

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

На правах рукопису

**КУЧМИСТЕНКО ОЛЕКСАНДР ВАСИЛЬОВИЧ**

УДК 681.518.52:622.692.4

**МЕТОД КОНТРОЛЮ ЗА ВИТОКАМИ І  
НЕСАНКЦІОНОВАНИМИ ВІДБОРАМИ НАФТИ  
З МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВІДІВ**

Спеціальність 05.11.13 – прилади і методи контролю  
та визначення складу речовин

Дисертація на здобуття наукового ступеня  
кандидата технічних наук

Науковий керівник:  
Семенцов Георгій Никифорович,  
доктор технічних наук, професор



**Івано-Франківськ – 2006 р.**

273

## З М І С Т

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ФУНКЦІОНУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ (МН) ТА МЕТОДІВ КОНТРОЛЮ ЗА ВИТОКАМИ І НЕСАНКЦІОНОВАНИМИ ВІДБОРАМИ НАФТИ З НИХ.....	13
1.1. Структура нафтопровідної системи.....	14
1.2. Аналіз режимів функціонування нафтопроводу.....	15
1.3. Ієрархія управління нафтопровідною системою і її особливості.....	17
1.4. Математичні моделі елементів магістрального нафтопроводу .....	24
1.5. Математична модель неусталених режимів роботи нафтопроводу... ..	33
1.6. Аналіз методів контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з МН.....	39
1.7. Аналіз і вибір методу для визначення місця і часу витоку або несанкціонованого відбору нафти з МН.....	47
Постановка задачі досліджень .....	57
РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ РОЗРОБКИ МЕТОДУ КОНТРОЛЮ ЗА ВИТОКАМИ І НЕСАНКЦІОНОВАНИМИ ВІДБОРАМИ НАФТИ З МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ.....	62
2.1. Особливості дослідження динаміки контрольованого об'єкта.....	62
2.2. Теоретичні засади моделювання витоків і несанкціонованих відборів нафти з МН на основі використання методів нечіткої логіки.....	63
2.3. Основні складові структури фаззі–системи контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з МН.....	67
2.4. Визначення змінних і розробка бази знань.....	76
2.5. Правила продукції.....	81
2.6. Функції належності.....	82

2.7. Алгоритм контролю за витіканнями і несанкціонованими відборами нафти з МН.....	83
2.8. Імітаційне моделювання розробленого методу визначення місця і часу появи витоків і несанкціонованих відборів нафти з МН.....	86
Висновки з розділу 2.....	90
<b>РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА СТРУКТУРИ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЗА ВИТОКАМИ І НЕСАНКЦІОНОВАНИМИ ВІДБОРАМИ НАФТИ З МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ.....</b>	<b>91</b>
3.1. Задачі і можливі варіанти систем автоматизованого контролю за витокami і несанкціонованими відборами нафти з МН.....	91
3.2. Розробка структури АСК для раннього визначення часу і місця витoku і несанкціонованого відбору нафти з МН.....	97
3.3. Аналіз впливу зміни структури і параметрів елементів нафтотранспортної системи на її вихідні характеристики.....	104
3.4. Методика проведення експериментальних досліджень.....	108
3.5. Аналіз факторів, що впливають на чутливість і працездатність системи автоматизованого контролю за витокami і несанкціонованими відборами нафти з МН.....	111
3.6. Визначення частоти опитування давачів тиску на контрольних пунктах (КП) телемеханіки.....	113
Висновки з розділу 3.....	118
<b>РОЗДІЛ 4. ПОХИБКИ ВИМІРЮВАЛЬНОГО КАНАЛУ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЗА ВИТОКАМИ І НЕСАНКЦІОНОВАНИМИ ВІДБОРАМИ НАФТИ З МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ.....</b>	<b>120</b>
4.1. Структура вимірювального каналу автоматизованої системи контролю (АСК) тиску в МН.....	121
4.2. Аналіз похибок вимірювального каналу АСК тиску в МН.....	130
4.3. Методика повірки.....	140
Висновки з розділу 4.....	153

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	155
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	158
ДОДАТКИ.....	172

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АСК - автоматизована система контролю;

АСУ ТП – автоматизована система управління технологічним процесом;

АСУ - автоматизована система управління;

АРМ – автоматизоване робоче місце;

АЦП – аналогово-цифровий перетворювач;

БН – блок навантажень;

ВК АСК – вимірювальний канал автоматизованої системи контролю;

ВіНВН – витоки і несанкціоновані відбори нафти;

КВП – контрольно-вимірювальні прилади;

КВПіА – контрольно-вимірювальні прилади і автоматика;

КО – контрольований об'єкт;

КС – комутатор сигналів;

КП – контрольний пункт;

ЛЗ – лінія зв'язку;

МН – магістральний нафтопровід;

МНА – магістральний насосний агрегат;

МХ – метрологічні характеристики;

НВ – несанкціонований відбір;

НК – нечіткий фаззі-контролер;

НП – нафтопровід;

НПС – нафтоперекачувальна станція;

ПВП – первинний вимірювальний перетворювач;

ПО – пульт оператора;

ПР – процесор;

СВВ – система виявлення витікань.

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Україна з її зручним географічним положенням відіграє важливу роль як з'єднувальна ланка між нафтовидобувними державами Каспійського регіону і найважливішими європейськими ринками. Проте складне економічне становище України породило таке явище як розкрадання нафтопродуктів з нафтопроводів. Несанкціоновані відбори нафти з магістральних нафтопроводів (МН) наносять економічні збитки підприємствам, зривають поставки нафти до споживачів, підривають престиж галузі, а у випадках витікання нафти призводять до екологічних забруднень навколишнього середовища. Тому питання захисту нафтопроводу від несанкціонованих відборів нафти є актуальним на сьогодні.

Автоматичний контроль та прийняття рішень в управлінні складним об'єктом в умовах невизначеності, зокрема визначення місць витікань і несанкціонованих відборів, у подальшому (відборів) нафти, в процесі експлуатації МН при різних режимах перекачування пов'язаний з прийняттям рішень в умовах нестаціонарності і нелінійності змін основних параметрів перекачування – тиску і витрати. Найважливішим завданням підвищення якості контролю в ході визначення часу і місця відборів нафти – є постійний моніторинг технічного стану МН з метою виявлення відборів, а у разі їх виявлення, скорочення часу на визначення місця відбору і на прийняття рішення.

Питання раннього визначення місця і часу відборів нафти з МН в автоматичному режимі залишалось маловивченим і недостатньо розробленим, оскільки має місце апіорна і апостеріорна невизначеність, яка зумовлена ймовірністю, невизначеністю часу і місця та параметрів отворів змінних тисків і витрат. Використання відомих методів, які базуються на детермінованих моделях, не дає змогу ефективно здійснювати раннє виявлення відборів нафти з МН, оскільки виявлення таких випадків

відбувається за різних умов протікання цих ускладнень і без урахування зміни режимів роботи нафтопроводів.

Проте ефективне поєднання класичних методів контролю з методами теорії нечітких множин та нечіткої логіки дає можливість формувати лінгвістичні моделі складноформалізованих процесів, а також забезпечувати формування управляючих сигналів, адекватних процесам прийняття рішень експертом.

Зусиллями українських та іноземних вчених В.І. Архангельського, І.М. Богаєнка, Е.В. Бодяньського, В.І. Гостєва, Г.Г. Грабовського, Ю.П. Кондратенка, А.П. Ладанюка, А.О. Лозинського, О.П. Ротштейна, О.Ю. Соколова, М.О. Рюмшина, Р.А. Алієва, R. Hampel, M. Wagenknecht, А.В. Язеніна, М. Mamdani, М. Sugeno, Т. Takagi, L. Zadeh та інших розв'язано багато задач з теоретичним обґрунтуванням застосування нечіткої логіки для вирішення проблем контролю і управління.

Разом з тим, залишаються відкритими питання розробки точного методу контролю, який би забезпечував прискорення розрахунків для виявлення факту відбору, а також визначення місця відбору нафти з МН та прийняття рішень за експертними даними.

З урахуванням особливостей процесу транспортування нафти по МН, а також необхідності контролю і раннього визначення місця та часу відбору нафти, розроблення методу контролю за витіканнями і несанкціонованими відборами нафти з магістральних нафтопроводів з використанням основних положень теорії нечітких множин і нечіткої логіки є актуальним і доцільним. Це дасть змогу значно підвищити екологічну безпеку, безпеку життєдіяльності, надійність та економічну ефективність технологічних процесів транспортування нафти МН, що функціонують за умов невизначеності.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.**  
Вибраний напрямок досліджень є складовою частиною тематичного плану Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу

(ІФНТУНГ). Дисертаційна робота виконувалася автором відповідно до основного наукового напрямку діяльності кафедри автоматизації технологічних процесів і моніторингу в екології ІФНТУНГ. Тематика роботи є частиною планових державних науково-дослідних програм із розвитку нафтогазового комплексу України та базується на результатах держбюджетних тем Д4-01-Ф «Наукові основи контролю, управління і екологічного моніторингу об'єктами нафтогазового комплексу України» (ДР № 0101U001664), «Аналіз і синтез автоматизованих систем керування технологічними процесами буріння, видобутку, транспортування і переробки нафти і газу» (затв. Науковою радою ІФНТУНГ 20.11.2000 р., пр.№4), «Автоматизоване управління технологічними процесами буріння, видобування, транспортування, зберігання і переробки нафти і газу» (затв. Науковою радою ІФНТУНГ 04.10.04 р., пр. № 8), які входять в координаційний план „Наукові основи розробки технологій видобутку нафти і газу, газопромислового обладнання, поглибленої переробки нафти і газу з метою отримання високоякісних моторних палив, мастильних матеріалів, допоміжних продуктів і нафтохімічної сировини”. Вказаний план входить у національну програму “Нафта і газ України до 2010 року”.

У названих вище темах НДР автор був безпосереднім виконавцем розділів робіт з розроблення методів і засобів автоматизованого контролю за витіканнями і несанкціонованими відборами нафти з магістральних нафтопроводів.

**Мета і задачі дослідження.** Мета роботи полягає в розробленні методу та засобів автоматизованого контролю за витіканнями і несанкціонованими відборами нафти з магістральних нафтопроводів, які відбуваються за умов апіорної та поточної невизначеності.

Досягнення вказаної мети забезпечується в дисертаційній роботі шляхом розв'язання наступних *задач*:



- аналіз сучасного стану проблеми оперативного виявлення місць і часу відборів нафти з МН та особливості процесів контролю технічного стану МН при відборах нафти;
- розроблення інформаційної моделі процесу відбору нафти з МН;
- розроблення логіко-лінгвістичної моделі процесів витікань і несанкціонованих відборів нафти з МН, які виникають під час експлуатація за умов апіорної та поточної невизначеності;
- обґрунтування методу прискорення розрахунків для виявлення факту відбору нафти, а також визначення його місця;
- формалізація постановки задачі автоматизованого контролю за відборами нафти з МН, виходячи зі специфіки задачі контролю та з урахуванням нестационарного характеру процесів відборів нафти;
- розроблення методу контролю за відборами нафти з МН на основі методів нечіткої логіки і теорії нечітких множин;
- розроблення архітектури системи автоматизованого контролю (САК) для визначення місця і часу відборів нафти з МН у реальному часі, складання алгоритму ідентифікації пошкоджень МН та програмних засобів забезпечення САК, а також проведення апробації розробленого методу в промислових умовах.

*Об'єктом дослідження* є магістральні нафтопроводи, які функціонують за умов невизначеності щодо параметрів місця і часу витікання та несанкціонованих відборів нафти.

*Предметом дослідження* є моделі, методи і засоби автоматизованого контролю параметрів, що визначають технічний стан магістрального нафтопроводу.

*Методи дослідження.* Для вирішення поставленої в роботі мети проведені теоретичні дослідження з використанням методів теорії нечітких множин і нечіткої логіки в процесі розроблення логіко-лінгвістичних моделей прийняття рішень про стан аварійності МН; методів експертних оцінок під час вибору нечітких параметрів, які входять в алгоритм контролю;

методів математичної статистики в ході дослідження взаємозв'язків і показників транспортування нафти; методів імітаційного моделювання при дослідженні розробленого методу контролю. У процесі розроблення технічних засобів використовувались методи схемотехніки та системотехніки. Оцінка ефективності одержаних результатів проводилась шляхом їх перевірки на МН «Самара-Лисичанськ».

**Наукова новизна одержаних результатів:**

*вперше:*

- розроблено інформаційну модель процесу відбирання нафти з МН, яка відображає причино-наслідкові зв'язки технічних параметрів зі змінами технічного стану нафтопроводу і є основою використання оперативного контролю з метою вирішення проблеми раннього виявлення витікань і відборів нафти з МН;
- запропоновані і розроблені логіко-лінгвістичні моделі, побудовані на нечітких правилах – продукціях, що доповнюють інформаційну модель, яка дає змогу диспетчеру з транспортування нафти приймати ефективні рішення щодо виявлення факту несанкціонованого відбору нафти;
- обґрунтовано метод прискорення розрахунків для виявлення факту відбору нафти, а також визначення його місця, який полягає у тому, що обчислення здійснюються на апроксимаційній нечіткій моделі типу Мамдані замість існуючих складних детермінованих моделей, що дає можливість скоротити час на виявлення місця відбору нафти з МН;
- розроблено метод контролю за відборами нафти з МН, що відбуваються за умов апріорної та поточної невизначеності, який, на відміну від існуючих методів, базується на розроблених логіко-лінгвістичних моделях прийняття рішень та на результатах аналізу несанкціонованих відборів нафти, що відбувались на підприємстві “Придніпровські магістральні нафтопроводи”. Метод дає можливість скоротити час на виявлення місця відбору, збільшити вірогідність прийняття правильного

рішення стосовно ліквідації аварії, суттєво підвищити точність місця відбору, що одночасно підвищує ступінь захисту навколишнього середовища від можливих витікань нафти;

*дістав подальшого розвитку*

- формальний опис усіх компонентів постановки задачі автоматизованого контролю за відборами нафти з МН, формалізованих, (виходячи зі специфіки задачі контролю), на базі створеної математичної моделі з урахуванням нестационарного характеру процесів відбирання нафти з магістральних нафтопроводів, що дало можливість синтезувати структуру системи автоматизованого контролю за несанкціонованими відборами нафти.

**Практичне значення одержаних результатів** полягає в тому, що розроблені моделі і методи дають можливість враховувати експертний досвід для виявлення несанкціонованих відборів нафти з МН і використовувати розроблені моделі для знаходження місця аварії на нафтопроводі, що підвищує ефективність експлуатації нафтопроводу за рахунок зменшення часу на ліквідацію аварійного витікання нафти з нафтопроводу, а також скорочення часу реагування на несанкціоновані відбори.

Результати дисертаційної роботи:

- прийняті до впровадження на підприємстві “Придніпровські магістральні нафтопроводи” (Акт від 16.12.2004р.);
- впроваджені в навчальний процес кафедри автоматизації технологічних процесів і моніторингу в екології ІФНТУНГ (Акт від 27.05.2005р.) для студентів спеціальності 7.092501 – автоматизоване управління технологічними процесами.

**Особистий внесок здобувача.** Основні положення та результати дисертаційної роботи, які виносяться на захист, одержані автором особисто. У роботах, написаних у співавторстві, здобувачу належить: у роботі [1] – розробка нечіткої моделі Мамдані-типу для процесів несанкціонованих відборів і витікань нафти з магістральних нафтопроводів; [2] – постановка і

формалізація задачі контролю, структура системи контролю; [6] – розробка системи контролю з нечіткою логікою; [7] – вибір методу моделювання, дослідження точності моделювання, інтерпретація результатів досліджень; [9] – розробка структури системи керування тиску на основі методів нечіткої логіки; [10] – розробка інформаційної системи контролю; [12] – розробка структури пристрою контролю; [14] – обґрунтування нового підходу до удосконалення системи контролю.

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати дисертаційної роботи доповідались і одержали позитивну оцінку на: міжнародній науково-практичній конференції „Інтелектуальні системи прийняття рішень та інформаційні технології” (Чернівці 2004 р.) [10]; міжнародній науково-практичній конференції „Динаміка наукових досліджень” (Дніпропетровськ 2004 р.) [12]; 11-й міжнародній конференції з автоматичного управління „Автоматика-2004” (Київ 2004 р.) [11]; Всеукраїнській науково-технічній конференції «Проблеми автоматики та електрообладнання транспортних засобів (м. Миколаїв 2004 р.) [4]; науково-технічній конференції професорсько-викладацького складу університету (Івано-Франківськ 2001-2002 рр.) [13, 14].

**Публікації.** Основні результати дисертації викладені в 14 публікаціях, у тому числі в 8 наукових працях [1-8] у виданнях, що входять до переліків ВАК України (4 одноосібних), 1 опублікованій доповіді [9], та 5 тезах [10÷14] міжнародних, Всеукраїнських та університетських науково-технічних конференцій.

**Структура і обсяг роботи.** Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, основних висновків і рекомендацій, списку використаних джерел та додатків. Загальний обсяг роботи становить 187 сторінок і включає 54 рисунки на 19 сторінках, 9 таблиць на 4 сторінках, список використаних літературних джерел із 147 найменувань і 7 додатків на 14 сторінках.

## РОЗДІЛ 1

# АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ФУНКЦІОНУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ (МН) ТА МЕТОДІВ КОНТРОЛЮ ЗА ВИТОКАМИ І НЕСАНКЦІОНОВАНИМИ ВІДБОРАМИ НАФТИ З НИХ

Україна та країни західної Європи є споживачами російської та каспійської нафти. Потік нафти до цих споживачів здійснюється залізничним (через країни центральної Європи), танкерним (обхідним морським шляхом до Трієста) та трубопровідним (по нафтопроводу „Дружба”) транспортом, причому більша частка нафти транспортується саме розгалуженою системою нафтопроводів. Транспорт сирової нафти вищезгаданими способами є небезпечний для екології технологічний процес, оскільки в разі виникнення аварійного витoku утворюються зони забруднення, які, крім погіршення екологічного стану території аварії, негативно впливають на економіку регіону. Особливо це стосується танкерного транспорту нафти, маршрути пролягання якого проходять через курортні зони та національні парки [1]. Аварія танкеру „Престиж” біля берегів Іспанії (2002 р.) [2, 3] поставила питання про безпечність транспорту нафти морським шляхом, а наслідком її стало підвищення цін на цей вид транспорту через збільшення страхової ставки. Аварії на нафтопроводах теж хоч і рідко, але все ж трапляються. Остання мала місце на початку осені 2003 року в Карпатах і була пов’язана з поривом трубопроводу. Та все ж наслідки цієї аварії значно менші ніж в Іспанії. Тому зацікавленість експортерів у використанні і збільшені обсягів транспортування нафти саме нафтопровідним транспортом у світі буде тільки зростати, а зі сторони нафтотранспортних підприємств зростатимуть вимоги до безпечності трубопровідного транспорту [4,5].

## 1.1. Структура нафтопровідної системи

Українську нафтопровідну систему представляє підприємство „Укртранснафта” з двома магістральними нафтопроводами:

- філія „Укртранснафта” „Придніпровські магістральні нафтопроводи” з проектною потужністю 104,4 млн. т. в рік [6];
- філія „Укртранснафта” магістральні нафтопроводи „Дружба” потужністю 18 млн. т. в рік [7], та нафтопровід „Одеса-Броди”, який у комплексі з нафтотерміналом „Южний” з резервуарним парком ємністю 200 тис. куб. м, здатний приймати і перекачувати 14,5 млн. т. в рік при перекачці нафти в напрямку на Броди («аверс») і 23 млн. т в рік – при перекачці нафти в напрямку на МН Південний («реверс»). [8].

Державне акціонерне товариство „Придніпровські магістральні нафтопроводи” – це 19 сучасних нафтоперекачувальних станцій. Землями одинадцяти областей України проходить дев'ять потужних нафтопроводів: Лисичанськ – Кременчук, Гнідинці – Глинсько-Розбишівська, Глинсько-Розбишівська – Кременчук, а також ділянки магістральних нафтопроводів Самара – Лисичанськ, Лисичанськ – Тихорецьк і Мічуринськ - Кременчук, – всього 2362 км. Їх загальна проектна пропускна спроможність – 104,4 млн. тонн нафти щорічно. У тому числі 60,4 млн. тонн нафти поставляється на переробні заводи України та 44 млн. тонн – транзитом на експорт. Для оперативного керування процесами перекачування сировини й обслуговування трубопроводів до складу „Товариства” входять Сумське, Одеське, Лисичанське і Кременчуцьке районні нафтопровідні управління (РНУ), Південно-Українське виробничо-технічне управління зв'язку (ПУВТУЗ) та Ремонтно-будівельне управління (РБУ). Магістральні нафтопроводи „Товариства” побудовані із труб діаметром від 300 до 1200 мм та обладнані перекачувальними агрегатами потужністю до 8 тис. кВт і продуктивністю до 12 тис. куб. метрів за годину кожен. На п'яти головних нафтоперекачувальних станціях Товариства розміщені 36 резервуарів. Їхня

загальна ємність становить 580 тисяч м<sup>3</sup>, що дозволяє вести перекачування нафти у найскладніших технологічних режимах [6].

До складу магістральних нафтопроводів входять такі основні споруди:

- головні перекачувальні станції з резервуарними парками;
- проміжні насосні станції та площадки підйому тиску;
- лінійна частина трубопроводу з засувками;
- автоматизована система контролю та управління трубопровідною

системою;

- вздовжтрасові лінії електропередач;
- вздовжтрасові лінії зв'язку;
- майданчики пуску та приймання засобів очистки і внутрішньої

діагностики трубопроводів [9].

## **1.2. Аналіз режимів функціонування нафтопроводу**

Лінійна частина трубопроводу представляє собою нитку зварених між собою в труб діаметром від 100 мм до 1200 мм, які прокладені під землею на глибині біля одного метра на сотні і тисячі кілометрів. Трубопровід обладнується арматурою, яка в разі виникнення аварійної ситуації або при проведенні технологічного ремонту служить для відключення окремих ділянок труби, на обслуговування. Як правило, це засувки з електричним приводом, які управляються за допомогою системи телемеханіки. Залежно від рельєфу місцевості запірну арматуру розміщують з інтервалом 15 – 20 км [10, 11].

Керування і контроль лінійною частиною здійснюється за допомогою засобів телемеханіки, які розташовані по трубі і представляють собою пункти контролю ( КП ). Ці КП включають в себе апаратуру дистанційного керування засувками і прилади контролю тиску, електричного потенціалу хімічного захисту від корозії, проходження очисного пристрою тощо. Принципова схема ділянки нафтопроводу зображена на рисунку 1.1.

Як видно з рис. 1.1, інформація про тиски на трубопроводі знімається в реальному часі і за допомогою ліній зв'язку передається на центральний диспетчерський пункт, де виводиться на монітор комп'ютера. При цьому диспетчер отримує діаграму зміни тисків, яка відображає гідродинамічний стан трубопроводу.

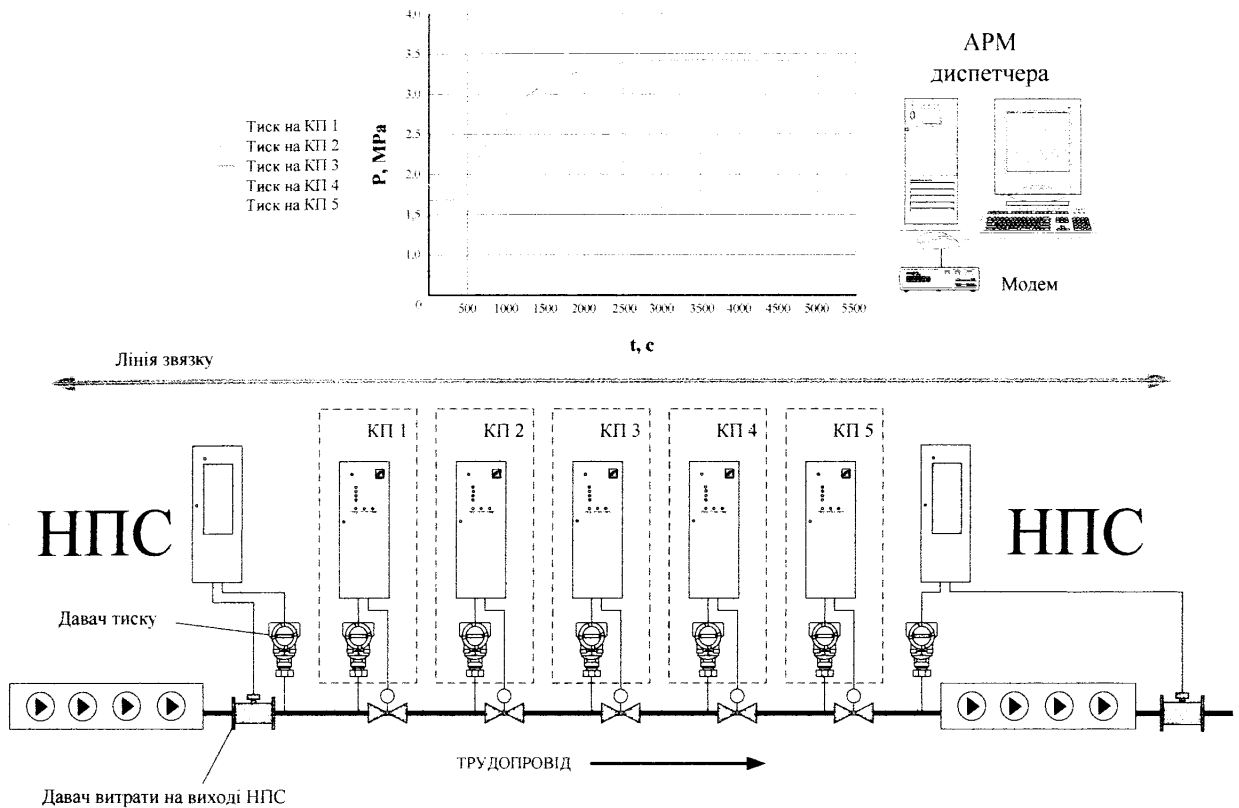


Рис. 1.1. Принципова схема нафтопроводу з лінійними КП телемеханіки

Експлуатація нафтопроводу передбачає такі основні режими роботи нафтопроводу:

- пуск нафтопроводу в роботу;
- перехід роботи з одного магістрального насосного агрегату (основного) на інший (резервний);
- пропуск по нафтопроводу очисного пристрою;
- зупинка нафтопроводу, як планова так і аварійна;
- експлуатація нафтопроводу під час перекачування нафти, а також при відсутності перекачування.



Транспортування нафти по магістральним нафтопроводам, залежить від надійності роботи нафтоперекачуючих станцій і систем автоматизації, які забезпечують керування технологічним процесом [12].

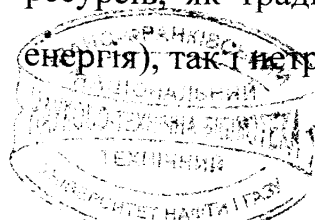
Магістральний трубопровід є досить зручним для автоматизації об'єктом, що відзначається простотою технологічного процесу, суть якого полягає у неперервному перекачуванні заданого обсягу нафти по трубопроводу з підтриманням у допустимих межах тисків на всмоктуванні і нагнітанні, в залежності від встановленого режиму, при мінімальних сумарних витратах енергії на перекачку.

Режим роботи магістрального нафтопроводу визначається режимом роботи перекачуючих станцій. На проміжних станціях використовується режим „з насоса в насос”, коли весь потік нафтопродукту із трубопроводу на прийомі станції поступає на всмоктування основної магістральної насосної станції [13].

При оперативному керуванні магістральний трубопровід розглядається як технологічний комплекс, оскільки робота будь-якої ділянки трубопроводу суттєво залежить від роботи інших ділянок. Взаємозв'язок роботи окремих ділянок досить суттєвий, оскільки на проміжних станціях відсутні резервуарні парки. Хвиля збурень, що виникає на одній ділянці може розповсюджуватися по обидва боки цієї ділянки, досягнути початкових і кінцевих пунктів магістрального трубопроводу. Такий трубопровід слід розглядати, з позиції керування, як єдиний гідравлічний комплекс.

### 1.3. Ієрархія управління нафтопроводною системою і її особливості

Соціально-економічний розвиток і науково-технічний прогрес викликають збільшення споживання різних видів енергії і енергетичних ресурсів, як традиційних (нафта, природний газ, вугілля, гідро – і атомна енергія), так і нетрадиційних та поновлюваних джерел енергії.



273

В державному паливно–енергетичному балансі частина нафти складає 38 % за 2003 рік.

Відомо, що транспорт нафти здійснюється двома принципово різними способами: по магістральних нафтопроводах, що прокладені по суші або дну моря, і в спеціальних цистернах.

В Україні створена нафтотранспортна система, яка має нафтопроводи довжиною біля 3,5 тисяч км, пропускною здатністю більше ніж 100 млн. т/рік для транспортування нафти в Західну Європу. Збільшення обсягів транспортування нафти викликає необхідність збільшення потужності нафтотранспортної системи і, відповідно, її пропускної спроможності, що, в свою чергу, ускладнює проблему узгодження її функціонування з споживачами і, отже, в значній мірі підвищує вимоги до якості контролю і управління нафтотранспортною системою [14].

Велика довжина трубопроводів, розподілений характер об'єктів нафтотранспортної системи, жорсткий технологічний взаємозв'язок об'єктів транспортної магістралі, складність природнокліматичних умов та інші особливості створюють додаткові труднощі в контролі і управлінні.

Технологічними об'єктами управління нафтотранспортних систем, для яких створюються автоматизовані системи управління технологічними процесами, є магістральний нафтопровід з електропривідними засувками, насосні станції, вузли прийому, пуску і пропуску очисного пристрою, вузли обліку нафти [15].

Технологічні процеси нафтотранспортної системи мають наступні особливості:

- неперервність при розподілених технологічних об'єктах;
- залежність роботи системи від режиму роботи нафтовидобувних підприємств, а також режиму споживання нафти;
- інерційність (запізнення від моменту поступлення нафти в трубопровід);

– нестационарність, що викликана нерівномірністю споживання нафти і аварійними режимами, зокрема вибоками і несанкціонованими відборами нафти з магістрального нафтопроводу.

Сучасні нафтотранспортні системи характеризуються сукупністю великої кількості технологічних параметрів, що впливають на техніко-економічні показники, тому ефективна робота всього технологічного комплексу організується за ієрархічним принципом [16].

Структура АСУ ТП нафтотранспортної системи на підприємстві „Укратранснафта” організована у вигляді трьох груп задач, які в ієрархічному відношенні створюють три рівня. (рис. 1.2).

До верхнього рівня відносяться задачі організації, синхронізації і координації взаємодії технологічних операції і обладнання. Об’єктом управління в цьому випадку є весь технологічний процес з технологічним обладнанням.

До середнього рівня відноситься розв’язок задач організації технологічних режимів окремих ділянок і процесів. Об’єктами управління на цьому рівні є технологічні процеси разом з обладнанням і локальними автоматичними системами контролю і керування.

Крім цього, функціями управління на цьому рівні є виявлення і усунення аварійних режимів, перемикання обладнання в технологічних схемах, розрахунки техніко-економічних показників процесів і т.п. Названі функції контролю та управління відносно складні і не можуть бути повністю покладені на автоматичні пристрої. Тому в системах управління технологічними процесами застосовують ЕОМ і в процесі управління приймає участь людина – диспетчер, тобто це автоматизована система управління технологічними процесами.

До нижнього ієрархічного рівня відноситься задачі контролю і стабілізації окремих параметрів. Вони визначаються за допомогою локальних автоматичних систем керування. Об’єкти керування на цьому рівні – це елементарні процеси з відповідними технологічними апаратами.

Багаторівнева структура сучасних нафтотранспортних систем вимагає максимальної формалізації рішень задач контролю і автоматизації на всіх ієрархічних рівнях. Ефективність побудови таких систем залежить від локальних систем автоматизованого регулювання нижнього ієрархічного рівня, що здійснюють вимірювання, регулювання і контроль технологічних параметрів, які характеризують технологічний процес.

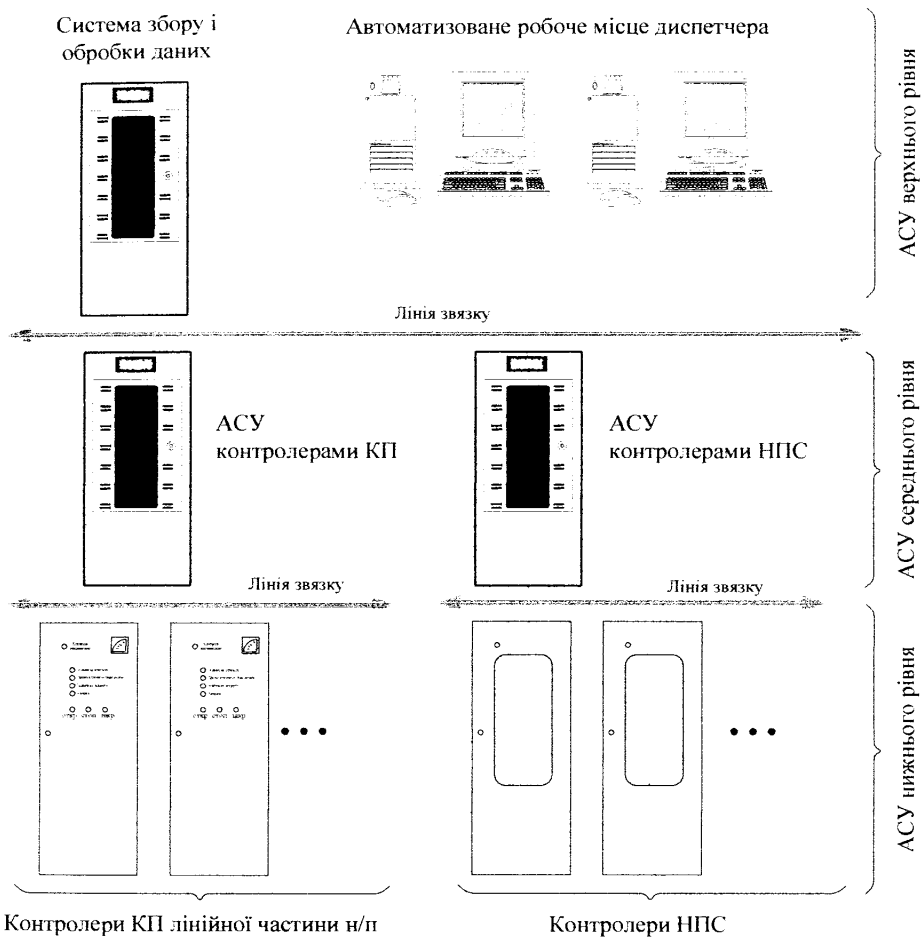


Рис. 1.2. Ієрархія управління нафтотранспортною системою

Розробку системи контролю і управління складними нафтопровідними системами можна віднести до задач, ефективне рішення яких неможливе без застосування системних методів аналізу, глибоких досліджень статичних та динамічних властивостей системи, вивчення її зовнішніх зв'язків і взаємозв'язків її елементів.

При дослідженні і розробці складних систем контролю та управління технологічними процесами в нафтовій промисловості одним з головних

етапів є створення і використання математичних моделей, обґрунтування діапазону їх застосування.

Нафтотранспортна система – типовий приклад великих систем. Складність управління такими системами і контролю за ними обумовлена необхідністю враховувати значну кількість різнорідних факторів [17]. Подібні труднощі виникають і при проектуванні великих систем, тому актуальним є застосування сучасної обчислювальної техніки і методів імітаційного моделювання.

Одним із факторів, що ускладнюють контроль і управління нафтотранспортною системою, є нерівномірність нафтоспоживання, оскільки технологічні процеси споживачів мають в загальному випадку нестационарний характер. Коливання тиску в нафтопроводі теж носять неусталений характер, оскільки змінюється величина відбору нафти споживачами і можливі вмикання або вимикання будь якого із багаточисельних елементів нафтопроводу. Зокрема такі збурюючі впливи, як вмикання або вимикання агрегатів, зміна технологічного режиму, пропуск очисного пристрою і т.д., призводять до того, що нафтопровід постійно працює в неусталеному режимі.

Для регулювання транспортування нафти і аналізу аварійних ситуації (несанкціонованих витікань, відборів нафти) необхідно розробити математичні моделі процесів, які проходять в нафтотранспортні системи і задовольняли б вимогам точності систем автоматичного контролю та управлінням і були б максимально прості.

Для вирішення задач контролю нафтотранспортної системи необхідно знати динамічні характеристики об'єктів цієї системи. Для цього доцільно використовувати формалізацію технологічних процесів нафтотранспортної системи. Наявність математичної моделі досліджуваного об'єкта дозволить правильно вибрати параметри структури технічних засобів контролю, з'ясувати їх точність, алгоритми контролю і т.д.. Вихідну модель явищ і

процесів в нафтотранспортній системі не завжди вдається вибрати з високою точністю, яка відповідає явищу або процесу.

Отже, при вирішенні задачі побудови математичної моделі необхідно враховувати наступні особливості нафтотранспортної системи:

- наявність значної кількості елементів з великою кількістю вхідних (керуючі впливи, контрольовані і неконтрольовані збурення) і вихідних змінних, які зв'язані між собою так, що зміна в одному елементі веде до змін в інших;
- складний характер залежності між вхідними і вихідними змінними, нелінійність зв'язку між ними;
- нестационарність статичних і динамічних характеристик об'єктів внаслідок зміни параметрів об'єктів в процесі їх старіння або заміни новими, внаслідок зміни температури і т.п.;
- стохастичний характер основних процесів в системі;
- суттєва нестационарність режимів роботи нафтотранспортної системи, викликана, наприклад, зміною структури мережі трубопроводів внаслідок відкриття і закриття засувки в процесі експлуатації або при витіканнях і несанкціонованих відборах нафти;
- інерційність технологічних процесів нафтотранспортної системи;
- просторова розподіленість параметрів об'єктів;
- вплив оточуючого середовища – тиску і температури в різний час дня і року.

Для цілого ряду елементів нафтотранспортної системи (насосні станції, лінійна арматура і т.п.) стала часу об'єкта автоматичного контролю і управління менша в порівнянні з сталою часу лінійної частини нафтопроводу (декілька хвилин на 100 км довжини), тому в загальній структурі технологічного ланцюга для них достатньо використання статичних характеристик.

Відомі аналітичні методи дослідження нафтотранспортних систем можна застосувати для випадків, коли розглядається простий елемент. Проте,

при аналізі складних нафтотранспортних систем задача дослідження ускладнюється у зв'язку з тим, що режими їх роботи описуються системою диференціальних рівнянь в часткових похідних з урахуванням законів поточкорозподілу (Кіркгофа) в вузлах контурів нафтотранспортної системи [18].

Лінійна частина нафтотранспортної системи являє собою систему з розподіленими параметрами, тому динамічні характеристики при стрибкоподібних зовнішніх впливах визначаються розв'язанням диференціальних рівнянь в часткових похідних. Аналітичний розв'язок таких рівнянь може бути отриманий класичними методами, наприклад, методом Фур'є або методом Д'Аламбера [19]. При використанні цих методів рішення представляється або у вигляді безкінечного ряду спадаючих і відбитих хвиль, або гармонік.

Внаслідок складності розв'язків таких рівнянь використання їх для задач автоматизованого контролю і управління системами транспортування нафти є незручним.

У 1862 р. професор Київського університету М.Е. Ващенко-Захарченко заклав основу методу, який дав можливість отримати розв'язки телеграфних і хвильових рівнянь операційним методом. На початку ХХ століття О. Хевісайд створив метод операційного обчислення для розв'язання звичайних диференціальних рівнянь з сталими коефіцієнтами і рівнянь з частковими похідними і застосував цей спосіб для ряду задач електротехніки [20, 21]. Проте слід відмітити, що методи операційного обчислення, як найбільш швидкодіючі, застосовують для лінійних рівнянь в часткових похідних, розв'язок яких можна з великими втратами часу отримати і іншими методами, зокрема чисельними, які мають більш широкі діапазони застосування для задач імітаційного моделювання. Їх рішення застосовуються як еталонні для інших більш швидкодіючих методів.

