420 мм – на рис. 9.20 і 9.21.

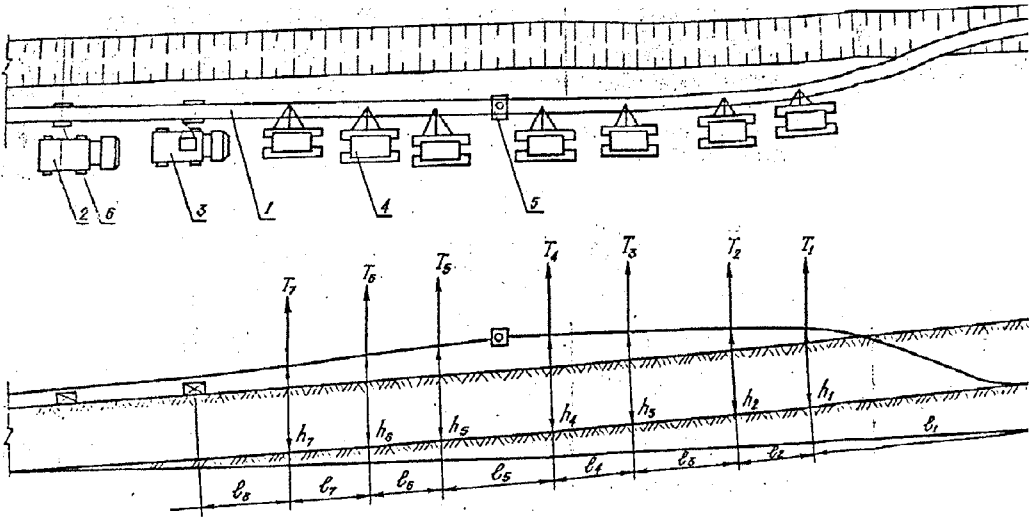


Рис. 9.18. Технологічна схема підйому газопроводу діаметром 1020–1220 мм на схилах, менших за 20° (рух схилом угору)

1 – газопровід; 2 – транспортний засіб; 3 – кран; 4 – трубоукладач; 5 – очисна машина; 6 – лежні

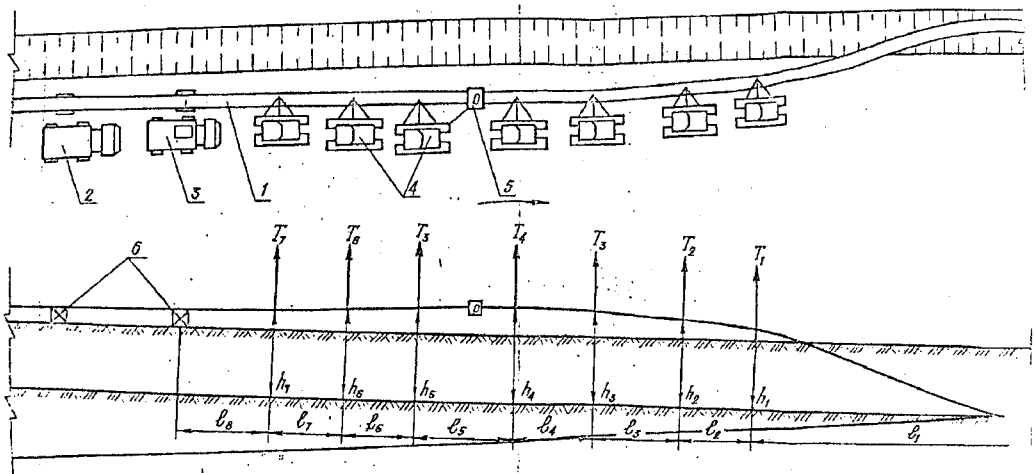


Рис. 9.19. Технологічна схема підйому газопроводу діаметром 1020–1220 мм на схилах, менших за 20° (рух схилом вниз)

1 – газопровід; 2 – транспортний засіб; 3 – кран; 4 – трубоукладач; 5 – очисна машина; 6 – лежні

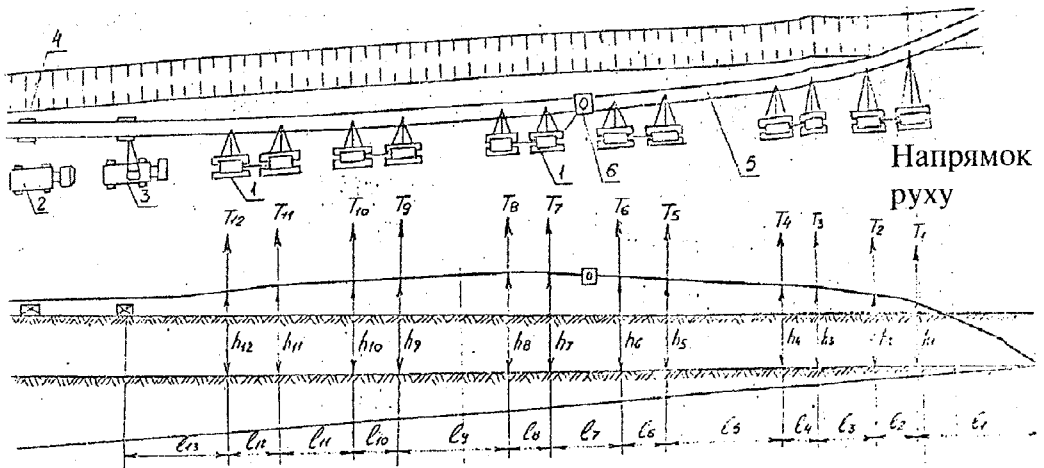


Рис. 9.20. Технологічна схема підйому газопроводу діаметром 1420 мм на схилах, менших за 20° (рух схилом униз)

- 1 – трубоукладач; 2 – транспортний засіб; 3 – кран; 4 – лежні; 5 – газопровід; 6 – очисна машина

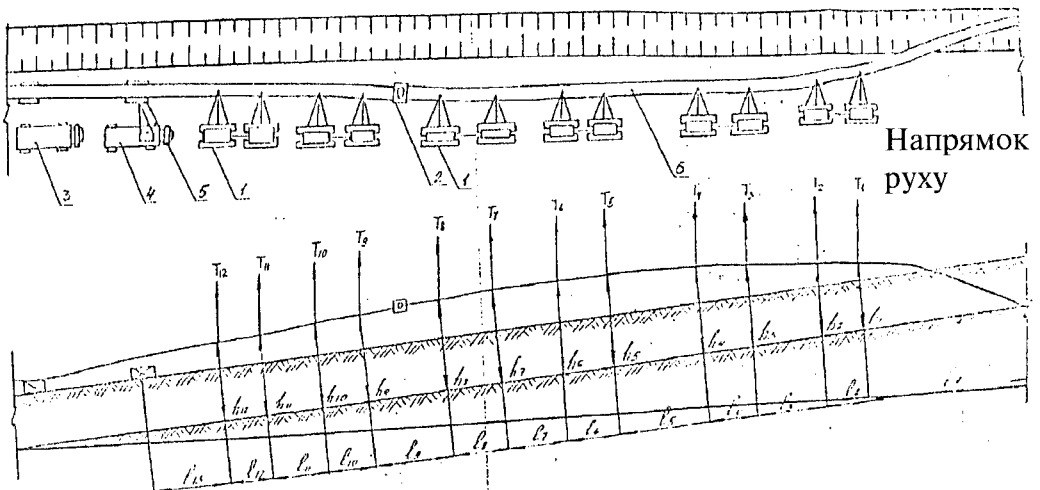


Рис. 9.21. Технологічна схема підйому газопроводу діаметром 1420 мм на схилах, менших за 20° (рух схилом угору)

- 1 – трубоукладач; 2 – очисна машина; 3 – транспортний засіб; 4 – кран; 5 – лежні; 6 – газопровід

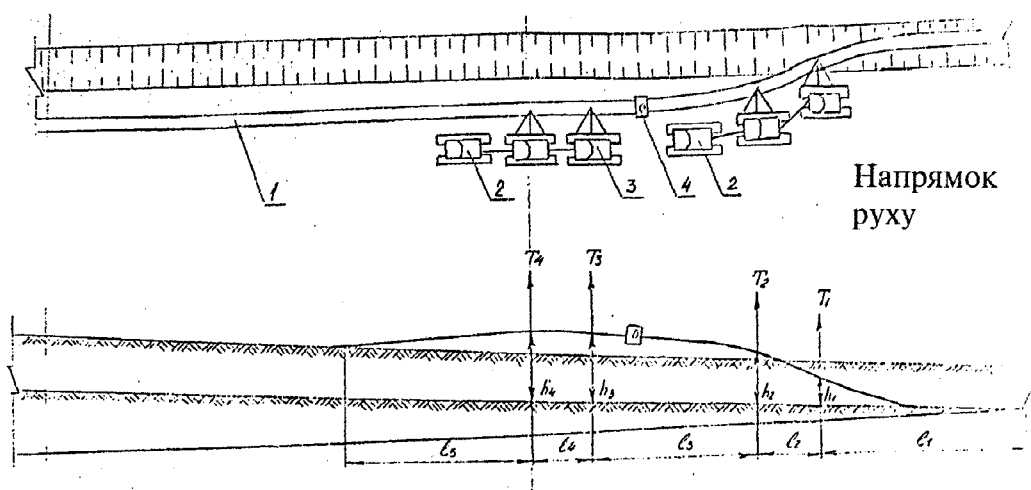


Рис. 9.22. Технологічна схема підйому газопроводу діаметром 530–820 мм на схилах понад 20° (рух схилом униз)

- 1 – газопровід; 2 – трактор-тягач; 3 – трубоукладач;
4 – очисна машина

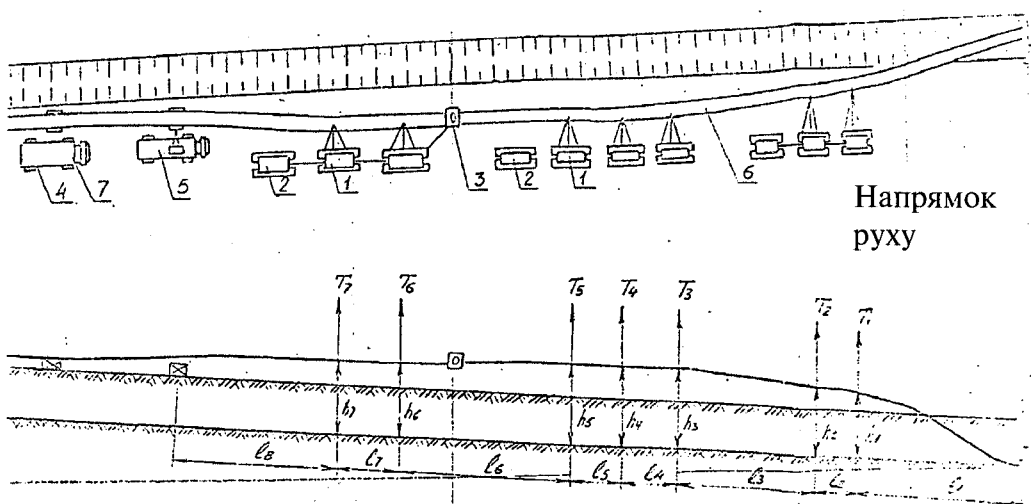


Рис. 9.23. Технологічна схема підйому газопроводу діаметром 1020–1220 мм на схилах понад 20° (рух схилом униз)

- 1 – трубоукладач; 2 – трактор-тягач; 3 – очисна машина;
4 – транспортний засіб; 5 – кран; 6 – газопровід; 7 – лежні

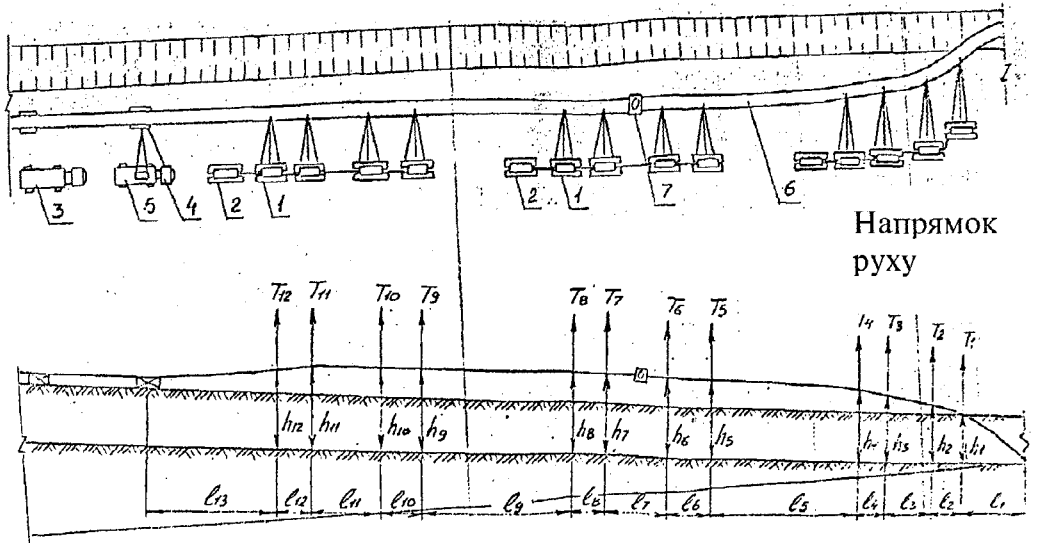


Рис. 9.24. Технологічна схема підйому газопроводу діаметром 1420 мм на схилах понад 20° (рух схилом униз)

1 – трубоукладач; 2 – трактор-тягач; 3 – транспортний засіб; 4 – лежні; 5 – кран; 6 – газопровід; 7 – очисна машина

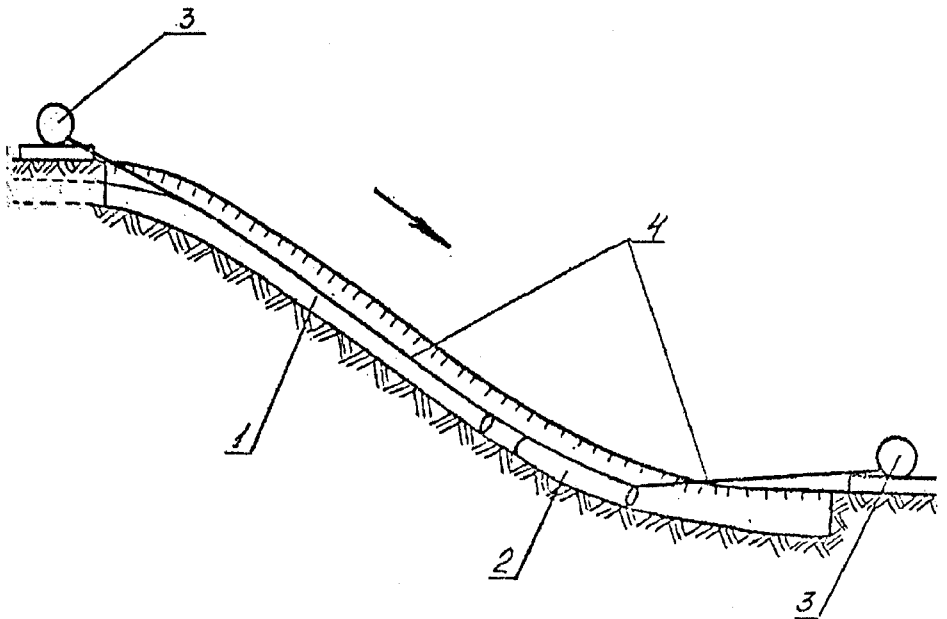


Рис. 9.25. Технологічна схема демонтажу газопроводу при поздовжньому схилі понад 30° :

1 – газопровід; 2 – транспортована секція; 3 – тягова лебідка; 4 – трос

Підйомно-очисні роботи на схилах від 20° до 30°

При схилах від 20° до 30° роботи доцільно проводити тільки за схемою «зверху-вниз» з обов'язковим якорінням трубоукладачів. Для якорів рекомендуються такі механізми:

трактор-тягач, бульдозер з розпушувачем або якірна лебідка /14/. Трубоукладачі, що якорять механізми, і очисна машина повинні з'єднуватися у відповідності з схемами, наведеними на рис. 9.22, 9.23 і 9.24.

Підйомно-очисні роботи на схилах понад 30°

Принципова технологічна схема ведення робіт представлена на рис. 9.25. Згідно з цією схемою газопровід розрізається послідовно знизу-вверх на частини довжиною 20–25 м і за допомогою лебідки або трактора-тягача транспортується до підшви схилу.

Тип лебідки вибирають залежно від розрахованих тягових зусиль, які визначаються згідно із табл. 9.5.

Таблиця 9.5.

Тягові зусилля для вибору типу лебідки, т. с.

Діаметр газопроводу, мм	Товщина стінки мм	Довжина довгомірної секції, м								
		10-12	20-24	30-36	40-43	50-56	60-72	70-84	80-96	90-108
530	9,0	2,0	3,9	5,8	7,9	9,8				
	10,0	2,2	4,3	6,6	8,7	10,9				
	11,0	2,4	4,7	7,2	9,5	12,0				
	12,0	2,7	5,2	7,8	10,5	13,1				
720	9,0	2,3	4,5	6,8	8,9	11,3	13,5	13,5		
	10,0	2,5	5,0	7,5	10,0	12,5	15,0	17,6		
	11,0	2,6	5,4	8,2	10,9	13,6	16,5	19,2		
	12,0	3,0	5,9	9,0	12,0	14,9	17,9	21,0		
	13,0	3,2	6,4	9,6	13,0	16,2	19,4	22,6		
820	14,0	3,4	6,9	10,5	14,3	17,4	20,9	24,4		
	9,0	2,6	5,1	7,7	10,3	12,8	15,4	18,0	20,6	23,7
	10,0	2,8	5,7	8,6	11,4	14,4	17,0	20,0	23,0	25,6
	11,0	3,1	6,2	9,4	12,5	15,5	18,0	22,0	25,0	28,2
	12,0	3,4	6,8	10,2	13,6	17,0	20,5	24,0	27,3	30,8
1020	13,0	3,6	7,3	11,0	14,7	18,3	22,0	26,0	29,6	33,2
	14,0	3,9	8,0	12,0	16,0	19,9	24,0	28,0	31,8	36,0
	9,0	3,2	6,3	9,6	12,7	16,0	22,4	25,6	25,6	29,0
	10,0	3,5	7,0	10,6	14,2	17,7	21,4	25,0	28,4	32,0
	11,0	3,9	7,8	11,7	15,6	19,5	23,5	27,3	31,2	35,2
1220	12,0	4,2	8,5	12,7	17,0	22,7	25,6	29,7	34,0	38,4
	13,0	4,6	9,4	14,0	18,7	23,4	28,2	33,0	37,4	42,0
	14,0	4,9	9,9	14,9	19,8	24,7	29,7	35,0	39,6	45,0
	10,0	4,2	8,5	12,7	17,0	21,0	26,7	30,0	34,0	38,5
	11,0	4,7	9,4	14,0	18,8	23,5	28,4	33,0	37,5	42,0
1420	12,0	5,1	10,2	15,3	29,4	25,6	30,7	35,7	40,8	46,0
	13,0	5,5	11,0	16,5	22,0	27,5	33,2	38,7	44,2	49,7
	14,0	5,9	12,0	17,8	24,0	29,3	35,7	41,6	47,6	53,0
	14,0	7,0	14,0	21,0	28,0	35,0	42,0	49,0	56,0	63,0

Тип трактора-тягача — згідно з табл. 9.6.

Таблиця 9.6.

Тягові зусилля для вибору трактора-тягача, т. с.

Діа-метр газопро-воду, мм	Тов-щина стінки мм	Довжина довгомірної секції, м								
		10-12	20-24	30-36	40-43	50-56	60-72	0-84	80-96	90-108
530	9,0	2,2	4,3	6,4	8,6	10,7				
	10,0	2,4	4,7	7,2	9,5	11,9				
	11,0	2,6	5,2	7,8	10,4	13,0				
	12,0	2,8	5,7	8,5	11,4	14,3				
	9,0	2,5	4,9	7,4	9,8	12,3	14,7	17,2		
720	10,0	2,7	5,5	8,2	10,9	13,6	16,7	19,2		
	11,0	2,9	5,9	8,9	11,9	14,9	18,0	20,9		
	12,0	3,3	6,5	9,8	13,0	16,3	19,6	22,9		
	13,0	3,5	7,0	10,5	14,0	17,7	21,2	24,7		
	14,0	3,8	7,6	11,4	15,2	19,0	22,8	26,6		
820	9,0	2,8	5,6	8,4	11,2	14,0	16,8	19,6	22,5	25,2
	10,0	3,1	6,2	9,4	12,5	15,7	18,7	21,8	24,9	28,0
	11,0	3,4	6,8	10,3	13,6	17,0	20,5	23,9	27,4	30,8
	12,0	3,7	7,5	11,2	14,9	18,6	22,4	26,4	29,8	33,6
	13,0	4,0	8,0	12,0	16,0	20,0	24,2	28,3	32,3	36,3
	14,0	4,3	8,7	13,0	17,4	21,7	26,0	30,4	34,7	39,0
	9,0	3,5	6,9	10,5	13,9	17,5	20,9	24,4	28,0	31,4
	10,0	3,8	7,7	11,6	15,5	19,4	23,3	27,2	31,0	34,9
	11,0	4,3	8,5	12,8	17,0	21,3	25,6	29,8	34,0	38,4
	1020	12,0	4,6	9,3	13,9	18,6	24,2	27,9	32,3	37,2
1220	13,0	5,1	10,2	15,3	20,4	25,5	30,7	35,7	40,9	46,0
	14,0	5,4	10,8	16,3	21,6	27,0	32,5	37,9	43,3	48,7
	10,0	4,6	9,3	13,9	18,6	23,0	28,0	32,5	37,0	42,0
	11,0	5,1	10,2	15,3	20,5	25,6	31,0	35,8	41,0	46,0
	12,0	5,6	11,2	16,7	22,3	27,9	33,5	39,0	44,6	50,0
1420	13,0	6,0	12,0	18,0	24,3	30,0	36,2	42,3	48,3	54,3
	14,0	6,5	13,0	19,5	26,0	32,4	39,0	45,4	52,0	58,8
	14,0	7,6	15,0	23,0	30,6	38,2	45,8	53,5	61,2	68,8

Способи очищення газопроводу від старої і пошкодженої ізоляції

Очищення газопроводу від старої ізоляції є однією з трудомістких і відповідальних операцій і полягає у видаленні з поверхні ремонтованої ділянки старої ізоляції, бруду і продуктів корозії. Ретельне очищення є неодмінною умовою отримання якісно нового покриття [106].

Існують різні способи очищення зовнішньої поверхні, зокрема хімічний, термічний і механічний.

Найтехнологічнішим способом очищення є механічний, який дозволяє застосовувати високопродуктивний потоковий метод виробництва ремонтно-відновлювальних робіт.

Операцію з очищення зовнішньої поверхні проводять у два етапи: попередній – при підйомі й укладанні газопроводу на лежні; остаточний – після виконання зварювально-відновних робіт.

Для якіснішого очищення від старої ізоляції і полегшення роботи вузлів очисної машини попереднє очищення виконують гнучкими тросами (на «зашморг») [102].

Для очищення газопроводу застосовують очисні машини типу ОМС. Визначною особливістю цих машин є те, що вони електропровідні, а робочий орган – роз'ємний, завдяки чому ремонт проводять без розрізання трубопроводу.

Ці машини можуть знімати гумово-бітумне покриття за два проходи. Завдяки вживанню двох роторів, що обертаються в різні боки, досягається очищення від старого ізоляційного покриття і зон подовжнього зварного шва [102].

До недоліків цих машин можна віднести низьку продуктивність і низьку якість очищення через застосування на машинах відцентрового принципу зрізання старого ізоляційного покриття. Також через роз'єм ротора на великих швидкостях значно знижується надійність цих машин.

ВНДІСТ розробив робочий орган (РОМ) до будівельних очисних машин типу ОМЛ для зняття з поверхні трубопроводу старої ізоляції на бітумній основі. Цей орган забезпечує:

високу продуктивність машин, хорошу якість очищення, універсальність машини в плані застосування її як для попереднього, так і для остаточного очищення поверхні;

механізацію процесу очищення при потоковому виконанні всіх видів робіт [10].

ВНДІСТ розробив і пристрій для старого і дефектного плівково-полімерного покриття. Конструкція пристрою забезпечує його роз'єм і установку в будь-якому місці газопроводу. Пересування пристрою виконують тяговим механізмом, який через буксирувальний трос чіпляють до передньої частини рами. В задній торцевій частині цього пристрою в кронштейнах шарнірно встановлені різці, які рівномірно розташовуються по всьому периметру.

Операцію з установки пристрою на трубопровід і його демонтажу виконують краном або трубоукладачем.

У процесі роботи пристрій, переміщаючись трубопроводом, робить різцями подовжні розрізи в ізоляції у вигляді смуг завширшки 10–15 мм і порушує суцільність ізоляційного покриття вздовж осі трубопроводу. За ним згідно з технологічною схемою підйомно-очисних робіт рухається очисна машина ОМЛ, ОМ, обладнана комплектом робочого

органу РОМ, яка повністю очищає плівкове покриття з поверхні газопроводу.

Використання цих пристроїв у комплексі з очисною машиною дозволяє: повністю механізувати процес очищення поверхні трубопроводу з плівковим ізоляційним покриттям;

одержати високу якість очищення поверхні, яка дозволяє проводити відбракування труб.

Вимога до якості очищення зовнішньої поверхні повинна відповідати нормативному документу. Відповідно до вимоги цього документа поверхня трубопроводу повинна мати такий же колір, який має еталон під це покриття.

Д) Зварювально-відновні роботи.

Відбракування труб

Після очищення газопроводу від пошкодженої ізоляції спеціальна комісія проводить відбракування труб, для чого обстежується вся ділянка по всьому периметру труби з метою виявлення пошкоджень і їхнього характеру. Місця пошкодження слід чітко позначати крейдою або олійною фарбою. Дані про пошкодження заносять у спеціальний журнал.

При обстеженні необхідно також вимірювати товщину стінки за допомогою відомих ультразвукових товщиномірів УТ-3ОПЦК-15, УТ-21 ПА.

Для виявлення дефектів у важкодоступних місцях рекомендують застосовувати напівжорсткий ендоскоп 0Д-20Э.

Глибину пошкоджень вимірюють за допомогою штангенциркуля, мікроскопічним глибиноміром або універсальним шаблоном зварювача (УШС-3).

Довжину і ширину пошкоджень вимірюють лінійкою або штангенциркулем.

Після огляду комісія виносить ухвалу з виду ремонту труб. А біля кожного пошкодження олійною фарбою наносять позначення:

«ШЛ» – ремонт шліфівкою;

«ЗК» – заміна котушки.

Труби підлягають ремонту в тих випадках, якщо дефектні місця розташовані не ближче, ніж за 100 мм від зварного стику на трубах діаметром 529 мм, 150 мм – на трубах діаметром 720–820 мм і 200 мм – на трубах діаметром 1020–1420 мм.

Ремонт наплавленням металу заборонений [102].

Вирізці підлягають ділянки газопроводу з наступними дефектами:

скупчення каверн у вигляді суцільних сіток;

дефекти у вм'ятинах;

одиночні корозійні пошкодження.

На місце вирізаних ділянок вварюються котушки або секції.

Довжина котушки, яку врізають, повинна бути не менше 500 мм для труб діаметром до 500 мм, а для труб понад 500 мм – не менше діаметру труби.

Зварювально-відновні роботи

Зварювально-відновні роботи включають:

різання труб;

ручне електродугове зварювання;

автоматичне зварювання;

контроль якості зварних з'єднань.

Газове різання труб проводять тільки після видалення ізоляції від місця різання на 400–500 мм.

Різання труб рекомендують проводити механізованими способами за допомогою машин типу «Орбіта» або «Супутник». Технічні характеристики машин наведені в табл. 9.7.

За відсутності механізованого різача застосовують ручний. Характеристика різаків наведена в табл. 9.8.

Ручне електродугове зварювання є основним видом робіт у складних умовах.

Підбір параметрів зварювання слід виконувати відповідно до ВСН 2-124-80.

Таблиця 9.7

Технічні характеристики механізованих машин для різання

Показники	Тип різача				
	«Полум'я-62»	«Факел»	РЗР-62	РУ-66	РК-63
Товщина сталі, мм	3	-	300		5-300
Витрата газу, м ³ /год					
кисню	3-42	3-48	4-45	3-36	4-40
ацетилену	0,6-1,2	0,6-1,2	-	0,6-1,2	-
пропан-бутану	-	-	0,4-0,7	0,36-0,72	-
метану і природного газу	-	-	1,1-1,9	0,96-1,92	-
Витрата гасу, кг/год	-	-	-	-	0,7-1,3
Швидкість різання мм/хв	80-550	80-550	-	-	-
Маса, кг	1,4	1,8	1,3	1,6	1,66

Таблиця 9.8

Механічні характеристики ручних різаків

Показники	Т и п м а ш и н и	
	«Орбіта-2»	: «Супутник»
Розміри труб для різання, мм	530-1420	194-1620
Товщина стінки труби, мм	5-75	5-75
Температура експлуатації, °С	от+40 до -30	от+20 до -40
Максимальна відносна вологість повітря %	90	80
Напруга живлення, В		
змінний струм	220	220
постійний струм	24,70	24
Споживана потужність, кВт при нарузі 220 В		
24 В	0,11	0,11
70 В	0,1	-
70 В	2,1	-
Кількість різаків, шт.	2	1
Швидкість переміщення різака, мм/хв	300-800	150-750
Тиск газів, МПа		
кисню	до 0,6	0,2-0,6
ацетилену	не менше 0,01	0,01-0,03
Маса машини макс., кг	25	20,8
Маса блоку живлення, кг	18,5	5,7

Таблиця 9.9

Характеристики пересувник зварювальних агрегатів

Показники :	АСДП	АДЦ	АСДП	АДЦ	АДЦ
Кількість зварювальних постів	2	2	3	1	1
Потужність двигуна, кВт	44	37	44	29	29
Тип генератора	ГСМ-500	ГСМ-500	ГСМ-500	ГСО-300	ГСО-300
Вольтамперна характеристика	Жорстка	Низхідна	Жорстка	Низхідна	
Напруга холостого ходу, В не більше	55	85-100	55	80	80
Межі регулювання зварювального струму, А	60-300	120-500	120	60-350	60-350
Регулювання струму реостатами	Баластними в обмотці	Реостатом реостатами		Баластними	
Габаритні розміри, м	6, 1x2,35x2,82	6, 1x2,35x2,67	6,35x2,78x2,35	1,91x1,14x0,9	
Маса, кг	4500	3400	5000	900	850

Таблиця 9.10

Характеристики самохідних зварювальних установок

Назва показників	СДУ 2В	СДУ 2Б-	СЧУ 4	СЧУ 4Б	СДУ-4Б	СДУ-41	СДУ-42	СДУ-43	СДУ-21	СДУ-22
Кількість зварювальних постів.	2	2	4	4	2	4	4	4	2	2
Тип базового трактора	Т-130М	Т-130МБ	Т-130	Т-130	ОБР-1	Т-130-130-2	Т-130-БГ-1	Т-100МГ	Т-100	МБГ
Тип двигуна	Д 108	Д 108	Д 130	Д 130	Д 160	Д 160	Д 160	Д 108		
Потужність двигуна, к. с.	108	108	140	140	160	160	160	108		
Швидкість руху, км/год.	2,26-5,4	2,26-5,4	3,17-10,45	3,17-10,45	3,16-10,45	3,16-10,45	3,16-10,45	2,26-5,4		
Середній тиск на ґрунт кгс/см ²	0,59	0,34	0,62	0,62	0,31	0,30	0,60	0,35	0,59	0,32
Споживана потужність при зварюванні, к. с.	42	42	75	45	45	82	45	45		
Регулювання Зварювального струму	Ручне	Плавне	Дистанційне	Регулятор ДРТ-300						
Габаритні розміри, мм:										
довжина	5253	5730	5500	5750	5750	6640	7300	6520	6520	7010
ширина	2460	3250	2465	3265	3265	2475	3202	2460	2460	3250
висота	3040	3040	3050	3065	3065	3750	3680	3550	3550	3500
Маса, кг	13 500	15 400	15 700	16 800	16 500	164 000	18 100	15 050	14 600	16 700

Як джерела живлення рекомендують використовувати пересувні зварювальні агрегати (табл. 9.9), а також самохідні зварювальні установки (табл. 9.10).

Автоматичне зварювання труб є високопродуктивним способом зварювання, але в гірських умовах доставляти трубні секції важко, тому цей вид зварювання доцільно застосовувати за умови, що механізовані трубозварювальні лінії і польові автозварювальні установки можна розташувати в безпосередній близькості від ділянок газопроводу.

Всі зварні стики замінені ділянок трубопроводу слід піддавати неруйнівному контролю.

Ізоляційно-укладальні роботи

Ізоляційно-укладальні роботи є комплексом робіт, який включає очищення, ізоляцію й укладання газопроводу в траншею.

Комплекс ізоляційно-укладальних робіт виконують ізоляційно-укладальною колоною, до складу якої входять трубоукладачі, очисна й ізоляційна машини, за необхідності якірні механізми (трактор-тягач, бульдозер із розпушувачем, лебідка).

Як вантажозахватне оснащення рекомендують застосовувати тролейні підвіски типу ТП 521 ХЛ, ТП 822 ХЛ, ТП 1023 ХЛ, ТП 1425 ХЛ і легкі рушники.

Механізми в ізоляційно-укладальній колоні доцільно розміщувати залежно від діаметра газопроводу відповідно до технологічних параметрів, поданих у табл. 9.11.

Таблиця 9.11

№	Діаметр газопроводу, мм	Товщина стінки, мм	Відстань між трубоукладачами, м							Висота підйому газопроводу, м						Виліт стріли, м		
			1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	A1	A2	A3	A4	A5	A6
1	530	9,0	28	15	15	15	37,5		0,2	1,8	0,6	2,0	2,2	2,5				
2	720	10,0	33	15	15	15	44		0,2	1,9	0,6	2,0	2,2	2,5	2,7			
3	820	10,0	39	15	15	15	15	48,6	0,3	2,3	0,7	2,0	2,2	2,5	2,7	2,9		
4	1020	14,0	44	20	20	20	20	20	54,5	0,3	2,3	0,7	2,5	2,7	3,0	3,2	3,4	3,6
5	1220	14,0	48	20	20	20	20	20	60	0,3	2,5	0,7	2,5	2,7	3,0	3,2	3,4	3,6
6	1420	14,0	52	20	20	20	20	20	59	0,3	2,7	0,7	2,7	3,0	3,2	3,4	3,7	4,0

А) Проведення ізоляційно-укладальних робіт на схилах до 20°.

На схилах менших за 20° ізоляційно-укладальні роботи доцільно виконувати як знизу вгору так і згори вниз [102].

При укладанні газопроводу діаметром 530–820 мм до складу колони входить чотири трубоукладачі.

Укладання ведуть у такій послідовності.

Перший трубоукладач піднімає газопровід над брівкою траншеї. Другий починає зміщувати газопровід у бік траншеї, а також насаджує і супроводжує очисну машину. Третій – укладає газопровід у траншею. Четвертий – насаджує та супроводжує ізоляційну машину.

Принципові технологічні схеми ведення робіт при укладанні газопроводу діаметром 530–820 мм наведено на рис. 9.26 і 9.27.

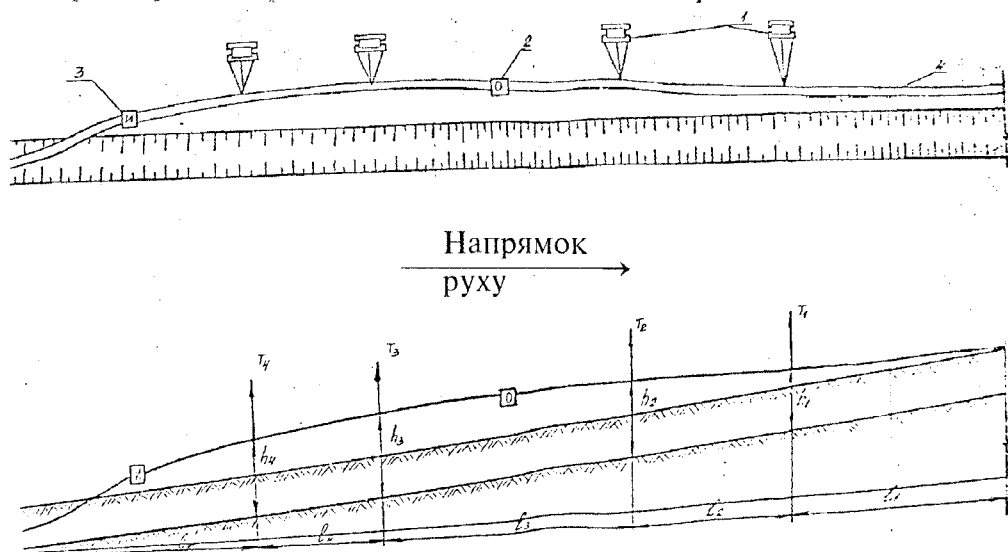


Рис. 9.26. Технологічна схема ізоляційно-укладальних робіт при ремонті газопроводу діаметром 530–820 мм на схилах, менших за 20° :

1 – трубоукладач; 2 – очисна машина; 3 – ізоляційна машина; 4 – газопровід

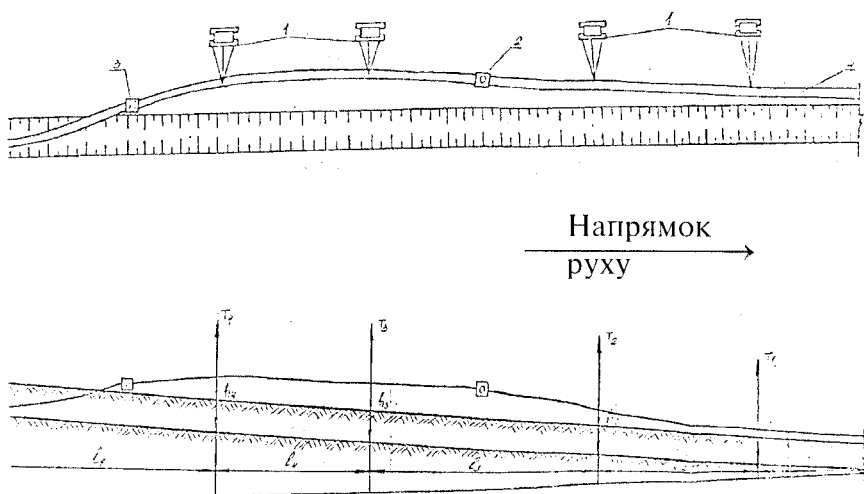


Рис. 9.27. Технологічна схема ізоляційно-укладальних робіт при ремонті газопроводу діаметром 530–820 мм на схилах, менших за 20° (рух схилом униз)

1 – трубоукладач; 2 – очисна машина; 3 – ізоляційна машина; 4 – газопровід

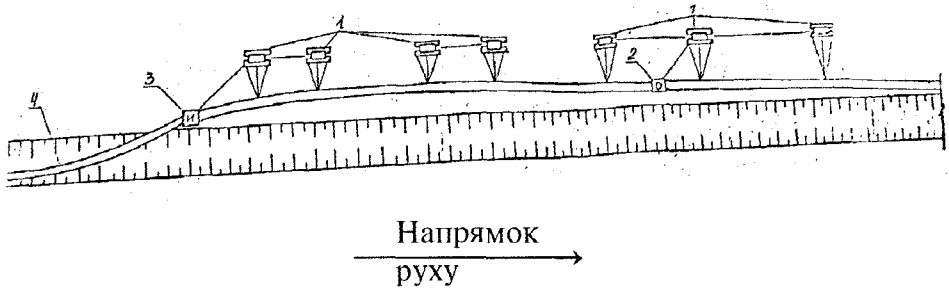


Рис. 9.28. Технологічна схема ізоляційно-укладальних робіт при ремонті газопроводу діаметром 1020–1220 мм на схилах, менших за 20° (рух схилом угору)

1 – трубоукладач; 2 – очисна машина; 3 – ізоляційна машина;
4 – газопровід

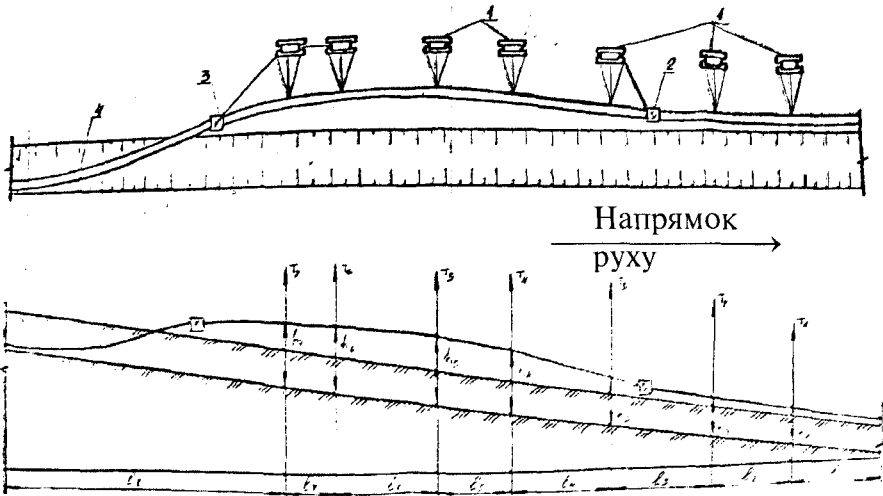


Рис. 9.29. Технологічна схема ізоляційно-укладальних робіт при ремонті газопроводу діаметром 1020–1220 мм на схилах, менших за 20° (рух схилом вниз)

1 – трубоукладач; 2 – очисна машина; 3 – ізоляційна машина;
4 – газопровід

Ізоляційно-укладальна колона, що працює на газопроводі діаметром 1020–1220 мм, має у своєму складі сім трубоукладачів. Два останні трубоукладачі спарені (рис. 9.28 і 9.29).

При укладанні газопроводу діаметром 1420 мм до складу колони входить шість спарених трубоукладачів (рис. 9.30 і 9.31).

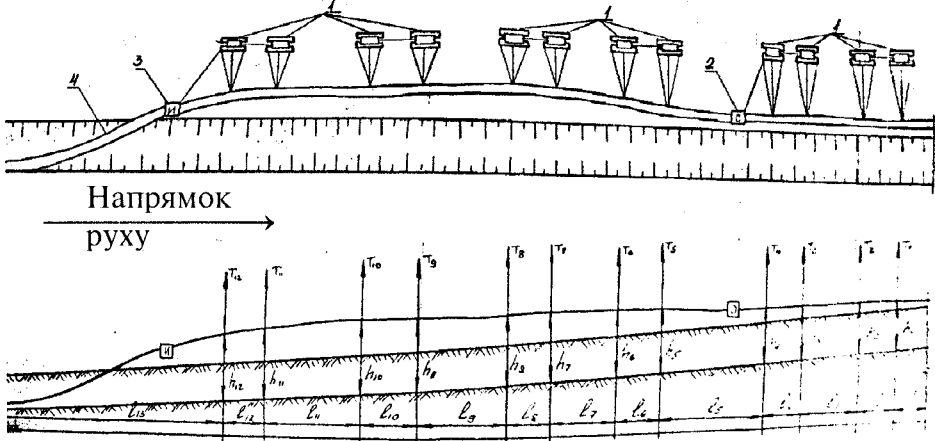


Рис. 9.30. Технологічна схема ізоляційно-укладальних робіт при ремонті газопроводу діаметром 1420 мм на схилах, менших за 20° (рух схилом уверх)

- 1 – трубоукладач; 2 – очисна машина; 3 – ізоляційна машина;
4 – газопровід

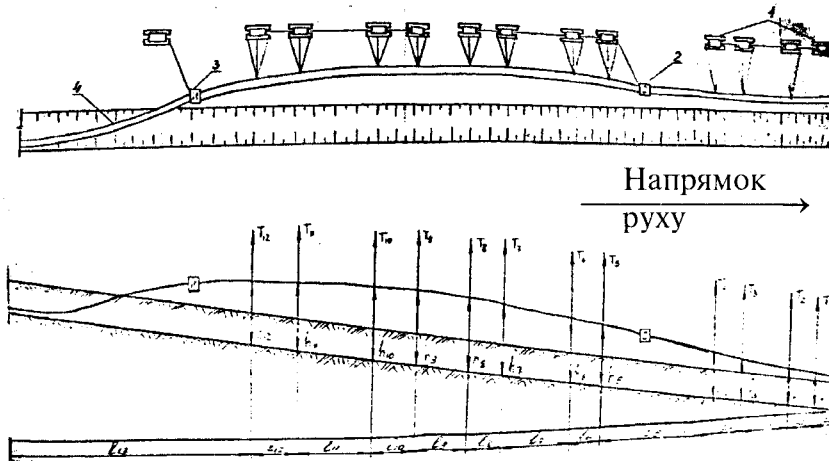


Рис. 9.31. Технологічна схема ізоляційно-укладальних робіт при ремонті газопроводу діаметром 1420 мм на схилах, менших за 20° (рух схилом униз):

- 1 – трубоукладач; 2 – очисна машина; 3 – ізоляційна машина;
4 – газопровід

Б) Проведення ізоляційно-укладальних робіт при схилах від 20° до 30° .

На ухилах від 20° до 30° ізоляційно-укладальні роботи доцільно проводити суміщеним методом і при русі колони тільки згори вниз.

Колона повинна йти так, щоб троси весь час були ослаблені, тобто кожна машина повинна працювати самостійно.

При укладанні газопроводу діаметром 530–820 мм працює чотири трубоукладачі, які попарно з'єднуються тросами (рис. 9.32).

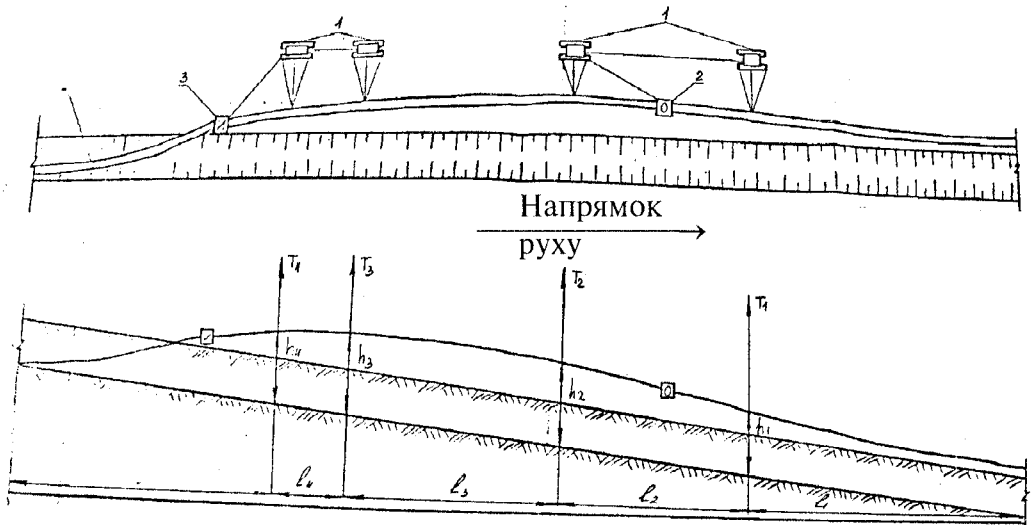


Рис. 9.32. Технологічна схема ізоляційно-укладальних робіт при ремонті газопроводу діаметром 530–820 мм на схилах понад 20° (рух схилом униз):

- 1 – трубоукладач; 2 – очисна машина; 3 – ізоляційна машина;
4 – газопровід

Очисна й ізоляційна машини кріпляться тросами із супровідним трубоукладачем.

Укладання газопроводу діаметром 1020–1220 мм ведуть сімома трубоукладачами, останні два – спарені. Для запобігання сповзанню трубоукладачів як якірних механізмів передбачені два трактори-тягачі.

Всі трубоукладачі, якірні механізми, очисна й ізоляційні машини кріпляться між собою тросами відповідно до схеми, наведеної на рис. 9.33.

При укладанні газопроводу діаметром 1420 мм колону оснащують шістьма спареними трубоукладачами (рис. 9.34)

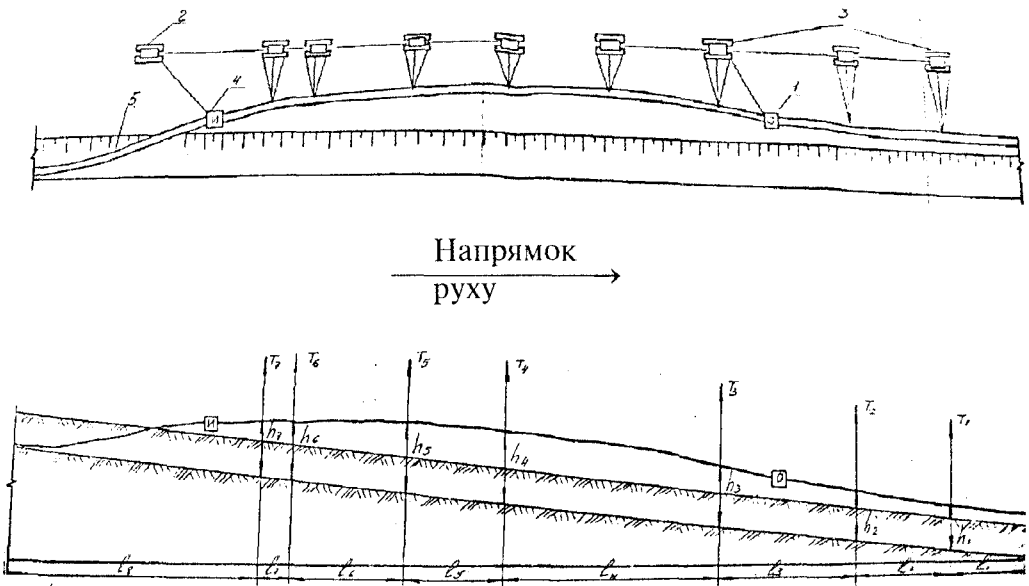


Рис. 9.33. Технологічна схема ізоляційно-укладальних робіт при ремонті газопроводу діаметром 1020–1220 мм на ухилах понад 20° (рух схилом униз)

- 1 – очисна машина; 2 – трактор-тягач; 3 – трубоукладачі;
4 – ізоляційна машина; 5 – газопровід

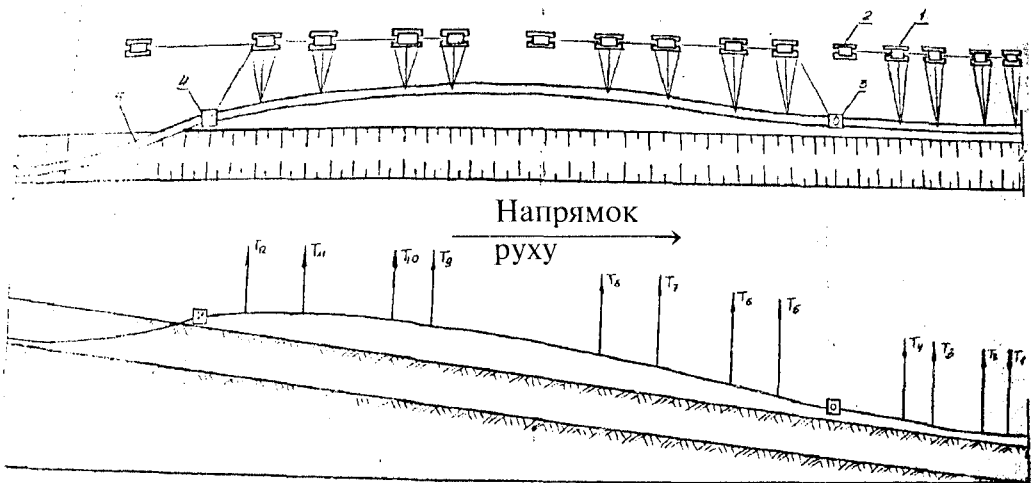


Рис. 9.34. Технологічна схема ізоляційно-укладальних робіт при ремонті газопроводу діаметром 1420 мм на схилах понад 20° (рух схилом униз)

- 1 – трубоукладач; 2 – трактор-тягач; 3 – очисна машина;
4 – ізоляційна машина; 5 – газопровід

В) Проведення ізоляційно-укладальних робіт на схилах понад 30° .

При поздовжніх схилах понад 30° зварені секції і труби ізолюють і транспортують на майданчик біля вершини схилу. За допомогою лебідки труби або секції опускають вниз готовою траншеєю. Кінці труб спираються на спеціальні санчата, обладнані роликоопорами для вільного скочування. Після стикування з ниткою газопроводу санчата зворотним ходом повертають у початкове положення [106].

Принципова схема ведення робіт подана на рис. 9.35

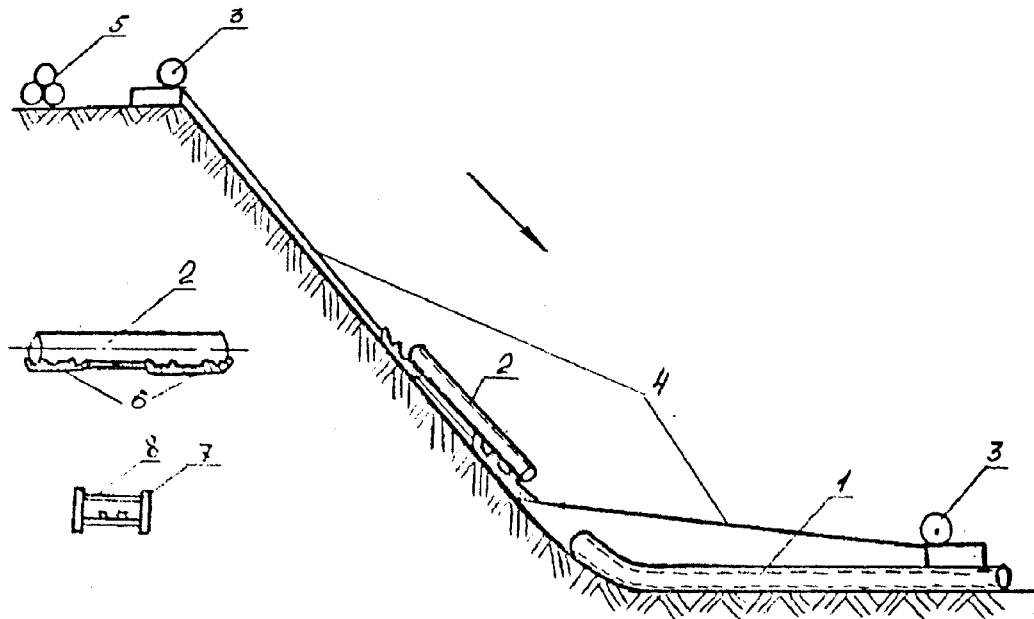


Рис. 9.35. Технологічна схема монтажу газопроводу при поздовжньому схилі понад 30°

- 1 – газопровід; 2 – транспортована секція; 3 – тягова лебідка;
4 – трос; 5 – склад труб; 6 – санчата; 7 – роликові опори;
8 – захисний пристрій

Після виконання робіт зі зварювання труб і секцій у нитку вручну ізолюють незаізольовані ділянки в місцях зварних стиків і засипають траншеї.

Очищення внутрішньої порожнини і випробування відновлених ділянок газопроводу

Відремонтвану ділянку газопроводу по введенні в експлуатацію слід піддавати очищенню, випробуванню на міцність і перевірки на герметичність.

Продування, випробування на міцність і перевірку на герметичність виконують за заздалегідь складеною схемою, узгодженою з усіма організаціями, що беруть участь у відновних роботах, та замовником, а при продуванні природним газом — додатково з районною газовою інспекцією.

Способи випробування газопроводів призначають з урахуванням особливостей конкретних ділянок, зокрема:

конструкції газопроводу:

рельєфу місцевості і кліматичних умов;
наявності поблизу джерела води або газу.

Спосіб випробування і його параметри для тієї або іншої ділянки встановлюють проектом.

9.4. Проведення відновних робіт при локальних пошкодженнях ізоляційного покриття газопроводу і тіла труби

При пошкодженнях ізоляційного покриття на ділянках невеликої протяжності (локальні пошкодження) застосування очисної й ізоляційної машин недоцільне, тому в таких випадках застосовують інші способи проведення робіт.