Тут слід відзначити важливість появи першої книги про наближені обчислення А.Н. Крилова [22].

Один з числових методів, який називають методом біжучої хвилі, застосовувався для аналогічних рівнянь в розрахунках перехідних процесів в лініях електропередач. По суті, використаний метод – це застосування у більш широкому варіанті способів розрахунку перехідних процесів, які запропоновані П.В. Бьюлеєм [23]. Недоліком цього методу є необхідність мати розв'язок самостійної задачі при розрахунках перехідного процесу в кожній точці.

В роботі [24] приведені методи розв'язку задачі руху реальної рідини в напірних трубопроводах шляхом використання графічних методів, які відображають суперпозицію поданих і відбитих хвиль. Пізніше в роботах Р.І. Караєва [25], розглянуті системи застосування чисельних методів розрахунків перехідних процесів за допомогою ЕОМ з використанням чисельного методу Рунге-Кутта. Слід відзначити, що розв'язання рівнянь з частковими похідними розглядається в цих роботах, головним чином, з використанням рівнянь математичної фізики [26, 27], але для задач оперативного контролю та управління нафтотранспортною системою слід застосовувати методи, які дозволяють легко узгоджувати між собою характеристики розподілених і звичайних елементів з зосередженими параметрами. В цьому напрямку важливі результати отримані в роботах [28, 29].

#### **1.4. Математичні моделі елементів магістрального нафтопроводу**

Магістральний нафтопровід являє собою систему з двох послідовно з'єднаних різнотипних технологічних елементів: НПС і ділянки трубопроводу. Під елементарною технологічною ділянкою трубопроводу розуміють ділянку постійного діаметру по всій довжині при відсутності відгалужень для відборів і прийомів. Сукупність різнорідних елементів і їх гідродинамічний взаємозв'язок визначають в кожному окремому випадку для



конкретної технологічної схеми транспорту нафти. Умовно можна розглядати такі конструктивні схеми НТС:

- транзитний магістральний нафтопровід (рис. 1.3);
- магістральний нафтопровід з місцями для відбору нафти (рис. 1.4).

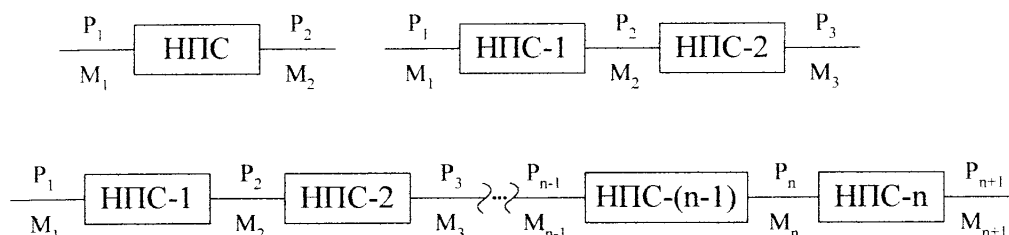


Рис. 1.3. Схеми транзитних нафтопроводів

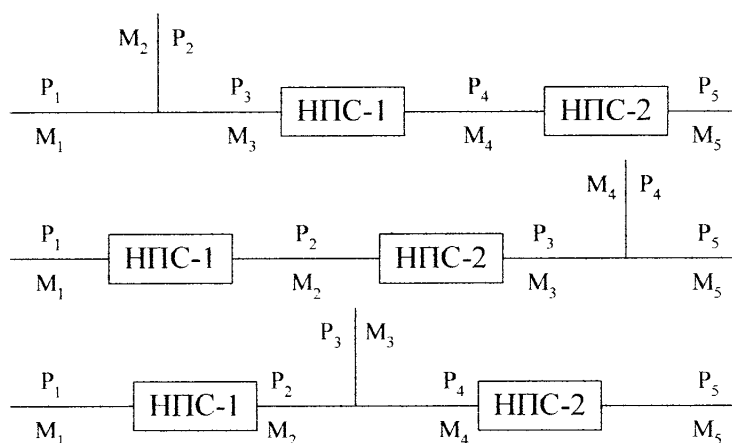


Рис. 1.4. Схеми магістральних нафтопроводів з відборами нафти

Кожний елемент НТС виконує певне перетворення параметрів потоку нафти, обумовлене його технологічною специфікою. В цьому плані НПС являє собою елемент, в якому відбувається підвищення енергетичного потенціалу нафти, яка транспортується, а ділянка нафтопроводу – це елемент, в якому відбувається падіння енергетичного потенціалу потоку за рахунок виконання зовнішньої роботи по подоланню сил гідравлічного опору.

Для зручності дослідження статичних і динамічних властивостей МН доцільно представляти динамічну модель елементарної ділянки нафтопроводу довжиною  $0 \rightarrow \ell$  у вигляді чотирьохполюсника з двома входами

і виходами. Змінними в даному випадку є тиск  $P$  і витрата  $M$  лінійної частини на вході і виході. Динамічна модель елементарної ділянки нафтопроводу зображена на рисунку 1.5.

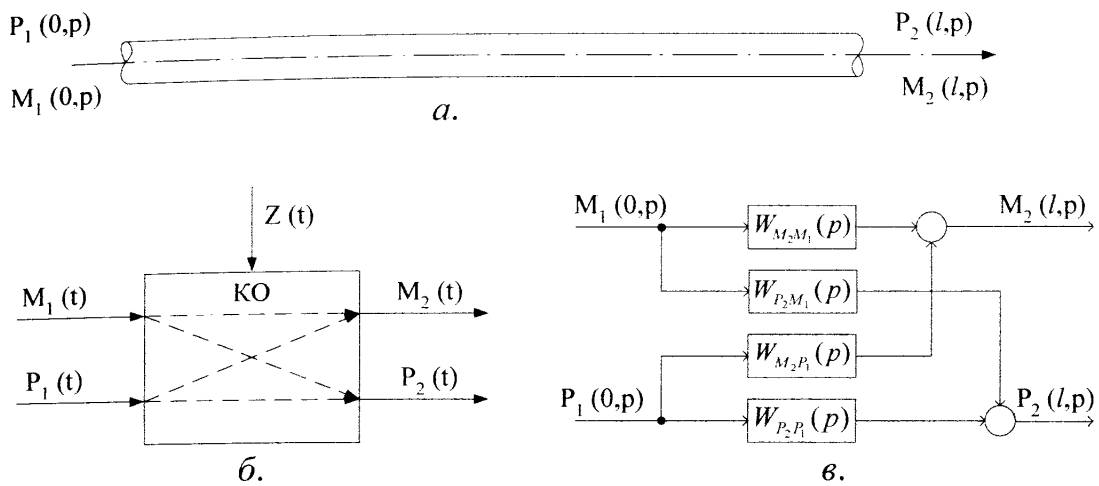


Рис. 1.5. Елементарна ланка нафтопроводу (а), модель „вхід-вихід” (б) і його структурна схема (в)

$W_{M_2 M_1}(p)$ ,  $W_{P_2 M_1}(p)$ ,  $W_{M_2 P_1}(p)$ ,  $W_{P_2 P_1}(p)$  - функції передачі по каналах

$M_1 \rightarrow M_2$ ,  $M_1 \rightarrow P_2$ ,  $P_1 \rightarrow M_2$ ,  $P_1 \rightarrow P_2$ ;

КО – контрольований об’єкт;

$Z(t)$  – збурюючі впливи;

$p$  – оператор Лапласа.

Відомо, що МН являє собою сукупність лінійних і нелінійних ділянок, вузлів відбору нафти, вузлів зміни діаметру, запірної і регулюючої арматури та інших елементів, які відносяться до ділянки трубопроводу. Зміна режиму роботи одного з перерахованих елементів впливає на режим роботи системи в цілому. Для оцінювання і аналізу цього впливу необхідно отримати математичну модель МН. Ця задача, як правило, вирішується методом застосування лінійних диференціальних рівнянь зі сталими коефіцієнтами і зводиться до складання системи рівнянь динаміки елементарних ланок, згортання цих рівнянь і наступному інтегруванню.

При складанні систем рівнянь динаміки таких ланок МН притримуються наступної послідовності операцій:

- виявлення фізичного закону, який визначає поведінку певної ланки в системі;
- визначення змінних параметрів, що входять в рівняння;
- визначення вхідних і вихідних параметрів;
- складання диференціального рівняння;
- лінеаризація рівняння динаміки за Тейлором і отримання лінійного диференціального рівняння з сталими коефіцієнтами;
- складання рівнянь у відхиленнях, для чого необхідно із рівняння динаміки відняти рівняння статички;
- заміна абсолютних відхилень відносними, тобто перехід до безрозмірних відхилень;
- приведення рівнянь до нормальної стандартної форми запису.

Використовуючи такий підхід, розглянемо математичні моделі окремих ланок МН.

**Місцевий опір.** В процесі роботи МН його реальна продуктивність може змінюватись внаслідок відкладання парафіну, різноманітних механічних домішок, корозії на внутрішній поверхні труб, тобто на ділянці МН може відбутися зменшення діаметру трубопроводу і створюється місцевий опір, умовне зображення якого приведено на рисунку 1.6.

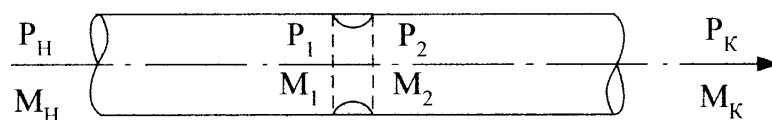


Рис. 1.6. Умовне зображення місцевого опору на ділянці трубопроводу

Для опису такої неоднорідності використовують формулу Дарсі-Весбаха

$$P_1 - P_2 = \lambda \frac{V_{сеп}^2}{2} \rho \frac{l_e}{D}, \quad (1.1)$$

де:  $l_v = \frac{D}{\lambda} \lambda_m$  [24],

$\lambda_m$  - коефіцієнт місцевого опору,

$\lambda$  - коефіцієнт гідравлічного опору як функція критерію Рейнольдса  $Re$  та шорсткості трубопроводу [25, 26],

$V_{сер}$  - середня швидкість нафти,

$P_1 - P_2$  - перепад тисків,

$D$  - діаметр перерізу трубопроводу,

$\rho$  - густина нафти.

Для випадку, що розглядається, використовується наступні співвідношення:

$$\begin{aligned} P_2 &= P_1 - \Delta P, \\ M_1 &= M_2. \end{aligned} \quad (1.2)$$

Тоді перепад тисків на ділянці неоднорідності довжиною  $l$  можна записати у вигляді:

$$\Delta P = \lambda \frac{V_{сер}}{2FD} M_1 l. \quad (1.3)$$

Якщо використати позначення

$$K_m = \lambda \frac{V_{сер}}{2FD} l,$$

то систему рівнянь (1.2) можна записати у такому вигляді

$$\left. \begin{aligned} P_2^* &= P_1^* - K_m M_1^*, \\ M_2^* &= M_1^*, \end{aligned} \right\} \quad (1.4)$$

де  $P_1^* = L \left\{ \frac{\Delta P_1}{P_{1H}} \right\}$ ;  $P_2^* = L \left\{ \frac{\Delta P_2}{P_{2H}} \right\}$  - зображення за Лапласом відносних змін

тисків;

$M_1^* = L \left\{ \frac{\Delta M_1}{M_{1H}} \right\}$ ;  $M_2^* = L \left\{ \frac{\Delta M_2}{M_{2H}} \right\}$  - зображення за Лапласом відносних змін

масової витрати.

**Засувки.** Цей елемент встановлюють з метою перекриття ділянок на випадок аварії або ремонту лінійної частини НП через проміжки 10-30 км в залежності від рельєфу місцевості.

Витрата нафти через засувки описується рівнянням [26]

$$M_3 = \xi_3 F_3 \sqrt{2\rho g(P_{13} - P_{23})}, \quad (1.5)$$

де  $\xi_3$  - коефіцієнт витрати;

$F_3$  - площа прохідного сечення засувки;

$P_{13}, P_{23}$  - абсолютні тиски до і після засувки відповідно.

Рівняння (1.5) після лінеаризації і переходу до відхилень з урахуванням, що  $\xi_3 = \text{const}$  і  $F_3 = \text{const}$ , матиме такий вигляд:

$$M_3^* = C_{13} P_{13}^* - C_{23} P_{23}^*, \quad (1.6)$$

де  $M_3^* = L \left\{ \frac{\Delta M_3}{M_{3H}} \right\}$  - зображення за Лапласом відносних змін масової витрати;

$$P_{13}^* = L \left\{ \frac{\Delta P_{13}}{P_{13H}} \right\}, \quad P_{23}^* = L \left\{ \frac{\Delta P_{23}}{P_{23H}} \right\} - \text{зображення за Лапласом відносних змін}$$

тисків до і після засувки відповідно;

$C_{13}, C_{23}$  - сталі коефіцієнти, які визначаються змінами тисків

$$\left[ P_{13H} (P_{13H}^2 - P_{13H} P_{23H})^{-\frac{1}{2}} \right] \text{ і } \left[ P_{23H} (P_{13H}^2 - P_{13H} P_{23H})^{-\frac{1}{2}} \right] \text{ відповідно.}$$

З умови рівності матеріальних масових витрат маємо:

$$M_3^* = M_1^* = M_2^*, \quad (1.7)$$

де  $M_1^* = L \left\{ \frac{\Delta M_1}{M_{1H}} \right\}, M_2^* = L \left\{ \frac{\Delta M_2}{M_{2H}} \right\}$  - зображення за Лапласом відносних змін

масової витрати до і після засувки відповідно.

**Витоки нафти.** В процесі експлуатації МН на лінійній частині можливі витоки і несанкціоновані відбори нафти, які можуть порушити режим роботи, тобто призвести до зміни тиску і витрати в нафтопровідній

системі. Умовне зображення витoku нафти з нафтопроводу показане на рис. 1.7.

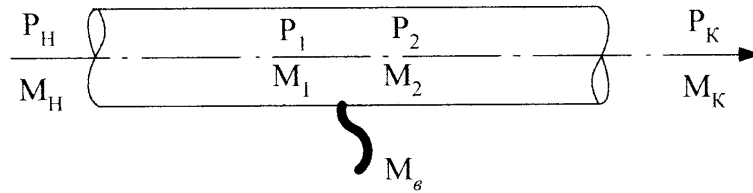


Рис. 1.7. Умовне зображення витoku нафти з нафтопроводу

Для таких витоків справедливі наступні залежності:

$$\left. \begin{aligned} M_1^* &= M_2^* + M_6^* \\ P_1^* &= P_2^* \end{aligned} \right\} \quad (1.8)$$

де  $M_1^* = L \left\{ \frac{\Delta M_1}{M_{\text{сн}}} \right\}$ ,  $M_2^* = L \left\{ \frac{\Delta M_2}{M_{\text{сн}}} \right\}$  - зображення за Лапласом відносних змін масової витрати до і після отвору при витoku відповідно;

$P_1^* = L \left\{ \frac{\Delta P_1}{P_{\text{сн}}} \right\}$ ;  $P_2^* = L \left\{ \frac{\Delta P_2}{P_{\text{сн}}} \right\}$  - зображення за Лапласом відносних змін тиску в нафтопроводі до і після отвору відповідно.

Масова витрата через отвір визначається наступним чином [30]:

$$M_6 = \xi_6 F_6 \sqrt{2\rho g(P_1 - P_{\text{oc}})}, \quad (1.9)$$

де  $\xi_6$  - коефіцієнт витрати;

$F_6$  - площа прохідного отвору при витoku;

$P_1, P_{\text{oc}}$  - абсолютний тиск в МН і оточуючого середовища відповідно.

Після лінеаризації рівняння (1.9) і переходу до відхилень отримаємо

$$M_6^* = K_6 P_1^*, \quad (1.10)$$

де  $M_6^* = L \left\{ \frac{\Delta M_6}{M_{\text{сн}}} \right\}$  - зображення за Лапласом відносної зміни масової витрати через отвір при витoku нафти;

$P_1^* = L \left\{ \frac{\Delta P_6}{P_{1\text{сн}}} \right\}$  - зображення за Лапласом відносної зміни тиску в напрямку руху нафти до отвору трубопроводу;

$K_6$  – сталий коефіцієнт, який залежить від  $\xi_6$ ,  $F_6$ ,  $M_{6н}$ , абсолютної температури, коефіцієнта стиснення нафти і співвідношення тисків  $\sqrt{P_{16н} (P_{16н}^2 - P_{16н} P_{oc})}$ .

Після підставки  $M_6^*$  з рівняння (1.10) в рівняння (1.8) отримаємо

$$\left. \begin{aligned} M_1^* &= M_2^* + K_6 P_1^* \\ P_1^* &= P_2^* \end{aligned} \right\} \quad (1.11)$$

**З'єднання нафтопроводів.** Існують різні типи з'єднань нафтопроводу: різних діаметрів (*а*), з відбором нафти (*б*), зі вставкою (*в*), з паралельними нитками (*г*) тощо (рис. 1.8).

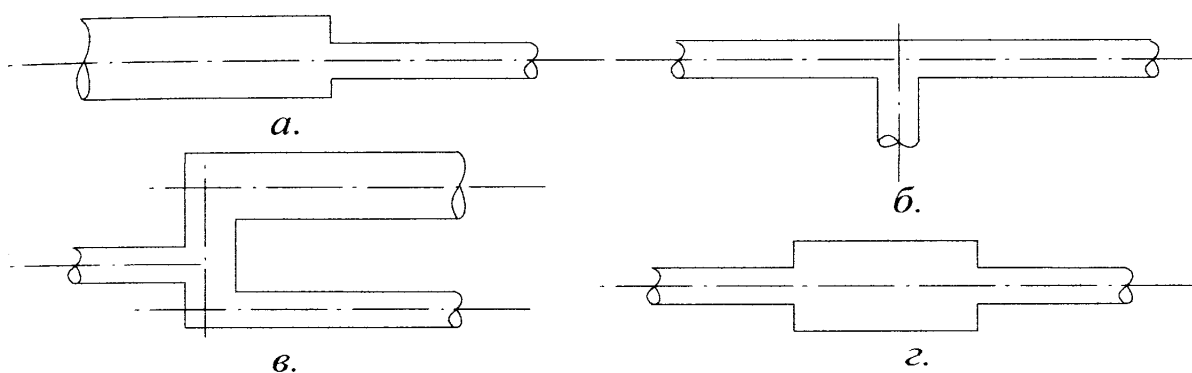


Рис. 1.8. Різні типи з'єднань нафтопроводу

Для розгалужених нафтопроводів (рис. 1.9.) справедливі наступні співвідношення для визначення масової витрати і тиску:

$$\left. \begin{aligned} M_{H3}^* &= M_{K1}^* + M_{K2}^* \\ P_{H3}^* &= P_{K1}^* = P_{K2}^* \end{aligned} \right\} \quad (1.12)$$

де  $M_{K1}^* = L \left\{ \frac{\Delta M_{K1}}{M_{K1H}} \right\}$ ,  $M_{K2}^* = L \left\{ \frac{\Delta M_{K2}}{M_{K2H}} \right\}$  - зображення за Лапласом відносних змін масової витрати;

$$P_{K1}^* = L \left\{ \frac{\Delta P_{K1}}{P_{K1H}} \right\}, \quad P_{K2}^* = L \left\{ \frac{\Delta P_{K2}}{P_{K2H}} \right\} - \text{зображення за Лапласом відносних змін}$$

тисків.

Розглянуті математичні моделі елементів МН дозволяють досліджувати нафтопровідну систему у цілому, оскільки всі її елементи

взаємозалежні і зміна стану будь-якого з них веде до зміни тиску і пропускної здатності як по довжині, так і в часі.

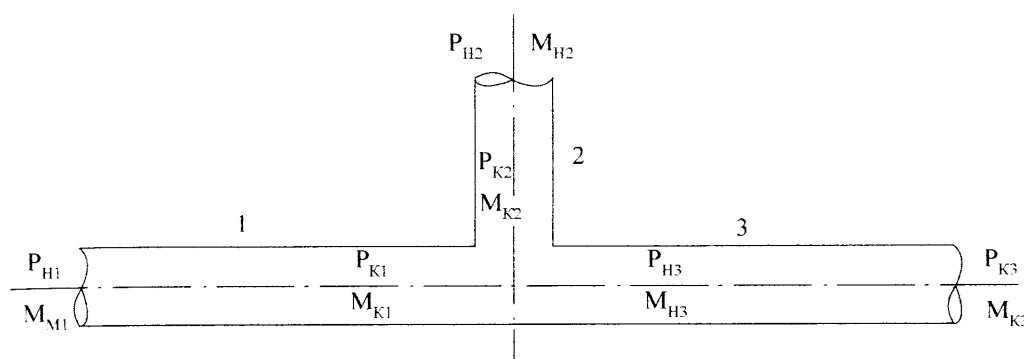


Рис. 1.9. Схема розгалуженого нафтопроводу

Зміни тиску по довжині  $\bar{x}$  і по часу  $P(\bar{x}, t)$  не повинні перебільшувати максимального тиску  $P_{max}$ , який визначається міцністю труб нафтопроводу. Одночасно тиск підтримується не нижче деякого допустимого значення  $P_{min}$ , яка визначається з умов надійності транспортування нафти. Тому тиск в кожен момент часу обмежений такими умовами:

$$P_{min} \leq P(\bar{x}, t) \leq P_{max}.$$

Для входів НПС справедливе наступне співвідношення

$$P(0, t) \leq P_{max}.$$

Звичайно спостерігається  $P(0, t) \geq P(\bar{x}, t)$ . Одночасно масова витрата нафти  $M(\bar{x}, t)$  може змінюватися лише в справедливому діапазоні

$$M_{min} \leq M(\bar{x}, t) \leq M_{max},$$

тому слід розглянути математичні моделі неусталених режимів роботи нафтопроводу.

### 1.5. Математична модель неусталених режимів роботи нафтопроводу

На сьогодні диспетчерський контроль за роботою магістральних нафтопроводів (МН) ведеться на основі стаціонарних моделей [31, 32, 33, 34].



При цьому режим експлуатації розраховується, виходячи з усереднених значень тиску і масової витрати нафти за добу. Практичні розрахунки МН показують, що при перехідних процесах, викликаних аварійними і пусковими режимами, похибка розрахунків за лінійними рівняннями може перевищувати 20%. Тому необхідно розглядати моделі у вигляді нелінійних диференціальних рівнянь, особливо для режимів, які супроводжуються різкими коливаннями тиску.

Оскільки вибір моделі нафтотранспортної системи визначається розрахованим режимом перекачки нафти, велике значення має класифікація експлуатаційних режимів роботи МН. Для експлуатаційного режиму перекачки нафти зазвичай невідома функція розподілення тиску по довжині МН, а відомі лише значення тиску, які контролюються в окремих точках, тобто в кінці лінійної ділянки, протягом певного часу. Тому класифікацію експлуатаційних режимів слід проводити на основі критерію нестационарності з орієнтацією на наявну диспетчерську інформацію.

В роботі [35] використано такий критерій нестационарності:

$$N_n(X) \xrightarrow{x \in S} \max, \quad (1.13)$$

де  $X = (\Delta P / P_{\text{ср}})$ ;

$S$  – множина допустимих значень векторів  $x$ , що задовольняють всім заданим умовам;

$$\Delta P = \left( \sum_{i=1}^n \Delta t_i \right)^{-1} \sum_{i=1}^n |P_{\text{ср}} - P_i| \Delta t_i \quad - \text{ відхилення тиску від середнього}$$

значення, яке визначене за час  $\sum_{i=1}^n \Delta t_i$ ;

$$P_{\text{ср}} = \left( \sum_{i=1}^n \Delta t_i \right)^{-1} \sum_{i=1}^n P_i \Delta t_i \quad - \text{ середнє значення тиску за час } \sum_{i=1}^n \Delta t_i.$$

Будь-який експлуатаційний режим вважається квазістационарним, якщо виконується умова  $N_n \leq \varepsilon$ , де  $\varepsilon$  – допустима похибка вимірювання тиску в кінці лінійної ділянки МН, яка розглядається. Якщо  $N_n > \varepsilon$ , то режим є суттєво нестационарним.

Кількість оперативно-диспетчерських ситуацій, які обумовлюють появу нестационарних (неусталених) режимів, достатньо велика і кожен з них треба розглядати окремо [36].

Проте і критерій нестационарності (1.13) не враховує комплекс причин, які впливають на коливання тиску, витрати та інших параметрів перекачки.

Для оцінки нестационарності режиму роботи МН потрібен простий комплекс рівнянь, який би узагальнював всі параметри, що впливають на нестационарність потоку. Іншими словами, така система рівнянь повинна оцінювати співвідношення інерційних сил, що викликають нестационарність потоку, і сил тертя, які заспокоюють потік.

Враховуємо, що на лінійній ділянці МН одомірний нестационарний рух нафти оцінюється наступною нелінійною системою диференціальних рівнянь у часткових похідних [21]:

- рівняння збереження кількості руху

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\partial(\rho V)}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} [(1 + \beta_k)] \rho V^2 + g\rho \frac{\partial h}{\partial x} + \rho \frac{\lambda V^2}{2D}, \quad (1.14)$$

- рівняння нерозривності

$$-\frac{\partial P}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho V)}{\partial x}, \quad (1.15)$$

де  $P(x,t)$  – середній тиск в перерізі трубопроводу як функція лінійної координати  $x$  в момент часу  $t$ , Па;

$\rho$  – густина нафти, кг/м<sup>3</sup>;

$V$  – лінійна швидкість нафти, м/с;

$\beta_k$  – коефіцієнт поправки на силу Кориоліса, який враховує нерівномірність розподілу швидкостей по перерізу потоку;

$D$  – внутрішній діаметр трубопроводу, м;

$\frac{\partial h}{\partial x}$  – геометричний нахил траси нафтопроводу, градус;

$g$  – прискорення сили тяжіння, м/с<sup>2</sup>;

$c$  – швидкість звуку в нафті, м/с<sup>2</sup>.

В реальних умовах експлуатації на лінійних ділянках МН можуть відбуватися витіки і санкціоновані та несанкціоновані відбори нафти, тоді рівняння (1.15) можна записати у такому вигляді

$$-\frac{\partial P}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho V)}{\partial x} + K_\delta \sum_{i=1}^m M_i(t) \delta(x - x_i), \quad (1.16)$$

де  $K_\delta = \frac{c^2}{F}$ ,

$F$  – переріз трубопроводу, м<sup>2</sup>;

$m$  – кількість відборів нафти на ділянці нафтопроводу, що контролюється;

$x_i$  – координати точок під'єднання відборів нафти;

$\delta(x - x_i)$  – функція Дірака;

$M_i(t)$  – зміна масових витрат нафти в точках під'єднання відборів, яка у загальному випадку може бути записана так:

$$M_i(t) = \begin{cases} \geq 0 - \text{постачальник нафти,} \\ \leq 0 - \text{споживач нафти.} \end{cases}$$

Нехтуючи втратами енергії, що викликані нерівномірністю швидкостей по перерізу потоку, із рівняння (1.14) отримаємо вираз для загальних втрат енергії в нафтопроводі

$$-\left(\frac{\partial P}{\partial x} + \rho g \frac{dh}{dx}\right) = \frac{\lambda M^2}{2\rho DF} + \frac{\partial M}{\partial t}, \quad (1.17)$$

де  $M$  – масова витрата нафти,  $M = \rho VF$ .

Із (1.17) отримаємо

$$-F \left(\frac{\partial P}{\partial x} + \rho g \frac{dh}{dx}\right) = \frac{\lambda M^2}{2\rho DF} \left(1 + \frac{2\rho DF}{\lambda M^2} \frac{\partial M}{\partial t}\right). \quad (1.18)$$

Якщо знехтувати виразом в дужках правої частини рівняння, то воно буде описуватися як стаціонарний процес руху нафти в МН. Отже, вираз в дужках правої частини рівняння (1.18) визначає нестационарність потоку.

Після переходу від диференціальних операторів до безрозмірних комплексів, отримаємо співвідношення

$$\frac{\partial M}{\partial t} \sim \frac{M}{t_k}, \quad (1.19)$$

де  $M$  – характерна масова витрата нафти для процесу,

$t_k$  – характерний час.

Якщо витрата нафти носить коливальний характер і характеристикою витрати вважати відхилення витрати від її стаціонарного значення, а характерним часом – усереднений період коливань, то для критерію нестационарності отримаємо такий вираз

$$N_H = \frac{2\rho DF}{\lambda M t_k}. \quad (1.20)$$

Тоді рівняння (1.6) наближено буде мати такий вигляд

$$-F \left( \frac{\partial P}{\partial x} + \rho g \frac{dh}{dx} \right) = \frac{\lambda M^2}{2\rho DF} (1 + N_H). \quad (1.21)$$

З рівняння (1.21) випливає, що стаціонарним можна вважати режим, якщо  $N_H=0$ , але на практиці такий режим не зустрічається.

Проте при малих значеннях критерію  $N_H$  характеристики реального процесу несуттєво відрізняються від стаціонарної моделі. Якщо ці відхилення задовольняють вимогам точності, то можна вважати, що при даному  $N_H$  режим роботи МН квазістаціонарний і його математична модель

$$\frac{\partial P}{\partial x} + \rho g \frac{dh}{dx} + \lambda \rho \frac{V^2}{2D} = 0. \quad (1.22)$$

Якщо ця умова не виконується, то математична модель повинна враховувати нестационарність процесу. Тоді система диференціальних рівнянь матиме вигляд

$$\begin{aligned} -\frac{\partial P}{\partial x} &= \frac{\partial(\rho V)}{\partial t} + \rho \frac{\lambda}{2D} V^2 + \rho g \frac{dh}{dx}, \\ \frac{1}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{\partial(\rho V)}{\partial x} &= 0. \end{aligned} \quad (1.23)$$

Використовуючи чисельні методи, можна на ЕОМ отримати кількісні характеристики перехідного процесу в нафтопроводі. Проте час розв'язання конкретних технологічних задач достатньо великий і в більшості практичних випадків він більший, ніж сталі часу. Для вирішення задач контролю за

витоками і несанкціонованими відборами нафти час розв'язання вихідної системи рішень має суттєве значення, тому застосовуються різні спрощені системи рівнянь.

Ці припущення базуються на деякому компромісі між достатньою простотою формалізованого опису процесів і складними ефектами, які є істотними для функціонування реальних елементів МН.

Прийняття рішень стосовно точності математичних моделей, що розробляються, залежить від бази даних, мети досліджень і часу використання моделі в задачах контролю несанкціонованих витікань нафти.

Інакше кажучи, елементи МН, параметри яких мають найбільшу чутливість, звичайно повинні описуватися тільки точними моделями, і навпаки, для опису елементів з низькою чутливістю можна застосувати спрощені моделі.

На сьогодні для отримання спрощених математичних моделей елементів МН найбільш широко використовуються методи лінеаризації, теорії наближених функції, апроксимації перервних елементів з розподіленими параметрами і дискретних елементів з зосередженими параметрами [37]. Застосування цих методів, хоча і дозволяє досить швидко розраховувати параметри МН великої розмірності, але не дає можливості дослідити вплив індивідуальних характеристик елементів на властивості МН, а також взаємозв'язки елементів структури.

Відомий формальний метод складання і розрахунку систем рівнянь матеріальних і гідравлічних балансів МН на базі використання математичної топології і теорій графів, який дозволяє автоматизувати процедуру розрахунку МН [22]. Проте більшість МН описується системами суттєво нелінійних рівнянь, які враховують тертя та інші закономірності процесів, що відбуваються в елементах МН. Використання кусково-лінійної апроксимації для розрахунків таких систем значно зменшує переваги названих методів.

Характерною особливістю багатьох елементів МН є наявність в них лінійної частини з змінними коефіцієнтами гідравлічного опору, тому

доцільно розглядати квазістаціонарні режими, які в першому наближенні описуються звичайними рівняннями стаціонарно текучого потоку при фіксованих в часі параметрах потоку або динамічні режими роботи системи [37].

В роботі [23] доведено, що використання методів синтезу МН з урахуванням їх динаміки на основі варіаційного счислення, визначення умов оптимальної стабілізації динамічних режимів, визначення умов стійкості на базі 2-го методу Ляпунова та інших дозволяє вирішувати лише окремі питання математичного опису, тому вони не можуть бути рекомендовані як універсальні методи для системного аналізу нестаціонарних режимів МН.

Слід відмітити, що сам по собі математичний опис ще не дає можливості судити про властивості об'єкта моделювання. Для вивчення властивостей об'єкта моделювання на базі його математичного опису потрібні ще алгоритм і програма розв'язання системи рівнянь математичного опису.

Проте існуючий детермінований математичний опис не дозволяє вирішити питання контролю за несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу внаслідок суттєвої невизначеності цього процесу.

Крім того, неможливо побудувати адекватну математичну модель для поставленої задачі, і в моделі присутня велика кількість параметрів в тому числі і таких, що не залежать від часу.

Тому доцільно скористатися методами теорії нечітких множин та нечіткої логіки, яка знайшла широке застосування в сфері промислового виробництва різних країн світу – США, Японії, ФРН, Бельгії, Швеції та інших. [38]

Нечітка логіка є методом системного підходу і базується на інтуїції та досвіді експертів, використовуючи елементи повсякденної мови для опису поведінки систем контролю із використанням теорії нечітких множин.

## 1.6. Аналіз методів контролю за витокami і несанкціонованими відборами нафти з МН

Під час витoku нафти з нафтопроводу відбувається падіння тисків на лінійних КП, причому це падіння буде тим стрімкіше падати, чим більше отвір в місці витікання [39,40]. На рисунку 1.10 зображено діаграму тисків, отриманих з лінійних КП телемеханіки під час відбору нафти з нафтопроводу.

Основною задачею диспетчера або автоматизованої системи контролю у цьому випадку є встановлення факту витікання нафти, часу і, за допомогою математичних розрахунків, місця витікання на нафтопроводі.

Існує три найбільш поширені методи виявлення витоків (відборів) нафти з нафтопроводу [41, 42, 43, 44]:

- неавтоматизований;
- автоматизований;
- спеціальна труба виявлення вуглеводню.

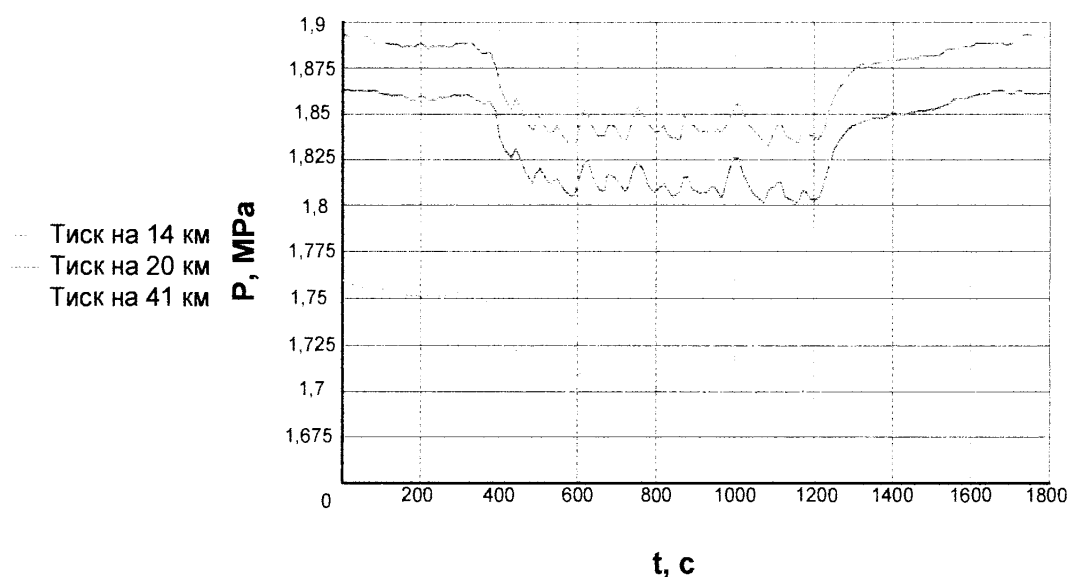


Рис. 1.10. Діаграма тисків, отримана при несанкціонованому відборі нафти з нафтопроводу

Неавтоматизований метод полягає у тому, що для виявлення витоків (відборів) і для запобігання забрудненню території навколишнього

середовища використовуються люди, які здійснюють контроль стану трубопроводу за допомогою засобів телемеханіки з диспетчерського пункту або безпосередньо, виконуючи патрулювання зони проходження трубопроводу. На автомобілі, пішки, з вертольота можливо виявити і досить малі витікання. Це первинний метод виявлення витікань на більшості трубопроводів. У США, наприклад, візуальний контроль трубопроводу згідно приписів необхідно проводити 26 раз на рік, з інтервалом часу не менше 3-х тижнів. Виявлення витікань оператором, чи людиною, що здійснює патрулювання, є недосконалим, оскільки залежить від уважності останнього.

Автоматизований метод полягає у тому, що виявлення часу і місця витіку здійснюється за допомогою автоматизованої системи контролю, яка математичними методами на основі даних, отриманих з системи збору даних телемеханіки, без втручання людини видає результат контролю [45, 46, 47, 48,49,50, 51, 52]. Як правило, такі автоматизовані системи побудовані на принципі контролю таких параметрів, як:

- від'ємна хвиля тисків;
- зміна тисків;
- по зміні різниці кількості нафти, що розраховується за допомогою ЕОМ;
- по моделі, що працює у реальному часі.

Використання автоматизованих систем контролю за витоками (відбором) на трубопроводах є найбільш пріоритетним, оскільки засобами автоматики можливо оброблювати більшу кількість інформації в короткій термін в незалежності від часу і людського фактору. Та все ж автоматизовані системи контролю мають недоліки, які викликані змінним характером режиму перекачування, малою вірогідністю гарантованого визначення події при малих витоках.



Визначення місця витікання за допомогою труби виявлення вуглеводню потребує прокладки спеціальних труб або кабелів вздовж трубопроводу, які вказують на присутність вуглеводню.

Недоліком цієї системи є висока вартість внаслідок великої довжини кабелю, у випадку підземного трубопроводу важкість з прокладкою, можливість отримання хибного сигналу при появі вуглеводню з зовнішнього джерела, труднощі при визначенні місця.

Підприємство Придніпровські магістральні нафтопроводи для виявлення витікання нафти з нафтопроводу з 1999 року використовує АСК «LICconsult» [32].

Система автоматичного контролю витоків «LICconsult» розрахована для роботи на ділянці трубопроводу довжиною біля 300 км. Вздовж трубопроводу для збору інформації про технологічні параметри і управління електропровідними засувками розташовані лінійні контрольні пункти телемеханіки. Первинні контрольновимірювальні прилади (КВП) системи виявлення витікань забезпечують наступні вимірювання з обладнання нафтопроводу:

- на лінійних КП телемеханіки: тиск;
- на початку трубопроводу: витрата, вихідний тиск, температура;
- на кінці трубопроводу: витрата, вхідний тиск, температура [32].

Прикладне програмне забезпечення для обробки інформації у реальному часі будується на стандартному наборі основних модулів, з яких будується алгоритм обробки в залежності від специфічності вимог по застосуванню [32].

Система автоматизованого контролю через регулярні інтервали часу отримує у реальному часі дані про технологічні параметри нафтопроводу із системи SCADA для подальшої обробки. Для того, щоб забезпечувалася відповідна підтримка динамічної моделі трубопроводу, всі дані про тиски і витрати повинні поновлюватися через кожні 5-15 с, що і є основним часом циклу системи. У системі передбачена можливість використання „штампів

часу”, що наносяться на окремі виміри, завдяки чому дані можуть бути розміщені в якій-небудь загальній рамці часу.

Попередня обробка даних у реальному часі – це суттєвий момент системи. При цьому здійснюється перевірка достовірності даних, що надходять, шляхом багаторазових перевірок. Вони призначені спеціально для моделювання трубопроводу у реальному часі [32].

Якщо дані отримані у результаті цих перевірок, виявляються хибними, то система проводить спробу відшкодувати відсутні або дані, яких бракує, або, що ще важливіше, система автоматично використовує дану інформацію в ході наступного аналізу. Широке використання попередньої обробки даних на практиці знижує до мінімуму число хибних аварійних повідомлень у системі, які слід би оцінювати оператору [32].

Тому виходом для попередньої обробки даних є повний набір значень даних в заданий момент часу, використаний у наступній по черзі операції обробки. Всі дані ідентифікуються так званим маркером („етикеткою”) якості.

З точки зору моделі трубопроводу реального часу трубопровідна система розбивається на декілька ділянок (секції). Розбивка на ділянки залежить від розташування вимірювальних точок (головним чином точок зміни витрати середовища), та розбивка на практиці є динамічною, що забезпечує можливість зміни режимів.

Модель трубопроводу використовує дані, взяті з кінцевих пунктів окремих ділянок, що дає повну картину про тиски, витрати, температурі і густині вздовж окремих ділянок трубних ділянок у будь-який момент часу. Модель трубопроводу основана на рішенні рівнянь, які використовуються при обчисленні. Це наступні рівняння: збереження маси, збереження моменту, енергетичні рівняння, рівняння стану [32].

Система паралельно з програмами обчислення параметрів трубопроводу в реальному часі, слідкує за станом моделі, тобто перевіряє достовірність результатів обчислення.

Визначення стану моделі залежить в першу чергу від якості даних, що поступають, і стану моделі по прогону.

Після холодного запуску моделі потрібний час для того, щоб нею враховувався актуальний стан трубопроводу. Після цього результати розрахунків система використовує для наступного аналізу, та якість результатів обчислення проявляється у внесенні подальших поправок завдяки автоматичної настройки системи. Таким чином, стан по прогону являється таким же важливим фактом для визначення миттєвого стану моделі [32].

Прикладна програма виявлення витікань містить програмні модулі, призначені для обчислення, що видається у відповідь на витікання, для установки порогових значень, для обслуговування аварійної сигналізації і для визначення місця витікання. Модулі програмного забезпечення подаються нижче:

- обчислення, пов'язані з виявленням витікань. Виходи моделі трубопроводу разом з вимірними сигналами, взятими з процесу, представляють собою основу обчислень, пов'язаних з виявленням витікань. Обчислення по виявленню витікання базуються на методі скоректованої лінійної рівноваги, на методі неочікуваної зміни тиску і витрати (UP і UF), а також на швидкості вибраних вимірюваних значень.

- установка порогових значень. Установка порогових значень вирішується модулем ПО, що працює паралельно з обчисленнями виявлення витікань. При цьому забезпечуватися можливість оператору змінювати порогові значення з клавіатури системи SCADA. Дані після цього потрапляють в систему виявлення витікань (СВВ). Аналогічно цьому по замовчуванню можуть бути змінені порогові значення системним інженером. Крім того, СВВ надає можливість автоматично змінювати порогові значення на основі стану даних і стану моделі. Основна ідея системи полягає у тому, що робота з скороченими параметрами автоматично приводить до змін порогових значень для запобігання хибної тривоги. Ті періоди, коли

виключена можливість сприйняття (виявлення) витікання, система обслуговує способом, який відрізняється від випадку обслуговування роботи з скороченими параметрами. Модель трубопроводу може працювати далі, та результат обчислень по виявленню витікань система прирівнюється нулю, тобто вона визначає даний випадок як заборону виявлення.

- обслуговування аварійної сигналізації витікання. Для обслуговування аварійної сигналізації витікань система використовує комбінацію відповідних сигналів виявлення витікань і миттєвих порогових значень.

- визначення місця витікання. Обчислення по визначенню місця витікання запускається тоді, коли система обслуговування аварійної сигналізації встановлює факт можливого витікання. Система СВВ включає у себе два способи визначення місця витікань. По першому способу співставляються значення тисків, обчислені по моделі, зі значеннями тисків, що вимірюються на найближчих до місця витікання лінійних КП вздовж трубопроводу. Якщо немає проміжного виміряного значення тиску, то пропонується спосіб визначення місця витікання, що підтримується моделлю. При цьому місце витікання визначається за допомогою вимірювання, яке проводиться тільки у кінцевій точці [32].

Система виявлення витікань додатково доповнена контролем на той випадок, коли по трубопроводу відсутній потік нафти.

Крім цього, може виникати необхідність у такому режимі, коли необхідне підтримання тиску у трубопроводі при нерухомому потоці, а з іншого боку, модуль виявлення витікань, при відсутності потоку, здатен відчувати ще менше витікання, чим система виявлення витікань при рухомому середовищі.

Можливості і продуктивність систем виявлення витоків на практиці обмежується тільки конфігурацією трубопроводів і компоновкою засобів КВПіА. Час реагування системи визначається тим, яким чином реагує система на виникнення витікання, тобто який стан приймають тиск, витрата і

температура у функції часу після початку витікання. Формування цих станів являється функцією геометрії трубопроводу, густини нафти, робочих умов, а також інтенсивності витікання.

Модель трубопроводу точно симулює зміну вимірюваних величин, що зв'язані з відомими змінами граничних умов, тобто ці значення передбачають різницю між розрахованими і виміряними значеннями (UP і UF), що виникають в результаті витікання за який-небудь один і той же період, на протязі якого формується реакція.

Другим фактором, лімітуючим продуктивність і можливість системи, є вибір порогових значень, що характеризують точність системи. Застосування скорочених порогових значень приводить до зменшення часу виявлення і скорочення можливості сприймати менші витікання і, в той же час, приводить до зростання можливості видачі хибного сигналу про аварійну ситуацію.

Точність часу виявлення і визначення місця витікання міняється в залежності від інтенсивності витікання нафти згідно таблиці 1.1 [32].

Таблиця 1.1

#### Чутливість АСК в залежності від інтенсивності витікань нафти

<b>Розмір витоку % витрати</b>	<b>Час виявлення хвилин</b>	<b>Точність визначення місця витоку км</b>
2	20	4
5	10	2
>15	2	1

Автоматична система контролю витоків «LICconsult» нафти з нафтопроводу за 5 років експлуатації зарекомендувала себе з позитивного боку при виявленні витікань з середньої і великої інтенсивності, проте все гостріше повстає питання ранньої діагностики і контролю несанкціонованих відборів, які характеризуються малою зміною таких параметрів як тиск і витрата. Внаслідок шумів у каналах вимірювання тиску дуже важко настроїти математичну модель для роботи з малими витоками і відборами, та

при великому (10-15 с) часу опитування датчиків лінійних КП також виникають проблеми у обчисленні місця витікання. Тому виникає потреба у застосуванні нових способів виявлення несанкціонованих витікань і відборів, з використанням контролерів нечіткої логіки і теорії нечітких множин.

Нові способи, які запропоновані для рішення питання автоматизованого контролю за несанкціонованими витіканнями (відборами), побудовані за принципом обробки інформації і прийнятті рішення про подію витікання безпосередньо на точці контролю, тобто на лінійних КП телемеханіки. Причому між лінійними КП телемеханіки і НПС на початку та на кінці трубопроводу утворюється інформаційний простір динамічних змін технологічних параметрів, для яких не потрібний аналіз за допомогою математичного моделювання. Обробка інформації на самому КП дає ряд переваг, а саме:

- можливо збільшити частоту опитування датчиків КВПіА, що позитивно вплине на точність і достовірність отриманої інформації про гідродинамічний стан трубопроводу;
- можливо оцінювати рівень аварійності ділянки трубопроводу, на якому відбувається витікання і миттєво приймати рішення до продовження експлуатації нафтопроводу;
- суттєво збільшується робастність системи автоматичного контролю.

Шляхом вдосконалення обробки вхідних даних з КП телемеханіки враховуються змінний режим перекачування та малі коливання тиску у трубопроводі.

Спосіб „ТИСК-ТИСК” (рис. 1.11) полягає у тому, що оцінка чи відбувається процес витікання, чи ні приймається за результатами оцінки тиску від двох датчиків тиску, які розташовані на деякій, достатній для оцінки відстані, одного лінійного контрольного пункту, що знаходиться найближче до місця витоку.

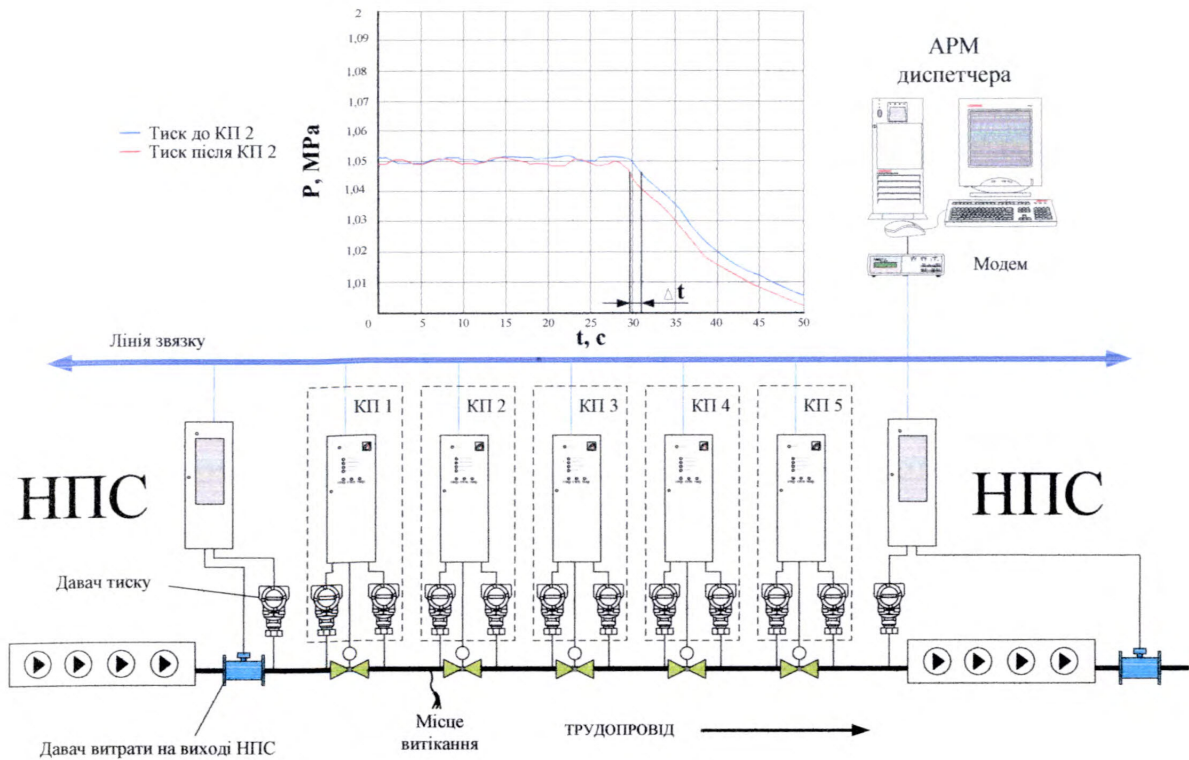


Рис. 1.11. Принципова схема способу „ТИСК-ТИСК”

Цей спосіб передбачає визначення часу і місця витікання за двома давачами тиску, які розташовані на одному КП на відстані, достатній для прийняття рішення про початок несанкціонованого відбору. Також можливий варіант розташування давачів тиску в одній точці, при цьому визначення місця витікання буде відбуватися на АСК середнього рівня.

Враховуючи ці недоліки, можна зробити висновок, що потрібен новий метод визначення місця і часу витоків і несанкціонованих відборів нафти з нафтопроводу, який би врахував нечіткість інформації про такий аварійний стан на трубопроводі.

### 1.7. Аналіз і вибір методу для визначення місця і часу витіку або несанкціонованого відбору нафти з МН

При дослідженні систем транспортування нафти з метою оперативного контролю і управління важливо правильно описати поведінку

контрольованого об'єкта в конкретних технологічних ситуаціях [53, 54]. Система транспортування нафти є досить складним технологічним об'єктом внаслідок різноманітності процесів, які відбуваються у неї: гідравлічних, теплових, масообмінних.

Аналіз такої системи базується на розв'язанні системи рівнянь, які являють собою сукупність декілька десятків лінійних, нелінійних, алгебраїчних і диференціальних рівнянь. Математичний опис повинен дати можливість розрахувати експлуатаційні параметри, головним чином в неусталених режимах як в нормальному режимі експлуатації так і при аналізі можливих аварійних та передаварійних ситуації, що пов'язані з відхиленнями від нормальних режимів функціонування, в тому числі і під час несанкціонованих відборів нафти.

З метою оперативного контролю і управління доцільно застосовувати моделі, які дозволяють розраховувати швидкодіючі процеси контролю і управління за час, який в декілька разів менший сталих часу самих процесів.

У зв'язку з цим впливи на систему транспортування нафти доцільно розділити на зовнішні і внутрішні. До перших відносяться впливи підсистеми передачі і споживання середовища, яке транспортується. Другі обумовлені багатьма параметрами обладнання нафтопровідних систем, які змінюються у зв'язку з порушеннями їх нормального функціонування: корозією і ерозією лінійної частини арматури, несанкціонованими відборами нафти і т.д..

Розрізняють повні моделі технологічного процесу транспортування нафти і поелементні. Повні моделі є природнім узагальненням поелементних моделей. Недоліком повних моделей є їх підвищена складність і великі витрати машинного часу, тому для аналізу стану окремих елементів системи, в тому числі появу отворів в трубопроводі слід орієнтуватися на відокремлення їх із загальної структури і обґрунтування застосування більш простих поелементних моделей.

Для поелементних моделей застосовують агрегативний принцип їх побудови. В цьому випадку основні рівняння для моделей різних



технологічних процесів залишаються без змін, але змінюється тільки склад моделі і характер зв'язків між параметрами. На діапазони використання моделей покладається ряд обмежень, при цьому поле обмежень може бути як статичним, так і динамічним. Для забезпечення економічної і надійної роботи елементів накладаються додаткові обмеження.

Слід відмітити, що для використання математичної моделі як ефективного інструменту розв'язання практичних задач оперативного контролю і управління, вона повинна правильно відображати умови виникнення і розвитку аварійних ситуацій. Задачі технічного діагностування аварійних ситуацій, як правило, вирішуються шляхом штучного відтворення і проектування змін параметрів в часі, для чого широко застосовується методи теорії чутливості. Проте, для більшості задач прогнозування технічного стану нафтотранспортних систем доцільно застосовувати імітаційне моделювання, що дозволяє підвищити ефективність системи, зменшити собівартість перекачки нафти.

Складання загальної схеми моделі складної системи транспортування нафти вимагає певного упорядкування моделей окремих її елементів при цьому необхідно:

- мати поелементні математичні моделі у такому порядку, щоб зберігати основні зв'язки між елементами;
- ввести в модель початкові і граничні умови;
- перевірити повноту моделі, щоб всі величини для окремого рівняння були або задані, або були результатом розв'язками інших рівнянь системи.

При цьому кількість визначаючих рівнянь повинна дорівнювати числу змінних стану, а число практичних і початкових умов повинно відповідати рівнянням в моделі.

Базуючись на розглянутих принципах, для складних систем транспортування нафти використовують підхід, який передбачає застосування методів інтегральних перетворень і загальної теорії ланцюгів.

Проте найбільші труднощі викликає математичне моделювання лінійних ділянок нафтопроводу. Використовуючи відомі типи операторів зв'язку [22] (в лівій частині знаходиться змінні, що визначаються, а в правій – відомі), у загальному вигляді маємо:

$$Y = \Phi U, \quad (1.24)$$

де  $Y$  – матриця–стовпчик вихідних змінних;  
 $\Phi$  – квадратна матриця операторів зв'язку;  
 $U$  – матриця стовпчик вхідних змінних.

Представлення елементарної ділянки нафтопроводу у вигляді матриць операторів зв'язку  $\Phi$  дозволяє досить ефективно застосовувати матричний апарат для визначення матриць передачі і функцій передачі складних з'єднань однорідних та неоднорідних нафтопроводів.

Загальну матрицю нафтопроводу отримують у такому вигляді

$$\begin{bmatrix} M^*(0, p) \\ P^*(0, p) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11}(p) & a_{12}(p) \\ a_{21}(p) & a_{22}(p) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} M^*(1, p) \\ P^*(1, p) \end{bmatrix}, \quad (1.25)$$

де  $a_{11}(p)$ ,  $a_{12}(p)$ ,  $a_{21}(p)$ ,  $a_{22}(p)$  - часткові функції передачі між тиском і масовою витратою входу і виходу.

Отже, структурна схема системи (рис.1.12.), яка одержана на основі матричної моделі, дозволяє забезпечити компактний і водночас наочний опис складу системи, що аналізується.

Структурну схему такого складного пошкодження як отвір в нафтопроводі (несанкціонований відбір нафти) зображено на рисунку 1.12, а рівняння елементів системи в матричній формі в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2

Математична модель нафтопроводу з відбором нафти.

Тип з'єднання	Форма матриці
Відбір нафти через отвір в МН	$\begin{bmatrix} M_3(\ell, p) \\ P_3(\ell, p) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_2' W_{11}(p)W_{13}(p) + W_{33}(p)W_{21}(p) & K_2' W_{13}(p)W_{31}(p) + W_{33}(p)W_{41}(p) \\ K_2' W_{11}(p)W_{23}(p) + W_{11}(p)W_{21}(p) & K_2' W_{23}(p)W_{31}(p) + W_{41}(p)W_{43}(p) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} M(0, p) \\ P(0, p) \end{bmatrix}$

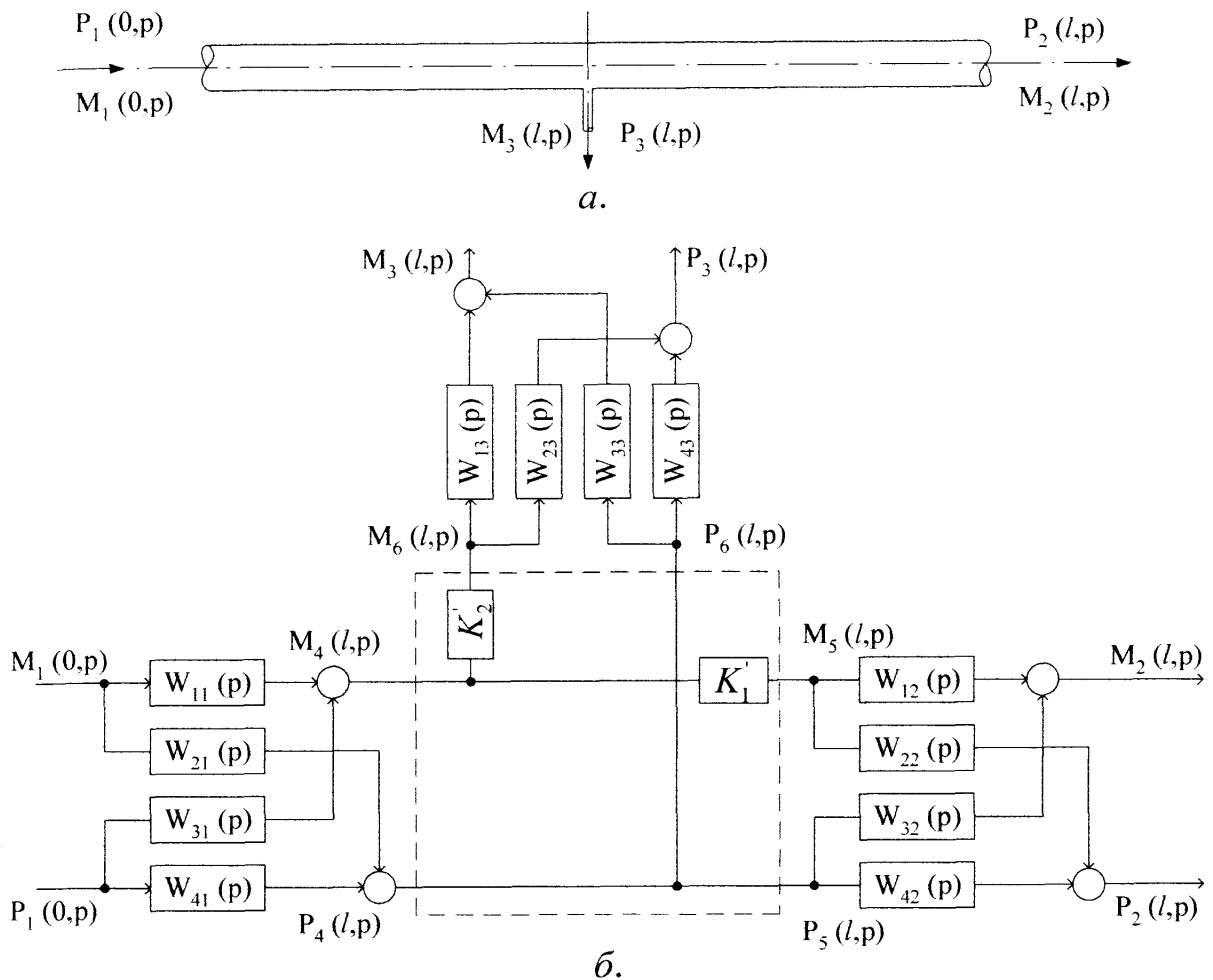


Рис.1.12. Нафтопровід з відбором нафти (а) і його структурна схема (б)

Складність визначення функції передачі  $W(0,p)$ ,  $W(1,p)$  і чисельних значень сталих часу та коефіцієнту передачі призводить до необхідності використання способу ідентифікації функцій передачі: на основі діаграм тиску  $P(t)$  і масових витрат  $M(t)$ , одержаних в умовах експлуатації магістрального нафтопроводу.

Як вхідний параметр прийнято тиск  $P_0(t)$  на початку ділянки трубопроводу довжиною  $\bar{x}$ , як вихідний – тиск  $P_1(t)$  в кінці цієї ділянки трубопроводу. Діаграми  $P_0(t)$ ,  $P_1(t)$  досліджувались на нормальність і стаціонарність у відповідності з рекомендаціями Дж. Бендата і А. Пирсола [55]. Досліджувані випадкові процеси поділені на декілька інтервалів рівної довжини. Шляхом дискретизації записів  $P_0(t)$ ,  $P_1(t)$  з кроком  $\Delta\tau=11$  с одержані прості статистичні ряди, які оброблені на ЕОМ. Надійні оцінки математичного сподівання і дисперсії дозволили зробити висновки про

належність досліджуваних випадкових процесів до класу нормальних стаціонарних процесів. Як міра розходження був вибраний критерій Пірсона  $\chi^2$ .

З теорії випадкових функцій відомо, що, якщо вхідна  $P_0(t)$  і вихідна  $P_1(t)$  змінні динамічної лінійної системи з функцією передачі  $W(p)$  є стаціонарними випадковими функціями, то їх пов'язує рівняння Вінера-Хопфа

$$R_{P_0, P_1}(\tau) = \int_0^{\infty} K(\tau_1) R_{P_0, P_0}(\tau - \tau_1) d\tau_1, \quad (1.26)$$

де  $R_{P_0, P_1}(\tau)$  - взаємна кореляційна функція вхідного сигналу  $P_0(t)$  з вихідним  $P_1(t)$ ;

$R_{P_0, P_0}(\tau - \tau_1)$  - автокореляційна функція вхідного сигналу;

$K(\tau_1)$  - імпульсна перехідна функція, яка одночасно визначає передавальну функцію

$$W_{P_1, P_0}(p) = \int_0^{\infty} K(\tau_1) e^{-p\tau_1} d\tau_1. \quad (1.27)$$

Отже, задача полягає у віднайденні за відомою реалізацією випадкового процесу автокореляційної функції тиску на початку досліджуваної ділянки трубопроводу  $R_{P_0, P_0}(\tau)$ , взаємної кореляційної функції тиску на початку і в кінці ділянки трубопроводу  $R_{P_0, P_1}(\tau)$ , в рішенні інтегрального рівняння (1.26) відносно імпульсної перехідної функції передачі  $W_{P_1, P_0}(p)$  з виразу (1.27).

Розв'язок такої задачі проводять на ЕОМ. Результати у вигляді кореляційних функцій зображені на рисунку 1.13.

Автокореляційна функція тиску  $R_{P_0, P_0}(\tau)$  має тенденцію до затухання, що характеризує перекачування нафти як ергодичний процес. Періодична складова автокореляційної функції характеризує перекачування нафти як не випадковий процес, обумовлений кінематикою відцентрових насосів та іншими факторами. Проходження максимуму взаємної кореляційної функції

$R_{P_0, P_1}(\tau)$  не через 0 вказує на наявність запізнення в системі, яке залежить від довжини трубопроводу  $\bar{x}$ .

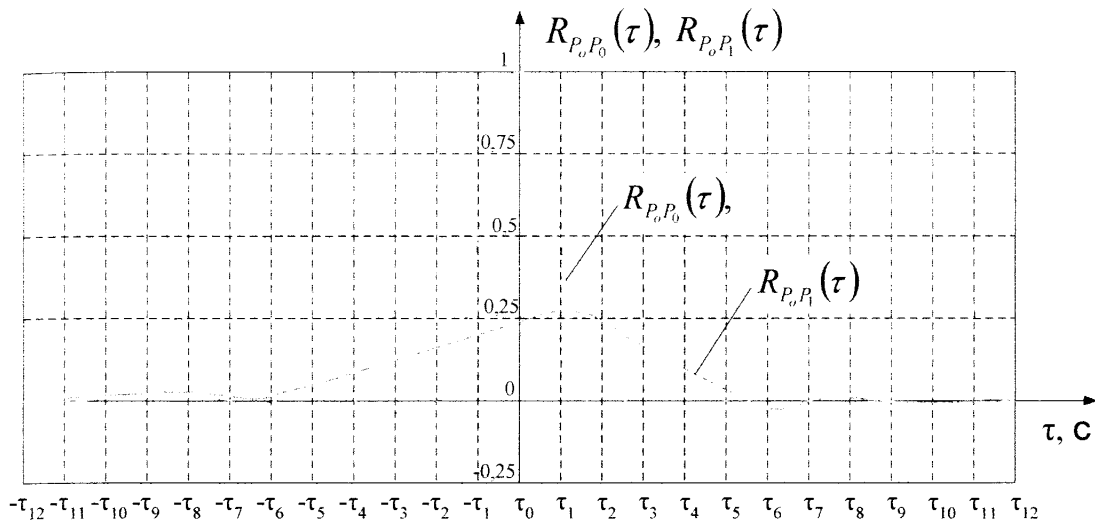


Рис. 1.13. Графіки авто – і взаємкореляційних функції  $R_{P_0, P_0}(\tau)$  і  $R_{P_0, P_1}(\tau)$

Аналітичні вирази для опису цих функцій знаходять з умови мінімуму дисперсії. Наприклад, автокореляційна функція тиску на вході в трубопровід може бути описана таким рівнянням

$$R_{P_0, P_0}(\tau) = e^{-\alpha\tau} \cos \beta\tau, \quad (1.28)$$

де  $\alpha$  і  $\beta$  – коефіцієнти, що визначаються за результатами експерименту [55].

Взаємна кореляційна функція описується рівнянням

$$R_{P_0, P_1}(\tau) = e^{-\alpha|\tau|} \cos \omega\tau, \quad (1.29)$$

де  $\alpha$  і  $\omega$  – коефіцієнти, що одержують з умови мінімуму дисперсії.

Підставивши в (1.27) одержані значення (1.28) і (1.29), розв'язують рівняння відносно імпульсної перехідної характеристики  $K(\tau_1)$ . Далі, використовуючи таблицю відповідності оригіналів і зображень за Лапласом, визначають функцію передачі

$$W_{P_0, P_0}(p) = \frac{Ke^{-p\tau}}{Tp+1}, \quad (1.30)$$

де  $K$  – коефіцієнт передачі ланки;

$\tau$  – чисте транспортне запізнення;

$T$  – стала часу.

Функцію передачі (1.30) формують функції передачі послідовно з'єднаних елементів: ділянки трубопроводу  $W_1(p)$ , давачів тиску  $W_2(p)$ , лінії зв'язку давача з приймальними пристроями  $W_3(p)$  і приймального пристрою  $W_4(p)$

$$W_{p_1 p_0}(p) = W_1(p)W_2(p)W_3(p)W_4(p),$$

звідси 
$$W_1(p) = \frac{W(p)}{W_2(p)W_3(p)W_4(p)}. \quad (1.31)$$

Тому необхідно оцінювати динамічні властивості окремих елементів. Для умов експерименту можна вважати, що трубопровід є ланкою з чистим запізненням. Враховуючи, що швидкість руху нафти в трубопроводі  $c=1,4$  м/с, то час запізнення транспортування нафти по трубі довжиною наприклад  $\bar{x}=1$  км, складатиме  $\tau_s = \frac{\bar{x}}{c} = \frac{1000}{1,4} = 714,286$  с.

Бачимо, що запізненням не можна знехтувати і трубопровід в умовах експерименту є ланкою з запізненням.

Для вимірювання тиску був застосований давач Fisher-Rosemount 3051T, який є безінерційною ланкою [56].

В зв'язку з тим, що приймальний пристрій віддалений від місця вимірювання на кілька кілометрів, необхідно оцінити динамічні властивості лінії зв'язку [57]. Функцію передачі визначимо, виходячи зі схем заміщення лінії зв'язку, які представлені на рисунку 1.14 а і б, а саме:

$$Z_1(p) = pL_1 + R_1$$

або 
$$\left. \begin{aligned} Z_1(p) &= R_1(T_1 p + 1), \\ Z_2(p) &= R_2. \end{aligned} \right\} \quad (1.32)$$

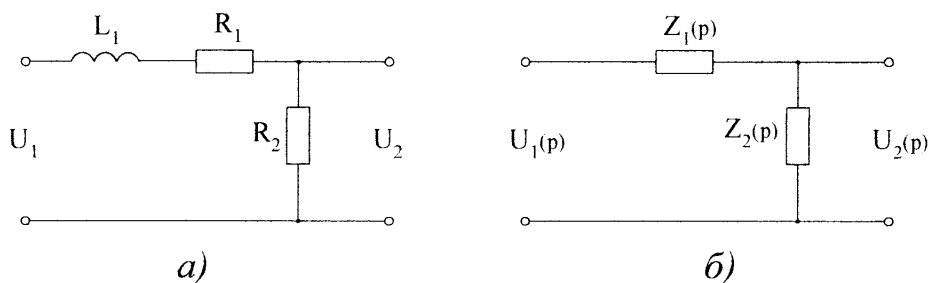


Рис. 1.14. Схема заміщення лінії зв'язку а), та її еквівалентна схема б)

Функція передачі еквівалентного ланцюга ліній зв'язку дорівнює

$$W_{\text{зв}}(p) = \frac{U_2(p)}{U_1(p)} = \frac{Z_{\text{внх}}(p)}{Z_{\text{вх}}(p)} = \frac{Z_2(p)}{Z_1(p) + Z_2(p)}. \quad (1.33)$$

Підставляючи значення  $Z_1(p)$  і  $Z_2(p)$  з (1.31) в (1.33),

одержимо

$$W_{\text{зв}}(p) = \frac{R_2}{R_1 T_1 p + (R_1 + R_2)}, \quad (1.34)$$

де  $R_2$  – опір ізоляції;

$R_1$  – активний опір лінії зв'язку;

$T_1$  – електромагнітна стала часу лінії зв'язку.

Для лінії зв'язку довжиною 6000 м перерізом  $1,0 \text{ мм}^2$  [58, 59]  $X_\kappa = 0884$  Ом/км,  $r_\kappa = 47$  Ом/км,  $L = \frac{X_\kappa}{2\pi f} = 0,6 \cdot 10^{-3}$  Гн/км,  $R_1 = 47 \cdot 6 = 282$  Ом,

електромагнітна стала часу  $T_1$  дорівнює  $T_1 = \frac{L}{R_1} = 0,00066$  с.

Очевидно, що такими значеннями сталої часу лінії зв'язку можна знехтувати і вважати, що  $T_1 \approx 0$ .

Тоді функція (1.34) буде мати такий вигляд

$$W_{\text{зв}}(p) = \frac{R_2}{R_1 + R_2}, \quad (1.35)$$

де  $R_2$  – опір ізоляції лінії зв'язку.

Враховуючи, що опір ізоляції кабельної лінії зв'язку з кабелю ПРВПМ  $\emptyset 1$  мм довжиною 6 км дорівнює  $R_2 \geq 250 \frac{\text{МОм}}{\text{км}} \cdot 6 \text{ км} = 1500$  Мом, і підставивши

числові значення  $R_2$  і  $R_1$  в (1.35), одержимо

$$W_{\text{зв}}(p) = \frac{1500}{282 + 1500} \approx 1.$$

Таким чином, лінію зв'язку можна вважати безінерційною ланкою.

Приймальний пристрій – це комп'ютер у диспетчерському пункті управління. Згідно [60] можна вважати його безінерційною ланкою.

З урахуванням викладеного вище функція передачі вимірювального каналу матиме вигляд (1.30).

Такий метод контролю несанкціонованих витікань нафти з нафтопроводу має ряд недоліків, пов'язаних зі складністю обробки сигналів і великим часом запізнення  $t$ . Крім того, несанкціоновані витікання нафти можуть бути створені через невеликі відбори  $\varnothing 20$  мм і більше, що не викликає суттєвих змін тиску і масової витрати на моніторі диспетчера. Це створює невизначеність в прийнятті рішень диспетчером, що веде до неправильних рішень щодо запобігання несанкціонованих відборів нафти. Тому існуючі моделі, що з успіхом використовують для визначення часу і місця великого відбору нафти, повинні бути удосконалені за рахунок додаткових моделей, які базуються на методах нечіткої логіки в теорії нечітких множин, щоб врахувати досвід і інтуїцію експертів. Це питання є дуже важливим, оскільки кількість несанкціонованих відборів нафти з магістральних нафтопроводів системи «Укртранснафта» сягає біля 300 відборів за рік.

Модель, яка створюється з позицій системного підходу повинна задовольняти таким вимогам:

- мати певну точність при контролі несанкціонованих витікань нафти з магістрального нафтопроводу в залежності від інтенсивності зміни основних параметрів;
- суворо виконувати основні закони фізики і, в першу чергу, закон збереження;
- містити ретельно розроблену і непротивічливу систему операцій, необхідну для експериментального визначення параметрів або функцій, що входять в конструкцію моделі, і для перевірки ступеня відповідності моделі фізичній реальності;
- використовувати умови збереження розмірності, стійкості, коректності за Адамаром, фізичної реалізованості;
- бути придатною для широкого діапазону контролю несанкціонованих відборів нафти;



- всебічно відображати взаємозв'язані витoki нафти з показниками і параметрами технологічного процесу транспортування нафти;
- мати прості математичні вирази, які добре описують процес і дозволяють ідентифікувати коефіцієнти моделі за оперативними промисловими результатами;
- математичні вирази повинні бути прив'язані до конкретних умов експлуатації трубопроводу;
- фактори, які явно не відображаються моделлю, повинні враховуватись як обмеження або бути сталими [61].

### **Постановка задачі досліджень**

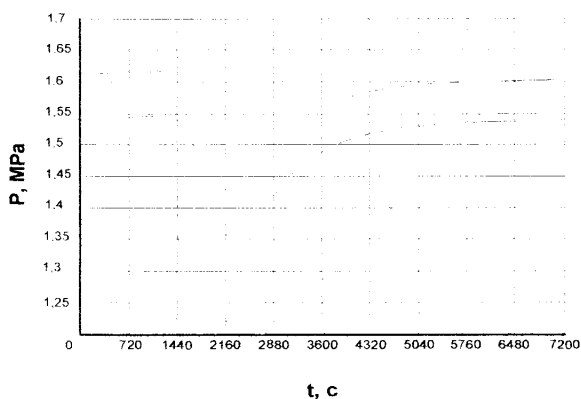
Сказане вище дозволяє сформулювати задачі дослідження, а саме:

- створити інформаційну модель контролю витоків і несанкціонованих відборів нафти з магістральних нафтопроводів, яка, на відміну від існуючих детермінованих моделей, була б побудована на нечітких правилах – продукціях, що забезпечило б високу адекватність процесів моделювання реальних процесів на трубопроводі, і дозволило б диспетчеру приймати ефективні рішення по виявленню місця та часу витоків або несанкціонованих відборів нафти в залежності від інтенсивності зміни основних параметрів;
- сформулювати правила-продукції для контролю і визначення рівня аварійності нафтопроводу при несанкціонованих відборах та витіканнях нафти, які дозволяють моделювати логіку міркувань диспетчера по транспорту нафти по нафтопроводу в умовах невизначеності процесу транспортування нафти;
- на основі отриманих правил-продукції розробити структуру автоматизованої системи контролю за витокami і несанкціонованими відборами, яка б була здатною виявляти аварійні відбори і витікання в залежності від інтенсивності зміни основних параметрів.

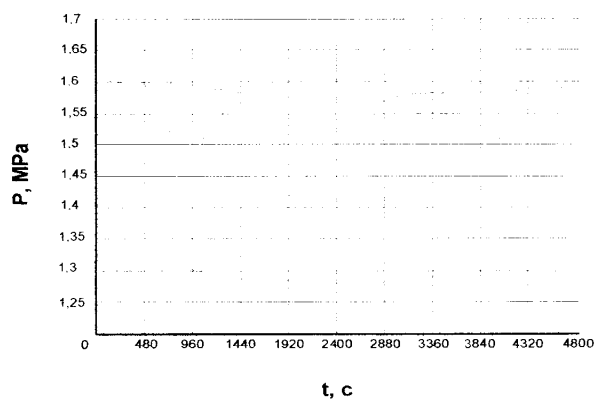
Основною особливістю витоку або несанкціонованого відбору нафти з нафтопроводу є падіння тисків на лінійних КП телемеханіки, причому хвиля падіння тисків, на протигагу технологічним змінам, де тиск поширюється від НПС, розповсюджується у обидві сторони трубопроводу відносно місця аварії.

Характер витоків і несанкціонованих відборів не є однаковим, і характеризується інтенсивністю падіння тисків на нафтопроводі, причому тиск буде тим стрімкіше падати, чим більший отвір в місці витікання (рис 1.17 *а*), *б*). Тому основною задачею є пошук нових способів визначення часу та місця витоків і несанкціонованих відборів та створення на базі розроблених способів структури системи автоматизованого контролю.

Існуюча система контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу використовує математичне моделювання, що характеризується великим часом на обробку даних і прийняття рішень, тому напрямок, який буде обраний для вдосконалення і підвищення точності і, швидкості, буде пов'язаний з переносом основних обчислювальних операцій безпосередньо на місце контролю і вимірювання, а саме на КП телемеханіки.



*а*) – діаграма різкого падіння тисків на КП при відборі нафти з нафтопроводу.



*б*) – діаграма незначного падіння тисків на КП при відборі нафти з нафтопроводу.

Рис. 1.15. Діаграми тисків, отриманих з лінійних КП при несанкціонованих відборах нафти з нафтопроводу

Проблема полягає у тому, що маючи інформацію про стан нафтопроводу у вигляді діаграм зміни тисків і витрат, отриманих з нафтоперекачуючих станцій і лінійних КП телемеханіки, диспетчер самостійно контролює, обробляє і приймає рішення про подальшу експлуатацію нафтопроводу, що не є зручним і надійним. Тому удосконалення існуючої системи контролю за витокami і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводів, яка б враховувала різні режими експлуатації, нелінійності кривих діаграм тисків і витрат при наявності шумів, а також скорочувала б час обробки отриманої інформації, є актуальною задачею. Цю задачу пропонується вирішити на основі методів теорії нечітких множин і нечіткої логіки.