Земляні роботи, пов'язані з розкриттям газопроводу, проводять вручну або за допомогою одноківцювого екскаватора чи канатно-скреперної установки аналогічно схемам, описаним вище.

Розкриття газопроводу слід проводити з підкопом на глибину до 0,4 м під трубою для можливості проведення робіт по всьому колу газопроводу.

Після розкриття ділянки приступають до очищення від старої і пошкодженої ізоляції.

Піскоструминне очищення

Найефективнішим способом, придатним для застосування на будь-якому газопроводі, є піскоструминне очищення під тиском 0,6–0,7 МПа. Для цієї мети застосовують повітряний пересувний компресор типу ЗІФ, ПКС, КС, К-9. Робочим апаратом є піскоструминний апарат типу ЛПА-І, який пересувається на колесах і який причіпають до компресора.

Повітря від компресора по шлангу подається в апарат, а з нього — в спеціальний наконечник із твердих сплавів.

Очищення проходить вельми ефективно і сягає 10 м² трубопроводу на годину. Від одного компресора може працювати два апарати. Для збору відпрацьованого піску на трубу в місці очищення ставлять спеціальний кожух. Пісок для установки повинен бути грубозернистий

(зерна діаметром 1,5–3,0 мм), який повторно можна застосовувати 2–3 рази. Витрата піску – 18–20 кг/м² очищеної поверхні.

Зважаючи на велику витрату піску, останній замінюють чавунним дробом діаметром 0,5–2,0 мм, який застосовують багато разів.

Очищення за допомогою газополум'яного пальника

Очищення труби від ізоляції проводять також за допомогою газополум'яного пальника типа ПКГ.

Пальник напівкільцевий, багатополум'яний, інжекторного типу працює на ацетиленокисневій суміші з тиском кисню на вході в пальник 0,2–43,5 МПа й ацетилену 0,01 МПа. На півкільці головки розташовані мундштуки з отворами. При очищенні труби відстань від зрізу мундштука до поверхні, яку очищають, визначається тиском газу і повинна бути такою, щоб полум'я мало якнайвищу температуру на поверхні труби. Пальник переміщують із швидкістю 2–3 м/хв. Очищати газопровід таким пальником бажано після грубого зняття старого ізоляційного покриття.

Способи проведення відновних робіт при пошкодженнях тіла труби у вигляді подряпин, каверн, ум'ятин і свищів

Існує ряд способів проведення відновних робіт без зупинки транспортування газу.

Для посилення стінки газопроводів, що має подряпини, каверни, вм'ятини і свищі, без зупинки транспортування газу можна використовувати клейові композиції типу ВАК і СПРУТ-5м, які можна застосовувати за будь-яких погодних умов у найкоротший строк без трудомістких підготовчих операцій. Ці клейові композиції можна застосовувати і у воді, наприклад для ремонту підводних переходів. Для ліквідації невеликих свищів використовують бавовняний армувальний матеріал, просочений клеєм, який намотують навколо труби в 15–20 шарів, заздалегідь очистивши її від ізоляції. Ширина намотування для одного свища – близько 1 м. На кінцях намотування встановлюють герметизаційні стрічкові хомути із смугової сталі перерізом 5 x 50 мм [106].

Поздовжні подряпини і вм'ятини – найтипівіші пошкодження. Існує метод зміцнення труби при цих пошкодженнях, названий методом протитиску [106]. Він передбачає установку на трубопровід ремонтної муфти, що закриває дефектне місце і заповнення простору між ними епоксидним складом. Це забезпечує зниження кільцевих напружень у стінці труби до значень, за яких неможливі ні збільшення розмірів дефектів, ні пластичне руйнування газопроводу.

Технологія проведення робіт при цьому методі така:

знижують тиск газу в газопроводі до певного безпечного рівня, конкретне значення якого залежить від результатів оцінки пошкодження;

на газопровід встановлюють ремонтну муфту і герметизують її з обох боків;

простір між муфтою і трубою заповнюють епоксидним складом, який твердне при тиску, рівному зниженому робочому тиску всередині газопроводу;

після затвердіння складу тиск у газопроводі піднімають до проектного і продовжують його експлуатацію в нормальному режимі.

Обидві половини ремонтної муфти встановлюють на пошкоджену ділянку і сполучають за допомогою зварювання або болтів. На торцях муфти передбачено три жолобки, в які запресовують ущільнювальний матеріал. Після обробки тиском цей матеріал наглухо герметизує стик між торцем муфти і стінкою труби. В конструкції муфти є також вхідні і вихідні патрубки для подачі епоксидного матеріалу та обробки його тиском.

Такий метод дає можливість понизити кільцеві напруження в трубі на 10%. Це виключає переростання подряпин у тріщини. При цьому циліндрова муфта додає трубопроводу додаткової міцності.

Існує технологія ремонту пошкоджень труби за допомогою зварювання. При цьому використовують електроди з низьким вмістом водню при контрольованому зварювальному струмі. Перш за все наносять тонкий шар на поверхню труби, потім наплавають вузький вал завдовжки в дві товщини стінки труби.

Попередній підігрів для нанесення тонкого шару становить щонайменше 150° С, а для решти зварювання – 100° С. Оскільки теплота відбирається газовим потоком, що транспортується, трубу заздалегідь нагрівають до 250° С. Проведення зварювальних робіт допускається в той час, коли температура перевищує мінімум, указаний вище.

Обов'язковою попередньою умовою для проведення зварювальних робіт на діючому газопроводі є попереднє повне обстеження місця пошкодження з використанням ультразвукового і магнітографічного методів.

Після проведення відновних робіт проводять ізоляції ділянки газопроводу. При цьому рекомендують використовувати полімерні стрічки, які накладають у два шари. Одночасно відремонтовані ділянки піддають випробуванню, захищають одним із видів електрохімічного захисту і засипають згідно з вищеописаною технологією.

9.5. Спосіб ліквідації розривів на діючому газопроводі

При розриві газопроводу і витокові газу перед початком проведення аварійних робіт необхідно понизити тиск газу не менше, ніж на 30% від величини максимального робочого тиску, встановленого для цієї ділянки. При розривах, що супроводжуються пожежами, ділянку слід повністю звільнити від газу.

Для скорочення втрат газу через витік в атмосферу необхідно по обидва боки від розриву перекрити газопровід. Для цього на відстані не менше 10 м від розриву по обидва боки розкривають газопровід і очищають від ізоляції його невелику ділянку. Після цього за допомогою ручного дреля у верхній частині газопроводу роблять отвір діаметром 6–8 мм і підключають за допомогою конусного ніпеля і гумової трубки У-подібний рідинний манометр.

Після вимірювання тиску в газопроводі вирізують два отвори овальної форми для установки гумових куль. Отвори повинні бути не менше 100 x 150 мм і не більше 250 x 350 мм, при цьому ширина отвору не повинна перевищувати половини діаметра труби.

Поміщені в газопровід кулі накачують повітрям до тиску 400–500 мм водяного стовпа. Кулі по всій довжині кола повинні щільно прилягати до стінки газопроводу.

У випадку, коли ділянка повністю звільнена від газу, перед вирізкою отворів під кулі необхідно газоповітряну суміш на відключеній ділянці витіснити газом під тиском 0,1 МПа, що подається з двох боків від місця розриву. Вміст кисню в суміші повинен бути не більше 2%.

Після установки куль проводять розкриття газопроводу в місці розриву за допомогою землерийної техніки; але не ближче, ніж 0,5 м від труби. При наближенні до газопроводу ближче, ніж на 0,5 м, всі земляні роботи слід проводити вручну.

У місці розриву обладнують котлован, розміри якого повинні дозволяти вільно проводити зварювальні й ізоляційні роботи.

За наявності ґрунтових вод у котловані роблять приямок для збору і відкачування води.

Дефектну ділянку, яку необхідно замінити, розмічають для різання. Вирізування проводять уручну або механізованими засобами, описаними вище. Вирізану ділянку замінюють новою «котушкою», довжина якої повинна бути не меншою за діаметр труби.

Зварку стиків проводять відповідно до технології, вказаної в нормативних документах, що враховує марку сталі і температуру навколишнього середовища.

Складання труб з одним або двома заводськими поздовжніми швами проводять так, щоб подовжні шви «котушки» були зміщені щодо швів суміжних труб не менше, ніж на 100 мм.

При вварюванні «котушки» величина зазору по всьому периметру стику повинна бути:

для труб з товщиною стінки, до 8 мм	— 2,0–3,0 мм
для труб з товщиною стінки 2–10 мм.	— 2,5–3,5 мм
для труб з товщиною стінки 11 і більше мм	— 3,0–3,5 мм.

Зсув кромки допускається не більший 25%.

Складання виконують за допомогою зовнішніх центраторів.

Зварювання труб при температурі нижче 0° С слід виконувати з підігрівом кромки до температури 100–150 °С.

Зварні шви повинні мати посилення висотою від 1 до 3 мм. Після закінчення зварювання шви закривають азбестовим поясом для поступового охолодження.

Після виконання зварювальних робіт проводять 100% контроль усіх зварних з'єднань, ізолюють і засипають ділянку.

Після звільнення газопроводу від куль місця їх установки заварюють за допомогою «латок». Латки повинні бути з того ж матеріалу, що і труби. Заготівлю «латок» проводять за шаблоном. Кромки її повинні мати скіс 25–30°.

Приварювання «латок» проводять на підкладному кільці. Підкладку виконують у вигляді смужки з листового матеріалу завтовшки 3–4 мм, яку прихоплюють до труби, або «латки» так, щоб край підкладки виступав за край отвору і «латки» на 10–12 мм. При цьому підкладка повинна бути притиснута як до «латки», так і до труби. Зазор між «латкою» і трубою повинен бути в межах 2–3,5 мм.

Встановлену в отвір труби «латку» заварюють у три шари встик.

Забороняють накладати «латки» нахлестом.

Заварені місця установки куль ізолюють і засипають газопровід.

9.6. Проведення аварійно-відновних робіт ділянки, яка піддається випробуванням на міцність робіт за допомогою канатно-транспортної установки (КТУ)

Опис КТУ

Сьогодні в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу розроблена канатно-транспортна установка, яка забезпечує виконання різних технологічних операцій при будівництві трубопроводів у складних умовах, а також при проведенні аварійно-відновних робіт [102].

Принципова схема КТУ представлена на рис. 9.36.

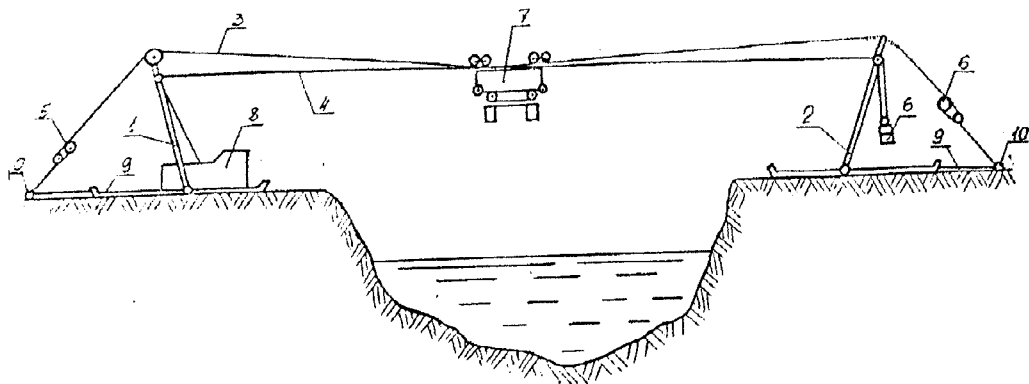


Рис. 9.36. Принципова схема КТУ

КТУ складається з опор 1 і 2, несучого канату 3 і тягового канату 4, канатів з натяжними пристроями 5 і 6, каретки 7, що переміщається несучим канатом 3, і канатонапрямної станції 8. Канатонапрямна станція 8 забезпечена багатовитковим фрикційним шківом для приводу замкнутого в кільце тягового каната 4, що взаємодіє з кареткою 7 та натягачем 6. Опори кріпляться відтяжками 9 до якорів.

Виготовлення КТУ передбачене в двох варіантах:

стаціонарному (для тривалого використання на одній ділянці);

мобільному (з короткочасною роботою на одній ділянці і частими передислокаціями).

Опори є металоконструкціями ґратчастого або пиляного типу, змонтованими в стаціонарному варіанті на фундаментах, а в мобільному — на пересувних підставах.

Канатонапрямна станція 8 має привід від асинхронного двигуна змінного струму, який може бути замінений на двигун внутрішнього згоряння.

Рухомою кареткою 7 забезпечена електропневмоелектричною системою управління, має механізм переміщення вздовж несучого каната, механізм підйому і спуску вантажу, стопорні пристрої, компресор, повітряний резервуар, генератор постійного струму, акумулятор.

Конструкція каретки забезпечує:

пуск каретки і її рух з регульованою швидкістю уздовж несучого каната в будь-якому з двох напрямів;

зупинку каретки і її стопоріння в будь-якій точці несучого каната при його нахилі до 40° до горизонту;

підйом опускання і підвішування вантажу на будь-якій висоті каретки від землі;

привід компресора і генератора, що живить систему управління.

Управління переміщенням каретки і спуском-підйомом вантажу здійснюється в одному з двох режимів:

оператором з виносного пульта, що переміщається разом з кареткою; автоматично за заданою програмою.

Технічна характеристика КТУ

Вантажопідйомність кН	90
Дистанція транспортування без проміжних опор (залежно від рельєфу), м	200–700
Висота підйому, м	20–40
Швидкість переміщення, м/с	0,5–2,0
Маса КТУ в зборі, кг	20 000

Для збільшення довжини транспортування в КТУ передбачена установка проміжних опор.

Технологія проведення аварійно-відновних робіт за допомогою КТУ

Застосування КТУ при аварійно-відновних роботах на переходах газопроводу через перешкоди доцільне, якщо ширина перешкоди не перевищує 100–120 м.

При застосуванні КТУ на переходах можна проводити такі роботи:

заміну пошкоджених опор; .

заміну пошкодженої ділянки переходу;

механізоване фарбування газопроводу на переходах.

За допомогою каретки КТУ на місце монтажу доставляють усе: елементи опор, бетонні блоки, плити, металоконструкції та ін. Для зварювання вузлів металоконструкцій використовують зварювальні апарати, які транспортують до опори кареткою. Для виконання бетонних робіт доставляють бетонну суміш. Також за допомогою каретки КТУ до пошкодженої ділянки доставляють устаткування для різання труб; а після вирізки пошкоджень їх частини видаляють із зони переходу. Після цього попередньо зварені секції або окремі труби доставляють кареткою на місце вирізаної дефектної ділянки. Центрування труб для їх зварювання проводять за допомогою каретки і зовнішнього центратора. Використання КТУ при фарбуванні газопроводів на переходах дає можливість повністю механізувати цей процес, що значно прискорить час фарбування.

Технологія застосування КТУ при земляних роботах

Земляні роботи з розкриття пошкодженої ділянки газопроводу проводять ківшем драглайна, підвішеного до каретки КТУ (рис. 9.37а).

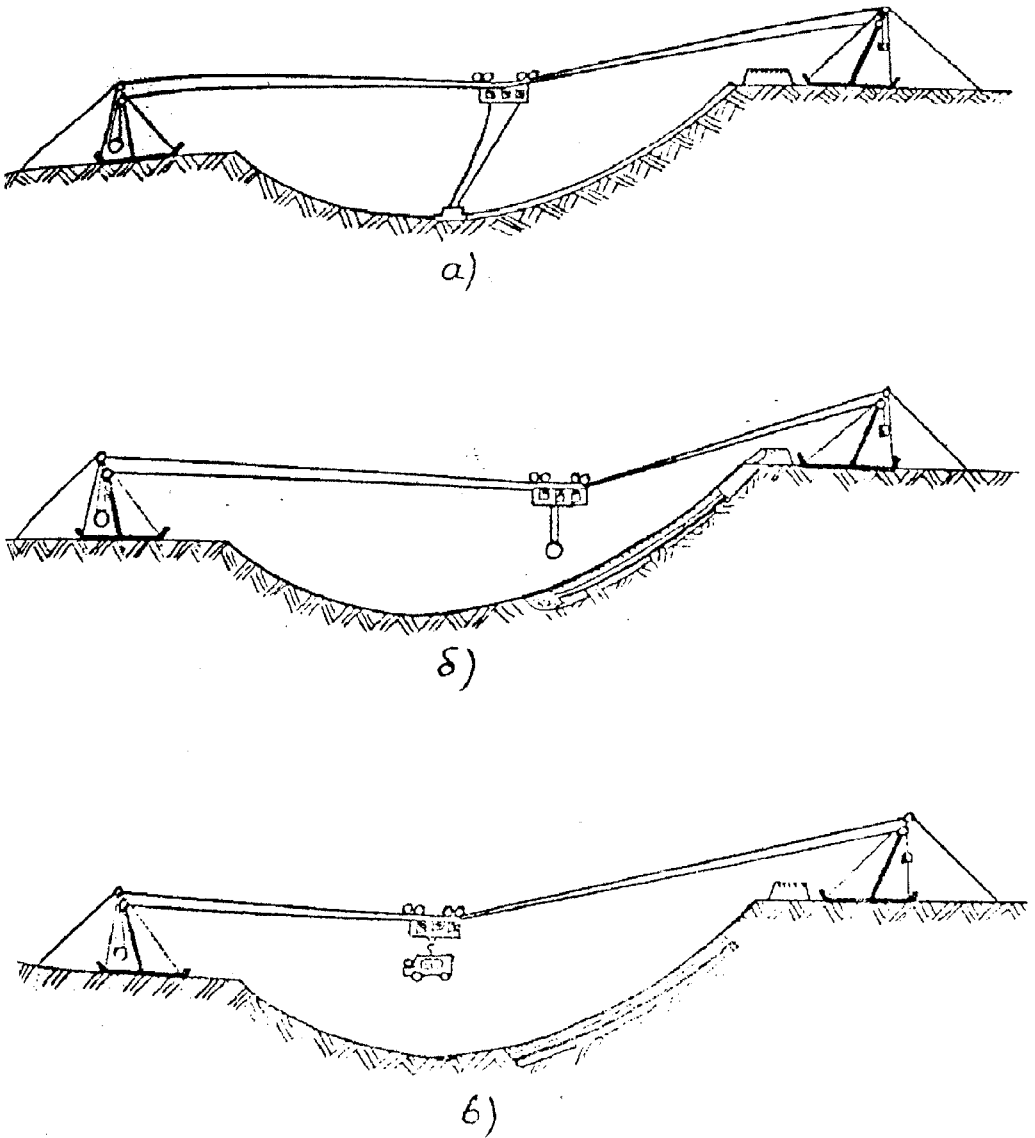


Рис. 9.37. Технологічні схеми проведення відновних робіт за допомогою КТУ

Виймають ґрунт протяганням ківша вздовж осі газопроводу. Вийнятий ґрунт накопичують у заданому місці для подальшої засипки газопроводу.

Глибину розробки траншеї вибирають так, щоб не було пошкодження газопроводу. Шар заввишки 0,15–0,20 м, що залишився, розробляють вручну. Потім траншею заглиблюють на 0,3–0,4 м нижче за нижню твірну трубу, залишаючи через кожні 10–15 м земляні перемички.

У такий спосіб можна проводити роботи на схилах до 40°.

Засипають траншею після ремонту ділянки газопроводу КТУ при устаткуванні каретки грейферним ківшем (рис. 9.37в). Для засипання газопроводу використовують ґрунт, зібраний у відвал при розкритті драглайном.

Використання КТУ при відновних роботах

Відновні роботи включають такі заходи:
очищення газопроводу від старої ізоляції;
зварювальні роботи;
ізоляційні роботи.

Виконують ці роботи з використанням спеціального технологічного устаткування. При цьому транспортують це устаткування (зварювальні апарати, ізоляційні й очисні машини) за допомогою КТУ (рис. 9.37б).

Крім того, КТУ використовують як засіб для підтримки на вазі спеціального устаткування при виконанні таких операцій, як очищення газопроводу від старої ізоляції і контроль якості зварних стиків.

Доставляють нові труби або секції, необхідні для заміни пошкодженої частини газопроводу, проводять також за допомогою КТУ. При зварюванні труб або секцій, а також при врізці «котушок» КТУ використовують для їх центрування.

9.7. Техніка безпеки й охорона довкілля

Загальні положення

В організаціях (підрозділах), що виконують аварійно-відновні роботи, повинні бути розроблені і затверджені головним інженером, а також узгоджені з комітетом профспілки інструкції з техніки безпеки на кожен вид робіт і за професіями.

До виконання аварійно-відновних робіт допускаються особи, що пройшли навчання і перевірку знань відповідно до «Положення про порядок навчання і перевірку знань з охорони праці робітників, службовців і адміністративно-технічного персоналу (посадовців) на підприємствах і в організаціях нафтової і газової промисловості не молодше 18-ти років».

Аварійно-відновні роботи слід здійснювати під керівництвом технічного персоналу, призначеного наказом по організації, що виконує ці роботи.

Перед початком робіт на багатониткових газопроводах необхідно ознайомитися на місці з позначенням і розташуванням знаків діючих газопроводів. Якщо вказані знаки відсутні — роботи не проводити.

Якщо перед або під час виробництва робіт знайдені витоки газу з паралельних ниток, то необхідно відповідно до вимог «Типової інструкції на виробництво вогняних робіт» знизити в них тиск не менше, ніж на 30%, або повністю звільнити газопроводи від газу. Аварійно-відновні роботи на ділянках газопроводів, розташованих поблизу населених пунктів, необхідно виконувати з додатковими запобіжними засобами, які гарантують пожежну безпеку населених пунктів.

У період опадів, а також активної сонячної радіації і теплового випромінювання в місцях роботи бригад і механізмів слід улаштувати навіси.

На місцях виробництва робіт повинні бути виставлені пожежні насоси з необхідним протипожежним устаткуванням.

Аварійно-відновні роботи на діючих газопроводах відносяться до категорії небезпечних, тому працівникам для їх виконання слід одержати відповідний дозвіл від пожежного нагляду.

При виникненні небезпеки пожежі або вибуху роботу негайно припиняють і відновлюють її після ліквідації причин, що викликають пожежу або вибух.

Стороннім особам, що не беруть участі у роботах, перебувати на ділянці забороняється.

Техніка безпеки при виробництві земляних робіт

Земляні роботи слід виконувати з урахуванням вимог нормативних документів.

Перед початком земляних робіт на ділянці вздовж траси газопроводу необхідно видалити всі виступи породи, які нависають, виконати протиосипні і протиобвальні заходи.

Планові відновні і ремонтні роботи бажано виконувати в період якнайменшої вірогідності утворення паводків, селевих потоків, каменепадів.

Риття шурфів і траншей на газопроводі під тиском, де немає витоків газу, дозволяється проводити землерийними машинами на відстанях не ближче, ніж за 0,5 м від газопроводу. При наближенні до газопроводу на 0,5 м подальші роботи слід виконувати тільки вручну з дотриманням запобіжних заходів.

На ділянці газопроводів, звільнених від газу, дозволяється робота землерийних машин з дотриманням заходів, що виключають пошкодження трубопроводу.

У разі витoku газу (свищів) до початку робіт повинен бути понижений тиск газу в діючому газопроводі не менше ніж на 30% від величини

максимального робочого тиску. Вживання землерийних машин для розкопування таких ділянок забороняється.

Проведення землерийних робіт на ділянках із значним вибоком газу дозволяється тільки після повного звільнення газопроводу від газу.

Розміри траншеї або котловану повинні дозволяти вільно працювати техніці і фахівцям.

Робота землерийної техніки на поперечних схилах до 8° і поздовжніх до 15° дозволяється без додаткових заходів щодо їх анкерування.

Допускається виконання робіт однокішшовим екскаватором на поздовжніх схилах до 35° з обов'язковим якорінням.

Допускається робота однокішшового екскаватора за схемою знизу вгору і згори вниз на поздовжніх схилах до 22°. На схилах понад 22° екскаватор повинен працювати тільки згори вниз.

На поздовжніх схилах понад 35° земляні роботи виконують тільки бульдозери з їх обов'язковим якорінням.

У місцях переходів через траншеї повинен бути встановлений місток завширшки не менше 0,8 м з поруччями заввишки 1 м.

Техніка безпеки при виконанні очисних, ізоляційних і укладальних робіт

При очищенні від старої ізоляції газопровід слід підтримувати трубоукладачами на висоті, що не перевищує 0,8 м над лежнями від днища труби.

При пересуванні очисної й ізоляційної машин газопроводом слід вживати заходів проти їх перекидання.

Пересування трубоукладачів уздовж траншеї при опусканні газопроводу проводиться не менше ніж за два метри від брівки траншеї.

Не допускаються в роботі крано-трубоукладачів різкі ривки й удари газопроводу по дну і стінках траншеї.

При укладанні заізовованого газопроводу необхідно стежити за збереженням ізоляційного покриття.

Для запобігання появі зламу, вм'ятин, а також перенапруженню в трубі слід правильно вибирати схему розстановки трубоукладачів і їх якість.

На схилах понад 15° слід вживати заходів проти поздовжнього зсуву нитки газопроводу, трубоукладачів, очисних і ізоляційних машин.

Техніка безпеки при зварювальних роботах

До зварювальних робіт допускаються фахівці, не молодші 18-ти років, що мають паспорт зварювальника.

При виконанні зварювальних робіт слід керуватися нормативними документами.

При експлуатації електроустановок слід керуватися «Правилами технічної експлуатації електроустановки споживачів і правилами техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів».

Перед початком і під час роботи необхідно стежити за справністю ізоляції зварювальних дротів і електроутримувачів.

Металеві частини установки, а також зварювані частини повинні бути заземлені відповідно до «Правил ...».

При зварювальних роботах електрозварювальники і вантажники повинні бути захищені шоломом-маскою із захисним склом і спецодягом.

При зварюванні всередині газопроводу необхідна вентиляція. Заборонено всередині трубопроводу одночасно працювати зварювальникам і газорізальникам.

На заболочених і інших вологих ділянках траси слід працювати в гумових чоботях і користуватися спеціальними щитами з дощок.

До виконання роботи зі зварювання на висоті (на повітряних переходах) допускають електрозварювальників, що мають медичний висновок про їх придатність до робіт верхолазів.

Зварювальники, що працюють на висоті, повинні користуватися запобіжними поясами.

Заборонено проводити зварювальні роботи на відкритому повітрі під час грози, дощу або снігопаду.

Заборонено залишати незакінчені зварні стики на прихватах або виконання першим шаром зварного шва.

Техніка безпеки при вогняних роботах

Усі вогняні роботи слід проводити згідно з «Типовою інструкцією на виробництво вогняних робіт...»

Перед початком робіт усі машини, механізми і засоби слід розмістити з навітряного боку.

Всі механізми, техзасоби, машини і персонал повинні перебувати за межами охоронної зони газопроводу.

При виконанні вогняних робіт у темний час доби ділянка повинна бути освітлена відповідно до вимог.

Зварювальникам заборонено працювати без спецодягу і взуття.

До початку і періодично під час вогняних робіт перевіряють загазованість повітря в котловані за допомогою газоаналізатора. Вміст газу в повітрі не повинен перевищувати 1% за обсягом.

Для запобігання загорянню ізоляційного покриття на ділянках, розташованих біля місця виконання вогняних робіт, його видаляють.

При різанні газопроводу, газ, який спалахує, необхідно гасити мокрою глиною в міру просування різача.

Після закінчення різання полум'я слід повністю погасити.

Охорона навколишнього середовища

При виконанні всіх аварійно-відновних робіт слід суворо дотримуватися вимог захисту навколишнього середовища, збереження екологічної рівноваги, не порушувати умови землекористування.

Заходи щодо запобігання ерозії ґрунтів, захисні протизсувні і протиобвальні заходи слід виконувати в суворій відповідності з проектною угодою. На зсувних ділянках слід проводити заходи щодо стабілізації цих процесів. Доцільно спорудити підпірні стінки і пристрої спеціальної дренажної системи, а також впорядкувати стік ґрунтових і поверхневих вод.

Для стабілізації схилів доцільно посадити лісосмугу.

Родючий шар ґрунту на ділянках проведення земляних робіт повинен бути укладений у відвали для подальшої рекультивациі площі.

На перезволожених і заболочених ділянках доцільно передбачати систему водопропускних пристроїв.

Не допускається зливати в річки й інші водоймища воду, витиснену з газопроводу, без попереднього її очищення.

Конденсатні води слід збирати у відкриті земляні резервуари і транспортувати на збірний пункт ЛВУМГ.

Метанол, що міститься в продуктах забруднення газопроводів, зливають у відкриті земляні резервуари і спалюють.

Частинки глини, піску, сміття, обрізки і шматки старої ізоляції рекомендується спалювати на збірному пункті ЛВУМГ або міському звалищі.

Мінеральні мастила, забруднені газоконденсатом і іншими домішками, слід зливати в посудини і спалювати.

РОЗДІЛ 10. ПІДЗЕМНІ СХОВИЩА ГАЗУ ЯК ОБ'ЄКТ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ*

10.1. Концепції розвитку підземного зберігання газу

Підземні сховища газу (ПСГ) є невід'ємною частиною складного газотранспортного комплексу України. Вони призначені для створення стратегічних запасів газу та вирівнювання сезонної нерівномірності газоспоживання. Режим роботи ПСГ залежить від режиму роботи газотранспортної системи в цілому, а з іншого боку характер роботи сховищ впливає на режим роботи газопроводів.

Найпоширенішими і економічно найвигіднішими є сховища газу у виснажених газових родовищах, історія експлуатації яких може бути використана для прогнозування режимів роботи ПСГ. Крім того, сховище має певний фонд свердловин. Однак за час експлуатації родовища продуктивні горизонти обводнились, що утруднює формування газового покладу підземного сховища газу.

Проблемам формування газосховищ у водоносних структурах присвячені праці А. І. Чарного, А. І. Ширковського, М. В. Лур'є, Р. Ф. Гімера, С. Н. Бузинова та інших. Вони запропонували ряд математичних моделей та емпіричних формул для прогнозування формування ПСГ. Однак усі залежності або мають в основі припущення, які суттєво знижують точність прогнозу, або надто складні для реалізації. Тому потрібні дослідження для забезпечення достовірного прогнозу режимів формування та експлуатації ПСГ.

Система підземного зберігання газу в Україні сформувалась як важлива ділянка єдиного комплексу газопостачання колишнього Радянського Союзу. Розташування окремих підземних газосховищ та їх потужність зумовлені завданнями щодо газопостачання та об'єктивними природними умовами.

Зручні географічні чинники – наявність вироблених газових покладів, які мають сприятливі геолого-промислові характеристики, безпосередньо біля основних експортних газопроводів та біля кордону колишнього СРСР зумовили створення найбільшого в Європі Західноукраїнського комплексу підземного зберігання газу, в якому зосереджено понад 70% усієї потужності підземного зберігання газу в Україні.

* Написаний за участю Р. М. Шлемка.

Перші ПСГ у колишньому СРСР, призначені для регулювання нерівномірності газоспоживання великих міст (Москва, Ленінград, Київ, Рига та ін.), створювались у водонесних структурах, розміщених поблизу них (Щолковське, Калузьке, Гатчинське, Ілнчукалнське) або поблизу траси газопроводу (Червоно-Партизанське, Олишевське та ін.). Теоретичні основи їх створення і формування розробили І. А. Чарний, Г. Г. Гершанович, С. Н. Бузинов, А. І. Ширковський, Е. В. Левикін, М. І. Філінов та інші дослідники.

При проектуванні перших ПСГ у виснажених газових родовищах використані теорія і практика розробки газових родовищ, тому їх теоретичною основою в галузі підземної газової динаміки стали роботи Б. Б. Лапука, І. А. Чарного, Г. І. Задори, Є. М. Мінського, Ю. П. Коротаєва, Г. А. Зотова, А. І. Ширковського, Ю. П. Желтова, С. Н. Закірова, К. С. Баснієва, С. Н. Бузінова та інших дослідників. Із зарубіжних учених варто згадати праці Д. Катца, Д. Корнелла та ін.

Підземне зберігання газу відіграє дуже важливу роль у забезпеченні нормального функціонування системи газопостачання, будучи найефективнішим засобом регулювання сезонної нерівномірності газоспоживання, особливо в надзвичайно залежному від довколишньої температури і соціальнозначущому комунально-побутовому секторі. ПЗГ дозволяє також газотранспортним і газорозподільним підприємствам підвищити коефіцієнт використання трубопроводів і відповідно понизити питомі затрати доставки газу споживачам. Не менш важливе значення ПЗГ має і для забезпечення системної надійності і безперервності поставок газу, особливо для країн, газопостачання яких значною мірою базується на імпорті.

Перше ПСГ побудоване в Канаді, у Веленд Каунті, в 1915 р. Перше підземне сховище газу в США споруджене в 1916 р. у виснаженому газовому родовищі Зоор біля м. Буффало. Перше в світі ПСГ пастці водонасиченого пласта – Хершер споруджено в 1953–1958 рр. біля м. Чикаго. В СРСР перше підземне сховище створене в 1958 р. у виснаженому Башкатовському газовому родовищі. Перше дослідне сховище рідких газів у штучній каверні, утвореній у відкладах кам'яної солі шляхом вилужування прісною водою, створене в 1959 р. в Башкирській АРСР. Надалі підземне зберігання газу одержало широкий розвиток.

У сімдесяті роки мережа ПСГ у виснажених покладах значно розширилася. В процесі їх експлуатації чимраз більше проявлялись їх відмінні особливості. Досвід створення газосховищ, особливостям їх експлуатації і специфікації досліджень експлуатаційно-нагнітальних

свердловин, оптимізації параметрів і режимів їх роботи присвячені роботи С.Н. Бузинова, А. В. Баранова, В. П. Карпова, Р. Ф. Гімера, І. Я. Фурмана, Б. Д. Карлінського, В. П. Войціцького, Б. П. Савкова, Г. І. Солдаткіна, М. В. Сидоренко, А. Н. Федутенкова, Г. Д. Лебедева та ін.

Максимальне використання підземних сховищ газу є одним із найкращих способів підвищення загальної ефективності газотранспортних операцій. Підземні сховища газу на першому етапі їхнього розвитку розглядали як альтернативу збільшенню діаметра трубопроводу і засоби регулювання коефіцієнта навантаження (використання).

Співвідношення між буферним і активним об'ємами газу в ПСГ значною мірою залежить від типу сховища і конкретних умов. У США, за станом на 1997 р., 47% об'єму ПСГ припадало на буферний газ і, відповідно, 53% – на активний. В Італії частка буферного газу в загальному об'ємі газу, який зберігається, була дещо вища і становила в тому ж році 54% .

Підземне зберігання газу є найприйнятнішим засобом регулювання поставок газу газотранспортними підприємствами, які експлуатують потужні і протяжні системи газопроводів і забезпечують поставки газу не тільки місцевим розподільним підприємствам, але і прямі поставки крупним промисловим підприємствам і електростанціям. У практиці газорозподільних і деяких газотранспортних підприємств існують і інші способи резервування, найпоширенішими з яких є установки зрідження природного газу й ізотермічного його зберігання. Установки зрідженого природного газу характеризуються високими темпами відбору й оперативністю, надаючи тим самим ідеальний засіб для згладжування гострих піків попиту на газ у зимовий час. Крім того, досить широко застосовують пропано-повітряні установки і в обмеженому масштабі генератори висококалорійного штучного (синтетичного) газу.

Крупномасштабне зберігання газу в зрідженому вигляді є складовою частиною експортно-імпортних терміналів як у США, так і в європейських країнах. Сумарна разова вмістимість парків зберігання ЗПГ на таких терміналах сягає 2,1 млрд. м³ природного газу.

Всі наведені форми зберігання газу в принципі виконують єдину функцію – задовольняють змінний попит на газ з боку кінцевих споживачів.

Комплекси підземного зберігання газу потребують значних капіталовкладень у будівництво свердловин, установок підготовки газу, компресорних станцій і трубної обв'язки. Значним компонентом початкових капіталовкладень є буферний газ, затрати на який залежать

від ряду факторів, таких як час і джерело надходження, відстань до ПСГ і т. п. Про масштаб цього складника початкових капіталовкладень можна одержати уявлення, розглядаючи конкретні умови США. Виходячи із сумарного об'єму буферного газу в ПЗГ США 108 млрд. м³ (1987 р.) і середнього рівня промислових цін 60 \$/1000 м³, одержимо приблизну оцінку його ринкової вартості – 6,4 млрд. \$. Враховуючи тривалість «омертвіння» такого важливого капіталу, в країнах з розвинутим підземним зберіганням газу вже тривалий час досліджують можливості заміни частини буферного об'єму ПСГ інертними газами.

В ряді західноєвропейських країн, таких як Австрія, Бельгія, Франція, Італія, ФРН, важливим фактором, який допоміг розвинути підземне зберігання газу, виявилась стурбованість залежністю газопостачання від імпорту, яка чимраз збільшувалась. Так, наприклад, в Австрії, де імпорт газу в 1987 році покривав 77% споживання, загальний об'єм ПСГ становив 4 млрд. м³ (58% активного газу) при річному споживанні газу 4,8 млрд. м³. А в Італії, залежність газопостачання якої від імпорту становить 60%, об'єм активного газу ПСГ дорівнював 9,6 млрд. м³ при загальному обсязі газоспоживання 39,1 млрд. м³.

У Данії систему газопроводів, призначених для транспортування природного газу, в основному спорудили в період між 1979 і 1984 рр. Сьогодні продуктивність цієї газопровідної системи становить близько 3 млрд. м³ газу на рік, з яких дві третини поступають споживачам усередині країни, а решту експортують до Швеції і Німеччини.

Для покриття пікових витрат газу в системі газопостачання країни використовують підземні газосховища, створені в районі Торупа методом вилужування соляного пласта. Соляний пласт у районі Торупа займає площу близько 24 км і опускається на глибину до 4 км. У 1981 р. ухвалили створити шість підземних каверн із загальною місткістю 2,8 млн. м³. Створені в соляному пласті каверни вміщують 570 млн. м³ газу, з яких 300 млн. м³ можна відбирати із сховища, в той час як 270 млн. м³ є буферним газом.

Заслугове на увагу досвід Польщі щодо створення ПСГ у газових родовищах з азотом у Вежковіці на глибині 460 м. Проект виконаний за участі спеціалістів ВНДІгазу, Фрайбурзької академії і Польського інституту газу (м. Гродно). Це ПСГ має активний об'єм близько 4 млрд. м³ і близько 220 нагнітально-експлуатаційних свердловин. Питомі капіталовкладення у створення Вежковіцького ПСГ становлять 120–125 \$/1000 м³. Вміст азоту становить 30% при запасах 3,5 млрд. м³. Пласт складається із 80% вапняку і 20% піску. Пористість його становить 20–25% і проникність до одного Дарсі.

Таким чином, розвиток підземного зберігання в країнах Західної Європи є невід'ємною частиною загальної програми розвитку ринку газу і супроводжується об'єднанням національних газотранспортних систем, обумовленим чимраз більшою залежністю від імпорту газу з третіх країн. Загальна ємність ПСГ у п'ятих країнах цього регіону в 1987 р. досягла 53 млрд. м³ при сумарному газоспоживанні 139,5 млрд. м³, 38% якого припадатиме на комунально-побутовий сектор. Впевнено стверджувати, що такий об'єм ПСГ достатній для компенсації тривалого порушення постачання газу з технічних чи інших причин, не можна, тому що жодна з цих країн не відчувала незапланованої перерви в постачанні. Зараз у Європі (станом на 1995 р.) налічується 111 ПСГ, у США і Канаді – 419.

Крім підвищення показників надійності газопостачання, підземне зберігання газу утримує своє значення і як засіб оптимізації навантаження трубопроводів і, відповідно, зменшення питомих експлуатаційних витрат газотранспортного комплексу, особливо в умовах загостреної конкуренції з боку альтернативних джерел енергії.

Кількісний і якісний стан ПСГ наведений нижче в табл. 10.1.

Таблиця 1.1.

Кількісні та технічні характеристики ПСГ різних країн світу

№ з/п	Країна	Кількість ПСГ	Q _{акт} , МЛН.М ³	Q _{доб} , МЛН.М ³
	Країни Західної Європи			
1	Австрія	8	1950	17,7
2	Бельгія	2	21	0,8
3	Італія	9	>9500	>106,0
4	Німеччина	33	10	60,0
5	Франція	12	500	112,0
6	Чехія	2	1815	30,0
7	Хорватія	1	-400	-
	Разом	53	-	-
8	США	419	167 000	1500,0
	Країни Східної Європи			
9	Польща	4	-7000	-
10	Словаччина	5	2500	-
11	Угорщина	4	-600	-
12	Болгарія	1	550	15,0
13	Росія	26	71 000	400,0
14	Україна	13	>20	-
15	Латвія	1	000	-
16	Білорусія	1	2000	-
	Країни Середньої Азії	4	400	-
	Азербайджан	2	-	-
	Разом	59	-	-

Міжнародна конференція у Москві 1995 р. «Стратегія, нові технології, нове обладнання в підземному зберіганні газу» запропонувала нові технології у створенні ПСГ:

впровадження горизонтального буріння свердловин, наприклад на Кушовському ПСГ, що дозволило збільшити дебіт однієї свердловини в 265 разів;

буріння свердловин великого діаметра і фонтанних труб 4 дюйми, що дозволило збільшити дебіт свердловин удвічі (ПСГ Совхозне, Касилівське, П. Ставропольське);

забезпечення ДКС вітчизняними компресорами;

кущове буріння свердловин;

модернізація буріння свердловин, обладнання ПСГ, уведених в дію в 50–60-х роках;

збільшення до 2005 р. відбору газу з ПСГ з 20% до 40–45% від загального видобутку і активного об'єму газу до 60%

У забезпеченні газопостачання країн Західної Європи важливу роль відіграють ПСГ Прикарпаття, особливо Більче-Волице-Угерське і Богородчанське, загальний робочий активний об'єм яких становить понад 23 млрд. м³ при потребі в покритті сезонної нерівномірності газопостачання близько 9 млрд. м³. Загальний об'єм інших ПСГ (Угерсько, Дашава, Опари) становить понад 5,5 млрд. м³ і за наявності газу є достатнім резервом для регулювання нерівномірності газоспоживання Правобережжя України, Молдови і частково Білорусі та країн Балтії.

Надто вигідне розташування системи підземного зберігання газу в Україні – у центрі проходження основних транзитних газопроводів, де досягнутий рівень і формування та облаштування дають змогу зробити цю систему трансконтинентальним регулятором газопостачання.

У найближчому майбутньому система підземного зберігання газу в Україні, її призначення повинні зазнати істотних змін. Цьому сприятимуть такі чинники:

значна частка імпортного газу в балансі газоспоживання країни;

транспортування через газопровідну систему України;

розширення газотранспортної системи України;

зниження споживання газу внаслідок його подорожчання;

вдосконалення структури газоспоживання галузями народного господарства та розширення географії газопостачання;

нездатність або відсутність потужностей щодо підземного зберігання газу в країнах ближнього зарубіжжя (Білорусь, Польща, Словаччина, Угорщина, Молдова, Румунія) та віддалених європейських

країнах, з'єднаних з Україною магістральними газопроводами (Греція, Туреччина, Болгарія, Югославія, Хорватія, Чехія, Австрія, Німеччина, Франція, Італія);

часткова переорієнтація потоків російського газу, що подається на експорт, у зв'язку з прискореним будівництвом західного (білорусько-польського) коридору для його транспортування;

передбачуване будівництво газопроводу Іран – Україна.

В умовах становлення ринкових відносин система газопостачання України має надійно задовольняти попит на газ будь-коли згідно з термінами контрактів, поставляючи споживачам необхідні обсяги природного газу обумовленої якості при визначених тисках у системі газопроводів. Це завдання реалізують зокрема за допомогою мережі підземного зберігання газу.

Для зручності аналізу та планування народного господарства інститут економіки НАН України запропонував на території країни виділити шість економічних регіонів: Донеччина, Харківщина, Наддніпрянщина, Київщина, Причорномор'я, Західна Україна. В ідеальному випадку доцільно було б і мережу підземного зберігання поділити на комплекси і по можливості поєднати із запропонованим районуванням. Проте через тісний технологічний зв'язок підземних газосховищ з магістральними газопроводами, траси яких недостатньо узгоджуються з економічними регіонами країни, комплекси підземного зберігання газу не вдається адекватно розподілити стосовно заданого районування.

Комплексування підземних сховищ природного газу має відповідати таким критеріям:

розташування їх в обмеженому регіоні та сполучення між собою газопроводами (локальними чи магістральними);

доповнення одне одного з точки зору обумовлених технологічних параметрів (активних об'ємів, продуктивності, тривалості періодів закачування і відбирання газу та ін.)

Зазначеним критеріям комплексування найбільше відповідає Західноукраїнська (передкарпатська) група сховищ, розташована в одному регіоні – Передкарпатті. Підземні сховища Дашава, Опари та Угерсько (горизонти XIV – XV) сполучені системами газопроводу Івацевичі – Долина та Київ – Захід України. Крім того, вони під'єднані до газопроводу Більче – Волиця – Долина, який, забираючи газ із ПСГ Більче-Волице-Угерського (горизонт XVI) і трьох згаданих, є по суті газопроводом-колектором. Через своє продовження – газопровід Долина – Богородчани він сполучається з магістральними газопроводами «Союз»

та Уренгой – Помари – Ужгород. Названі сховища мають можливість осушувати газ, що з них відбирається, як на своїх установках осушування, так і на установці в Долині.

Підземні сховища газу, створені у виснажених родовищах Прикарпаття (Угерське, Опарське, Дашавське, Богородчанське і Угерсько-Більче-Волицьке), призначені для забезпечення надійності експортних поставок газу в країни Західної Європи і газопостачання споживачів західного економічного району країни у зв'язку з постійним зниженням видобутку газу з родовищ західних областей України. Як свідчать розрахунки, виконані в УкрНДІГаз, для забезпечення технічної надійності експортних поставок у західному регіоні країни слід створити підземні сховища газу багатocільового призначення:

для забезпечення сезонної нерівномірності газоспоживання, особливо в холодні зими;

для забезпечення подачі газу в разі аварійних ситуацій на газопроводах;

для створення аварійного резерву газу;

для забезпечення можливих понадпланових поставок газу.

Загальний активний об'єм газу в цих газосховищах у 1990 році становив 10,75 млрд. м³, з них 7,86 млрд. м³ – для забезпечення об'ємів експортних поставок (без врахування резерву нерозподіленого активного об'єму газу).

Роботи з проектування і створення ПСГ у західному регіоні України ведуться з 1969 року. Нижче наведені основні показники створення й експлуатації ПСГ Прикарпаття, які подані згідно з технологічними схемами. Поряд з наведеними технологічними особливостями підземні сховища газу, створені у виснажених родовищах Прикарпаття, мають свої геолого-технічні особливості. Практично всі виснажені родовища Прикарпаття приурочені до неоднорідних (як за площею, так і за розрізом) колекторів. У результаті в низькопроникних частинах покладів утворюються так звані «застійні» зони газосховищ, які не беруть участі в роботі при циклічній експлуатації газосховищ, але які створюють потенційний підпір і збільшують у результаті величину буферного об'єму газу.

Далі наведені короткі характеристики підземних сховищ Прикарпаття, які містять відомості про технологічні показники експлуатації сховищ, їхню коротку геологічну характеристику, наведені фізико-хімічні властивості пластового газу, а також стан фонду свердловин та їхні середні фільтраційні коефіцієнти a і b .

10.1.1. Богородчанське ПСГ

Особливості формування й експлуатації газосховища

Технологічна схема створення страхового запасу газу в Богородчанському ПСГ на газопроводі «Союз» затверджена робочою комісією з розробки газових, газоконденсатних, нафтових родовищ і експлуатації ПСГ Мінгазпрому (протокол №17/81 від 21 травня 1981 р.), з такими технологічними показниками:

Загальний об'єм газу	3300	млн. м ³
Активний об'єм газу	2300	млн. м ³
Вродуктивність ПСГ при відборі у режимі страхового запасу	50	млн. м ³
Максимальний пластовий тиск	10,15	МПа (103,5 кгс/см ²)
Мінімальний пластовий тиск	3,33	МПа (34 кгс/см ²)
Кількість експлуатаційно-нагнітальних свердловин	108	шт.

Богородчанське газове родовище (південно-східний блок) закінчене експлуатацією 30 березня 1979 р. Залишкові запаси газу за даними перерахунку становили 1120 млн. м³, залишковий пластовий тиск — 3,74 МПа (38,1 кгс/см²). Промислова експлуатація газосховища в циклічному режимі роботи з використанням старого фонду свердловин розпочата з 30 квітня 1979 р.

Розбурювання газосховища розпочато в 1981 р. В 1984 р. відповідно до наказу Міністерства газової промисловості від 16.08.84 р. №174 складене «Доповнення до технологічної схеми», затверджене робочою комісією з такими показниками:

Загальний об'єм газу	3420	млн. м ³
Активний об'єм газу	2300	млн. м ³
Буферний об'єм газу	1120	млн. м ³ (залишкові запаси)
Продуктивність ПСГ при відборі		
За весь цикл, що дорівнює 100 діб	23	млн. м ³ /д.
Максимальний пластовий тиск	10,5	МПа (103,5 кгс/см ²)
Мінімальний пластовий тиск	3,53	МПа (34 кгс/см ²)
Продуктивність ПСГ у піковому режимі	50	млн. м ³ /д.
Кількість експлуатаційних свердловин	160	шт. (у т. ч. 12 резервних)

При складанні «Доповнення...» уточнена ємнісна характеристика пласта і продуктивність свердловин з урахуванням матеріалів розбурювання ПСГ і його експлуатації.

Всі нові пробурені свердловини мають двоколонну конструкцію. Кондуктор діаметром 324 мм опушений до глибини 80,8 – 100,5 м, зацементований до гирла. Проміжна колона – 245 мм опушена до глибини 877,6–1025,0 м, зацементована до гирла, експлуатаційна колона – 168 мм опушена до глибини 1186–1250 м.

Відкриття пласта відбувалось в основному перфораторами типу ПК-103 густиною 20 отв/п. м.

Технологічною схемою передбачене обладнання експлуатаційних свердловин 114 мм насосно-компресорними трубами, які опушені нижче отворів перфорації на 10 м.

Максимальної продуктивності ПСГ при відборі – 17,81 млн. м³/д. досягнули в лютому 1986 р., при закачці – 19,08 млн. м³/д. в травні 1986 р. Максимальний робочий дебіт свердловини при відборі становив 521 тис. м³/д. в грудні 1985 р., при закачці 555 тис. м³/д. в травні 1985 р. Однак ці параметри важко порівнювати з проектними, оскільки відсутні значення пластових репресій і депресій, які мали місце при вказаних вище робочих дебітах.

З метою оцінки фактичної продуктивності свердловин у травні–червні 1986 р. проведені контрольні визначення продуктивності свердловин при закачці газу. При середньому пластовому тиску 7,69 МПа і пластовій депресії 0,3 МПа фактичний робочий дебіт становив 235 тис. м³/д. При цьому по окремих свердловинах він коливався в межах від 109 до 464 тис. м³/д. Робочий дебіт, розрахований за середніми значеннями коефіцієнтів фільтраційних опорів, які закладені в «Доповненні до технологічного проекту» ($a=1$, $b=0,007$) становив 200 тис. м³/д. Отже, фактична продуктивність при закачці газу виявилась вищою, ніж проектна на 17,5%.

Фактичний середній робочий тиск, за даними контрольних замірів, становив 7,62 МПа. Розрахунковий робочий тиск для тих самих умов становив 7,45 МПа. Вище значення фактичного тиску при закачці порівняно з розрахунковим значенням пов'язане з тим, що майже в половині досліджених свердловин опушені НКТ діаметром 73 і 89 мм замість 114 мм за проектом.

Коротка геологічна характеристика родовища

З геологічного погляду родовище належить до центральної частини смуги з'єднання Зовнішньої і Внутрішньої зон Передкарпатського прогину. Геологічний розріз представлений відкладеннями донеогенового комплексу (палеозой, юра і т. д.), які створюють основу Зовнішньої зони, і тортон-сарматськими відкладами Зовнішньої зони. В південно-

західній частині родовища на тортон-сарматські породи насунутий комплекс Внутрішньої зони.

Богородчанське підняття, з яким пов'язане відкриття газу, є складнопобудованою брахіантиклінальною складкою південно-західного простягання, розбитою повздовжніми і поперечними завалами на три блоки. Південно-західне крило складки зрізане Стебниківським насувом, а з північного сходу обірване скидом незначної амплітуди.

Промислова газоносність зв'язана з трьома піщано-алевролітовими горизонтами (верхній, середній і нижній). Верхній продуктивний горизонт виділяється в підшві насунутого комплексу стебниківських відкладень Внутрішньої зони. Середній і нижній горизонти приурочені до верхньої частини тортонських відкладів.

Найбільшим за розмірами і запасами газу є поклад середнього горизонту в межах основного південно-східного блоку.

Поклад пластовий, склепінчастий. Глибина залягання — 1050–1210 м. Положення ГВК відповідає абсолютній відмітці 823 м. Висота покладів — 100 м. З південного заходу і північного сходу поклади обмежені тектонічними порушеннями. Початковий тиск у покладі — 103,5 кгс/см². Розміри покладів за зовнішнім контуром газоносності — 3, 5 x 4 км. До південно-східного блоку належать також газові поклади верхнього продуктивного горизонту, що мають лінзоподібний характер. Із зануренням структури піщано-алевролітові породи замінують глинисті. Мінімальна гіпсометрична відмітка, з якої отримали промисловий притік газу, — 730 м (свердл. 1). Висота покладів — близько 80 м. Розміри покладів — 2,7 x 3,9 км. Початковий пластовий тиск у свердловині 15, де відкрита піщано-алевролітова лінза, яка залягає в підшві горизонту, був практично таким самим, як у середньому продуктивному горизонті — 102,9 кгс/см².

У межах Північно-східного блоку (свердл. 6) відкриті газові поклади, що належать до середнього продуктивного горизонту. Поклади пластові склепінчасті, тектонічно (з південного заходу) і літологічно (з північного заходу) обмежені. Контакт газ — вода перебуває на абсолютній відмітці 736 м. Висота покладу — 40 м. Початковий пластовий тиск — близько 100 кгс/см². Розміри покладу — близько 0,8 x 2 км.

Фізико-літологічна характеристика колекторів по горизонтах

Верхній продуктивний горизонт складається з декількох піщано-алевролітових лінз, які приурочені до покрівлі та підшви горизонту. Загальна потужність горизонту в південно-східному блоці сягає 58 м,

ефективна — 28,3 м. Пісковики дрібнозернисті, вапнякові, середньої міцності. Цемент глинисто-карбонатний. Карбонатність породи сягає 20%. Алевроліти дрібнозернисті і різнозернисті, вапнякові. Карбонатність породи — 21–27 %. За даними промислово-геодезичних досліджень свердловин відкрита пористість пісковиків та алевролітів коливається в межах 7,6–17,3 %.

Середній продуктивний горизонт складається з двох лінз, створених частим чергуванням пісковиків, алевролітів та аргілітів. Загальна потужність товщі змінюється в широких межах — від 8–5 м і менше в склепінчастій частині родовища до — 50–70 м у свердл. 1, 17. Пісковики дрібнозернисті, рідше середньозернисті, слабовапнякові і вапнякові, середньо- і слабозцементовані до рихлих. Цемент пісковиків глинисто-карбонатний. Карбонатний порід коливається в межах 6–13,8%. Алевроліти слабовапнякові, середньозцементовані. Вміст карбонатів — 4,6–12 %. Відкрита пористість коливається в межах 9,8–27,8% (в середньому по горизонту 18,2 %), проникність у межах 0,09 — 360 мдарсі.

Нижній продуктивний горизонт складається з декількох лінзоподібних піщаних пачок. Потужність окремих алевролітово-піщаних прошарків — 0,7 — 2,2 м. Загальна потужність горизонту коливається від 60 м у свердл. 1, 4, 22 до 75 м у свердл. 15, ефективна — від 2,2 (свердл. 17) до 26,7 м (свердл. 21). Пісковики дрібнозернисті, вапнякові, глинисті, щільні. Алевроліти дрібнозернисті і вапнякові, глинисті, міцні, масивні. Карбонатність породи коливається в межах 13–23%. Відкрита пористість перебуває в межах 7,8–16,4%.