При розгляданні системи автоматичного виявлення несанкціонованого відбору нафти з нафтопроводу можна виділити такі характеристики його стану. Це, насамперед, динаміка зміни тисків отриманих з лінійних КП (рис. 1.16), динаміка зміни тисків при зміні режиму роботи нафтопроводу, динаміка зміни тисків при зміні режиму роботи НПС на цій ділянці нафтопроводу.

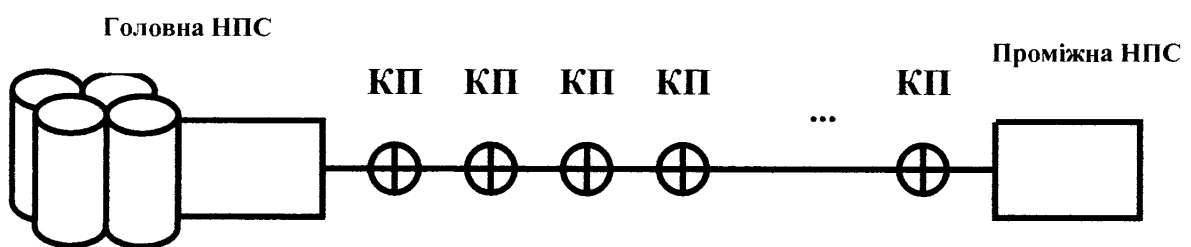


Рис.1.16. Принципова схема ділянки нафтопроводу

Зміни цих характеристик можуть призвести до помилки у визначенні або невизначенні часу і місця несанкціонованого відбору нафти з нафтопроводу.

Контроль витікань нафти і захист магістрального трубопроводу необхідно здійснювати при таких режимах роботи нафтопроводу:

- відсутність перекачування нафти (нафтопровід стоїть);

- пуск головної НПС в роботу (процес наповнення трубопроводу нафтою);
- пуск в роботу допоміжної НПС (процес наповнення трубопроводу нафтою);
- перехід з робочого магістрального агрегату на резервний;
- робота нафтопроводу після закінчення перехідних процесів;
- зупинка перекачування нафти, нафтопроводом;
- пуск очисного пристрою;
- інші випадки (відкриття лупінгу).

Це вносить певну нечіткість в процес виявлення несанкціонованих відборів нафти.

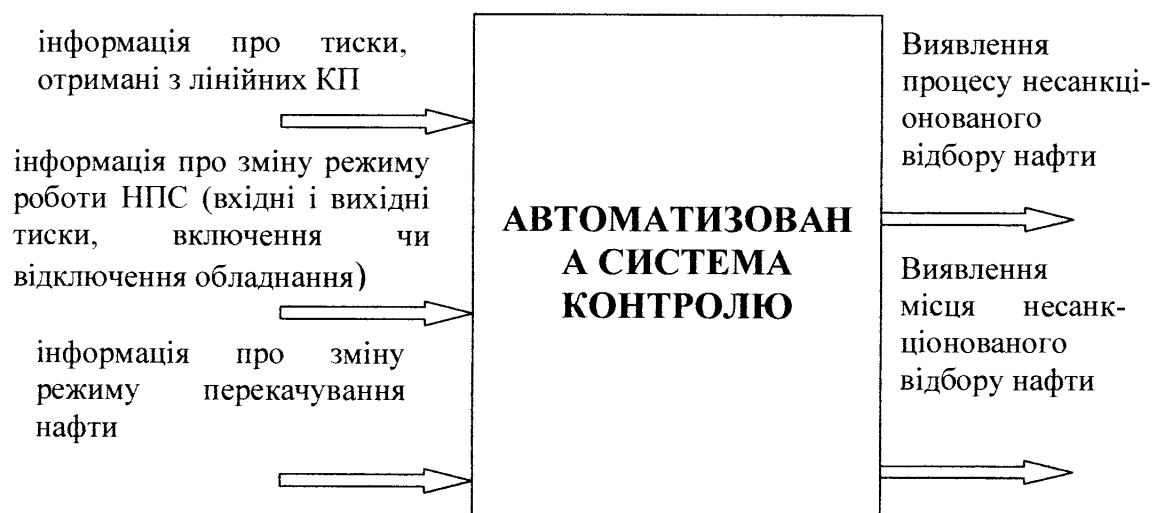


Рис. 1.17. Автоматизована система контролю несанкціонованого відбору нафти

Отже автоматизована система контролю (рис. 1.17) має нечіткі входні характеристики, які оброблюються і аналізуються людиною-диспетчером. Тому виникає необхідність адаптації системи до умов, що змінюються. Але при цьому слід враховувати, що повна інформація про об'єкт контролю відсутня, тому він працює в умовах невизначеності двох основних типів: нечіткості і випадковості. Це означає, що при створенні системи слід врахувати також інтуїцію експертів і досвід інженерів, що обслуговують

існуючу систему автоматизованого керування нафтопроводом, тобто скористатись методами нечіткої логіки.

Нечітка логіка використовує елементи повсякденної мови для опису поведінки системи і, на відміну від складного математичного опису, який проводять при проектуванні звичайних систем контролю і керування, є більш зручним. Друге – це ефективний шлях розробки, оптимізації і побудови дуже складних систем контролю і керування. Третє – це метод системного підходу, що дозволяє розробляти стійкі системи без помилок.

Підставою для використання нечіткої логіки є факт неможливості побудувати адекватну математичну модель для поставленої задачі і велика кількість параметрів, в тому числі нелінійних і незалежних від часу. Враховуючи це, стратегія контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу повинна базуватись на нечітких правилах-продукціях і завданні методу дефазифікації вихідних даних.

Основними етапами розробки системи контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з магістральних нафтопроводів на базі нечіткої логіки є наступні:

- визначення вхідних і вихідних змінних, складання лінгвістичного опису задачі з конкретними фізичними значеннями параметрів, тобто формалізація поставленої задачі;
- створення нечітких правил-продукцій, розробка бази правил, що визначають стратегію контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти, і вибір методу дефазифікації вихідних даних;
- інтерактивний аналіз поведінки нечіткої системи контролю в режимі off-line з використанням промислових даних;
- реалізація експериментального зразка розробленої системи контролю і передача її підприємству для використання.

## РОЗДІЛ 2

### ТЕОРЕТИЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ РОЗРОБКИ МЕТОДУ КОНТРОЛЮ ЗА ВИТОКАМИ І НЕСАНКЦІОНОВАНИМИ ВІДБОРАМИ НАФТИ З МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ

#### 2.1. Особливості дослідження динаміки контрольованого об'єкта

Особливістю лінійної частини магістрального нафтопроводу (МН) є наявність практичного в усіх її елементах процесів руху нафти. Такі процеси для деяких елементів МН описуються рівняннями в часткових похідних загального вигляду, аналітичний розв'язок яких або пов'язаний з великими труднощами, або взагалі неможливий. В найбільш простих випадках розрахункові формули є настільки складними, що використання їх в інженерній практиці при вирішенні питань автоматизованого контролю стає неможливим [10, 62, 63].

Дійсно, характерною особливістю МН є розподіленість параметрів, тому аналітичне розв'язання вихідних диференціальних рівнянь в часткових похідних стосовно дослідження динаміки процесів в МН приводить до формул, що є функціями Бесселя та Шенкеля. Такі формули наведені в роботах С.А. Бобровського, С.Г. Шербакова, М.Н. Гусейн-Заде, Е.І. Яковлєва та ін. [4, 64, 65, 66].

Отже виникає необхідність наближеного опису динаміки МН. Для цього існує декілька шляхів:

- інтегрування вихідних рівнянь чисельними методами за допомогою ЕОМ [67, 68]. В цьому випадку можна отримати хоча і вірогідні, але тільки дискретні відповіді. Проте, оскільки для уявлення порядку поведінки системи в досить широкому діапазоні зміни параметрів необхідно

мати багато таких рівнянь, цей метод не завжди є зручним для практичного використання;

- опис процесів руху нафти з заданим наближенням звичайними диференціальними рівняннями з аргументом запізнення, на основі використання методів теорії наближення функцій, аналітичних рішень вихідних рівнянь за допомогою ЕОМ [69, 70];
- маючи елементарні характеристики контрольованого об'єкта або окремих його ланок і використовуючи методи ідентифікації, можна отримати наближений опис поведінки об'єкта звичайними диференціальними рівняннями [71, 72];
- використання для моделювання якісної інформації у вигляді лінгвістичного опису технологічного процесу за допомогою нечітких термів контролю „нижче норми”, „норма”, „вище норми” для тиску і „низька”, „середня”, „висока” для витрати і т.п. [73, 74, 75].

На сьогодні найбільш адекватним є шлях, що базується на методах нечіткої логіки і теорії нечітких множин, тому розглянемо теоретичні засади використання цих методів для моделювання несанкціонованих відборів нафти з НП.

## **2.2. Теоретичні засади моделювання витоків і несанкціонованих відборів нафти з МН на основі використання методів нечіткої логіки**

Побудова математичної моделі такого складного технічного стану МН як нестаціонарний відбір нафти в залежності від інтенсивності зміни основних параметрів суттєво ускладнений тим, що:

- об'єкти моделювання випадкові, нестаціонарні і характеризуються великою складністю зв'язків між параметрами стану;
- масову витрату і тиск у місцях несанкціонованого відбору нафти не можливо виміряти з потрібною точністю;

- традиційні методи опису технологічних процесів ведуть до таких складних математичних конструкцій, що їх практичне використання унеможлиблюється.

Одним із шляхів подолання вказаних труднощів є використання для моделювання витоків і несанкціонованих відборів нафти якісної інформації у вигляді лінгвістичного опису процесу за допомогою нечітких термів [76, 77, 78, 79].

Формалізувати терми словесного опису дозволяє теорія нечітких множин, що розроблена проф. Каліфорнійського університету Лотфі Заде [80].

Згідно цієї теорії кожному терму словесного опису ставиться у відповідність так звана нечітка множина  $X_i$ ;  $i=1,2,\dots,N$ .

Ступінь сумісності змінної  $x$  і нечіткої множини  $X_i$  оцінюється функцією належності  $\mu_{X_i}(x) \in [0,1]$ .

Обрана лінгвістична змінна, наприклад, тиск і витрата може бути подана набором [21, 22]

$$(X, T, U, G, M),$$

де  $X$  – назва змінної;

$T$  – терм – множина змінної  $X$ , тобто множина всіх назв лінгвістичних значень змінної  $X$  (до того ж з таких значень є нечіткою змінною  $X$  із значеннями з універсальної множини  $U$  при базовій змінній  $u$ );

$G$  – синтаксичне правило, що обумовлює назву значення змінної  $X$ ;

$M$  – семантичне правило, яке ставить у відповідність кожній нечіткій змінній  $X$  зміст  $M(X)$ .

Кожну конкретну назву  $X$ , яка зумовлена синтаксичним правилом  $G$ , називають термом.

Нечітка множина  $M$  визначається як деяка множина значень  $X$  з функцією належності в інтервалі  $[0, 1]$ :

$$M = \int_{x \in X} \mu_M(x) / X, \quad (2.1)$$



де  $\mu_M : X \rightarrow [0,1]$  - функція належності, знак  $\int$  означає сукупність пар  $\mu_M(x)/X$ .

Отже, для кожного терма з терм – множин, які визначені для лінгвістичних змінних, будується відповідна нечітка множина  $M$  із своїм носієм, що визначається після вивчення експертних оцінювань. При цьому під носієм нечіткої множини розуміють множину  $X'$ , тому що

$$X' = \{x/\mu_M(x) > 0, x \in X'\}. \quad (2.2)$$

Наступний етап передбачає створення набору правил, які описують технологічний процес. Ці правила мають вигляд силогізму Modus Ponens:

$$P : \text{ЯКЩО } A = N \text{ ТО } B = M, \quad (2.3)$$

де  $A, B$  – лінгвістичні змінні;

$N, M$  – їх терми.

Набір правил використовується для побудови матриці нечітких відношень. Нечітке бінарне відношеннями  $R$  є підмножиною декартового добутку  $X \times Y$ , тобто

$$R = \int \mu_R(x, y) / (x, y), \quad (x, y) \in X \times Y. \quad (2.4)$$

Побудовані матриці об'єднують в матрицю

$$\mu_R = \max(\mu_{R_1}, \dots, \mu_{R_N}). \quad (2.5)$$

Логічне виведення організується шляхом застосування композиційного правила:

Посилання 1: ЯКЩО  $x \in A$  ТО  $y \in B$ .

Посилання 2:  $x \in A$ .

Посилання 3:  $y \in B$ .

Композиційне правило Л.А. Заде стверджує, що композицією нечітких відношень є

$$R(u)=A, R(u, v)=F \in R(v)=A \circ F,$$

де  $\circ$  – знак композиції.

При цьому функції належності визначаються так

$$\mu_R(v) = \max[\min(\mu_R(u), \mu_R(u, v))].$$

Відомо значну кількість нечітких відношень, що використовуються в композиційних правилах виведення [83, 84, 85].

Нечітка модель являє собою відображення, яке кожній вхідній множині ставить у відповідність вихідну нечітку множину. Для переходу від моделей традиційної математики до їх нечітких аналогів існує принцип узагальнення, суть якого в наступному. Якщо задана функція від  $n$  змінних

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

і аргументи  $x_1, x_2, \dots, x_n$  представлені нечіткими числами  $\tilde{x}_1, \tilde{x}_2, \dots, \tilde{x}_n$  відповідно, то нечітке число  $\tilde{y} = f(\tilde{x}_1, \tilde{x}_2, \dots, \tilde{x}_n)$  визначається функцією належності є

$$\mu_{\tilde{y}}(y^*) = \sup \min(\mu_{\tilde{x}_1}(x_1^*), (\mu_{\tilde{x}_2}(x_2^*), \dots, (\mu_{\tilde{x}_n}(x_n^*))),$$

$$f(x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*) = y^*,$$

$$x_i^* \in \sup px_i, \quad i = \overline{1, n}.$$

При виконанні нечітких виведень необхідно знати нечіткі відношення. Припустимо, що існує правило типу

$$P : \text{ЯКЩО } \tilde{P} \text{ ТО } \tilde{A},$$

яке використовує нечіткі множини  $\tilde{P} \subset U$  і  $\tilde{A} \subset V$ , що задані на універсальних множинах

$$U = \{u_1, u_2, \dots, u_e\},$$

$$\text{і } V = \{v_1, v_2, \dots, v_m\}.$$

Тоді нечітке відношення між множинами

$$\tilde{P} \subset U \text{ та } \tilde{A} \subset V$$

визначається матрицею такого вигляду [86]

$$R = \tilde{P} \times \tilde{A} = \sum_{i=1}^l \sum_{j=1}^m (\mu_{\tilde{P}}(u_i) \wedge \mu_{\tilde{A}}(v_j)) / (u_i, v_j), \quad (2.6)$$

в якій елемент, що знаходиться на перетину  $i$ -го рядка і  $j$ -го стовпчика, визначається так

$$\mu_R(u_i, v_j) = \mu_{\tilde{P}}(u_i) \wedge \mu_{\tilde{A}}(v_j). \quad (2.7)$$

Нечітка логіка виведення запишеться так [86]

$$\tilde{P} \rightarrow \tilde{A}$$

$$\frac{\tilde{P}'}{\overline{\tilde{A}'}}$$

що означає наступне: якщо факт  $\tilde{A}$  випливає з факту  $\tilde{P}$ , то факт  $\tilde{A}'$  випливає з факту  $\tilde{P}'$ , де  $\tilde{P}$ ,  $\tilde{A}$ ,  $\tilde{P}'$ ,  $\tilde{A}'$  – нечіткі множини.

Для отримання виведення  $\tilde{A}'$  використовується формула [86]

$$\tilde{A}' = \tilde{P}' \circ R = \tilde{P}' \circ (\tilde{P} \times \tilde{A}),$$

де  $\circ$  - операція *max – min* композиції, у відповідності з якою

$$\tilde{A}' = \sum_{j=1}^m (\mu_{\tilde{P}}(u_i) \wedge \mu_R(u_i, v_j)) / v_j,$$

$$\tilde{P}, \tilde{P}' \subset u,$$

$$\tilde{A}, \tilde{A}' \subset v.$$

Для створення системи контролю за витокami і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводів на базі нечіткої логіки розробляється структура проекту фаззи–системи, яка розглядається нижче.

### 2.3. Основні складові структури фаззи–системи контролю за витокami і несанкціонованими відборами нафти з МН

Нечітка логіка є сучасним методом, який застосовують не тільки для керування, але і для моделювання нелінійних процесів. Зв'язки між вхідними і вихідними змінними можуть бути встановленні на основі бази знань і використання методів нечіткої логіки [87].

Гідродинамічні процеси, що відбуваються у магістральному нафтопроводі при витіканнях або відборах нафти з нафтопроводу, мають нелінійні характеристики, викликані наступними правилами:

- нелінійними структурами аналітичних моделей;

- залежністю коефіцієнтів математичних моделей від часу роботи;
- нелінійним характером зміни тиску в часі при витіканнях і відборах нафти.

Глобальною метою системи контролю є визначення часу і місця витікання або несанкціонованого відбору нафти на підставі інформації про негативні градієнти тиску ( $\frac{dP}{dt} < 0$ ), які є результатом витікань або відборів нафти з нафтопроводу.

В роботі [88] запропоновано вирішувати подібні задачі за допомогою гібридних спостерігачів. Гібридний спостерігач є сукупністю лінійного спостерігача з адаптивною моделлю, яка заснована на методах нечіткої логіки. Скористаємось такими підходами для створення структури фаззи-системи контролю витоків і несанкціонованих відборів нафти з нафтопроводів.

Класичне спостереження за технічним станом трубопроводу здійснюється на основі залежностей між тиском в нафтопроводі, масовою витратою і градієнтом тиску  $\frac{d\Delta P}{dt}$  (рис. 2.1).

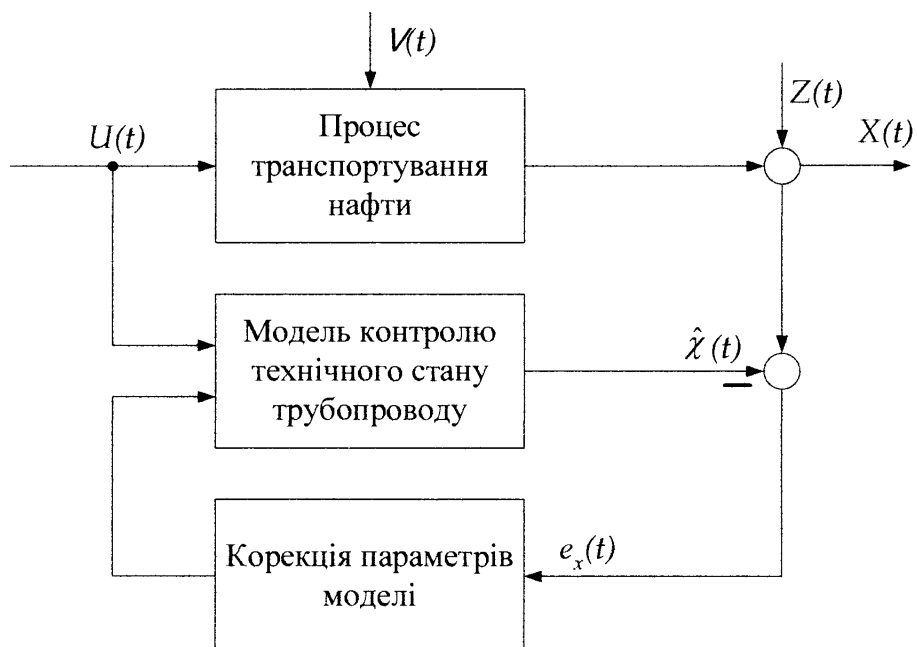


Рис 2.1. Структура класичного спостереження за витокami і відборами нафти з трубопроводу

$U(t)$  – вхідні параметри процесу;

$V(t)$  – збурюючі впливи, що діють на процес;

$Z(t)$  – похибки вимірювань;

$X(t)$  – вихідні змінні процесу;

$\hat{\chi}(t)$  – вихідна змінна спостереження;

$e_x(t)$  – похибка помилки оцінювання.

Така структура системи контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу не чутлива до втрат нафти через отвори  $\varnothing$  16 мм і менше. Тому треба її доповнити адаптуючою моделлю, яка побудована на методах нечіткої логіки (рис. 2.2).

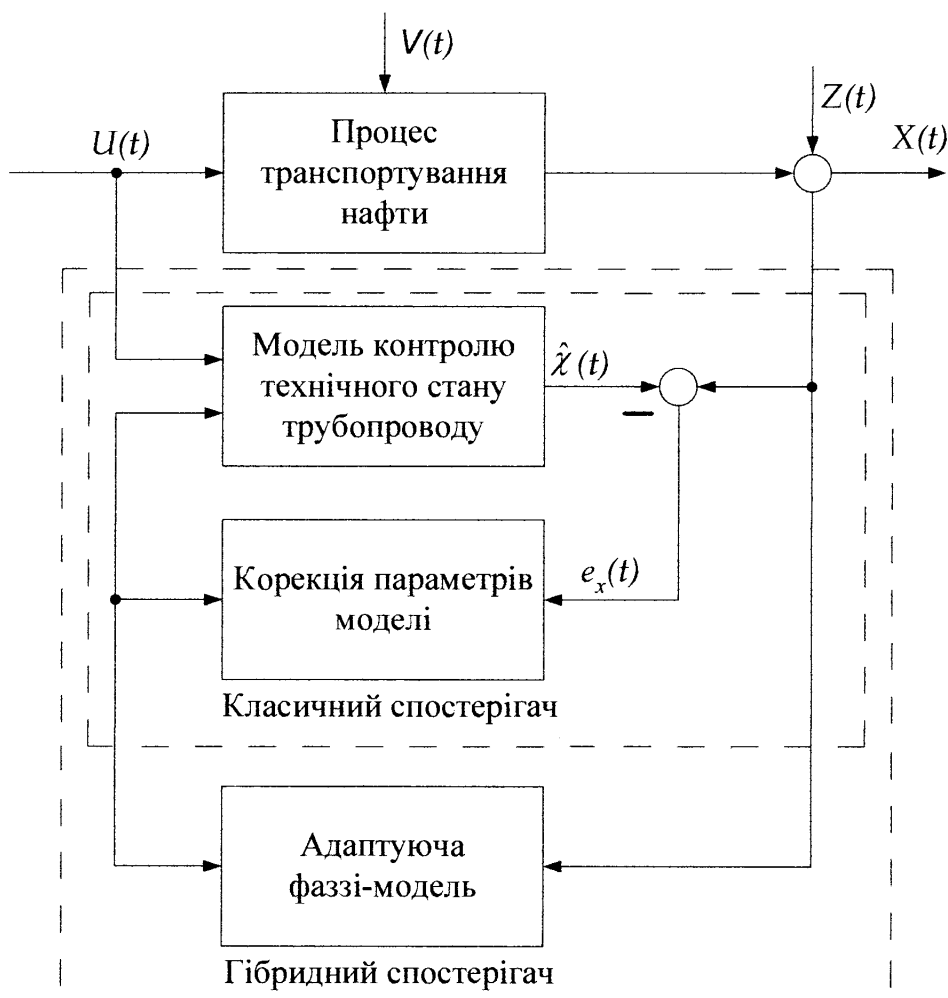


Рис. 2.2. Структура гібридного спостереження за витоками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу

Алгоритм адаптації параметрів математичної моделі заснований на нечіткій логіці, повинен враховувати нелінійність процесу [139] і підвищувати чутливість системи контролю до малих витікань та відборів нафти з нафтопроводу [144]. Нечіткий алгоритм повинен дати можливість встановити зв'язки між вхідними значеннями (тиску  $P(t)$ , витратою  $Q(t)$  і вихідною змінною рівня аварійності  $A(t)$ ), яка є необхідною для розрахунків аварійних станів трубопроводу, викликаних витокami або відбором нафти [138].

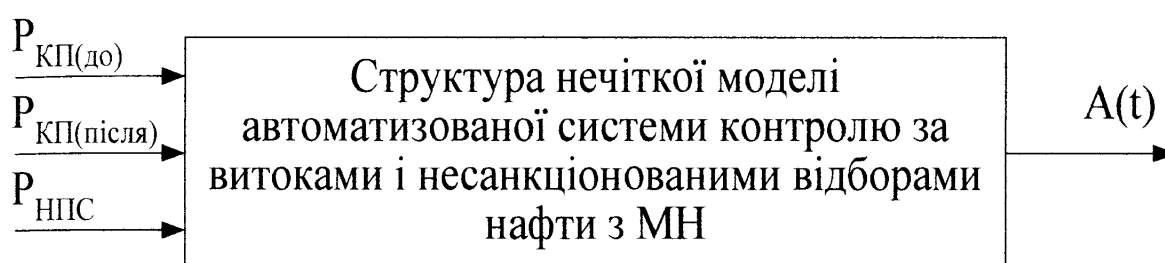


Рис. 2.3. Фаззі-модельовання вхідних змінних контрольованого об'єкта

$P_{\text{КП(до)}}$  – тиск нафти, що вимірюється на КП телемеханіки а саме, перед пунктом контролю;

$P_{\text{КП(після)}}$  – тиск нафти, що вимірюється на КП телемеханіки а саме, після пункту контролю;

$P_{\text{НПС}}$  – тиск нафти, що вимірюється на НПС а саме, на нагнітанні і всмоктуванні нафтопроводу;

$A(t)$  – рівень аварійності нафтопроводу.

Для створення певної структури нечіткої моделі процесів витікання і відбору нафти з нафтопроводу врахуємо, що, як правило, застосовуються три структури [89]:

- комплексна структура моделі;
- паралельна структура моделі;

- каскадна структура моделі.

Кожна з цих структур має свої переваги і недоліки, але кожна з них має певні компоненти, які є спільними для всіх структур (рис. 2.4).

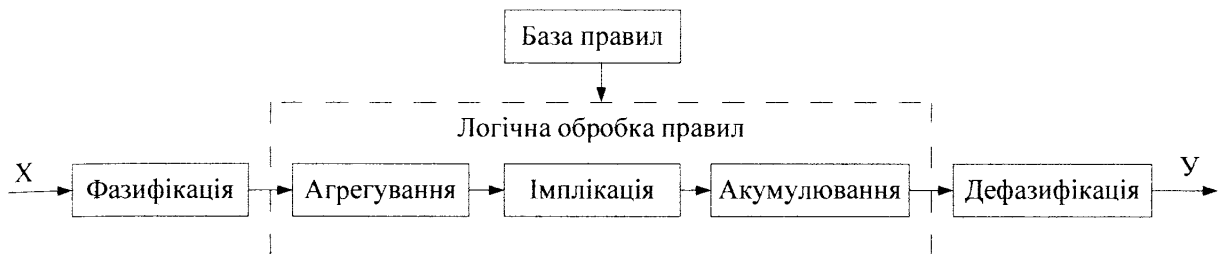


Рис. 2.4. Компоненти нечіткої моделі

Інформаційна обробка вхідної інформації про зміну тиску  $P$  і витрати  $Q$  нафти складається [30] з таких основних процедур:

- фазифікації – встановлення вхідних лінгвістичних змінних  $X$  і їх функції належності  $\mu(x)$ , де  $x$  – неперервна базова змінна;  $x \in X$ ;  $0 \leq \mu(x) \leq 1$ ;
- інференціювання (агрегування, імплікації, акумуляування) – встановлення правил управління і лінгвістичної змінної, яка відповідає сигналу на виході;
- дефазифікації – перетворення лінгвістичних змінних на виході у неперервний сигнал на виході.

Тут ми маємо типову ситуацію, коли аварія „несанкціоноване витікання нафти з нафтопроводу” (АВ) може бути описана системою правил з нестохастичними складовими, а саме:

$$\text{if } P_i \text{ is } LE_1^j \text{ and } Q_{pi} \text{ is } LE_2^j \text{ then } AB_i \text{ is } LE_3^j; j=1, \dots, M,$$

тут  $LE_k^j$  ( $k=1, 2, 3$ ) є лінгвістичними термами „великий”, „середній”, „малий”, „дуже малий” і т.п.;

$M$  – кількість правил.

Порівняння різних структур нечітких моделей, проведене в роботі [90], довело, що найменша похибка апроксимації, який розраховувалася за формулою

$$\rho = \sum_{i=1}^M [A_{R_i} - A_{FM_i}]^2,$$

де  $A_{R_i}$  – фактичне значення контрольованого параметру;

$A_{FM_i}$  – розраховане за фаззі–моделлю значення вихідної величини;

$M$  – кількість правил,

може бути отримана при використанні паралельних структур моделей ( $\rho=2,42$ ) і комплексних структур ( $\rho=2,21$ ).

Вибір моделі здійснюється на основі аналізу трьох критеріїв якості [91], які характеризують:

- квадратичну похибку

$$\rho_1 = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M (\bar{y}_i - y_i)^2,$$

- абсолютну похибку

$$\rho_2 = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M \frac{|Q(\bar{y}_i) - Q(y_i)|}{k-1},$$

- міру невизначеності

$$\rho_3 = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M [1 - \mu_y(-\bar{y}_i)],$$

де  $\bar{y}_i$  - розраховане за моделлю значення вихідної величини  $y_i$ ;  $Q(\bar{y}_i)$ ;

$Q(y_i)$  - рівень квантування або номер  $j = \overline{1, k}$  ( $k$  – кількість змінних) інтервалу  $\Delta \bar{y}_i$  або  $\Delta y_i$ , до якого належать значення  $\bar{y}_i$  або  $y_i$  відповідно.

Остаточно вибрали модель, для якої ці критерії мають найменше значення [135].

Технічний стан нафтопроводу як об'єкта контролю запропоновано характеризувати параметрами його стану (рис. 2.5),



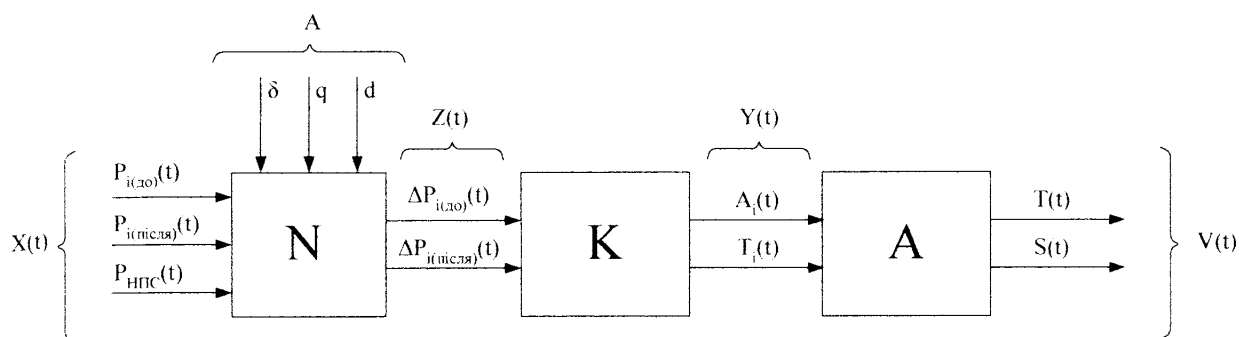


Рис. 2.5. Загальна інформаційна модель об'єкта контролю за витокami і несанкціонованими відборами нафти з МН

$A$  – неконтрольовані характеристики витoku або несанкціонованого відбору;

$\delta$  – параметри АСК, що характеризують виток чи несанкціонований відбір;

$q$  – інтенсивність витoku або відбору нафти з нафтопроводу;

$d$  – діаметр отвору витoku або відбору;

$P_{i(до)}(t)$  – тиск нафти, що вимірюється на  $i$ -тому КП телемеханіки, а саме перед пунктом контролю;

$P_{i(після)}(t)$  – тиск нафти, що вимірюється на  $i$ -тому КП телемеханіки, а саме після пункту контролю;

$P_{НПС}(t)$  – тиск нафти, що вимірюється на НПС, а саме на нагнітанні і всмоктуванні нафтопроводу;

$Y(t)$  – параметри, що характеризують аварійний виток чи відбір після їх обробки на АСК нижнього рівня;

$Z(t)$  – відносні змінні параметрів тисків на нафтопроводі;

$\Delta P_{i(до)}(t)$  – зміна вимірюваного тиску нафти відносно взірцевого, що вимірюється на  $i$ -тому КП телемеханіки, а саме перед пунктом контролю;

$\Delta P_{i(після)}(t)$  – зміна вимірюваного тиску нафти відносно взірцевого, що вимірюється на  $i$ -тому КП телемеханіки, а саме після пункту контролю;

$T_i(t)$  – час початку несанкціонованого витоку (відбору) нафти на  $i$ -тому КП телемеханіки;

$A_i(t)$  – рівень аварійності при несанкціонованому витіканні (відборі) нафти на  $i$ -тому КП телемеханіки;

$N$  – нафтопровід як об'єкт контролю;

$K$  – АСК нижнього рівня;

$A$  – АСК середнього рівня;

$X(t)$  – вхідні параметри об'єкта контролю;

$T(t)$  – час початку витоку чи несанкціонованого відбору;

$S(t)$  – місце несанкціонованого витікання чи відбору;

$V(t)$  – вихідні параметри об'єкта контролю.

Магістральний нафтопровід як об'єкт контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу, запропоновано характеризувати параметрами його стану (рис. 2.5),  $Z_i(t) = N_i [X(t), A, d, t]$ ,  $i = 1, \dots, 5$  [137, 140, 141].

З множини зовнішніх впливів, які діють на МН, вибрані лише ті, які суттєво впливають на процес витоку чи несанкціонованого відбору нафти з нафтопроводу: вхідні керуючі впливи  $X(t) = \{P_{i(\text{до})}(t), P_{i(\text{після})}(t), P_{\text{НПС}}(t)\}$  для способу „ТИСК-ТИСК” вимірюються у реальному часі; параметри несанкціонованого витікання (відбору)  $A = \{\delta, q, d\}$ , де для кожного нафтопроводу задаються свої параметри налаштування  $\delta$ , і ці параметри АСК нафтопроводу по технологічним настройкам  $A = \{\delta\}$  є контрольованим збуренням. Такі фізико-механічні властивості витоку або несанкціонованого відбору як діаметр отвору витікання  $d$  і інтенсивність витікання нафти через цей отвір  $q$  є неконтрольованими і не прогнозованими збуреннями.

Вплив несанкціонованого витікання чи відбору на процес перекачування нафти по нафтопроводу характеризується значеннями його вихідних змінних  $V(t)$ , які є ознаками витоку або несанкціонованого відбору нафти з НП і які залежать насамперед від зміни параметрів нафтопроводу  $Z_i(t) = \{\Delta P_{i(\text{до})}(t), \Delta P_{i(\text{після})}(t)\}$ .

Кожна з вихідних величин АСК нижнього рівня визначається через параметри стану  $Y(t)$  своєю залежністю  $V(t)=C_i[Y_i(t), t]$ .

Вказані джерела невизначеності, якими є: діаметр отвору витікання  $d$ , інтенсивність витікання нафти через цей отвір  $q$ , динаміка експлуатації нафтопроводу, похибки вимірювання контрольованих величин зумовлені зовнішніми перешкодами і похибками давачів, тощо.

Проведено вибір трьох контрольованих величин процесу виявлення витоку або несанкціонованого відбору нафти з МН, якими є тиски  $P_{i(до)}(t)$ ,  $P_{i(після)}(t)$ ,  $P_{НПС}(t)$ .

В умовах невизначеності процесів витікань, несанкціонованих відборів нафти саме використання методів нечіткої логіки дозволяє здійснити контроль за цими порушеннями технічного стану МН, оскільки побудувати адекватну математичну модель для поставленої задачі контролю в умовах невизначеності неможливо і така задача не розв'язується класичними методами.

Задача контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з МН розглядається як процес прийняття рішень в системі з одним вихідним параметром АВ (можливою аварією) і  $n$  вхідними параметрами. Ідея, яка лежить в основі формалізації причинно-наслідкових зв'язків між параметрами процесу транспортування нафти і можливою аварією, полягає в описі цих зв'язків на природній мові із застосуванням нечітких множин і лінгвістичних змінних.

Для реалізації даної ідеї розроблено структуру [136, 143, 146] фаззі-системи контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу, яку зображено на рисунку 2.6.

Використання методів нечіткої логіки в системі контролю, що запропонована на рисунку 2.6, передбачає формалізацію поставленої задачі системи контролю (визначення змінних, співставлення мовного опису з конкретними фізичними значеннями), розробку бази правил, які визначають

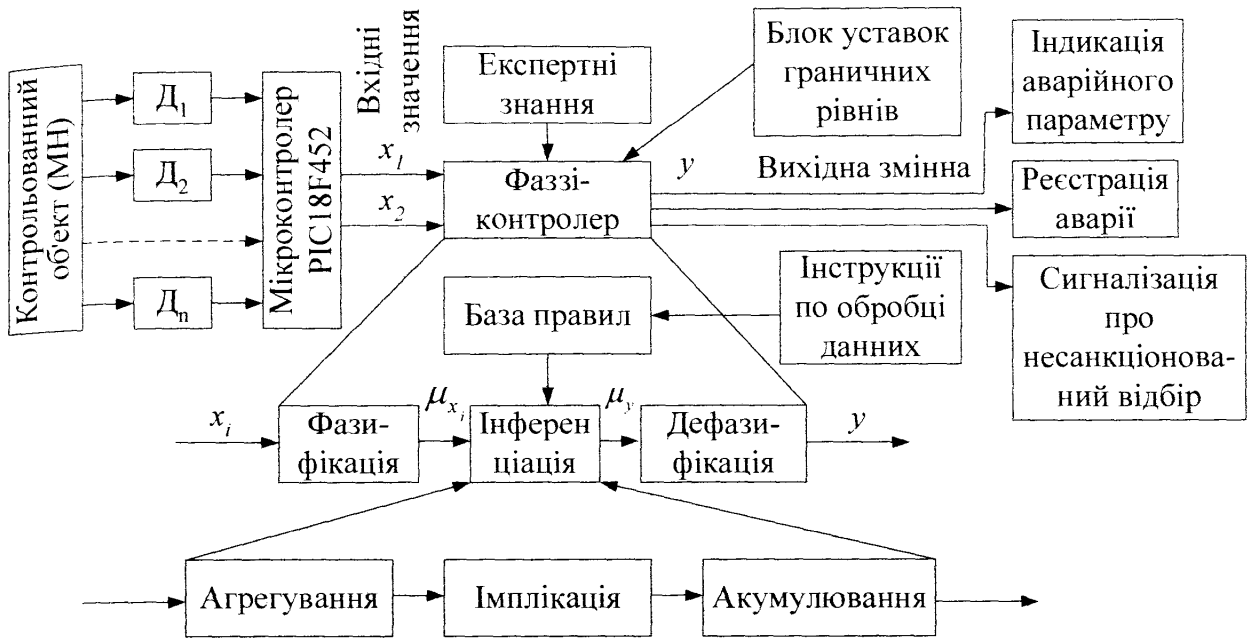


Рис. 2.6. Структура фаззі-системи контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з МН з модулем нечіткого контролю

$D_1$ - $D_n$ - давачі тиску

стратегію системи контролю (ввід початкових правил), оптимізацію розробленої системи контролю (інтерактивний аналіз поведінки системи з використанням промислових даних або за допомогою програмної моделі контрольованого об'єкта), реалізацію системи контролю.

#### 2.4. Визначення змінних і розробка бази знань

Для дослідження і розробки системи автоматичного контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з МН вибираємо ділянку нафтопроводу довжиною біля 300 км, на якій розташовано біля 30 контрольних пунктів телемеханіки (рис. 2.7).

Контрольні пункти телемеханіки обладнані давачами тиску, які розташовані на експериментально визначеній відстані (ця відстань має бути достатньою для визначення давачами тиску до і після КП різниці

надходження від'ємної хвилі тисків, що виникає на початку витoku або відбору) або разом.

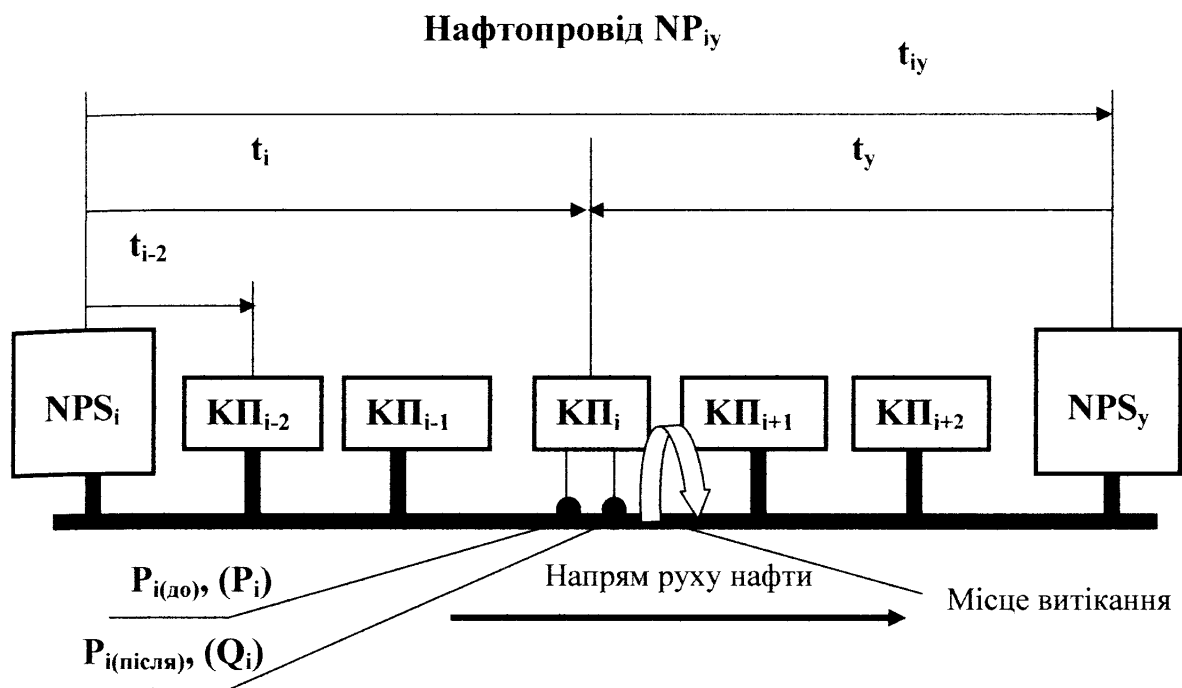


Рис 2.7. Пояснення нумерації, що застосовується при дослідженні і розробці

$NP_{iy}$  – нафтопровід, де перекачування здійснюється від  $NPS_i$  до  $NPS_y$ ;

$КП_i$  – лінійний контрольний пункт, на якому вперше зафіксовано падіння тиску, де  $i$  – порядковий номер КП;

$КП_{i+1}$  – лінійний контрольний пункт, який по ходу нафти наступний після  $КП_i$ ;

$КП_{i+2}$  – лінійний контрольний пункт, який по ходу нафти наступний після  $КП_{i+1}$ ;

$КП_{i-1}$  – лінійний контрольний пункт, який по ходу нафти попередній перед  $КП_{i,y,№}$ ;

$КП_{i-2}$  – лінійний контрольний пункт, який по ходу нафти попередній перед  $КП_{i-1}$ ;

$t_i$  – час, за який хвиля зростання чи спадання тиску надійде від  $NPS_i$  до  $КП_i$ ;

$t_y$  – час, за який хвиля зростання чи спадання тиску надійде від  $NPS_y$  до  $KП_i$ ;

$t_{iy}$  – час, за який хвиля зростання чи спадання тиску надійде від  $NPS_i$  до  $NPS_y$ ;

$t_{i-2}$  – час, за який хвиля зростання чи спадання тиску надійде від  $NPS_i$  до  $KП_{i-2}$ ;

$P_{i(до)}$  – тиск у нафтопроводі до  $KП_i$  по ходу нафти;

$P_{i(після)}$  – тиск у нафтопроводі після  $KП_i$  по ходу нафти.

При дослідженні і розробці системи автоматичного контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з МН, за результатами опитування експертів необхідно скласти правила продукції, які при наступній обробці будуть подані у вигляді функцій належності. Далі функції належності будуть використовуватися у фаззі-проекті системи.

Першим етапом створення системи автоматичного контролю є побудова адекватної моделі системи захисту нафтопроводу від витоку або несанкціонованого відбору нафти з МН. Структуризація проблемної області передбачає визначення і наступне уточнення її меж, а також встановлення меж і складу систем, які потенційно можуть приймати участь у рішенні низхідної проблеми. Відповідна інформація представляється у формі моделі системи або проблемної області у цілому на деякій формально – логічній мові [142, 145, 147].

Мова іде про те, що вся доступна інформація про розв'язок проблеми, повинна бути зафіксована у вигляді деякої інформаційно – логічної моделі системи. При цьому модель повинна задовольняти принципу адекватності відображення основних особливостей системи – оригіналу. Іншими словами, модель не повинна бути ні поверхневою (неповною), яка не враховує суттєві аспекти структури або поведження системи – оригіналу, ні надмірно складною, в рамках якої можна взяти до уваги несуттєві, з точки зору низхідної проблеми, деталі системи – оригіналу.

Для створення логічної моделі процесу виявлення несанкціонованого витікання або відбору було використано досвід диспетчерів Придніпровських магістральних нафтопроводів, інженерів по обслуговуванні обладнання АСК ТП, провідних спеціалістів з транспортування нафти.

Аналіз дій диспетчерів, які здійснюють контроль і керування процесу нафтоперекачування, показує, що вони у своїй роботі при виявленні витоків і несанкціонованих відборів нафти з нафтопроводів використовують наступні евристичні правила:

1. Якщо активована системи автоматичного контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу, то почати визначати зміну тиску на нагнітанні  $NPS_i$ ;

2. Якщо активована системи автоматичного контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти на КП<sub>i</sub>, то через проміжок часу  $t_i$  почати визначати рівень аварійності;

3. Якщо активована системи автоматичного контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти на  $NPS_y$ , то через проміжок часу  $t_{iy}$  почати визначати зміну тиску на всмоктуванні;

4. Якщо на  $NPS_i$  відбувається зміна тиску (процеси пуску, зупинки НПС, тощо), то лінійні КП<sub>i</sub> мають степінь аварійності норма (на протязі часу  $t_i$ , який необхідний для виходу нафтопроводу на стаціонарний режим), та на всмоктуванні  $NPS_y$ , через проміжок часу  $t_{iy}$  припинити визначати зміну тиску;

5. Якщо на  $NPS_y$  відбувається зміна тиску (процеси пуску, зупинки НПС, тощо), то лінійні КП<sub>i</sub> мають степінь аварійності норма (на протязі часу  $t_y$ , який необхідний для виходу нафтопроводу на стаціонарний режим);

6. Якщо проміжок часу  $t_i$  для КП<sub>i</sub> закінчився то обрахувати  $P_{i(до)}$  і  $P_{i(після)}$  та занести їхні значення у пам'ять як  $P_{i оп(до)}$ ,  $P_{i оп(після)}$ ;

7. Якщо  $\Delta P_{i(до)} \leq 0,005$  МПа і  $\Delta P_{i(після)} \leq 0,005$  МПа, вважати, що рівень аварійності - норма;

8. Якщо  $\Delta P_i (\text{до}) \leq 0,03$  МПа і  $\Delta P_i (\text{після}) \leq 0,03$  МПа, вважати, що рівень аварійності - **передаварійний**;
9. Якщо  $\Delta P_i (\text{до}) \leq 0,05$  МПа і  $\Delta P_i (\text{після}) \leq 0,05$  МПа, вважати, що рівень аварійності - **аварійнонизький**;
10. Якщо  $\Delta P_i (\text{до}) \leq 0,2$  МПа і  $\Delta P_i (\text{після}) \leq 0,2$  МПа, вважати, що рівень аварійності - **аварійновисокий**;
11. Якщо  $\Delta P_i (\text{до}) \leq 0,005$  МПа і  $\Delta P_i (\text{після}) \leq 0,03$  МПа, вважати, що рівень аварійності - **норма**;
12. Якщо  $\Delta P_i (\text{до}) \leq 0,005$  МПа і  $\Delta P_i (\text{після}) \leq 0,05$  МПа, вважати, що рівень аварійності - **норма**;
13. Якщо  $\Delta P_i (\text{до}) \leq 0,005$  МПа і  $P_i (\text{після}) \leq 0,2$  МПа, вважати, що рівень аварійності - **норма**;
14. Якщо  $\Delta P_i (\text{до}) \leq 0,03$  МПа і  $\Delta P_i (\text{після}) \leq 0,005$  МПа, вважати, що рівень аварійності - **норма**;
15. Якщо  $\Delta P_i (\text{до}) \leq 0,05$  МПа і  $\Delta P_i (\text{після}) \leq 0,005$  МПа, вважати, що рівень аварійності - **норма**;
16. Якщо  $\Delta P_i (\text{до}) \leq 0,2$  МПа і  $\Delta P_i (\text{після}) \leq 0,005$  МПа, вважати, що рівень аварійності – **норма**;
17. Якщо  $\Delta P_i (\text{до}) \leq 0,03$  МПа і  $\Delta P_i (\text{після}) \leq 0,05$  МПа, вважати, що рівень аварійності - **передаварійний**;
18. Якщо  $\Delta P_i (\text{до}) \leq 0,03$  МПа і  $\Delta P_i (\text{після}) \leq 0,2$  МПа, вважати, що рівень аварійності – **передаварійний**;
19. Якщо  $\Delta P_i (\text{до}) \leq 0,05$  МПа і  $\Delta P_i (\text{після}) \leq 0,03$  МПа, вважати, що рівень аварійності - **передаварійний**;
20. Якщо  $\Delta P_i (\text{до}) \leq 0,2$  МПа і  $\Delta P_i (\text{після}) \leq 0,03$  МПа, вважати, що рівень аварійності - **передаварійний**;
21. Якщо  $\Delta P_i (\text{до}) \leq 0,05$  МПа і  $\Delta P_i (\text{після}) \leq 0,2$  МПа, вважати, що рівень аварійності - **аварійнонизький**;
22. Якщо  $\Delta P_i (\text{до}) \leq 0,2$  МПа і  $\Delta P_i (\text{після}) \leq 0,05$  МПа, вважати, що рівень аварійності - **аварійнонизький**;



## 2.5. Правила продукції

Продукційна нечітка система або система нечітких правил продукції системи контролю за витіканнями і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу є узгодженою множиною окремих нечітких продукцій або правил нечітких продукцій у формі „ЯКЩО А ТО В” (або у вигляді: „IF A THEN B”, як визначено у стандарті IEC 1131-7).

На основі експертного опитування експертів нами були сформовані правила-продукції у вигляді  $P_0$  : **ЯКЩО** (умова) **ТО** (дія). База правил має наступний вигляд:

Правила-продукції для лінійних КА телемеханіки, що сформульовані для способу “ТИСК-ТИСК”:

P1. **ЯКЩО** ”рівень зміни тиску на  $KPP_{i(до)}$  дуже малий” **І** ”рівень зміни тиску на  $KPP_{i(після)}$  дуже малий” **ТО** ”рівень аварійності  $KPP_i$  – норма”;

P2. **ЯКЩО** ”рівень зміни тиску на  $KPP_{i(до)}$  малий” **І** ”рівень зміни тиску на  $KPP_{i(після)}$  малий” **ТО** ”рівень аварійності  $KPP_i$  – передаварійний”;

P3. **ЯКЩО** ”рівень зміни тиску на  $KPP_{i(до)}$  середній” **І** ”рівень зміни тиску на  $KPP_{i(після)}$  середній” **ТО** ”рівень аварійності  $KPP_i$  – аварійнонизовий”;

P4. **ЯКЩО** ”рівень зміни тиску на  $KPP_{i(до)}$  великий” **І** ”рівень зміни тиску на  $KPP_{i(після)}$  великий” **ТО** ”рівень аварійності  $KPP_i$  – аварійновисокий”;

P5. **ЯКЩО** ”рівень зміни тиску на  $KPP_{i(до)}$  дуже малий” **І** ”рівень зміни тиску на  $KPP_{i(після)}$  малий” **ТО** ”рівень аварійності  $KPP_i$  – норма”;

P6. **ЯКЩО** ”рівень зміни тиску на  $KPP_{i(до)}$  дуже малий” **І** ”рівень зміни тиску на  $KPP_{i(після)}$  середній” **ТО** ”рівень аварійності  $KPP_i$  – норма”;

P7. **ЯКЩО** ”рівень зміни тиску на  $KPP_{i(до)}$  дуже малий” **І** ”рівень зміни тиску на  $KPP_{i(після)}$  великий” **ТО** ”рівень аварійності  $KPP_i$  – норма”;

P8. **ЯКЩО** ”рівень тиску на  $KPP_{i(до)}$  малий” **І** ”рівень тиску на  $KPP_{i(після)}$  дуже малий” **ТО** ”рівень аварійності  $KPP_i$  – норма”;

P9. **ЯКЩО** "рівень зміни тиску на КПР<sub>i(до)</sub> середній" **І** "рівень зміни тиску на КПР<sub>i(після)</sub> дуже малий" **ТО** "рівень аварійності КПР<sub>iy№</sub> - норма";

P10. **ЯКЩО** "рівень зміни тиску на КПР<sub>i(до)</sub> високий" **І** "рівень зміни тиску на КПР<sub>i(після)</sub> дуже малий" **ТО** "рівень аварійності КПР<sub>i</sub> – норма";

P11. **ЯКЩО** "рівень зміни тиску на КПР<sub>i(до)</sub> малий" **І** "рівень зміни тиску на КПР<sub>i(після)</sub> середній" **ТО** "рівень аварійності КПР<sub>i</sub> – передаварійний";

P12. **ЯКЩО** "рівень зміни тиску на КПР<sub>i(до)</sub> малий" **І** "рівень зміни тиску на КПР<sub>i(після)</sub> високий" **ТО** "рівень аварійності КПР<sub>i</sub> – передаварійний";

P13. **ЯКЩО** "рівень зміни тиску на КПР<sub>i(до)</sub> середній" **І** "рівень зміни тиску на КПР<sub>i(після)</sub> малий" **ТО** "рівень аварійності КПР<sub>i</sub> – передаварійний";

P14. **ЯКЩО** "рівень зміни тиску на КПР<sub>i(до)</sub> середній" **І** "рівень зміни тиску на КПР<sub>i(після)</sub> високий" **ТО** "рівень аварійності КПР<sub>i</sub> – аварійнонизький";

P15. **ЯКЩО** "рівень зміни тиску на КПР<sub>i(до)</sub> великий" **І** "рівень зміни тиску на КПР<sub>i(після)</sub> малий" **ТО** "рівень аварійності КПР<sub>i</sub> – передаварійний";

P16. **ЯКЩО** "рівень зміни тиску на КПР<sub>i(до)</sub> великий" **І** "рівень зміни тиску на КПР<sub>i(після)</sub> середній" **ТО** "рівень аварійності КПР<sub>i</sub> – аварійнонизький".

## 2.6. Функції належності

Для побудови моделі автоматизованого контролю за витокami і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу в першу чергу для всіх змінних визначили відповідні лінгвістичні змінні. У нашому випадку таких лінгвістичних змінних три – це зміни тисків  $\Delta P_{i(до)}$ ,  $\Delta P_{i(після)}$  отриманий з лінійних КП телемеханіки КПР<sub>iy№</sub>, (КПР<sub>i+1</sub>, КПР<sub>i+2</sub>, КПР<sub>i-1</sub>, КПР<sub>i-2</sub>) і рівень аварійності. Кожна з них включатиме в себе чотири терми. При цьому будемо використовувати функції приналежності типу кусочно–лінійних функції [92, 93]. Нижче наводяться графіки конкретних функції належностей

для окремих лінгвістичних термів відповідних лінгвістичних змінних (рис.2.8, 2.9).

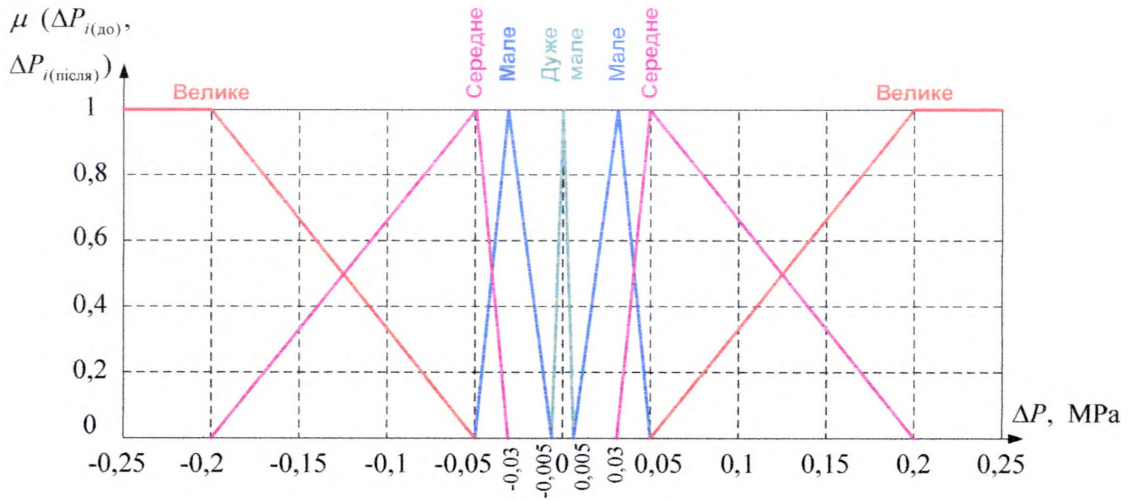


Рис. 2.8. Графік функції належності для термів лінгвістичної змінної "зміна тиску з КІР<sub>1</sub>"

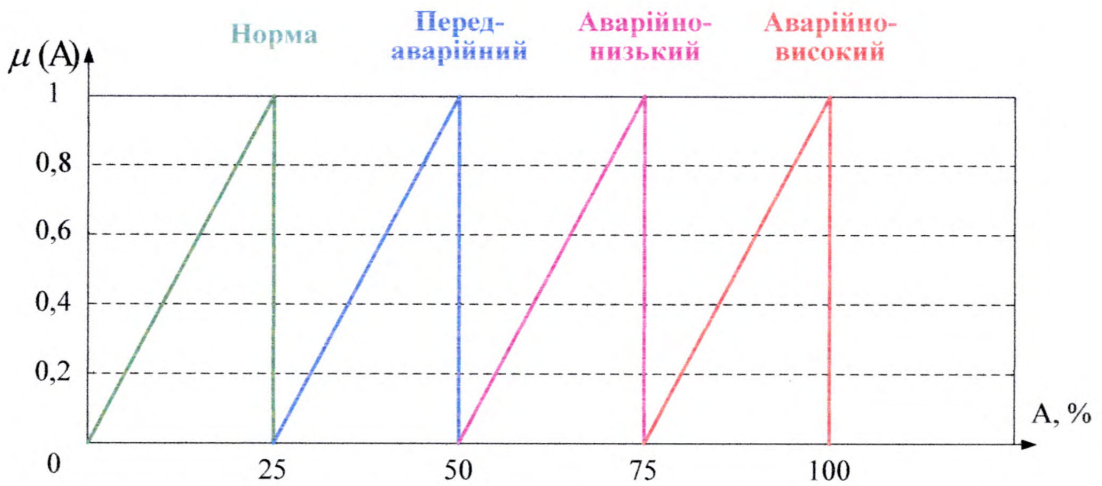


Рис. 2.9. Графік функції належності для термів лінгвістичної змінної "аварійність"

## 2.7. Алгоритм контролю за витокami і несанкціонованими відборами нафти з МН

Розглянемо спрощений, але достатній для зрозуміння основного процесу, алгоритм контролю за витокami і несанкціонованими відборами

нафти з нафтопроводу [94]. Спрощення, в основному, стосуються процесу обчислення рівня аварійності, що визначається на кожному із КП телемеханіки і пов'язаний зі складністю і великою громіздкістю опису всіх математичних і логічних операцій, які відбуваються в середині фаззі-контролера.

Процес запуску і роботи системи автоматичного контролю за несанкціонованим витіканням (відбором) нафти з нафтопроводу має три основні моменти у своїй роботі:

1. Запуск як всієї автоматичної системи контролю, так і окремо кожного з елементів АСК. Вихід на робочий режим;
2. Робота системи з урахуванням різних режимів роботи нафтопроводу, а також врахування малого „дихання” труби;
3. Виявлення часу початку несанкціонованого відбору (витоку), та обчислення місця його місцезнаходження.

Вказане вище дозволило розробити процедуру контролю несанкціонованого відбору (витоку) нафти з нафтопроводу, блок-схема алгоритму якого наведена у додатку Г.

Блок 1 – початок.

Блок 2 – ввід параметрів і уставок АСК, а саме:  $\Delta P_i$  (до),  $\Delta P_i$  (після) – межі зміни тисків і витрат на КП телемеханіки, за якими визначається рівень аварійності ділянки;  $t_i$  – час, за який хвиля зростання чи спадання тиску надійде від  $NPS_i$  до  $KP_i$ ;  $t_y$  – час, за який хвиля зростання чи спадання тиску надійде від  $NPS_y$  до  $KP_i$ ;  $P_{мд}$ ,  $t_{мд}$  – параметри малого дихання;  $t_{iy}$  – час, за який хвиля зростання, чи спадання тиску надійде від  $NPS_i$  до  $NPS_y$ ,  $A_i$  – параметри аварійної сигналізації.

Блок 3 – короткочасне вимірювання, усереднення і запис у пам'ять значень тисків і витрат для  $NPS_i - P_{i\text{вз}}$ , і  $NPS_y - P_{y\text{вз}}$ .

Блок 4 – поки відбувається зміни тисків і витрат на НПС,  $KP_i$  телемеханіки на потязі часу  $t_i$  не визначають рівень аварійності, очікуючи виходу на стаціонарний режим, який настане тоді, коли різниця між

опорними і вимірюваними значеннями тисків і витрат на НПС, не буде приблизно рівною нулю (умова стаціонарності  $|P_{i\text{вз}}| - |P_i| \approx 0$ ).

Блок 5 – на нафтопроводах при стаціонарному режимі робот, можливі випадки малого „дихання” тисків, які є гідротермічними особливостями нафтопроводів і які характеризуються довготривалими коливаннями тиску в малих межах (наприклад: 0,002 МПа/год). Для того, щоб це мале „дихання” не впливало на режим визначення рівня аварійності на трубопроводі, вводиться алгоритм корекції тиску, який призначений для поправки опірних значень тисків на НПС і КП телемеханіки.

Блок 6 – короткочасне вимірювання, усереднення і запис у пам'ять значень тисків і витрат для КП<sub>i</sub> –  $P_{i(\text{до})}$ ,  $P_{i(\text{після})}$ , як  $P_{\text{вз}(\text{до})}$ ,  $P_{\text{вз}(\text{після})}$  відповідно.

Блок 7 – визначення, відбувається чи ні мале дихання нафтопроводу.

Блок 8 – початок операції по визначенню зміни тиску на НПС<sub>i</sub>, визначення змін технологічного режиму перекачування на нагнітанні нафтопроводу.

Блок 9 – визначення, відбувається чи ні зміна технологічного режиму на нагнітанні МН.

Блок 10, 15 – фіксація часу  $t_i$  і  $t_y$  зміни тисків і витрат на НПС<sub>i</sub> і НПС<sub>y</sub> відповідно.

Блок 11 – початок операції по визначенню зміни тиску на НПС<sub>y</sub>, визначення змін технологічного режиму перекачування на всмоктуванні нафтопроводу.

Блок 14 – визначення, відбувається чи ні зміна технологічного режиму на всмоктуванні МН.

Блок 12 – логічна операція АБО.

Блок 13 – формування команди на заборону визначення рівня аварійності на КП телемеханіки.

Блок 16, 19 – початок операції по визначенню зміни тисків на КПР<sub>i</sub>, КПР<sub>i+1</sub> і КПР<sub>i-1</sub>.

Блок 17, 22 – визначення, відбувається чи ні зміна тисків і витрат при аварійному витоку (відборі) на КП телемеханіки.

Блок 18, 23 – фіксація часу  $t_i$ ,  $t_{i+1}$  і  $t_{i-1}$  зміни тисків на  $KPP_i$ ,  $KPP_{i+1}$  і  $KPP_{i-1}$  відповідно.

Блок 20 – математичне обчислення місця несанкціонованого відбору (витоку).

Блок 24 – кінець циклу алгоритму.

Блок 25 – початок підалгоритму 1.

Блок 26, 27 – початок операції по визначенню зміни тисків на  $KPP_i$ .

Блок 28, 33, 34, 39, 40, 41, 46, 51 – визначення рівня аварійності на КП телемеханіки, в залежності від зміни тисків  $P_i$  (до),  $P_i$  (після) відносно  $P_{вз}$  (до),  $P_{вз}$  (після).

Блок 29, 35, 41, 47 – визначений рівень аварійності  $A_{до}$  і час початку несанкціонованого відбору (витоку)  $t_{до}$  по першому каналу вимірювання.

Блок 32, 38, 44, 50 – визначений рівень аварійності  $A_{після}$  і час початку несанкціонованого відбору (витоку)  $t_{після}$  по другому каналу вимірювання.

Блок 31, 37, 43, 49 – логічна операція І.

Блок 30, 36, 42, 48 – рівень аварійності  $A_i$  і час початку несанкціонованого відбору (витоку)  $t_i$  на  $KP_i$ .

Блок 53, 55, 57 – математичне визначення напрямку до місця витоку або відбору відносно КП телемеханіки.

Блок 52, 54, 56 – результат обчислення напрямку до місця витоку або відбору відносно КП телемеханіки.

## **2.8. Імітаційне моделювання розробленого методу контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з МН**

Функція належності побудована методом обробки експертної інформації в програмному середовищі MATLAB (Fuzzy logic Toolbox) [95, 96, 97].

Використовуючи розроблені правила-продукції і функції належності можна досліджувати різні варіанти несанкціонованого відбору нафти з нафтопроводу.

Антецеденти правил містять набір умов виникання витоків або несанкціонованих відборів нафти, тоді як консеквенти містять висновки про рівні аварійності нафтопроводу.

Повну базу правил подано в наступній матриці (табл. 2.1)

Таблиця 2.1

Повна база евристичних правил Мамдані-типу.

$X_1 \backslash X_2$	ДМ	М	С	В
ДМ-	Н	Н	Н	Н
М-	Н	ПА	ПА	ПА
С-	Н	ПА	АН	АН
В-	Н	ПА	АН	АВ

Конкретна настройка розробленої нечіткої моделі була здійснена за допомогою вектора консеквентів правил бази знань, який забезпечує мінімум функції.

$$f = \frac{1}{z} \sum_{i=1}^z |y_i^* - y_i|^2, \quad (2.8)$$

де  $z$  – кількість експериментальних даних,  $y_i^*$  - вихід нечіткої системи контролю,  $y_i$  - точне значення для одного і того ж входу  $x_i$ .

При розробленні модуля нечіткого контролю за ВіНВН з МН була оцінена достатність кількості нечітких правил, їх непротиворічність і наявність кореляції між окремими правилами.

Запропонована система контролю з нечіткою логікою оперує нечіткими множинами, тому конкретне значення  $\bar{x}_i$  вхідного сигналу модуля нечіткого контролю підлягає операції фазифікації. В результаті такої

операції йому співставляється нечітка множина  $A' \in X = X_1 \cdot X_2 \cdot \dots \cdot X_n$ . Для цього застосували операцію фазифікації типу сінглетон:

$$\mu_{A'}(x) = \begin{cases} 1, & \text{IF } x = \bar{x}, \\ 0, & \text{IF } x \neq \bar{x}. \end{cases} \quad (2.9)$$

Нечітка множина  $A'$  подається на вхід блоку виробки рішення, на виході якого з'являється  $N$  нечітких множин  $\bar{B}^k \subseteq Y$  згідно з узагальненим нечітким правилом *modus ponens*, яке для варіанту контролю за ВіНВН з МН, приймає такий вид:

$$\begin{aligned} \text{Умова:} \quad & X = (x^1, x^2, \dots, x^n)^T \text{ це } A' \\ & A' = A'_1 \cdot A'_2 \cdot \dots \cdot A'_n \\ \text{Імплікація:} \quad & \bigcup_{k=1}^N R^{(k)}, R^{(k)} : A^k \rightarrow B^k \\ & A^k = A_1^k \cdot A_2^k \cdot \dots \cdot A_n^k, \\ \text{Висновок:} \quad & y \text{ це } B'. \end{aligned} \quad (2.10)$$

На виході блоку виробки рішень формується одна нечітка множина  $B'$  з функцією належності  $\mu_{B'}(y)$ . Виникає задача відображення нечіткої множини  $B'$  в єдине значення  $\bar{y} \in Y$ , яке являє собою результат контролю наявності ВіНВН з МН. Ця задача вирішується блоком дефазифікації.

Оскільки вихідне значення блоку виробки рішень являє собою єдину нечітку множину  $B'$ , то значення  $\bar{y}$  можна визначити за методом максимуму функції належності  $\mu_{B'}(y)$  за формулою  $\mu_{B'}(y) = \sup_{y \in Y} \mu_{B'}(y)$ , за умови, що  $\mu_{B'}(y)$  – унімодальна функція.

Використовуючи IF-THEN правила змодельовано поведінку рівня аварійності МН при ВіНВН за  $\Delta P_{i(\text{до})}$  і  $\Delta P_{i(\text{після})}$  як вхідних змінних. Межі змінних параметрів  $\Delta P_{i(\text{до})}$  і  $\Delta P_{i(\text{після})}$  були такими:  $\Delta P_{i(\text{до})} \in [0; -0,25]$  МПа,  $\Delta P_{i(\text{після})} \in [0; 0,25]$  МПа. Цифрові дані для розрахунків базуються на результатах контролю і виявлення ВіНВН з МН в умовах підприємства Придніпровські магістральні нафтопроводи. Графік залежності  $A$  ( $\Delta P_{i(\text{до})}$ ,  $\Delta P_{i(\text{після})}$ ) у тривимірному просторі, побудований з використанням бази правил Мамдані-



типу, у програмному середовищі MATLAB (Fuzzy Logic Toolbox) зображено на рисунку 2.10 [95, 96, 109].

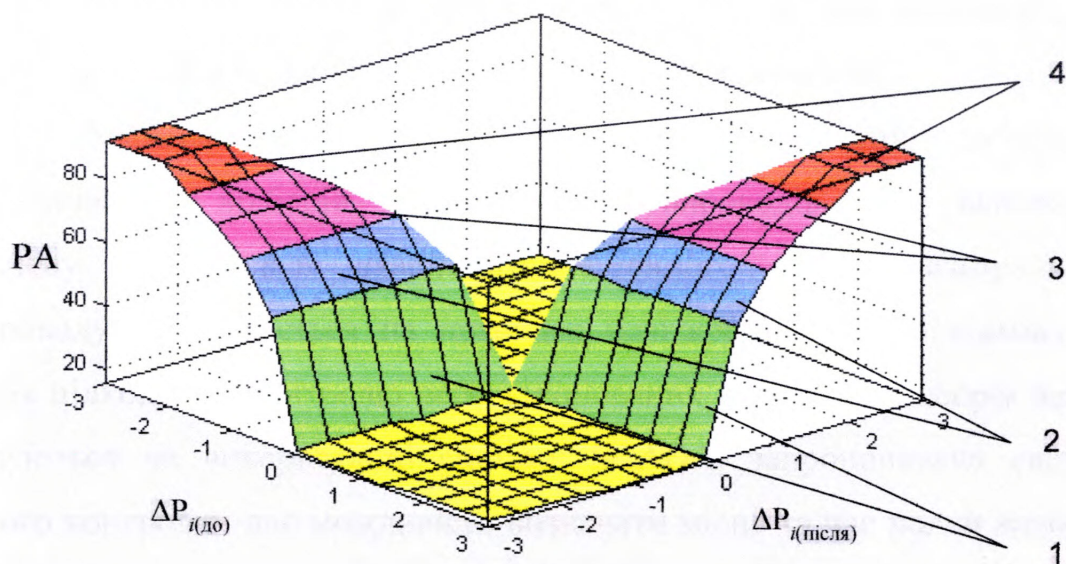


Рис. 2.10. Програма перегляду поверхні виводу у програмному середовищі MATLAB

Як видно з рисунку 2.10, поверхня виводу рівня аварійності  $A$  утворюється в залежності від величини різниці зміни тиску  $\Delta P_{i(\text{до})}$  і  $\Delta P_{i(\text{після})}$ , які є результатом порівняння вимірюваного значення тиску з взірцевим. При цьому утворюються чотири поверхні, які характеризують чотири рівня аварійності МН в місці аварії: 1 – норма, 2 – передаварійний, 3 – аварійно низький, 4 – аварійновисокий.

Отже, розроблена нечітка модель автоматизованого контролю несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу із застосуванням інструментарію Fuzzy logic Toolbox із програмного середовища MATLAB є набагато ефективнішою в порівнянні з існуючою системою телеконтролю [98, 99, 100]. Запропонована модель, що будується на методах теорії нечітких множин і нечіткої логіки може, бути використана для автоматизованого контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти із магістральних нафтопроводів.

## Висновки з розділу 2

1. Визначено особливості динаміки процесу витоків і несанкціонованих відборів нафти з магістрального нафтопроводу, що дозволило окреслити шляхи наближеного опису цих процесів.

2. Розроблено теоретичні засади моделювання витоків і несанкціонованих відборів нафти з нафтопроводів, які включають узагальнену фаззі-модель аварійного технічного стану магістрального трубопроводу, що базується на правилах нечіткої логіки. На відміну від існуючих підходів до контролю несанкціонованих витікань і відборів нафти, які базуються на використанні системи SCADA, запропонована система поточного контролю дає можливість визначати місце та час появи витоків і несанкціонованих відборів нафти з отворів діаметром  $\leq 20$  мм.

3. Розроблено структуру фаззі-системи контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу, яка, на відміну від існуючих систем телеконтролю містить адаптуючі фаззі-моделі, це дозволяє використати досвід і інтуїцію експертів для підвищення ефективності контролю.

4. Визначені змінні і розроблений лінгвістичний опис з конкретними фізичними значеннями контрольованих параметрів, що дозволило розробити базу правил.

5. Розроблено базу правил, що визначає стратегію контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з магістральних нафтопроводів, дає можливість утворити групу фаззі-правил та вибрати метод дефазифікації вихідних даних.

6. Проведено інтерактивний аналіз розробленої системи контролю з використанням заздалегідь підготовлених промислових даних, які підтвердили високу ефективність контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти.

## РОЗДІЛ 3

# РОЗРОБКА СТРУКТУРИ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО КОНТРОЛЮ ЗА ВИТОКАМИ І НЕСАНКЦІОНОВАНИМИ ВІДБОРАМИ НАФТИ З МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ

### 3.1. Задачі і можливі варіанти систем автоматизованого контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з МН

Для того, щоб синтезувати систему автоматичного контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу розглянемо задачі які повинна вирішувати бажана або ідеальна АСК.

Ідеальна АСК цілісності нафтопроводу має вирішувати такі основні задачі:

- самостійно та максимально точно виявляти початок і місце несанкціонованого відбору нафти;
- класифікувати витоки і несанкціоновані відбори і адекватно приймати рішення про подальшу роботу аварійної ділянки нафтопроводу;
- оскільки контролювати роботу декількох нафтопроводів приходиться людині – диспетчеру протягом 365 днів на рік, то АСК має враховувати змінний характер технологічних режимів роботи нафтопроводів, малі коливання тисків і витрат внаслідок малого „дихання”, а також бути максимально автономною;
- бути недорогою і нескладною для монтажу і експлуатації;
- бути гнучкою для модернізації і мати запас для покращення її характеристик;
- бути „незамінною”, тобто мати малу кількість звертань диспетчера до АСК з метою перевірки достовірності отриманих результатів [98, 99, 100, 101,102].

Для вирішення вищезазначених задач вибираємо трьохрівневу структуру автоматизованої системи контролю, причому основну задачу виявлення місця витoku чи несанкціонованого відбору покладемо на АСК нижнього рівня, а задачу управління і узгодження роботи всіх систем нижнього рівня покладемо на АСК середнього рівня. Отже, створювана АСК за витокami і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу матиме таку ієрархічну структуру (рис. 3.1).

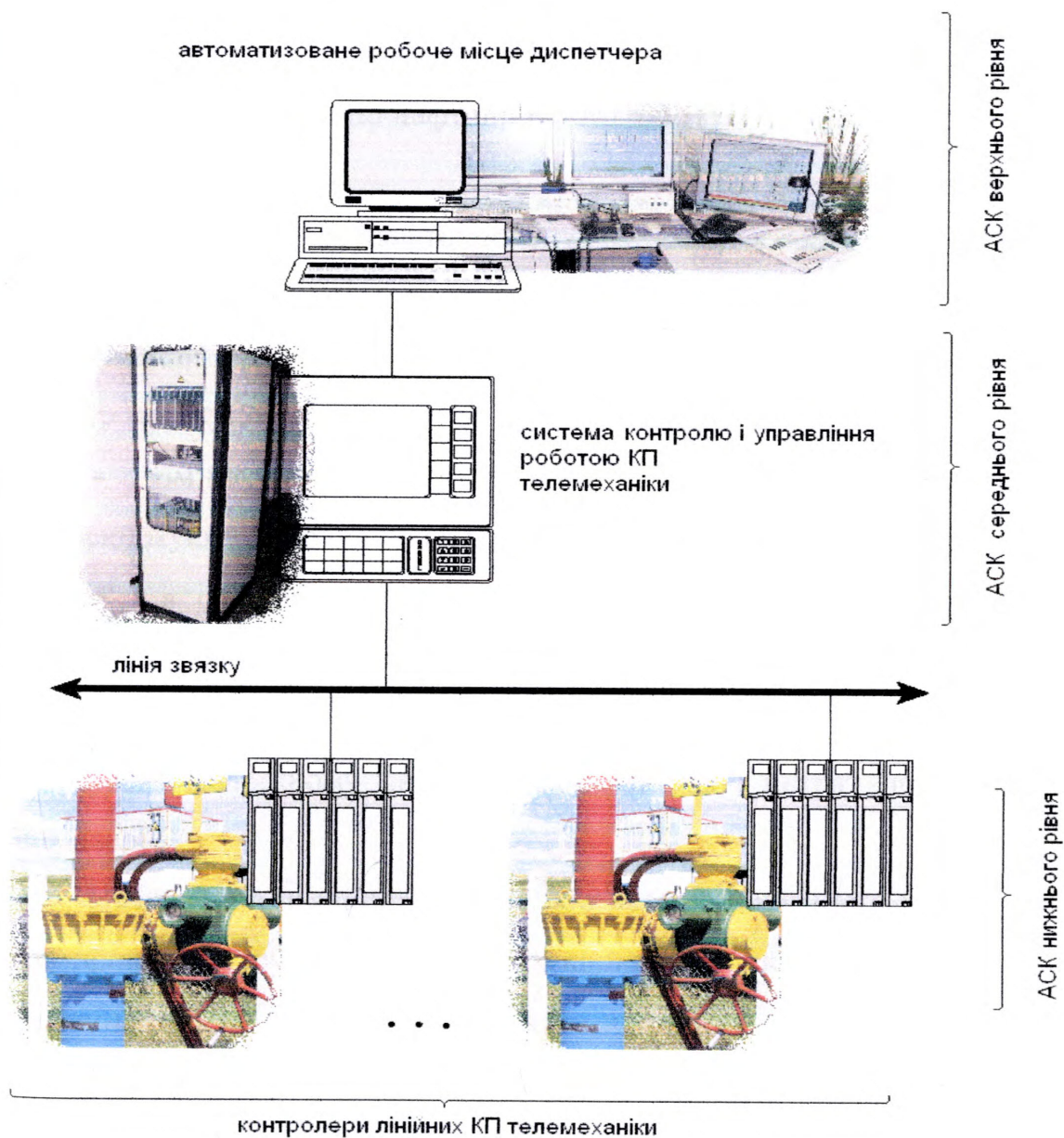


Рис. 3.1. Ієрархія АСК лінійної частини нафтопроводу

Основний процес визначення початку і приблизного місця несанкціонованого витікання, на противагу всім існуючим на даний час автоматизованим системам контролю цілісності нафтопроводу, відбувається безпосередньо на контрольних пунктах лінійної телемеханіки. На АСК середнього рівня покладена задача керування роботою КП телемеханіки, а саме: врахування змінного режиму перекачування, і точного визначення місця несанкціонованого відбору (витоку) нафти. За допомогою АСК верхнього рівня здійснюється контроль за роботою усєї ієрархічної системи.