Хімічний склад газу з покладу

Метан	96–98%
Етан	0,14–0,55%
Пропан	0,02–0,29%
Пентан + вищі	0,001%
CO ₂	0–0,06%
Азот	1,2–3%
Гелій	0–0,0004%
Аргон	0–0,014%
Сірководень	відсутній

Відносна густина газу по повітрю перебуває в межах 0,563–0,5723.

10.1.2. Дашавське ПСГ

Особливості формування й експлуатації газосховища

Підземне сховище газу у виснаженому покладі Г горизонту НД-8 створене в 1973 році згідно з технологічною схемою з такими технологічними показниками:

Загальний об'єм газу	630 млн. м ³
Активний об'єм газу	392 млн. м ³
Буферний об'єм газу	238 млн. м ³
Максимальний пластовий тиск	5,57 МПа (56,8 кгс/см ²)
Мінімальний пластовий тиск	2,26 МПа (23,0 кгс/см ²)
Кількість свердловин	19 шт.

Початкові запаси газу покладу Г становили 770 млн. м³, залишкові – 48,7 млн. м³ при пластовому тиску – 0,57 МПа (58,8 кгс/см²). Дослідна експлуатація сховища трьома свердловинами старого фонду почата в 1973 р.

За період 1973–1975 рр. пробурено 126 експлуатаційно-нагнітальних свердловин і закінчене облаштування ПСГ. Експлуатацію ПСГ вели безкомпресорним способом.

У 1975–1981 рр. обсяги закачки і відбору газу обмежувались тиском у газопроводі чи наявністю ресурсів газу. Підключення ПСГ у 1982 р. до ПукеницькоГ КС забезпечило виведення його на основні проектні показники (загальний і активний об'єм, максимальний пластовий тиск, максимальний добовий відбір).

Підземне сховище газу в покладі Е горизонту НД-8 створюється згідно з технологічною схемою дослідно-промислової експлуатації. Схема передбачає такі показники роботи:

Загальний об'єм газу	3660 млн. м ³
Активний об'єм газу	1700 млн. м ³
Максимальний пластовий тиск	6,40 МПа (65,5 кгс/см ²)
Мінімальний пластовий тиск	3,50 МПа (36,5 кгс/см ²)
Кількість свердловин	59 шт.

Початкові запаси газу в покладі Е становили 3660 млн. м³, а залишкові запаси газу – 287 млн. м³ при залишковому пластовому тиску 0,53 МПа (5,4 кгс/см²).

Пробне закачування газу в поклад Е провели в 1974–1975 рр., а з 1982 р. почалась його промислова експлуатація з використанням свердловин експлуатаційного фонду.

У «Доповненні до технологічної схеми створення Дашавського ПСГ» передбачалась експлуатація покладів Г і Е як єдиного експлуатаційного об'єкта з такими показниками:

Загальний об'єм газу	4382 млн. м ³
Активний об'єм газу	2244 млн. м ³
Буферний об'єм газу	2138 млн. м ³
У тому числі залишкові запаси	335,2 млн. м ³
Максимальний пластовий тиск	6,42 МПа (65,5 кгс/см ²)
Мінімальний пластовий тиск	3,33 МПа (34,0 кгс/см ²)
Продуктивність ПСГ при відборі за 100 діб роботи	19 млн.м ³ /добу
Загальна протяжність відбору	120 діб
Продуктивність при закачуванні	19 млн. м ³ /добу
Кількість свердловин	106 шт.

До квітня 1986 р. поклади Г і Е експлуатували як самостійні об'єкти газозберігання, а починаючи з липня 1986 р., в них почали закачувати газ як у єдиний експлуатаційний об'єкт.

Коротка геологічна характеристика родовища

Структура, до якої віднесено ПСГ, за репером, виділений у горизонті НД-8, являє собою брахіантиклінальне підняття, витягнуте в північно-західному напрямку. Склепіння складки зміщене до південно-східного крила.

Підняття розбито серією повздовжніх і поперечних розломів на ряд рівновеликих блоків, різною мірою зміщених одних відносно інших у вертикальних і горизонтальних напрямках. Амплітуда зміщень перебуває в межах від 10 до 15 м.

Стан фонду свердловин

Експлуатаційно-нагнітальні свердловини, пробурені відповідно до технологічної схеми (середньою глибиною від 730 до 780 м), мають двоколонну конструкцію: 324 мм кондуктор опущений на глибину до 80 м, а 245 мм технічна колона — на глибину від 610 до 650 м (у склепіння горизонту НД-8) з підйомом цементу до гирла. Експлуатаційна 168 мм колона опущена до проектної глибини і зацементована до гирла.

Відкриття пластів в основному відбувалось перфораторами ПК-103 з розрахунку 20 отв./п.м. В деяких випадках перфорація проведена перфораторами ПКС-80 і ПКС-105. Проект передбачав спуск 89 мм насосно-компресорних труб до глибини на 10 м вище від нижніх отворів перфорації. Фактично свердловини обладнують 89 і 73 мм насосно-компресорними трубами, які спущені до середини інтервалів перфорації.

Стан експлуатаційного фонду в основному задовільний. У деяких свердловинах (66, 116, 118) за даними геофізичних досліджень цемент за експлуатаційними колонами не піднятий до гирла. В деяких

свердловинах помічено погане зчеплення цементу з експлуатаційними колонами (свердл. 152, 156, 179, 157, 184). З метою контролю за технічним станом свердловин по всьому експлуатаційному фонду щомісяця заміряють міжколонні тиски.

Після завершення буріння продуктивність багатьох експлуатаційно-нагнітальних свердловин виявлялась значно нижчою від проектної величини. Це пов'язане з забрудненням привибійної зони в процесі відкриття пласта.

У результаті проведення на більшості свердловин соляно-кислої і спирто-соляної обробки за період 1977–1984 рр. продуктивна характеристика свердловин значно поліпшилась і наблизилася до проектної. Фактично за 1977–1984 рр. коефіцієнт a_{cp} змінювався в межах від 0,486 до 0,336, b_{cp} – 0,0035–0,0019.

Фізико-хімічна характеристика газу

Компонентний склад газу в Дашавському ПСГ, одержаний при випробуванні свердловини 190 (1986 р.), %

Метан CH_4	96,917
Етан C_2H_6	0,419
Пропан C_3H_8	0,137
Бутан C_4H_{10}	Н – 0,046 Ізо – 0,037
Пентан C_5H_{12}	Н – 0,019 I_{30} – 0,025
Гексан C_6H_{14}	Н – 0,765 I_{30} – 0,044
Кисень O_2	0,6
Азот N_2	0,991
Відносна густина газу –	0,5761.

10.1.3. Опарське ПСГ

Особливості формування й експлуатації газосховища

Опарське газове родовище розміщене в Дрогобицькому районі Львівської області. Район розміщення родовища являє собою рівнину. Її поверхня має нахил з південного заходу на північний схід, поступово переходячи в північному напрямі в Придністровську низовину. Гіпсометричні відмітки поверхні змінюються від +265 до +304 м.

Клімат району помірний з дещо підвищеною вологістю. Середньорічна температура становить +7,6°C. Середньорічна кількість опадів – 600–700 мм.

Родовище відкрите в 1938 році бурінням свердловини 0-1, з якої в 1940 р. був отриманий промисловий притік газу. Буріння експлуатаційних

свердловин проводилось з 1940 до 1951 рр. Усього пробурено 42 свердловини.

Запаси газу Опарського родовища вперше підрахував Н. Д. Елін у 1949 р. об'ємним методом і оцінив їх у 10,9 млрд. м³ за всіма шістьма горизонтами, в тому числі за I–II і III горизонтами – 6,71 млрд. м³.

ГКЗ СРСР затвердила запаси газу в кількості 8720 млн. м³ за категоріями А + В, у тому числі за I–II і III горизонтами – 5371 млн. м³.

Останній підрахунок запасів газу за цими горизонтами проводився в 1976 р. Львівська КНДЛ УкрНДІгазу при складанні «Доповнень до проекту розробки Опарського родовища». Підрахунок запасів газу в покладах I–II і III горизонтів провели об'ємним методом з використанням мап рівних ефективних товщин.

Технологічний проект створення ПСГ в Опарах виконаний на основі завдання Головгазвидобутку, затвердженого заступником міністра газової промисловості 28 квітня 1969 р. За першочергові об'єкти для підземного зберігання обрали виснажені IV–VI продуктивні горизонти, які характеризуються порівняно невисокими пластовими тисками, невеликим загальним об'ємом (1–2 млрд. м³), задовільними колекторськими властивостями, а відповідно і продуктивністю свердловин.

Згідно з технологічним проектом, затвердженим Робочою комісією з розробки газових і газоконденсатних родовищ Мінгазпрому (Протокол №11/59 від 24 квітня 1969 р.), основні проектні технологічні показники роботи ПСГ розраховані з умови повного відтиснення підстильних (у IV горизонті) і крайових (у V і VI горизонтах) пластових вод.

Загальний об'єм газу	5785 млн. м ³
Активний об'єм газу	2898 млн. м ³
Буферний об'єм газу	2887 млн. м ³
Максимальний пластовий тиск	5,67 МПа (58,8 кгс/см ²)
Мінімальний пластовий тиск	4,76 МПа (48,0 кгс/см ²)
Кількість свердловин	73 шт.
Максимальна добова продуктивність	19 млн. м ³

У період дослідно-промислової експлуатації (ДПЕ) максимальний тиск при закачуванні мав відповідати гідростатичному, тобто початковому пластовому тиску: в IV горизонті – 61,3–10⁵ Па, в V горизонті – 71,6–10⁵ Па, в VI горизонті – 78,8–10⁵ Па. При цьому активний об'єм газу в покладах має дорівнювати 2230 млн. м³, загальний – 4580 млн. м³.

Фонд експлуатаційно-нагнітальних свердловин

Фонд свердловин Опарського ПСГ налічує 91 одиницю, в тому числі 73 експлуатаційно-нагнітальні свердловини. Всі експлуатаційно-

нагнітальні свердловини двоколонної конструкції: технічна колона діаметром 245 мм опущена до покрівлі чи (як у більшості свердловин) трохи вище від покрівлі експлуатаційного об'єкта з підняттям цементу, як правило, до гирла; експлуатаційну колону діаметром 168 мм також цементували до гирла.

У всіх свердловинах продуктивний горизонт відкритий кульовою перфорацією з розрахунку 20 отворів на 1 п. м. Стовбур більшості свердловин обладнаний фонтанними трубами діаметром 114 мм, у деяких свердловинах установлені фонтанні труби діаметром 89 мм.

Фізико-хімічна характеристика пластового газу

Детальне вивчення складу газу, який залягає в пласті, дуже важливе, оскільки в цьому проекті передбачені підвищення газовіддачі пластів завдяки закачуванню інертних газів у пласт і витіснення залишкових запасів газу. Достовірні дані про властивості пластового газу дозволяють точніше моделювати процеси, які існуватимуть у пласті після закачування інертного газу.

Дані аналізу проб пластового газу I–II і III горизонтів Опарського родовища показують, що газ I–III горизонтів в основному метановий (97,16–99,33% об.) з незначним вмістом вищих вуглеводнів, CO₂ (0,11–0,5% об.) і азоту (0,12–2,22% об.). Відносна густина газу в середньому становить 0,565.

10.1.4. Угерське ПСГ (XIV–XV гор.)

Стан робіт зі створення Угерського ПСГ

Угерське ПСГ створене на базі виснажених XIV і XV продуктивних горизонтів (за новою класифікацією НД-8 і НД-9) нижнього сармату одноіменного газового родовища. Розробка XV горизонту почалась у 1948 р., а XIV – в 1951 р. Початковий пластовий тиск (середній для обох горизонтів) становив 7,23 МПа (73,7 кгс/см²). Початковий газоводяний контакт перебував на однаковій відмітці в обох горизонтах, котра в середньому складала мінус 494 м.

До початку переведення XIV в ПСГ (черв. 1969 р.) з нього відібрали 1930,6 млн. м³ газу, і було на балансі 420,6 млн. м³ запасів газу при тиску 2,02 МПа (20,6 кгс/см²). З травня 1971 р. в режим ПСГ переведений XV горизонт. До цього часу з нього відібрано 1020,8 млн. м³ газу. Залишкові запаси за балансом виробничого об'єднання становили 668,2 млн. м³. Пластовий тиск становив 2,62 МПа (26,7 кгс/см²).

Технологічна схема передбачала створення ПСГ загальним об'ємом 3,9 млрд. м³ з активним об'ємом 1,95 млрд.м³ при роботі ПСГ у діапазоні пластових тисків від 3,86 до 7,23 МПа. В 1976 р. згідно із затвердженим Мінгазпромом доповненням до технічної схеми активний об'єм збільшили до 2,2 млрд. м³ завдяки зниженню мінімального пластового тиску з 3,86 до 3,34 МПа.

До 1978 р. ПСГ закінчили благоустроєм. Пробурені і обладнані 54 свердловини, побудовані газозбірний пункт, установки підготовки газу і компресорна станція, обладнана 20 ГПА типу 10 ГКН, загальною потужністю 22 т.кВт.

Не дивлячись на те, що встановлене обладнання забезпечує продуктивність сховища 16,4 млн. м³/добу при робочому тиску 2,8 МПа, фактичні показники, передбачені технологічною схемою, не були досягнуті. Основною причиною цього були великі втрати тиску при розтіканні газу пластом, чого не врахувала технологічна схема.

Показники експлуатації ПСГ:

Загальний об'єм сховища	3700	млн. м ³
Активний об'єм газу	2000	млн. м ³
Буферний об'єм газу	1700	млн. м ³
У т. ч. залишкові запаси		
Максимальний пластовий тиск (середній)	8,04 (82	МПа кгс/см ²)
у робочій зоні	8,7 (88	МПа кгс/см ²)
Мінімальний пластовий тиск (середній)	3,43 (35	МПа кгс/см ²)
у робочій зоні	2,6 (27	МПа кгс/см ²)
Продуктивність ПСГ при відборі:		
середня	18	млн. м ³ /д.
максимальна	23	млн. м ³ /д.
Загальна протяжність циклу відбору	120	діб
Кількість експлуатаційних свердловин	110	шт.
У т. ч. тих, що підлягають бурінню	56	шт.

ПСГ у покладі XVI горизонту Угерського родовища

Можливість використання XVI горизонту як ємності для підземного зберігання газу доведена ще в 1973 році. В результаті в 1975 році ЦКР Мінгазпрому доведений «Технологічний проект дослідно-промислових

робіт з переведення XVI горизонту Угерського родовища в режим роботи ПСГ», затверджений 07.01.1976. (Протокол бюро ЦКР № 41/75 від 19.11.75 р.) як «Проект створення резервної ємності в XVI горизонті Угерського ПСГ» з максимально можливим об'ємом закачування і відбору газу діючим фондом свердловин (12 одиниць) – 1 млрд. м³.

У межах Угерського родовища XVI горизонт являє собою брахіан-тиклінальну складку північно-західного (карпатського) простягання, стеля якої розташована в районі свердловин 99–102. Складка розбита повздовжніми розломами на окремі блоки. Середня ефективна пористість пісковиків становить 25%, ефективна газонасичена потужність – 91,2 м при поверху газонасиченості 187 м. Проникність, за даними лабораторних досліджень, дорівнює 1,0–1,1 Дс. Початкове положення ГВК встановлене на відмітці – 798 м. Поклад масивного типу. Площа газонасиченості – 24,1 км².

Початкові запаси газу становили 35 120 млн. м³ при пластовому тиску $102,5 \cdot 10^5$ Па і температурі 46°C.

Продуктивна характеристика свердловин відрізняється сталістю значень коефіцієнтів фільтраційного опору. Їх значення для «середньої» свердловини дорівнюють $a = 0,1$ і $b = 0,00041$.

Режим роботи покладу пружноводонапірний, активно себе проявив після 9-річного періоду розробки покладу. Середній темп обводнення покладу в останні три роки становив понад 18 млн. м³/рік.

Дослідне закачування газу розпочали у вересні 1974 р. За період з 04.1975 р. по 04. 1977 р. в поклад закачали 470 млн. м³ газу і відібрали 524 млн. м³, при цьому тиск у покладі не залишився на рівні 1975 р., а зріс із $14,6 \cdot 10^5$ Па до $16,7 \cdot 10^5$ Па.

Пружний запас покладу XVI горизонту пропорційний гідростатичному тискові і для Угерського покладу рівний $3,04$ млн.м³/10⁵ Па.

При значенні максимального тиску в ПСГ $55 \cdot 10^5$ Па і мінімального $15 \cdot 10^5$ Па активний його об'єм становитиме 3046 млн. м³, буферний – 1370 млн. м³, при цьому газонасичений об'єм газосховища становить близько 90 млн. м³. Фонд експлуатаційних свердловин – 33 одиниці.

Коротка геологічна характеристика родовища

Незважаючи на тривалий період експлуатації сховища (з 1969 р.), технологічні параметри його роботи ще не стабілізувалися. Перш за все ще не встановилась динаміка розподілу пластового тиску за покладами при циклічній роботі ПСГ. Характер цього розподілу залежить насамперед від розміщення свердловин на структурі й особливостей геологічної побудови підземної ємності сховища.

Ємність сховища належить горизонтам НД-8 і НД-9 нижнього сармата. Сарматові відклади, охоплюючи нерівності ерозійно-блокової поверхні древніших відкладів, утворюють Угерську складку північно-західного простягання. Її розміри відповідають найпіднятішому блоку Угерської структури в мезозойських відкладах. Із південного заходу до неї примикає Південно-Угерська складка, яка характеризується меншими розмірами і відокремлена від Угерської невеликим прогином. Далі до південного заходу сарматські поклади зрізає насув внутрішньої зони прогину (стебниківський насув). Південно-Угерська структура фіксується тільки за нижніми горизонтами, по горизонті НД-8 представлена тільки північно-східним крилом, а за верхніми горизонтами її взагалі зрізує насув.

На південний схід після невеликого прогину поверхня НД-8 утворює Кавську структуру, а далі на північний захід – Летнянську й Опарську структури. До північного сходу від Угерської структури, також після невеликого прогину прослідковується Більче-Волицька куполоподібна слабовиражена складка.

Як усі сарматські горизонти, НД-8 і НД-9 утворені прошаровуванням піскових і глинистих пропластків. При цьому пісковитість горизонтів змінюється по площі в широких межах. Місцями горизонти повністю глинисті, а місцями їх пісковитість сягає 70–80%. У межах Угерської структури середньої частини горизонту НД-8 виділяється пачка пісковиків, котра називається XIV горизонтом.

У межах Кавської структури в середній частині горизонту НД-8 виділяється газонасичена пачка чергування пісковиків і глин, котра називається ПІБ горизонтом. Загальна товщина пісковиків тут не перевищує 10 м. На Угерській і Кавській структурах ГВК перебуває на абсолютній відмітці мінус 495 м.

Розміри газового покладу XV горизонту менші, ніж покладу XIV горизонту. Його контролює склепінчаста частина складки. З південно-західної сторони синклінальний прогин, який розділяє Угерське і Південно-Угерське підняття за покрівлею горизонту, опускається нижче ГВК. У склепінчастій частині ГВК перебуває нижче від рівня покрівлі XVI горизонту, і тому склепінчаста частина і цього горизонту газоносна.

10.1.5. Більче-Волицьке ПСГ

Стан робіт зі створення сховища

Більче-Волицько-Угерське сховище введене в експлуатацію в 1983 році з використанням старого фонду свердловин. У 1985 р. почали розбудовувати площі і облаштовувати їх відповідно до затверджених проектів.

На початок створення ПСГ середній пластовий тиск становив 0,974 МПа. Більче-Волицький поклад перебував у розробці з 1949 року по квітень 1983 року. За цей час із покладу добули 38,73 млрд. м³ газу. Залишкові запаси газу становили 1300 млн. м³.

Технологічні показники експлуатації ПСГ:

Загальний об'єм газу	24 810 млн. м ³
Активний об'єм газу	18030 млн. м ³
Буферний об'єм газу, в т. ч.	
залишкові запаси	1300 млн. м ³
закачування	5480 млн. м ³
Максимальний пластовий тиск	9,9 МПа (97 кгс/см ²)
Мінімальний пластовий тиск	2,3 МПа (21кгс/см ²)
Продуктивність ПСГ при відборі:	
максимальна	140 млн. м ³ /д.
середня	128 млн. м ³ /д.
Загальна протяжність циклу відбору	180 діб
Кількість експлуатаційних свердловин	291 шт.

Геолого-промислова характеристика ПСГ

У геологічній будові структури в межах відкритих глибин (до 3000 м) беруть участь палеозойські, мезозойські (юрські і крейдові) і кайнозойські (неогенові) відклади.

Більче-Волицький поклад відноситься до двох піднятих блоків: Більче-Волицького і Держовського. Початкове положення ГВК відбивалось на відмітках мінус 794–801 м. Північно-західна і південно-східна межі покладу визначаються положенням ГВК. З інших боків поклад обмежується тектонічними порушеннями. В межах Більче-Волицького блоку поклад нагадує прямокутник з розмірами 4x9,5 км, до якого зі сходу прилягає частина покладу, що відноситься до Держовського покладу. Початкова площа газонасності Більче-Волицького покладу становить 48, 4 км², висота покладу – 138 м. Крім цього, в розрізі Більче-Волицької площі зустрічаються окремі газонасичені пласти пісковіку завтовшки 1–2 м, які не мають широкого розповсюдження за площею, тобто являють собою невеликі лінзи. Геологічна будова Більче-Волицької структури неоднорідна і складна, що створює відповідний вплив на режимні показники і герметичність ПСГ.

Проведімо аналіз поточного стану покладів Опарського родовища газу станом на дату переведення продуктивних горизонтів у режим циклічної експлуатації.

Поклад IV горизонту. В розробку введений у 1946 р. з початковим пластовим тиском 6,13 МПа. За період розробки з покладу видобули 804,9 млн. м³ (або 86,4%) газу, а пластовий тиск при цьому знизився до 2,17 МПа на 64,4%.

Початкові запаси газу IV горизонту становили 932 млн. м³, а поровий газонасичений об'єм був рівний 13,59 млн. м³. Початкове положення межі газоводяного контакту (ГВК), встановлене за даними промислової геофізики на відмітці -343 м, досить обґрунтоване, оскільки поклад є покладом масивного типу і ГВК за даними електрокаротажу відмічене у свердловинах 0-15, 0-22а, 0-35, 0-38, 0-39, 040,0-41а, і 0-23-а, які охоплюють практично всю площу покладу.

Найінтенсивніше поклад розробили в 1948–1956 рр., коли річний видобуток коливався в межах 33–49 млн. м³ і тиск покладу понижувався на 0,4 МПа за рік. І в 1957 р. відбір газу з покладу різко скоротився до 13–16 млн. м³ на рік у зв'язку з обводненням найпродуктивнішої свердловини 0-25.

Після успішної пакерної ізоляції підшовної води видобуток газу з покладу збільшили до 20–25 млн. м³.

Графік експлуатації покладу подано на рис. 10.1.

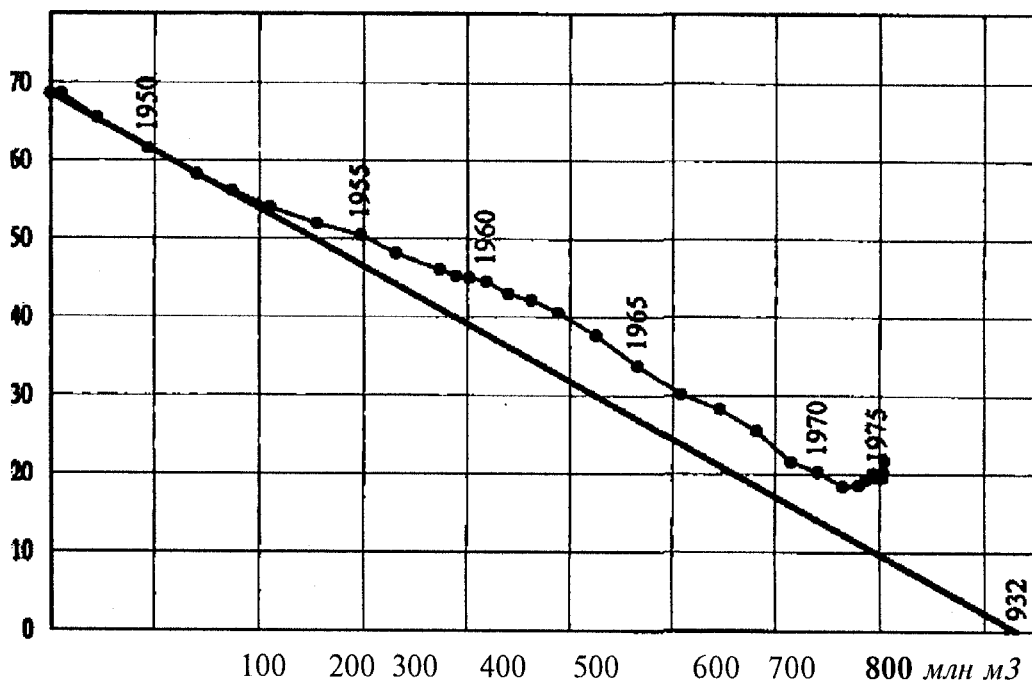


Рис. 10.1. Графік експлуатації покладу IV горизонту Опарського родовища

Як видно з графіка, прояв пружноводонапірного режиму, якому відповідає пологіша ділянка кривої залежності наведеного пластового тиску від сумарного відбору, почався після 1952 р., коли вибрали 173,2 млн. м³ або 18,5% газу.

Поточне положення ГВК за даними експлуатації Опарського ПСГ на 9, 12 м вище (в свердловинах 0-268 і 0-210 відповідно).

Результати розрахунків об'єму заводнення покладу свідчать про те, що вже в 1970 р. в поклад надійшло 4,51 млн. м³ води. В наступні роки відбір газу з покладу різко скоротився у зв'язку з плануванням переведення покладу в режим газосховища. В 1971 р. тиск у покладі стабілізується на рівні 1,7 МПа, а потім зростає незначною мірою з 1,84 МПа до 2,17 МПа. При цьому за 1971–1977 рр. видобули ще 39,7 млн. м³ газу. В кінці 1977 р. розробки покладу повністю припинили. При цьому з покладу видобули 804,9 млн. м³ газу, а пластовий тиск понизився на 4,6 МПа. В поклад надійшло 7,9 млн. м³ води, і ступінь його заводнення становив 51,3%. Поточне значення газонасиченого об'єму дорівнювало 5,69 млн. м³, залишкові запаси газу – 127,1 млн. м³, пластовий тиск – 2,7 МПа.

Поклад V горизонту введений у розробку в 1946 р. (свердловина 0-20) з початковим тиском 7,16 МПа і початковим запасом газу 1355 млн. м³. За період розробки видобули 1842 млн. м³ газу, або біля 90%, при цьому наведений пластовий тиск понизився до 1,8 МПа, тобто на 77,8%. Графік розробки покладу подано на рис. 10.2.

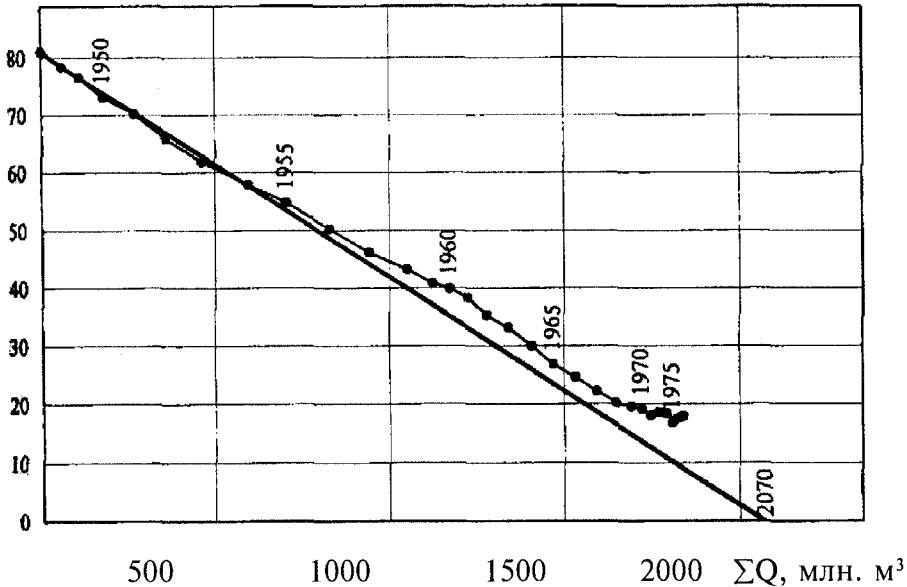


Рис. 10.2. Графік експлуатації покладу V горизонту Опарського родовища

Динаміка основних показників розробки покладу V горизонту засвідчує, що найвищі темпи відбору газу були в 1952–1957 рр., коли річний видобуток газу сягав 104–133 млн. м³, при цьому щорічне зниження пластового тиску становило (0,2–0,4) МПа. Починаючи з 1958 р., відбір газу з покладу поступово скорочується внаслідок високих темпів зниження тиску і через обводнення свердловин. Результати, подані на графіку експлуатації покладу, засвідчують, що помітний вплив пружноводонапірного режиму прослідковується, починаючи з 1953 р., тобто на шостому році розробки покладу.

Поклад VI горизонту, введений в розробку в 1948 р., розробляли нерівномірно. Якщо за перші п'ять років видобули 250 млн. м³ газу, то в наступній п'ятирічці з покладу видобули 750 млн. м³. Тільки збільшенням темпу відбору втричі можна пояснити той факт, що помітне за даними експлуатації виположування залежності наведеного пластового тиску від обсягу відбору, яке відповідає початковій заводненню покладу, було відзначене в 1956 р.

За весь період розробки з покладу видобули 1882 млн. м³ газу, що становить 96,5% від початкових запасів. При цьому наведений пластовий тиск знизився до 0,99 МПа, або на 88,2%.

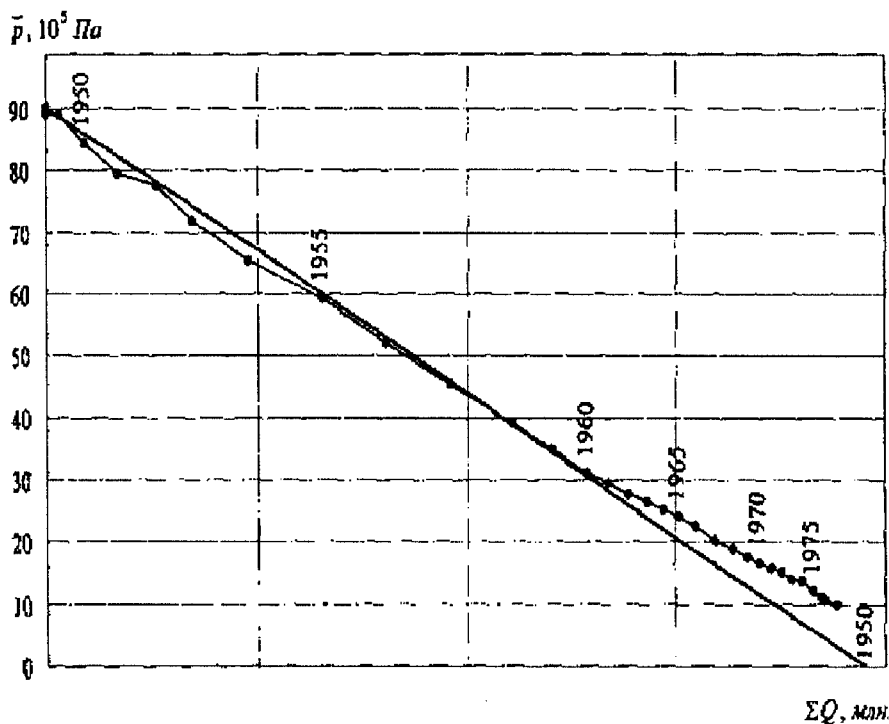


Рис. 10.3. Графік експлуатації покладу VI горизонту Опарського родовища

10.2. Математичне моделювання гідрогазодинамічних процесів у пористому середовищі

Режими роботи підземних сховищ газу в остаточному підсумку визначає характер протікання гідрогазодинамічних процесів у пористому середовищі продуктивного горизонту. Гідралічний опір середовища фільтрації газу чи води визначає розподіл тисків у пласті. При нерівномірному фільтраційному опорі можуть утворюватися застійні зони, підніматись конус контурних вод, що призводить до обводнення свердловин. Тому вивчення характеру руху потоків газу і води в пористому середовищі має вирішальне значення при розробці режимів експлуатації ПСГ.

Основи лінійної фільтрації рідини закладено в класичній теорії Дарсі, яка в подальшому розвинута в працях І. А. Чарного. Подальший розвиток наукові основи підземного зберігання газу отримали в роботах С. М. Бузинова, Р. Ф. Гімера, Е. В. Левиніна, А. А. Хейна, А. І. Ширковського.

За фізичною суттю гідрогазодинамічні процеси в ПСГ носять нестационарний характер. Однак ряд моделей нестационарних процесів у пористому середовищі має дуже складну реалізаційну структуру. В них закладені спеціальні математичні функції, через що розв'язки мають нестійкий характер. Результати реалізації таких моделей значною мірою залежать від параметрів роботи сховища, часових та просторових кроків. Тому реалізація таких моделей потребує спрощення до тих пір, поки модельований процес буде адекватний реальному.

З іншого боку, використання моделей стаціонарних процесів для опису нестационарного руху газу в пласті ПСГ спотворює реальну картину навіть у випадку, коли на певному діапазоні зміни параметрів модель адекватна натурі.

Тому для комплексних досліджень гідрогазодинамічних процесів у пористому середовищі продуктивного пласта ПСГ, які дозволили б установити загальні закономірності роботи системи, необхідно використати загальні нестационарні моделі.

Для створення і реалізації математичних моделей потрібен аналіз результатів досліджень, виконаних вітчизняними і зарубіжними вченими. Тому має сенс охарактеризувати деякі з відомих монографій у цій галузі, визнаючи однак, що такий огляд буде неминуче суб'єктивним хоча б через його стислість.

У монографії [66] описані різні типи підземних газосховищ і особливості з них, які створюють у водоносних пластах. Докладно викладені основні етапи розвитку підземного зберігання газу і ретельно описана послідовність робіт при створенні таких ПСГ.

Головна увага в монографії приділена технологічному проектуванню підземних газосховищ, створюваних у водоносних структурах, тому робота підземної частини сховищ – пласта і пор – розглядається в єдиному зв'язку з роботою наземного устаткування – газорозподільного пункту, компресорної станції і сполучних газопроводів. У книжці викладені методи інженерних розрахунків усіх елементів цього ланцюжка і комплексу підземного зберігання як єдиного цілого. Поручені також питання економіки підземних газосховищ.

У [17], присвяченому питанням розробки газових покладів, викладені фізичні властивості природних газів, методи і режими розробки газових і газоконденсатних родовищ, описане технологічне устаткування газових промислів, схеми збору, транспортування газу і конденсату, промислові дотискні компресорні станції. Там же розглянутий комплекс технологічних питань, пов'язаних зі створенням і експлуатацією підземних сховищ газу, в тому числі у водоносних пластах.

У [41] розглядаються головним чином фізико-хімічні методи інтенсифікації процесів створення й експлуатації ПСГ, тобто методи підвищення повноти витиснення води газом в однорідних і неоднорідних колекторах. Фізико-хімічний вплив на пласт здійснюється за допомогою різних хімічних реагентів, поверхнево-активних речовин і піноутворювальних рідин. У цьому зв'язку в монографії докладно викладені теоретичні, експериментальні і промислові результати багаторічних досліджень автора. Книжка містить велику бібліографію з питань підземного зберігання газу.

Єдина в цій галузі монографія [85] цілком присвячена проблемі створення і виходу на режим циклічної експлуатації підземних газосховищ у горизонтальних водоносних пластах. У монографії обґрунтована принципова можливість використання водоносних пластів зазначеного типу (тобто позбавлених природних пасток) як об'єктів для підземного зберігання газу. Запропоновано методи гідродинамічного розрахунку таких ПСГ, викладений досвід роботи зі створення одного з них – Гатчинського ПСГ (Санкт-Петербург) – першого у світі підземного газосховища у водоносному пласті, що не володіє купольною структурою.

У [110] викладений розрахунок процесів витиснення води газом і газу водою за наявності між фазами явно вираженої межі газоводяного контакту (схема поршневого витиснення). Розрахунки базуються на методі рухливих і переносних гідродинамічних джерел і стоків. Книжка має в основному теоретичне, аніж прикладне значення, тому для розв'язання реальних завдань підземного зберігання газу трохи важка.

Фундаментальна монографія [129] з проблем підземного зберігання газу містить теорію і приклади практичних розрахунків параметрів підземних газосховищ, у тому числі створюваних у водоносних пластах. Вона призначена для інженерно-технічних працівників, що займаються проблемами підземного зберігання газу.

Монографія [66] містить послідовний виклад гідродинамічних питань — моделей, методів, алгоритмів розрахунку, аналітичних і чисельних методів, а також нових гідродинамічних результатів, що мають безпосередній стосунок до спорудження, запровадження в дію і циклічної експлуатації підземних сховищ газу, створюваних у водоносних пластах.

До порушених у книжці проблем відносяться:

метод матеріального балансу для інвентаризації газу в ПСГ;

граничні цикли підземних газосховищ;

аналіз циклічного витиснення води газом з обліком фазових проникностей і стисливості газу;

дослідження процесів спливання газу у водоносному пласті, у т. ч. аналіз процесів гравітаційної сегрегації газоводної суміші в пористому середовищі;

чисельні методи розрахунку спільної фільтрації газу і води;

аналіз просторових ефектів поведінки газу в масивних водоносних пластах, зокрема дослідження селективних закачувань і відборів газу;

гідродинамічний аналіз питання щодо створення підземних газосховищ у горизонтальних водоносних пластах, зокрема виникнення у процесі циклічних закачувань, простоїв і відборів газу з таких сховищ періодичних режимів — граничних циклів.

Аналізуючи матеріал, викладений у наведених літературних джерелах, можна прийти до висновку про необхідність побудови математичної моделі гідрогазодинамічних процесів у ПСГ, яка дозволила б оцінити відмінності та розходження між моделями і практикою для видачі рекомендацій про правомірність і доцільність вибору конкретних методик у конкретних умовах експлуатації сховища. З цією метою наведемо деякі класичні закони, на які ми опиратимемося при побудові моделі.

Основний закон фільтрації (закон Дарсі) встановлює зв'язок між швидкістю фільтрації рідини або газу і силами, які її викликають — градієнтом тиску і силою тяжіння. В класичному вигляді цей зв'язок виражається лінійною залежністю між компонентами V_i вектора швидкості фільтрації і компонентами $\bar{V}_j p + p q_j$ вектора результативних сил:

$$V_i = \frac{K_{i,j}}{\mu} (\bar{V}_j p + p q_j) \quad , \quad (10.1)$$

де ρ і μ – густина і в'язкість фільтраційного середовища; P – тиск; q_i – проекції вектора прискорення сили тяжіння на координатні осі, а K_{ij} – коефіцієнти лінійної залежності, що відображають властивості тих порід, у котрих відбувається фільтрація. В цій формулі за повторним індексом j розуміється сумування від 1 до 3 [66].

Коефіцієнти K_{ij} , які називаються проникностями породи, утворюють тензор другого рангу. У випадку довільної анізотропної породи всі його дев'ять компонент відмінні від нуля. Але для ізотропних порід, тобто порід, властивості яких за всіма напрямками однакові, кількість незалежних компонент тензора K_{ij} скорочується до однієї і він має вигляд

$$K_{i,j} = k \cdot \delta_{i,j} ,$$

де $\delta_{i,j}$ – одиничний тензор Кронекера. В цьому останньому випадку закон Дарсі (10.1) особливо спрощується і записується у вигляді

$$V_i = -\frac{k}{\mu}(\bar{V}_i p + \rho q_i) . \quad (10.2)$$

Якщо потужність пласта мала в порівнянні з його лінійними розмірами, а також з різницею висотних відміток найвищої і найнижчої точок газової ділянки, то такий пласт можна назвати «тонким» і розглядати фільтрацію, яка відбувається в ньому, вздовж серединної поверхності.

Нехай рівняння серединної поверхності тонкого пласта в декартовій прямокутній системі відліку має вигляд $z=f(x,y)$, при цьому площина $Z=0$ являє собою поверхню Землі, а вісь OZ спрямована вертикально вгору. Поверхню такого пласта можна описати радіусом-вектором \bar{R} ,

$$\bar{R} = \bar{R} \{x, y, z = f(x, y)\} ,$$

котрий у кожній точці пласта визначає супутній базис, який складається з трьох, взагалі кажучи, не ортогональних і не одиничних векторів $\bar{\mathcal{E}}_1, \bar{\mathcal{E}}_2, \bar{\mathcal{E}}_3$:

$$\begin{aligned} \frac{\bar{E}_1}{\bar{\mathcal{E}}_1} &= \partial \bar{R} / \partial x = \{1, 0, f'_x\} , \\ \frac{\bar{E}_2}{\bar{\mathcal{E}}_2} &= \partial \bar{R} / \partial y = \{0, 1, f'_y\} , \\ \frac{\bar{E}_3}{\bar{\mathcal{E}}_3} &= \partial \bar{R} / \partial z = \{0, 0, 1\} . \end{aligned} \quad (10.3)$$

Площина, що проходить через вектори $\frac{\bar{E}_1}{\bar{\mathcal{E}}_1}$ і $\frac{\bar{E}_2}{\bar{\mathcal{E}}_2}$, торкається поверхні пласта, а одиничний вектор $\frac{\bar{\mathcal{E}}_3}{\bar{E}_3}$ спрямований вертикально вгору вздовж осі OZ .

Вектор \bar{V} швидкості фільтрації в супутньому базисі має вигляд:

$$\bar{v} = v^1 \frac{\bar{\mathcal{E}}_1}{E} + v^2 \frac{\bar{\mathcal{E}}_2}{E} + v^3 \frac{\bar{\mathcal{E}}_3}{E}, \quad (10.4)$$

де v^1, v^2, v^3 – так звані контраваріантні компоненти вектора \bar{v} (в коваріантному базисі $\bar{\mathcal{E}}_1, \bar{\mathcal{E}}_2, \bar{\mathcal{E}}_3$) [66].

З другого боку, вектори базису $\frac{\bar{E}}{E}, \bar{\mathcal{E}}_2, \bar{\mathcal{E}}_3$ згідно з (10.3) можна представити через одиничні орти $\bar{i}, \bar{j}, \bar{k}$ \mathcal{E}_1 системи OXYZ:

$$\begin{aligned} \frac{\bar{E}}{\mathcal{E}_1} &= \bar{i} + f'_x \cdot \bar{k}; \\ \bar{\mathcal{E}}_2 &= \bar{j} + f'_y \cdot \bar{k}; \\ \bar{\mathcal{E}}_3 &= \bar{k}. \end{aligned}$$

Тоді вектор \bar{V} швидкості фільтрації набуде вигляду

$$\bar{V} = V^1 \bar{i} + V^2 \bar{j} + (V^1 f'_x + V^2 f'_y + V^3) \cdot \bar{k}, \quad (10.5)$$

Згідно із закону Дарсі той самий вектор можна виразити через градієнт тиску:

$$\bar{V} = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dx} \bar{i} - \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dy} \bar{j} - \frac{k}{\mu} \cdot \left(\frac{dp}{dz} + pq \right) \bar{k}, \quad (10.6)$$

Підставляючи (10.5) і (10.6), одержимо вираз для контраваріантних компонентів вектора швидкості фільтрації:

$$\begin{aligned} V^1 &= -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dx}, \\ V^2 &= -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dy}, \\ V^3 &= -\frac{k}{\mu} \cdot \left[\left(\frac{dp}{dz} + pq \right) - f'_x \frac{dp}{dx} - f'_y \frac{dp}{dy} \right] \end{aligned} \quad (10.7)$$

Для тонких пластів можна прийняти, що $V^3=0$, тобто швидкість фільтрації лежить у дотичній до поверхності пласта площині. Тоді повинен існувати зв'язок між компонентами вектора градієнта тиску:

$$\left(\frac{dp}{dz} + pq \right) - f'_x \frac{dp}{dx} - f'_y \frac{dp}{dy} = 0, \quad (10.8)$$

Цей зв'язок має простий фізичний зміст. Якщо мова йде про нестисливу рідину ($p_a = p = const$), то вираз $\Phi = p + p \cdot qz$ являє собою так званий фільтраційний потенціал і рівність (10.8) рівносильна умові

$$\frac{d\Phi}{dn} = (\bar{V}\Phi \cdot \bar{V}F) = \frac{d\phi}{dz} - f_x' \frac{d\phi}{dx} - f_y' \frac{d\phi}{dy} = 0 \quad (10.9)$$

У цій формулі $F(x, y, z) = z - f(x, y); F = 0$ – рівняння серединної поверхні пласта, $(V\Phi * VF)$ – скалярний добуток двох векторів-градієнтів, другий із котрих спрямований по нормалі до поверхні пласта. Рівність нулю похідної фільтраційного потенціалу по нормалі до серединної поверхні означає, що вираз $\Phi = p + p \cdot qz$ залишається незмінним за потужністю тонкого пласта і відповідно може вважатися функцією лише точки (X, Y) , взятої на поверхні пласта:

$$\Phi(x, y, t) = p(x, y, t) + p \cdot qz(x, y) \quad , \quad (10.10)$$

При цьому контраваріантні компоненти вектора швидкості фільтрації даються формулами:

$$\begin{aligned} V^1 &= -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{d\Phi}{dx} \quad , \\ V^2 &= -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{d\Phi}{dy} \quad , \\ V^3 &= 0 \end{aligned} \quad (10.11)$$

Як уже відзначалося, на ділянці, зайнятій газом, тиск практично не залежить від просторових координат і основний фільтраційний опір при закачуваннях і відборах газу зв'язаний з витісненням води. Її рух у тонкому криволінійному пласті описується фільтраційними співвідношеннями (10.8), які задовольняють диференціальне рівняння матеріального балансу.

Якщо пласт однорідний, має постійну товщину і слабо скривлений, то для фільтраційного потенціалу $\Phi = p(x, y, t) + p \cdot q \cdot z(x, y)$ має місце рівняння Лапласа:

$$\Delta\Phi = \frac{d^2\Phi}{dx^2} + \frac{d^2\Phi}{dy^2} = 0 \quad , \quad (10.12)$$

Схема процесу взаємного витіснення газу і води, в котрій приймається припущення, що між фазами існує чітка межа розподілу, називається схемою поршневого витіснення. Межа розподілу фаз, або,

як її ще називають, межа газоводяного контакту (ГВК), являє собою поверхню (в плані – лінію, контур газоносності), який складається з одних і тих же частин газу і води, які контактують одне з одним протягом усього процесу витіснення.

Межа газоводяного контакту переміщується в просторі. Ця обставина відображається тим, що в рівняння межі явно входить час t .

Розгляньмо проекцію Γ межі газоводяного контакту на площині ОХУ. Рівняння цієї межі записується у вигляді рівняння

$$F(x, y, t) = 0, \quad (10.13)$$

Швидкість \bar{D}_n переміщення межі газоводяного контакту називається швидкістю зміщення її точок по нормалі до самої межі. Величина цієї швидкості виражається через похідні функції $F(x, y, t)$ за координатами і часом.

Нехай точка $M(x_0, y_0)$ в площині ОХУ в деякий момент часу t належить ГВК, тобто

$$M(x_0, y_0), \quad (10.14)$$

Якщо \bar{D}_n є швидкість переміщення цієї межі, то точка

$$N(x_0 + n_x \bar{D}_n dt, y_0 + n_y \bar{D}_n dt, t + dt)$$

де n_x і n_y – компоненти одиничного вектора нормалі до поверхні $F=0$ в точці N , також повинна лежати на ГВК, але в момент часу $(t + dt)$

$$F(x_0 + n_x \bar{D}_n dt, y_0 + \bar{D}_n dt, t + dt) = 0, \quad (10.15)$$

Розкладаючи (10.14) в околиці точки (x_0, y_0, t) в ряд Тейлора і враховуючи (10.15), одержимо рівняння

$$\frac{dF}{dt} + n_x \bar{D}_n \frac{dF}{dx} + n_y \bar{D}_n \frac{dF}{dy} = 0$$

Якщо врахувати, що компоненти одиничного вектора нормалі виражаються через проекції вектора градієнта функції $F(x, y, t)$ формулами

$$n_x = \frac{F'_x}{\sqrt{F_x'^2 + F_y'^2}}; \quad n_y = \frac{F'_y}{\sqrt{F_x'^2 + F_y'^2}},$$

то для швидкості \bar{D}_n переміщення ГВК одержуємо вираз:

$$\bar{D}_n = -\frac{F'_t}{\sqrt{F_x'^2 + F_y'^2}}, \quad (10.16)$$

З другого боку, частинки води, що розміщені на ГВК в який-небудь момент часу, надалі завжди залишаються на цій межі. Іншими словами, ГВК назавжди зв'язана з одними і тими ж частинками води і перемішується разом з ними. За час dt переміщення частинки води описується рівнянням

$$X = X_0 + \frac{V^1}{m} \cdot dt, \quad Y = Y_0 + \frac{V^2}{m} \cdot dt$$

Відповідно якщо частинка води в момент часу t перебуває в точці (x_0, y_0) , що лежать на ГВК, то момент часу $t+dt$ її положення (x, y) також задовольняє рівняння цієї межі:

$$F(x_0, y_0, t) = 0; \quad F\left(x_0 + \frac{V^1}{m} \cdot dt, Y_0 + \frac{V^2}{m} \cdot dt, t + dt\right) = 0$$

Звідси виходить рівняння для функції $F(x, y, t) = 0$, що називається умовою Кельвіна.

$$m \frac{dF}{dt} + v^1 \frac{dF}{dx} + v^2 \frac{dF}{dy} = 0, \quad (10.17)$$

Якщо обидві частини останнього рівняння розділити на модуль вектора градієнта функції F , одержимо:

$$m = \frac{F_t'}{\sqrt{F_x'^2 + F_y'^2}} + v^1 \frac{F_x'}{\sqrt{F_x'^2 + F_y'^2}} + v^2 \frac{F_y'}{\sqrt{F_x'^2 + F_y'^2}} = 0$$

$$-m \cdot \bar{D}_n + v^1 n_x + v^2 n_y = 0,$$

$$-m \cdot \bar{D}_n + v_n = 0$$

або

$$m \cdot \bar{D}_n = v_n, \quad (10.18)$$

Тут $v_n = v^1 n_x + v^2 n_y$ — швидкість частинок води по нормалі до ГВК. Зміст останньої умови дуже простий: швидкість переміщення ГВК у кожній точці повинна дорівнювати нормальній швидкості її частинок води.

Таким чином, умова (10.18), в котрій \bar{D}_n визначається виразом (10.16), або еквівалентна йому умова (10.17) Кельвіна служить граничною умовою на невідомій раніше і тій, яка підлягає визначенню в процесі розв'язання завдань з рухомої поверхні розділу фаз — ГВК.

Витиснення води газом (як і газу водою) з порового простору пласта ніколи не буває повним. У процесі витиснення води газом частина капілярів порід газової ділянки залишається заповненою водою, і навпаки – при витисненні газу водою деяка кількість газу залишається у водоносній зоні. Крім того, будучи легшим за воду, газ спливає в пласті, чим порушує однорідність витиснення. Нарешті неоднорідність пласта за висотою робить процес витиснення неповним. У моделях поршневого витиснення неповноту витиснення води газом можна приблизно врахувати шляхом введення та названих залишкових насиченостей; водонасиченості S_0 води на газовій ділянці ПСГ і газонасиченості S_1 у водоносній зоні. Числа S_0 і S_1 показують відповідно, яку частку порового простору пласта займає вода, що залишилася на газовій ділянці ПСГ, і яку частку простору займає газ, що залишився у водоносній зоні. Коефіцієнт називається коефіцієнтом повноти витиснення. Цей коефіцієнт, так би мовити, змінює значення пористості пласта в законі (10.18) руху межі ГВК. З урахуванням неповноти витиснення цей закон набуває вигляду:

$$\chi \cdot m \cdot \bar{D}_n = v_n \quad (10.19)$$

Значення коефіцієнта χ повноти витиснення змінюється в широких межах від 0,05 до 0,25 залежно від характеру пласта і кількості циклів роботи ПСГ, поступово зростаючи від циклу до циклу.

Нехай підземне сховище являє собою тонкий пласт постійної потужності h_0 , нахилений до горизонту під кутом α ($\alpha < 0$). Закачування і відбір газу проводять через лінійний ряд свердловин (галерею) так, що фільтрація фаз проходить у перпендикулярному напрямку до цього ряду. Приймемо проекцію останнього на горизонтальну площину за вісь ОХ. Галерея експлуатаційних свердловин розташована в перерізі $X=0$ пласта, а в перерізі $X=L$ – галерея розвантажених свердловин, яка підтримує в цьому перерізі постійний тиск p_k :

Вважається, що поверхня розділу «газ-вода» горизонтальна, причому $X = a(t)$ – закон руху точки А перетину цієї поверхні з покрівлею пласта. Ця межа розділяє пласт на дві частини: в першій міститься газ; у другій – вода.

Тиск $p(t)$ на газовій ділянці внаслідок малої в'язкості газу не залежить від просторової координати, а фільтраційний потенціал $\Phi = p(x,t) + p_a q \cdot z(x)$ у водоносній зоні і швидкість $v(x,t)$ фільтрації води зв'язані рівнянням закону Дарсі.

$$V = -\frac{k}{\mu_B} \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial X}$$

У зв'язку з тим, що вода вважається нестисливою рідиною, її швидкість не залежить від координат X , і відповідно потенціал Φ у водоносній зоні пласта змінюється лінійно:

$$V = -\frac{k}{\mu_B} \cdot \frac{\Phi[a(t),t] - \Phi_K}{a(t) - L}$$

або

$$V = -\frac{k}{\mu_B} \cdot \frac{[p(t) - p_K] + \rho_B q \cdot (z_a - z_k)}{a(t) - L} = -\frac{k}{\mu_B} \cdot \left(\frac{p(t) - p_K}{a(t) - L} + \rho_B q \cdot tq \alpha \right).$$

Умова на межі ГВК ($D_n = da/dt$) призводить до звичайного диференціального рівняння для функції $a(t)$:

$$m \frac{da}{dt} = -\frac{k}{\mu_B} \cdot \left(\frac{p(t) - p_K}{a(t) - L} + \rho_B q \cdot tq \alpha \right). \quad (10.20)$$

Однак це рівняння не замкнуте, в нього входить невідома функція $p(t)$ – тиск на ділянці, зайнятій газом. Для її визначення використовують рівняння загального балансу газу, який міститься у пласті, і газу, який закачують і забирають з нього:

$$\frac{dM_r}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\rho_r \cdot \frac{a(t) + h_0 / (2 \sin \alpha)}{\cos \alpha} \cdot h_0 \cdot m \right] = q_r(t),$$

Це означає, що зміна маси $M_r(t)$ газу в пласті дорівнює його масовій витраті q_r (яка розрахована на одиницю довжини галереї свердловин). Густина ρ_r газу зв'язана з тиском рівняння стану

$$p = Z \cdot \rho_r \cdot RT, \quad (10.21)$$

де R – газова постійна; T – абсолютна температура; Z – коефіцієнт стисливості газу: в загальному випадку $Z = Z(p, T)$. Використовуючи рівняння стану (10.21) і вважаючи процес ізотермічним, надаймо рівнянню матеріального балансу газу такого вигляду:

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{p(t)}{Z(p, T)} \cdot \left(a(t) + \frac{h_0}{2 \sin \alpha} \right) \right] = \frac{RT \cdot \cos \alpha}{m \cdot h_0} \cdot q_r(t) \quad (10.22)$$

У цьому випадку $\sin \alpha < 0$.

Система рівнянь (10.21) і (10.22) являє собою замкнуту систему рівнянь для визначення двох невідомих функцій ($p(t)$ і $a(t)$). Для її розв'язання необхідні початкові умови, наприклад, $p(0) = p_0$ і $a(0) = a_0$, які задають початкові стани газосховища.

При заданих витратах $q_r(t)$ рівняння (10.22) легко інтегрується і дає такі алгебраїчні співвідношення:

$$\frac{p(t)}{Z(p, T)} \cdot [a(t) + \frac{h_0}{2 \sin \alpha}] = \frac{p_0}{Z_0} \cdot [a_0 + \frac{h_0}{2 \sin \alpha}] + \frac{RT \cdot \cos \alpha}{m \cdot h_0} \cdot \int_0^t q_c(t) dt \quad (10.23)$$

У ньому Z_0 – значення коефіцієнта стисливості газу при тиску P_0 і температурі T . Це співвідношення дозволить виразити тиск $p(t)$ через координату $a(t)$ ГВК.