Перед тим як почати синтез АСК цілісності трубопроводу, розглянемо основні принципи гідродинаміки, якими характеризується процес транспортування нафти по нафтопроводу і які мають бути покладені в основу АСК, що розробляється:

- ділянка нафтопроводу між двома сусідніми нафтоперекачувальними станціями являє собою трубу, в якій зміна тисків і витрат по всій довжині відбувається хвилеподібно зі швидкістю приблизно 1 кілометр за секунду;
- зміни тисків і витрат у будь-якій точці трубопроводу розповсюджуються по обидва боки відносно місця збурення;
- в робочому (нормальному) режимі експлуатації нафтопроводу хвиля зміни тисків і витрат розповсюджується тільки з початку трубопроводу або з його кінця;
- в аварійному випадку, зміна тисків і витрат поширюється від місця аварії.

Визначення наявності витоку або несанкціонованого відбору нафти з нафтопроводу відбувається в умовах коливань тиску і витрати, причому ті коливання або зміни, що поширюються з початку чи з кінця нафтопроводу (від НПС до КП) є технологічними, а ті, що поширюються з місця витікання (від КП до НПС), – аварійними. Таким чином, враховуючи вище згадані закономірності, можна побудувати систему контролю, в якій порівнюється

технологічна зміна тисків і витрат на нафтопроводі з реальною. Для розв'язання цієї задачі необхідно вирішити дві проблеми:

- максимально точно виявити час початку і місце знаходження аварійного витікання чи відбору, а також, в залежності від характеру і інтенсивності витоку (відбору), оцінити рівень аварійності;
- максимально точно відтворити технологічні зміни тисків і витрат на НПС і КП по нафтопроводу з урахуванням змінного режиму перекачки і так званого малого „дихання”.

Першу проблему можна вирішити за допомогою постійного порівняння на КП телемеханіки початкового значення тиску чи витрати з наступним. Причому початкове значення формується і коректується в залежності від зміни тисків і витрат, що відбуваються на початку і на кінці трубопроводу.

Другу проблему можна вирішувати з допомогою контролю тисків і витрат з НПС , що знаходиться на початку і кінці трубопроводу, та наступним формуванням у разі появи такої зміни, коректуючих для КП телемеханіки значень шляхом математичного моделювання або за допомогою алгоритмів нечіткої логіки. Проте застосування математичного моделювання або складного алгоритму на основі нечіткої логіки не дасть очікуваного стовідсоткового результату, оскільки реальний потік нафти у нафтопроводі характеризується нестационарністю і невизначеністю у часі основних параметрів тиску і витрати. Тому при розробці АСК цілісності нафтопроводу прийнято припущення, що зміни тисків і витрат, які обумовлені змінами технологічного режиму, не будуть оцінюватись на рахунок аварійності трубопроводу, оскільки перехідні процеси при змінах у технології мають значно менший час події у порівнянні з наступною експлуатацією, і до того ж контролюються диспетчером. До того ж, таке моделювання або обчислення займе дуже великі об'єми машинного ресурсу і часу, що негативно вплине на сам процес контролю.

Для того, щоб було можливо визначити початок несанкціонованого витікання безпосередньо на КП телемеханіки, достатня наявність одного давача тиску, а для того, щоб визначити місце витіку, необхідна інформація про зміни тисків на двох найближчих до місця витіку давачів. Оскільки створювана АСК має приймати рішення про початок і місце несанкціонованого витікання на АСК нижнього рівня, то прийнято рішення встановлювати на одному КП по два датчика тиску. Причому другий давач тиску призначений для визначення напрямку від КП телемеханіки до місця витікання. Знання напрямку від КП для місця витікання важливе не стільки для контролю, а скільки для прийняття рішення про відсікання аварійної ділянки нафтопроводу безпосередньо в автоматичному режимі автоматикою сусідніх до місця витікання КП телемеханіки (за допомогою електропривідних засувки).

Тепер розглянемо можливі варіанти роботи автоматизованої системи контролю за витіками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу. В залежності від давачів, які встановлені на трубопроводі і з допомогою яких здійснюється контроль параметрів перекачування, АСК несанкціонованого витікання або відбору може бути реалізована в двох варіантах:

**Перший варіант** – визначення несанкціонованого витікання за допомогою оцінювання на лінійних КП телемеханіки значень тисків. Цей спосіб будемо називати „ТИСК-ТИСК”;

**Другий варіант** – визначення несанкціонованого витікання за допомогою оцінювання на лінійних КП телемеханіки значень тиску і витрати. Цей спосіб має назву „ВИТРАТА-ТИСК”. Він більше підходить для продуктопроводів і трубопроводів з малим діаметром труб.

Розглянемо перший варіант включення приладу у схему визначення несанкціонованого відбору (витіку) нафти з нафтопроводу – спосіб „ТИСК-ТИСК” (рис. 3.2).

При такому способі давачі тиску розташовуються на одному КП<sub>i</sub> на деякій відстані, достатній для визначення напрямку до місця витікання, або один біля одного для послідовного виключення хибного спрацювання одного із датчиків і коли непотрібно визначати напрямок до місця витікання.

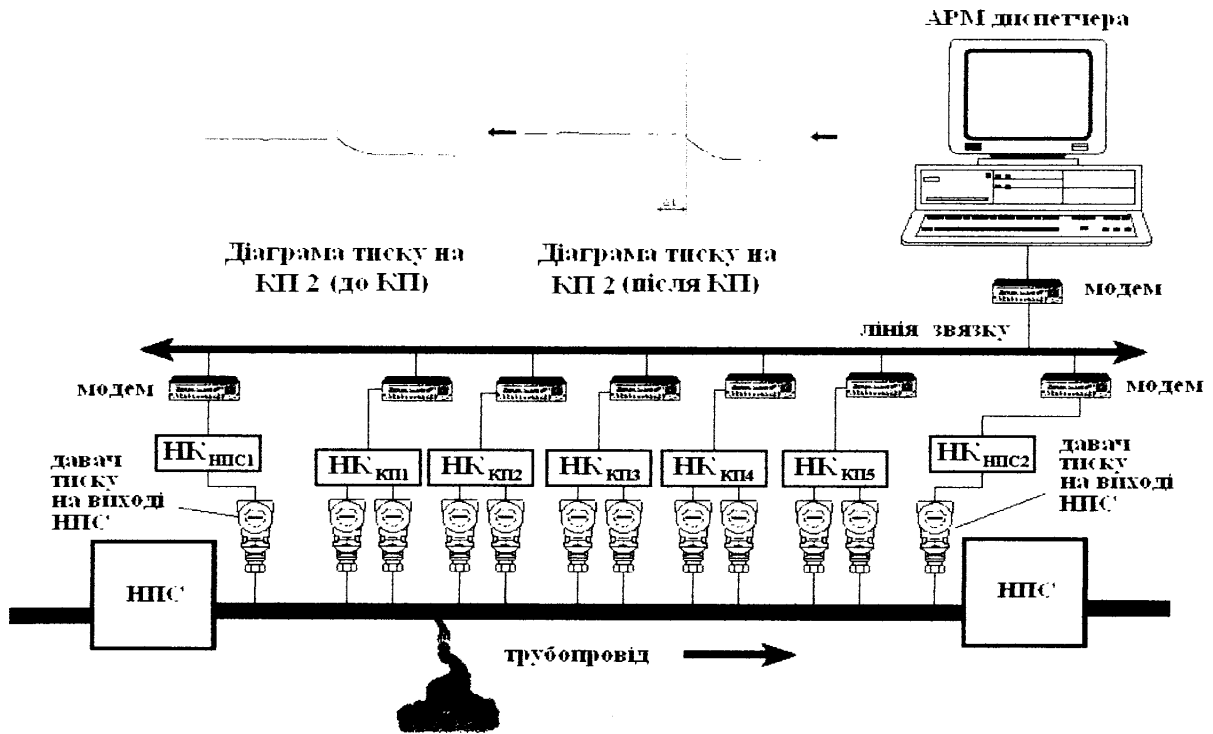


Рис. 3.2. Принципова схема способу „ТИСК-ТИСК”

НПС – нафтоперекачувальна станція;

$НК_{НПС1}$ ,  $НК_{НПС2}$  – нечіткі фаззі-контролери, які встановлені на НПС<sub>1</sub> і НПС<sub>2</sub>;

$НК_{КП1}$ ,  $НК_{КП2}$ ,  $НК_{КП3}$ ,  $НК_{КП4}$ ,  $НК_{КП5}$  – нечіткі фаззі-контролери, які встановлені на лінійних КП<sub>i</sub> телемеханіки.

Нечіткі фаззі-контролери  $НК_{НПС1}$  і  $НК_{НПС2}$ , що встановлені на НПС<sub>1</sub>, НПС<sub>2</sub> відслідковують технологічну зміну тисів на початку та на кінці трубопроводу (на нагнітанні НПС<sub>1</sub> та всмоктування НПС<sub>2</sub>) і за допомогою лінії зв'язку передають на фаззі-контролери  $НК_{КП1}$ ,  $НК_{КП2}$ ,  $НК_{КП3}$ ,  $НК_{КП4}$ ,  $НК_{КП5}$ ,  $НК_{НПС2}$  сигнал про зміну тиску. Це необхідно для того, щоб відрізнити зміни тисків, які відбуваються по технологій від несанкціонованих змін. НК лінійних КП<sub>i</sub> –  $НК_{КП1}$ ,  $НК_{КП2}$ ,  $НК_{КП3}$ ,  $НК_{КП4}$ ,  $НК_{КП5}$ ,  $НК_{НПС2}$  у разі змін тисків на



НПС<sub>1</sub> або НПС<sub>2</sub> починають відлік часу  $\Delta t_i$  ( $\Delta t_y$ ), який необхідний для виходу нафтопроводу на стаціонарний режим роботи. Після виходу нафтопроводу на стаціонарний режим роботи, через проміжок часу  $\Delta t_i$  ( $\Delta t_y$ ) НК<sub>кпі</sub> вносять у пам'ять взірцеві значення тисків  $P_{i \text{ вз(до)}}$ ,  $P_{i \text{ вз(після)}}$ . Починається процес визначення рівня аварійності на лінійних КП<sub>i</sub>, який полягає у визначенні зміни  $\Delta P_{i \text{ (до)}}$ ,  $\Delta P_{i \text{ (після)}}$  відносно вимірюваних у реальному часі  $P_{i \text{ (до)}}$ ,  $P_{i \text{ (після)}}$  і записаних у пам'ять взірцевих значень  $P_{i \text{ вз(до)}}$ ,  $P_{i \text{ вз(після)}}$ , та в залежності від їх величин приймається рішення про рівень аварійності на КП<sub>i</sub>, фіксується і передається на АСК ТП середнього рівня час початку несанкціонованого відбору. Також в залежності від часу початку зміни тисків  $P_{i \text{ (до)}}$ ,  $P_{i \text{ (після)}}$  визначається напрямок до місця несанкціонованого відбору нафти з нафтопроводу (до або після КП<sub>i</sub>).

Після отримання АСК ТП вищого рівня значень часу з двох найближчих до місця відбору КП<sub>i</sub> відбувається точніше обчислення місця ввідбору нафти з нафтопроводу. Також на цьому етапі може відбуватися підтвердження точності знайденого місця по співпаданню напрямків до місця відбору з інших найближчих КП<sub>i</sub>.

### **3.2. Розробка структури АСК для раннього визначення часу і місця витoku і несанкціонованого відбору нафти з МН**

Під моделлю автоматизованої системи контролю за витокami і несанкціонованими витіканнями нафти з нафтопроводу будемо розуміти структурну схему, яка складається з підсистем АСК середнього і нижнього рівня з давачами контролю тисків і витрат, які призначені для контролю гідродинамічного стану трубопроводу. Основною задачею автоматичної системи контролю є виявлення витoku чи несанкціонованого відбору нафти з нафтопроводу в умовах експлуатації. АСК являє собою інформаційно-вимірювальну систему, в якій відбувається порівняльний аналіз отриманої в процесі вимірювання інформації.

Для нафтопроводів з діаметром труб від 700 до 1200 мм найкращий спосіб для контролю несанкціонованого відбору (витоку) є спосіб „ТИСК-ТИСК”, оскільки він найкраще реалізується, і до того ж використання давачів тисків з високим класом точності забезпечить необхідну точність всієї автоматизованої системи контролю. Структурна схема автоматизованої системи контролю зображена на рисунку 3.4. Для цього способу об'єктом контролю є магістральний трубопровід з лінійними КП телемеханіки, на яких встановлені давачі тиску.

Давачі тиску встановлені як на нагнітанні і всмоктуванні ділянки нафтопроводу, так і вздовж труби на контрольних пунктах телемеханіки. Причому роль перших у тому, щоб виявляти технологічні зміни тисків у режимі перекачування і формувати заборону на визначення рівня аварійності на КП телемеханіки до їх закінчення, а роль останніх – відслідковувати зміну тисків на ділянках, прилеглих до КП телемеханіки, і, в залежності від рівня зміни тисків від взірцевих, формувати рівень аварійності на КП. Оскільки при стаціонарному русі нафти по нафтопроводу (режим перекачування або простою нафтопроводу) мають місце малі добові коливання тиску, які є наслідком температурних і технологічних особливостей трубопроводу і далі називаються малим „диханням” нафтопроводу, то для запобігання хибного визначення рівня аварійності на КП телемеханіки існує корекція взірцевих значень тисків.

Підсистема вводу-виводу інформації на базі ЕОМ являє собою автоматизоване робоче місце диспетчера трубопровідного транспорту і призначена для контролю стану трубопроводів, а також, в разі виникнення несанкціонованого відбору (витоку) нафти з нафтопроводу, для виводу інформації про початок і місце аварійної події. Також з допомогою ЕОМ здійснюються настройки підсистем контролю за роботою АСК нижнього рівня і підсистеми визначення рівня аварійності на нафтопроводі.

Головна мета підсистеми контролю за роботою АСК нижнього рівня – за допомогою датчиків тиску відслідковувати технологічні зміни тисків на

нагнітанні і всмоктуванні нафтопроводу та формувати команди блокування, на час від початку до закінчення технологічної зміни тиску, роботи алгоритмів по визначенню рівня аварійності на КП телемеханіки. Це зроблено для того, щоб технологічна зміна тиску не була виявлена як аварійна.



Рис. 3.3. Структура автоматизованої системи контролю виявлення витоку або несанкціонованого відбору нафти з МН

Підсистема визначення рівня аварійності на нафтопроводі призначена для виявлення витоку або несанкціонованого відбору нафти з трубопроводу шляхом порівняння опорних (взірцевих) значень тисків, які формуються і

коректуються за командою АСК середнього рівня з вимірюваними в реальному часі значеннями тисків на КП телемеханіки.

Підсистема контролю за роботою АСК нижнього рівня і підсистема визначення рівня аварійності на нафтопроводі обладнані системами корекції опірних (взірцевих) значень тисків. Ця корекція необхідна для того, щоб зміни тисків, які спричинені малим „диханням” труби і які виникають в процесі експлуатації нафтопроводу в стаціонарному режимі перекачування чи простою, не були прийняті за аварійні відхилення цих значень.

Структура підсистеми контролю за роботою АСК нижнього рівня зображена на рисунку 3.4.

$P$  – тиск нафти на всмоктуванні чи нагнітанні нафтопроводу, в залежності від місця встановлення (НПС на початку або кінці нафтопроводу), МПа;

$\Delta P$  – коливна зміна тисків, що підлягає обробці (зона малого „дихання”), задається при налаштуванні системи, МПа;

$\mu(C)$  – коефіцієнти для фазифікації змінної тисків, які задаються при налаштуванні системи;

$\mu(C)$  – коефіцієнти для фазифікації змінної технологічної зміни тисків, які задаються при налаштуванні системи;

$C$  – рівень технологічної зміни тисків, %;

$t$  – час початку технологічної зміни тисків, год,хв,сек;

$t_i$  – час початку несанкціонованого витікання або відбору на КП,  
год,хв.,сек;

$\Delta t$  – проміжок часу, який необхідний для встановлення стаціонарного режиму роботи трубопроводу, с.

Підсистема контролю за роботою АСК нижнього рівня, як зазначалося вище, призначена для обробки інформації про тиск на початку і кінці нафтопроводу і, в залежності від виду зміни тиску, формування сигналу блокування роботи підсистеми визначення рівня аварійності на нафтопроводі. Так вимірюване значення тиску потрапляє у блок фазифікації

вхідних сигналів 1, де формується сигнал про рівень зміни тисків у вигляді термів „малий”, „великий”. Параметри фазифікації  $\mu(P)$  можна задати по місцю з панелі вводу-виводу або через пристрій обміну інформації 6. Також можна задати параметр  $\Delta P$ , який характеризує малі коливання тиску у нафтопроводі. Далі фазифікований сигнал потрапляє у блок обчислень, де у блоці 2 відбувається корекція взірцевого значення тиску при малому „диханні” нафтопроводу і у блоці 3 формується сигнал блокування роботи підсистеми виявлення несанкціонованого витікання на АСК нижнього рівня. Блок 4 призначений для визначення точного місця аварії за інформацією з двох найближчих до місця витіку КП. Дефазифікація результатів обчислення формується у блоці 5 і за допомогою пристрою обміну інформацією 6 потрапляє на контролери АСК нижнього рівня.

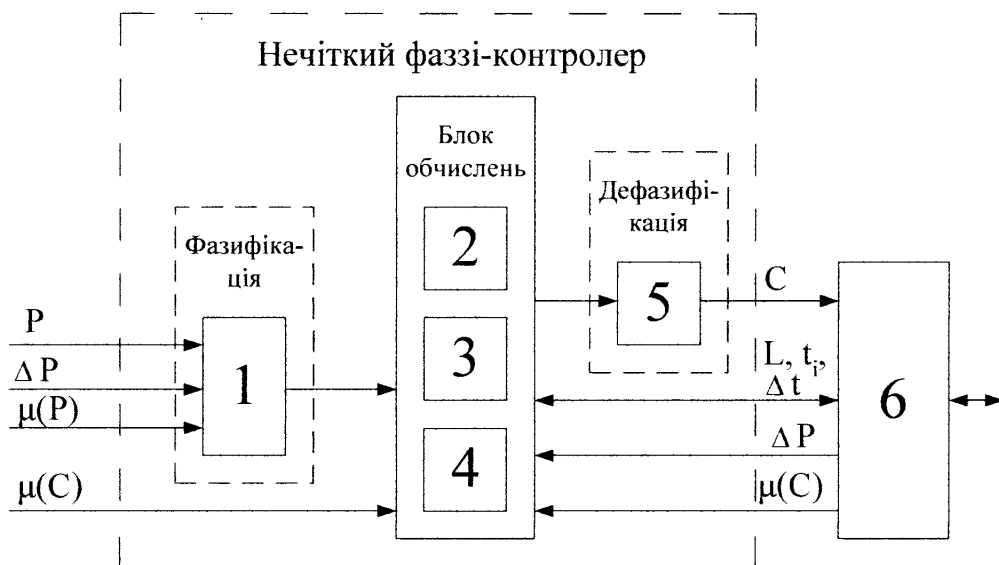


Рис. 3.4. Структура підсистеми контролю за роботою АСК нижнього рівня

- 1 – блок фазифікації значень тиску;
- 2 – блок корекції тисків при малому „диханні” нафтопроводу;
- 3 – блок виявлення технологічної зміни тисків;
- 4 – блок обчислення точного місця витіку нафти з нафтопроводу;

5 – блок дефазифікації результатів обчислення;

6 – блок обміну інформацією.

Структура підсистеми для виявлення витoku чи несанкціонованого відбору зображена на рисунку 3.5. з такими позначеннями:

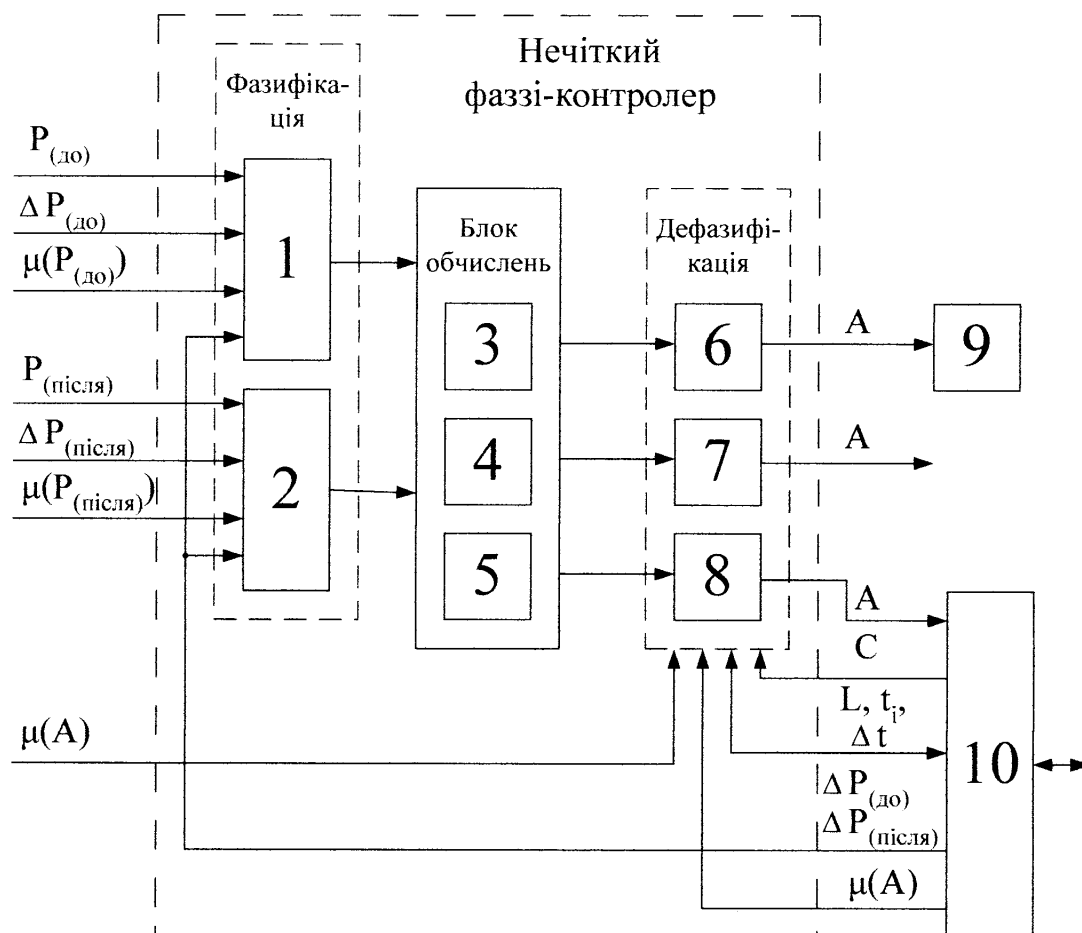


Рис. 3.5. Структура підсистеми для виявлення витoku або несанкціонованого відбору

1, 2 – блоки фазифікації вхідних вимірюваних сигналів тисків;

3 – блок визначення рівня аварійності на КП<sub>і</sub>;

4 – блок обчислення часу початку аварійної події;

5 – блок визначення напрямку до місця витoku або несанкціонованого відбору відносно КП<sub>і</sub>;

6 – блок дефазифікації отриманого результату у цифровій формі;

7 – блок дефазифікації отриманого результату у дискретну форму;

8 – блок дефазифікації отриманого для передачі на пристрій обміну інформацією;

9 – табло для виводу інформації;

10 – пристрій для обміну інформацією.

$P_{(до)}$  – тиск нафти перед контрольним пунктом (по ходу рідини), МПа;

$P_{(після)}$  – тиск нафти після контрольного пункту (по ходу рідини), МПа;

$\Delta P_{(до)}$ ,  $\Delta P_{(після)}$  - коливні змінні тисків, що підлягають обробці (зона малого „дихання”), задаються при налаштуванні системи, МПа;

$\mu(P_{(до)})$ ,  $\mu(P_{(після)})$  - коефіцієнти для фазифікації змінної тисків, задаються при налаштуванні системи;

$\mu(A)$  – коефіцієнти для фазифікації змінної аварія, задаються при налаштуванні системи;

$A$  – рівень аварійності, %;

$L$  – напрямок до місця витіку або несанкціонованого відбору відносно КП телемеханіки;

$t$  – час початку витіку або несанкціонованого відбору, год,хв,сек;

$\Delta t$  – проміжок часу, який необхідний для встановлення стаціонарного режиму роботи трубопроводу, с.

Підсистема для виявлення несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу являє собою систему АСК нижнього рівня і призначена для встановлення на контрольних пунктах телемеханіки, які розташовані вздовж трубопроводу. Вона здатна обробляти інформацію про тиски, а також формувати рішення про час витікання нафти і визначати напрямок до місця витікання відносно КП<sub>і</sub>.

Данні про тиски  $P_{(до)}$  і  $P_{(після)}$  поступають на входи фаззі-контролера у блоки фазифікації 1, 2 відповідно у вигляді токового сигналу з діапазоном зміни 4 – 20 мА. Також на входи цих блоків заноситься з панелі вводу приладу або через модем 10 інформація  $\Delta P_{(до)}$ ,  $\Delta P_{(після)}$  про межі зміни тисків, що підлягають обробці (зона малого „дихання”) на рахунок корекції для

опорного (взірцевого) сигналу. Під час фазифікації формується сигнал про рівень тисків у вигляді термів „малий”, „середній”, „великий”. Параметри фазифікації  $\mu(P_{(до)})$ ,  $\mu(P_{(після)})$ ,  $\mu(A)$  можна задати або з панелі вводу підсистеми, або дистанційно через модем 10. Далі фазифікований сигнал тисків надходить у блок обчислень, де у блоці 3, в залежності від коефіцієнту терму  $\mu(A)$ , формується рішення про аварійність ділянки трубопроводу. Тобто, якщо відхилення будь якого з тисків і витрати КП має терм „середній”, то рівень аварійності буде „середній”. Або, при роботі двох датчиків тиску, якщо відхилення тисків КП мають терми „середній”, то рівень аварійності буде „середній”. Блок 4 призначений для фіксування часу початку процесу витоку чи несанкціонованого відбору, а також для формування часу затримки  $\Delta t$ , який необхідний для виходу нафтопроводу на стаціонарний режим (тобто коли відбувається процес опресування або розпресування трубопроводу, або проходження очисного пристрою визначення рівня аварійності не відбувається). Цей сигнал формується при надходженні від підсистеми контролю за роботою АСК нижнього рівня, яка встановлена на НПС (НПС на всмоктуванні і нагнітанні трубопроводу). У блоці 5 визначається напрямок до місця витікання – до КП або після КП. Блок 6 дефазифікує оброблені дані про рівень аварійності і подає їх на табло індикації приладу 9. Блок 7 дефазифікує оброблені дані про рівень аварійності і подає їх у дискретній формі (включено, відключено). Блок 8 дефазифікує оброблені дані про рівень аварійності, час початку і місце процесу витікання та подає їх на вищий рівень АСУ ТП через модем 10.

### **3.3. Аналіз впливу зміни структури і параметрів елементів нафтотранспортної системи на її вихідні характеристики**

Розглянемо один із можливих варіантів застосування розробленої системи на водному переході. На рисунку 3.6 зображена принципова схема захисту водного переходу від витоку нафти.



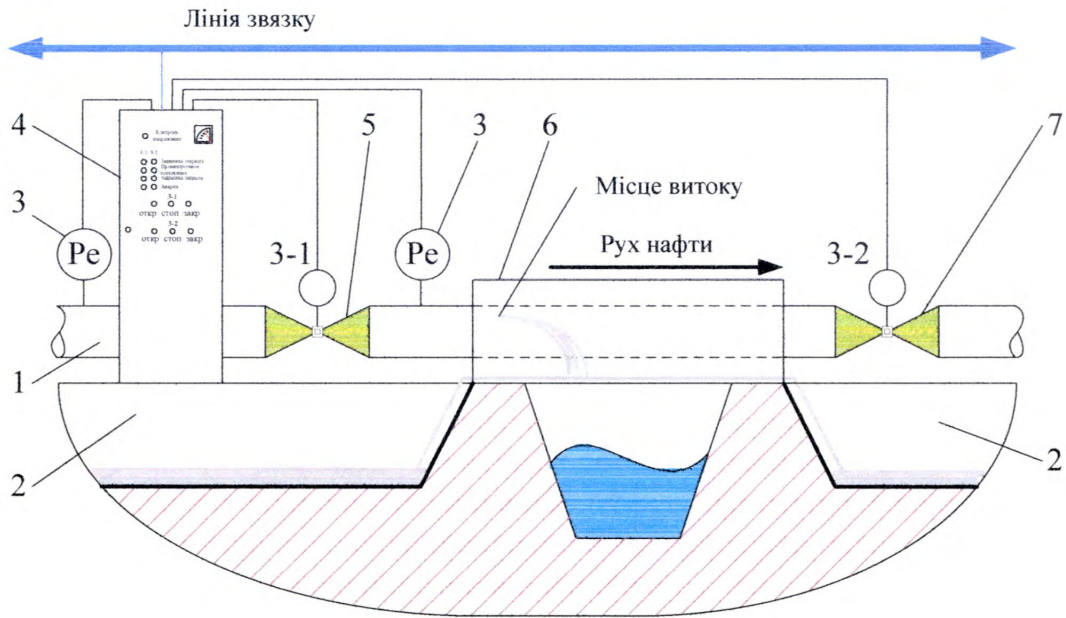


Рис. 3.6. Принципова схема захисту водного переходу від витоку нафти

- |  |                    |
|--|--------------------|
| 1 – нафтопровід;                                   | 2 – обвалування;   |
| 3 – датчик тиску;                                  | 6 – захисна труба; |
| 4 – контрольний пункт лінійної телемеханіки;       |                    |
| 5, 7 – засувки на вході і виході водного переходу. |                    |

Перед пуском системи автоматичного контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу тиск на виході НПС<sub>1</sub> був рівний 0,63 МПа, а витрата 0 м<sup>3</sup>/год (рис. 3.7).

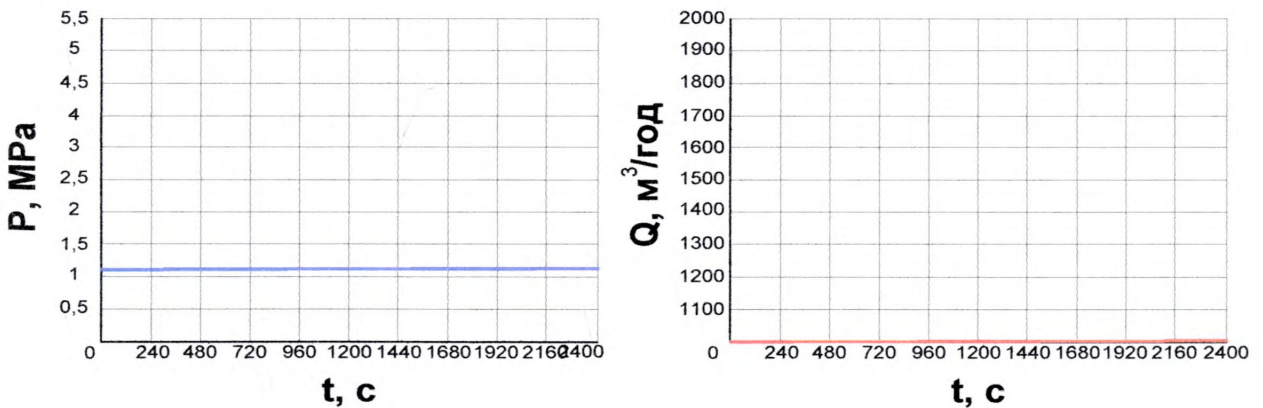


Рис. 3.7. Діаграми тиску і витрати на нагнітанні НПС<sub>1</sub> перед пуском у роботу

Система контролю за витокami і несанкціонованими відборами працює, відбулися всі підготовчі операції, контрольний пункт КП<sub>1</sub> визначає рівень аварійності.

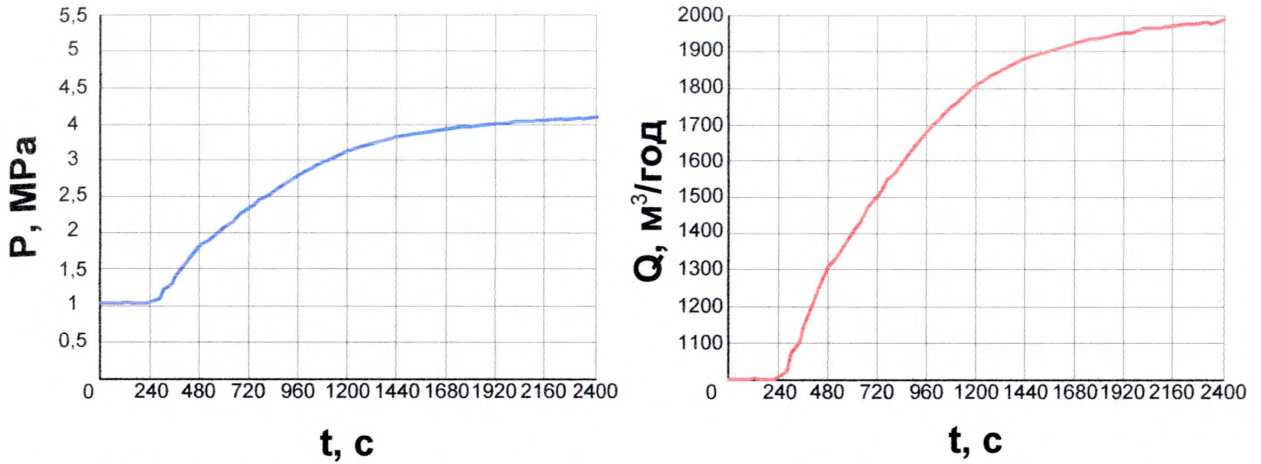


Рис. 3.8. Діаграми тиску і витрати на нагнітанні НПС<sub>1</sub> після пуску МНА у роботу

Відбувається зміна режиму перекачування з режиму простою на режим перекачування, при цьому водиться у роботу магістральний насосний агрегат (МНА). На виході НПС<sub>1</sub> відбувається зростання тиску і витрати (рис. 3.8).

Час початку зростання тиску і витрати на виході НПС<sub>1</sub> фіксується нечітким фаззі-контролером, значення часу заноситься у пам'ять НК<sub>НПС1</sub> і через модеми та лінію зв'язку передається до нечітких фаззі-контролер лінійного КП телемеханіки КП<sub>1</sub>. При цьому НК<sub>КП1</sub> на час  $\Delta t$  припиняє обчислювати рівень аварійності трубопроводу і переходить у режим очікування.

Після закінчення перехідних процесів на НПС<sub>1</sub> нечітким фаззі-контролером визначаються останні зміни тиску і витрати, передаються останні значення часу зміни тиску і НК<sub>НПС1</sub> переходить у режим очікування нової зміни тиску  $P_{НПС1}$ .

Нечіткий фаззі-контролер НК<sub>КП1</sub> приймає через модеми і лінію зв'язку останній час зміни тиску на НПС<sub>1</sub>, відраховує час  $\Delta t$  і по його закінченню визначає і заносить у пам'ять значення тиску  $P_{1(\text{до})}$ ,  $P_{1(\text{після})}$  (рис. 3.9).

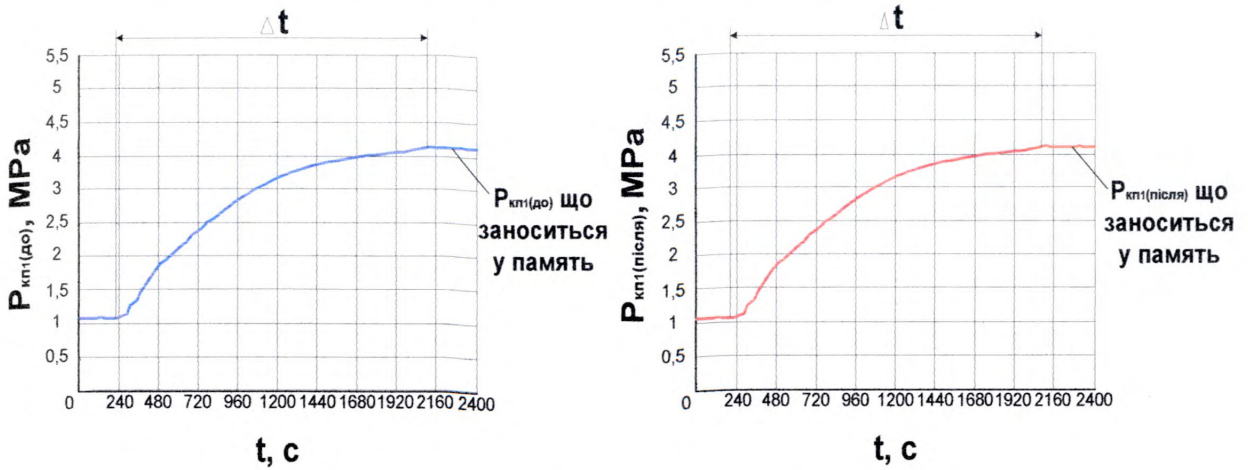


Рис. 3.9. Діаграми тисків до і після лінійного КП<sub>1</sub> на під час опресовування нафтопроводу

Починається процес обчислення аварійності лінійного КП. Цей процес базується на порівнянні занесеного у пам'ять  $P_{\text{вз(до)}}^*$ ,  $P_{\text{вз(після)}}^*$  і значень  $P_{1(\text{до})}$ ,  $P_{1(\text{після})}$  вимірюваних у реальному часі (рис. 3.11). Чим більше відхилення  $\Delta P_1$ ,  $\Delta P_2$ , тим значніший виток нафти з нафтопроводу.

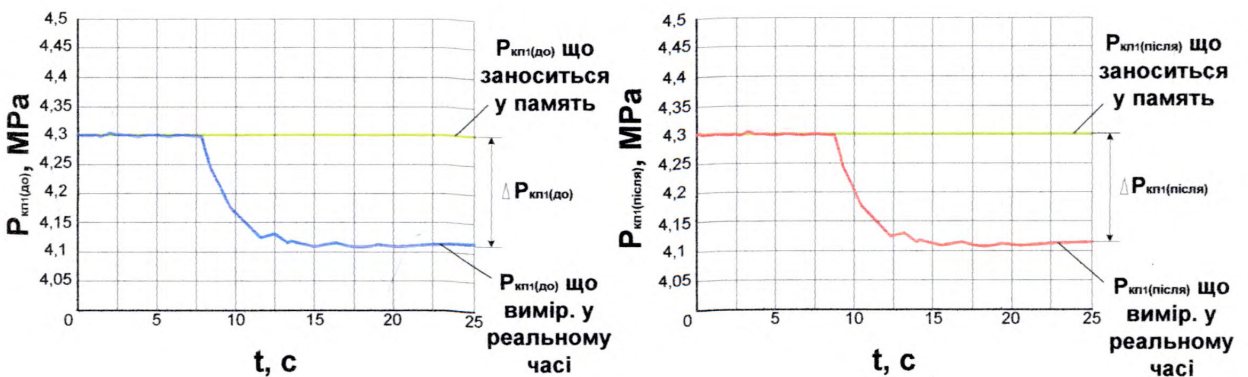


Рис. 3.10. Діаграми тисків до і після лінійного КП<sub>1</sub>, які отримані під час оцінювання відхилення вимірюваних у реальному часі значень тисків від занесених у пам'ять фаззі-контролера

При аварійному витокі нафти з нафтопроводу відбувається падіння тисків по всьому трубопроводі, причому хвиля падіння тисків поширюється зі швидкістю приблизно 1 км/с. Найближчий до місця витікання датчик тиску фіксує падіння тиску і формує у програмному середовищі фаззі-контролера сигнал аварійності трубопроводу, у нашому випадку це КП<sub>1</sub> і датчик тиску „після” КП<sub>1</sub>. При падінні тиску і на іншому датчику тиску „до” КП<sub>1</sub> у програмному середовищі фаззі-контролера КП<sub>1</sub> формується сигнал підтвердження аварійності нафтопроводу і контролер сигналізує рівень аварійності з передачею інформації про час і напрямок (до або після КП) на АСУ ТП вищого рівня. При цьому, в залежності від рівня аварійності, можливе закриття охоронної засувки 3-1 і 3-2 в автоматичному режимі.

В залежності від того, на якому з датчиків тиску „до” або „після” КП вперше зафіксовано падіння тиску, приймається рішення про напрямок до місця витокі нафти з нафтопроводу. У нашому випадку це датчик тиску „після” КП із значенням  $P_{1(\text{після})}=20 \text{ с}$  ( $P_{2(\text{до})}=20,7 \text{ с}$ ).

Кінцеве, точне обчислення місця витікання нафти проводиться на АСУ ТП вищого рівня при наявності інформації про час початку витікання нафти з нафтопроводу, яка отримана з двох лінійних КП „до” і „після” місця витокі.

### **3.4. Методика проведення експериментальних досліджень**

В попередніх розділах було показано, що суто аналітичне рішення цілого ряду завдань даної роботи є достатньо важкою задачею, а отримані результати не завжди задовольняють практичні вимоги. Тому проведення експериментальних досліджень є єдиною можливістю для одержання вірогідних результатів та оцінки адекватності теоретичних досліджень.

Для забезпечення вірогідних результатів експериментальні дослідження проводилися на ділянках нафтопроводу між НПС „Великоцьк” і НПС „Новоайдар”. При цьому на майданчиках пропуску очисного пристрою

цих НПС були взяті дані про тиски на нагнітанні і всмоктуванні нафтопроводу (манометричні колодці рис. 3.12 а і б), а випробовування і імітація несанкціонованого відбору відбувалися на КП телемеханіки 986 км (рис. 3.12 в).

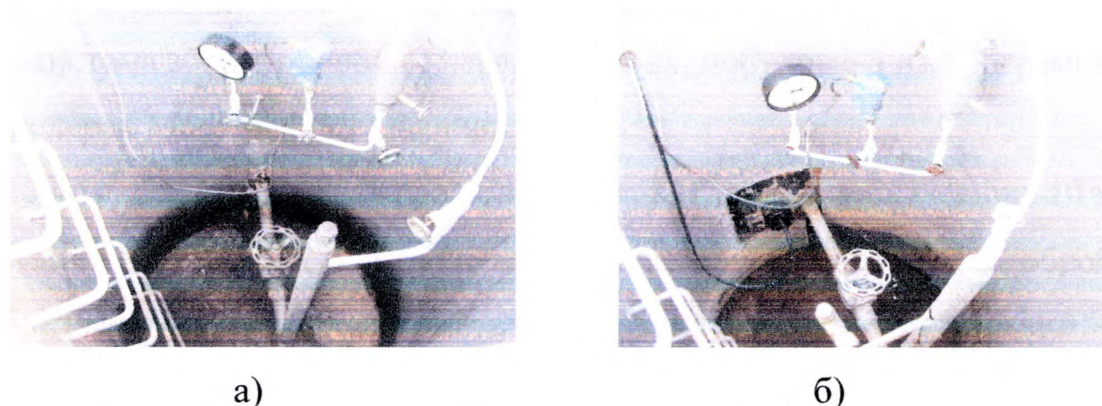


Рис. 3.11. Манометричні колодязі на НПС “Великоцьк” а);  
на НПС “Новоайдар” б)

В процесі експериментів при реальних режимах перекачування імітувались несанкціоновані відбори нафти шляхом зниження тисків на 986 км. При плануванні експериментів та обробці даних використовувались рекомендації [103, 104, 105]. Проводилися 7-кратні вимірювання для того, щоб переконатися в повторюваності отриманих результатів.



Рис. 3.12. Контрольний пункт телемеханіки на 986 кілометрі нафтопроводу

В якості технічних засобів використовувались:

- давачі тиску зі струмовим виходом (4-20 мА) Fisher-Rosemount 3051Т з класом точності 0,25;
- калібратор тиску JOFRA з діапазоном імітації тиску 0 – 10 МПа, і класом точності 0,05 %;
- система збору, обробки і передачі даних, побудована на програмованих контролерах Modicon TSX Quantum;
- лінія зв'язку від давача до контролера КП телемеханіки менше 10 м;
- лінія зв'язку від контролера КП телемеханіки до блоку обробки і відображення інформації автоматизованої системи у диспетчерській – 200 км;
- комп'ютер Р-III, з частотою 600 МГц і операційною системою Windows NT.

Усе обладнання, апаратура, прилади та вимірювальні засоби, що використовувались під час експериментальних досліджень, були атестовані в органах Держстандарту України. Результати досліджень оброблялися методами математичної статистики та теорії імовірності.

Для оцінки і апробації теоретичних розробок, перевірки основних теоретичних положень другого розділу та визначення параметрів контролю відповідно до поставлених задач необхідно було провести експериментальні дослідження, пов'язані з:

- дослідженням гідродинамічних властивостей нафтопроводу при змінних режимах перекачування нафти;
- розробкою структури АСК, яка б визначала час і місце несанкціонованого витікання (відбору) нафти на нафтопроводі безпосередньо на контрольних пунктах телемеханіки з урахуванням змінного режиму перекачування;
- формуванням, в залежності від інтенсивності витікання чи відбору, рівнів аварійності ділянки трубопроводу;

– оцінкою досліджувальних параметрів при витіканні (відборі) через малий отвір.

Методика кожного з перерахованих досліджень та отримані результати містяться в наступних частинах даного розділу.

### **3.5. Аналіз факторів, що впливають на чутливість і працездатність системи автоматизованого контролю за витокami і несанкціонованими відборами нафти з МН**

Чутливість системи, що розробляється, автоматизованого контролю несанкціонованого витікання (відбору) нафти з нафтопроводу залежить, насамперед, від налаштування засобів автоматики на лінійних КП телемеханіки [106]. Головними контрольованими факторами, які впливають на точність отриманих даних, є:

- величина шуму у каналах вимірювання тисків, чи витрати;
- відстань, на якій розташовані давачі тиску до і після КП (для способу „ТИСК-ТИСК”);
- частота опитування давачів тиску (витрати) на КП телемеханіки.

Неконтрольованими факторами, які впливають на точність САК, є:

- величина отвору витікання нафти з нафтопроводу;
- інтенсивність несанкціонованого відбору нафти з трубопроводу;
- інтенсивність зміни тисків при перехідних процесах (дихання нафтопроводу).

Величина шуму у каналах вимірювання тисків АСК за витокami і несанкціонованими відборами впливає на точність визначення початку процесу несанкціонованого витікання чи відбору нафти. Чим більший шум у каналі вимірювання, тим більшу треба робити зону нечутливості системи контролю. Ця зона нечутливості необхідна для того, щоб стрибок тиску чи витрати, який виникає у процесі вимірювання, не був розтлумачений як початок несанкціонованого витікання. На рисунку 3.13 зображено діаграму

тисків з лінійних КП телемеханіки і витрати на НПС до та після місяця витікання, де криві 1 і 2 – зміни витрат при несанкціонованому відборі отримані на НПС до місяця витікання і після відповідно. Криві 3 – діаграми тисків, отримані з лінійних КП телемеханіки.

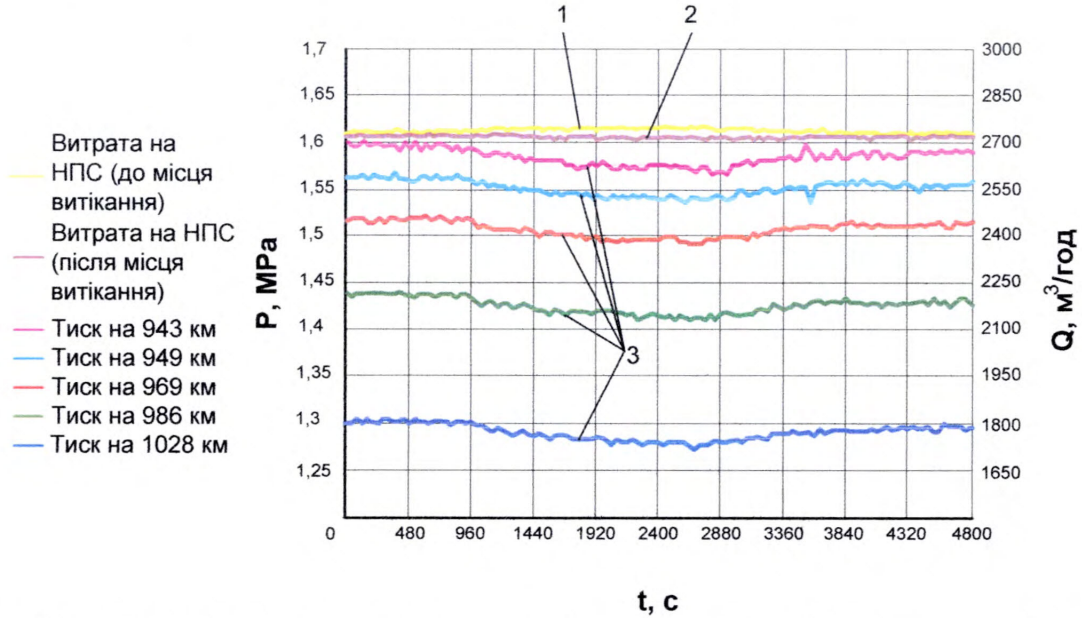


Рис. 3.13. Діаграма тисків лінійних КП телемеханіки і витрати на НПС до і після місяця відбору

Як видно з цього рисунку, криві тисків лінійних КП і витрат на НПС мають змінний характер. Тому необхідний найменший можливий баланс між зрізаними коливаннями шуму і корисним сигналом.

Відстань між давачами тиску на КП телемеханіки (до і після КП) важлива при використанні способу „ТИСК-ТИСК” і має велике значення при визначенні напрямку до місця передбаченого витікання чи несанкціонованого відбору нафти. Якщо враховувати, що швидкість розповсюдження хвилі тисків по трубопроводу рівна приблизно 1 км за секунду, то на КП телемеханіки давачі тиску до і після КП мають бути розташовані на такій мінімальній відстані, на якій буде чітко зафіксовано почергове, а не одночасне падіння тисків.

Як видно з рисунку 3.14, давач тиску, який розташований до КП телемеханіки, першим зафіксував падіння тиску, а через проміжок часу в 1



секунду хвиля падіння тисків надійшла і до 2-го давача тиску, що розташований після КП. Цієї інформації достатньо для того, щоб чітко визначити напрямок до місця витоку. В нашому випадку витікання відбувається перед КП телемеханіки.

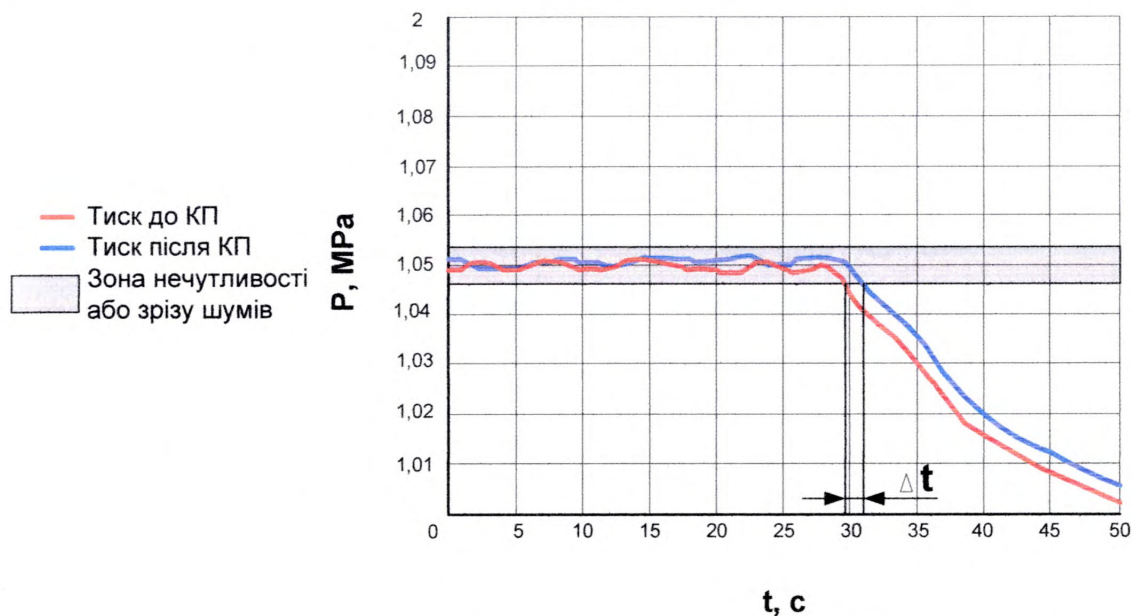


Рис. 3.14. Діаграма тисків до і після лінійного КП телемеханіки при несанкціонованому відборі нафти з МН

### 3.6. Визначення частоти опитування давачів тиску на контрольних пунктах (КП) телемеханіки

Частота опитування давачів тиску і витрати є важливим фактором, від якого залежить точність визначення часу початку і місця витоку або несанкціонованого відбору нафти з нафтопроводу.

Визначення інтервалу часу між двома послідовними відліками  $\Delta t$  при багатократних спостереженнях на одній контрольній точці діапазону вимірювань базується на кореляційному або спектральному аналізі випадкових складових похибки вимірювального каналу і визначається у відповідності з [107]

Розглянемо діаграми тисків (рис. 3.15), отримані в КП при відсутності перекачування.

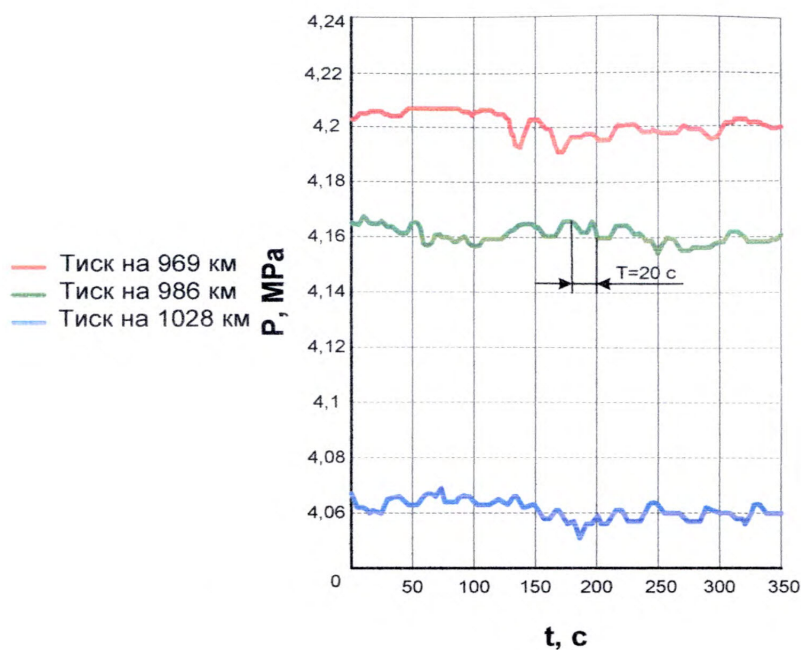


Рис. 3.15. Діаграма тисків, отримані з лінійних КП при відсутності режиму перекачування

Для зображених на рисунку 3.15 діаграм тисків найменше значення часу  $T$  дорівнює 20 секундам.

Розглянемо наступний рисунок 3.16. На ньому зображені криві зміни тиску, що отримані з КП трубопроводу при пуску магістрального насосного агрегату в роботу.

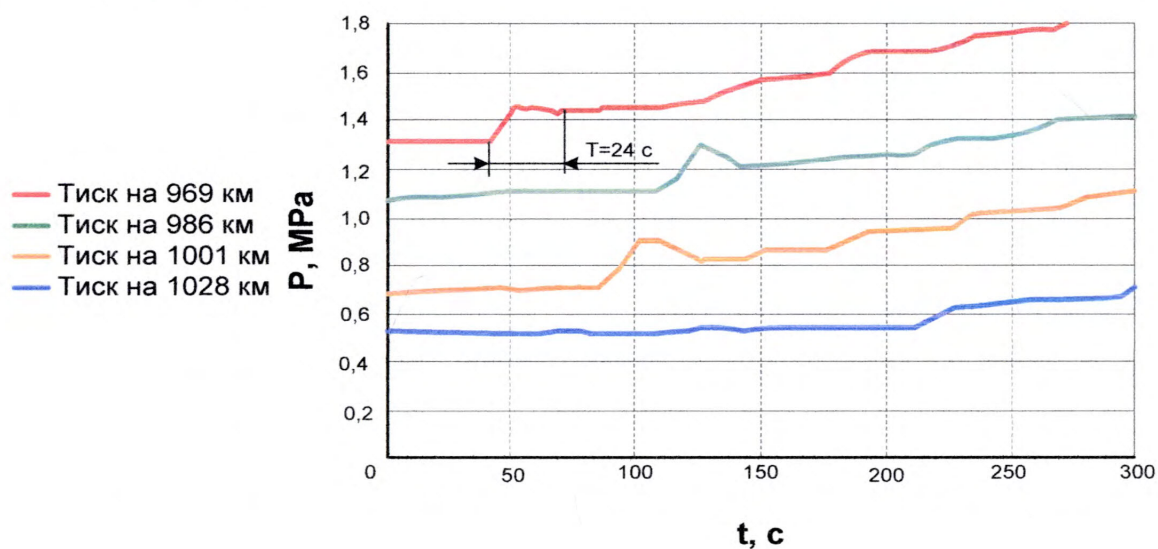


Рис. 3.16. Діаграма тисків, отриманих з КП трубопроводу при пуску магістрального насосного агрегату

З цього рисунку видно, що найменший час перехідного процесу  $T$  рівний 24 секундам.

Якщо припустити, що перехідний процес описується перехідною функцією

$$P(\Delta t) = A \left( 1 - e^{-\frac{\Delta t}{T_n}} \right),$$

де  $A$  – коефіцієнт передачі;

$T_n$  – стала часу,

то інтервал опитування давачів визначається за формулою [108]

$$\Delta t = -T_n \ln(1 - \gamma),$$

або наближено

$$\Delta t \approx \gamma T_n,$$

де  $\gamma$  – відносна похибка.

Враховуючи, що  $T \cong 4 \div 5 T_n$  [37],

$$T_n = 4 \div 5 \text{ с.}$$

Тоді для заданого значення відносної похибки, наприклад,  $\gamma = 1 \%$ , крок опитування давачів повинен дорівнювати

$$\Delta t = 0,01 \cdot (4 \div 5 \text{ с}) = 0,04 \div 0,05 \text{ с.}$$

Проте, треба врахувати, що найбільш сильно на випадкову складову похибки вимірюваного каналу впливають промислові електровипромінювання з частотою  $f = 50$  Гц.

Враховуючи це, визначаємо інтервал часу між зареєстрованими результатами вимірювань, виходячи з теореми В.А. Котельникова. Згідно останньої будь-яку функцію часу зі спектром, обмеженим частотою  $f$ , можна визначити на інтервалі  $\Delta t$  дискретними значеннями в  $2\Delta t$  точках, тобто зниженням величин хоча б в двох точках протягом періоду вищої гармоніки досліджуваної функції часу. Для отримання похибки представлення функції випадкової складової похибки вимірювального каналу не гірше  $\pm 5\%$  беруть

$10\Delta t$  або вважають, що протягом періоду вищої гармоніки досліджуваної функції потрібен відлік 10 точок, тобто:

$$\Delta t = \frac{1}{10f} = 0,002 \text{ с} = 2 \text{ мс.}$$

В створюваній системі частота опитування, яка використовується для виявлення факту несанкціонованого витікання (відбору), значно вища, ніж в існуючій, тому це позитивно вплине на автоматизовану систему контролю. Так, в існуючий АСК опитування датчиків тиску на лінійних КП телемеханіки і витрати по НПС відбувається з інтервалом часу 10 – 15 секунд, а у створюваній цей показник доведений до величини меншій за 2 мс.

Працездатність автоматизованої системи контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу залежить від АСК середнього рівня, а саме, від автоматизованої системи контролю, яка задає режими роботи для АСК нижнього рівня (автоматики лінійних КП телемеханіки).

При роботі АСК можливі такі ситуації, які можуть вплинути на роботу системи:

- короткочасне зникнення напруги живлення на АСК середнього рівня;
- короткочасне зникнення напруги живлення на АСК нижнього рівня;
- короткочасне зникнення зв'язку з АСК середнього рівня;
- короткочасне зникнення зв'язку з АСК нижнього рівня;
- відмова одного з двох датчиків на АСК нижнього рівня;
- хибний скачок тиску на одному з датчиків АСК нижнього рівня.

При короткочасному зникненні напруги живлення на АСК середнього рівня система автоматизованого контролю перестав визначати час і місце виникнення несанкціонованих витікань до появи напруги живлення. АСК нижнього рівня перестають визначати рівень аварійності на КП телемеханіки. Після відновлення живлення на АСК середнього рівня АСК

через проміжок часу, який залежить від довжини трубопроводу (не більше 5 хвилин), відновлює свою роботу.

При короткочасному зникненні напруги живлення на АСК нижнього рівня система автоматизованого контролю перестає визначати час і напрямок до місця виникнення несанкціонованих відборів на тому КП телемеханіки, де немає напруги до її відновлення. При цьому сусідні працюючі КП зберігають здатність виявлення часу і напрямку до місця витoku або відбору. АСК середнього рівня без урахування непрацюючого КП зберігає можливість точного визначення місця несанкціонованого витікання. При відновленні живлення на АСК нижнього рівня АСК КП телемеханіки буде готова до визначення рівня аварійності через проміжок часу, який залежить від довжини трубопроводу (не більше 5 хвилин).

Короткочасні зникнення (менше 5 сек) зв'язку на АСК середнього рівня з АСК нижнього рівня не приводять до втрати працездатності системи, оскільки в програмному середовищі використовуються часові керуючі координати, а використання і обробка даних відбувається на самих АСК середнього і нижнього рівня.

При короткочасному зникненні зв'язку (менше 5 сек) на АСК нижнього рівня АСК за витками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу продовжує свою роботу. КП телемеханіки, на якому відбувається короткочасне зникнення, продовжує визначати рівень аварійності. Оскільки в обміні даними з АСК середнього рівня використовуються часові координати, то після відновлення зв'язку система продовжує своє звичайне функціонування.

При відмові одного з двох датчиків вимірювання параметрів АСУ КП телемеханіки припинить визначати рівень аварійності і буде працювати в режимі контролю працюючого датчика.

Короткочасний хибний стрибок одного із показників тиску (витрати) на КП телемеханіки не призведе до хибної видачі аварійності КП, оскільки

для прийняття рішення про аварійність необхідний сигнал підтвердження з іншого давача.

### Висновки з розділу 3

1. Сформульовано задачі і розглянуті можливі варіанти системи автоматичного контролю несанкціонованих витікань нафти з магістрального нафтопроводу з урахуванням ієрархії АСК лінійної частини НП, що дало можливість створити структуру системи контролю способом „ТИСК-ТИСК”;

2. Розроблено структуру системи автоматизованого контролю для раннього визначення часу і місця несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу, яка реалізує метод „ТИСК-ТИСК” і дозволяє виявляти витікання і несанкціоновані відбори нафти з трубопроводів діаметром 700-1200 мм.

3. Здійснено аналіз впливу зміни структури і параметрів елементів нафтотранспортної системи на її вихідні характеристики, що дозволило розробити принципову схему захисту водного переходу від витікань несанкціонованих відборів і дослідити зміни тисків до і після лінійних КП телемеханіки після пуску МНА в роботу під час опресовування нафтопроводу, та час оцінювання відхилень вимірюваних значень тисків від записаних у пам'ять контролера.

4. Розроблено методику проведення експериментальних досліджень і вибрані засоби вимірювання, які забезпечили високу вірогідність результатів, отриманих при дослідженнях на ділянках нафтопроводу НПС „Великицьк” і НПС „Новоайдар” імітацією несанкціонованого витікання нафти біля КП телемеханіки, що знаходиться на 986 кілометрі нафтопроводу „Самара-Лисичанськ”.

5. Проведено аналіз факторів, які впливають на чутливість і працездатність системи автоматичного контролю за витіканнями несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу, що дало можливість

розробити пропозиції по визначенню відстані, на якій треба розташовувати давачі тиску до і після КП.

6. Визначено інтервал часу (2 мс) між двома послідовними відліками тиску в системі контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу, що сприятиме підвищенню точності визначення місця виникнення і часу початку витоків і несанкціонованих відборів нафти з МН.

## РОЗДІЛ 4

### ПОХИБКИ ВИМІРЮВАЛЬНОГО КАНАЛУ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЗА ВИТОКАМИ І НЕСАНКЦІОНОВАНИМИ ВІДБОРАМИ НАФТИ З МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ

Підвищення якості автоматизованої системи контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводів тісно пов'язане з високими вимогами до вимірювання основних технологічних параметрів, а саме тиску. Найважливішою умовою ефективної роботи АСК за витоками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводів є підтримка стабільності метрологічних характеристик вимірювальної системи тиску на НПС і КП телемеханіки. Очевидно, що порушення цієї вимоги АСК може привести до неточностей у системі контролю [110, 111]. Це визначає необхідність використання приладів контролю тиску з підвищеними критеріями точності і якості вимірювання, а саме Fisher-Rosemount 3051P з похибкою вимірювання  $\pm 0,14\%$ .

Вимоги до стабільності метрологічних характеристик (МХ) зростають особливо стрімко, коли йде мова про питання захисту навколишнього середовища і збереження кількості транспортованої нафти. Для забезпечення цих вимог необхідний якісний підхід до проведення метрологічної повірки засобів вимірювання з використанням нового обладнання.

Аналіз стану метрологічного забезпечення автоматизованої системи контролю несанкціонованих відборів (витоків) нафти з нафтопроводу дозволив визначити дві головні задачі метрологічного забезпечення АСК:

- забезпечення виконання алгоритму контролю несанкціонованих витікань (відборів) нафти з нафтопроводу за рахунок досягнення необхідної точності вимірювань тиску в нафтопроводі відповідними підсистемами



контролю тиску. Для засобів вимірювальної техніки ця задача вирішується шляхом їх періодичної повірки, калібровки та градування;

- забезпечення метрологічної надійності вимірювальних каналів та вірогідності вимірювальної інформації, що необхідно для прийняття рішень, які забезпечують раціональне керування процесами експлуатації АСК за витокami і несанкціонованими відборами нафти [112].

#### 4.1. Структура вимірювального каналу автоматизованої системи контролю (АСК) тиску в МН

Структура ВК АСК тиску в нафтопроводі, яка враховує функціональні і конструктивні особливості використаних компонентів, наведена на рисунку 4.1. Вхідний сигнал первинного вимірювального перетворювача тиску (ПВП) послідовно проходить через лінію зв'язку (ЛЗ), блок навантажень (БН), комутатор сигналів (КС), аналого-цифровий перетворювач (АЦП), процесор (ПР) і пульт оператора (ПО) [113].

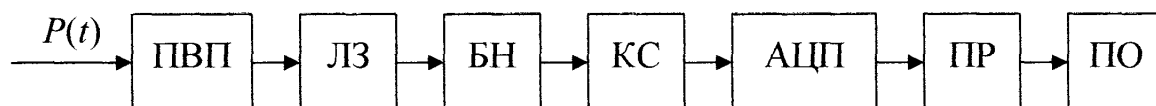


Рис. 4.1. Структура вимірювального каналу АСК тиску в нафтопроводі

Первинним вимірювальним перетворювачем тиску є давач тиску Fisher-Rosemount моделі 3051P. На рисунку 4.2 показана схема обробки даних давачем моделі 3051P. Обробка вхідної інформації включає чотири основні процедури:

- вимірювання тиску  $P(t)$ , результати якого призводять до зміни вихідного сигналу сенсора (Сигнал сенсора);

- перетворення сигналу сенсора у цифровий сигнал, який може бути сприйнятий мікропроцесором (аналого-цифрове перетворення сигналу);
- корекція сигналу у мікропроцесорі, що проводиться для отримання цифрового представлення вхідного сигналу (цифрова змінна процесу);
- перетворення цифрового сигналу у аналоговий сигнал (цифро-аналогове перетворення сигналу).

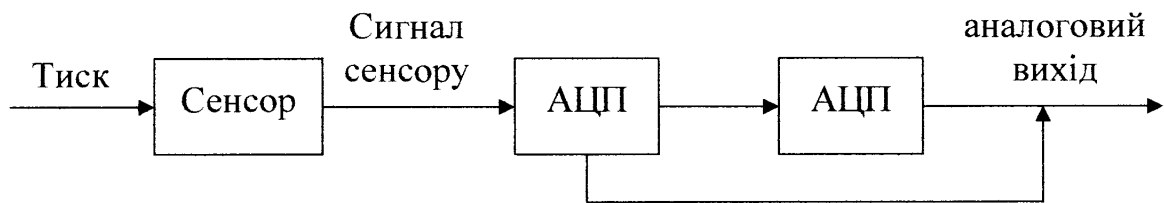


Рис. 4.2. Схема обробки даних давачем тиску Fisher-Rosemount моделі 3051P

Аналоговий сигнал поступає у лінію зв'язку ЛЗ.

Проте, між точками простору параметрів  $P$  і простору спостережень (вимірювань)  $U_c$  нема однозначної відповідності, тобто ці простори суттєво відрізняються. Цей випадок відповідає визначенню подій в умовах невизначеності.

На рисунку 4.3 наведена схема спостережень за тиском  $P$  в нафтопроводі в умовах перешкоди  $\xi_i$  похибки давача  $\Delta P$ .

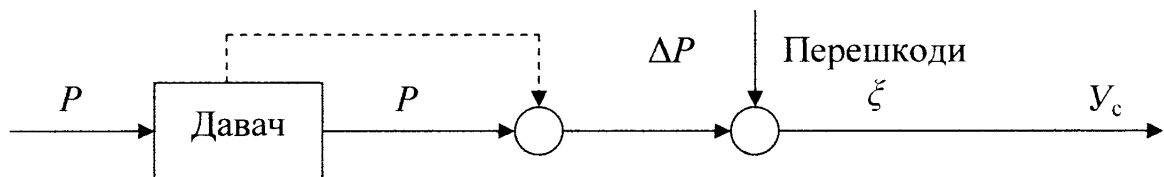


Рис. 4.3. Схема вимірювання в умовах перешкод  $\xi$  і похибки  $\Delta P$  давача тиску

Отже, існує похибка вимірювання величини  $P$ , джерелами якої є перешкоди  $\xi$  і похибка давача  $\Delta P$ , яка визначається його метрологічними

характеристиками. Перешкоди  $\zeta$  об'єднують шуми аналогової частини вимірювального каналу, шуми комутуючих елементів зарядної ємності АЦП, а також похибки, що виникають під час квантування і дискретизації безперервного аналогового сигналу.

Метрологічні характеристики давача тиску моделі 3051Р наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1.

Метрологічні характеристики давача тиску Fisher-Rosemount моделі 3051Р

№ п.п	Найменування	Величина параметра
1.	Точність	$\pm 0,05\%$ від шкали
2.	Вплив навколишньої температури (при зміні температури на $28\text{ }^{\circ}\text{C}$ )	$\pm(0,006\% \text{ ВМД} + 0,03\% \text{ шкали})$
3.	Вплив статичного тиску: Помилка нуля (може бути усунена при калібруванні лінії)	$\pm 0,04\%$ від ВМД/6,9 МПа
	Помилка шкали	$\pm 0,10\%$ від ВМД/6,9 МПа
4.	Стабільність	$\pm 0,25\%$ ВМД за 5 років при зміні температури $\pm 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ тиску в лінії до 6,9 МПа
5.	Вплив монтажного положення	Зміщення нуля до 0,31 кПа, яке можна усунути при калібрувці. На шкалу не впливає.
6.	Сумарна точність	$\pm 0,14\%$ ВМД при зміні температури $\pm 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ тиску в лінії до 6,9 МПа

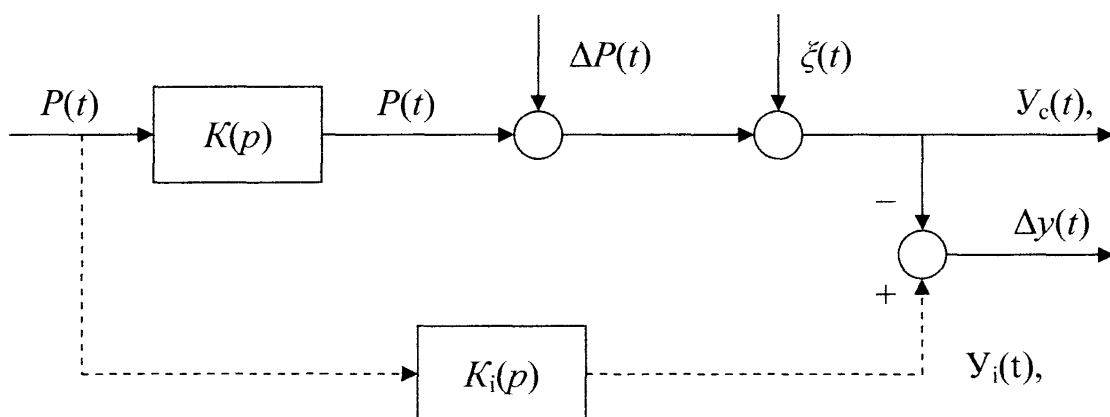


Рис. 4.4. Схема визначення похибки контролю

$K(p)$  – функція передачі ідеального вимірювального каналу тиску,

$K_i(p)$  – функція передачі реального вимірювального каналу тиску.

Оскільки давач тиску має сумарну похибку лише  $\pm 0,14\%$  при зміні температури в межах  $\pm 50\text{ }^\circ\text{C}$  і тиску в нафтопроводі менше 6,9 МПа, то основними джерелами інструментальної похибки  $\Delta y(t) = Y_c(t) - Y_i(t)$  є всі інші елементи реального вимірювального каналу.

Для визначення похибок ВК АСК тиску, зумовлених відхиленням реальної функції перетворення від номінальної, було обрано метод тестових сигналів, за якими на вхід ВК АСК тиску разом з вимірювальною величиною  $P$  подається один або декілька тестових сигналів, пов'язаних з тиском  $P$  відомою функціональною залежністю [114, 115, 116]. На рисунку 4.4 наведена блок-схема контролю параметрів ВК АСК з використанням адитивного сигналу

$$A1 = P + Q,$$

де  $Q$  – незмінна величина, яка не залежить від  $P$  і отримується блоком адитивних тестів (БА),

та мультиплікативного тестового сигналу

$$A2 = P(\kappa + 1),$$

де  $\kappa$  – незалежний від  $P$  коефіцієнт перетворення, який формується блоком мультиплікативних тестів (БМ).

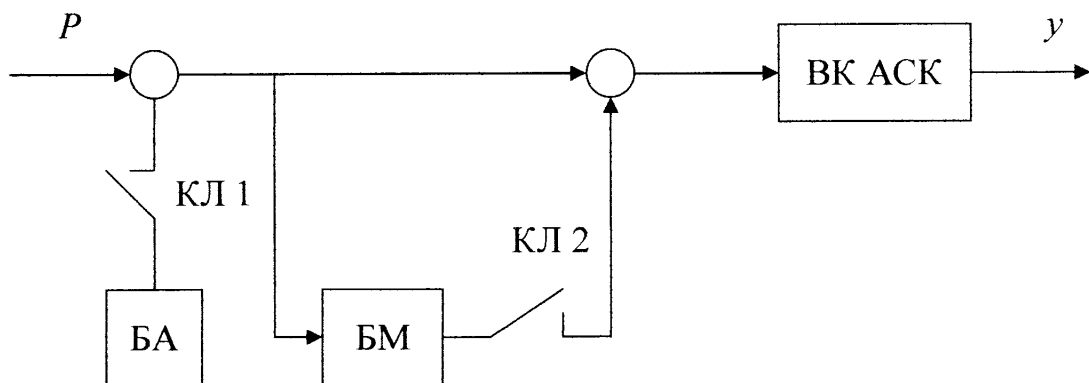


Рис. 4.5. Блок-схема контролю ВК АСК з використанням адитивного і мультиплікативного тестового сигналів

Під час проведення контролю в статичному режимі різні сполучення станів ключів КЛ 1 та КЛ 2 дозволяють отримати систему лінійних рівнянь, за умови, якщо функція перетворення ВК АСК описується лінійним рівнянням такого виду:

$$y = aP + \epsilon, \quad (4.1)$$

а саме

$$\begin{aligned} y_0 &= aP + \epsilon, \\ y_1 &= \epsilon + aP + aQ, \\ y_2 &= \epsilon + aKP + aP. \end{aligned} \quad (4.2)$$

Тут  $a, \epsilon$  – константи;

$y$  – дійсне значення координати;

$P$  – виміряне значення.

Розв'язуючи цю систему рівнянь відносно  $P$ , отримаємо

$$P = \frac{Q(y_2 - y_0)}{K(y_1 - y_0)}. \quad (4.3)$$

Отримані під час контролю результати вимірювань використовуються для визначення значень коефіцієнтів функції перетворення

$$\begin{aligned} \epsilon &= y_0 - \frac{y_2 - y_0}{K}, \\ a &= \frac{y_1 - y_0}{Q}. \end{aligned} \quad (4.4)$$

Отримані коефіцієнти  $a, \epsilon$  передаються до АСК тиску для визначення вхідних сигналів ВК за результатами вимірювань під час проведення вимірювань:

$$P = \frac{y - \epsilon}{a}. \quad (4.5)$$

Загальна кількість тестових сигналів, які використовуються під час контролю, залежить від вигляду апроксимуючого поліному функції перетворення ВК АСК тиску. Таким чином, контроль з використанням тестових сигналів дозволяє визначити реальні метрологічні характеристики ВК АСК тиску.

Отже, реалізовано відомий метод зразкового вимірювання, оскільки контроль похибок цифрової частини ВК АСК тиску здійснюється шляхом одиночного вимірювання сигналу  $y(t)$  робочим і зразковим АЦП.

У зв'язку з тим, що давач тиску Fisher-Rosemount моделі 3051P має відносно маленьку похибку, маємо враховувати похибку, заокруглення ЕОМ [117].