Розгляньмо випадок, коли коефіцієнт стисливості газу можна наближено вважати постійним, тобто $Z=Z_0$. Введемо безрозмірні змінні і безрозмірні функції згідно з формулами

$$\bar{p} = \frac{p(t)}{p_k} ; \quad \bar{q} = \frac{q_r(t)}{q_{r0}} ; \quad \bar{t} = \frac{t}{\Theta} ;$$

$$\Theta = \frac{m \cdot L}{(k / \mu_B) \cdot (p_k / L)} ; \quad \bar{G} = \frac{\rho_B q L}{p_k} \operatorname{tg} \alpha$$

де q_{r0} – характерна масова витрата газу, а Θ – характерний час. Підставляючи тиск $p(t)$ з (10.23) в рівняння (10.19), отримаємо диференційне рівняння для функції $\bar{a}(t)$:

$$\frac{d\bar{a}}{d\bar{t}} = \frac{\bar{C} - [\bar{a} + h_0 / (2L \sin \alpha)]}{[\bar{a} + h_0 / (2L \sin \alpha)] \cdot (1 - \bar{a})} - \bar{G}, \bar{a}(0) = a_0 / L \quad , \quad (10.24)$$

де безрозмірна функція $\bar{C}(\bar{t})$ визначається виразом

$$\bar{c}(\bar{t}) = \bar{p}_0 [\bar{a}_0 + h_0 / (2 \sin \alpha)] + [Z_0 RT \cos \alpha \cdot q_{r0} \cdot \Theta / (L p_k m h_0)] \cdot \int_0^{\bar{t}} \bar{q}_r d\bar{t} \cdot$$

Для конкретних умов створення ПСГ у водоносній структурі в [66] розв'язано завдання з нестационарної фільтрації рідини і газу в пласті.

Виходячи з методу, застосованого Л. С. Лейбензоном у задачі про нестационарну фільтрацію газу, введемо нову функцію $\omega = \omega(y)$

$$\omega(y) = \int_0^y \frac{y(h-y)}{\mu_0 h + (1-\mu_0)y} dy. \quad (10.25)$$

Очевидно

$$\frac{d\omega}{dr} = \frac{d\omega}{dy} \cdot \frac{dy}{dr} = \frac{y(h-y)}{\mu_0 h + (1-\mu_0)y} \frac{dy}{dr}.$$

Враховуючи, що $\frac{dy}{dt} = \frac{dy}{d\omega} \cdot \frac{d\omega}{dt}$, подаймо рівняння в такому вигляді:

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{k_B \gamma_B}{m \mu_B} \cdot \frac{d\omega}{dy} \cdot \frac{d}{dr} \left(r \frac{d\omega}{dr} \right) = \frac{d\omega}{dt} \quad (10.26)$$

або згідно з (10.25)

$$x(y) \left(\frac{d^2 \omega}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{d\omega}{dr} \right) = \frac{d\omega}{dt}, \quad (10.27)$$

де

$$x(y) = \frac{k_B y_B}{m \mu_B} \cdot \frac{y(h-y)}{\mu_0 h + (1-\mu_0)y} = \frac{k_B \gamma_B h}{m \mu_B} \cdot \frac{\eta - \eta^2}{\mu_0 + (1-\mu_0)\eta}, \quad (10.28)$$

причому

$$\eta = \frac{y}{h}. \quad (10.29)$$

Рівняння (10.27) належить до типу нелінійних рівнянь теплопровідності, коли коефіцієнт температуропровідності $\chi(y)$ залежить від температури. Розв'язки таких рівнянь для загального випадку початкових і граничних умов ще невідомі. Автомодельні розв'язки, які можна отримати, для нашого випадку ненульових початкових і граничних умов безпосередньо непридатні. Тому обмежимося оцінкою верхньої межі розтікання газу, виходячи з таких міркувань.

Коефіцієнт температуропровідності визначає швидкість, з якою цей нестаціонарний розподіл температури чи аналогічної їй функції прагне до стаціонарного стану. Що коефіцієнт температуропровідності більший, то швидше відбувається за інших рівних умов перехід від нестаціонарного стану до стаціонарного. Тому ми можемо очікувати, що, замінюючи в рівнянні (10.28) $\chi(y)$ його максимально можливим значенням, ми одержуватимемо з лінеаризованого в такий спосіб рівняння (10.27) свідомо більшу швидкість спливання і розтікання газу, ніж це буде насправді, тобто матимемо відомий розрахунковий запас. Відзначмо заодно, що відомий розрахунковий запас міститься вже в одній із прийнятих передумов у самій постановці задачі, відповідно до якої тиск уздовж кожної вертикалі передбачається розподілений гідростатично, що те саме, напір уздовж вертикалі – незмінний. Сталість напору вздовж вертикалі відповідає граничному випадкові плинину в однорідноанізотропному ґрунті з різними вздовж горизонталі і вертикалі коефіцієнтами проникності k_x , k_y , а саме – умові $k_y = \infty$.

Але умова $k_y = \infty$ відповідає нульовому фільтраційному опорі у вертикальному напрямку при збереженні незмінним опору в

горизонтальному, тобто якоюсь мірою зменшенню загального фільтраційного опору. Природно очікувати, що при цьому припущенні ми одержуватимемо не занижену швидкість розтікання, тобто матимемо деякий розрахунковий запас.

Як зауваження загального характеру потрібно відзначити таке: умова $ky \rightarrow \infty$, можна вважати, практично виконується, коли менш в'язка рідина вривається в ділянку, зайняту раніше в'язкішою. Якщо ж, навпаки, в'язкіша рідина витісняє менш в'язку, то рух фронту в'язкішої рідини, що витісняє, наближається до того, що існувало б за умови $ky=0$.

Як буде показано нижче, навіть за цих умов чисельні розрахунки, засновані на розв'язку лінеаризованого рівняння (10.13), коли прийнято $\chi(y) = \chi_{\max} = \chi$, показують дуже мале значення швидкості розтікання для великих сховищ. Справжні ж швидкості розтікання відповідно до сказаного вище повинні бути ще менші.

Слід зазначити, що ми не враховуємо капілярні сили, які істотно перешкоджають розтіканню газу, що також іде в розрахунковий запас. Досліджуючи формулу (10.28) для $\chi(y)$ на максимум, легко одержуємо значення $[\chi(y)]_{\max}$, що відповідає $\eta = \eta_1$

$$\mu_0 + (1 - \mu_0)\eta(1 - 2\eta) - (\eta - \eta^2)(1 - \mu) = 0,$$

відкіля

$$\eta^2 + \frac{2\mu_0}{1 - \mu_0}\eta - \frac{\mu_0}{1 - \mu_0} = 0.$$

Розв'язуючи квадратне рівняння, знаходимо

$$\eta = \eta_1 = \frac{\sqrt{\mu_0} - \mu_0}{1 - \mu_0}; \quad \frac{\eta_1 - \eta_1^2}{\mu_0 + (1 - \mu_0)\eta_1} = \left(\frac{1 - \sqrt{\mu_0}}{1 - \mu_0} \right)^2, \quad (10.29)$$

Оскільки в'язкість газу μ_r набагато менша від в'язкості води μ_v , з достатньою точністю можна вважати в (10.29) $\mu_0 \approx 0$ і

$$[\chi(y)]_{\max} \approx \frac{k_B \gamma_B h}{m \mu_B} = x. \quad (10.30)$$

Лінеаризуючи рівняння (10.25) за максимальним значенням $\chi(y)$, надалі виходитимемо зі звичайного лінійного рівняння теплопровідності

$$\chi \left(\frac{d^2 \omega}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{d\omega}{dr} \right) = \frac{d\omega}{dt}, \quad (10.31)$$

в якому коефіцієнт χ вважається постійним і визначається з рівнянь (10.29) чи (10.30).

Неважко побачити, що для прямолінійного одномірного руху замість (10.31) одержимо

$$\chi \frac{d^2}{dx^2} = \frac{d\omega}{dt}, \quad (10.32)$$

Рівняння (10.31) чи (10.32) слід проінтегрувати за початковою умовою

$$t=0 \quad \omega(r,0) = f(r), \quad (10.33)$$

$$t=0 \quad \omega(x,0) = f(x), \quad (10.34)$$

де функції $f(r)$, $f(x)$ визначаються початковою формою області, зайнятої в пласті газом

$$y_r(r,0) = y(r,0) = f(r). \quad (10.35)$$

Знайшовши $\omega(r, t)$ за допомогою формули (10.25), можна визначити $y(r, t)$. Виконуючи інтеграцію у формулі (10.25) і з огляду на (10.28), одержуємо

$$\begin{aligned} \omega(y) &= \int_0^y \frac{y(h-y)}{\mu_0 h + (1-\mu_0)y} dy = \frac{hy}{(1-\mu_0)^2} - \frac{y^2}{2(1-\mu_0)} - \frac{\mu_0 h^2}{(1-\mu_0)^3} \ln \left(1 + \frac{1-\mu_0}{\mu_0} \cdot \frac{y}{h} \right) = \\ &= \frac{h^2}{1-\mu_0} \left[\frac{\eta}{1-\mu_0} - \frac{\eta^2}{2} - \frac{\mu_0}{(1-\mu_0)^2} \ln \left(1 + \frac{1-\mu_0}{\mu_0} \eta \right) \right]. \end{aligned} \quad (10.36)$$

Формула (10.36) установлює зв'язок між $w(r, t)$ і $y(r, t)$. За малої в'язкості газу, коли можна прийняти $h_0=0$, з формули (10.36) маємо

$$\omega(y) = h^2 \left(\eta - \frac{1}{2} \eta^2 \right). \quad (10.37)$$

Таким чином, за допомогою рівнянь (10.35) і (10.36) можна визначити функцію $\omega(r,0) = f(r)$, що відповідає початковій формі області, зайнятої газом, у момент $t=0$.

Слід відзначити, що лінеаризація рівняння (10.25) призводить до нескінченної швидкості поширення збурювань. Цей факт, добре відомий з теорії лінійних рівнянь теплопровідності, мабуть, не відповідає дійсності, але лінеаризація спрощує одержання розв'язку. Якщо при $t=0$ початкова форма газового об'єму має вигляд, що розширюється до верху поверхні (коли частина підшви вільна від води), то при спливанні вода вриватиметься в сухий ґрунт у виді «язика», що рухається насправді з

деякою кінцевою швидкістю, у той час як швидкість, отримана з лінеаризованих рівнянь теплопровідності, дорівнює нескінченності.

Тому для раніше сухої області лінеаризовані рівняння варто вважати придатними тільки після того, як нею пройде «язик» води. На ділянках, де напочатку рівень води був достатньо високий, лінеаризовані рівняння цілком придатні. Рух «язика» води, що вривається в сухий ґрунт, досить задовільно описується розрахунковою схемою попластового руху $ky=0$. Так, наприклад, П. Я. Кочина показав, що при фільтрації в порожній басейн, на границі якого $x=0$ підтримується постійний напір H_I , швидкість

«язика» води дорівнює $1,143 \left(\frac{k\gamma_B}{\mu_B} \cdot \frac{H_I}{2mt} \right)^{\frac{1}{2}}$, а за схемою $ky=0$ ця швидкість $\left(\frac{k\gamma_R}{\mu_B} \cdot \frac{H_I}{2mt} \right)^{\frac{1}{2}}$

Таким чином, час заповнення водою раніше сухого ґрунту вздовж підшови можна розраховувати за схемою $k_y=0$, узявши для запасу розрахунковий коефіцієнт для швидкості 1,15–1,20. Наступний підйом рівня води — за лінеаризованими рівняннями теплопровідності.

Розв'язки рівняння теплопровідності на площині x, y

$$\chi \left(\frac{d^2 \omega}{dx^2} + \frac{d^2 \omega}{dy^2} \right) = \frac{d\omega}{dt}, \omega = \omega(x, y, t)$$

при початковому розподілі з $\omega(x, y, 0) = f(x, y)$ мають вигляд

$$\omega(x, y, t) = \frac{1}{4\pi\chi t} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} f(x', y') \times \exp \left[-\frac{(x-x')^2 + (y-y')^2}{4\chi t} \right] dx' dy'. \quad (10.38)$$

Для розподілу за центральною симетрією, коли $\omega = \omega(r, t)$, $r^2 = x^2 + y^2$ формулу (10.36) перетворимо, переходячи від декартових координат до полярних r, θ

Вважаючи, що $x = r \cos \theta$, $y = r \sin \theta$, $x' = r' \cos \theta'$, $y' = r' \sin \theta'$ і що показник ступеня в (10.36) є квадратом відстані між точками x, y і x', y' , одержимо, виражаючи елемент площі $dx dy$ у полярних координатах:

$$(x-x')^2 + (y-y')^2 = r^2 + r'^2 - 2rr' \cos(\theta - \theta') \times dx' dy' = r' dr' d\theta'. \quad (10.39)$$

Замість формули (10.25) матимемо

$$\omega(r, t) = \int_0^{2\pi} \int_0^{\infty} f(r') \exp \left[-\frac{r^2 + r'^2 - 2rr' \cos(\theta - \theta')}{4\chi t} \right] r' dr' d\theta', \quad (10.40)$$

де $\omega(r, 0) = f(r)$ — початковий розподіл.

Оскільки $\omega(r, t)$ від полярного кута θ не залежить, у (10.40) можна покласти $\theta=0$ і так подати подвійний інтеграл:

$$\omega(r, t) = \frac{1}{4\pi x t} \int_0^\infty f(r') e^{-\frac{r^2+r'^2}{4xt}} r' dr' \int_0^{2\pi} e^{\frac{rr' \cos \theta'}{2xt}} d\theta'$$

Інтеграл за θ можна обчислити; він дорівнює

$$\int_0^{2\pi} e^{\frac{rr' \cos \theta'}{2xt}} d\theta' = 2\pi I_0\left(\frac{rr'}{2xt}\right), \quad (10.41)$$

де I_0 — функція Бесселя нульового порядку першого роду від уявного аргументу.

Таким чином,

$$\omega(r, t) = \frac{1}{2xt} \int_0^\infty f(r') r' e^{-\frac{r^2+r'^2}{4xt}} I_0\left(\frac{rr'}{2xt}\right) dr'. \quad (10.42)$$

Для одномірного прямолінійного руху аналогічний розв'язок рівняння (10.19) при початковому розподілі $a(x, 0) = f(x)$ має вигляд

$$\omega(x, t) = \frac{1}{2\sqrt{\pi x t}} \int_{-\infty}^\infty f(x') e^{-\frac{(x-x')^2}{4xt}} dx'. \quad (10.43)$$

Зауважмо попутно, що формули (10.42) і (10.43) при зроблених вище припущеннях дають одночасно розв'язок задачі з процесу вирівнювання границі розділення двох рідин різної густини в пористому середовищі, наприклад, вирівнювання спочатку похилого водонафтового контакту після припинення відкачування, осідання конуса підшовної води після припинення відбору зі свердловини і т. д.

У загальному випадку довільної функції $f(r)$ чи $f(x)$ інтеграли (10.42) і (10.43) приходиться обчислювати чисельними методами. Для цього доцільно трохи перетворити формули (10.42) і (10.43). Формулу (10.42) подаймо так:

$$\omega(r, t) = \frac{1}{2xt} \int_0^\infty f(r') r' e^{-\frac{(r'-r)^2}{4xt}} e^{-\frac{2rr'}{4xt}} I_0\left(\frac{rr'}{2xt}\right) dr'.$$

Виходячи з [66], виконаймо заміну змінної

$$\frac{r'-r}{2\sqrt{xt}} = u, r' = r + 2\sqrt{xt}u, \quad (10.44)$$

$$\frac{rr'}{2xt} = \frac{r^2}{2xt} + \frac{ru}{\sqrt{xt}} = \xi. \quad (10.45)$$

Інтеграл (10.42) набуває вигляду

$$\begin{aligned} \omega(r,t) &= \frac{1}{2xt} \int_{-\frac{1}{2\sqrt{xt}}}^{\infty} f(r+2\sqrt{x}tu) \left(r+2\sqrt{x}tu \right) e^{-u^2} \times \\ &\times e^{-\xi} I_0(\xi) 2\sqrt{xt} du = \int_{-\frac{r}{2\sqrt{xt}}}^{\infty} f(r+2\sqrt{x}tu) \times \\ &\times \left(\frac{r}{\sqrt{xt}} + 2u \right) e^{-u^2} e^{-\xi} I_0(\xi) du. \end{aligned} \quad (10.46)$$

Наявність таблиць функції $e^{-\xi} I_0(\xi)$ для значень $0 \leq \xi \leq 16$ дозволяє без утруднень обчислювати інтеграл (10.46). При $\xi \geq 0$ можна скористатися асимптотичним виразом $e^{-\xi} I_0(\xi) \approx (2\pi\xi)^{-\frac{1}{2}}$.

Аналогічно для інтеграла (10.30) за допомогою тієї ж підстановки одержимо

$$\begin{aligned} \omega(x,t) &= \frac{1}{2\sqrt{\pi xt}} \int_{\infty}^{\infty} f(x+2\sqrt{x}tu) e^{-u^2} 2\sqrt{xt} du = \\ &= \frac{1}{\sqrt{\pi}} \int f(x+2\sqrt{x}tu) e^{-u^2} du. \end{aligned} \quad (10.47)$$

У деяких випадках, що мають практичний інтерес, можна дати аналітичний розв'язок, з якого можна з'ясувати основні особливості процесу вирівнювання границі розділення. Як приклад розгляньмо задачу зі спливання і розтікання газу, що спочатку займав у водоносному пласті циліндричний об'єм радіуса.

Початковий розподіл $y_r = y(r, t)$ при цьому буде

$$0 < r < R, y(r,0) = h; R < r < \infty, y(r,0) = 0.$$

Цій умові відповідає такий початковий розподіл $\omega(r,0) = f(r)$

$$0 < r < R, \omega(r,0) = \omega_0 = \frac{h^2}{1-\mu_0} \left[\frac{1}{1-\mu_0} - \frac{1}{2} - \frac{\mu_0}{(1-\mu_0)^2} \ln \frac{1}{\mu_0} \right], \quad (10.48)$$

$$R < r < \infty, \omega(r,0) = 0$$

Цей випадок можна досліджувати просто за допомогою інтеграла (10.42) Інтеграл (10.42) набуває вигляду

$$\omega(r, t) = \frac{\omega_0}{2xt} \int r' e^{-\frac{r^2+r'^2}{4xt}} I_0\left(\frac{rr'}{2xt}\right) dr' \quad (10.49)$$

Відповідно до сказаного вище для області $0 < r < R$, де при $t = 0$ води не було, ми одержуватимемо дуже завищені швидкості підйому води.

Введемо безрозмірні змінні і параметри:

$$\frac{r'}{R} = z, r = \rho; \frac{4xt}{R^2} = \tau; \frac{\omega(r, t)}{\omega_0} = \varphi(\rho, \tau). \quad (10.50)$$

Згідно з (10.48) і (10.50) формула (10.48) при цьому набуває такого вигляду:

$$\varphi(\rho, \tau) = \frac{2}{\tau} \int_0^1 z e^{-\frac{\rho^2+z^2}{\tau}} I_0\left(\frac{2\rho z}{\tau}\right) dz. \quad (10.51)$$

Загалом за будь-яких ρ, τ інтеграл (10.51) доводиться визначати чисельно. За $\rho=0$ і малих τ його можна обчислити у кінцевому вигляді.

Точний розрахунок пластових тисків при закачуванні, простої і відборі газу для заданого розташування свердловин є вкрай складною задачею. Ця задача частково спрощується завдяки тому, що в'язкість газу приблизно в 70–100 разів менша від в'язкості пластової води. Внаслідок цього з високим ступенем точності тиск у газовій зоні можна вважати постійним, що добре узгоджується з дослідями. Знаючи тиск (чи задаючи їм з тих чи інших умов, наприклад, з умови міцності покрівлі) і знаючи густину закачуваного газу, можна визначити об'ємні витрати газу в пластових умовах. Технічний розрахунок пластових тисків у газовій і водяних зонах при відомій об'ємній витраті газу в пластових умовах здійснюють без принципових утруднень за допомогою методу еквівалентних фільтраційних опорів, широко застосовуваного сьогодні при проектуванні розробки нафтових родовищ з нагнітанням агента, що витісняє нафту (звичайно, води), чи без нього.

При цьому так звані зовнішні фільтраційні опори в методі Ю. П. Борисова у випадку водоносного пласта великої довжини є функціями часу. Вид цих функцій можна визначити або з відомих розв'язків Герста, Ван-Евердингена і Маскета для задач пружного режиму при плінні до (чи від) свердловини кінцевого фіксованого радіуса або якимось іншим наближеним методом. Принципово можна, хоча це і пов'язано з похибкою, вважати деяку кількість витеклої води, що надійшла, нестисливою і при розрахунках пересування контуру газонасності —

укрупненої «свердловини» у водоносному пласті змінного в часі радіуса скористатися розв'язком для постійного радіуса, що міняється в часі стрибками.

З робіт іншого напрямку відзначмо дослідження А. Л. Хейна методом «рухливих джерел і стоків», відомим з теорії теплопровідності [40]. Підбираючи належним чином інтенсивність фіктивних рухливих джерел, можна в принципі побудувати деяку систему інтегродиференціальних рівнянь для розв'язання задачі з руху контуру газоносності при нагнітанні чи відборі газу.

Прямолінійний і плоскорадіальний рух границі розділення за незалежних чи слабозалежних від часу граничних умов на свердловинах чи галереях з достатньою точністю можна розрахувати методом послідовної зміни стаціонарних станів чи точнішим методом – інтегральних співвідношень, ідею якого у своїх роботах подав Г. І. Баренблатт. Останній метод для одномірних рухів у принципі можна застосувати і за граничних умов, що залежать від часу, але він пов'язаний із досить складними і громіздкими викладеннями. Тут цілком доречно використати сучасну обчислювальну техніку.

Відзначмо, що при невеликій депресії об'ємні витрати газу в пластових умовах можна визначити за початковим відомим пластовим тиском у водоносному пласті без великої похибки, що, до речі, надалі можна легко оцінити.

Варто вказати важливий результат, що полягає ось у чому: при нагнітанні газу в одну чи групу купчасто розташованих свердловин, коли область газоносності має форму кола, при закачуванні з постійною масовою витратою тиск у газовій області також постійний. А що коло з усіх рівновеликих фігур має найменший периметр, то звідси випливає, що тиск газу за інших рівних умов в області газоносності кругової форми буде найбільший порівняно з областями газоносності інших форм. Якщо газосховище створюють у купольному водоносному пласті з умовою зберігання газу в межах замкненої ізогіпси – геологічного замка, при достатньому темпі нагнітання тиск газу може виявитися надмірно великим і загрозливим для міцності покрівлі. У цьому випадку для зниження тиску слід пробурити водорозвантажувальні свердловини, що, природно, приведе до подорожчання й ускладнить будівництво.

У водоносних пластах, де область газоносності не пов'язана будь-якими границями, розміщенням свердловин можна керувати і регулювати в бажаних межах тиск газу, що нагнітається, без буріння батарей розвантажувальних свердловин. При спорудженні підземних газосховищ у горизонтальних чи похилоспадних водоносних пластах

виникає задача визначення меж площі газоносності при циклічній роботі сховища. Справа в тому, що ємність, зайнята активним газом, тобто газом, що нагнітається влітку і відбирається взимку, за даними світової практики, складає приблизно половину ємності, зайнятої всім газом, закачаним у сховище при його спорудженні на повну розрахункову ємність і продуктивність. Виникає задача з розрахунку меж зміни площі газоносності при відборах і закачуваннях газу, після спорудження і повного заповнення газосховища газом. Ця задача з урахуванням неповноти витиснення в рамках теорії Баклея – Леверетта розв'язав А. М. Власов у такій постановці: відбір газу відбувається до появи в свердловині фронту води, що витісняє, після чого знову починається накачування до досягнення первісного запасу газу, потім знову відбір і закачування до тієї ж величини і так далі. А. М. Власов показав [66], що практичне вирівнювання об'ємів відбору і закачування і стабілізації граничних положень площі газоносності настає приблизно на четвертому–п'ятому циклі після першого відбору. Таким чином, і в цьому відношенні сховище виявляється стабільним.

Як згадувалося, за постійних граничних умов розрахунку тиску в газовій і водяних зонах не викликають принципових труднощів. Оскільки при проектуванні газосховищ звичайно фігурують середні показники об'ємів закачування, прийнятими постійними, то складання технологічних проектів підземних газосховищ і необхідні гідродинамічні розрахунки не викликають особливих принципових труднощів і можуть бути виконані модифікаціями відомих методів, застосовуваних у проектах розробки нафтових родовищ. При цьому, звичайно, якщо параметри пласта досить добре відомі, досягають достатньої для технічних цілей точності і, якщо потрібно, необхідного розрахункового запасу за окремими проектними показниками.

Якщо ж у період закачування темп нагнітання газу непостійний і дебіти, що нагнітаються, міняються в часі, то розрахунок пластових тисків у газовій і водяній зонах у край ускладнюється. Загалом у точній постановці ця задача поки що ще не розв'язана. Цілком достатню точність, судячи з ряду даних, можна досягти за допомогою так званого методу твердих трубок струму, що зводить розрахунок до дослідження руху відзначених часток у потоці однорідної рідини. Похибка методу для неоднорідних рухів границі розділення двох середовищ оцінена в роботах В. Л. Данилова в припущенні, що відбувається повне «поршневе» витіснення однієї рідини іншою. За реальних умов, коли повного витіснення ніколи не існує, а для випадку витіснення води газом коефіцієнт витіснення виявляється дуже низьким, частки рідини, що витісняється, ніби

пручаються зсувові зі своїх природних траєкторій і точність розрахунків за схемою «твердих трубок струму» відповідно підвищується.

Для одномірних рухів границі розділення газ — вода прямолінійного і плоскорадіального (у припущенні, що в'язкістю газу можна знехтувати порівняно з в'язкістю води) можна одержати точний розв'язок при довільній залежності нагнітання чи відбору газу в часі. Для плоскорадіального руху задача зводиться до розв'язання такої нелінійної системи інтегродиференціальних рівнянь:

$$p(r, t) = p_k + \frac{\mu}{4\pi kh} \int_0^t \frac{Q_0(\tau)}{t-\tau} \exp\left[-\frac{r^2}{4\chi(t-\tau)}\right] d\tau, \quad (10.52)$$

$$r \geq R$$

$$m\sigma \frac{dR}{dt} = \frac{R}{8\pi h\chi} \int_0^t \frac{Q_0(\tau)}{(t-\tau)^2} \exp\left[-\frac{R^2}{4\chi(t-\tau)}\right] d\tau, \quad (10.53)$$

$$\pi m \omega h R^2 \rho(p) = W(t), \quad (10.54)$$

$$\rho = \rho(p). \quad (10.55)$$

У цих рівняннях $p=p(r, t)$ — тиск у водяній зоні необмеженого водоносного пласта, куди накачується газ; $Q_0(t)$ — дебіт фіктивного водяного джерела на початку координат, p_k — тиск на нескінченності; $R=R(t)$ — поточний радіус зони газонасиченості; ω — фронтна газонасиченість; $\bar{\omega}$ — середня газонасиченість; $W(t)$ — відома маса газу, що на цей час міститься у пласті; $\rho(p)$ густина газу. Рух вважається ізотермічним, рівняння (10.52) виражає результат суперпозиції в часі потенціалів, викликаних дією фіктивного джерела в точці $r=0$ із змінною у часі відомим дебітом $Q_0(t)$, рівняння (10.53) — закон руху границі розділу $R(t)$ у диференціальній формі, рівняння (10.54) — відомий у кожен момент масовий запас газу, що міститься в пласті.

Для чотирьох невідомих функцій $p(r, t)$, $Q_0(t)$, $R(t)$ і $\rho(p)$, таким чином, ми отримали замкнуту систему з чотирьох рівнянь.

Аналітичне розв'язання системи у разі довільної залежності $W(t)$ вкрай важке. В окремому випадку $W(t) = ct$, $c = \text{const}$ виходить відомий автотельний розв'язок Н. Н. Веригіна.

Загалом $W(t) \neq ct$ числовий розв'язок задачі можна отримати деякою видозміною методу кінцевих різниць, що дозволяє дуже ефективно використовувати сучасну обчислювальну техніку.

При розрахунках переміщення контуру газоносності потрібно знати величину коефіцієнта витиснення на фронті σ і його середнє значення в області газоносності. Дані геофізичних спостережень показали, що витиснення води газом при його закачуванні по всій потужності пласта не відбувається. Внаслідок капілярних ефектів впровадження газу і витиснення води відбуваються тільки за пропластками з найбільшою проникністю. Поза цими пропластками залишається невитиснена вода, утримувана капілярними силами. Потужність пропластків, у які впровадився газ, приблизно становила 0,3–0,25 усієї потужності, оцінюваної близько 8 м.

З огляду на те, що в пропластках, у які проник газ, вода цілком не витиснута, сумарний коефіцієнт витиснення, віднесений до повної потужності пласта, виявляється дуже низьким – дець 0,060–0,100, а іноді і менше. Внаслідок цього газ при закачуванні в пласт поширюється на досить значну площу, тобто коефіцієнт використання об'єму пор у водоносному пласті виявляється досить низьким.

З одного боку, наявність пласта невитисненої води над пропластком, заповненим газом, і гальмівна дія капілярних сил є факторами, що збільшують зберігання газу в пласті, з іншого боку, ці обставини призводять до того, що знижується зворотний відбір газу, тобто щоб уникнути захоплення невитисненої води, що міститься під і над пропластком з газом, потрібно знизити дебіт експлуатаційних свердловин.

Пружний режим роботи ПСГ характеризується тим, що об'єм «газової шапки» збільшується завдяки пружному стиску води і породи в продуктивному горизонті. Згідно з теорією І. А. Чарного загальний технологічний процес закачування газу можна розбити на дві фази. Перша фаза нестационарної фільтрації характеризується тим, що газодинамічне збурення у вигляді стрибка тиску і відповідної швидкості фільтрації, викликане режимом роботи нагнітальної свердловини, розповсюджується радіально від вибою свердловини до контуру газоносності. Радіус контуру газоносності може бути розділений на дві частини. Вздовж першої частини, що простягається від вибою свердловини до границі збурення, спостерігається нестационарна фільтрація газу. Друга частина простягається до газоводяного контакту (ГВК) і характеризується відсутністю всяких збурень. Очевидно, що з плином часу зона пласта, яка відповідає першій фазі фільтрації, збільшуватиметься, тобто збурення розповсюджуватимуться від центру до границі газового покладу. В момент часу, коли збурення досягає контуру газоносності, закінчується перша фаза нестационарної фільтрації

газу і розпочинається друга. Вона характеризується ростом тиску в кожній точці газової області пласта і відповідним переміщенням газоводяного контакту внаслідок пружного стиску води і скелета.

Відповідно до теоретичних досліджень І. А Чарного газодинамічні процеси, що протікають на газовій області впродовж першої фази, можна вважати квазістаціонарними і їх моделювання можна здійснити на основі відповідних математичних моделей.

Друга фаза нестационарної фільтрації з точки зору математичного моделювання дуже складна, оскільки вимагає дослідження руху ГВК і зводиться до моделювання газогідродинамічних нестационарних процесів з умовами на рухомих границях. Класичним у цьому плані є відома задача Стефана. Однак її реалізація вимагає відомостей про закон руху границі розділу фаз. Крім того, штучне розбиття монотонного процесу на дві фази з різними математичними підходами до кожної некоректний у плані вивчення фізичної картини процесу. Тому слід створити математичну модель гідрогазодинамічного процесу в продуктивному горизонті підземного сховища газу, яка адекватно описувала б технологічні процеси відбору і закачування газу і які можна було б перманентно реалізувати на всьому часовому інтервалі.

Для побудови математичної моделі прийнято ряд припущень. По-перше, вважається, що продуктивний пласт має потужність, яка набагато менша за радіус контуру. Це дозволить об'ємну просторову задачу звести до одновимірної. По-друге, вважатимемо фільтрацію газу і рідкої фази в пласті лінійною, що дозволить використати як основне рівняння моделі класичну формулу Дарсі. По-третє, вважатимемо рух середовища в пласті осесиметричним.

За прийнятих припущень для фільтрації газу та води в пористому середовищі пласта на основі формули Дарсі можна записати

$$\left. \begin{aligned} Q_{\Gamma} &= -\frac{\kappa_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} \frac{\partial P}{\partial r} 2\pi r h \\ Q_{\text{в}} &= -\frac{\kappa_{\text{в}}}{\eta_{\text{в}}} \frac{\partial P_{\text{о}}}{\partial r} 2\pi r h \end{aligned} \right\} \quad (10.56)$$

де $P, P_{\text{о}}$ – відповідно тиски на газовій і водянній областях;

$Q_{\text{г}}, Q_{\text{в}}$ – об'ємні витрати газу і води;

$\kappa_{\text{г}}, \kappa_{\text{в}}$ – проникності за газом і водою;

$\eta_{\text{г}}, \eta_{\text{в}}$ – динамічні в'язкості газу і води;

r – лінійна координата;

h – потужність пласта.

Розглядаючи баланс витрат рідини і газу, що затікають і витікають у циліндричний елемент об'ємом $dV=2\pi rhdr$, одержимо рівняння нерозривності для газу чи рідини у вигляді

$$\left. \begin{aligned} -\frac{1}{\rho_g} \frac{\partial Q_g}{\partial r} &= 2\pi rhm \frac{\partial \rho_g}{\partial t} \\ -\frac{1}{\rho_w} \frac{\partial Q_w}{\partial r} &= 2\pi rhm \frac{\partial \rho_w}{\partial t} \end{aligned} \right\} \quad (10.57)$$

де ρ_g, ρ_w – густина газу і води в пластових умовах;

m – коефіцієнт пористості продуктивного горизонту.

Для опису стану реального газу використовують рівняння газового стану у вигляді

$$\frac{P}{\rho_g} = zRT \quad (10.58)$$

де z – коефіцієнт стисливості газу;

R – газова стала.

Зауважмо, що для газового середовища швидкість розповсюдження таких збурень (швидкість звуку) визначається співвідношенням

$$c^2 = \frac{dP}{d\rho_g} \quad (10.59)$$

З іншого боку, маємо $c^2 = k RT$ (k – показник адіабати). Тоді рівняння нерозривності для газової області можна подати у вигляді

$$\frac{\partial Q_g}{\partial r} = \pi rhm \frac{\kappa}{z} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (10.60)$$

Для водяної зони швидкість звуку в середовищі $c^2 = E/\rho_w$ (де E – модуль пружності води). Тому рівняння нерозривності можна звести до вигляду

$$\frac{\partial Q_w}{\partial r} = 2\pi rhmE \frac{\partial P}{\partial t} \quad (10.61)$$

Розв'язуючи спільно для кожної з областей рівняння Дарсі та рівняння нерозривності, після нескладних перетворень одержимо:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\frac{k}{z} R_n T \kappa_g \rho_n}{\eta_g} m \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} \quad (10.62)$$

для водяної області

$$\frac{\partial P_0}{\partial t} = \frac{c^2 k_a}{\eta_a} \rho_a m \frac{\partial^2 P_0}{\partial r^2} \quad (10.63)$$

де R_n, ρ_n – газова стала та густина повітря.
Позначмо

$$\frac{\kappa R_n T k_c \rho_n}{z \eta_c} m = \chi_I$$

$$\frac{c^2 \kappa_a \rho_a}{\eta_a} = \chi_B$$

Тоді одержимо для кожної з областей ідентичні за формулою рівняння

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \chi_c \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} \quad (10.64)$$

$$\frac{\partial P_0}{\partial t} = \chi_B \frac{\partial^2 P_0}{\partial r^2} \quad (10.65)$$

Одержані рівняння покладімо в основу математичної моделі гідрогазодинамічних процесів у продуктивному пласті підземного сховища газу.

Розрахункова схема процесу подана так. У центрі кругового продуктивного пласта радіусом контуру R розміщено укрупнену свердловину діаметром d , через яку в пласт нагнітається газ із масовою витратою Q_m . Газоводяний контакт розташований на відстані l від осі свердловини вздовж радіуса. На контурі продуктивний горизонт закритий. Початковий тиск у пласті вирівняний і в кожній точці становить P_0 . Тиск у водоносній частині P_v розглядають як функцію лінійної координати x (вісь Ox спрямована від контуру до осі свердловини) і часу t .

Отже,

$$P_a = P_0(x, t)$$

Витрата води на контурі відсутня (пласт закритий). Тому $Q(0, t) = 0$. Тоді з рівняння Дарсі маємо

$$\left. \frac{\partial P_a}{\partial x} \right|_{x=0} = -\frac{Q(0, t) \eta_a}{2\pi R h \kappa_a} = 0 \quad (10.66)$$

На границі ГВК лінійна швидкість фільтрації води відповідно до другого рівняння системи (10. 56) становить

$$w_a = \frac{Q_a}{2\pi l h} = -\frac{\kappa_a}{\eta_a} \frac{\partial P_a}{\partial x} \Big|_{x=R-l} \quad (10.67)$$

Тиск на газовій ділянці P_2 розглядають як функцію лінійної координати y (вісь ОУ спрямована від осі свердловини вздовж радіуса) і часу t . Отже

$$P_2 = P_2(y, t)$$

Зауважмо, що $x+y=R$. Витрата газу на вибої свердловини ($y=0$) зв'язана з градієнтом тиску співвідношенням, побудованим на основі першого рівняння системи (10. 56)

$$\frac{\partial P}{\partial y} \Big|_{y=0} = -\frac{Q_m}{\pi d h} \frac{\eta_c}{\kappa_c \rho_c} \quad (10.68)$$

На границі ГВК лінійна швидкість фільтрації газу

$$w_c = \frac{Q_c}{2\pi l h} = -\frac{\kappa_c}{\eta_c} \frac{\partial P_c}{\partial y} \Big|_{y=l} \quad (10.69)$$

За умови нерозривності потоків лінійні швидкості газу і води на границі ГВК повинні бути рівними. Тому з (10.68) і (10.69) дістаємо першу умову на рухомій границі у вигляді

$$\frac{\kappa_l}{\eta_a} \frac{\partial P_a}{\partial x} \Big|_{x=R-l} = \frac{\kappa_c}{\eta_c} \frac{\partial P_c}{\partial y} \Big|_{y=l} \quad (10.70)$$

Другою умовою на рухомій границі є рівність тисків у рідині і газі, тобто

$$P_c(l, t) = P_a(R-l, t) \quad (10.71)$$

Таким чином формалізована постановка завдання має вигляд:

Знайти розв'язок системи рівнянь

$$\begin{cases} \frac{\partial P_a}{\partial t} = \chi_a \frac{\partial^2 P_a}{\partial x^2} \\ \frac{\partial P_c}{\partial t} = \chi_c \frac{\partial^2 P_c}{\partial y^2} \end{cases} \quad (10.72)$$

на інтервалах $0 \leq t \leq \infty$, $0 \leq x < R-l$, $0 < y < l$; $x+y=R$ за початкових умов $P_a(x, 0) = P_c(y, 0) = P_0$.

Граничні умови мають вигляд

$$\frac{\partial P_a}{\partial x} \Big|_{x=0} = 0 \quad (10.73)$$

$$\frac{\partial P_c}{\partial y} \Big|_{y=0} = -\left(\frac{Q_m}{\rho_c}\right) \frac{\eta_c}{\kappa_c \pi d h} = const$$

Умови на рухомій границі

$$\left. \frac{\kappa_g}{\eta_g} \frac{\partial P_g}{\partial x} \right|_{x=R-\ell} = \left. \frac{\kappa_z}{\eta_z} \frac{\partial P_z}{\partial y} \right|_{y=\ell} \quad (10.74)$$
$$P_z(\ell, t) = P_g(R - \ell, t)$$

Крім того, необхідно побудувати закон руху газоводяного контакту $\ell = \ell(t)$

У результаті реалізації поставленого завдання визначають функції $P_g(x, t)$ і $P_z(y, t)$, які характеризують розподіл тисків на газовій і водонесній областях продуктивного горизонту в процесі відбору чи закачування газу в сховище. Крім того, на основі рівнянь Дарсі, що подані у вигляді системи (10.56), на основі розв'язання $P_g(x, t)$ і $P_z(y, t)$ можна визначити витрати води і газу в кожній точці пласта протягом періодів закачування та відбору.

10.3. Моделювання газогідродинамічних процесів у ПСГ в умовах пружноводонапірного режиму

Ідеального водонапірного режиму роботи покладу можна досягти при великій проникності порід продуктивного горизонту, яка забезпечує високу рухливість контурних вод, і за наявності їх відведення з пласта. В такому разі закачування газу в пласт призводить до пропорційного зростання об'єму «газової шапки», а відповідна кількість води вилучається з пласта. Водонапірний режим характеризується сталістю тиску в області «газової шапки» і зміною її об'єму. В умовах ідеального водонапірного режиму швидкість фільтрації рідини не змінюється вздовж лінійної координати, оскільки рідина не стискується. Однак унаслідок недостатньої проникності порід ідеальний водонапірний режим роботи ПСГ практично не зустрічається. Реальний режим роботи сховища можна охарактеризувати як пружноводонапірний, для якого характерний і пружний стиск рідини, і її відтік з продуктивного горизонту.

На практиці пружноводонапірний режим зустрічається при створенні ПСГ у водонесних структурах з розвантаженням води на поверхню. В таких випадках у центрі покладу пробурюють експлуатаційно-нагнітальні газові свердловини, а по контуру – водяні розвантажувальні. В період циклу закачування газ нагнітається в центральну частину покладу, а вода піднімається розвантажувальними свердловинами на поверхню. Під час циклу відбору вода закачується в пласт, а газ відбирається через експлуатаційні свердловини. При реальних значеннях проникності

породи продуктивного горизонту в таких випадках забезпечується пружноводонапірний режим роботи сховища.

Крім указанного випадку, пружноводонапірний режим забезпечується, якщо великий водоносний поклад має декілька «газових шапок». У такому разі при закачуванні газу в одну з них вода переміщується, стискаючи газ в іншій.

Існують також сховища, в яких пружноводонапірний режим забезпечують перетоки води в інший горизонт. Математичне моделювання різних варіантів створення ПСГ надзвичайно складне як у плані побудови, так і в плані реалізації моделі. Найпростішим з точки зору створення математичної моделі є варіант ПСГ із розвантаженням води на поверхню. Тому тут побудовано модель для варіанту ПСГ із розвантаженням води на поверхню з подальшим узагальненням її для всіх інших випадків.

Математичну модель будують за таких припущень:

потужність продуктивного горизонту набагато менша за радіус контуру;

фільтрація рідини і газу в пласті лінійна;

рух середовища в пласті симетричний.

Перше припущення дозволяє просторову задачу перевести в розряд одновимірних. На основі другого припущення для фільтрації води і газу можна записати рівняння Дарсі у вигляді:

$$\left. \begin{aligned} Q_g &= -\frac{\kappa_g}{\eta_g} \frac{\partial P}{\partial r} 2\pi r h \\ Q_w &= -\frac{\kappa_w}{\eta_w} \frac{\partial P_0}{\partial r} 2\pi r h \end{aligned} \right\} \quad (10.75)$$

Третє припущення дозволяє побудувати розрахункову схему процесу.

У центрі однорідного циліндричного пласта, що має радіус контуру R , розміщено укрупнену газову експлуатаційно-нагнітальну свердловину діаметром d_g , яка дозволяє вести закачування чи відбір газу з продуктивного горизонту з витратою Q_m . До початку процесу газ і рідина в пористому середовищі перебували в рівновазі. При цьому тиск був розподілений площею пласта рівномірно і становив P_0 . Границя ГВК віддалена від осі укрупненої свердловини вздовж радіуса на віддаль l . На контурі покладу розміщено укрупнену водяну розвантажувальну свердловину діаметром d_w . Початок координатної осі Ox збігається з вибоєм укрупненої водяної свердловини, а її напрям збігається з радіусом контуру.

Координатна вісь ОУ має початок на вибої укрупненої газової свердловини і спрямована вздовж радіуса. Таким чином у кожен момент часу справедливо $x + y = R$.

Основу математичної моделі становить система рівнянь

$$\begin{aligned}\frac{\partial P}{\partial t} &= \chi_z \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} \\ \frac{\partial P_0}{\partial t} &= \chi_B \frac{\partial^2 P_0}{\partial x^2}\end{aligned}\tag{10.76}$$

Краєва задача будується на основі таких міркувань. До початку технологічного процесу закачування чи відбору газу система перебувала в рівновазі, внаслідок чого пластовий тиск рівномірно розподілений по площі, тобто

$$P(y, 0) = P_0(x, 0) = P_0.\tag{10.77}$$

Від початку закачування газу на вибої укрупненої газової свердловини в центрі покладу забезпечується постійна витрата газу. Відповідно до першого рівняння системи (10.56) градієнт тиску

$$\left. \frac{\partial P}{\partial y} \right|_{y=0} = -\frac{Q_m \eta_z}{\kappa_z \pi d_{1z} h}\tag{10.78}$$

На вибої розвантажувальної свердловини забезпечується постійна витрата води величиною Q_B . На основі другого рівняння системи (10.56) градієнт тиску

$$\left. \frac{\partial P_0}{\partial x} \right|_{x=0} = \frac{Q_B \eta_a}{\kappa_a \pi d_a h}\tag{10.79}$$

На границі газового контакту за весь час процесу спостерігаються рівність лінійних швидкостей фільтрації газу і води і рівність тисків рідини і газу. На основі рівняння Дарсі лінійна швидкість фільтрації середовища пропорційна градієнтові тиску. Тому, використовуючи рівняння границі, отримаємо

$$\left. \frac{\kappa_z}{\eta_z} \frac{\partial P}{\partial y} \right|_{y=\ell} = \left. \frac{\kappa_a}{\eta_a} \frac{\partial P_0}{\partial x} \right|_{x=R-\ell}\tag{10.80}$$

Рівність тисків рідини і газу на рухомій границі має вигляд

$$P(\ell, t) = P_0(R - \ell, t)$$

Таким чином, поставлена задача зводиться до такої математичної моделі.

Знайти розв'язок системи диференційних рівнянь

$$\begin{aligned}\frac{\partial P(y,t)}{\partial t} &= \chi_z \frac{\partial^2 P(y,t)}{\partial y^2} \\ \frac{\partial P_0(x,t)}{\partial t} &= \chi_B \frac{\partial^2 P(x,t)}{\partial x^2}\end{aligned}\quad (10.81)$$

для умов $0 < t < \infty$, $0 \leq y \leq R$, $x + y = R$.

Початкові умови $P(y,0) = P_0$, $P_0(x,0) = P_0$.

Граничні умови

$$\begin{aligned}\left. \frac{\partial P(y,t)}{\partial y} \right|_{y=0} &= -\frac{Q_m \eta_z}{\kappa_z \pi d_z h} \\ \left. \frac{\partial P(x,t)}{\partial x} \right|_{x=0} &= \frac{Q_a \eta_a}{\kappa_a \pi d_a h}\end{aligned}\quad (10.82)$$

Умови на рухомій границі

$$\begin{aligned}\left. \frac{\kappa_z}{\eta_z} \frac{\partial P(y,t)}{\partial y} \right|_{y=\ell} &= \left. \frac{\kappa_a}{\eta_a} \frac{\partial P_0}{\partial x} \right|_{x=\ell} \\ P(\ell,t) &= P_0(R - \ell,t)\end{aligned}\quad (10.84)$$

Розв'язком поставленої задачі є функції $P(y,t)$ і $P_0(x,t)$, що визначають розподіл тиску на газовій і рідинній областях продуктивного горизонту в процесі закачування чи відбору газу за умов розвантаження води на поверхню. Крім того, використовуючи рівняння Дарсі, можна отримати розподіл витрати або швидкості фільтрації газу і води залежно від лінійної координати і в часі.

Для реалізації поставленої задачі необхідно задати дебіт розвантажувальної укрупненої свердловини Q_0 . Якщо модель описує реальний технологічний процес створення чи експлуатації сховища з розвантаженням води на поверхню, то вказана величина реальна і відома.

В інших випадках (перетікання в суміжний горизонт, стиснення газу в паралельних пластах) дебіт розвантажувальної водяної свердловини при закачуванні газу в пласті є величиною фіктивною. Вона повинна відображати відтік води з продуктивного горизонту при закачуванні газу. Однак безпосередньо знайти цю величину неможливо. Тому пропонують метод адаптації моделі. Він потребує інформації про передісторію експлуатації родовища чи сховища, тобто фактичних даних про розподіл тиску на газовій області продуктивного горизонту в період

експлуатації. При цьому, очевидно, відомими є дебіти експлуатаційних свердловин та пластові умови. Для одного з відтинків часу, для якого передісторія експлуатації родовища відома, реалізують запропоновану математичну модель. При цьому продуктивність розвантажувальних свердловин вважається рівною нулю. До речі, таке припущення зводить дану задачу до попередньої, в якій розглядається пружний режим роботи покладу. Очевидно, що прогнозні тиски, отримані в результаті реалізації моделі, відрізняються від фактичних значень у конкретних точках пласта. Виникають різниці

$$\Delta P_i = |P_{\phi_i} - P_{n_i}| \quad (10. 85)$$

де P_{ϕ_i} , P_{n_i} – відповідно фактичне і прогнозоване значення тиску в i -й точці пласта.

Очевидно, що різниці Δp_i можна розглядати як функції продуктивності розвантажувальної укрупненої водяної свердловини Q_a . Отже, можна змінювати величину Q_a у моделі таким чином, щоб сума квадратів розбіжностей між фактичними і прогнозованими тисками стала мінімальною, тобто до виконання умови

$$\sum_i \Delta P_i^2 = \sum_i (P_{\phi_i} - P_{n_i})^2 \rightarrow \frac{\min}{Q_a} S$$

Одержане таким чином фіктивне значення продуктивності розвантажувальної водяної свердловини можна використати для подальших прогнозних розрахунків режимів роботи сховища.

При закачуванні газу в продуктивний горизонт в умовах пружного режиму важливе значення має процес формування газового простору і зв'язаний з ним процес переміщення газоводяного контакту (ГВК). Визначальними факторами впливу на вказані процеси є пластовий тиск і темп закачування газу, від яких залежить швидкість фільтрації газу і води в пористому середовищі.

Газогідродинамічна одномірна математична модель продуктивного горизонту будувалась за таких припущень:

продуктивний горизонт являє собою циліндр з потужністю h , набагато меншою за радіус контуру R , однорідний щодо параметрів пористого середовища;

у геометричному центрі пласта розміщено укрупнену свердловину, через яку ведуть закачування газу з постійною масовою продуктивністю Q_m , а контур, підшва і дах ізольовані;

контур ГВК на початковий момент часу має радіус u ;

фільтрація газу і води в пористому середовищі лінійна.

За вказаних припущень реалізація моделі має за мету встановити швидкість переміщення ГВК у процесі формування газоносного простору.

Математична модель представлена системою двох рівнянь у часткових похідних, записаних для порового простору, зайнятого газом і водою:

$$\frac{\partial P_g}{\partial t} = \kappa_g \frac{\partial^2 P_g}{\partial x^2} \tag{10.86}$$

$$\frac{\partial P_z}{\partial t} = \kappa_z \frac{\partial^2 P_z}{\partial y^2}$$

де P_g, P_z – тиски в водяній і газовій областях продуктивного горизонту;

κ_g, κ_z – коефіцієнти п'єзопровідності у водному і газовому середовищі пласта відповідно;

x, y – просторові координати, причому $x + y = R$.

Вважається, що на початку тиск пластом розподілений рівномірно, тобто

$$t = 0 \quad P_g(x, 0) = P_z(y, 0) = P_0 \tag{10.87}$$

Починаючи з певного часу $t > 0$, в центрі пласта проводять закачування газу, а на контурі фільтрація води не спостерігається. Використавши рівняння Дарсі, одержимо граничні умови у вигляді:

$$\frac{\partial P_z}{\partial y} \Big|_{y=0} = -\frac{\nu_z}{k_z} \left(\frac{Q_m}{F} \right) \tag{10.88}$$

$$\frac{\partial P_z}{\partial y} \Big|_{x=0} = 0$$

На рухомій границі ГВК спостерігається рівність лінійних швидкостей газової та рідкої фази

$$\frac{k_z}{\nu_z} \frac{\partial P_z}{\partial y} \Big|_{y=l} = \frac{k_g}{\nu_g} \frac{\partial P_g}{\partial y} \Big|_{x=R-l} \tag{10.89}$$

де $l(t)$ – координата рухомої границі ГВК;

κ_g, κ_z – фазові проникливості пористого середовища за газом і водою;

ν_z, ν_g – кінематичні в'язкості газу і води;

F – площа поверхні поступлення газу в пласт.

Розв'язку рівнянь системи шукали методом Фур'є окремо для газової і водної областей.

Відповідно до методу Фур'є тиски на газовій і водній областях як функції двох змінних (лінійної координати і часу) подавали кожен у вигляді добутку двох функцій, кожна з яких залежить тільки від однієї змінної, тобто

$$\begin{aligned} P_g(x, t) &= X(x) \cdot T(t) \\ P_w(y, t) &= Y(y) \cdot T_1(t) \end{aligned} \quad (10.90)$$

Тоді рівняння системи (10.86) матимуть вигляд

$$\begin{aligned} XT' &= X''T \\ YT_1' &= Y''T \end{aligned} \quad (10.91)$$

Розділивши кожне з одержаних рівнянь на вихідну функцію, матимемо

$$\begin{aligned} \frac{T_n'}{T} &= \frac{X''}{X} = -\lambda_n^2 \\ \frac{T_1'}{T} &= \frac{Y''}{Y} = -\lambda_n^2 \end{aligned} \quad (10.92)$$

де λ_n – абстрактне число, що підлягає визначенню. З першого рівняння (10.92) одержуємо систему

$$\begin{aligned} \frac{T'}{T} &= -\lambda_n^2 \\ \frac{X''}{X} &= -\lambda_n^2 \end{aligned} \quad (10.93)$$

Розв'язками (10.93) будуть функції

$$\begin{aligned} X(x) &= A \sin x + \lambda B \cos \lambda_n x \\ T(t) &= C e^{-\lambda^2 t} \end{aligned}$$

де А, В, С – сталі інтегрування.

Тепер шукана функція згідно з (10.90) має вигляд

$$P_g(x, t) = (a \sin \lambda x + b \cos \lambda_n x) e^{-\lambda^2 t} \quad (10.94)$$

де $a = AC$; $b = BC$.

$$P_2(y, t) = (\alpha_n \sin \lambda_n y + \beta \cos \lambda_n y) e^{-\lambda^2 t} \quad (10.95)$$

Для визначення коефіцієнтів а, b, α , β використовуємо граничні умови. Градієнт тиску

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_a}{\partial x} &= (\alpha \lambda_n \cos \lambda x - b \lambda_n \sin \lambda x) e^{-\lambda_n^2 t} \\ \frac{\partial P_z}{\partial y} &= (\alpha \lambda_n \cos \lambda_n y - \beta \lambda_n \sin \lambda_n y) e^{-\lambda_n^2 t}\end{aligned}\quad (10.96)$$

Для водоносної області умова на початку ($x=0$) однорідна, тобто

$$\frac{\partial P_a}{\partial x} = 0. \text{ Тому з першого рівняння (10.96) маємо } a=0. \text{ Для газової області}$$

умова на початку неоднорідна. Тому шукану функцію $P_z(x, t)$ запишемо у вигляді

$$P_z(y, t) = \bar{P}_z(y, t) + \gamma + \gamma_1 y \quad (10.97)$$

де $\bar{P}_z(y, t)$ – функція, що задовольняє вихідне рівняння і для якої умова на початку ($y=0$) однорідна

$$\left. \frac{\partial \bar{P}_z}{\partial y} \right|_{y=0} = 0 \quad (10.98)$$

γ, γ_1 – постійні коефіцієнти, які підлягають визначенню.

На основі першого рівняння системи (10.88) маємо

$$\left. \frac{\partial P_z}{\partial y} \right|_{y=0} = \left. \frac{\partial \bar{P}_z}{\partial y} \right|_{y=0} + \gamma_1 = -\frac{v_z}{\kappa_z} \left(\frac{Q_m}{F} \right) \quad (10.99)$$

Звідти

$$\gamma_1 = -\frac{\gamma_z}{\kappa_z} \left(\frac{Q_m}{F} \right) \quad (10.100)$$

Тоді

$$P_z(y, t) = \bar{P}_z(y, t) - \left(\frac{\gamma_z}{\kappa_z} - \frac{Q_m}{F} \right) y \quad (10.101)$$

Використовуючи умову однорідності (10.97), з другого рівня $\alpha = 0$ системи (10.95) маємо

Тепер для шуканих функцій маємо

$$\left. \begin{aligned} P_a(x, t) &= b \cos \lambda_1 x e^{-\lambda_1^2 t} \\ P_z &= -\left(\frac{\gamma_z}{\kappa_z} \frac{Q_m}{F} \right) y + \beta \cos \lambda_n y e^{-\lambda_n^2 t} \end{aligned} \right\} \quad (10.102)$$

Гradientи тисків

$$\frac{\partial P_a}{\chi} = -b \lambda_n \sin \lambda_n x e^{-\lambda^2 t}$$

$$\frac{\partial P_z}{\partial y} = -\left(\frac{v_z}{\kappa_z} \frac{Q_m}{F}\right) - \beta \lambda_n \sin \lambda_n y e^{-\lambda^2 t} \quad (10.103)$$

З умови рівності лінійних швидкостей на рухомій границі, записаної у вигляді (10.89), маємо

$$-\left(\frac{v_z}{\kappa_z} \frac{Q_m}{F}\right) - \beta \sin \lambda_n \ell e^{-\lambda^2 t} = b \lambda_n \sin \lambda_n (R - \ell) e^{-\lambda^2 t} \quad (10.104)$$

З умови рівності тисків на рухомій границі маємо

$$b \cos \lambda_n (R - \ell) e^{-\lambda^2 t} = -\left(\frac{v_i}{\kappa_z} \frac{Q_m}{F}\right) \ell + \beta \cos \lambda_n \ell e^{-\lambda^2 t} \quad (10.105)$$

На основі (10.104) і (10.105) одержимо рівняння для знаходження невідомого параметра λ_n і коефіцієнтів b і β , які визначаються шляхом розкладу в ряд Фур'є функцій, що виражають початкові умови

$$b_n = \frac{2}{R - \ell} \int_0^{R - \ell} P_a(x, 0) \cos \lambda_n x dx$$

$$\beta_n = \frac{2}{\ell} \int_0^{\ell} P_z(y, 0) \cos \lambda_n y dy$$

Після інтегрування і нескладних математичних перетворень одержимо шукані розв'язки.

Для газової області продуктивного горизонту одержимо:
для тиску як функції часу і просторової координати

$$P_z(y, t) = P_0 - \frac{\eta}{\kappa_z} \frac{Q_m}{\rho F} y + \quad (10.106)$$

$$+ 2 \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{P_0}{\lambda_n l} (1 - \cos \lambda_n l) + \frac{\eta}{\kappa_z} \frac{Q_m}{\rho F} \left(\frac{1}{\lambda_n^2 l} \sin \lambda_n l - \frac{1}{\lambda_n} \cos \lambda_n l \right) \right] \exp(-\lambda_n^2 \kappa_z t) \sin \lambda_n y$$

для швидкості фільтрації газу

$$W_z(y, t) = \frac{Q_m}{\rho F} - \quad (10.107)$$

$$- 2 \frac{\kappa_z}{\eta} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{P_0}{\lambda_n l} (1 - \cos \lambda_n l) + \frac{\eta}{\kappa_z} \frac{Q_m}{\rho F} \left(\frac{1}{\lambda_n^2 l} \sin \lambda_n l - \frac{1}{\lambda_n} \cos \lambda_n l \right) \right] \exp(-\lambda_n^2 \kappa_z t) \cos \lambda_n y$$

де η – динамічна в'язкість газу.

Для розподілу тиску і швидкості фільтрації води у водоносній частині пласта отримано

$$P_e(x, t) = P_0 - 2P_0 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1 - \cos \lambda_n(R-l)}{\lambda_n(R-l)} \exp(-\lambda_n^2 \kappa_e t) \cos \lambda_n(R-x) \quad (10.108)$$

$$W(x, t) = 2 \frac{k_e}{v_e \rho} P_0 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1 - \cos \lambda_n(R-l)}{\lambda_n(R-l)} \exp(-\lambda_n^2 \kappa_e t) \cos \lambda_n(R-x_e)$$

Одержані розв'язки містять параметр λ_n , який залежить від положення ГВК і отже є функцією часу. Можна показати, що він є коренем алгебраїчного трансцендентного рівняння

$$\cos \lambda_n R (1 + \operatorname{tg} \lambda_n R \cdot \operatorname{tg} \lambda_n l) = \exp(\kappa_e - \kappa_z) \quad (10.109)$$

Як видно з рівняння, його корені λ_n залежать від положення ГВК на кожен момент часу, отже вони є функціями часу. Тому для реалізації поставленої задачі необхідно побудувати закон руху ГВК.

Розрахунок переміщення ГВК і розподіл тисків на газовій та рідинній області продуктивного горизонту пропонують вести, використавши наступний алгоритм:

1. При заданому початковому положенні ГВК, яке характеризується радіусом $l(t) = l_0$, знаходять корені рівняння (10.109).

2. Задаються проміжком часу Δt , на кінець якого з рівняння (10.108) визначають розподіл тисків і лінійних швидкостей газу вздовж радіуса.

3. Якщо при цьому швидкість фільтрації газу на віддалі l_0 $W(l_0, \Delta t) = 0$ (газодинамічне збурення не дійшло до ГВК), то задаються новим проміжком часу Δt і розрахунок повторюють, починаючи з п.2.

4. Якщо на кінець j -го проміжку часу $W(l_0, j\Delta t) \neq 0$, то визначають віддаль, на яку перемістився ГВК за час Δt $\Delta l = W(l_0, j\Delta t)\Delta t$ і нове значення радіуса ГВК $l = l_0 + \Delta l$.

5. Використовуючи рівняння (10.109), знаходять нове значення параметра λ_n і будують розподіл тисків та лінійних швидкостей у газовій і рідинній зонах пласта, за яким знаходять нове значення лінійної швидкості газу на границі ГВК. Використавши це значення, повертаються до п. 4 і роблять новий часовий крок.

6. Закон переміщення ГВК будують на основі даних про величини Δl на кінець кожного проміжку часу Δt .

Таким чином, одержані математичні моделі гідрогазодинамічних процесів у продуктивному горизонті ПСГ для умов пружного режиму

закачування газу і запропонований алгоритм їх реалізації дозволяють відтворити реальну картину технологічного процесу створення сховища у водоносних пластах.

При закачуванні газу в продуктивний горизонт за умов високої рухливості контурних вод режим роботи ПСГ близький до водонапірного. В ідеальному варіанті середня швидкість фільтрації води в кожному з перерізів пласта повинна бути однаковою. Реально існує певний пружний стиск води, у зв'язку з чим швидкість фільтрації змінюється вздовж просторової координати. Тому швидкості фільтрації води в зоні газоводяного контакту (ГВК) і на контурі на кожному відтинку часу будуть різними. Це викликає труднощі в математичному моделюванні газогідродинамічних процесів у продуктивному горизонті, пов'язані з невизначеністю граничних умов. Тому з метою створення математичної моделі фільтрації води на контурі пласта імітують розвантаження води на поверхню через експлуатаційні свердловини з умовним дебітом Q_B , який вважатимемо адаптивним параметром.

Тоді газогідродинамічна одномірна осесиметрична математична модель продуктивного горизонту з потужністю h і радіусом контуру R при умові лінійної фільтрації води і газу в пористому середовищі представляється системою рівнянь:

$$\frac{\partial P_g}{\partial t} = \kappa_g \frac{\partial^2 P_g}{\partial x^2} \quad (10.110)$$

$$\frac{\partial P_z}{\partial t} = \kappa_z \frac{\partial^2 P_z}{\partial y^2}$$

де P_g, P_z – тиски в водяній і газовій областях продуктивного горизонту;

κ_g, κ_z – коефіцієнти п'езопровідності у водному і газовому середовищі пласта відповідно;

x, y – просторові координати, причому $x + y = R$.

Вважається, що до початку закачування газу тиск пластом розподілений рівномірно, тобто

$$t = 0 \quad P_g(x, 0) = P_z(y, 0) = P_0 \quad (10.111)$$

Починаючи з певного часу $t > 0$, в центрі пласта проводять закачування газу з масовою продуктивністю Q_m , а на контурі – відбір

води з масовим дебітом Q_B . Використавши рівняння Дарсі, одержимо граничні умови у вигляді:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_z}{\partial y} \Big|_{y=0} &= -\frac{v_z}{k_z} \left(\frac{Q_m}{F} \right) \\ \frac{\partial P_z}{\partial x} \Big|_{x=0} &= -\frac{v_B}{k_B} \left(\frac{Q_B}{f} \right) \end{aligned} \quad (10.112)$$

На рухомій границі ГВК спостерігається рівність лінійних швидкостей газової та рідкої фази

$$\frac{k_z}{v_z} \frac{\partial P_z}{\partial y} \Big|_{y=l} = \frac{k_g}{v_g} \frac{\partial P_g}{\partial x} \Big|_{x=R-l} \quad (10.113)$$

де $l(t)$ – координата рухомої границі ГВК;

κ_z, κ_g – фазові проникливості пористого середовища за газом і водою;

v_z, v_g – кінематичні в'язкості газу і води;

F, f – площа поверхонь поступлення газу в пласт і відбору води відповідно.

Розв'язок рівнянь системи шукали, як і в попередньому випадку, методом Фур'є окремо для газової і водної областей. Для тисків на газовій і водній областях як функції часу і просторової координати одержимо

$$\begin{aligned} P_z(x,t) &= P_0 - \frac{\eta}{k_z} \frac{Q_m}{\rho F} (R-x) + \\ &+ \frac{2}{R-1} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\int_0^{R-l} \left(P_0 + \frac{v_z}{k_z} \left(\frac{Q_m}{F} \right) (R-x) \sin(\lambda_n x) dx \right) \exp(-\lambda_n^2 \kappa_z t) \cos(\lambda(R-x)) \right] \\ P_B(x,t) &= P_0 - \frac{v_B}{k_B} \frac{Q_B}{f} x + \\ &+ \frac{2}{1} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\int_0^l \left(P_0 + \frac{v_{Bz}}{k_B} \left(\frac{Q_B}{f} \right) x \sin(\lambda_n x) dx \right) \exp(-\lambda_n^2 \kappa_{Ht}) \cos(\lambda x) \right] \end{aligned} \quad (10.114)$$

для швидкості фільтрації газу

$$\begin{aligned} W_z(y,t) &= \frac{Q_m}{\rho F} - \\ &- 2 \frac{k_z}{\eta} \frac{\partial}{\partial x} \left\{ \frac{2}{R-1} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\int_0^{R-l} \left(P_0 + \frac{v_z}{k_z} \left(\frac{Q_m}{F} \right) (R-x) \sin(\lambda_n x) dx \right) \exp(-\lambda_n^2 \kappa_z t) \cos(\lambda(R-x)) \right] \right\} \end{aligned} \quad (10.115)$$

де η – динамічна в'язкість газу.

Одержані розв'язки містять параметр, який залежить від положення ГВК і отже є функцією часу. Можна показати, що він є коренем алгебраїчного трансцендентного рівняння

$$\cos \lambda_n R (tg \lambda_n R \cdot tg \lambda_n l - 1) = \exp(\kappa_g - \kappa_z) \quad (10.116)$$

Як видно з рівняння, його корені λ_n залежать від положення ГВК на кожен момент часу, отже вони є функціями часу. Тому для реалізації поставленої задачі слід побудувати закон руху ГВК.

Розрахунок переміщення ГВК і розподіл тисків в газовій та рідинній області продуктивного горизонту пропонують вести, використавши такий алгоритм:

7. Використовуючи передісторію експлуатації ПСГ, вибирають пластові тиски на певний момент часу закачування газу і, використовуючи рівняння системи (10.114), визначають фіктивний дебіт водяної розвантажувальної свердловини Q_B для кожного з моментів часу.

8. Залежно від мети розрахунку визначений фіктивний дебіт розвантажувальної свердловини як адаптивний параметр можна усереднити або побудувати функцію його зміни в часі.

9. Використовуючи одержані результати, адаптують рівняння системи (10.114) і (10.115) до реальних умов.

10. При заданому початковому положенні ГВК, яке характеризується радіусом $l(t) = l_0$, знаходять корені рівняння (10.116).

11. Задаються проміжком часу Δt , на кінець якого з рівнянь (10.114) і (10.115) визначають розподіл тисків і лінійних швидкостей газу вздовж радіуса.

12. Якщо при цьому швидкість фільтрації газу на віддалі $l_0 W(l_0, \Delta t) = 0$ (газодинамічне збурення не дійшло до ГВК), то задаються новим проміжком часу Δt і розрахунок повторюють, починаючи з п. 5.

13. Якщо на кінець j -го проміжку часу $W(l_0, j\Delta t) \neq 0$, то визначають віддаль, на яку перемістився ГВК за час $\Delta t \Delta l = W(l_0, j\Delta t)\Delta t$, і нове значення радіуса ГВК $l = l_0 + \Delta l$.

14. Використовуючи рівняння (10.116), знаходять нове значення параметра λ_n і будують розподіл тисків та лінійних швидкостей у газовій і рідинній зонах пласта, за яким знаходять нове значення лінійної швидкості газу на границі ГВК. Використавши це значення, повертаються до п. 7 і роблять новий часовий крок.

15. Закон переміщення ГВК будують на основі даних про величини на кінець кожного проміжку часу Δt .

Таким чином, одержані математичні моделі гідрогазодинамічних процесів у продуктивному горизонті ПСГ для умов водонапірного режиму закачування газу і запропонований алгоритм їх реалізації дозволяють

відтворити реальну картину технологічного процесу створення сховища у виснажених газових родовищах.

Слід відзначити, що математична модель ПСГ із розвантаженням води на поверхню зводиться до попередньої задачі, якщо продуктивність розвантажувальної свердловини прийняти рівною нулю.

Якщо модель реалізується для випадку ПСГ із розвантаженням води на поверхню, то дебіт розвантажувальної свердловини приймається рівним сумарному дебіту всіх розвантажувальних свердловин і подальша реалізація моделі не викликає труднощів.

У разі, коли об'єм водоносної частини змінюється завдяки міжпластовим перетокам, необхідно визначити фіктивний дебіт розвантажувальної укрупненої свердловини таким чином, щоб прогноз математичної моделі максимально адаптувався до реальних даних. Для цього рекомендують використати інформацію про передісторію експлуатації сховища. Нехай за минулий рік експлуатації ПСГ відомий розподіл тисків радіусом газоносної області на момент часу τ від початку закачки. Іншими словами, відомі значення тисків $P(r_i, \tau) = p_i (i = 1 \dots m)$. Очевидно, що на основі створеної моделі можна розрахувати величини цих тисків при довільному значенні дебіту розвантажувальної укрупненої свердловини, наприклад при $Q_B = 0$. Одержимо деякий масив прогнозних значень тисків в ідентичних точках пласта на аналогічний момент часу $P_m(r_i, \tau)$. Очевидно також, що прогностні і фактичні дані збігатимуться з певною похибкою тільки для деякого значення дебіту укрупненої свердловини Q_B . Пропонується відшукати його величину на основі методу найменших квадратів.

Сума квадратів розбіжностей між фактичними і прогнозними значеннями тисків

$$S = \sum_{i=1}^m (P_m(r_i, \tau) - p_i)^2 \quad (10.117)$$

Використовуючи залежності (10.114), одержимо

$$S = \sum_{i=1}^m \left(P_0 - p_i - \frac{v_B}{B} \frac{Q_B}{F} r_i + \frac{2}{1} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\int_0^l \left(P_0 + \frac{v_{Bz}}{k_B} \left(\frac{Q_B}{f} \right) x \sin(\lambda_n x) dx \right) \exp(-\lambda_n^2 \kappa_H \tau) \cos(\lambda r_i) - \frac{v_B}{\kappa_B} \frac{Q_B}{F} x + \frac{2}{1} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\int_0^l \left(P_0 + \frac{v_{Bz}}{k_B} \left(\frac{Q_B}{f} \right) x \sin(\lambda_n x) dx \right) \exp(-\lambda_n^2 \kappa_H \tau) \cos(\lambda r_i) \right]^2 \right. \right. \quad (10.118)$$

Тоді метод найменших квадратів зводиться до процедури

$$\frac{\partial S}{\partial Q_B} = 0 \quad (10.119)$$

Після диференціювання одержимо

$$2m \frac{v_B l}{k_B f} \sum_{i=1}^m (P_0 - P_i - \frac{v_B}{B} \frac{Q_B}{F} r_i + \frac{2}{1} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\int_0^l (P_0 + \frac{v_{Bz}}{k_B} \left(\frac{Q_B}{f} \right) x \sin(\lambda_n x) dx \right] \exp(-\lambda_n^2 \kappa_H \tau) \cos(\lambda_i r_i) - \frac{v_B}{\kappa_B} \frac{Q_B}{F} x + \frac{2}{1} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\int_0^l (P_0 + \frac{v_{Bz}}{k_B} \left(\frac{Q_B}{f} \right) x \sin(\lambda_n x) dx \right] \exp(-\lambda_n^2 \kappa_H \tau) \cos(\lambda_i r_i) = 0 \quad (10.120)$$

Рівняння (10.36) є вихідним рівнянням для визначення фіктивного дебіту укрупненої розвантажувальної свердловини, тобто сумарної величини перетоків рідини.

10.4. Особливості роботи ПСГ у водоносних структурах

З метою вивчення закономірностей формування сховища у відносній структурі і особливостей його експлуатації за допомогою побудованих математичних моделей проведені серії розрахунків для умов гіпотетичного ПСГ. У розрахунках вважалося, що сховище створене в продуктивному горизонті циліндричної форми, для якого потужність пласта набагато менша від радіуса контуру, в центрі комплексу розміщена укрупнена експлуатаційно-нагнітальна свердловина, в яку закачується газ (або відбирається з неї) з постійною масовою витратою. Розглядається два випадки створення сховища. В першому контур водоносності був ізольований, тобто система вважалась замкнутою. В другому випадку на контурі водоносності розміщено укрупнену розвантажувальну водяну свердловину з постійним дебітом, або ж враховували міжпластові перетоки води.

Спочатку розгляньмо випадок, коли газоводоносна структура закрита, тобто коли об'єм води в покладі не змінюється, а збільшення об'єму «газової шапки» здійснюється завдяки пружному стиску води і породи. Оскільки розрахунки вели у відносних величинах для гіпотетичного сховища, параметри пористого середовища якого можна довільно змінювати, то питання про величину коефіцієнта об'ємного стиску не принципове і в цій роботі ми його не розглядали. Перехід від абсолютних величин до відносних вимагає в першу чергу заміни реального часу безрозмірним. Тому ми ввели поняття безрозмірного часу на основі використання відомого критерія Фур'є. Безрозмірний час визначали співвідношенням

$$\tau = \chi \frac{t}{l^2}$$

де χ – коефіцієнт п'єзопровідності середовища;

t – реальний час;

l – радіус контуру газоносності.

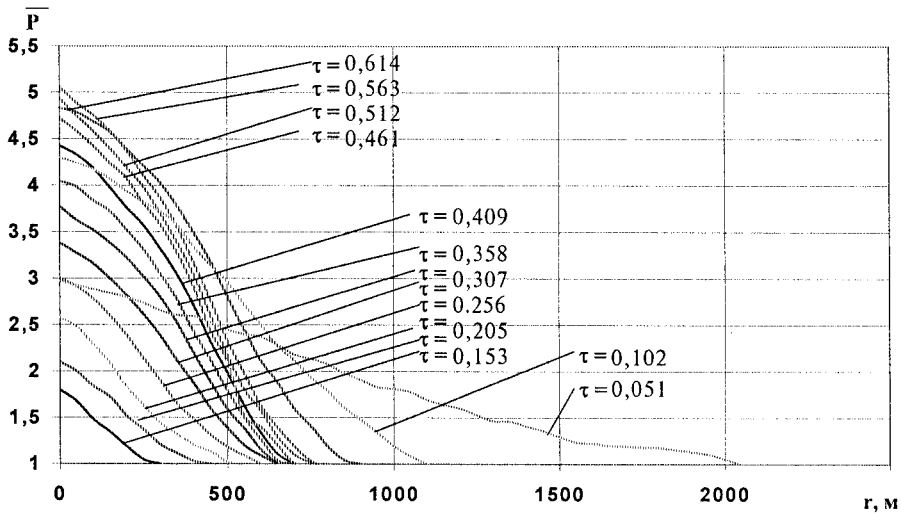
До поняття безрозмірного часу входять не тільки реальний відлік часу процесу закачки чи відбору, але основні характеристики продуктивного горизонту, що характеризують швидкість розповсюдження хвилі тиску і геометричні розміри середовища. Тому безрозмірний час можна використати як критерій гомохронності процесу.

Безрозмірну лінійну координату визначають стосовно контуру покладу, а безрозмірний тиск – стосовно початкового тиску, величину якого приймали сталою за площею покладу.

Реалізацію математичної моделі здійснювали на основі наведеного вище алгоритму. В результаті розрахунків отримали залежності зміни тисків і лінійних швидкостей уздовж радіуса і залежно від безрозмірного часу.

На основі результатів розрахунків побудували графіки залежності зміни тиску вздовж радіуса для різних моментів безрозмірного часу, які подано на рис. 10.4–10.5.

а) Депресія тиску для різних моментів часу закачування



б) Швидкість фільтрації для різних моментів часу закачування

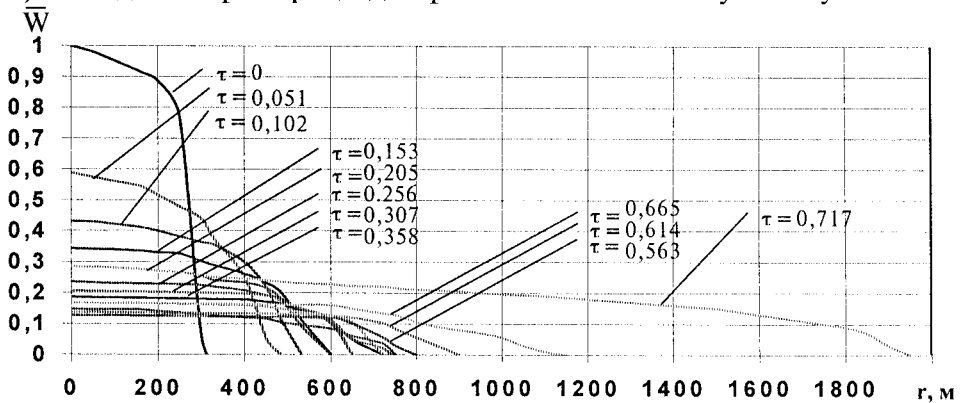


Рис. 10.4. Розподіл тисків і швидкостей фільтрації в поклад

У розрахунку приймали фазову проникність пористого середовища за газом $k_z = 0,3$ Дарсі, за водою $k_w = 0,25$ Дарсі, радіус ГВК $l = 700$ м, радіус контуру покладу $R = 2000$ м. Закачування газу через укрупнену свердловину вели з постійною масовою витратою $Q_m = 97$ кг/с.

Початкова лінія графіків відповідає початковій процесу закачування газу, а кожна з наступних побудована для різних значень безрозмірного часу, що відповідають проміжкам часу в 30 діб.

З графіків видно, що на початок процесу закачування газу хвиля газодинамічного збурення розповсюджується на віддаль, що відповідає приблизно 42,8 % радіуса зони газоносності. При цьому тиск на вибої зростає на 80% стосовно початкового, а лінійна швидкість газу максимальна.

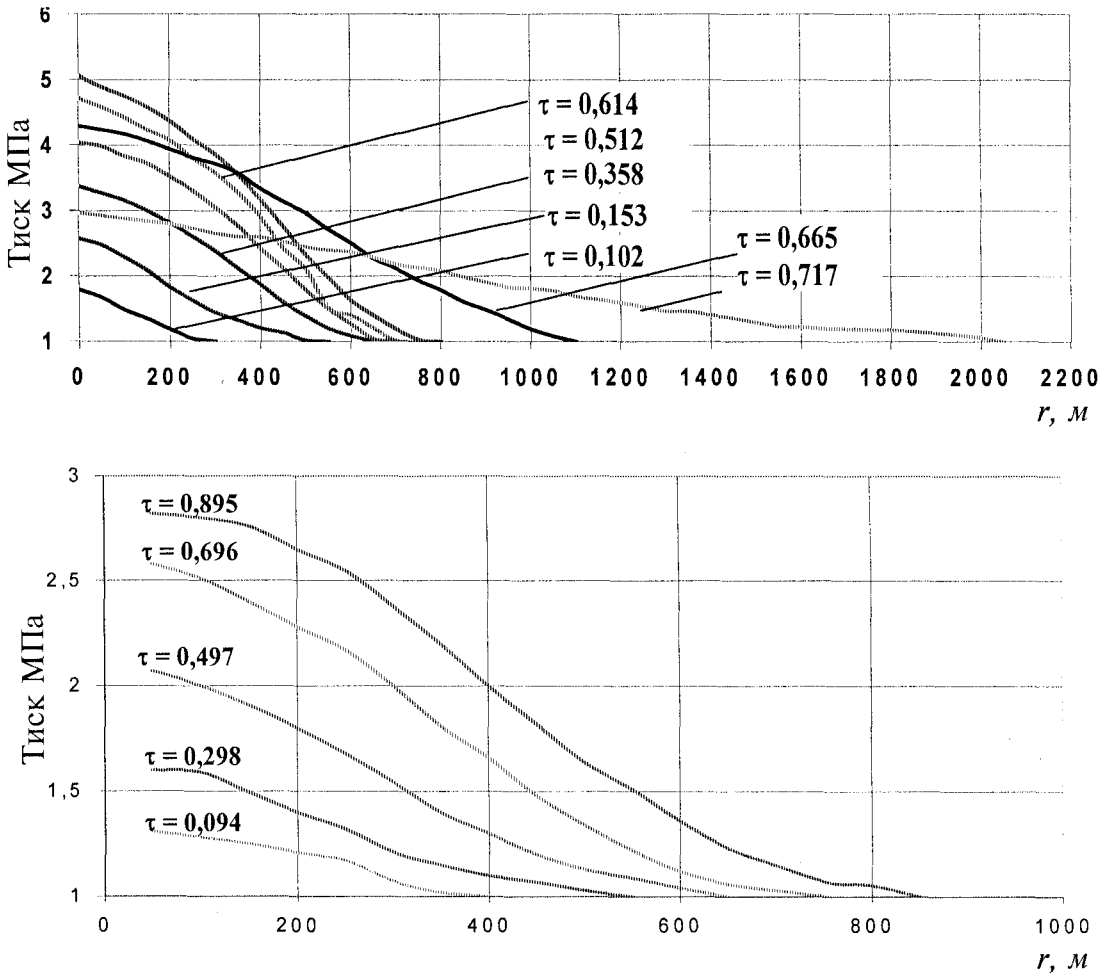


Рис. 10.5. Депресія тиску в покладах з різною проникністю

За перші 30 діб закачування хвиля газодинамічного збурення розповсюджується на віддаль до 65% радіуса зони газоносності, вибійний тиск зростає в 2,01 рази, а лінійна швидкість газу на вибої зменшується і становить 60% від початкової.

При подальшому зростанні часу закачування темп розповсюдження хвилі газодинамічного збурення сповільнюється, вибійний тиск при цьому зростає, а лінійна швидкість газу на вибої свердловини зменшується.

За даними розрахунків хвиля газодинамічного збурення сягає контуру ГВК через сім місяців від початку закачування газу. Пластовий відносний тиск при цьому становить 4,06, а лінійна швидкість газу на вибої свердловини – 14,7% від початкового значення.

Після досягнення хвилею збурення границі ГВК починається його переміщення. За початкові 30 діб з указаного моменту воно становить 2,8 %, за наступні – ще 4,3 %, а далі темп росту швидко зростає, досягаючи за наступний місяць ще 17,1%, і досягає контуру пласта ще через 60 діб. Характер руху ГВК подано на рис. 10.6.

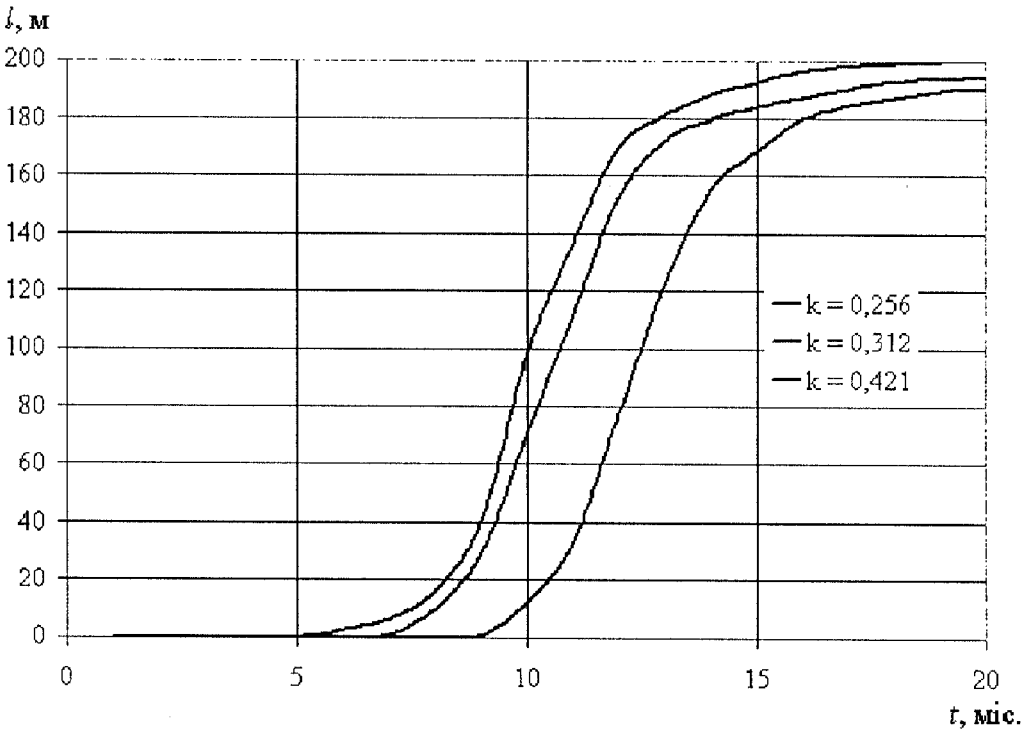


Рис. 10.6. Характер руху ГВК

Початок переміщення ГВК свідчить про закінчення першої фази нестационарної фільтрації за І. А. Чарним. Спочатку переміщення ГВК

здійснюється з невеликою швидкістю, але темп зростання швидкості постійно збільшується. Це обумовлено високими значеннями тисків газу у покладі. Однак при русі ГВК постійно збільшується об'єм області газоносності, тобто відбувається розширення газу і тиск у покладі поступово знижується, що призводить до зменшення швидкості руху ГВК. Загальне переміщення ГВК становить близько 10% від радіуса контуру покладу. Зі збільшенням п'єзопровідності пласта величина переміщення ГВК зростає.

Таким чином, при переміщенні ГВК збільшення об'єму «газової планки» в умовах пружного режиму не може бути значним.

Розгляньмо на моделі, як залежить пластовий, середньозважений за об'ємом тиск від кількості газу, що міститься у сховищі.

Очевидно, що зв'язок між параметрами стану газу в сховищі підпорядкований рівнянню газового стану, яке може бути побудоване на базі класичного закону Менделєєва-Клапейрона

$$p\Omega = M(t)ZRT$$

Якщо об'єм газової області Ω постійний, то зв'язок між тиском p і масою газу в покладі $M(t)$ в умовах ізотермічного режиму близький до лінійного. Щоб виключити вплив термодинамічної неідеальності газу, перейдімо від величини тиску p до наведеного тиску

$$P^* = \frac{p}{Z}$$

де z — коефіцієнт стисливості газу.

Тоді для умов наведеного середньозваженого за об'ємом пласта тиску залежність від маси газу в сховищі строго лінійна. Порушення лінійного закону може бути викликане тільки зміною порового об'єму Ω , тобто переміщенням ГВК.

Середньозважений по об'єму пласта тиск можна знайти на основі реалізованої моделі для кожного з моментів часу.

$$P^* = \frac{1}{zV} \int P(x, t) dx$$

Маса газу в сховищі на кожен момент часу закачування можна знайти як суму

$$M(t) = M_0 + Q \cdot t$$

де M_0 — початкова маса газу в сховищі;

Q_m — масова продуктивність нагнітальної свердловини. Побудована таким чином залежність $P^* = f(M(t))$ подана у вигляді графіка на рис. 10.7.

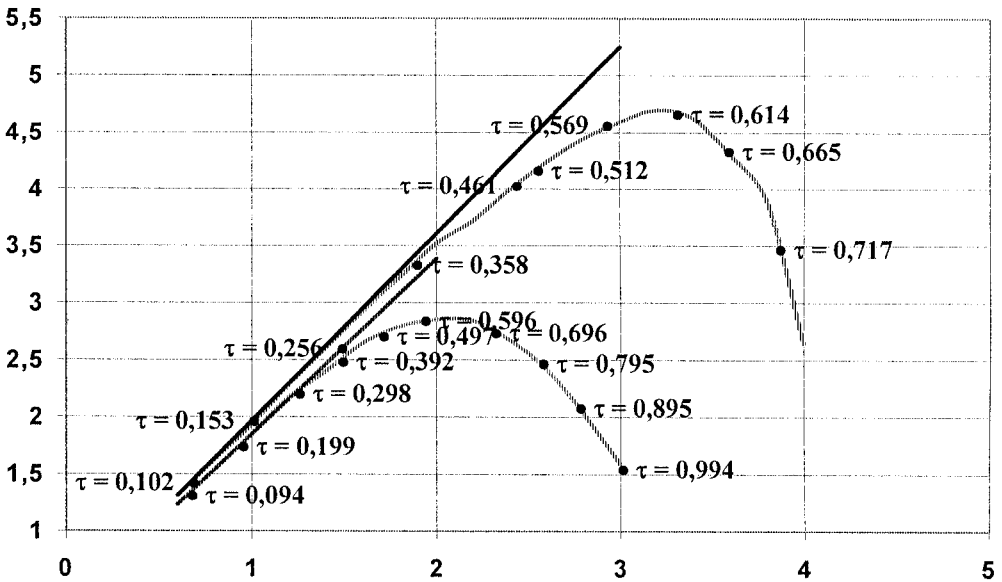


Рис. 10.7. Залежність наведеного пластового тиску від об'єму газу в покладі

З графіка видно, що на початковій ділянці в зоні відносно невеликих тисків залежність між наведеним тиском і сумарною масою газу в покладі справді лінійна. Це свідчить про сталість порового об'єму. Тому режим роботи сховища в цій області газовий. Для розрахунків параметрів можна використати прості класичні залежності. При подальшому зростанні тиску залежність $P^* = f(Mt)$ відхиляється від лінійного закону. Це свідчить про зміну порового об'єму покладу. Що більше відхилення реального закону від лінійного, тим більшу похибку в результатах розрахунків даватимуть класичні формули. Очевидно, що похибка буде тим більша, що сильніше відхиляється реальна лінія від прямої. За граничну величину похибки прийнято 5%. Для цих умов побудовано графіки для різних пластових умов у сховищі. Аналіз результатів показує, що при зміні безрозмірного часу до критичної величини $\tau = 0,5$ відхилення лінії залежності $P^* = f(Mt)$ не перевищує 5%. Це дозволяє стверджувати, що якщо для циклу сховища «відбір» чи «закачування» безрозмірний час не перевищує 0,5, то застосування класичних формул газового режиму для розрахунків параметрів режиму покладу призведе до похибки, яка не перевищуватиме 5%.

Математична модель дозволяє оцінити термін стабілізації тиску в покладі за умови припинення закачування газу і без відбору зі сховища. З цією метою на певному часовому кроці розрахунків слід змінити

величину продуктивності нагнітальної свердловини, тобто прийняти $Q_m = 0$. В такому разі модель спрощується і набуває вигляду

$$P_e(x,t) = P_0 - \frac{2}{R-1} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\int_0^{R-1} (P_0(R-x) \sin(\lambda_n x) dx \right] \exp(-\lambda_n^2 \kappa_e t) \cos(\lambda(R-x))$$

Подальші розрахунки за наведеною моделлю дозволяють оцінити темп вирівнювання тиску в сховищі. Для конкретних умов гіпотетичного сховища, яке ми розглядаємо, проведено розрахунки для трьох випадків: 1) стабілізація тиску починається після п'ятого місяця закачування; 2) стабілізація тиску починається після шостого місяця закачування; 3) стабілізація тиску починається після сьомого місяця закачування. Перші два варіанти характерні тим, що хвиля газодинамічного збурення не дійшла до ГВК. У третьому випадку хвиля збурення саме досягає границі ГВК. Початковими розподілами тисків за радіусом покладу є обчислені раніше функції тиску відповідно для кінців п'ятого, шостого і сьомого місяців закачування газу. Аналіз графіків показує, що повна стабілізація тисків у покладі є процесом довготривалим. Починається процес стабілізації тиску на газовій області. При цьому тиск на вибої свердловини поступово знижується, а хвиля газодинамічного збурення поступово розповсюджується до границі ГВК. Після досягнення ГВК починається зростання тиску на водоносній області. Слід відзначити, що порівняно з газовою областю темп росту тиску тут повільніший. Це пояснюється дуже малими значеннями швидкості фільтрації газу. При вибраній величині коефіцієнта п'езопровідності пласта $-0,0467 \cdot 10 \text{ м}^2/\text{с}$ стабілізація тиску на газовій області відбувається приблизно за 210 діб. Збільшення коефіцієнта п'езопровідності призводить до пришвидшення процесу стабілізації тиску. Так, якщо аналогічні графіки побудувати для вдвічі більшої величини коефіцієнта п'езопровідності, то час стабілізації зменшується до 90 діб, тобто зменшується більш ніж удвічі.

Якщо в побудованій системі рівнянь поміняти знак при числовому значенні продуктивності укрупненої газової свердловини на протилежний, то одержимо математичну модель розподілу тисків і швидкостей фільтрації в продуктивному горизонті в процесі відбору газу. Очевидно, що якщо відбір газу моделювати від стану рівноваги в пласті, тобто від постійного тиску за площею покладу, то в результаті розрахунків одержимо результати, що дзеркально відображають процес закачування газу і всі особливості газодинаміки процесу закачування будуть характерні для процесу відбору. Але якщо змінити в моделі знак

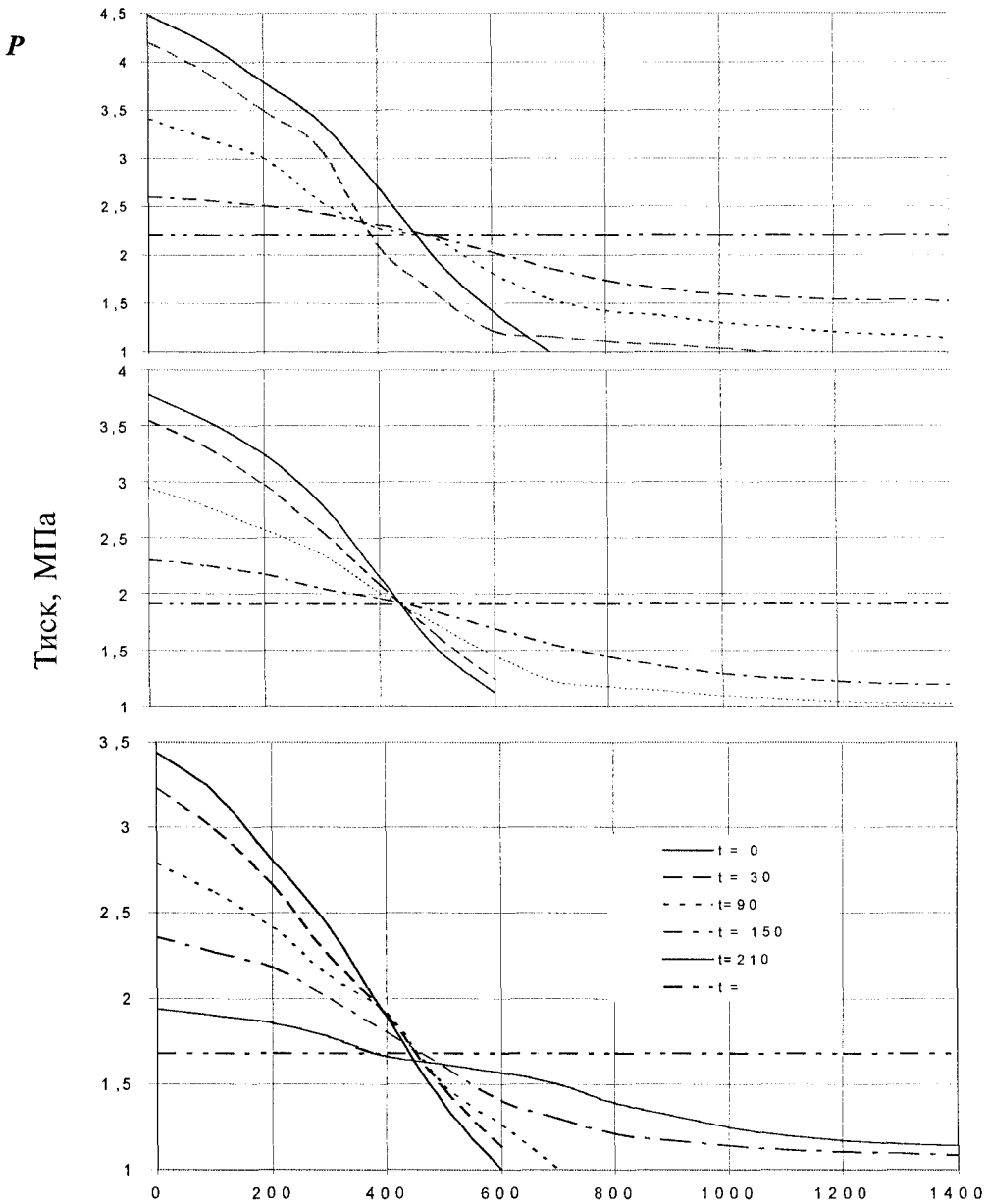


Рис. 10.8. Стабілізація тиску в сховищі

закачування на знак відбору на певному часовому кроці, то картина розподілу тиску в пласті буде особливою. Для розглянутого гіпотетичного сховища газу побудовано модель відбору газу після завершення процесу закачування протягом шести місяців. Дебіт укрупненої газової свердловини в центрі покладу наблизився за величиною, рівною

продуктивності цієї свердловини при закачуванні. Результати розрахунків у вигляді графіків подано на рис. 10.9.

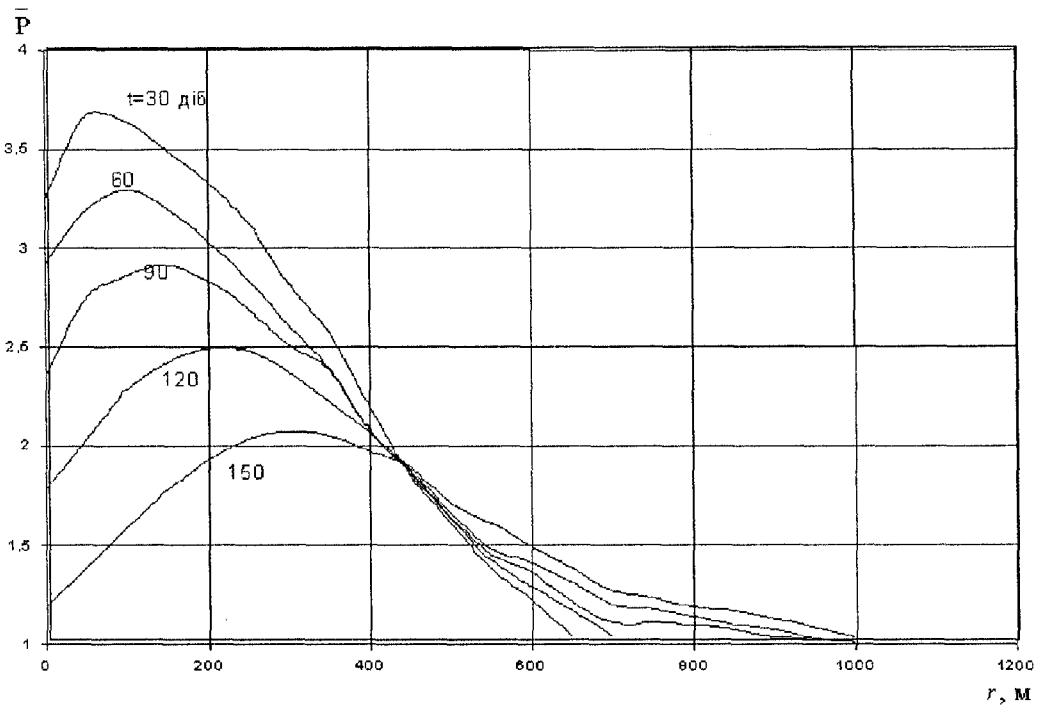


Рис. 10.9. Відбір газу зі сховища

Їх аналіз показує, що тиск на вибої укрупненої газової свердловини падає стосовно пластового тиску. Надалі вздовж радіуса спостерігаються зростання тиску до певного максимуму і подальший спад тиску до контуру зони газонасності. Проте на початку відбору газу тиск на ГВК продовжує зростати, що призведе до його переміщення (приблизно до 0,5% від радіуса контуру газонасності). Це викличе деяке зростання тиску у водоносній частині, проте тут розповсюдження хвилі збурення незначне і швидко затухає.

Суттєво міняється картина формування ПСГ у водоносній структурі для випадку розвантаження води з пласта. На основі створеної математичної моделі проведено розрахунки з формування сховища, причому всі характеристики продуктивного горизонту відповідають аналогічним для випадку сховища без розвантаження води. Відмінністю умов є розміщення на контурі пласта розвантажувальної водяної свердловини зі сталим дебітом, рівним 19,5 кг/с. Результати розрахунків у вигляді графіків подано на рис. 10.10.

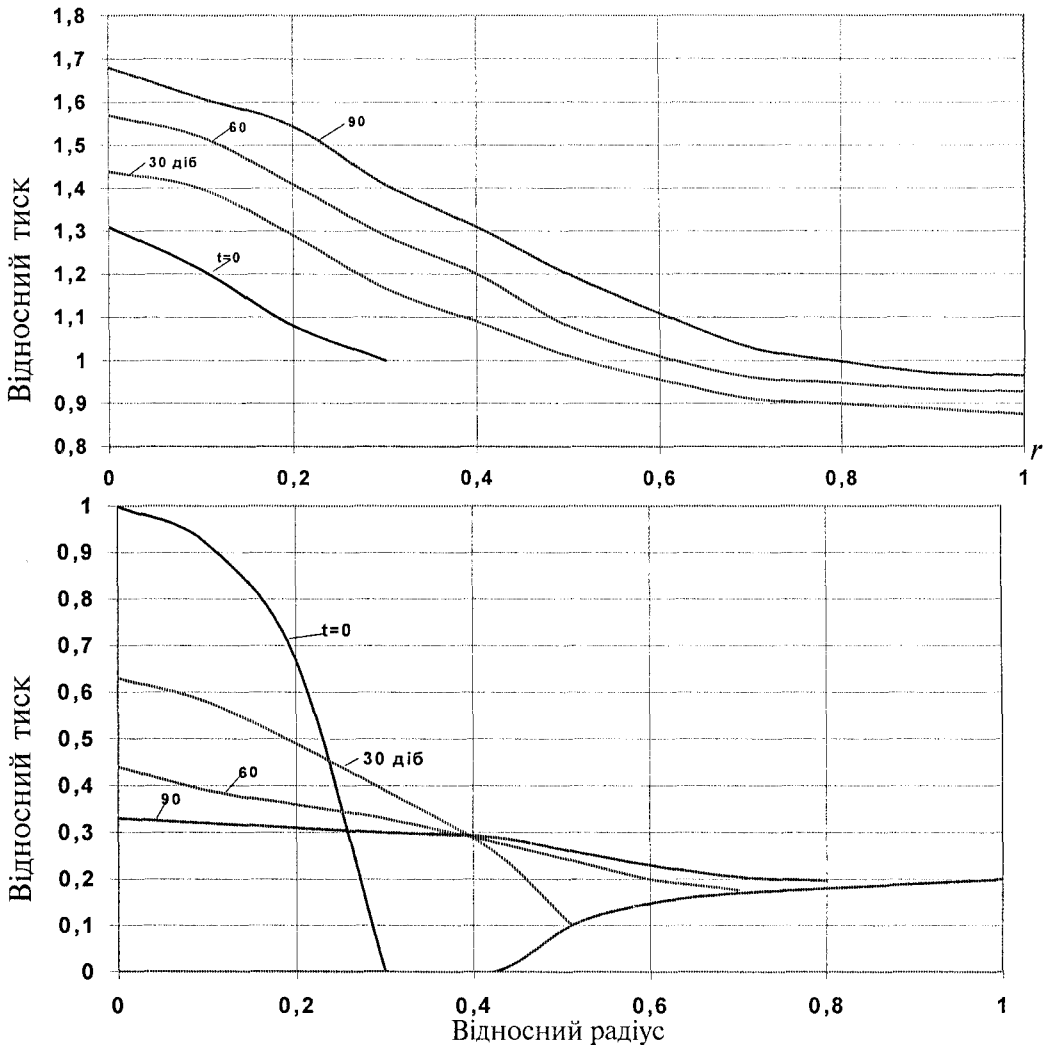


Рис. 10.10. Формування ПСГ із розвантаженням води на поверхню

Їх аналіз показує, що в початковий момент експлуатації хвиля газодинамічного збурення розповсюджується на віддаль близько 80% радіуса контуру газоносності, а хвиля гідродинамічного збурення – на віддаль близько 75% довжини водонасної зони. В цей період спостерігається зростання тиску на вибої газової нагнітальної свердловини приблизно на 30% і падіння тиску на вибої розвантажувальної водяної свердловини на величину до 19%. На дев'яту добу після початку експлуатації починається рух газоводяного контакту, причому темп наростання швидкості його руху постійно зростає. Приблизно на 95-ту добу границя ГВК досягає контуру пласта, тобто вибою розвантажувальної водяної свердловини (за цих умов експлуатації).

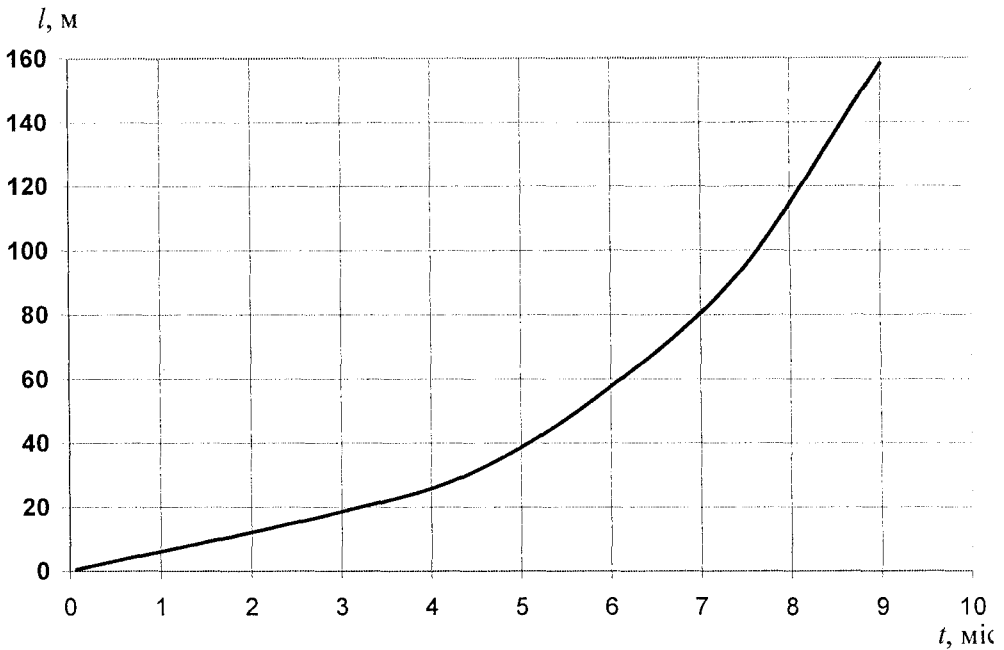


Рис. 10.11. Характер руху ГВК при розвантаженні води на поверхню

До цього моменту часу тиск на вибої газової свердловини безперервно зростатиме, але темп його росту з часом уповільнюється. На вибої розвантажувальної свердловини тиск понижуватиметься протягом 30-ти діб до величини 26% від початкового, а надалі починає зростати, і на 90-ту добу його величина на 5,5% менша за початковий тиск у сховищі.

Методика розрахунку режимів роботи ПСГ у процесі циклів «відбір-закачування» побудована на основі розробленої математичної моделі розподілу тисків у продуктивному горизонті ПСГ і спирається на результати досліджень, проведених на основі реалізації моделей.

Вихідними даними для проведення розрахунків служать геометричні характеристики продуктивного горизонту (потужність та радіус контуру газоносності), фільтраційні характеристики пористого середовища (пористість, проникність, коефіцієнти фільтраційного опору свердловин), темп закачування чи відбору газу, його фізичні властивості.

Цю методику реалізують через такий алгоритм.

1. Визначають коефіцієнт п'єзопровідності корисного середовища для газової області

$$\chi = \frac{c^2 k_f \rho}{\eta} m$$

де: c – швидкість звуку в газі; k_f – коефіцієнт проникності середовища; ρ , η – густина і динамічна в'язкість газу.

2. Знаючи час періоду відбору t_a і час періоду закачування t_3 , визначають для кожного з них безрозмірний час

$$\tau_3 = \frac{x_r t_3}{l^2}; \quad \tau_a = \frac{x_r t_a}{l^2};$$

де l – радіус контуру газоносності продуктивного горизонту.

3. Зі знайдених двох величин вибирають більшу і порівнюють її з критичним часом процесу $\tau_{кр} = 0,5$. Можливі варіанти

a) $\max \tau < \tau_{кр}$;

b) $\max \tau > \tau_{кр}$;

У варіанті *a* хвилю газодинамічного збурення, викликаного закачуванням чи відбором газу, за весь період роботи сховища не досягає контуру газоносності і тому розрахунки можна проводити за формулами, справедливими для газового режиму роботи ПСГ. Розгляньмо цей варіант.

3.1. Визначають дебіт свердловини на кінець i -го місяця відбору

$$q_i = \frac{Q_i}{n},$$

де Q_i – добова продуктивність ПСГ i -го місяця;

n – кількість експлуатаційних свердловин;

3.2. Визначають пластовий тиск на кінець i -го місяця

$$P_{\sigma_i} = P_{n_{i-1}} - \frac{Q_i t_i}{\Omega} \rho_n R_n T_{n_i},$$

де $P_{n_{i-1}}$ – пластовий тиск попереднього місяця; Ω – об'єм порового простору; t_i – кількість днів i -го місяця; ρ_n, R_n – густина і газова стала повітря; T_{n_i} – пластова температура.

3.3. Визначають тиск на вибої свердловини

$$P_{\sigma_i} = \sqrt{P_{n_{i-1}}^2 - a q_i^2 - b q_i^2},$$

де: a, b – коефіцієнти фільтраційного опору свердловин.

3.4. Визначають тиск на гирлі свердловини

$$P_{\Gamma_i} = \sqrt{P_{\sigma_i}^2 c^{-23} - 1.377 \lambda \frac{z^2 T_{n_i}^2}{d^5} \frac{1-l^{-25}}{l^{25}}},$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору насосно-компресорних труб; z – коефіцієнт стисливості газу в пластових умовах; d – діаметр насосно-компресорних труб (внутрішній);

$$2s = \frac{g\Delta H}{zRT}$$

Δ – відносна густина газу;

H – глибина свердловини.

Розрахунок процесу закачування ведуть, аналогічно змінивши у формулах п. 3.2, 3.3 і 3.4 знаки на протилежні.

У варіанті в хвиля газодинамічного збурення, викликаного відбором чи закачуванням газу за період циклу, досягає контуру газоносності і викликає рух ГВК, що призводить до збільшення об'єму газової області і суттєво впливає на перерозподіл тисків. Тому для цього варіанта методика, викладена в п. 3, можна використати лише частково, тобто для того періоду циклу, коли хвиля збурення ще не дійшла до границі ГВК. Визначають залишок часу в циклі, коли хвиля збурення досягне ГВК

$$\Delta\tau_{\text{нест}} = \tau_{\text{max}} - \tau_{\text{кр}} \quad .$$

Або в реальному часі до закінчення циклу

$$t_{\text{зал}} = \Delta\tau_{\text{нест}} \frac{l}{x} \quad .$$

Знаючи дату початку циклу і час $t_{\text{зал}}$, можна встановити дату, з якої починається друга фаза нестационарної фільтрації газу і води в пласті. До цієї дати розрахунок режимів ведуть за вищенаведеною методикою (п. 3). В результаті на кінець першої фази нестационарної фільтрації одержують значення пластового тиску $P_{\text{нао}}$. Надалі розрахунок ведуть у такій послідовності.

4. Визначають дебіт укрупненої газової свердловини як продуктивність сховища Q_i і суміщають місце її розташування з однією з реальних свердловин у центрі газоносної області продуктивного горизонту.

5. Якщо сховище працює з розвантаженням води на поверхню або ж існують міжпластові перетоки води, то визначають їх сумарну величину (або сумарний дебіт розвантажувальних свердловин Q_B) з рівняння

$$2m \frac{v_B l}{k_B f} \sum_{i=1}^m (P_0 - p_i - \frac{v_B}{B} \frac{Q_B}{F} r_i + \frac{2}{1} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\int_0^l (P_0 + \frac{v_{Bz}}{k_B} \left(\frac{Q_B}{f} \right) x \sin(\lambda_n x) dx \right] \exp(-\lambda_n^2 \kappa_H \tau) \cos(\lambda r_i) - \frac{v_B}{B} \frac{Q_B}{F} x + \frac{2}{1} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\int_0^l (P_0 + \frac{v_{Bz}}{k_B} \left(\frac{Q_B}{f} \right) x \sin(\lambda_n x) dx \right] \exp(-\lambda_n^2 \kappa_H \tau) \cos(\lambda r_i) = 0$$

де τ_i – координата суміщення свердловин відносно укрупненої;

P_i – пластові тиски в цих свердловинах як інформація з передісторії.

Якщо сховище працює в умовах пружного режиму, то приймається $Q_a=0$;

λ_n – параметр, що визначається з рівняння;

$$\cos \lambda_n R (tg \lambda_n R \cdot tg \lambda_n l - 1) = \exp(\kappa_a - \kappa_z) .$$

6. Пластовий тиск у кожній з точок продуктивного горизонту і лінійні швидкості часу та води можна визначити із залежностей

$$P_z(x,t) = P_0 - \frac{\eta}{k_z} \frac{Q_m}{\rho F} (R-x) + \\ + \frac{2}{R-1} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\int_0^{R-l} \left(P_0 + \frac{v_z}{k_z} \left(\frac{Q_m}{F} \right) (R-x) \sin(\lambda_n x) dx \right) \exp(-\lambda_n^2 \kappa_z t) \cos(\lambda(R-x)) \right]$$

$$P_B(x,t) = P_0 - \frac{v_B}{B} \frac{Q_B}{F} x + \\ + \frac{2}{1} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\int_0^l \left(P_0 + \frac{v_{Bz}}{k_B} \left(\frac{Q_B}{f} \right) x \sin(\lambda_n x) dx \right) \exp(-\lambda_n^2 \kappa_B t) \cos(\lambda x) \right]$$

$$W_z(y,t) = \frac{Q_m}{\rho F} - \\ - 2 \frac{k_z}{\eta} \frac{\partial}{\partial x} \left\{ \frac{2}{R-1} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\int_0^{R-l} \left(P_0 + \frac{v_z}{k_z} \left(\frac{Q_m}{F} \right) (R-x) \sin(\lambda_n x) dx \right) \exp(-\lambda_n^2 \kappa_z t) \cos(\lambda(R-x)) \right] \right\}$$

Остання формула при $x=l$ дозволяє визначити швидкість переміщення газовдяного контакту. Її реалізація з певним періодом часу дозволить побудувати закон руху ГВК.

Розділ 11. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТУ*

11.1. Методологічні проблеми оцінювання та підвищення ефективності обслуговування систем трубопровідного транспортування газу в умовах формування ринкових відносин

Проблема оцінювання та підвищення економічної ефективності трубопровідного транспортування газу в умовах формування ринкових відносин постала надзвичайно гостро. Для її розв'язання слід розробити і науково обґрунтувати принципово нову, економічно рентабельну концепцію використання фондового та енергоресурсного потенціалу систем газопостачання.

Це стосується насамперед науково-методичного обґрунтування та розв'язання ключових задач із порівняльного аналізу ринкових стратегій управління функціонуванням і технічною реабілітацією систем магістральних газопроводів; підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів на трубопровідне транспортування газу; обґрунтування раціональних схем реконструкційного розвитку систем газопостачання відповідно до оперативних і довгострокових планів розподілу потоків газу; аналізу фактичних режимів, віднайдення «вузьких місць» і підвищення продуктивності газопроводів завдяки вжиттю заходів щодо реконструкції і технічного переобладнання компресорних станцій магістральних газопроводів; забезпечення функціональної надійності систем газопостачання та прогнозування зміни системних властивостей магістральних газопроводів при взаємодії факторів кон'юнктурного типу; оперативного планування режимів, визначення експлуатаційно можливої зони надійного газопостачання, рівня технологічних запасів та обсягів їх реалізації; оптимізації розподілу потоків газу, поєданого з мінімальним і достатнім обсягом використання виробничих ресурсів.

Розв'язок означених задач досяжний тільки за умови створення спеціалізованої науково-методичної основи ринково орієнтованого аналізу та прогнозування наслідків від уживаних і потенційно можливих схем управління трубопровідним транспортуванням газу. Головний

*Написаний за участю А. А. Рудніка.

напрямок відпрацювання наукових засад підвищення ефективності трубопровідного транспортування газу має становити методологія оцінювання впливу чинників виробничої (функціональної) спроможності трубопровідних систем на прибутковість газотранспортного виробництва, яка в ринкових умовах є базовим критерієм ефективності систем газопостачання.

Розробка загальної методології та наукових засад експертного аналізу системних показників оптимальності магістральних газопроводів відіграє роль запобіжного заходу щодо зменшення незворотних втрат енергоресурсів, які через відсутність аналітично-розрахункового контролю можуть бути надмірними.

Ідея пріоритетності економічної ефективності трубопровідного транспортування газу спричиняє фундаментальні, безпрецедентні науково-методичні проблеми, які належить розв'язувати з урахуванням успадкованих особливостей схемної структури систем газопостачання України; фізичного зносу та наднормативної експлуатації технологічних об'єктів магістральних газопроводів; кон'юнктурних обмежень у структурах постачання і споживання газу; відсутності наукового обґрунтування альтернативних варіантів управління розвитком та функціонуванням систем газопроводів в умовах внутрішньої та зовнішньої конкуренції з іншими енергоносіями й енергоресурсами загальнодержавної концепції енергоресурсозбереження в народному господарстві; нагальної потреби технічної реабілітації окремих газопроводів та реконструкції систем трубопровідного транспортування газу в цілому; необхідності оптимізації компромісу між економічними інтересами газовидобувників, газотранспортників і споживачів газової енергії; необхідності підвищення функціональної надійності (належної якості) газопостачання.

Математичне відтворення окреслених проблем диктує необхідність переглянути й удосконалити теперішню концепцію моделювання режимно-технологічних показників магістрального транспортування газу. Це зумовлено тим, що через незбалансованість схемної структури систем газопостачання, безперервну їх адаптаційну реконструкцію та ситуаційно-залежні комутації потоків газу газопроводи можуть працювати в діапазоні непроєктних режимів. А отже розробка методики моделювання непроєктних режимів роботи магістральних газопроводів є найневідкладнішою.

Сьогоднішня практика взаємних розрахунків режимних показників газопроводів чисельно-різницевиими методами потребує ідеологічної і методологічної переорієнтації, оскільки чисельні моделі не враховують

специфічності термодинамічних характеристик транспортованого газу як носія енергії, а також не узгоджені з критеріями оптимальної продуктивності магістральних газопроводів, залежних від чинників економічної природи. Чисельні розрахунки магістральних газопроводів без урахування економічно орієнтованих показників оптимальності потоків газу не відповідають загальноприйнятій логіці ринкових відносин.

На сьогодні роль наріжного каменя управлінської політики галузевого рівня відіграють показники витрат паливно-енергетичних ресурсів на компресорних станціях магістральних газопроводів. Традиційно обсяги витрат паливно-енергетичних ресурсів визначали за рівнем технологічно оптимальної (максимальної) пропускної спроможності магістральних газопроводів. В умовах ринкової економіки витрати енергетичних ресурсів і обсяги транспортованого газу підпорядковані і визначаються за критерієм оптимальності економічного змісту, а саме – надходжень коштів за виконуваним газотранспортною роботою. Останні визначають за приписами ринкової економіки або ситуаційно, і це диктує концептуально нову схему розв'язку проблеми нормування витрат паливно-енергетичних ресурсів на трубопровідне транспортування газу. Провідна ідея ринкової концепції витрат паливного газу зводиться до побудови якісно нової інтегрованої системи критеріальних показників ефективності витрат технологічного й економічного походження, в якій домінують економічні фактори.

Традиційно газотранспортна робота магістральних газопроводів оцінюється добутком кількості транспортованого газу Q на відстань L . Вимірник газотранспортної роботи $Q \cdot L$ ($\text{м}^3 \cdot \text{км}$) за певний період аналогічний вимірникові звичайних вантажоперевезень ($\text{кг} \cdot \text{км}$). Проте фізична природа звичайних вантажоперевезень і трубопровідного транспортування газу різна. Відмінність полягає в тому, що вантаж зазвичай є пасивним переміщуваним предметом, а газ є носієм енергії тиску, яка уможливорює сам процес транспортування газу.

Енергія тиску змінює фізичний стан транспортованого газу (густину, температуру і тиск) по довжині газопроводу. Через це енергетичні витрати на транспортування газу залежать від кількості транспортованого газу неоднозначно. Ця неоднозначність не дозволяє використати успадковану традиційну товаротранспортну роботу $Q \cdot L$ як універсальний вимірник «продукції» газотранспортного виробництва. Товаротранспортну роботу $Q \cdot L$ можна використовувати тільки у разі співставних режимно-технологічних варіантів транспортування газу. Можна відзначити і таке: для фіксованої довжини газопроводу і фіксованих шляхових відборів і надходжень газу вимірником «продукції» (в слові продукція лапки «...»

далі не вживаємо) може слугувати обсяг транспортованого газу за довільно визначений період, тобто продуктивність газопроводу. Продуктивність газопроводу є інтегральним показником. Отже, при з'ясуванні причин відхилення експлуатаційних режимів газопроводів від проектних чи планових або технічно можливих слід використовувати поняття пропускної здатності (спроможності) газопроводу, яке визначає максимальний обсяг транспортованого газу при максимальному використанні потужностей компресорних станцій і фактичних розрахункових параметрах транспортування газу.

У доринковій літературі [45] відомий підхід до формування вимірника продукції газопроводу на основі поняття «еквівалентної товаротransпортної роботи». Суть підходу зводиться до того, щоб методично узгодити розрахункові моделі товаротransпортної роботи для компресорних станцій і лінійних ділянок магістральних газопроводів. У рамках доринкової концепції підходу введено поняття «еталонної лінійної ділянки», для якої розрахункові параметри: діаметр труби, гідравлічна ефективність, продуктивність та інші вибирають довільно. Невизначеною залишається тільки довжина еталонної ділянки, яку потім підбирають таким чином, щоб товаротransпортна робота на еталонній і реальній ділянках газопроводу була однаковою. За цієї умови еквівалентну товаротransпортну роботу реальної ділянки газопроводу розраховують за формулою

$$A = c (P_1^2 - P_2^2) \cdot Q, \quad (11.1)$$

в якій c – константа, яку розраховують за параметрами еталонної лінійної ділянки;

P_1, P_2 – тиски на початку і в кінці ділянки;

Q – продуктивність газопроводу.

Еквівалентну товаротransпортну роботу для всього газопроводу обчислюють як суму еквівалентних товаротransпортних робіт для окремих лінійних ділянок, а саме:

$$A_{\text{МГ}} = \sum_{i=1}^i A_i = c \cdot \sum_{i=1}^i Q \left(P_{1i}^2 - P_{2i}^2 \right), \quad (11.2)$$

де c – константа для узгодження одиниць виміру, P_{1i} і P_{2i} – відповідно тиск на початку і в кінці лінійних ділянок, Q – продуктивність газопроводу. Величина під знаком суми (11.2) відбиває різницю потенційної енергії потоку газу лінійних ділянок газопроводу.

Для компресорної станції в межах концепції еквівалентної товаротransпортної роботи політропну роботу стискування газу визначають за формулою

$$R = c_0 z_H T_H Q \left(\varepsilon - \frac{1}{\varepsilon} \right), \quad (11.3)$$

де c_0 – константа, ε – ступінь стискування газу, z_H і T_H – коефіцієнт стискуваності і температура газу на вході компресорної станції, Q – продуктивність КС.

Після деяких модифікацій формули (11.3) остаточно еквівалентну товаротransпортну роботу компресорної станції моделюють формулою

$$A = c_2 z_H T_H Q (P_x^2 - P_H^2) \cdot v,$$

де $v = 1 - (\Delta P_v + \Delta P_n) / (P_x - P_H)$ – коефіцієнт утрат тиску газу в комунікаціях компресорної станції.

Показник еквівалентної газотransпортної роботи (ЕГР) дещо досконаліший за вимірник звичайної товаротransпортної роботи, однак він не набув подальшого поширення через відсутність, зокрема, науково обґрунтованих методів нормування перепадів тиску на вході (ΔP_n) і виході (ΔP_v) компресорних станцій та обчислення режимно-технологічних характеристик магістральних газопроводів в непроєктних умовах їх функціонування.

Оскільки непроєктні режими експлуатації магістральних газопроводів у ринкових умовах не виняткові і їх ефективність слід оцінювати за економічними критеріями прибутковості, то проблема формування ринково орієнтованого вимірника продукції газотransпортного виробництва надзвичайно загострена. Ринково орієнтований підхід до її розв'язку пролягає через удосконалення й унормування методичної бази розрахунків непроєктних режимів роботи магістральних газопроводів. Непроєктно орієнтовані методи розрахунків виконуваної газотransпортної роботи (виробничої функції) в системах трубопровідного транспортування газу мають спиратися на адекватні моделі законів газової термодинаміки щодо основних технологічних процесів, які відбуваються в газопроводі: розширення газу на лінійних ділянках і стискування газу на компресорних станціях.

Існує термодинамічна залежність між тиском, густиною і температурою транспортованого газу. Така залежність моделюється рівнянням стану

$$F(P, \upsilon, T) = 0, \quad (11.4)$$

яке, проте, для реальних газів не має однозначного розв'язку. Для прикладних задач використовують здебільшого розв'язки для ідеальних газів або наближені багаточленні моделі, відтворені спеціалізованими організаціями у вигляді табульованих таблиць чи відповідних діаграм стану [9,57]. Хоч діаграмні моделі (11.4) для реальних газів і наближені, проте їх використання в докомп'ютерний період було єдиним можливим засобом моделювання режимів роботи магістральних газопроводів. На сьогодні обчислення режимно-технологічних параметрів магістральних газопроводів виконують за допомогою потужної комп'ютерної техніки. Це дозволяє ідеологічно переорієнтувати й оновити методичну основу розрахунків систем магістральних газопроводів, зокрема концепцію моделювання режимів роботи лінійних ділянок і компресорних станцій.

При формуванні проектів потужних газових магістралей традиційно використовували графіко-аналітичні паспортні характеристики газостискувальних агрегатів у поєднанні з діаграмними різновидами закону про відповідність газових станів (11.4). В непроектних умовах роботи магістральних газопроводів графіко-аналітичні («альбомні») характеристики втрачають свою самодостатність, оскільки їх можна використати тільки в діапазоні технологічних обмежень

$$Q \geq Q_{\min} \text{ та } N \leq N_{\min} .$$

Обмеженими є і політропічний к.к.д. газостискувальних процесів та рівень технічного стану газоперекачувальних агрегатів.

Ускладнень у використанні графо-аналітичних характеристик можна уникнути, якщо розрахунки енерготехнологічних характеристик КС виконувати на основі базових термодинамічних моделей газостискувальних процесів, які початково використовують для побудови «альбомних» характеристик ГПА. Методи побудови паспортних характеристик газоперекачувальних агрегатів через наближеність рівняння газового стану також наближені [47].

Існує також проблема вдосконалення технології моделювання термодинамічних характеристик потоків транспортованого газу. Точного рівняння стану для реальних газів немає. Можливі тільки диференційні співвідношення між термодинамічними характеристиками газу. Тут продуктивною може бути ідея використання напівемпіричних рівнянь стану, адаптованих до реальних умов експлуатації лінійних ділянок [59]. В літературі ця ідея плідно використана для побудови спрощених характеристик газостискувальних агрегатів з метою прогнозування їх фактичного стану та підвищення ефективності експлуатації компресорних станцій [81].

Означені аспекти моделювання режимно-технологічних характеристик лінійних ділянок і компресорних станцій магістральних газопроводів – це стрижень проблеми обчислення виконуваної газотранспортної роботи, за якою слід оцінювати економічну ефективність систем трубопровідного транспортування газу. Обґрунтування методів аналізу та розробка єдиних методичних стандартів щодо прибутковості магістральних газопроводів потребують спеціального концептуально нового підходу. Прибутковість (ефективність) належить оцінювати не інтуїтивно, а розраховувати лише на формульній основі. Це відправна позиція досліджень та висновків роботи, обговорюваних у подальших розділах.

Поняття «використовувані ресурси» є комплексним. Умовно використовувані ресурси можна поділити на дві частини: 1) основні фонди (ОФ) – виробничі приміщення, енергоустаткування компресорних станцій, технологічна структура газопроводів та ін.; 2) поточно змінні ресурси (ЗР), залежні від обсягів транспортування газу та можливості впливати на загальну кількість усіх, зайнятих у газотранспортному виробництві, ресурсів.

Основні фонди практично фіксовані: вони можуть бути змінені лише протягом значного відрізка часу. В газотранспортній галузі така зміна може тривати декілька років. Оскільки зміна кількості ресурсів, використовуваних при транспортуванні газу, різнотривала в часі, то слід розрізнити короткостроковий і довгостроковий періоди.

Короткостроковий період – це період, за який газотранспортна галузь не може змінити якісний і кількісний склад основних (фіксованих) ресурсів, але досить тривалий, щоб уплинути на інтенсивність використання фіксованих ресурсів. У межах короткострокового періоду основні виробничі фонди залишаються незмінюваними, але обсяг газотранспортних послуг, а отже й ефективність використання основних виробничих фондів можуть змінюватись залежно від управлінських ухвал щодо поточно-експлуатаційних енергоресурсних витрат та оптимального розподілу потоків газу. Виробничі ресурси в короткостроковий період можна використовувати з різною інтенсивністю.

Довгостроковий період з точки зору газотранспортних структур – це період такої тривалості, за якої можна змінити кількість усіх, зайнятих у виробництві ресурсів, включаючи і виробничі потужності. З точки зору галузі довгостроковий період достатній, щоб у ній відбулися процеси реструктуризації: структури, які існують, могли покинути галузь, а нові сформуватися і вступити в галузь. Очевидно, що довгостроковий і

короткостроковий періоди відрізняються один від одного концептуально, а не за відрізком часу.

Витрати на транспортування газу протягом короткострокового періоду можна мінімізувати завдяки економічно обґрунтованому поєднанню змінюваної кількості ресурсів з фіксованими потужностями. Постає питання: як змінюватиметься обсяг транспортованого газу і відповідно обсяг виконуваної газотранспортної роботи залежно від керованих витрат паливно-енергетичних ресурсів при некерованих фіксованих ресурсах виробничої структури. Якраз це питання, тобто короткостроковий технологічний аспект проблеми максимізації ефективності (прибутковості) трубопровідного транспорту газу, ми обговорюємо в подальших розділах дисертаційної роботи..

Основна мета досліджень полягає у створенні методичного поля для забезпечення ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів та обґрунтованого аналізу зрушень в економіці газотранспортної галузі. Це практично зводиться до побудови концепції газотермодинамічних розрахунків газотранспортних систем з використанням співвідносних економічних моделей.

Концепція модельного аналізу ринкового спрямування має стати формульним ядром для відпрацювання управлінських ухвал щодо використання внутрішніх резервів економічного зростання. Це стосується, зокрема, методично обґрунтованого аналізу результатів інтенсифікації магістрального транспортування газу завдяки зменшенню питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів (кубометрів газу чи кВт-год енергії, віднесених до продуктивності чи газотранспортної роботи) на транспортування газу та збільшення прибутку від його реалізації.

Укрупнений аналіз методів інтенсифікації транспортування газу за показниками питомої енергомісткості газопроводів можна виконати за моделями пропускної спроможності лінійних ділянок та енергетичних витрат на компресорних станціях

$$q = \zeta \cdot \sqrt{1 - \frac{1}{e^2}}$$

$$N = \vartheta \cdot (e^\chi - 1)$$

де $\zeta = \zeta(D, L, T, P, v)$, $\vartheta = \vartheta(T, P, v, k, h_{\text{пол}})$, $\chi = \chi(k, \eta_{\text{пол}})$. В наведених вище формулах позначення загальноприйняті.

У зв'язку зі зміною кон'юнктури ринку енергоносіїв постає питання про доцільність низьконапірної технології транспортування газу. Фізичною передумовою для цього є зменшення втрат тиску в газопроводі завдяки підвищенню середнього тиску транспортованого газу. Від ступеня стискування газу залежить ефективність використання потужності КС. Ефективність використання потужності КС можна оцінити коефіцієнтом

$$\eta_{\text{КС}} = \lim_{\varepsilon \rightarrow 1} \Sigma H_{\text{КС}},$$

де $\Sigma H_{\text{КС}} = \Sigma H / (\Sigma H)_0$ – відносний сумарний політропний напір КС; ΣH , $(\Sigma H)_0$, сумарний напір КС при фактичному і традиційному ($\varepsilon_0 = 1,45$) ступені стискування газу.

Дослідження ВНДІгазу встановили [83], що залежність $\eta_{\text{КС}} = f(\varepsilon)$ є нелінійною, причому такою, що ефективність використання корисного напору при $\varepsilon = 1,45 \div 1,5$ становить $\eta_{\text{КС}} = 0,68 \div 0,7$, а при зменшенні ступеня стискування газу до $\varepsilon = 1,1$ ефективність використання корисного напору збільшується до $\eta_{\text{КС}} = 0,92$. Зменшення ε від 1,45 до 1,35 дозволяє орієнтовно зменшити питомі енерговитрати КС на 7% при збереженні продуктивності газопроводу на постійному рівні.

Низьконапірну технологію транспортування газу за доринкових часів повсюдно не впроваджували через відносно низькі ціни на паливно-енергетичні ресурси. На часі – необхідність додаткового поглибленого техніко-економічного аналізу можливостей енергоощадної технології транспортування газу на основі зниженонапірної технології.

Однією з гостроактуальних проблем транспортування газу є визначення оптимальної продуктивності магістрального газопроводу. При традиційній технології транспортування газу оптимальна продуктивність газопроводу формувалася за економічним критерієм мінімальних наведених витрат [82]

$$\left(\frac{P_{\text{КС}} + P_{\text{ОХ}}}{L} + P_{\text{ТР}} \right) : q = \min,$$

в якому наведені витрати на стискування газу $P_{\text{КС}} = P_{\text{КС}}^3 + P_{\text{КС}}^H$, де $P_{\text{КС}}^3$ – витрати, залежні від потужності КС і $P_{\text{КС}}^H$ – витрати, які не залежать від потужності КС. Незалежні витрати $P_{\text{КС}}^H$ – це витрати на об'єкти допоміжного призначення: під'їзні автодороги, огорожа КС, будівництво житлових будинків (пропорційно кількісному складові персоналу КС) та інших об'єктів інфраструктури.

Доринкова порівняльна оцінка експлуатаційних варіантів транспортування газу зводилась до визначення найменшого значення питомих наведених витрат для різних обсягів транспортованого газу.

$$\frac{\Pi_1}{Q_1} < \frac{\Pi_2}{Q_2}$$

Через це в доринкових розрахунках оптимальний обсяг транспортованого газу не призначався апріорі як складова частина паливного балансу регіону, а становив шукану максимально досягну величину. Визначення оптимальної продуктивності газопроводу — задача економічна і залежить не так від абсолютної величини вказаних вище елементів, як від їх співвідношення.

Щоб повернути механізм підходу до формування методичної бази підвищення ефективності магістральних газопроводів у ринкову площину, належить керуватися методичними стандартами ринкової економіки як ідеологічним інструментом аналізу та оцінювання економічної ефективності використання основних фондів і керовано змінних паливно-енергетичних ресурсів.

Одним із ключових понять ринкової економіки є прибутковість. Це поняття в ринковому середовищі виконує роль синтетичного критеріального показника ефективності трубопровідного транспортування газу. Кількісна оцінка рівня прибутковості ідеологічно і методично спирається на закон змінюваних пропорцій між витрачуваними ресурсами на транспортування газу та обсягом вироблюваної продукції — виконуваної газотранспортної роботи. На основі закону змінюваних пропорцій (зменшуваної віддачі) розрахунково ідентифікуються постійні, змінні і загальні витрати, середні та граничні витрати, пов'язані з експлуатацією магістральних газопроводів, а також інші складники формули економічного прибутку.

11.2. Принципи структуризації прикладних моделей для оцінювання та підвищення ефективності використання виробничих ресурсів систем трубопровідного транспорту

Оцінювання і підвищення ефективності газотранспортного виробництва пов'язані з необхідністю проведення оперативних та прогнозних розрахунків виробничої функції (спроможності) систем газопостачання в реально можливих діапазонах роботи магістральних газопроводів. При формуванні показників ефективності за приписами ринкової економіки виникає потреба прибутково орієнтованої оптимізації потоків газу, які залежать як від схемно-структурних характеристик газопроводів, так і від керовано змінюваної технології використання виробничої спроможності систем трубопровідного транспортування газу.

Проблема оптимізації потоків газу за критерієм прибутковості майже не досліджена. Одним з провідних аспектів цієї проблеми є ринково орієнтована структуризація прикладних моделей виробничих функцій основних технологічних об'єктів – лінійних ділянок і компресорних станцій магістральних газопроводів. Цей аспект проблеми, а саме концепцію структуризації розрахункових моделей для обчислення виконуваної газотранспортної роботи й оцінювання ефективності використання виробничих ресурсів ми досліджуємо в цьому розділі.

Для моделювання процесів транспортування газу широкоживаними є аналітичні методи, які ґрунтуються на використанні нелінійних матрично-векторних залежностей між тиском, температурою та обсягом транспортованого газу

$$\begin{pmatrix} P(x, t) \\ T(x, t) \\ G(x, t) \end{pmatrix} = A \times \begin{pmatrix} P(x = 0) \\ T(x = 0) \\ G(x = 0) \end{pmatrix}, \quad (11.5)$$

де A – тривимірна матриця коефіцієнтів, залежних як від конструкційних параметрів газопроводів, так і від режимів транспортування газу. Розв'язок матричного рівняння (11.5) при довільних граничних умовах становить фундаментальну проблему математичної фізики.

Виконувана газотранспортна робота визначально залежить від перепадів тиску на лінійних ділянках магістральних газопроводів. Питання про моделювання перепадів тиску при неізотермічному русі реального газу в трубопроводі належить до складних теплофізичних задач. У виробничій практиці традиційно використовують наближені розв'язки, ґрунтовані на використанні емпіричних рівнянь стану реальних газів. Зниження тиску газу на горизонтальній лінійній ділянці газопроводу моделюється рівнянням розподілу потенційної роботи [2]:

$$-P \frac{dP}{dx} = P v \left[\frac{u^2}{2g} \left(\frac{2}{v} \cdot \frac{dv}{dx} + \frac{\lambda}{D} + \frac{d\zeta}{dx} \right) \right] \quad (11.6)$$

та його різновидами

$$-P \frac{dP}{dx} = \frac{P v}{1 - M^2} \left[\frac{u^2}{2g_n} \left(\frac{2a}{T} v \cdot \frac{dT}{dx} + \frac{\lambda}{D} + \frac{d\zeta}{dx} \right) \right]$$

$$\begin{aligned}
 & - \left(1 - \frac{1}{n_t} \cdot \frac{v}{P} \cdot \frac{u^2}{g_n} \right) \cdot P \frac{dP}{dx} = - \left(1 - \frac{1}{n_t \cdot P \cdot v} \cdot \frac{w^2}{g_n} \right) \cdot P \frac{dP}{dx} = \\
 & - \left(a_x = \frac{T}{x} \left(\frac{\partial x}{\partial T} \right)_P = 1 + \frac{D_i C_p}{A x} \right); \quad n_t = - \frac{x}{P} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right), \quad (11.7) \\
 & = P v \left[\frac{u^2}{2g_n} \left(\frac{2a}{T} \cdot \frac{dv}{dx} - \frac{\lambda}{D} + \frac{d\zeta}{dx} \right) \right],
 \end{aligned}$$

де: термодинамічні характеристики газу – коефіцієнт об'ємного розширення a_v і показник ізотерми n_t відповідно D_i та C_p – коефіцієнт Джоуля – Томпсона і теплоємність газу при сталому тиску; w – лінійна швидкість руху газу, g_n – стандартне прискорення вільного падіння тіла: в системі кг – м – сек $g_n = 9,80665$ (м · кг) □ (сек² · кг); λ – коефіцієнт опору тертя, а $d\zeta / dx$ – темп збільшення коефіцієнта локальних опорів (лінійні крани, підкладні кільця та ін.), віднесений до одиниці лінійного виміру довжини газопроводу.

Розрахункові формули (11.6)–(11.7) мають силу за умови, що масова швидкість газу u в будь-якому перерізі трубопроводу незмінна, тобто потік газу суцільний:

$$u = (w / v) = G / f = \text{idem.} \quad (11.8)$$

Система рівнянь (11.6)–(11.8) не замкнута, а отже не самодостатня для оцінювання виконуваної газотранспортної роботи, а отже і ефективності використання ресурсно-технологічного потенціалу лінійних ділянок магістральних газопроводів. Необхідно також розглянути моделі зовнішнього і внутрішнього теплообміну трубопроводу. Такими моделями можуть слугувати моделі теплового балансу, які згідно з першим законом термодинаміки формулюються у вигляді

$$\delta Q = \delta Q_1 + \delta Q_2,$$

де δQ_1 – кількість тепла зовнішнього теплообміну, δQ_2 – кількість тепла внутрішнього теплообміну.

$$\begin{aligned}
 \frac{1}{G} \cdot \frac{\delta Q_1}{dx} &= \frac{k \pi}{G \cdot C_p} (T - T_{\text{гр}}), \\
 \frac{1}{G} \cdot \frac{\delta Q_2}{dx} &= \frac{A w^2}{2 g_n} \cdot \left(\frac{\lambda}{D} + \frac{d\zeta}{dx} \right)
 \end{aligned}$$

Вихідне рівняння зовнішнього і внутрішнього теплообміну реального газу в диференційній формі для прикладних розрахунків можна інтегрувати у такому вигляді [41]:

$$\frac{k \pi D}{G} (T - T_{\text{гр.}}) + (C_p + \Delta C_p) \frac{dT}{dx} + \left(\frac{a v}{1 - M^2} - 1 \right) \left(\frac{\lambda}{D} + \frac{d\zeta}{dx} \right) \cdot \frac{Aw^2}{2g_n} = 0, \quad (11.9)$$

$$M = w / \sqrt{g_n n_t \cdot P v},$$

де $w = v \cdot \nu = v \cdot (G/f)$,

M – безрозмірний параметр (аналогічний числові Маха) поправка на теплоємність газу Δc_p

$$\Delta C_p = \frac{a^2 v}{1 - M^2} \cdot \frac{Aw^2}{g_n T}; \quad \frac{a v}{1 - M^2} - 1 = \left(M^2 - \frac{D_i C_p}{A \cdot v} \right) \frac{1}{1 - M^2}$$

Розв'язок рівняння (11.9) призводить до розрахункової формули для розподілу температури газу в довільному перерізі горизонтального газопроводу, в якій введена гранично можлива температура газу T_0

$$T - T_0 = (T_1 - T_0) \cdot \exp(-\chi),$$

$$T_0 = \lim_{\chi \rightarrow \infty} T = T_{\text{гр}} - \frac{D}{\beta} \cdot \Delta T_m(x).$$

Безрозмірна незалежна змінна величина χ , яка характеризує зовнішній теплообмін трубопроводу

$$\chi = \frac{\beta x}{D} = \frac{4 \cdot k}{u} \cdot \frac{1}{c_p + \Delta c_p} \cdot \frac{x}{D}$$

за фізичним змістом є аналогом критерію Шухова $Sh_u = \kappa_m C_p D x / G C$ C_p . Принципова відмінність с від критерію Шу в тому, що критерій с дає можливість віднайти відстань L_0 від початку лінійної ділянки до критичного її перерізу, за яким температура газу починає підвищуватися:

$$L_0 = \frac{D}{\beta} \ln \left[1 + \frac{\beta}{D} \cdot \frac{T_1 - T_{\text{гр}}}{\Delta T_m(x)} \right]$$

Наведене дає підставу дійти висновку, що перевагу має варіант формування системи розрахункових моделей для обчислення розподілу

тиску, а отже і оцінки газотранспортної роботи та ефективності використання неізотермічного режимно-технологічного ресурсу лінійних ділянок газопроводів у вигляді:

$$P_1^2 - P_2^2 = 2 (P v)_m \left[\frac{u^2}{2g_n} \left(2 \cdot \ln \frac{u_2}{u_1} + \frac{\lambda L}{D} + \zeta \right) \right], \quad (11.10)$$

де масова швидкість руху газу u та продуктивність газопроводу G :

$$u = \sqrt{\frac{1}{2} \frac{P_1^2 - P_2^2}{(P v)_m} \cdot \frac{2g_n}{2 \ln \frac{u_2}{u_1} + \frac{\lambda L}{D} + \zeta}}, \quad G = u \cdot f.$$

За припущення, що тиск у газопроводі розподілений лінійно і коефіцієнт Джоуля-Томпсона є сталою величиною ($D_i = \text{const}$), в літературі одержана [19] наближена розрахункова формула

$$T = T_{\text{гр.}} + (T_1 - T_{\text{гр.}}) e^{-\text{Шу}} - D_i \frac{P_1 - P_2}{L} \cdot \frac{1 - e^{-\text{Шу}}}{a} \quad (11.11)$$

Наближені моделі теплообмінних процесів у доринковий період набули широкого практичного використання і були унормованими, однак на практиці випадало з поля зору те, що температура газу на лінійній ділянці може бути нижча, ніж температура зовнішнього середовища (грунту), оскільки ефект Джоуля-Томпсона може змінювати знак зовнішнього теплообміну. Спостереження В. С. Бурних на газопроводі Шебелинка-Харків довели [22], що температура газу в кінці газопроводу виявляється нижчою за температуру ґрунту на 7–8 °С. Для трубопроводів великих діаметрів відносна тепловіддача в навколишнє середовище зменшується і газ не встигає охолонути до наступної компресорної станції. В розрахунково-експлуатаційній практиці вплив температури газу на перепад тиску в газопроводі ($\Delta P = P_1 - P_2$) при заданій його продуктивності ($G = \text{idem}$) слід враховувати: зі збільшенням перепадів тиску на ділянках між компресорними станціями збільшуються питомі витрати енергії на транспортування газу. Відносні компенсаційні втрати енергії на компресорних станціях становить орієнтовно 1/3 % на 1 °С [2]. Отже, висновок: при обчисленні виробничої спроможності лінійних ділянок з метою оцінювання та прогнозування економічної ефективності трубопровідного транспортування газу в реально можливих ситуаціях врахування особливостей неізотермічного руху газу має суттєве значення. Проте слід мати на увазі і таке: якщо завантаження газопроводу

не надмірне, то для оцінювальних розрахунків достатньо обмежитися формулою (11.11). При цьому з точністю до 3% можна використати апроксимацію [24]

$$D_i = A \frac{T \left(\frac{\partial x}{\partial T} \right)_P - x}{C_p} = a_1 + b_1 T,$$

де коефіцієнти a_1 і b_1 залежать від тиску (через C_p) і становлять: $a_1 = 15,5$ К/МПа, $b_1 = -3,9264 \cdot 10^{-2}$ 1/МПа при $240 \leq T \leq 320$ К; $4,5$ МПа $\leq P \leq 8$ МПа.

З аналізу формул (11.10)–(11.11) можна дійти висновку, що в газопроводах більшого діаметра температура газу на лінійних ділянках зменшується повільніше, а отже ефект Джоуля-Томпсона в трубопроводах більших діаметрів менш відчутний. В експлуатаційних умовах неізотермічність потоку газу зменшує пропускну спроможність газопроводу порівняно з ізотермічним режимом на 3–7%. Граничне зменшення пропускну спроможності газопроводу (8–10 %) існує місце, якщо критерій Шухова

$$\text{Шу} = k_m \cdot \pi D x / G \cdot C_p \rightarrow 0.$$

При $\text{Шу} > 4$ неізотермічність потоку незначна, і вона майже не впливає на пропускну здатність газопроводу, оскільки температура транспортованого газу практично по всій довжині лінійної ділянки дорівнює температурі навколишнього ґрунту.

Зовнішній теплообмін суттєво впливає на температуру транспортованого газу і, отже, на енергетичну характеристику виробничої функції лінійних ділянок магістральних газопроводів. Уперше задача зі стаціонарного зовнішнього теплообміну підземного трубопроводу з навколишнім середовищем математично сформулював Форхгеймер в 1888–1889 рр. як розв’язок

$$q = \frac{\lambda_{gp} (T - T_{\text{пов.}})}{R_0 \ln \left[h_0 / R_0 + \sqrt{(h_0 / R_0)^2 - 1} \right]},$$

в якому q – щільність теплового потоку; λ_{gp} – коефіцієнт теплопровідності ґрунту; T – температура газу; h_0 – глибина закладання трубопроводу; R_0 – радіус трубопроводу. Надалі формула Форхгеймера вдосконалювалась завдяки детальнішому врахуванню умов теплообміну на поверхні ґрунту. На основі аналізу формули Форхгеймера можна дійти висновку, що теоретичний розрахунок зовнішнього теплообміну

суто наближений, оскільки практично неможливо ідентифікувати теплофізичні властивості ґрунтів відповідно до реальних умов експлуатації магістральних газопроводів. З цієї причини в 70-ті роки минулого століття поширення набули експериментальні дослідження процесів зовнішнього теплообміну. Найґрунтовніші дослідження в цьому напрямку провів під орудою І. Є. Ходановича Б. Л. Кривошеїн [87], який експериментально довів, що теплопровідність ґрунтів змінюється в широких межах. Зокрема встановлено [43], що коефіцієнт теплопровідності ґрунтів на окремих ділянках газопроводу Бухара – Урал змінюється від 0,4 до 1,27 ккал/(м·год·°С). Зіставивши узагальнену формулу теплопередачі

$$K_m \pi D (T_m - T_0) L = G \cdot di \quad (11.12)$$

з першим законом термодинаміки за зовнішнім балансом

$$di = c_p \cdot dT + A \left[x - T \left(\frac{\partial x}{\partial T} \right)_p \right] dP,$$

для визначення коефіцієнта теплопередачі K_m можна одержати наближену розрахункову формулу [13]

$$K_m \cong \frac{G (i_1 - i_2)}{p D (T_m - T_{гр})} L,$$

в якій

$$i_1 - i_2 = \Delta i = (C_p)_{m,1} \cdot \Delta T - (C_p \cdot D_i)_{m,2} \cdot \Delta P.$$

У формулі для обчислення K_m позначення такі: m – індекс середнього значення; $(C_p)_{m,1}$ – середня теплоємність при ізобаричному процесі ($P_1 = idem$); $(C_p D_i)_{m,2}$ – середнє значення функції при середній температурі (при ізотермічному процесі) транспортованого газу.

У літературі розв'язок оберненої задачі (11.12) відомий також у вигляді [41]

$$k_m = \frac{G \cdot c_p}{pDL} \cdot \ln \left(\frac{T_1 - T_0}{T_2 - T_0 + \frac{D_i c_p (P_1 - P_2)}{c_p}} \right).$$

Для орієнтовних розрахунків середній коефіцієнт теплопередачі K_m приймають таким [58]: для сухого піску $k_m = 1,16 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°К}$; для дуже вологого піску $k_m = 3,5 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°К}$; для середньовологої глини $k_m = 1,6 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$. Наближене середнє значення коефіцієнта теплопередачі $k_m = 1,75 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$.

Через наявність безпосередніх матеріальних зв'язків між окремими технологічними елементами магістральних газопроводів та розширенням параметричного простору їх функціонування принципово новою постає проблема обґрунтування вибору математичної моделі газового стану $f(P, v, T)$. Нормована в доринковий період будівництва надпотужних магістралей [89] залежність $Pv = zRT$ у графо-аналітичному варіанті через її наближений характер та неадекватність комп'ютерних технологій розрахунків не відповідає сучасним вимогам щодо стратегії моделювання режимів роботи магістральних газопроводів. Пропоновані в літературі [89] модифікації математичного відтворення функції газового стану $f(P, v, T)$ за допомогою напівемпіричних рівнянь Бенедикта-Вебба-Рубіна, Бертло та інших через складність формульних залежностей і необхідність уточнення емпіричних констант також не знайшли подальшого повсюдного застосування.

При моделюванні режимів роботи магістральних газопроводів набуло широкого використання рівняння газового стану у вигляді [104]

$$\frac{Pv}{RT} = 1 + \frac{9}{128} \cdot \frac{P}{P_c} \cdot \frac{T_c}{T} \left(1 - 6 \frac{T_c^2}{T^2} \right),$$

T_c, P_c – критичні температура тиск газу

для якого є відповідні напрацювання ідей щодо побудови структури термогазодинамічних характеристик газостискувальних агрегатів КС. Отже, є сенс і при моделюванні режимів роботи лінійних ділянок використовувати рівняння газового стану саме у вигляді (11.13). У різницевому співвідношенні (11.13) величина Δv становить

$$v = \frac{RT}{P} - \Delta v, \tag{11.13}$$

$$\Delta v = a_1 / T^n - a_0.$$

Сталі величини a_1, a_0 і n визначаються експериментальним шляхом. На основі дослідних даних встановлено [107], що для метану $n = 2, a_0 = 0,00217 \text{ м}^3/\text{кг}$ і $a_1 = 340 \text{ м}^3 \cdot \text{°К}^2/\text{кг}$. Для реального газу з вмістом метану

85–99 % сталі величини a_1, a_0 і n коригуються, а саме $n = 1,965, a_0 = 0,00133 \text{ м}^3/\text{кг}$ і $a_1 = 285,2 \text{ м}^3 \cdot \text{К}^2 / \text{кг}$.

$$p \cdot v = RT - \frac{C \cdot p}{T^2},$$

В умовах роботи магістральних газопроводів при $T = 20 \div 100 \text{ }^\circ\text{C}$ і $P = 0,1 \div 10 \text{ МПа}$ прийнятні найпростіші рівняння стану, зокрема рівняння Джоуля-Томпсона у вигляді:

$$D_i = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_i = \frac{1}{c_p} \left[v - T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p \right],$$

де стала величина C визначається за відсотковим складом газової суміші $C = 360 - 66 \cdot r_{\text{CH}_4}$. За наявності в суміші $> 90\%$ метану $C \cong 300$.

З метою перевірки роботоздатності моделей, що наведені вище, в наступному розділі 3 проведені розрахунки залежності виконуваної газотранспортної роботи, а отже і витрачених енергоресурсів лінійних ділянок від кількості транспортованого газу Q . Наведена в цьому розділі аналітична модель (2.6) свідчить: залежність виконуваної газотранспортної роботи, а отже і витрачених ресурсів лінійної ділянки газопроводу ΔP від кількості транспортованого газу Q нелінійна. Причому така, що існує діапазон продуктивності газопроводу, в якому темп зростання газотранспортної роботи перевищує темп зростання кількості транспортованого газу Q . Цей результат є ключем до висновку про наявність об'єктивного, концептуально нового методологічного механізму оцінювання та підвищення ефективності використання ресурсного потенціалу лінійних ділянок магістральних газопроводів.

Необхідність удосконалення розрахункових методів аналізу та підвищення ефективності непроекtnих режимів виникає у зв'язку з відчутними на практиці відхиленнями від проектних умов роботи газопроводів. Найбільші відхилення спричиняє незбалансованість схемної структури газотранспортної системи, успадкованої як складова частина колишньої ЄСГ. Породжують непроекtnі режими і безперервну (через прогресоване старіння) реконструкцію газопроводів та вимушені зміни регламентних режимів, залежні від конкретної енергетичної ситуації. Існування окремого різновиду непроекtnих режимів практично неможливе. Отже, виникає потреба створення такої методики аналізу та оцінювання виробничої спроможності непроекtnих режимів роботи КС, яка визначала б стратегію та конкретний механізм підвищення економічної ефективності функціонування газотранспортних систем

для будь-яких непроектних режимів з урахуванням можливості їх комбінації.

Проблема створення методики глибинна і об'єктивно ускладнена тим, що характеристики КС залежать від термодинамічного стану $f(p, T, v)$ транспортованого газу. Цю особливість газотранспортних процесів для КС у докомп'ютерний період відтворювали адіабатичними еталонами графоаналітичних залежностей [108]:

$$[N/\gamma]_{\text{пр}} = f_N(Q_{\text{пр}}), \quad \varepsilon_{\text{пр}} = f\varepsilon(Q_{\text{пр}}) \quad \text{та} \quad \eta_{\text{пол}} = f\eta(Q_{\text{пр}}),$$

де $[N/\gamma]_{\text{пр}}, \varepsilon_{\text{пр}}, \eta_{\text{пол}}$ та $Q_{\text{пр}}$

відповідно зведені відносна потужність, ступінь стискування газу, політропічний к.к.д. та зведена об'ємна продуктивність відцентрових нагнітачів.

Залежності $[N/\gamma]_{\text{пр}}, \varepsilon_{\text{пр}}$ та $\eta_{\text{пол}}$ побудовані з використанням постулату Ван-дер-Ваальса про відповідність газових станів, який стверджує, що $v = f(P/P_{\text{кр}}, T/T_{\text{кр}})$. Проте точних рівнянь стану реальних газів не існує: термодинаміка не дозволяє безпосередньо встановити залежність $\zeta(P, v, T) = 0$. Для більшості газів критичний коефіцієнт стискуваності $0,26 < Z_{\text{кр}} < 0,29$, а отже положення (закон) про відповідність газових станів припустимо узагальнювати лише наближено з точністю 5–8% [108]. Точність положення для різних газів різна, а отже критичний коефіцієнт стискуваності $Z_{\text{кр}}$ не є реперною константою для всіх газів. Тому для обчислення енерготехнологічних характеристик ГПА і компресорних станцій в цілому в експлуатаційних умовах поширення набули напівемпіричні рівняння, зокрема [108]:

$$Pv = Z RT \quad (11.14)$$

Зіставляючи рівняння (2.9) і (2.10), можна дійти висновку про можливість наближених розрахунків коефіцієнта стискуваності газу за формулою

$$Z = 1 - P \Delta v / RT = 1 - (P/RT) \cdot (a_1 / T^n - a_0), \quad (11.15)$$

або за співвідношенням $Z = Pv/(RT) = 1 - (C \cdot P/RT^3)$, в якому стала величина C емпірично визначена різницею $C = 360 - 66 r_{\text{CH}_4}$, де $r_{\text{CH}_4} = 0,85 \div 1$ – молярна концентрація метану в природному газі.

Економічним змістом проблеми оцінювання і підвищення ефективності експлуатаційних режимів роботи магістральних газопроводів

є визначення залежності витрат енергетичних ресурсів N від кількості транспортованого газу Q та економічної ефективності цих витрат за ринковим критерієм прибутковості

$$Pr = f(O\Phi, N),$$

де $O\Phi$ – витрати, незалежні від завантаження газотранспортної системи (витрати на обслуговування основних виробничих фондів $O\Phi$), а N – керовано змінні в короткостроковому періоді витрати (енергетичні та ін.), що залежать від обсягів транспортованого газу, тобто $N = f(Q)$. Технологічному змістові проблеми відповідає її математичне формулювання, сутність якого можна умовно поділити на дві частини:

- 1) – побудова цільової, критеріально екстремальної функції $N = f(Q)$
- 2) – знаходження екстремуму функції $N = f(Q)$ при обмеженнях, які накладає формула прибутковості $Pr = f(O\Phi, N)$.

Величина $O\Phi$ є ринково і ситуаційно визначеною, тому в дослідницькому варіанті її покладаємо сталою ($O\Phi = \text{const}$), і на першому етапі задачу зводимо до побудови та розв'язку системи моделей термодинамічних процесів, що супроводять зміну кінетичної і потенціальної енергії стискуваного газу.

Базові моделі процесів стискування газу ґрунтуються на постулатах першого закону термодинаміки:

$$dq = d[u + A \cdot p v] + A \cdot d(w^2/2g), \quad (11.16)$$

в якому u – внутрішня енергія газу, w – швидкість потоку стискуваного газу. Залежно від вибраних параметрів $p v$, $v T$ чи $p T$ перший закон термодинаміки набуває різних математичних форм. Стосовно ГПА на КС при незалежних p і v та $w = \text{const}$ перший закон термодинаміки математично відтворюють рівнянням:

$$d[u + A \cdot p v] = di = C_p \cdot dT = A \cdot v dP - dq_{\text{зовн.}} + dq_{\text{тертн.}}$$

де: C_p , i – відповідно теплоємність та ентальпія стискуваного газу, $dq_{\text{зовн.}}$ – тепло, що відводиться від газу в процесі його стискування, $dq_{\text{тертн.}}$ – тепло, яке надходить завдяки механічній енергії внутрішнього тертя потоку газу. Зв'язок між тиском P , питомим об'ємом v і температурою T стискуваного газу відслідковується рівняннями політропи $P \cdot v^m = \text{const}$ і $T \cdot v^{m-1} = \text{const}$. Отже, процес стискування газу можна досліджувати як термодинамічний процес із змінюваним показником політропи m , який визначають на основі співвідношення [9]

$$m = \left(1 - \frac{\lg(T_2/T_1)}{\lg(P_2/P_1)} \right) \quad (11.17)$$

Головною виробничою характеристикою компресорної станції є залежність між напором H , (кГ·м)/кг та обсягом стискуваного газу Q . Відносна величина напору H для політропічного процесу за умови, що в рівнянні (11.16) $w = \text{const}$, обчислюється за розв'язком термодинамічного співвідношення [93]

$$H_{\text{пол}} = \int_1^2 v \, dp = \frac{m}{m-1} \cdot p \cdot v \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right],$$

яке є різновидом розрахункової формули потужності компресорної станції [108].

У (11.18) інтегральна величина ξ враховує кількість та рівень завантаження газостискувальних агрегатів, технічний стан газових турбін, вплив температури навколишнього повітря на потужність компресорних агрегатів та ін.

$$N_{\text{КС}} = \Delta h \cdot M = \xi \frac{\kappa}{\kappa-1} \cdot p \cdot v \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa \eta_{\text{пол}}}} - 1 \right] \cdot M. \quad (11.18)$$

Для розрахунку ентальпійної характеристики стискуваного газу Δi використовують формулу [104]

$$\Delta i = c_{p,m,1} (T_2 - T_1) - (c_p \cdot D_i)_{m,2} (P_2 - P_1),$$

в якій коефіцієнт Джоуля-Томпсона D_i обчислюється з урахуванням термодинамічного стану стискуваного газу

$$D_i = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_i = \frac{1}{c_p} \left[v - T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p \right],$$

а теплоємність газу $C_p = C_p^{(0)} + \Delta C_p$. Якщо калоричні властивості транспортованого газу з вмістом метану $> 85\%$ визначати з використанням рівняння Джоуля-Томпсона у варіанті (2.9), то [104]

$$C_p^{(0)} = (1,4 + 2,79 \cdot r_{\text{ch4}}) \cdot C_p^{(0)}_{\text{ch4}},$$

де $C_p^{(0)}_{\text{ch4}} = 2,175 + 0,00244 \cdot T$, кДж/(кг · °С), а $\Delta C_p = P \cdot (5,826 \cdot a_1 / T^3)$.

При проведенні енерготехнологічних розрахунків за моделями (11.15)–(11.18) слід визначати показники для політропічного, зовнішньо-адіабатичного, ізотермічного та ін. процесів, за якими формується підсумковий критерій економічності роботи газоперекачувальних агрегатів. Загалом відношення корисної роботи до споживаної енергії визначають політропічним к.к.д. $\eta_{\text{пол}}$ за формулою [17], в якій

$$z_{\text{пол}} = \frac{w_{1,2}}{i_{1,2}},$$

$$\eta_{\text{пол}} = \frac{m}{m-1} \cdot \frac{\kappa-1}{\kappa},$$

$$w_{1,2} = \int_1^2 x \cdot dp - \text{потенціальна робота},$$

$$\text{а } i_{1,2} = \int_1^2 p \cdot dv - \text{питома термодинамічна робота}.$$

Для розрахунку $\eta_{\text{пол}}$ в межах теорії «ідеальної пари» прийнятне співвідношення [48]

Завдяки теплоті тертя в неохолоджуваному ГПА показник політропи m завжди більший від показника адіабати κ . Усереднення показників m, κ і їх комплексів проводять для процесів, що лінійно відхиляються від адіабатного за потенціальною функцією ($p \cdot v$). Для природних газів з вмістом метану 94–100 % за даними В. А. Загорубченка для потенціальної функції ($p \cdot v$) одержана така наближена розрахункова формула [104]:

$$P \cdot v = (p \cdot v)_{\text{ch}_4} (1.49 - 0.49 r_{\text{ch}_4}), \quad (11.19)$$

де r_{ch_4} – мольний вміст метану в газі в частках одиниці. При вмісті метану в газі $> 98 \%$ для експрес-розрахунків можна скористатися емпіричним співвідношенням [49]

$$P \cdot v = -0,1 + 0,5081 T - 9,88 p + 0,0252 p \cdot T.$$

При використанні розрахункової формули (11.18) робочі параметри газоперекачувальних агрегатів мають задовольняти обмеженням:

$$P_{\text{вих}} \leq P_{\text{вих max}}, Q \geq Q_{\text{min}}, n_{\text{min}} \leq n \leq n_{\text{max}}, N_{\text{ед}} \leq N_{\text{ед max}}.$$

До обмежень експлуатованих агрегатів входить і рівень їх технічного стану.

Формули (11.15)–(11.19) використовують у практиці розрахункової діагностики функціонального стану газоперекачувальних агрегатів [47]. При цьому температура стиснутого газу (на виході КС) визначається за розв'язком термодинамічної моделі енергії газового потоку у вигляді [108]:

$$T_2 = T_1 \cdot \varepsilon^{\frac{\kappa-1}{\kappa \cdot \eta_{\text{пол}}}} \quad (11.20)$$

У першому наближенні допустимо [108] прийняти $\kappa = 1,34$ та $\eta_{\text{пол}} = 0,8$.

Обчислювальна ефективність та самодостатність (замкненість) системи розрахункових моделей (11.6)–(11.20), наведених у цьому розділі, доведена шляхом модельних розрахунків виробничих функцій лінійних ділянок, компресорних станцій магістрального газопроводу з робочим тиском 7,5 МПа і зміною завантаження газопроводу в діапазоні $Q = 20 \div 95 \%$.

Процеси трубопровідного транспортування газу на лінійних ділянках газопроводів характеризуються розширенням газу, який, змінюючи свій стан, виконує роботу проти зовнішніх сил. Згідно з першим законом газової термодинаміки [9] виконувану роботу в системі координат: тиск P – питомий об'єм v можна віднайти за формулою

$$\mathcal{Q} = \int_{v_1}^{v_2} P \, d v \quad (11.21)$$

Формула (11.21) показує, що робота розширення газу на лінійній ділянці газопроводу залежить від характеру процесу, тобто її можна віднайти, якщо буде відомий розв'язок рівняння стану $f(P, v) = 0$. Для ізотермічних процесів $P v = P_1 v_1 = \dots = \text{const}$ і, отже, $P = (P_1 v_1) / v$. Звідси виконувана ізотермічна робота газу \mathcal{Q} на лінійних ділянках теплоізолюваного газопроводу становить [26]

$$\mathcal{Q} = (P_1 v_1) \, \gamma \ln (v_2 / v_1)$$

Реальні процеси розширення газу на лінійній ділянці газопроводу неізотермічні: газ змінює свій стан під впливом зовнішнього середовища (грунту), яке змінює температуру транспортованого газу. Зміна температури газу впливає на його внутрішню енергію u і виконувану зовнішню роботу.

Термодинамічно це відтворюється формулою

$$dq = d u + A \cdot (P \cdot dv) , \quad (11.22)$$

в якій тепловий еквівалент роботи $A = 1/426,45$ ккал / кг м.

Рівняння (11.22) придатне для моделювання як реальних, так й ідеальних газів.

За однакової швидкості руху газу, коли

$$M = \frac{F \cdot \omega}{x} = \frac{F_1 \cdot \omega_1}{x_1} = \frac{F_2 \cdot \omega_2}{x_2} = \dots = \text{const},$$

формула (11.22) в прикладному аспекті для довільного обсягу транспортованого газу набуває вигляду

$$dq = du + A d\vartheta + \frac{d\omega^2}{2g} \quad (11.23)$$

У рівнянні (11.23):

dq – зовнішнє тепло, яке сприймає газ на лінійній ділянці;

du – зміна внутрішньої енергії газу;

$d\vartheta = d(P \cdot v)$ – робота проти зовнішніх сил (робота проштовхування);

$(d\omega^2 / 2g)$ – приріст кінетичної енергії газу при його переміщенні на лінійній ділянці.

Наближений розв'язок рівняння (11.3) за умови, що $M = (F \cdot \omega) / v = \text{idem}$, для непересічених трубопроводів середнього і високого тиску допустимо [108] еквівалентувати розрахунковими формулами

$$M = F \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{P \cdot v \cdot \lambda L}} \quad (11.24)$$

$$\text{та } T = (T_H - T_0) e^{-aL} - D_i \frac{P_1 - P_2}{L} \cdot \frac{1 - e^{-aL}}{a}, \quad (11.25)$$

$$\text{де критерій Шухова } a = \frac{\kappa \pi D}{M C_p}.$$

Формули (11.24) і (11.25) покладені в основу проведених у цьому підрозділі розрахунків ефективності експлуатаційних витрат енергетичних ресурсів лінійних ділянок (енергії тиску газу) ΔP від обсягів транспортованого газу Q . Вхідні дані для розрахунків енерговитратних характеристик лінійних ділянок наведені в табл. 11.1, а вхідні дані для відводів в табл. 11.2.

Результати розрахунків для побудови виробничих функцій лінійних ділянок газопроводу табульовані в табл. 11.3

За результатами розрахунків нижче наведена графічна модель залежності $\Delta P = f(Q)$ для лінійної ділянки Борова – Першотравнева.

Таблиця 11.1

Вихідні дані для розрахунків енерговитратних характеристик лінійних ділянок

Назва ділянки	L , км	T _{гр} , °C	D , мм	E
Новопсков – Борова	124,0	8,0	1420	1,00
Борова – Першотравнева	102,0	8,0	1420	0,97
Першотравнева – Машевка	124,5	8,0	1420	1,00
Машевка – Кременчук	131,5	8,0	1420	1,00
Кременчук – Олександрівка	109,0	8,0	1420	1,00
Олександрівка – Тальне	121,5	8,0	1420	0,99
Тальне – Гайсин	119,6	8,0	1420	0,98
Гайсин – Бар	120,9	8,0	1420	0,98
Бар – Гусятин	123,0	8,0	1420	0,97
Гусятин – Богородчани	137,0	8,0	1420	0,98
Богородчани – Хуст	146,8	8,0	1420	0,97
Хуст – Ужгород	101,0	8,0	1420	0,97

Таблиця 11.2

Вихідні параметри для відводів

Назва ділянки з відводом	Відвод на	Q _{відбору} , млн. м ³ /добу
Новопсков – Борова	Борову	0,06
Борова – Першотравнева	Олексіївку	0,037
Першотравнева – Машевка	Ковалівку	0,001
Машевка – Кременчук	–	–
Кременчук – Олександрівка	Іванківці	0,000467
Олександрівка – Тальне	Чигирин	0,368
Тальне – Гайсин	Умань	0,547
Гайсин – Бар	Гайсин	0,938
Бар – Гусятин	Бар	0,61
Гусятин – Богородчани	Горжків	0,94
Богородчани – Хуст	Богородчани	0,0006
Хуст – Ужгород	Ясин	0,813

Таблиця 11.3

Залежність витрат енергії тиску газу $\Delta P = P_{\text{поч}} - P_{\text{к}}$ від продуктивності Q лінійної ділянки Борова – Першотравнева; $L = 102$ км.

Q / Q_{max}	$P_{\text{поч}}, \text{кг/см}^2$	$P_{\text{к}}, \text{кг/см}^2$	$T_{\text{поч}}, ^\circ\text{C}$	$T_{\text{к}}, ^\circ\text{C}$	$\Delta P / \Delta P_{\text{max}}$
1,000	72,07	52,97	35,03	17,23	1,000
0,989	73,43	55,37	35,16	17,60	0,946
0,966	75,00	58,44	35,11	17,92	0,868
0,944	75,00	59,39	34,57	17,71	0,818
0,908	75,00	60,73	33,85	17,42	0,748
0,849	75,00	62,81	32,51	16,86	0,639
0,789	75,00	64,68	31,04	16,17	0,541
0,730	75,00	66,37	29,33	15,28	0,452
0,609	75,00	69,19	25,85	13,39	0,305
0,487	75,00	71,38	22,09	11,43	0,190
0,364	75,00	73,01	18,12	9,67	0,104
0,119	75,00	74,78	11,77	8,02	0,012

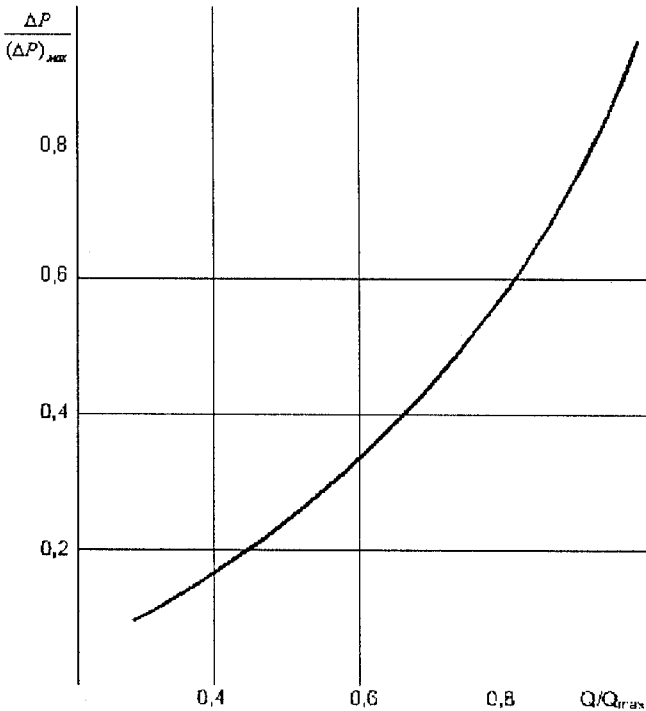


Рис. 11.1. Графічна модель залежності витрат енергії тиску газу $\Delta P = P_{\text{поч}} - P_{\text{к}}$ від продуктивності Q лінійної ділянки Борова – Першотравнева

Аналіз одержаних результатів, наведених у табл. 11.3 та на рис. 11.1, дозволяє стверджувати, що залежність витрат на лінійних ділянках енергії тиску газу ΔP від обсягів транспортованого газу Q є нелінійною. Специфічність нелінійної характеристики $\Delta P = f(Q)$ проявляється в тому, що вона є ввігнутою донизу. Саме ця її особливість дає можливість віднайти шляхом порівняння результатів розрахунків за формулою

$$\text{Над} = c \times Q$$

надходжень за кількістю транспортованого газу Q з результатами розрахунків енергетичних витрат $\Delta P = f(Q)$ оптимальний за показником енергоефективності режим роботи лінійної ділянки газопроводу. За оптимального режиму роботи лінійної ділянки надходження будуть більші, ніж витрати енергоресурсів ΔP , тобто

$$\text{Над} = c \times Q > \Delta P = f(Q).$$

Графічно цей висновок ілюструє рис. 11.2.

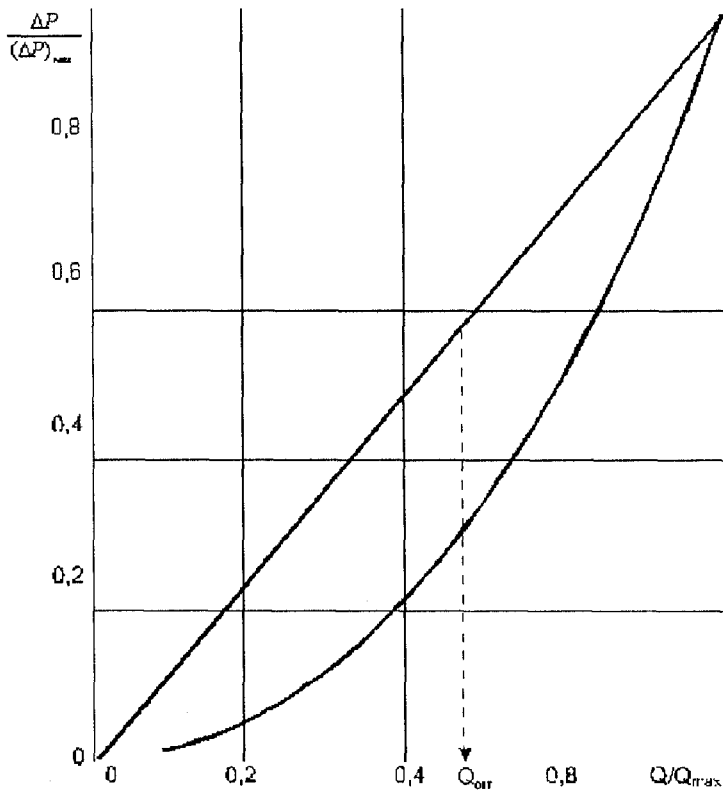


Рис. 11.2. Оптимальний режим роботи лінійної ділянки Борова – Першотравнева за показником $(\text{Над} - \Delta P) \rightarrow \text{max}$.

Концепція оптимізації режимів роботи лінійних ділянок відіграє ключову роль у формуванні енергоефективних технологій трубопровідного транспортування газу. Проте слід мати на увазі, що для магістральних газопроводів високого тиску витрати ΔP залежать не тільки від завантаження газопроводу, а й від безпосередньо керованих режимів роботи (робочого тиску) компресорних станцій. Енерговитрати на лінійних ділянках взаємопов'язані з енерговитратами на КС і є важливим, проте похідним складником показника ефективності магістральних газопроводів.

Необхідною передумовою для оцінювання, аналізу та підвищення ефективності функціонування як лінійних ділянок та компресорних станцій, так і газопроводів у цілому постають розрахунки енерговитрат на компресорних станціях. Кількісному аналізу цієї проблеми присвячено наступний підрозділ.

Технологічні розрахунки трубопровідного транспортування газу ґрунтуються на використанні наведених термогазодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів. У той же час стандартне відтворення цих характеристик не задовольняє потреби в розрахунках непроекtnих режимів роботи магістральних газопроводів, які супроводжують зміну продуктивності газопроводу в діапазоні $0 - Q_{\max}$. У зв'язку з цим у практику розрахунків режимів роботи газопроводів введені термогазодинамічні моделі газостискувальних агрегатів, які дозволяють визначати технологічні параметри роботи КС, не вимірювані в експлуатаційних умовах.

Технологічні розрахунки непроекtnих режимів роботи КС за паспортними характеристиками можуть суттєво відрізнитися від реальних, оскільки паспортні характеристики дуже чутливі до технічного стану КС, який погіршується, зокрема, через ерозійний знос проточної частини нагнітачів. Паспортні характеристики в експлуатаційних умовах належить періодично контролювати. Мінімальна вхідна інформація для визначення основних технологічних параметрів, у тому числі витраченої потужності за непроекtnого завантаження газопроводу Q , містить такі дані: вимір температур T_1, T_2 і тисків P_1, P_2 газу на вході і виході КС. Якщо за зміною температур і тиску газу побудувати термогазодинамічну модель, то вона матиме такий вигляд:

різниця ентальпій стискуваного газу

$$\Delta i = f(P_1, P_2, T_1, T_2) = f(P_1, T_1, \Delta P, \Delta T);$$

потенціальна робота стискування газу (напір)

$$w_{1,2} = f(P_1, P_2, T_1, T_2);$$

політропний к.к.д.

$$\eta_{\text{пол}} = w_{1,2} / \Delta i.$$

Процес стискування газу у відцентровому нагнітачі протікає за невеликих зовнішніх теплових утрат, якими в технологічних розрахунках припустимо нехтувати. У цьому випадку індикаторна внутрішня потужність нагнітача N еквівалентна різниці ентальпій газу Δi , тобто

$$N = G \times \Delta i, \quad (11.26)$$

де G – масова продуктивність нагнітача.

Побудова виробничої функції КС за формулою (3.1) у координатах: витрачені енергетичні ресурси N – обсяг стиснутого газу G узгоджується з діагностичними моделями (3.1) та зміни ентальпії газу

$$\Delta i = C_{p, m,1} (T_2 - T_1) - (C_{p, D_i})_{m,2} \times (P_2 - P_1),$$

в якому

D_i – коефіцієнт Джоуля-Томпсона;

$C_{p, m,1}$ – середня ізобарна теплоємність газу при $P_1 = \text{idem}$ в інтервалі температур від T_1 до T_2 ;

$(C_{p, D_i})_{m,2}$ – середня величина при $T_2 = \text{idem}$ в інтервалі тисків від P_1 до P_2 .

Саме ці моделі, еквівалентовані формулою (11.18), покладені в основу розрахунків виробничої функції компресорних станцій.

Вхідні дані для розрахунків КС газопроводу «Союз» наведені в табл. 11.4.

З метою порівняльного аналізу індивідуальних властивостей виробничих функцій КС проведені кількісні розрахунки залежності $N = f(Q)$ як для кожної компресорної станції газопроводу окремо, так і (в наступному підрозділі) для всієї газотранспортної системи «Союз» як єдиної неподільної виробничої одиниці. Деталізовані розрахунки залежності $N = f(Q)$ для КС окремо ілюстровані табл. 11.5.

Таблиця 11.4

Вихідні дані для розрахунків виробничих функцій
компресорних станцій газопроводу «Союз»

Назва КС	P_{\max} , атм.	T_{\max} , °C	$T_{\text{пов}}$, °C	$\Delta P_{\text{вх}}$, атм.	$\Delta P_{\text{вих}}$, атм.
1	2	3	4	5	6
Борова	75,0	50,0	20,0	0,6	0,7
Першотравнева	75,0	50,0	20,0	0,6	1,1
Машевка	75,0	50,0	20,0	0,2	0,3
Кременчук	75,0	50,0	20,0	0,2	0,2
Олександрівка	75,0	50,0	20,0	0,6	0,5
Тальне	75,0	50,0	20,0	0,7	0,9
Гайсин	75,0	50,0	20,0	0,5	0,8
Бар	75,0	50,0	20,0	0,8	0,8
Гусятин	75,0	50,0	20,0	0,7	0,7
Богородчани	75,0	50,0	20,0	0,6	0,7
Хуст	75,0	50,0	20,0	0,7	0,8

Таблиця 11.5

Залежність витрат потужностей N від продуктивності Q КС Борова

$Q_{\text{тр}} /$ $(Q_{\text{тр}})_{\max}$	$N /$ N_{\max}	$P_{\text{вх}}$, кг/см ²	$P_{\text{вих}}$, кг/см ²	$T_{\text{вх}}$, °C	$T_{\text{вих}}$, °C
1,00	1,00	49,55	72,07	12,37	35,03
0,988	0,995	50,21	73,43	12,49	35,16
0,964	0,955	51,48	75,00	12,72	35,11
0,941	0,851	52,69	75,00	12,91	34,57
0,905	0,745	54,40	75,00	13,15	33,85
0,846	0,597	56,99	75,00	13,41	32,51
0,786	0,474	59,30	75,00	13,53	31,04
0,726	0,365	61,36	75,00	13,51	29,33
0,605	0,227	64,82	75,00	13,05	25,85
0,484	0,135	67,50	75,00	12,06	22,09
0,363	0,077	69,51	75,00	10,62	16,12
0,119	0,016	71,72	75,00	8,05	11,77

З метою порівняння одержаних результатів розрахунків виробничих функцій КС із літературними даними на рис. 11.3 зіставлені графіки виробничої функції КС Машевка з робочим тиском 75 ата і виробничої функції КС з робочим тиском 55 ата.

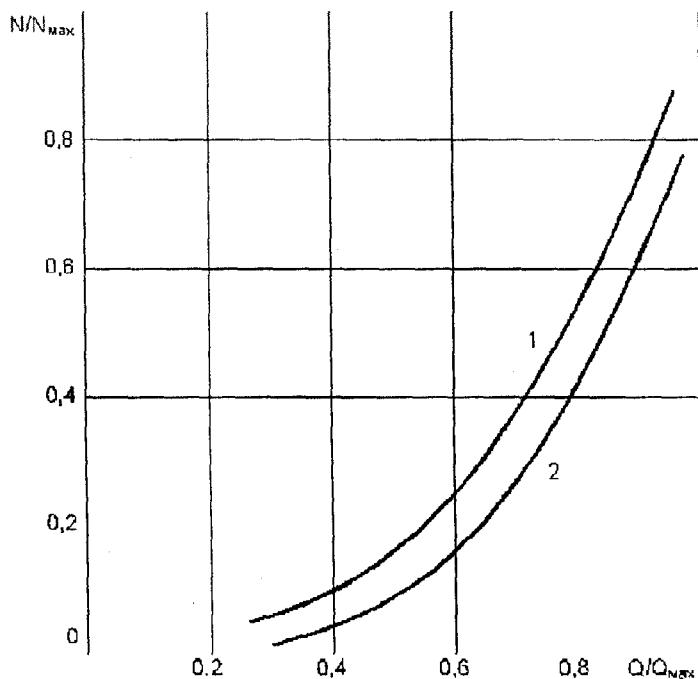


Рис.11.3. Порівняльні графіки виробничих функцій КС газопроводів з параметрами:

1. $D = 1020$, $P_{роб} = 55$ ата;
2. $D = 1420$, $P_{роб} = 75$ ата (КС Машевка)

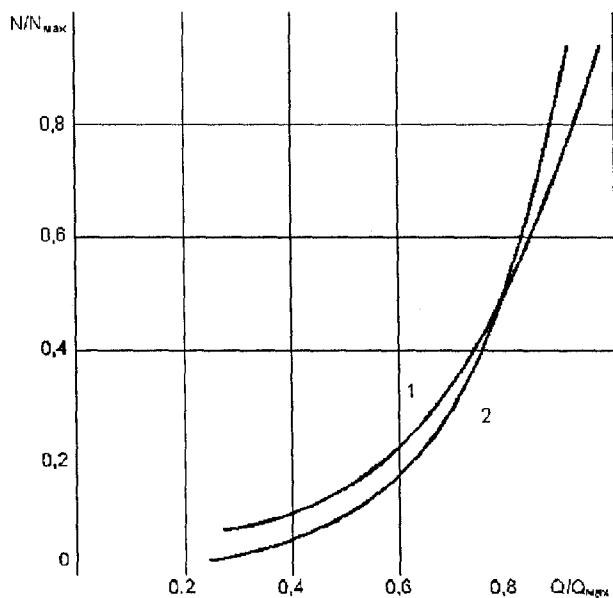


Рис. 11.4. Залежність продуктивності КС від витрат енергетичних ресурсів за різних режимів роботи КС

Порівняння графіків на рис. 11.3 дає підставу стверджувати

прийнятну вірогідність та обґрунтованість проведених у цьому розділі розрахунків виробничих функцій КС.

Побіжно слід зауважити, що структура виробничої функції КС суттєво залежить від режиму роботи КС. Про це свідчать літературні дані [103], наведені на рис. 11.4. та рис. 11.5.

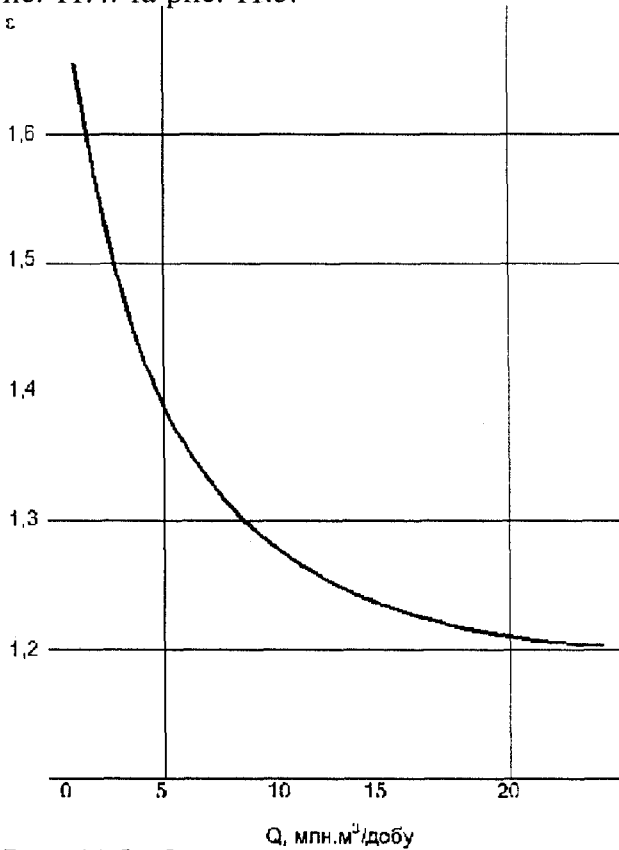


Рис. 11.5. *Оптимальні ступені стискування газу ϵ залежно від пропускної спроможності газопроводу з параметрами: $D = 1020$ мм, $P_{роб} = 55$ ата.*

З метою порівняльного аналізу енергоефективності компресорних станцій і газопровідної системи в цілому в цьому підрозділі проведені тестові розрахунки залежності сумарних витрат потужностей КС від комерційної продуктивності газопроводу «Союз». Система базових аналітичних формул для розрахунків сформована в розділі 2 цієї роботи. Основу системи становить сукупність газотермодинамічних моделей (11.12)–(11.20). З використанням указаних моделей одержані числові результати, які зіставлені з розрахунковими результатами для однієї з типових КС газопроводу – КС Машевка.

Результати розрахунків інтегральної виробничої функції $N = f(Q)$ газопроводу «Союз» як ключової характеристики енергоефективності функціонування газопроводу наведені в табл. 11.20.

Результати розрахунків залежності $N = f(Q)$, що наведені в табл. 3.20, використані для побудови порівняльних графіків для КС – Машевка і газопроводу «Союз». Порівняльні графіки ілюстровані на рис. 3.6.

Таблиця 11.6

Залежність $N = f(Q)$ для газопроводу «Союз»

$\frac{Q_{\text{ком}}}{Q_{\text{ком. макс}}}$	$\frac{N_{\text{спож.}}}{N_{\text{спож. макс}}}$	$\frac{Q_{\text{ком}}}{Q_{\text{ком. макс}}}$	$\frac{N_{\text{спож.}}}{N_{\text{спож. макс}}}$
1,0	1,0	0,813	0,418
0,992	0,950	0,754	0,322
0,973	0,868	0,630	0,186
0,954	0,792	0,503	0,0953
0,923	0,690	0,373	0,049
0,870	0,536	0,109	0,0086

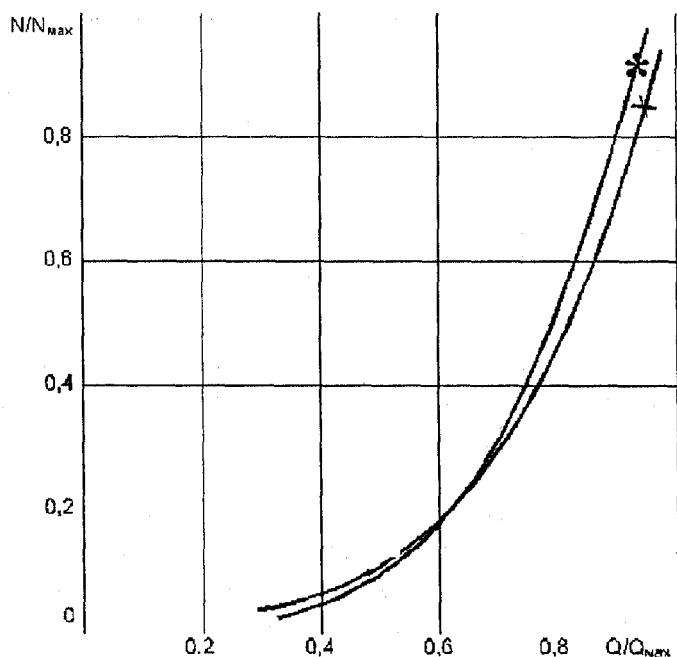


Рис. 11.6. Залежність витрат потужностей від обсягів транспортованого газу для КС Машевка і газопроводу «Союз»:

- * — КС Машевка
- × — газопровід «Союз»

Числові дані (табл. 11.6 – табл. 11.20) та порівняльні графіки, що на рис. 11.6, свідчать про однотипність у відносному вимірі виробничих функцій $N = f(Q)$ компресорних станцій і газопроводу «Союз» у цілому. Тобто, можливий уніфікований підхід до вироблення галузевої концепції максимізації економічної ефективності функціонування магістральних газопроводів за інтегральним показником енергоефективності компресорних станцій чи енергоефективності систем газопроводів як цілісних виробничих одиниць.

Тут існують (дещо завуальовані) підстави для висновку про те, що головний внесок у структурі критерію енергоефективності газотранспортної системи у відносних координатах належить не лінійним ділянкам (через некерований вплив теплообмінних процесів), а компресорним станціям газопроводів. Висновок майже очевидний, проте його слід контролювати для кожної конкретної виробничої ситуації за результатами розрахунків витрат енергоресурсів (ΔP для лінійних ділянок і потужностей N для КС) у абсолютному вимірі.

За аналогією, як це зроблено для лінійних ділянок у підрозділі 3.1, можна співставити надходження за виконання газотранспортної роботи з витратами енергоресурсів на компресорних станціях газопроводу. Математично це зводиться до розв'язку системи рівнянь:

$$\begin{aligned} \text{Над} &= c \times Q \\ N &= f(Q), \end{aligned} \tag{11.27}$$

які разом становлять математичну основу ідеології порівняльного аналізу та оцінювання ефективності використання енергетичних ресурсів у системах магістральних газопроводів. Система рівнянь (11.27) має розв'язки (точки перетину) в точках $Q = 0$ і $Q = Q_{\max}$. Для ліпшого сприйняття суті проблеми розв'язок системи рівнянь (11.27) для КС – Борова графічно відтворений на рис. 11.7.

На рис. 11.8. наведено графічний розв'язок системи рівнянь (11.27) для газопроводу «Союз».

Графічно ілюстрована на рис. 11.7 та рис. 11.8 концепція оптимізації режимів роботи магістральних газопроводів є стрижнем ринкового підходу до формування нової ринково орієнтованої методології аналізу, оцінювання та підвищення ефективності трубопровідного транспортування газу. Ідеологічні засади методології та системно-розрахункові моделі її реалізації конкретизовані в наступному розділі.

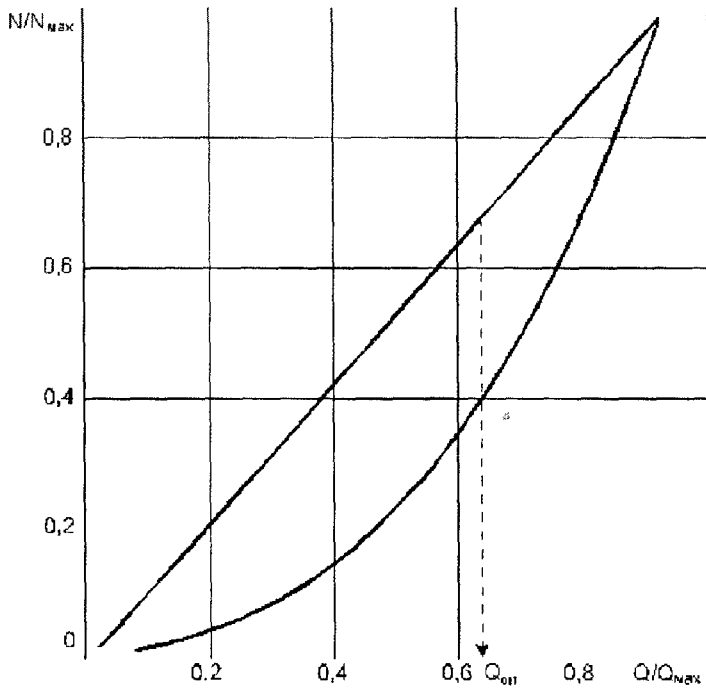


Рис. 11.7. Оптимальний режим роботи КС – Борова

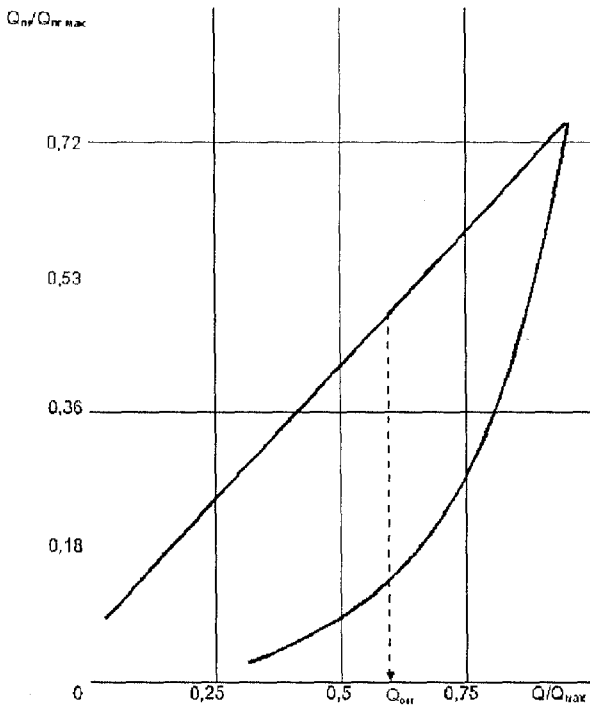


Рис. 11.8. Оптимальний режим роботи газопроводу «Союз» (експлуатаційні дані) за обсягом витрат паливного газу

11.3. Методичні основи оцінювання та підвищення ефективності обслуговування систем трубопровідного транспорту газу

Формування ринкових відносин у сфері трубопровідного транспортування газу пов'язане з необхідністю використання ринкових законів, на основі яких належить віднайти спонукальні мотиви для трансформаційних реформ, що мають забезпечити максимальну прибутковість газотранспортного виробництва. Ринкова переорієнтація газотранспортної галузі – найважливіша методологічна установка підвищення її економічної ефективності. Це прямо й безпосередньо виводить на економічний блок проблем. Йдеться передусім про необхідність відпрацювання методологічних засад і принципів, у яких за кінцеву мету слугує показник прибутковості функціонування систем трубопровідного транспортування газу. Головні суперечності в економіці газотранспортної галузі полягають у невідповідності теперішньої системи виробничих (у тому числі й управлінських) технологій тим умовам, в яких вони працюють. Ринкові механізми саморегулювання не спрацьовують, хоч і створюється небезпечна ілюзія поступу в інтересах галузі.

Ринкові знання на сьогодні постають стандартом. Нова реальність спонукає знаходити нові нетрадиційні розв'язки щодо максимізації прибутку завдяки ефективному і повному використанню виробничих ресурсів систем трубопровідного транспортування газу (ТТГ). Оперативне одержання відповідної інформації про ситуацію; автоматизована обробка, систематизація та аналіз інформації, яка використовується для підготовки ухвал, має бути матеріалізована у вигляді системи розрахункових моделей, яка спроможна визначити економічно доцільні варіанти функціонування й адаптаційного розвитку виробничих структур, а також спрогнозувати ефективність (чи неефективність) вживаних сьогодні стратегічних орієнтирів щодо поліпшення економічного стану газотранспортної галузі.

Використовуючи модельний експеримент, можна вийти на аналіз причин і певних наслідків. Це один із найреальніших, відносно маловитратних та дієвих засобів доказової оцінки можливої вартості основних виробничих фондів структурних підрозділів галузі та базових показників ефективності їх використання. Зважаючи на актуальність, проблема модельного відтворення принципу прибутковості трубопровідного транспортування газу та загальна методика проведення аналізу засобами математичного експерименту покладена в основу дослідження, проведеного в цьому розділі.

Дослідження конкретизовані відповідно до стану газотранспортної галузі в короткостроковому та середньостроковому періодах. Для довгострокового періоду нереалістично виключати можливу зміну складу використовуваних ресурсів та зовнішніх чинників: ринку газоенергетичної продукції, законодавчих положень, загальної політичної ситуації, соціальних умов та ін. Врахування «неекономічних факторів» зовнішнього середовища на сьогодні практично неможливе: правильна сама по собі ідея максимально розширити і поглибити розрахунковий аналіз наштовхується на невизначеність відокремлених аспектів проблеми та відсутність її модельного й інформаційного забезпечення. З цієї та інших об'єктивних причин дослідження ефективності трубопровідного транспортування газу в довгостроковому періоді винесені за межі дисертаційної роботи.

Складність дослідження проблеми ефективності трубопровідного транспортування газу зумовлена протилежноспрямованою взаємодією різних за своєю сутністю внутрішніх і зовнішніх чинників. Найвпливовішими внутрішніми чинниками є:

незбалансованість схемної структури систем трубопровідного транспортування газу України, яка формувалася відповідно до колишньої ідеології створення Єдиної системи газопостачання та централізованих обмежень на пріоритетність споживачів;

фізичне старіння газопроводів, яке супроводжується погіршенням технічного стану технологічного устаткування компресорних станцій та лінійних ділянок і, отже, диктує необхідність перманентної реконструкції та удосконалення технологічної структури систем трубопровідного транспортування газу;

схема розподілу потоків газу, яка не відповідає проектній конфігурації систем трубопровідного транспортування газу (ТТГ), а отже породжує непроекtnі режими роботи газопроводів, унаслідок чого зменшується ефективність використання встановлених потужностей компресорних станцій магістральних газопроводів (МГ) та знижується їх функціональна спроможність;

відсутність впровадженої технології використання методичної бази оцінювання та аналізу ефективності функціонування систем ТТГ за стандартами ринкової економіки.

Головні зовнішні некеровані фактори – це ринково зумовлена вартість обслуговування основних та змінних у короткостроковому періоді фондів, кон'юнктурно-ситуаційна нестабільність обсягів газотранспортних послуг та інші.

Серед наведених чинників практичну значущість (унаслідок керованості і короткострокової дії) має методологічна та методична

обґрунтованість розподілу потоків газу і вибору економічно доцільних варіантів використання енергетичних ресурсів, що залежать від обсягів транспортованого газу. Фактор керованості відіграє ключову роль у формуванні виробничої функції магістральних газопроводів, а отже, створює реальну можливість підвищення ефективності використання у короткостроковому періоді незмінюваних основних фондів та залежних від завантаження магістральних газопроводів енергетичних ресурсів.

За законами ринкової економіки газотранспортне виробництво (як і будь-яке інше) економічно ефективне тільки тоді, коли витрати на обслуговування основних фондів (незалежних від обсягів транспортованого газу) та змінних ресурсів (залежних від обсягів транспортованого газу) менші, ніж надходження за газотранспортні послуги. А отже, головними чинниками ефективності трубопровідного транспортування газу постають витрати і надходження. Ринкова природа цих чинників надзвичайно складна і є предметом спеціальних фундаментальних досліджень як теоретичного, так і прикладного спрямування [55]. Проте складність аналізу взаємовпливу витрат і надходжень на економічну ефективність газотранспортного виробництва можна дещо зменшити, якщо розглядати загальні витрати і всі надходження узагальнено, не вдаючись до деталізації поки що неусталеної і дещо суперечливої (пов'язана з політичними і соціальними аспектами енергозабезпечення країни в цілому) структури витрат і надходжень. У дисертації розробка і дослідження реально можливих методів підвищення економічної ефективності систем трубопровідного транспортування газу виконані в межах саме такого узагальнення.

Інструментом дослідження й аналізу ефективності функціонування систем трубопровідного транспортування газу слугують розрахунки залежності витрат енергетичних ресурсів від обсягів транспортованого газу. Специфічність і складність цих розрахунків полягає в тому, що загальноживані (належні до командних орієнтирів господарювання) методи моделювання режимів роботи магістральних газопроводів замінені ринково орієнтованими методами з принципово новими критеріями оптимальності функціонування газотранспортних систем. Загальновідомі зведені графічно-аналітичні характеристики компресорних станцій, які були домінуючими при формуванні проектних рішень у доринковий період, для непроектних режимів обмежено придатні, оскільки ґрунтуються на використанні моделі «ідеальної пари» і критеріях подібності газотермодинамічних процесів, яка існує тільки у вузькому діапазоні зміни режимно-технологічних параметрів [54]. Обмежено спроможними є і чисельні методи [100] аналізу режимів роботи

магістральних газопроводів, ґрунтовані на модифікаціях ньютонівської технології побудови обчислювальних схем та факторизованих матрицями без урахування функціональної залежності режимно-технологічних параметрів магістральних газопроводів від витрат паливно-енергетичних ресурсів на стискування газу [95] в діапазоні непроєктних режимів роботи газопроводів. Використання в розрахунках середньоарифметичних величин витрат паливного газу, коефіцієнта стискуваності газу та ін. для побудови виробничих функцій магістральних газопроводів неправомірне.

На сьогодні нормування витрат енергетичних ресурсів у системах трубопровідного транспортування газу відіграє провідну роль у сфері управлінської політики галузевого рівня. Традиційно нормовані обсяги витрат паливних ресурсів на КС магістрального газопроводу корелювались із його технологічно досяжною продуктивністю. В умовах ринкової економіки витрати енергетичних ресурсів і обсяг газотранспортного виробництва підпорядковані і визначаються за критерієм оптимальності економічного змісту, а саме – надходженнями коштів за виконувану газотранспортну роботу. Останні значною мірою визначаються ринково-кон'юнктурно, і це диктує концептуально нову схему розв'язку проблеми нормування витрат паливно-енергетичних ресурсів на трубопровідне транспортування газу.

Зважаючи на методичну складність моделювання непроєктних режимів роботи газотранспортних систем, доцільно використати для розрахунків витрат паливного газу на КС магістральних газопроводів формулу узагальненого типу, а саме:

$$Q_{\text{пг}} = \frac{N}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{е}} \cdot \eta_{\text{пол}}} \cdot \frac{1}{k^{\text{в}}_{\text{ГТУ}}} \cdot \sqrt{\frac{T_{\text{а}}}{T_{\text{а ном}}}} \cdot \frac{P_{\text{а}}}{P_{\text{а ном}}}, \quad (11.28)$$

де N – потенційна робота стискування газу, необхідна для забезпечення продуктивності та співвідношення тиску газу на вході і виході нагнітачів; $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – робоча теплота згоряння паливного газу; $\eta_{\text{е}}$, $\eta_{\text{пол}}$ – ефективний к.к.д. ГТУ і політропний к.к.д. відцентрових нагнітачів, що враховує як технічний стан, так і робочу зону КС; $k^{\text{в}}_{\text{ГТУ}}$ – коефіцієнт, що враховує перевитрати паливного газу через погіршення технічного стану ГТУ ($k^{\text{в}}_{\text{ГТУ}} < 1$).

Фактичним витратам паливного газу відповідає умова, за якою

$$k_3 k_{\text{т.с.}} k_{\text{агр.}} N_{\text{ном}} = p \cdot v \cdot \frac{m}{(m-1) \eta_{\text{ном}}} \cdot \left(\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right) \cdot M, \quad (11.29)$$

де k_3 , $k_{т.с.}$ і $k_{агр}$ – відповідно коефіцієнт завантаження ГПА, коефіцієнт технічного стану та кількість агрегатів, m – показник політропи стискування газу. Якщо для приводу нагнітачів використовують електродвигуни, то $k_{т.с.} = 1$.

$$M = F \sqrt{\frac{(p^2_1 - p^2_2)}{\lambda \cdot p \cdot v \cdot L}} \quad (11.30)$$

Параметри газопроводу також мають відповідати рівнянню продуктивності лінійних ділянок.

У рівнянні (11.30) позначення параметрів загальноживані.

При проведенні енерготехнологічних розрахунків за моделями (11.28.)–(11.29.) використовують показники термодинамічних процесів – ізотермічних, ізентальпійних, ізоенергетичних та інших, визначення яких пов'язане з вибором відповідної форми запису рівняння стану газів. Рівняння стану має бути сумісне як для компресорних станцій, так і для лінійних ділянок.

Аналізуючи структуру розрахункових формул (11.28)–(11.2.9) доходимо висновку, що витрати паливного газу на КС газопроводів безпосередньо залежать від ефективної потужності КС, а отже від обсягу транспортованого газу і технології транспортування. Така залежність у відносних величинах у літературі [50] наведена у вигляді, як це показано на рис. 11.9.

Одержану розрахункову залежність витрачених потужностей КС від обсягів транспортованого газу для газопроводу «Союз» ми ілюструємо в таблицях 11.4–11.6. Конкретні розрахунки доводять таке: витрати паливного газу, а отже і потужностей КС найвідчутніше залежать від потокових та режимно-технологічних характеристик систем трубопровідного транспортування газу.

Отже, раціональний розподіл потоків газу в системах магістральних газопроводів постає як реальний управлінський резерв підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів. Цьому сприяє і перехід на низьконапірну технологію транспортування газу, оскільки при високих ступенях стискування газу пропускна здатність газопроводу зменшується. Висновок про це підтверджується і літературними даними [108]. Розрахунково доведено, що витрати паливного газу і потужності КС зростають нелінійно і відносно інтенсивніше, ніж продуктивність магістрального газопроводу. А отже, проблема нормування витрат паливного газу оптимізаційна. Розмір і структура оптимізаційної області залежать як від технології транспортування газу, так і від рівня витрат на функціонування

виробничих фондів газотранспортної галузі. Тож існує принципова можливість ідентифікувати витрати паливного газу з показниками непродуктивного використання ресурсів їх перевитрат. Нормою стає розрахункова величина витрат паливного газу, оскільки ні зекономити, ні перевитратити паливо для цього розподілу потоків газу і технічного стану системи газопостачання не можна.

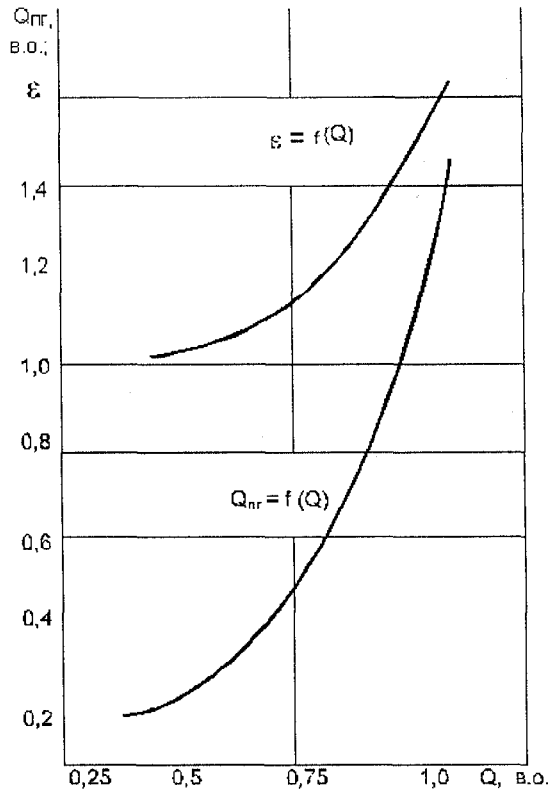


Рис. 11.9. Залежність питомих витрат паливного газу Q_{nr} та ступеня стискування газу ε від продуктивності газопроводу Q

Відхилення від «норми» можливе тільки завдяки зміні завантаження та режиму роботи газопроводу або завдяки зміні технічного стану технологічного устаткування КС і лінійних ділянок. Обидва чинники поліфакторні, і їх вплив сукупно і диференційовано можна оцінити розрахунково за наведеними вище формулами (11.28)–(11.29).

Технологія оцінювання ефективності використання паливного газу орієнтована на децентралізовану схему управління газопроводами, за якою на диспетчерському рівні досить задати тільки вхідні і вихідні параметри технологічних об'єктів газопроводів. Досягнення мінімуму

енерговитрат при обов'язковому підтриманні заданих параметрів покладається на обслуговий персонал. Розподіл потоків у системі газопроводів тут відіграє оптимізаційну роль щодо пошуку найменш енерговитратного режиму роботи технологічного устаткування. Такий підхід до нормування витрат паливного газу дозволяє на управлінському рівні завчасно зважити реальні можливості підвищення економічної ефективності використання енергоресурсів і своєчасно розрахунково обґрунтувати та вжити відповідні заходи, аби змінити ситуацію на краще.

Виконані наскрізні розрахунки режимно-технологічних параметрів газопроводу «Союз», наведені в розділі 3, довели таке: якщо витрати паливного газу суттєво ($Q_{nr} > O\Phi$) перевищують витрати на обслуговування основних фондів (в еквівалентних одиницях виміру), то досяжна економія паливного газу можлива понад 15 %.

Ринкова концепція інтенсифікації газотранспортного виробництва має в основі мінімізацію витрат використовуваних ресурсів на одиницю вироблюваної продукції. Виходячи з цього, для оцінювання ефективності трубопровідного транспорту газу слід чітко й однозначно визначити поняття «продукція» газотранспортного виробництва. Без кількісного виміру вироблюваної продукції оцінювання ефективності функціонування систем трубопровідного транспортування газу принципово неможливе.

Продукція газопроводу за своїм змістом — це результат виконання роботи, яку колись розраховували за формулою

$$U = Q \times L, \quad (11.31)$$

де Q — кількість транспортованого газу за одиницю виміру часу, L — довжина газопроводу (відстань до споживача). Для традиційної технології магістрального транспортування газу, орієнтирами якої були максимальна проектна продуктивність газопроводу та максимальне використання потужностей КС при проектних параметрах транспортування газу, використання формули (11.31) було прийнятним. В умовах роботи газопроводів, коли мають місце непроекtnі режими, оцінювання виконаної роботи за показником (11.31) втрачає сенс, оскільки $U = f(Q, L)$ не відбиває динаміки змінних витрат енергоресурсів. Використовувана потужність компресорних станцій не пропорційна продуктивності газопроводу. Вона зростає нелінійно і інтенсивніше порівняно зі збільшенням продуктивності газопроводу. Взаємозалежність витрачених енергетичних ресурсів і продуктивності газопроводу визначається законами газової термодинаміки. Математичні аспекти моделювання взаємозалежності між витратами енергетичних ресурсів і кількістю транспортованого газу досліджені в розділі 2.

Причинно-наслідкова взаємозалежність між витрачуваними енергетичними ресурсами і завантаженням газопроводів містить орієнтир вибору робочого інструменту для вимірювання виконуваної газопроводами газотранспортної роботи. За своєю сутністю конструювання інструменту зводиться до використання газотермодинамічної системи моделей, наведених у розділі 2, а також рівнянь (11.28)–(11.30), за допомогою яких можна кількісно відтворити параметричний стан магістрального газопроводу, а отже й енерговитратні показники технологічних об'єктів: лінійних ділянок і компресорних станцій. Цим можна скористатися для вимірювання виконуваної газотранспортної роботи шляхом газотермодинамічних розрахунків. Принципово можливе вимірювання газотранспортної роботи і на основі експериментальних (чи експлуатаційних) даних щодо використання потужностей КС і втрат енергії тиску газу на лінійних ділянках газопроводів.

Відповідне опрацювання енерговитратних показників дозволяє структурувати характеристику вимірника виконуваної газотранспортної роботи залежно від вибраної одиниці виміру. Математично розрахункова формула для вимірювання виконуваної газотранспортної роботи варіантно структурується у такому вигляді:

$$U_{\text{гр}} = a_1 \cdot N_{\text{кс}}(Q_{\text{гр}}) + a_2 \cdot f(\Delta p_{\text{л.д.}}), \quad (11.32)$$

де $N_{\text{кс}}$ – енергетичні витрати на КС магістрального газопроводу, $\Delta p_{\text{л.д.}}$ – витрати енергії тиску газу на лінійних ділянках газопроводу, a_1 і a_2 – коефіцієнти для узгодження одиниць виміру газотранспортної роботи з одиницями виміру енергетичних витрат на стискування газу та з одиницями виміру енергії тиску газу відповідно.

У розділі 3 розрахунково доведено, що енергетичні витрати на КС газопроводу суттєво перевищують витрати енергії тиску на лінійних ділянках. Тому для експрес-оцінки обсягів виконуваної газотранспортної роботи досить використати першу частину формули (11.32), а саме:

$$U_{\text{гр}} = a_1 \cdot N_{\text{кс}}(Q_{\text{гр}}).$$

Для побудови вимірника газотранспортної роботи достатньою є інформація, яка унормована для живлення моделей (11.28) – (11.30).

При виконанні конкретних розрахунків для вимірювання обсягів виконуваної газотранспортної роботи в дисертаційній роботі прийнята одиниця виміру – кВт·год / добу.

З метою встановити залежність виконуваної газотранспортної роботи $U_{\text{гр}}$ від обсягів транспортованого газу $Q_{\text{гр}}$ проведені розрахунки та

використана залежність виконуваної газотранспортної роботи від витрачених потужностей у вигляді

$$U_{\text{гр}} = f [N_{\text{кс}} (Q_{\text{гр}})].$$

Числові моделі, наведені в розділі, дозволяють відслідкувати таку особливість залежності виконуваної газотранспортної роботи

$$U_{\text{гр}} = f [N_{\text{кс}}(Q_{\text{гр}})]$$

від обсягів транспортованого газу: виконувана газотранспортна робота $U_{\text{гр}}$, починаючи з деякого початкового завантаження газопроводу, зростає стрімкіше, ніж обсяги транспортованого газу $Q_{\text{гр}}$. Завантаження газопроводу, при якому обсяги виконуваної газотранспортної роботи починають зростати стрімкіше, оптимальне, хоч при цьому може і не бути повного використання виробничих ресурсів. За літературними даними [26] підвищення продуктивності газопроводу щодо оптимуму на 16% призводить до збільшення енерговитрат на 40–50%. Таке співвідношення, оскільки існує прямий зв'язок $U_{\text{гр}} = f (N_{\text{кс}})$, зберігається і щодо виконуваної газотранспортної роботи $U_{\text{гр}}$. Розрахункова залежність виконуваної газотранспортної роботи $U_{\text{гр}}$ від обсягів транспортованого газу $Q_{\text{гр}}$ газопроводу «Союз» наведена на рис. 11.10.

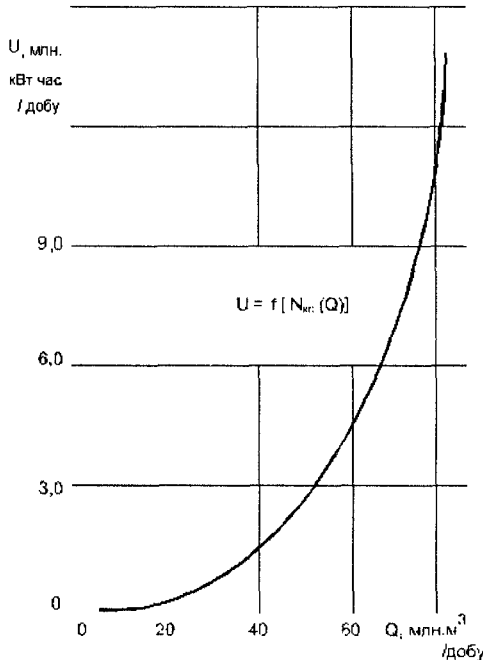


Рис. 11.10. Залежність виконуваної газотранспортної роботи U від обсягів транспортованого газу Q газопроводу «Союз»

Аналіз проблеми максимізації ефективності газопроводів за обсягом виконуваної газотранспортної роботи та повного використання виробничих ресурсів пов'язаний з ринковою концепцією визначення основних показників ефективності функціонування систем газопроводів та врахування витрат на обслуговування незалежних від режимів роботи газопроводів фондів ОФ. Ці аспекти проблеми досліджені в наступних підрозділах.

Витрати, які газотранспортна одиниця несе при транспортуванні газу, залежать від можливості змінювати кількість усіх задіяних ресурсів. Такі ресурси, як використовувана встановлена потужність компресорних станцій, можна змінити легко і швидко. Інші ресурси, як, наприклад, схемна структура газопроводу, можна змінити лише через значний проміжок часу, можливо, кілька років. Оскільки на зміну використовуваних ресурсів треба витрачати різний час, то слід відрізнити короткостроковий і довгостроковий періоди. Дослідження в цьому підрозділі проведені для короткострокового періоду. Це період, коли газотранспортна структура не встигає змінити свої виробничі потужності, але достатній, щоб змінити інтенсивність використання всіх потужностей. Короткостроковий і довгостроковий періоди відрізняються один від одного в основному концептуально, ніж за проміжком часу.

Виробничі потужності газотранспортних структур залишаються фіксованими в межах короткострокового періоду, але обсяг транспортованого газу можна змінити шляхом зміни режимів роботи системи газопроводів, а отже і витрат енергетичних ресурсів на КС газопроводів. Центральним аспектом цієї проблеми є питання: як змінюватиметься кількість вироблюваної продукції (виконуваної газотранспортної роботи) при збільшенні витрат оперативно змінюваних потужностей КС, але фіксованих, незмінюваних у короткостроковому періоді інших ресурсів.

Відповідь на це запитання дає залежність

$$N_{\text{кс}} = f(P, u, \varepsilon, \eta_{\text{пол}}, \text{ккд}, \kappa_{\text{те}}, Q_{\text{гтр}}).$$

Ця залежність така, що має нелінійно змінювану пропорцію

$$CB = \frac{Q_{\text{гтр}}}{N_{\text{кс}}}, \quad (11.33)$$

яка з деякого моменту (сідлової точки) зменшується. Отже, віддача від збільшення витрат змінних ресурсів (енергетичних ресурсів КС) зменшується. Ця закономірність в економіці відома як «закон зменшеної віддачі» [89].

Логічне пояснення цього закону стосовно магістральних газопроводів впливає із сутності фізики газотермодинамічних процесів транспортування газу, а саме: витрати енергії на подолання опору тертя в конфузорах стискувальних агрегатів зростають нелінійно зрощуваним темпом залежно від потужності газового потоку.

З метою ілюстрації та дослідження поведінки співвідношення (11.33) як характеристики середньої віддачі від збільшення витрат енергетичних ресурсів нижче в табл. 11.7 ми наводимо результат розрахунку середньої віддачі СВ (виробничої продуктивності) газопроводу «Союз» (стовпці 1, 2, 3).

Для повного уявлення середня віддача $СВ = Q_{гр} / Q_{пр}$ для газопроводу «Союз» відтворена на рис. 11.11.

Як таблиця 11.7, так і рис 11.11 дають змогу засвідчити, що середню віддачу $СВ = Q_{гр} / Q_{пр}$ від використовуваних енергетичних ресурсів на транспортування газу можна використати як характеристику ефективності магістральних газопроводів.

У роботі досліджена залежність максимальної виробничої продуктивності (віддачі) газопроводу «Союз» від обсягів витрат на обслуговування основних фондів ОФ. Результати розрахунків ілюстровані нижче таблицею 11.8.

Таблиця 11.7

Числова модель закону зменшуваної середньої віддачі (продуктивності) для транзитного газопроводу «Союз»

$Q_{гр}$, млн. м ³ / добу	$Q_{пр}$, млн. м ³ / добу	$СВ =$ $Q_{гр} / Q_{пр}$	$\Delta Q_{гр}$, млн. м ³ / добу	$\Delta Q_{пр}$, млн. м ³ / добу	$ГВ =$ $\Delta Q_{гр} / \Delta Q_{пр}$
1	2	3	4	5	6
83,0	8,13	10,21	-	-	-
82,0	7,75	10,58	1	0,38	2,62
80,0	7,14	11,20	2	0,61	3,28
78,0	6,60	11,81	2	0,54	3,70
75,0	5,89	12,73	3	0,71	4,23
70,0	4,87	14,37	5	1,02	4,90
65,0	4,14	15,70	5	0,73	6,85
60,0	3,56	16,85	5	0,58	8,62
50,0	2,79	17,92	10	0,77	12,98
40,0	2,31	17,31	10	0,48	20,83
30,0	2,08	14,45	10	0,23	42,74

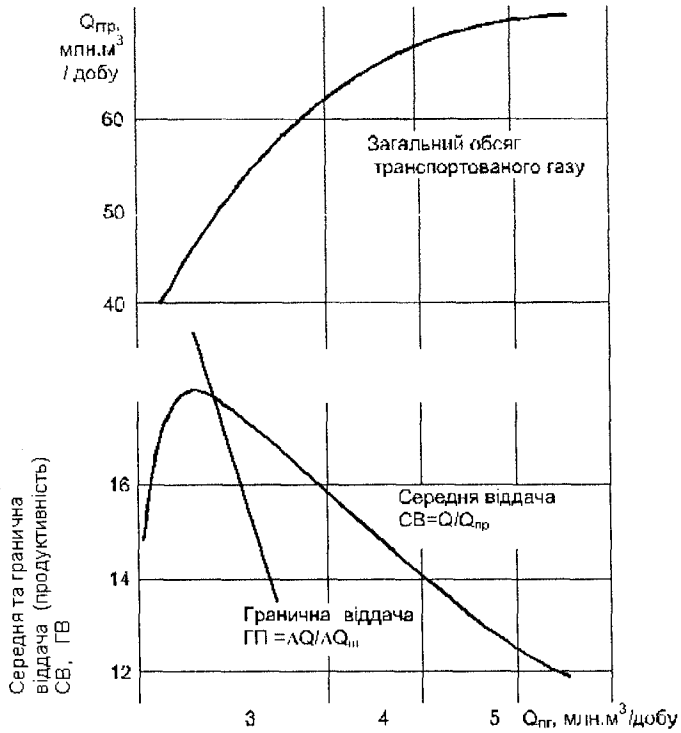


Рис. 11.11. Залежність між загальним обсягом транспортованого газу $Q_{гр}$, витратами паливного газу $Q_{пг}$ та середньою СВ і граничною віддачею ГВ магістрального газопроводу «Союз»

Таблиця 11.8

Залежність ефективності витрачуваних ресурсів $Q_{пг}$ та витрат на обслуговування основних фондів ОФ від обсягів транспортованого газу $Q_{гр}$

$Q_{гр}$, млн. м ³ / добу	$Q_{пг}$, млн. м ³ / добу	$Q_{гр} /$ $(Q_{пг} + ОФ)$ при $ОФ / Q_{пг} = 0,2$	$Q_{гр} /$ $(Q_{пг} + ОФ)$ при $ОФ /$ $Q_{пг} = 2,0$	$Q_{гр} /$ $(Q_{пг} + ОФ)$ при $ОФ / Q_{пг}$ $= 3,1$
80,0	7,14	8,77	23,41	32,15
78,0	6,60	8,23	22,87	31,60
75,0	5,89	7,52	22,16	30,09
70,0	4,87	6,51	21,14	29,87
65,0	4,14	5,77	20,40	29,14
60,0	3,56	5,20	19,83	28,57
50,0	2,79	4,42	19,06	27,80
40,0	2,31	3,94	18,58	27,30
30,0	2,08	3,70	18,34	27,07
10,0	1,87	3,49	18,13	26,80

Другу характеристику ефективності функціонування газопроводів становить показник граничної віддачі від використання керованих енергетичних ресурсів. Цей показник похідний від показника середньої віддачі СВ. Розрахунково показник граничної віддачі (ГВ) визначається за формулою

$$ГВ = \frac{\Delta Q_{гр}}{\Delta N_{кс}} \quad (11.34)$$

Результати розрахунку показника граничної віддачі за формулою (11.34) для газопроводу «Союз» наведені в таблиці 11.7 та на рис. 11.11. Нижче в табл. 11.9 наведені результати розрахунків показника граничної віддачі для газопроводу «Союз» при $ОФ = 0,2 \times Q_{пг \max}$

Показник граничної віддачі ГВ вимірює темп зміни загального обсягу виробництва (кількості транспортованого газу $Q_{гр}$) і проходить ті ж три фази, через які проходить показник середньої віддачі СВ. Якщо обсяг транспортованого газу зростає зі збільшеною швидкістю, то гранична віддача теж зростає. Потім обсяг виробництва зростає, але зі зменшеною швидкістю; гранична віддача залишається позитивною (плюсовою), але знижується. Коли обсяг транспортованого газу досягає максимальної точки, то гранична віддача дорівнює нулю. Зрештою, кількість транспортованого газу на одиницю витрачених ресурсів починає зменшуватись; гранична віддача набуває від'ємного значення.

Таблиця 11.9

Результати розрахунку показника граничної віддачі ГВ
для газопроводу «Союз» при $ОФ = 0,2 \times Q_{пг \max}$

Збільшення загальних витрат $\Delta(Q_{пг} + ОФ)$	Збільшення обсягів транспортованого газу $\Delta Q_{гр}$	Гранична віддача $ГВ = \Delta Q_{гр} / \Delta (Q_{пг} + ОФ)$
0,20	0,06	0,30
0,24	0,13	0,54
0,07	0,05	0,71
0,07	0,07	1,0
0,04	0,06	1,50
0,01	0,04	4,01
0,01	0,04	4,01
0,03	0,16	5,30

Динаміка граничної віддачі така ж дугоподібна, як і залежність середніх витрат від кількості транспортованого газу. Але існує суттєва відмінність: там, де гранична віддача перевищує середню віддачу, остання зростає; а там, де гранична віддача менша від середньої, середня віддача знижується. Звідси випливає, що крива граничної віддачі ГВ перетинає криву середньої віддачі якраз у тій точці, в якій остання сягає свого максимуму.

Показник граничної віддачі витрат енергоресурсів центральний. Його побудова спирається на ідеологію формування виробничої функції в координатах: питомі витрати енергетичних ресурсів — обсяг транспортованого газу. Ця ідеологія постулює, що інтересам галузі на перспективу відповідає не менше за обсягом, а найефективніше використання паливно-енергетичних ресурсів за показником граничної віддачі ГВ.

Щоб визначити загальні витрати на транспортування газу та витрати з розрахунку на одиницю транспортованого газу, слід об'єднати дані про виробничу функцію, яка ілюструє закон зменшуваної віддачі, з інформацією на ціни використовуваних ресурсів.

Постійні витрати — це такі витрати, які не змінюються при будь-яких обсягах транспортування газу. Постійні витрати пов'язані із самим існуванням виробничого обладнання (виробничих ресурсів) і мають бути сплачені, навіть коли завантаження газопроводів мінімальне. До постійних витрат, як правило, відносять рентні платежі, частину відрахувань на амортизацію приміщень і технологічного устаткування, страхові внески, а також заробітну плату вищому управлінському персоналу. При дослідженні в цьому розділі гіпотетично прийнято, що постійні витрати (витрати на обслуговування основних фондів) менші, ніж змінні витрати.

Змінні витрати — це витрати, що залежать від завантаження магістральних газопроводів. До таких витрат відносять головним чином витрати потужностей КС, частину трудових ресурсів та інші, безпосередньо залежні від обсягів транспортованого газу.

Поведінка змінних витрат зумовлюється принципом (законом) зменшуваної віддачі, числова модель якого наведена в табл. 11.7.

Загальні витрати — це сума постійних і змінних витрат для кожного конкретного обсягу транспортованого газу. Існує відмінність між постійними і змінними витратами: змінними витратами можна керувати, а постійні витрати перебувають поза контролем управлінців. Постійні витрати є обов'язковими і мають бути сплачені незалежно від технологічної ситуації.

Розрахунки середніх витрат необхідні для порівняння з ціною одиниці вироблюваної продукції. Підходи до визначення одиниці вироблюваної продукції газотранспортного виробництва альтернативні. В цьому підрозділі проведений аналіз середніх витрат з розрахунку на одиницю транспортованого газу.

$$V_{\text{оф}} = \frac{\text{ОФ}}{Q_{\text{гтр}}} .$$

Середні постійні витрати визначають шляхом поділу постійних витрат на обслуговування основних фондів на відповідну кількість транспортованого газу за формулою. Оскільки сума постійних витрат за визначенням не залежить від кількості транспортованого газу, то середні постійні витрати $V_{\text{оф}}$ зі збільшенням обсягів транспортованого газу $Q_{\text{гтр}}$ безперервно зменшуються.

Середні змінні витрати визначають шляхом поділу суми змінних витрат на відповідну кількість транспортованого газу за формулою:

$$V_{\text{сер зм}} = \frac{N_{\text{кс}}}{Q_{\text{гтр}}} .$$

Середні загальні витрати можна розглядати як суму середніх постійних витрат і середніх змінних витрат, тобто

$$V_{\text{сер заг}} = V_{\text{сер оф}} + V_{\text{сер зм}} .$$

Середні загальні витрати можна розрахувати також за формулою:

$$V_{\text{сер заг}} = \frac{\text{ОФ} + [Q_{\text{пг}} = f(N_{\text{кс}})]}{Q_{\text{гтр}}} \quad (11.35)$$

Концепція граничних витрат має стратегічне значення, оскільки вона дозволяє визначити ті витрати, величину яких газотранспортна структура може контролювати безпосередньо. Показники середніх витрат такої можливості не дають. Граничні витрати ГВит обчислюють за формулою:

$$\text{ГВит} = \frac{\Delta(\text{ОФ} + Q_{\text{пг}})}{\Delta(Q_{\text{гтр}})} .$$

Результати розрахунків за формулами (11.35) та (11.36) для газопроводу «Союз» наведені в таблиці 11.9 та ілюструються рис. 11.10.

Таблиця 11.10

Динаміка середніх та граничних витрат на трубопровідне транспортування газу газопроводу «Союз» при $ОФ = 0,41 Q_{пг'мак}$

$Q_{гтр}$, млн. м ³ / добу	Середні постійні витрати, $ОФ / Q_{гтр}$	Середні змінні витрати, $Q_{пг} / Q_{гтр}$	Середні загальні витрати, $СВ = (Q_{пг} + ОФ) / Q_{гтр}$	$\Delta СВ$	Граничні витрати, $ГВ = \Delta СВ / \Delta(Q_{гтр})$
83,0	0,0401	0,0979	0,138		
82,0	0,0406	0,0945	0,135	0,38	0,38
80,0	0,0416	0,0893	0,131	0,60	0,30
78,0	0,0427	0,0846	0,127	0,55	0,275
75,0	0,0444	0,0786	0,123	0,71	0,237
70,0	0,476	0,0697	0,117	1,01	0,202
65,0	0,0512	0,0637	0,115	0,74	0,148
60,0	0,0555	0,0595	0,1148	0,58	0,116
50,0	0,0666	0,0559	0,1226	0,76	0,076
40,0	0,0833	0,0579	0,1410	0,49	0,049
30,0	0,111	0,0692	0,1810	0,23	0,023

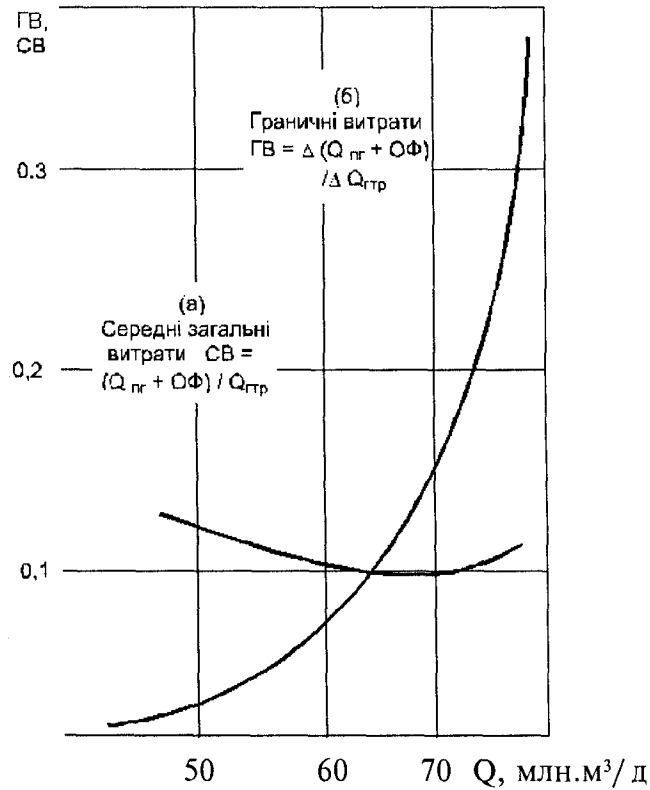


Рис. 11.12. Залежність середніх (а) та граничних (б) витрат від обсягів транспортованого газу $Q_{гтр}$ при витратах на обслуговування основних фондів $ОФ = 0,4 \cdot Q_{пг}$

Зв'язок між граничною віддачею і граничними витратами очевидний: збільшувана віддача відбивається в зниженні граничних витрат, а зменшувана віддача — в збільшенні граничних витрат. Зі збільшенням граничної віддачі граничні витрати обов'язково падають. У момент, коли гранична віддача сягає максимуму, граничні витрати найменші. Ця взаємозалежність між основними показниками ефективності трубопровідного транспортування газу в наступному підрозділі покладена в основу визначення ефективності магістральних газопроводів за економічним критерієм прибуткового використання виробничих ресурсів.

Завантаження газопроводу, при якому енергетичні витрати починають зростати стрімкіше, оптимальні $Q_{\text{опт}}$. За оптимального режиму роботи газопроводу загальні витрати основних фондів ОФ та енергетичних ресурсів $N_{\text{кв}}$ на транспортування газу менші, ніж при подальшому завантаженні газопроводу, тобто

$$\frac{\text{ОФ} + N_{\text{кв.опт}}}{Q_{\text{опт}}} < \frac{\text{ОФ} + N_{\text{кв}}}{Q_{\text{гтр}}} < \frac{\text{ОФ} + N_{\text{кв}}}{Q_{\text{мак}}} . \quad (11.37)$$

Отже, якщо розраховувати собівартість газотранспортного виробництва за обсягом транспортованого газу $Q_{\text{мак}}$, то збільшення обсягів транспортування газу $Q_{\text{опт}} < Q_{\text{мак}}$, тобто повніше використання задіяних у виробництві ресурсів, збиткове. Цей парадокс командної економіки в ринковому середовищі спрацьовує як руйнівний фактор і мотивує необхідність і невідкладність глибинного аналізу сутності ринково орієнтованого методу аналізу і підвищення ефективності трубопровідного транспортування газу.

Нижче ідеологія ринково орієнтованого аналізу, оцінювання та використання методологічних засобів підвищення ефективності трубопровідного транспортування газу при повному завантаженні магістральних газопроводів прийнята такою:

1. Оцінюємо надходження за командною і ринковою схемою. За командною схемою надходження при $Q_{\text{мак}}$ становлять

$$H_Q = c_Q \times Q_{\text{мак}} = \text{ОФ} + N_{\text{кв.мак}}$$

2. Звідси вартість транспортування одиниці транспортованого газу (ціна)

$$c_Q = \frac{\text{ОФ} + N_{\text{кв.мак}}}{Q_{\text{мак}}} .$$

3. За ринковою схемою надходження становлять

$$H_Q = c_Q \times U_{\text{гтр}},$$

де c_Q — ціна одиниці виконуваної газотранспортної роботи $U_{\text{гтр}}$.

4. У точці, де загальні витрати мінімальні, покладаємо

$$\frac{O\Phi + N_{\text{кс.опт}}}{Q_{\text{опт}}}$$

$$c_Q \times Q_{\text{опт}} = c_{\text{гтр}} \times U_{\text{опт}} = \left(\frac{O\Phi + N_{\text{кс.мах.}}}{Q_{\text{мах.}}} \right) \times Q_{\text{опт.}}$$

5. Звідси вартість одиниці виконуваної газотранспортної роботи $U_{\text{гтр}}$ становить

$$c_{\text{гтр.}} = \left(\frac{O\Phi + N_{\text{кс.мах.}}}{Q_{\text{мах.}}} \right) \times \frac{Q_{\text{опт.}}}{U_{\text{опт.}}}$$

6. Отже, в будь-якій точці оптимізаційної області надходження такі: за ринковою схемою

$$H_{\text{гтр}} = c_{\text{гтр}} \times U_{\text{гтр}} = \left(\frac{O\Phi + N_{\text{кс.мах.}}}{Q_{\text{мах.}}} \right) \times \frac{Q_{\text{опт.}}}{U_{\text{опт.}}} \times U_{\text{гтр.}}$$

а за командною (витратною) схемою

$$H_Q = c_Q \times Q = \frac{O\Phi + N_{\text{кс.мах.}}}{Q_{\text{мах}}} \times Q.$$

7. Різниця між надходженнями $H_{\text{гтр.}}$ і H_Q за будь-якого завантаження газопроводу становить

$$H_{\text{гтр}} - H_Q = \frac{N_{\text{кс.мах}}}{Q_{\text{мах}}} \times \left[\left(\frac{Q_{\text{мах}}}{N_{\text{кс опт}}} \times U_{\text{гтр}} \right) - Q \right].$$

$$H_{\text{гтр.}} - H_Q = \frac{O\Phi + N_{\text{кс.мах.}}}{Q_{\text{мах.}}} \times \left[\left(\frac{Q_{\text{опт}}}{U_{\text{гтр.опт}}} \times U_{\text{гтр.мах}} \right) - Q_{\text{мах}} \right],$$

Ця різниця, отже і прибуток Пр , визначений як різниця між повною виручкою і всіма витратами, при максимальному завантаженні газопроводу становить:

$$\text{Пр} = H_{\text{гтр}} - H_Q = (O\Phi + N_{\text{ксмах}}) \times \left[\left(\frac{Q_{\text{опт}}}{Q_{\text{мах}}} \times \frac{N_{\text{ксмах}}}{N_{\text{кс опт}}} \right) - 1 \right] \quad (11.19)$$

8. Якщо витрати на обслуговування основних фондів ОФ надмірні і такі, що $Q_{\text{опт}} = Q_{\text{мак}}$ і отже $N_{\text{кс опт}} = N_{\text{кс мак}}$, то прибуток $\text{Пр} = N_{\text{гр}} - N_{\text{Q}}$ буде нульовим, тобто газотранспортне виробництво за ринковими орієнтирами буде економічно збитковим.

Концепцію прибутковості газотранспортних систем за формулою (11.19) графічно ілюструють рис. 11.13 та рис. 11.14.

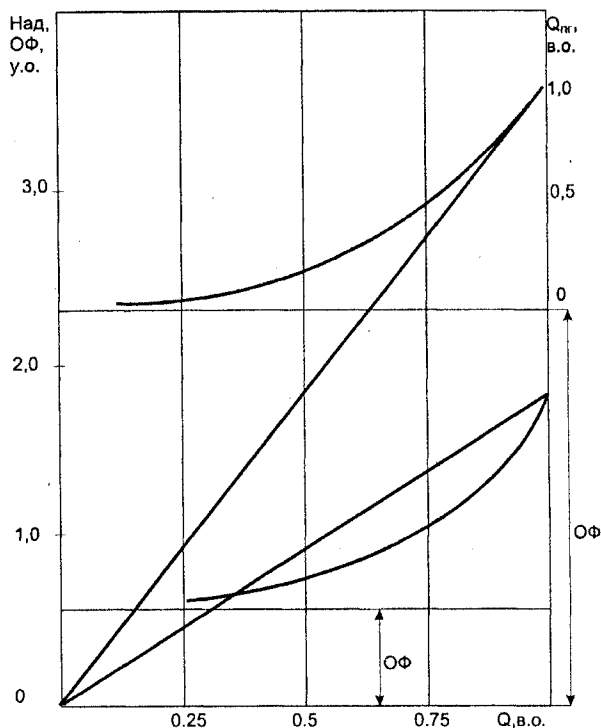


Рис. 11.13. Залежність структури оптимізаційної зони газопроводу від співвідношення витрат $\text{ОФ}/Q_{\text{гр макс}}$:

1. $\text{ОФ}/Q_{\text{гр макс}} = 1,9$;
2. $\text{ОФ}/Q_{\text{гр макс}} = 0,5$

За формулою (11.19) існує можливість упорядкувати систему взаємопов'язаних показників, які відбивають кількісну відповідність між надходженням та використанням паливно-енергетичних ресурсів конкретною газотранспортною системою. Таким чином ми можемо установити об'єктивні показники енергоємності газотранспортних послуг (вироблюваної продукції), посилити збалансованість та достовірність прогнозів, виявити резерви і стимули енергозбереження в газотранспортному виробництві, оскільки інтересам суспільства

відповідає не найменша кількість, а найменш витратне використання паливно-енергетичних ресурсів.

Функції вироблення довгострокової стратегії, визначення відносин власності та регулювання у сфері ціноутворення взаємосуперечні. За формулою (11.19) вказані функції для середньострокової перспективи можна належним чином збалансувати. Розв'язком задачі для конкретної ситуації будуть порогові значення прибутковості. За результатами розрахункового аналізу економічного стану можна визначити «больові точки» в схемі управління витратами і прибутком і на цій основі визначити напрямки удосконалення організаційних структур, методів і механізмів формування управлінських ухвал щодо підвищення ефективності трубопровідного транспортування газу.

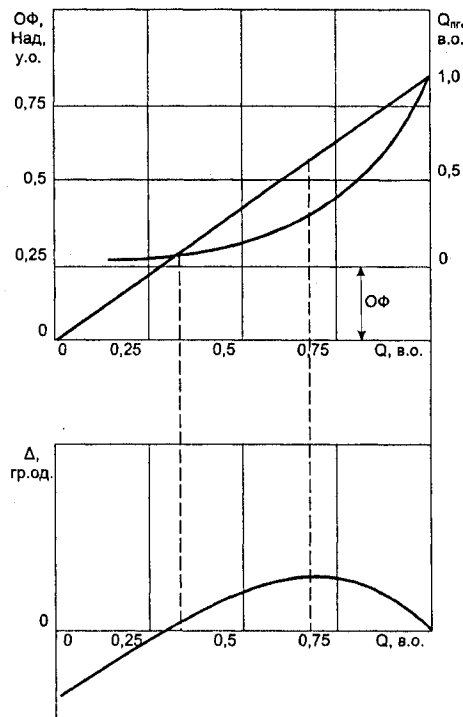


Рис. 11.14. Ефективність трубопровідного транспортування газу для розрахункового газопроводу з параметрами:

$$\Delta = \text{Над} - (Q_{\text{пг}} + \text{ОФ}) \text{ при } \text{ОФ} = 0,35 Q_{\text{пг макс}}$$

Розв'язана проблема створення концептуально нової методичної основи для розв'язку важливих народногосподарських задач оцінювання, прогнозування та підвищення ефективності трубопровідного

транспортування газу в умовах формування ринкових відносин. Проблема розв'язана засобами математичного моделювання та розрахункового аналізу непроекtnих режимів роботи магістральних газопроводів, що породжують системну специфічність прояву нелінійної залежності витрат паливно-енергетичних ресурсів на транспортування газу від обсягів транспортованого газу. Сформульована і розв'язана проблема методичного забезпечення розрахунків оптимальної продуктивності магістральних газопроводів, яка відіграє ключову роль у формуванні ринково орієнтованих критеріїв ефективності газотранспортного виробництва. Концепція оптимізації потоків транспортованого газу є першочерговою.

Для відтворення об'єктивної взаємозалежності між обсягом витрат виробничих ресурсів і обсягом транспортованого газу сформована система математичних моделей, ґрунтована на використанні базових законів газової термодинаміки. Запропоновано проблемно-орієнтований метод реалізації сформованої системи моделей та створено аналітичну основу моделювання непроекtnих режимів роботи лінійних ділянок і компресорних станцій магістральних газопроводів. На основі сформованої системи моделей встановлена специфічність залежності витрат паливно-енергетичних ресурсів від обсягів транспортованого газу. Розрахунково доведено, що витрати енергетичних ресурсів порівняно з кількістю транспортованого газу зростають інтенсивніше і нелінійніше: збільшення продуктивності газопроводу на 1% призводить до збільшення енерговитрат на 3–5% .

Запропонована концепція визначення оптимальної продуктивності газопроводу, яка в ринковому середовищі формує вихідну основу для оцінювання і прогнозування ефективності використання виробничих ресурсів. Концепція ґрунтується на порівнянні надходжень з витратами ресурсів на транспортування газу. Для реалізації принципу порівняльного аналізу сформована система розрахункових моделей, на основі якої відтворена залежність оптимальної продуктивності газопроводу від обсягу витрачених ресурсів. Розрахунково доведено, що оптимальна продуктивність газопроводу суттєво залежить від структури витрачених ресурсів: якщо умовно постійні витрати перевищують витрати керовано змінних енергетичних ресурсів, то оптимальна і максимальна (технологічно досяжна) продуктивності збігаються.

Розроблена і досліджена концептуально нова ринково орієнтована система моделей, яка ґрунтована на ідеї максимізації ефективності систем трубопровідного транспортування газу завдяки ефективному і повному використанню виробничих ресурсів. Запропонована система моделей

дозволила аналітично відтворити взаємозв'язок між ефективністю витрачених ресурсів та рівнем завантаження магістрального газопроводу. Розрахунковою реалізацією моделей доведено, що з недовикористанням потужностей газопроводу на 10% при співвідношенні умовно постійних і керовано змінних витрат ресурсів у вимірі 0,5 ефективність газотранспортної системи за показником прибутковості зменшується орієнтовно на 30%. Кількісна характеристика цього співвідношення залежить від схемної структури, фізичного зносу та реальних умов експлуатації газопроводів. Запропонована система моделей самодостатня як методичний інструмент системного аналізу причин і певних наслідків за ринковими критеріями ефективності використання ресурсного потенціалу магістральних газопроводів. Це один з найреальніших, відносно маловитратних і дійових засобів оцінювання, прогнозування та підвищення ефективності магістральних газопроводів.

Запропоновано спосіб використання результатів виконаної роботи шляхом розробки за участю НАК «Нафтогаз України» нормативного документа «Розрахунок ринкової собівартості трубопровідного транспортування газу».

У цілому виконана робота містить ідеологію зміни сучасних орієнтирів газотранспортного виробництва і концепцію підходу до розв'язання сукупності взаємопов'язаних проблем оцінювання вартості трубопровідного транспортування газу, рівня нормативних відрахувань на обслуговування виробничих фондів, реструктуризації вартості основних фондів.

РЕЦЕНЗІЯ

на роботу В. Я. Грудза, Д. Ф. Тимківа, В. Б. Михалківа, В. В. Костіва
«Обслуговування та ремонт газопроводів»

Робота присвячена актуальній проблемі підвищення і підтримання високого технічного рівня експлуатації газотранспортної системи (ГТС) України. В теперішній час ГТС перебуває в періоді старіння, коли переважна більшість газопроводів перебуває на межі виробітку свого технічного ресурсу. Продовжити ресурс ГТС можливо завдяки підвищенню ефективності системи обслуговування і ремонту. Автори у своїй монографії висвітлюють питання комплексного підходу до проблеми обслуговування і ремонту лінійної частини магістральних газопроводів та компресорних станцій.

Робота складається з одинадцяти розділів, в яких послідовно викладені шляхи основних завдань проблеми обслуговування і ремонту газопроводів.

У першому розділі автори розглядають основи теорії обслуговування стосовно магістральних газопроводів.

Другий розділ присвячений питанням прогнозування технічного стану і показників надійності трубопроводів, що дозволяє виявити періодичність обслуговування та розробити стратегії ремонтів обладнання.

У третьому розділі розроблені питання визначення гідравлічної ефективності газопроводів та факторів, які впливають на стан порожнини трубопроводу.

Четвертий розділ розглядає проблему очищення порожнини трубопроводів, що прямо відбивається на економії паливного газу компресорних станцій та зниженні собівартості транспортування газу.

У п'ятому розділі розроблені проблема технічного обслуговування і ремонту лінійної частини та напрямки її підвищення, розроблена методика стратегічного планування контрольно-відновних заходів лінійної частини газопроводів.

У шостому розділі розроблені методи формування і розміщення аварійного запасу труб на трасі газопроводу, що дозволяє зменшити грошові вклади в аварійний запас труб та скоротити час аварійних ремонтів лінійної частини.

Сьомий розділ розглядає проблему планування ремонтів систем газопостачання. Ефективне планування ремонтів дозволяє скоротити час ремонту та простоювання обладнання.

Важливим питанням експлуатації трубопроводів є ремонт без зупинки перекачування, що розглянуто в восьмому розділі, адже від простоювання трубопроводу транспортне підприємство зазнає значних матеріальних збитків.

У дев'ятому розділі розглянута проблема ремонтних робіт на трубопроводах, прокладених у складних умовах, зокрема в гірській місцевості, запропоновані оригінальні методи проведення ремонтних робіт.

Десятий розділ розглядає підземні сховища газу та моделювання процесів у них.

Останній, одинадцятий розділ присвячений техніко-економічним аспектам обслуговування і ремонту трубопроводів, в ньому розроблені методичні основи оцінювання та підвищення ефективності обслуговування систем трубопровідного транспортування газу.

Слід зазначити, що в усіх розділах містяться оригінальні розробки авторів.

Вважаю, що робота В. Я. Грудза, Д. Ф. Тимківа, В. Б. Михалківа, В. В. Костіва заслуговує на опублікування.

*Зав. відділом транспортування газу
Українського науково-дослідного інституту
природних газів, д.т.н., проф.*

I. I. КАПЦОВ

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Аксенов В.С. и др. Определение сквозных дефектов в подземных трубопроводах без их вскрытия. «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов», №1, 1978, ВНИИОЭНГ, М., с. 5–7.
2. Александров А. В., Яковлев Е. И. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта. – М.: Недра., 1972. – 93 с.
3. Бабин Л. А., Биков Л. И., Волохов В. Я. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов. – М.: Недра. – 1979. – 173 с.
4. Березин В. Л., Громов Н. И., Поточное строительство магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1988, 259 с.
5. Байхельт Ф., Франкен П. Надежность и техническое обслуживание. Математический подход: Пер. с нем. М.: Радио о связь, 1388, 392 с.
6. Бразилович Е. Ю., Каштанов И. А. Некоторые математические вопросы теории обслуживания сложных систем. – М.: Сов. радио, 1971. – 519 с.
7. Барзилович Е. Ю. Модели технического обслуживания сложных систем. М.: Высшая школа, 1982, 231 с.
8. Бахвалов И. С. Численные методы. – М.: Наука, 1973. – 631 с.
9. Белоконь Н. И. Термодинамика. – Москва-Ленинград: Госэнергоиздат, 1954. – 416 с.
10. Белоконь Н. И. Термодинамические процессы газотурбинных двигателей. – М.: Недра, 1969. – 126 с.
11. Бобровский С. А., Щербаков С. Г., Гусейнзаде М. А. Движение газа в газопроводе с путевым отбором. – М.: Наука, 1972. – 193 с.
12. Бобровский С. А., Селиверстов А. Н. О вычислении опрессовочной воды из газопровода // ВНИИгазпром, 1970. – №10. – С.15–17.
13. Бородавкин П. П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве. – М.: Недра, 1976. – 224 с.
14. Бородавкин П. П. Подземные трубопроводы. – М.: Недра, 1973. – 304 с.
15. Бородавкин П. П., Березин В. Л. Сооружение магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1978. – 407 с.
16. Бородавкин П. П., Таран В. Я. Трубопроводы в сложных условиях. – М.: Недра, 1968. – 346 с.
17. Бузинов С. Н., Толкушин Г. Ф. Методы оптимизации технологических параметров подземных хранилищ газа. – Транспорт и хранение газа, 1979, №8. – С. 34–37.
18. Бусленко Н. П. Моделирование сложных систем. – М.: Наука, 1978. – 399 с.
19. Бусленко Н. П., Калашников В. В., Коваленко И. Н. Лекции по теории сложных систем. – М.: Сов. радио, 1973. – 439 с.
20. Бусленко Н.П. Автоматизация имитационного моделирования сложных систем. – М.: Наука, 1977. – 536 с.
21. Бусленко Н. П., Шрейдер Ю. А. Метод статистических испытаний (метод Монте-Карло) и его реализация в цифровых машинах. – М.: Физматгиз, 1961. – 226 с.
22. Бутузов А. И., Минаковский В. М. Обобщенные переменные теории переноса. – К.: Выща шк., 1970. – 100 с.
23. Вазов В., Форсайд Д. Разностные методы решения дифференциальных уравнений в частных производных. – М.: Иностран. лит., 1963. – 487 с.

24. Варгафтик Н. П. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: Наука, 1972. – 720 с.
25. Васильев Г. Г., Шибнев А. В., Яковлев Е. И. Вопросы планирования и организации ремонта газопроводов. М.: ВНИИЭГАЗпром, 1989, 59 с.
26. Вольский Э. Л., Константинова И. М. Режимы работы магистрального газопровода. – М.: Недра, 1970. – 168 с.
27. Векштейн М. Г., Тугунов П. И., Галеев В. Б. Централизованное аварийно-восстановительное обслуживание линейной части магистральных трубопроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 1975, 90 с.
28. Годунов С. К. Уравнения математической физики. – М.: Наука, 1971. – 416 с.
29. Гнеденко Б. В., Коваленко И. Н. Введение в теорию массового обслуживания. 2-е изд. М.: Наука, 1987, 336 с.
30. Грудз В. Я., Тымкив Д. Ф., Манько В. З. Оптимизация процесса очистки полости магистрального газопровода // НТС. Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1987. – Вып. 24. – 88–89 с.
31. Грудз В. Я. Исследование процесса продувки газопроводов многократным пропуском очистного устройства // Строительство трубопроводов. – 1977. – №6. – С. 15–16 с.
32. Грудз В. Я. Исследование эффективности очистных устройств в газопроводах с пересеченным профилем трассы: Дис. на соиск. ученой ст. канд. техн. наук. – Ивано-Франковск, 1980. – 140 с.
33. Грудз В. Я., Евсеев Е. М., Тымкив Д. Ф. Режим работы магистральных газопроводов в период продувки. Деп. УкрНИИТИ №857, Ук87 от 26.02.87.
34. Грудз В. Я., Коршунов С. П., Тымкив Д. Ф. Выбор математических моделей течения газа в газопроводе при решении обратных задач. Деп. УкрНИИТИ №859 Ук87 от 20.02.87.
35. Грудз В. Я., Переяслов В. Н., Хизгилов И. Х. Влияние скорости движения очистных устройств на эффективность продувки газопроводов // Нефтяная и газовая промышленность. – 1974. – №6. – С. 40–41.
36. Грудз В. Я., Тымкив Д. Ф., Мельницкий И. О. Анализ надежности и живучести газотранспортных систем в горных условиях: Тез. докл. на Всесоюз. науч.-техн. конф. «Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа». – Ивано-Франковск, 1965. – С. 158.
37. Грудз В. Я., Тымкив Д. Ф., Яковлев Е. И. Обслуживание газотранспортных систем. – Киев: 1991 – 160 с.
38. Гудз В. Я., Тутко Т. Ф. Пускові динамічні параметри газу на ділянці магістрального газопроводу // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: транспорт і зберігання нафти і газу. – 2001. №38 – С. 45–61.
39. Гусейнов Ч.С. Влияние конденсата на производительность газопровода // Трубопроводный транспорт нефти и газа: Тр. МИНХ и ГП им. И. М. Губкина. – 1963. – Вып. 45. – С. 83–88.
40. Демидович Б. П., Марон И. А. Основы вычислительной математики. – М.: Гос. Изд-во физ.-мат. литер., 1960. – 167 с.
41. Деркач М. П. Роль підземних сховищ газу в надійності транзитних поставок газу до Європи та газопостачання споживачів України. – Нефть и газ, 2001, №4. – С. 2–8.
42. Дисперсионная идентификация / Под ред. Рейбмана Н. С. – М.: Наука, 1981. – 658 с.

43. Довідник з нафтогазової справи /За загальною ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук. – Львів, 1996. – 620 с.
44. Дубинина М. М., Красовицкий Б. А. Теплообмен и механика взаимодействия трубопроводов и скважин с грунтами. – Новосибирск: Наука, 1983. – 134 с.
45. Евтушенко Ю. Г. Методы решения экстремальных задач и их применение в системах автоматизации. – М.: Наука, 1982. – 214 с.
46. Жидкова М. А. Переходные процессы в магистральных газопроводах. – Киев.: Наукова думка, 1979. – 255 с.
47. Жидкова М. А. Трубопроводный транспорт газа. – Киев.: Наукова думка, 1973. – 142 с.
48. Журавлев А. М., Загорученко В. А. К вопросу расчета термодинамических свойств природного газа месторождения Газли // Использование газа в народном хозяйстве. – ФАН, 1967. – Вып. IV. – С. 133–139.
49. Журавлев А. М., Загорученко В. А. Уравнение состояния для березанского природного газа // Теплофизические характеристики веществ. – М.: Изд-во стандартов, 1968. – Вып. I. – С. 92–94.
50. Иванцов О. М., Двойрис А. Д. Низкотемпературные газопроводы. – М.: Наука, 1980. – 150 с.
51. Калин С. І., Грудз В. Я. Про витиснення твердим тілом неньютонівської рідини з трубопроводу // Нафт. і газ. пром-сть. – 1990. – №4. – С. 26–27.
52. Камерштейн А. Г., Рождественский В. В., Ручимский М. Н. Расчет трубопроводов на прочность: Справоч. книга. – М.: Недра, 1969. – 415 с.
53. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В. Л. Березин, К. Е. Расщепнин, Л. Г. Телегин и др. – М.: Недра, 1978. – 355 с.
54. Керування режимами газотранспортних систем / В. Я. Грудз, М. Т. Лінчевський, В. Б. Михалків та ін. – К.: Укргазпроект, 1996. – 140 с.
55. Ковалко М. П. Методи та засоби підвищення ефективності функціонування систем трубопроводного газу. – Київ: Українські енциклопедичні знання. – 2001. – 288 с.
56. Козак Р. И., Багнюк Р. И. Опыт очистки газопровода Дашава–Минск // ЭИ Эксплуатация магистральных газопроводов. – 1962. – №10. – С. 29–31.
57. Коздоба Л. А. Методы решения нелинейных задач теплопроводности. – М. 1975. – 170 с.
58. Комягин А. Ф., Атаев О. А. Централизация технического обслуживания газопроводов. – М.: Недра, 1978. – 155 с.
59. Конвей Р. В., Максвелл В. Л., Милаер Л. В., Теория расширений. – М.: Наука, 1975. – 322 с.
60. Крагельский И. В. Наука о трении. М.: Мысль. 1956. – 720 с.
61. Кошелев А. А., Тарабрин В. А. Динамика теплового режима системы газопровод-грунт-воздух // Динамика тепловых процессов. – К., 1980. – С. 20.
62. Кривошеин Б. Л. Теплофизические расчеты газопроводов. – М.: Недра, 1982. – 168 с.
63. Кривошеин Б. Л., Новаковский В. Н., Радченко В. П. Математическое моделирование теплового взаимодействия магистральных газопроводов большого диаметра с окружающей средой // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1975. – №1. – С. 122–130.
64. Кучин Б. Л., Седых А. Д., Овчаров Л. А. Научно-техническое прогнозирование развития систем газоснабжения. – М.: Недра, 1987 – 254 с.

65. Лейбензон А. С. Собр. соч. – Т. 3. Нефтепромысловая механика. М.: Изд-во АН СССР. – 678 с.
66. Лурье М. В. Механика подземного хранения газа в водоносных пластах. – М.: ГУП Изд. «Нефть и газ» РГУНГ им. И.М. Губкина, 2001. – 350 с.
67. Лурье М. В., Полянская Л. В. Анализ колебаний давления, возникающих при движении эластических разделителей по газопроводу с неравнопроходной арматурой // Газ. пром-сть.– 1972.– №10. – С. 29–30.
68. Лыков А. В. Теория теплопроводности. – М.: Высшая школа, 1967. – 600 с.
69. Майгуров Е. Н. Методика расчета параметров продувки трубопровода // Газ. пром-сть.– 1968.– №11. – С. 20–26.
70. Мазур И. И., Иванцов О. М. Безопасность трубопроводных систем. М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004, 1104 с.
71. Методика оптимизации режимов сложных газотранспортных систем (на основе регрессионной идентификации) / В. Б. Михалкив, Е. И. Яковлев, Б. И. Ксенз и др.– М.: МИНХ, 1983. – 94 с.
72. Методика расчета сложных газотранспортных систем с пересеченным профилем трассы / Е. И. Яковлев, А. С. Казак, В. Б. Михалкив и др.– К.: Союзпроект, 1984. – 112 с.
73. Мирзанжанзаде А. Х., Гусейнзаде М. А. Решение задач нефтепромысловой техники. – М.: Недра, 1969. – 199 с.
74. Мозгалецкий А. В., Гаспаров Д. В. Техническая диагностика. – М.: Высшая школа, 1975. – 495 с.
75. Насосы и компрессоры /С. А. Абдурашитов, А. А. Тупиченков, И. М. Вершинин и др. – М.: Недра, 1974. – 293 с.
76. Немудров А. Г., Черников В. И. Расчет режимов газопроводов методами определения оптимальных характеристик турбонагнетателей// Газовая промышленность – №3. – 1966. – С. 31–34.
77. Новицкий Н. Н., Сидлер В. Г. Идентификация трубопроводных систем как гидравлических цепей с переменными параметрами. // Изв. АН СССР, сер. энергетика и транспорт. – 1984. – №4. – С. 155–162.
78. О выборе рациональной скорости движения очистных устройств по газопроводу / В. Я. Грудз, В. Б. Михалкив, Е. В. Глоба, А. В. Шибнев // Транспорт, хранение и использование газа в народном хозяйстве. – 1983. – №7. – С. 25–25.
79. Об оптимальной периодичности очистки полости газопровода / В. Я. Грудз, В. Б. Михалкив, Т. В. Зверева, А. В. Шибнев // Транспорт, хранение и использование газа в народном хозяйстве. – 1983. – №6. – С. 8–9.
80. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. ОНТП 51-1-85. - М.: Мингазпром, 1985.
81. Одишария Г. З., Скрыбин В. Г. Результаты обследования работы газопровода // Газовое дело.– 1962.– №6. – С. 39–41.
82. Петров И. П., Спиридонов В. В. Надземная прокладка трубопроводов.– М.: Недра, 1973.– 472 с.
83. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. Программированное введение в планирование эксперимента./Адлер Ю. П., Марков Е. В., Грановский Ю. В. и др. – М., 1971. – 186 с.
84. Повышение эксплуатационной надежности магистральных газопроводов./Альшанов А. П., Галиуллин З. Т., Гуссак В. Д. и др. ОИ. – Транспорт и хранение газа. ш.: ВНИИЭГАЗпром, 1975, 36 с.

85. Правила технической эксплуатации и безопасного обслуживания оборудования автомобильных газонаполнительных компрессорных станций. – М.: ВНИИЭгазпром, 1992. – 154 с.
86. Режимы газотранспортных систем /Є. І. Яковлев, О. С. Казак, В. Б. Михалків та ін. – Львів: Світ, 1992. – 170 с.
87. Райбман Н. С., Чадаев В. Н. Построение моделей процессов производства. – М., Энергия, 1975. – 374 с.
88. Растрингин Л. А., Маджаров Н. Е. Введение в идентификацию объектов управления. – М.: Энергия, 1977. – 216 с.
89. Раяцкас Р. Л., Плакунов М. К. Экономические догмы и управленческая реальность. – М.: Экономика, 1991. – 207 с.
90. Режимы газотранспортных систем /Є. І. Яковлев, О. С. Казак, В. Б. Михалків, В. Ф. Тимків, В. Я. Грудз. – Львів.: Світ, 1993. – 170 с.
91. Ретроспективные данные о надежности в задачах выбора стратегии капитального ремонта магистральных трубопроводов./Березин В. Л. Телегин Л. Г., Шибнев А. В ЭИ - Линейное трубопроводное строительство. М.: ЦНТИП ВНИИСТА, 1984, вып. 3, с.6–9.
92. Роуч П. Вычислительная гидродинамика. – М.: Мир, 1980. – 287 с.
93. Рустамов Е. Э. Гидравлический расчет магистральных газопроводов при нестационарном газопогреблении // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1974.– №3. – С. 49–51.
94. Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. – М., 1980. – 410 с.
95. Синицын С. Н., Барцев И. В. Оптимальные параметры магистрального газопровода. Вопросы транспорта природного газа. – М.: Недра, 1970. // Труды ВНИИгаза. Выпуск №38/46. – С. 125–129.
96. Скрябин В. Г. Продувка и испытание магистральных газопроводов. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 156 с.
97. Соколовский С. В., Лищенко С. И. Повышение давления в трубопроводе от гидравлического удара при нарушении сплошности движения // Гидравлика и гидротехника: Респ. межвед. науч.-техн. сб. – 1974. – Вып. 18. – С. 3–7.
98. Сорока И. И., Капцов И. И. Опыт очистки внутренней полости магистральных газопроводов ВПО ВПО Укргазпром // Транспорт и хранение газа. – 1991. – Вып. 12. – 46 с.
99. СОУ 11.2-30019775-029:2004. Промислові газопроводи. Технологія ремонту під тиском. – Введено вперше; Введ. 29.12.2004. – Харків: УкрНДІгаз, 2004. – 46 с.
100. Ставровский Е. Р., Сухарев М. Г. Статистические методы расчета коэффициента гидравлического сопротивления газопровода. – М.: ВНИИЭгазпром, 1970. – 78 с.
101. Ставровский Е. Р., Сухарев М. Г., Карасевич Н. М. Методы расчета надежности магистральных газопроводов. – Новосибирск: Наука, 1982. – 92 с.
102. Типовая инструкция на производство огненных работ на действующих газопроводах, газосборных сетях газовых промыслов и станций подземного хранения газа, транспортирующей природный и попутный газ. – М.: Мингазпром, 1971.
103. Тепловые режимы магистральных газопроводов /Ходанович Н. Е., Кривошеин Б. Д., Бикчентай Р. Н. и др. – М., 1971. – 216 с.
104. Теплотехнические расчеты процессов транспорта и регазификации природных газов: Справ. пособие / В. А. Загорученко, Р. Н. Бикчентай, А. А. Вассерман и др. – М.: Недра, 1980. – 320 с.
105. Тимашев С. А. Надежность больших механических систем. М.: Наука, 1982, 184 с.

106. Телегин Л. Г., Халлыев Н. Х. Организационно-техническая подготовка капитального ремонта линейной части магистральных трубопроводов. Для. уч. техн. обр.: Серов. Проектирование и строительство трубопроводов и сооружений газонефтепромыслов. М.: ВНИИЭгазпром, 1969. С. 7–10.
107. Трубопроводный транспорт газа / С. А. Бобровский, С. Г. Щербаков, Е. И. Яковлев и др. – М.: Наука, 1976. – 491 с.
108. Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків та ін. – К.: АренаЕКО, 2002. – 600 с.
109. Фурман А. В., Дячук Р. П. Теплопередача трубопровода в массиве. – Изв. вузов. Нефть и газ. – 1977. – №7. – С. 83–88.
110. Хейн А. Л. Газодинамические расчеты ПХГ. – М.: Недра, 1968. – 314 с.
111. Ходанович И. Е., Одишария Г.Э. Обобщающая зависимость для коэффициента гидравлического сопротивления. Транспорт природного газа. – М.: Недра, 1967. // Труды ВНИИгаза. Выпуск №29/37. – С. 3–9.
112. Ходанович И. Е., Нефелова Н. Ф. Об изменении эффективности газопровода // Труды ВНИИгаза. – М., 1957. – Вып. 2. – С. 127–129.
113. Ходанович И. Е., Кривошеин Б. Л., Бикчентай Р. Н. Тепловые режимы магистральных газопроводов. – М.: Недра, 1971. – 216 с.
114. Чарный И.А. Неустановившиеся движения реальной жидкости в трубах. – М.: Недра, 1975. – 224 с.
115. Чарный И. А. Основы газовой динамики. – М.: Гостехиздат, 1961. – 200 с.
116. Шелепин Е. Н., Паперный Е. А. Изменение шероховатости газопровода в процессе эксплуатации // Львовск. Политехн. ин-т, науч.записи. – 1953. – Вып. 17, №4. – С. 50–52.
117. Щербаков С. Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Наука, 1982. – 206 с.
118. Яковлев Е. И. Анализ неустановившихся процессов в нитках магистрального газопровода статистическими методами // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1968. – №2. – С. 72–76.
119. Degowski S. Kwartalnik geologiczny. – 1969. – 10, N1. – S.194–202.
120. Ellington R. Thermodynamic properties of methane – nitrogen mixtures // Sympos. Lafayette, 1959. – P. 102–109.
121. Gonzalez M., Lee A. Grafical viscosity correlation for hyarocarbons // A. I. Ch. E. J. – 1968. – V. 14. – P. 242–244.
122. Jensen R., Kurata F. Density of liquified natural gas // J. Petrol. Technol. – 1969. – V. 21. – P. 683–691.
123. Kao R. Thermodynamic properties of LNG // Cryogenics Ind. Gases. – 1970. – V. 5, №5. – P. 24–31.
124. ANSI/ASME B31G – 1991 00-00/ Leitfaden zur Bestimmung der Restfestigkeit korrodierter Rohrleitungen/ – Enter 27/07/91/ – New York, 1991–98 p.
125. Reamer H., Sade B., Lacey W. Volumetric and phase behavior of the methane-propane system // Ind. Eng. Chem. – 1950. – V. 42. – P. 534–539.
126. Roth Neinz. Schwingungsmessungen an Turbinen-schaufln mit optischen Methoden Brown Boveri Mitt. – 1977. – 64, №1. – P. 64–67.
127. Shanaa M., Canfield R. Liquid density and excess volume of light hydrocarbon mixtures at – 165°C // Transact. Faraday Soc. – 1968. – V. 64. – P. 2281–2286.
128. Tans A. Viscosity of gaseous methane // Brit. Chem. Eng. – 1960. – V.5. – P. 358.
129. Molenda J. Gaz ziemny. Katowice: Slask, 1974. – 470 p.

З М І С Т

ВСТУП.....	3
Розділ 1. ОСНОВИ ТЕОРІЇ ОБСЛУГОВУВАННЯ.....	7
1.1. Стратегії обслуговування і функція мети.....	7
1.2. Стратегії, засновані на методах планування з досягнення заданого наробітку.....	20
1.3. Стратегії, засновані на використанні інформації під час контролю..	25
1.4. Пасивна стратегія обслуговування.....	33
1.5. Керування обслуговуванням різнотипних об'єктів.....	37
1.6. Розрахунок показників обслуговування розосереджених об'єктів..	46
1.7. Облік і оцінка можливих відхилень від оптимальних графіків обслуговування	54
Розділ 2. ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ І ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ ТРУБОПРОВІДІВ.....	57
2.1. Завдання, етапи і сутність прогнозування технічного стану і показників надійності	57
2.2. Динаміка параметра стану і розподіл ресурсу.....	59
2.3. Теоретичні основи прогнозування показників надійності.....	68
2.4. Прогнозування безвідмовності складових частин	86
2.5. Показники надійності магістральних газопроводів.....	92
Розділ 3. ГІДРАВЛІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОПРОВІДІВ	101
3.1. Визначення гідравлічної ефективності газопроводу	101
3.2. Визначення кількості рідини в газопроводі	108
3.3. Аналіз властивостей скупчень у порожнині газопроводу	118
3.4. Методика розрахунку гідравлічної ефективності складних газотранспортних систем	124
Розділ 4. ОЧИСТКА ТРУБОПРОВІДІВ	137
4.1. Механічні очисні засоби	137
4.2. Розрахунки параметрів процесу очистки газопроводів	144
4.3. Підвищення ефективності очистки газопроводів	149
4.4. Характер руху очисних пристроїв газопроводом	178
4.5. Приклади розрахунку параметрів процесу очищення газопроводів «Братерство» і Уренгой – Помари – Ужгород і аналіз його результатів ..	191
4.6. Про періодичність очисток газопроводу під час його експлуатації ...	197
4.7. Методи визначення координати пристрою,що зупинився, в газопроводі	202

Розділ 5. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТУ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ	225
5.1. Аналіз і вдосконалення організації експлуатаційного обслуговування лінійної частини магістральних газопроводів	225
5.2. Вдосконалення структурної схеми розміщення ремонтно-експлуатаційних підрозділів у системі ТОіР лінійної частини газопроводів	240
5.3. Методика стратегічного планування контрольних-відновних заходів лінійної частини газопроводу	265
5.4. Підвищення ефективності функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у системі ТОіР лінійної частини газопроводів	293
Розділ 6. РАЦІОНАЛЬНЕ РОЗМІЩЕННЯ АВАРІЙНИХ ЗАПАСІВ ТРУБ	317
6.1. Аналіз підходів, що існують, до створення системи забезпечення аварійним запасом труб лінійної частини газопроводу	317
6.2. Формування основних показників, що впливають на ефективність функціонування системи забезпечення аварійним запасом труб	333
6.3. Методика планування, формування і розміщення аварійного запасу труб на трасі газопроводу	354
6.4. Реалізація математичної моделі функціонування системи складування аварійного запасу труб	374
Розділ 7. ПЛАНУВАННЯ РЕМОНТІВ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ ..	397
7.1. Структура ремонтів устаткування КС	397
7.2. Планування обсягу технічних засобів у процесі експлуатації систем газопостачання	400
7.3. Методика визначення обсягу запасних частин систем газопостачання	411
7.4. Визначення залишкового ресурсу газоперекачувальних агрегатів в умовах компресорних станцій	433
Розділ 8. РЕМОНТ ТРУБОПРОВОДІВ БЕЗ ЗУПИНКИ ПЕРЕКАЧУВАННЯ ..	444
8.1. Аналітичні дослідження витоків продукту з трубопроводу	444
8.2. Експериментальні дослідження впливу шляхового відбору газу на амплітудно-фазову характеристику газопроводу	449
8.3. Ліквідація витоків із трубопроводу без зупинки перекачування ...	455
8.4. Теоретичні основи ремонту наскрізних дефектів газопроводів без зупинки перекачування	481
8.5. Динамічний аналіз процесу гальмування пристрою для локалізації місця течі	494
8.6. Дослідження газодинамічних процесів під час часткового перекриття газопроводу пристроєм для локалізації місця течі	503

Розділ 9. РЕМОНТНІ РОБОТИ НА ТРУБОПРОВОДАХ У СКЛАДНИХ УМОВАХ	506
9.1. Відновні роботи при дії на газопровід зсувних процесів.....	506
9.2. Роботи з ліквідації розмивів, оголення, провисання і спучування газопроводів	513
9.3. Методи і технологія проведення відновних робіт, пов'язаних з руйнуванням ізоляційного покриття газопроводу на ділянках великої протяжності	515
9.4. Проведення відновних робіт при локальних пошкодженнях ізоляційного покриття газопроводу і тіла труби	553
9.5. Спосіб ліквідації розривів на діючому газопроводі.....	556
9.6. Проведення аварійно-відновлювальних робіт ділянки, яка піддається випробуванням на міцність, робіт за допомогою канатно-транспортної установки (КТУ)	557
9.7. Техніка безпеки й охорона довкілля	561
 Розділ 10. ПІДЗЕМНІ СХОВИЩА ГАЗУ ЯК ОБ'ЄКТ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ	566
10.1. Концепції розвитку підземного зберігання газу	566
10.2. Математичне моделювання гідрогазодинамічних процесів у пористому середовищі	590
10.3. Моделювання газогідродинімічних процесів у ПСГ в умовах пружно-водонапірного режиму	617
10.4. Особливості роботи ПСГ у водоносних структурах	630
 Розділ 11. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТУ	644
11.1. Методологічні проблеми оцінювання та підвищення ефективності обслуговування систем трубопровідного транспортування газу в умовах формування ринкових відносин	644
11.2. Принципи структуризації прикладних моделей для оцінювання та підвищення ефективності використання виробничих ресурсів систем трубопровідного транспортування	653
11.3. Методичні основи оцінювання та підвищення ефективності обслуговування систем трубопровідного транспортування газу	679

**Грудз В.Я., Тимків Д.Ф.,
Михалків В.Б., Костів В.В.**

ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТ ГАЗОПРОВОДІВ



За редакції *Ярослава Довгана*
Верстка *Стефанії Шеремети*
Коректура *Лідії Левицької*