Позначимо через  $\tilde{y}$  значення, обчислене на ЕОМ [118]

$$\tilde{y} = a(1 + \xi)(1 + \eta)P + v(1 + \eta) = (aP + v) + \Delta,$$

де похибка

$$\Delta = \tilde{y} - y = aP\xi + aP\eta + v\eta = aP\xi + \eta y. \quad (4.6)$$

тут  $\xi, \eta$  – похибки виконання елементарних операцій, які є випадковими величинами з нульовим середнім і дисперсією

$$\sigma_{\xi}^2 = \sigma_{\eta}^2 = 0,23 \cdot 2^{-2t}, \quad (4.7)$$

де  $t$  – розрядність для мантиси.

Враховуючи некорельованість шуму заокруглення, отримуємо вираз для дисперсії похибки

$$\sigma_{\Delta}^2 = a^2 \sigma_{\xi}^2 (\sigma_p^2 + \bar{P}^2) + \sigma_{\eta}^2 (\sigma_y^2 + \bar{y}^2), \quad (4.8)$$

де  $\bar{P}, \bar{y}$  – середні значення відповідних величин.

Оскільки

$$\sigma_y^2 = a^2 \sigma_p^2,$$

$$\bar{y} = a\bar{P} + v,$$

то, використовуючи рівняння (4.7), отримаємо

$$\sigma_{\Delta}^2 = 0,23 \cdot 2^{-2t} \sigma_y^2 \left[ \left(1 + \frac{\bar{P}^2}{\sigma_p^2}\right) + \left(1 + \frac{\bar{y}^2}{\sigma_y^2}\right) \right], \quad (4.9)$$

або відношення функції похибки до функції сигналу, що дорівнює:

$$\frac{\sigma_{\Delta}^2}{\sigma_y^2} = 0,23 \cdot 2^{-2t} \left[ 2 + \frac{\bar{P}^2}{\sigma_p^2} + \frac{(a\bar{P} + v)^2}{a^2 \sigma_p^2} \right]. \quad (4.10)$$

З рівняння (4.10) бачимо, що шум заокруглення несуттєвий і істотно менше похибки, зумовленої неточністю вихідних даних, і визначається похибкою приладів і перетворювачів і коливається в межах  $1 \div 3$  %.

Для визначення реакції аналогової частини ВК АСК тиску використали динамічний режим проведення тестового контролю [119, 120, 121]. Аналогова частина ВК АСК тиску моделювалась аперіодичною ланкою першого порядку з функцією передачі

$$W(p) = \frac{K}{Tp+1}, \quad (4.11)$$

де  $K$  – номінальний статичний коефіцієнт передачі,  
 $T$  – стала часу.

За модель вхідного сигналу обрали модель лінійного змінного сигналу:

$$P(t) = \tau t + c, \quad (4.12)$$

де  $\tau$  – швидкість зміни вхідного сигналу,  
 $c$  – початкове значення вхідного сигналу при  $t = 0$ .

Вхідний сигнал аналогової частини ВК АСК тиску при контролі з використанням тестових сигналів у динамічному режимі представимо у наступному вигляді: рисунок 4.6, запропонований в роботі [122].

Вихідні сигнал аналогової частини ВК АСК тиску при контролі з використанням тестових сигналів у динамічному режимі (рис. 4.5) може бути описаний наступними рівняннями [122]:

$$P1(t) = \begin{cases} P(t), & t_0 < t \leq t_1 \\ P(t) + Q, & t_1 < t \leq t_2 \\ P(t)(K+1), & t_2 < t \leq t_3 \end{cases} \quad (4.13)$$

де  $P(t)$  – одинична ступінчата функція.

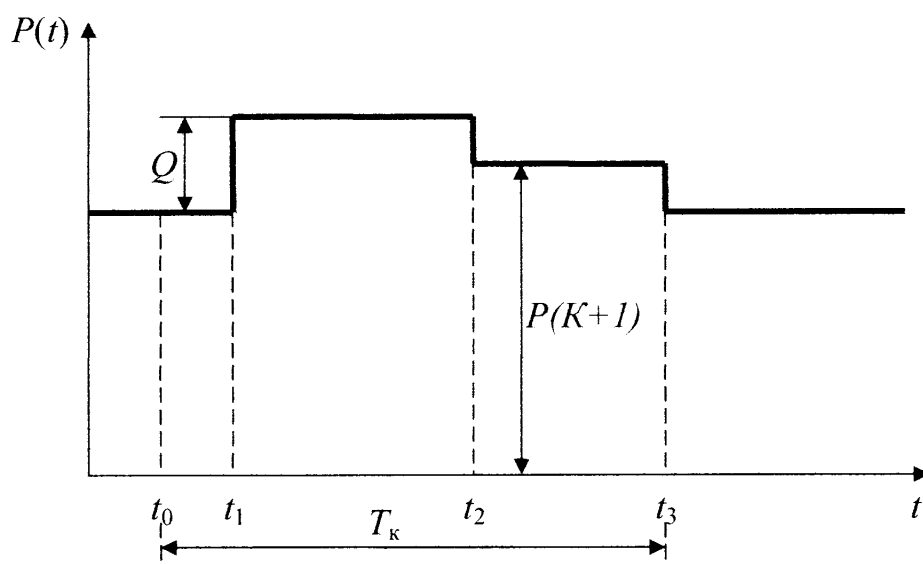


Рис. 4.6. Вхідний сигнал аналогової частини ВК АСК тиску, при використанні тестових сигналів у динамічному режимі

Зображення за Лапласом вхідного сигналу  $P(t)$  у операторному вигляді представимо так [122]:

$$Pl(p) = \frac{\tau}{p^2} + \frac{c}{p} + \frac{Q}{p}(1 - e^{-p(t_2-t_1)})e^{-pt_1} + K\left(\frac{\tau}{p^2} + \frac{c}{p}\right)(1 - e^{-p(t_3-t_2)})e^{-pt_2} \quad (4.14)$$

Зображення за Лапласом вихідного сигналу  $y(t)$  визначаємо як добуток зображення за Лапласом вхідного сигналу на функцію передачі  $W(p)$ :

$$y(p) = W(p) Pl(p) = \frac{K_H}{Tp+1} \cdot Pl(p),$$

або

$$y(p) = \frac{K_H}{Tp+1} \left[ \frac{\tau}{p^2} + \frac{c}{p} + \frac{Q}{p}(1 - e^{-p(t_2-t_1)})e^{-pt_1} + K\left(\frac{\tau}{p^2} + \frac{c}{p}\right)(1 - e^{-p(t_3-t_2)})e^{-pt_2} \right] \quad (4.15)$$

Оригінал функції (4.15)  $y(t)$  дав можливість визначити середні значення вихідних сигналів  $\bar{y}_0$ ,  $\bar{y}_1$ ,  $\bar{y}_2$  на усіх інтервалах контролю при



проведені багаторазового вимірювання за умови, що усі інтервали контролю  $T_k$  рівні поміж собою і на кожному інтервалі вміщуються  $n = \frac{T_k}{T_1}$  відліків.

На кожному інтервалі контролю в запису середніх значень виділені три складові:

- дійсне значення вимірюваної величини;
- динамічна складова похибки, яка визначається динамічними властивостями аналогової частини ВК АСК тиску і швидкістю зміни вхідного сигналу  $P(t)$  під час проведення процедури контролю;
- статична складова похибки, яка зумовлена точністю АЦП, що використовується під час контролю.

Згідно рівнянь

$$a_1 = y_0 - \frac{y_2 - y_0}{K}; \quad a_2 = \frac{y_1 - y_0}{Q}$$

маємо визначити результати непрямих вимірювань  $a_1$  і  $a_2$

$$a_1 = \overline{y_0} - (\overline{y_2} - \overline{y_0})K^{-1},$$

$$a_2 = \overline{y_1}Q^{-1} - \overline{y_0}Q^{-1}.$$

На точність визначення коефіцієнтів  $a_1$  і  $a_2$  функції перетворення суттєво впливають похибки, що виникають при проведенні процедури контролю. За умови введення поправок на динамічну та статичну складові похибки можливо підвищити точності визначення коефіцієнтів  $a_1$  і  $a_2$  функції перетворення.

Похибка визначення  $a_1$  формується за рахунок статичної складової, яка виникає на першому інтервалі контролю, і динамічної складової похибки вимірювання під час подачі на вхід аналогової частини ВК АСК мультиплікативного тестового сигналу [122]:

$$\Delta a_1 = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n (\Delta_{KB}) - \frac{K_H T_1 [e^{-\frac{T_k}{T_1}} - e^{-\frac{2T_k}{T_1}}]}{K T_k (e^{\frac{T_1}{T_1}} - 1)} [Q + (Kb - Q)e^{\frac{T_k}{T_1}}]. \quad (4.16)$$

Бачимо, що абсолютна похибка визначення  $a_1$  залежить як від статичної, так і від динамічної складової похибки. Динамічна складова

визначається, в основному, різницею амплітуд мультиплікативного і адитивного тестових сигналів ( $Kb-Q$ ) та співвідношенням часу інтервалу контролю  $T_k$  до сталої часу  $T$ . Отже, введення поправок на динамічну складову похибки дозволяє зменшити похибку визначення коефіцієнта  $a_1$ .

Похибка  $\Delta a_2$  визначення параметра  $a_2$  визначається лише динамічною складовою похибки вимірювання на другому інтервалі контролю. Її можна представити у такому вигляді [122]:

$$\Delta a_2 = \frac{K_H T_1 (e^{\frac{T_k}{T}} - 1)}{T k (e^{\frac{T}{T_1}} - 1)}. \quad (4.17)$$

Аналіз формули (4.17) довів, що динамічна складовою похибки визначення параметру  $a_2$  залежить від сталої часу  $T$  аналогової частини ВК АСК тиску, кроку дискретизації  $T_1$ , та довжини інтервалів контролю  $T$ . Зменшення відносної похибки визначення  $a_2$  апаратними засобами можна здійснити шляхом збільшення часу контролю  $T_k$ . Для реалізації методу підвищення точності визначення  $a_2$  програмним способом шляхом введення поправки треба знати ще сталу часу  $T$  та передавальний коефіцієнт  $K_H$ . Сталу часу треба визначати на початку процедури контролю статичних характеристик ВК АСК тиску.

## 4.2 Аналіз похибок вимірювального каналу АСК тиску в МН

Похибки вимірювального каналу АСК тиску в нафтопроводі можуть бути наслідком впливу похибок засобів вимірювання, а також заокруглення при реалізації обчислень на ЕОМ. Об'єкти нафтопровідного транспорту, як правило, добре оснащені вимірювальними приладами. При обробці інформації, яка надходить від засобів вимірювання, звичайно вважають [118], що похибки вимірювань мають характер випадкових неконтрольованих між собою величини з нульовим математичним сподіванням, кінцевим значенням дисперсії і припускають, що похибки вимірювань описуються нормальним розподілом.

ЕОМ, що використовують у вимірювальному каналі АСК тиску, теж мають певну похибку розрахунків і заокруглення [123, 124]. Тому треба враховувати і ці похибки при чисельній реалізації розроблених алгоритмів контролю місця та часу несанкціонованих витікань і відборів нафти з магістрального нафтопроводу [125].

Визначимо статичні характеристики похибок вимірювального каналу АСК тиску в нафтопроводі. Для цього врахуємо, що під час промислової експлуатації АСК необхідно визначати лише ті характеристики, які відображають метрологічні властивості каналу контролю незалежно від умов його застосування.

У відповідності з ГОСТ 8.009-72 [126] для засобів вимірювань передбачено нормування функцій розподілу, автокореляційної функції, середньоквадратичного відхилення вихідних сигналів від середнього значення результатів вимірювань.

В процесі експерименту проводили послідовні вимірювання тиску в магістральному нафтопроводі. Результати вимірювань можна передавати у вигляді послідовних відліків, розділених рівними проміжками часу  $\Delta t = 2$  мс. Математичною моделлю цієї послідовності є випадковий процес  $P(t)$  з дискретним часом. Для зручності позначень у подальшому будемо вважати одиницею вимірювання часу  $\Delta t$ , при цьому аргумент  $t$  приймає цілочисельні значення.

Процес  $P(t)$  можна розкласти на дві складові [127]

$$P(t) = m(t) + y(t), \quad (4.18)$$

де  $m(t)$  – детермінована функція, що містить систематичну похибку вимірювання;

$y(t)$  – стаціонарний ергодичний центрований процес, який відповідає випадковій похибці вимірювання, що, в свою чергу, розкладається на суму некорельованої і низькочастотної випадкових складових.

Детермінована складова  $m(t)$ , або тренд [128], по суті, є залежним від часу математичним сподіванням процесу  $P(t)$ .

Припустимо, що процес  $y(t)$  є стаціонарним у широкому сенсі [129], тобто виконуються такі умови:

1. математичне сподівання процесу  $y(t)$  не залежить від  $t$ ,

$$M[y(t)] = m(t) = \text{const}; \quad (4.19)$$

2. автокореляційна функція процесу  $y(t)$   $R(t_1, t_2) = M[y(t_1) - m_y][y(t_2) - m_y]$  залежить тільки від різниці аргументів

$$R(t_1, t_2) = R(t_1 - t_2) = R(\kappa). \quad (4.20)$$

Вважатимемо, що для процесу  $y(t)$  виконуються умови ергодичності (точніше, ергодичності за математичним сподіванням і автокореляційній функції), тобто середні значення  $y(t)$  та  $[y(t) \cdot y(t+\kappa)]$ , взяті з однієї реалізації, співпадають з середніми, взятими з множини реалізацій.

У формулі (4.20) при  $\kappa=0$  автокореляційна функція дорівнює дисперсії процесу  $R(0) = M[x(t) - m_x]^2 = D[(t)] = D_x$ .

Для зручності будемо розглядати нормовану автокореляційну функцію

$$\rho(\kappa) = \frac{R(\kappa)}{R(0)}.$$

При цьому  $\rho(0) = 1$  і  $-1 \leq \rho(\kappa) \leq 1$ .

Чим швидше спадає автокореляційна функція, тим точніше оцінюється за експериментальними даними математичне сподівання і автокореляційна функція. Будемо також характеризувати швидкість затухання автокореляційної функції інтервалом кореляції  $\tau_{\text{кор}}$ , тобто таким зсувом часу між значеннями  $P(t)$  і  $P(t+\kappa)$ , починаючи з якого можна практично вважати ці випадкові величини некорельованими.

Для дослідження метрологічних характеристик було проведено експеримент на ділянці нафтопроводу „Самара-Лисичанськ” між НПС „Великицьк” і НПС „Новоайдар” в районі 986 км з використанням розробленого вимірювального каналу АСК за витокami і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу.

ВК АСК під час проведення експерименту працював неперервно.

Умови проведення експерименту буди наступними:

1. температура оточуючого середовища, °С – 20 ÷ 25;
2. атмосферний тиск, Па – 768;
3. вологість повітря % – 86;
4. напруга живлення, В – 220;
5. частота, Гц – 50;
6. тиск нафти в нафтопроводі, МПа – 2,0 ÷ 25;
7. діаметр трубопроводу, мм – 1220;
8. відстань від насосної станції (НПС „Великицьк”), км – 72
9. довжина лінії зв’язку, км – 200;
10. діаметр проводів лінії зв’язку, мм – 0,5.

Перед початком експериментів здійснювалась установка нуля з похибкою, яка не перебільшує 1% від шкали. Реалізації  $P(t)$  для кожної, отриманої в результаті експериментів визначали оцінку математичного сподівання  $m_p^*$ , оцінки дисперсії  $D_p^*$ , інтервал кореляції  $\tau_{кор}$  і перевірявся розподіл  $P(t)$  на нормальність. Отримані результати наведені у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2.

#### Результати обробки експериментальних даних

Номер експерименту	Характеристики експерименту		Оцінка математичного сподівання, $m_p^*$ , МПа	Оцінка дисперсії $D_p^*$ , (МПа) <sup>2</sup>	Інтервал кореляції, $\tau_{кор}$		Розподіл, $P(t)$
	Кількість вимірювань, $N$	Тривалість, годин			Кількість вимірювань $\Delta t$	Тривалість, с	
1	220	0,5	1,6144	0,00031	4	0,8	Нормаль при рівні збіжності 0,05
2	330	0,75	1,6450	0,00025	3	0,6	-/-
3	110	0,25	1,6240	0,00027	5	1,0	-/-
4	440	1,0	1,6360	0,00032	7	1,4	-/-
5	550	1,25	1,6520	0,00036	6	1,2	-/-
6	330	0,75	1,6480	0,00028	4	0,8	-/-

Для конкретної реалізації  $P(t)$  визначили оцінку нормованої автокореляційної функції

$$\rho^*(k) = \frac{R^*(k)}{R^*(0)}$$

де  $R^*(k)$  – оцінка автокореляційної функції  $R^*(k) = \frac{1}{N-k} \sum_{i=1}^{N-k} (P_i - m_p^*)(P_{i+k} - m_p^*)$ ,

$$m_p^* - \text{оцінка математичного сподівання } m_p^* = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_i.$$

Тренд  $m_t$  і випадкова складова  $y_t = P_t - m_t$  визначалися шляхом обчислення ковзаючого середнього за 500 спостереженнями  $P_t$ . В таблицях 4.3 і 4.4 наведені характеристики тренду і випадкової складової  $y(t)$ .

Таблиця 4.3.

Характеристика тренду  $m(t)$ 

Номер експерименту	Границі вимірювання, МПа		Різниця $m_1 - m_2$ Значення, МПа	Значущість різниці $m_1 - m_2$	
	Максимальний $m_1$	Мінімальний $m_2$			
1	1,6260	1,5980	0,028	значима	Рівень значущості (0,01)
2	1,6400	1,6230	0,07	-/-	Рівень значущості (0,03)
3	1,6500	1,6320	0,018	-/-	Рівень значущості (0,01)
4	1,6420	1,6270	0,015	-/-	Рівень значущості (0,04)
5	1,6300	1,6140	0,0193	-/-	Рівень значущості (0,006)
6	1,6200	1,6030	0,017	-/-	Рівень значущості (0,03)

Таблиця 4.4.

Характеристики випадкової складової  $y(t)$ 

Номер експерименту	Оцінка дисперсії $D_p^*$ , (МПа) <sup>2</sup>	Розподіл
1	0,00031	Нормальний при рівні значущості 0,05
2	0,00029	Не нормальний при рівні значущості 0,01
3	0,00031	-/-
4	0,00033	-/-
5	0,00030	-/-
6	0,00028	-/-

Результати обробки експериментальних даних підтверджують наявність некорельованої складової випадкової похибки.

Випадкові похибки приймають різні значення при вимірюванні тими самими приладами в однакових умовах. Їхніми повними характеристиками є

закони розподілу, які характеризують ймовірність різних числових похибок, середні значення, дисперсія і середньоквадратична похибка [129,130, 131].

Розглянемо похибки ВК АСК тиску в нафтопроводі, скориставшись схемою обліку похибки вимірювань при пасивному експерименті [132], яка зображена на рисунку 4.7.

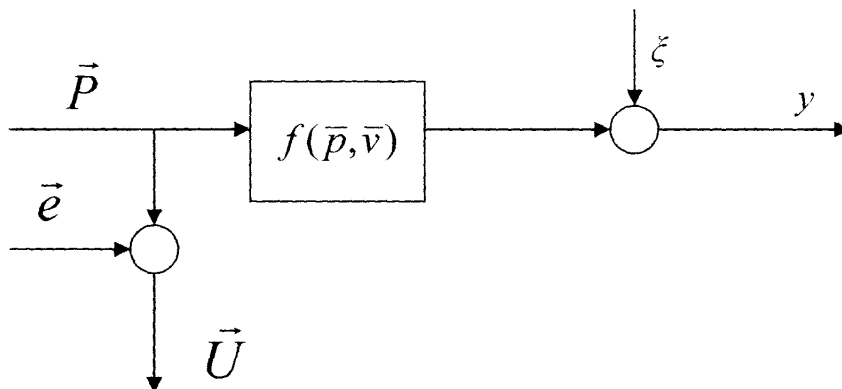


Рис. 4.7. Схема, що показує вплив похибок на вихідну величину ВК АСК тиску в нафтопроводі при проведенні пасивного експерименту

Схема зображена на рисунку 4.7, показує вплив похибок при проведенні пасивного експерименту на вихідну величину  $y$  і описується такими рівняннями:

$$\begin{aligned} y &= f(\bar{p}, \bar{v}) + \xi, \\ \bar{U} &= \bar{P} + \bar{e}, \end{aligned} \quad (4.21)$$

де  $y$  – вихідна величина,

$\bar{p}$  – точні значення тиску,

$\bar{v}$  – невідомі параметри ВК АСК тиску,

$\xi$  – випадкова величина, яка моделює неконтрольовані збурення в ВК САК і похибку вимірювання вихідної величини,

$\bar{U}$  – значення вхідної координати, що встановлюється експериментатором по приладу вимірювання тиску,

$\bar{e}$  – похибки вимірювань давача тиску.

Значення  $\bar{P}$  змінюється незалежно від експериментатора, а зв'язки  $y$  з  $\bar{P}$  і  $\bar{U}$  різні [133], навіть якщо вони лінійні.

Розрізняють 2 види моделей: структурні і функціональні. В подальшому будемо розглядати структурну модель, оскільки  $\bar{P}(t)$  є випадковим вектором, а сама модель має один вхід. Тоді

$$y(t) = v_0 + v_1 P(t) + \xi(t), \quad (4.22)$$

$$U(t) = P(t) + e(t), \quad (4.23)$$

де  $y(t)$  – виміри вихідної координати ВК САК,

$t$  – дискретний час,

$\xi(t)$  – випадкова послідовність, яка моделює несанкціоновані збурення у ВК АСК і похибки вимірювання вихідної координати,

$P(t)$ ,  $t = \overline{1, N}$  – послідовність незалежної нормально розподіленої випадкової величини з середнім  $M[P(t)] = \mu$  і дисперсією  $D[P(t)] = \sigma_p^2$ ,

$N$  – довжина вибірки,

$v_0$  – вільний член,

$U(t)$  – виміри вхідної координати,

$e(t)$  – випадкова послідовність, яка моделює похибки вимірювання вхідної координати,

$v_1$  – параметри ВК АСК.

Всі випадкові величини нормально розподілені, мають нульові середні, не залежні від  $t$ , і постійні за часом дисперсії. Випадкова послідовність  $e(t)$  не залежить від  $\xi(t)$ , а її функція  $D(e)$  відома. Спостерігається

$$U(t), y(t), t = 1, 2, \dots, N.$$

Структуру моделі (4.22) визначають наступні параметри:  $\mu$ ,  $\sigma_p^2$ ,  $v_0$ ,  $v_1$ ,  $\sigma_e^2$ ,  $\sigma_\xi^2$ .

Оцінки параметрів можуть бути отримані [133], якщо відомі  $\sigma_e^2$ ,  $\sigma_\xi^2$ ,

відношення  $\lambda = \frac{\sigma_\xi^2}{\sigma_e^2}$ .

Припустимо, що в рівняннях (4.22), (4.23)  $P(t)$ ,  $e(t)$ ,  $\xi(t)$  – нормально розподілені випадкові величини:

$$Me = M\xi = 0; \quad \text{cov}(P, e) = 0.$$



тоді  $\text{cov}(U, e) = \text{cov}((P+e), e) = \sigma_e^2 > 0$ .

Звідси можемо отримати [133] такі рівняння:

$$M(e/U) = Me + \frac{\text{cov}(U, e)}{\sigma_U^2} (U - MU) = \frac{\sigma_e^2}{\sigma_U^2} (U - MU), \quad (4.24)$$

$$M(y/U) = v_0 + v_1 \left(1 - \frac{\sigma_e^2}{\sigma_U^2}\right) U + v_1 \frac{\sigma_e^2}{\sigma_U^2} MU. \quad (4.25)$$

Користуючись рівняннями (4.22), (4.23), можна оцінити вагу похибок засобів вимірювання. Для цього визначимо умовну дисперсію  $D(y/U) = M(y - M(y/U))$ , враховуючи що

$$y - M(y/U) = v_1(1-\gamma)U - v_1(1-\gamma)MU - v_1e + \xi = -v_1[e - M(y/U)] + \xi, \quad (4.26)$$

де 
$$\lambda = \frac{\sigma_x^2}{\sigma_e^2 + \sigma_x^2}.$$

Оскільки випадкова величина  $\xi$  некорельована з  $e$  та  $P$  і, отже, з  $U$ , то

$$D(y/U) = v_1^2 D(e/U) + \sigma_\xi^2. \quad (4.27)$$

В силу нормальності розподілу випадкових величин

$$D(e/U) = \sigma_e^2 \gamma. \quad (4.28)$$

Тому 
$$D(y/U) = v_1^2 \sigma_e^2 \gamma + \sigma_\xi^2 = v_1^2 \frac{\sigma_x^2}{\sigma_e^2 + \sigma_x^2} \sigma_e^2 + \sigma_\xi^2. \quad (4.29)$$

Перший член рівняння (4.29) описує внесок похибок вимірювання входу ВК АСК. Бачимо, що співвідношення між  $\sigma_x^2$  і  $\sigma_e^2$  є досить складним.

Розглянемо, як приклад, дані отримані під час експерименту на ділянці трубопроводу „Самара-Лисичанськ” між НПС „Великоцьк” і НПС „Новоайдар” в районі 986 км. Вихідний сигнал  $y$  визначається в залежності від тиску в магістральному нафтопроводі  $P$  і масової витрати  $M$ :

$$y = v_0 + v_1 P + v_2 M + \xi. \quad (4.30)$$

При аналізі з'ясувалось, що вплив масової витрати  $M$  на показник  $y$  статистично незначний і параметр  $v_0 = 0$ , тому в подальшому розглядаємо модель

$$y = v_1 P + \xi. \quad (4.31)$$

Загальна кількість експериментів  $N = 14$  або  $T$ , тривалість кожного дослідження складала 6 годин. Визначаємо наближене значення сумарної граничної похибки вимірювання тиску в трубопроводі і визначення місця та часу витікання за допомогою розробленого ВК і регістратора класу точності 0,5 з шкалою 0÷6 МПа, встановленого на пульті оператора, в комплексі з давачем тиску моделі 3051P при нормальних умовах.

Давач моделі 3051 має вихідний сигнал 4÷20 мА. При тисках, що виходять за межі діапазону 4÷20 мА, граничні значення дорівнюють 3,9 і 20,8 мА. Сумарна відносна похибка інтелектуального давача тиску Fisher-Rosemount 3051P (за даними фірми Fisher-Rosemount) дорівнює  $\delta = \pm 0,14\%$  при зміні температури оточуючого середовища  $\pm 28$  °С.

Стабільність похибки в залежності від температури дорівнює  $\pm 0,066$  за 12 місяців експлуатації давача. Тобто максимальне значення відносної похибки давача тиску може досягати значення  $\delta_d = \pm 0,14\% \pm 0,066\% = \pm 0,206\%$ .

Другою складовою інструментальної похибки є похибка, викликана затримкою спрацювання давачів тиску, опитування яких здійснюється через  $\Delta t = 2$  мс. Відносна похибка часу спрацювання давачів визначається абсолютною похибкою часу спрацювання, віднесеною до критичного значення діагностичної ознаки  $\tau$  [134]:

$$\delta_{\Delta t} = n_{\text{давачів}} \cdot \frac{\Delta t}{\tau} \cdot 100\% = 2 \cdot \frac{0,001}{5 \cdot 60} \cdot 100\% = 0,00067\%.$$

Абсолютна похибка часу спрацювання давачів складається із похибок елементів схеми і дорівнює  $t_{cc} = 1$  мкс. Відносна похибка визначається як

$$\delta_{cc} = \frac{t_{cc}}{\tau} \cdot 100\% = \frac{0,001}{5 \cdot 60} \cdot 100\% = 0,00033\%.$$

Похибка спрацювання комутатора дорівнює  $t_k = 80$  нс, а відносна похибка

$$\delta_k = \frac{t_k}{\tau} \cdot 100\% = \frac{80 \cdot 10^{-9}}{5 \cdot 60} \cdot 100\% = 0,000000027\%.$$

Відносна похибка розрахунків по ЕОМ дорівнює  $\delta_E = 0,001\%$ , а похибка заокруглення  $\delta_3 = 0,02\%$  [132].

Сумарна інструментальна похибка визначається через сумарну відносну похибку, яка, внаслідок некорельованості окремих складових дорівнює середньоквадратичній сумі

$$\Delta_{\Sigma} = \sqrt{\delta_D^2 + \delta_M^2 + \delta_{ct}^2 + \delta_k^2 + \delta_E^2 + \delta_3^2 + \delta_p^2} =$$

$$= \sqrt{0,206^2 + 0,00067^2 + 0,00033^2 + 0,000000027^2 + 0,001^2 + 0,02^2 + 0,5^2} \approx 0,541\%$$

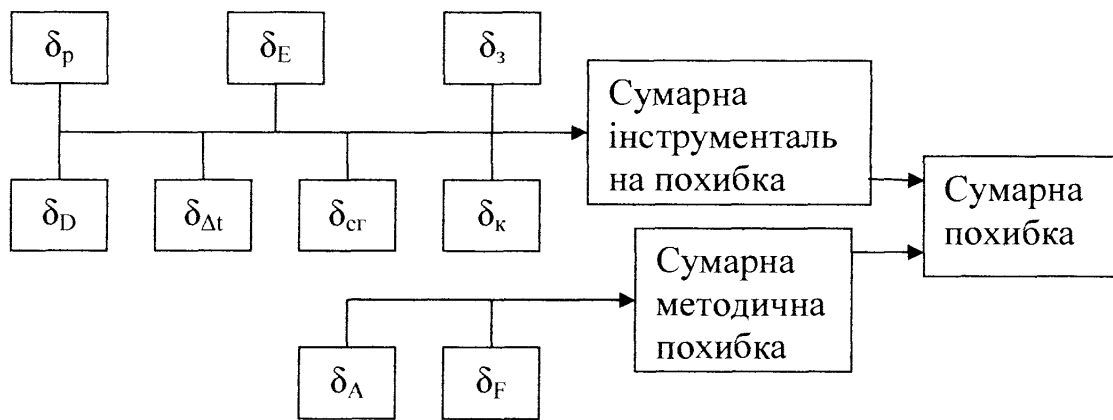


Рис. 4.8. Схема накопичення сумарної похибки системи контролю за витокami і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу

При оцінці працездатності ВК АСК тиску в магістральному нафтопроводі і визначенні часу та місця витікань і несанкціонованих відборів нафти порівнювали час затримки проходження сигналу через систему контролю з критичним, значенням діагностичної ознаки часу  $\tau$  для виявлення місця порушення цілісності нафтопроводу.

Тепер розглянемо методичні похибки ВК АСК тиску в нафтопроводі. Вони викликані використанням наближених математичних залежностей замість точних. Складна залежність зміни тиску в трубопроводі при несанкціонованих витіканнях нафти апроксимована рівнянням четвертого порядку з похибкою апроксимації

$$\delta_A = 0,02 \%. \quad (4.32)$$

Використання логічної обробки інформації про зміни тиску в трубопроводі за допомогою моделі Мамдані – типу з 7 термами і симетричною фазифікацією забезпечує абсолютну похибку апроксимації в межах 0,305 bar [96, 99], що для умов транспортування нафти по нафтопроводу дає можливість отримати відносну похибку апроксимації

$$\delta_F = \frac{0,305 \cdot 10^5}{4,8 \cdot 10^6} \cdot 100\% = 0,64\%, \quad (4.33)$$

отже, відносна методична похибка, враховуючи (4.32), (4.33), буде рівною

$$\Delta_{\Sigma M} = \delta_A + \delta_F = 0,02 + 0,64 = 0,66\%,$$

Сумарна похибка системи ВК АСК несанкціонованих витікань і відборів нафти з нафтопроводу дорівнює

$$\delta_{\text{сум}} = \delta_{\Sigma} + \delta_{\text{мет}} = \delta_{\Sigma} + \delta_{\Sigma M} = 0,541 + 0,66 = 1,201\%,$$

що задовольняє вимогам технологічного регламенту.

### 4.3. Методика повірки

Повірка вимірювальних каналів (ВК) тиску автоматизованої системи контролю (АСК) несанкціонованих витікань і відборів нафти з магістральних нафтопроводів виконується у робочих умовах експлуатації засобів вимірювання (ЗВ).

ВК тиску повіряються комплексно, включаючи первинні вимірювальні перетворювачі (ПВП), нормуючі перетворювачі (НП), гальванічні розв'язки (ГР), лінії зв'язку (ЛЗ), блоки навантаження (БН), комутатори сигналів (КС), аналого-цифрові перетворювачі (АЦП), процесор (ПР) і пульт оператора (ПО). Вказана сукупність ЗВ і ЛЗ, розподілених у просторі, складає неперервне вимірювальне коло від ПВП до термінального пристрою.

Якщо експериментальне визначення або контроль метрологічних характеристик (МХ) ВК викликає технічні труднощі, допускається

виключення датчика з вимірювального кола і оцінювання результуючої метрологічної характеристики ВК експериментально – розрахунково.

Вхідним сигналом ВК тиску при перевірці у контрольованих точках діапазону вимірювання являється фіксоване значення взірцевої міри, що імітує технологічний параметр, а результатом вимірювання (вхідним сигналом) - іменоване число, зареєстроване на пристрої алфавітно – цифрового друку АСК. Візуально результати зчитуються з екрана дисплея, що входить у склад вимірювальної інформаційної системи (ВІС).

ВК піддаються первинній, періодичній і позачерговій повірці.

Первинна повірка ВК тиску проводиться перед початком їх експлуатації і після ремонту.

Періодична повірка ВК виконується у процесі експлуатації через визначені міжповірочні інтервали, встановлені в експлуатаційній документації з врахуванням забезпечення відповідності МХ нормованим значеннями на період між повірками. Міжповірочні інтервали можуть бути скоректовані при проведенні метрологічної атестації (МА) або у процесі експлуатації ВК в залежності від фактичної стабільності показів, умов експлуатації, а також значимості для підприємства результатів вимірювання, отримуваних даних ВК.

Первинній і періодичній повірці підлягають всі засоби вимірювання АСК. Допускається не виконувати повірку неуккомплектованих або невикористовуваних у момент повірки ВК. Такі ВК повинні бути повірені при їх вводі в експлуатацію.

Позачергова повірка вимірювальних каналів виконується:

- після заміни хоча б одного вимірювального компонента ВК;
- при вводі в експлуатацію ВК;
- при інспекційній повірці і ревізії підрозділами державної метрологічної служби Держнагляду або відомчих метрологічних служб міністерства;
- при експертній повірці;

- при необхідності пересвідчитися у справності засобів вимірювання ВК;

- при втраті документів, які підтверджують проходження останньої періодичної повірки та в інших обґрунтованих випадках.

Якщо ВІС підлягають відомчий повірці, то план – графік повірки складається метрологічною службою підприємства, узгоджується з місцевим органом Держнагляду і затверджується головним інженером підприємства.

Повірка проводиться напівавтоматично. Результати багаторазових спостережень обробляються автоматично ЕОМ, що входить у склад повіряємої ВІС.

Вимірювальні канали вважаються придатними до використання, якщо у процесі повірки значення МХ не перевищують значень, вказаних у свідоцтві про метрологічну атестацію [56].

#### Засоби повірки

При проведенні повірки використовуються наступне повірочне і допоміжне обладнання:

- цифровий калібратор тиску РРС, (технічні характеристики наведено у Додатку F);

- вольтметр В7-54 УЩЯИ.411182.001 ТУ. Діапазон 10 мкВ – 1000 В, основна похибка вимірювання постійної напруги –  $\pm 0,002$  %. Основна похибка вимірювання постійного струму –  $\pm 0,015$  %;

- мегомметр ЭС0202/1, ГОСТ 8038, напруга 100, 250, 500 В, кл.1,0;

- блок живлення постійної напруги 24 В;

- ІВМ – сумісний персональний комп'ютер.

Допускається використання іншого обладнання, приладів і пристроїв, характеристики яких не поступаються характеристикам приладів і обладнання наведених вище. При відсутності обладнання і приладів з характеристиками, які не поступаються вказаним, по узгодженню з представником Держстандарту, який виконує повірку, допускається

використання приладів та обладнання з характеристиками достатніми для отримання достовірних результатів повірки.

При проведенні повірки мають виконуватися операції, вказані у таблиці 4.5.

Таблиця 4.5.

## Операції повірки вимірювального каналу тиску

Операція	Обов'язковість проведення операції при повірці	
	первинний	періодичний
1	2	3
Перевірка комплектності і стану технічної документації	Так	Так
Підготовка до проведення повірки.	Так	Так
Зовнішній огляд	Так	Так
Перевірка електричного опору ізоляції кіл живлення	Так	Так
Підготовка до експлуатації	Так	Так
Тестування давача	Так	Так
Установка одиниць вимірювання.	Так	Ні
Установку точок меж діапазону	Так	Ні
Установку типу вихідного сигналу	Так	Ні
Установку часу демпфірування	Так	Ні
Калібрування сенсору	Так	Так
Повна настройка	Так	Так
Настройка нуля	Так	Так
Настройка цифро-аналогового перетворювача на вихід 4 – 20 мА	Так	Так
Визначення погрішності ВК	Так	Так

Всі засоби вимірювання і контролю повинні бути повірені і мати діючі свідоцтва або відмітки про повірку.

До проведення вимірювань при повірці і обробки результатів вимірювань допускаються особи, які атестовані в якості повірителя, ознайомлені з експлуатаційною документацією на давач тиску Fisher-Rosemount моделі 3051P і засоби повірки та мають досвід повірки засобів вимірювань, а також пройшли інструктаж з техніки безпеки у встановленому порядку.

При проведенні повірки повинні бути виконані вимоги безпеки у відповідності з „Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів” і „Правила технічної експлуатації електроустановок споживачами”.

При проведенні повірки Fisher-Rosemount моделі 3051P повинні бути дотримані наступні умови [56]:

- температура оточуючого повітря від 5 до 40 °С;
- відносна вологість повітря від 30 до 80 %;
- атмосферний тиск від 84,0 до 106,7 кПа;
- напруга живлення змінного струму від 200 до 242 В;
- частота струму від 49 до 51 Гц;
- відсутність магнітних полів, вібрації, тряски, ударів, що впливають на роботу давача.

Перед початком проведення повірки мають виконуватися наступні пункти підготовчої роботи:

- перевірка наявності повірочного обладнання;
- перевірка наявності діючих свідоцтв або відміток про повірку засобів вимірювання і контролю;
- перевірка наявності паспорта з технічними характеристиками фірми Fisher-Rosemount і його відповідність з даними, що знаходяться на лицевій поверхні давача;
- перевірка дотримання вимог умов проведення повірки.

Перед початком проведення повірки має бути проведена підготовка до роботи кожного приладу, що входить до складу повірочного обладнання у відповідності з його інструкцією по експлуатації.

Перед проведенням повірки має бути зібрана повірочна схема у відповідності з додатком Е.

Підключення повірочного та допоміжного обладнання до давача тиску моделі 3051P і налаштування давача тиску, ввід та контроль необхідних



установочних даних виконується у відповідності до вимог, інструкції по експлуатації [56].

Перевірка електричного опору ізоляції кіл живлення давача відбувається мегомметром при напрузі 100 В. Давач при цьому має бути відключений від джерела живлення. Затискач мегомметра з позначкою «-» з'єднується з клемою захисного заземлення «-», а затискач «М» - з замкнутим між собою виводом живлення. Опір ізоляції повинен бути не менше 40 МОм. За результатами перевірки робиться відмітка про відповідність в протоколі.

Для підготовки до експлуатації давача фірми Fisher-Rosemount моделі 3051Р за допомогою комунікатора HART на монтажному столі необхідно з'єднати комунікатор до давача тиску, як показано на рисунку 4.8. [56].

З'єднувальні кінці комунікатора мають бути приєднані до клем з написом "COMM" на клемнику. Живлення давача тиску забезпечується від джерела живлення постійного струму з напругою від 10,5 до 55 Вольт. Контроль вихідного струму здійснюється амперметром. В ланцюг між комунікатором і джерелом живлення послідовно увімкнено опір навантаження, величина якого має бути не менше 250 Ом [28].

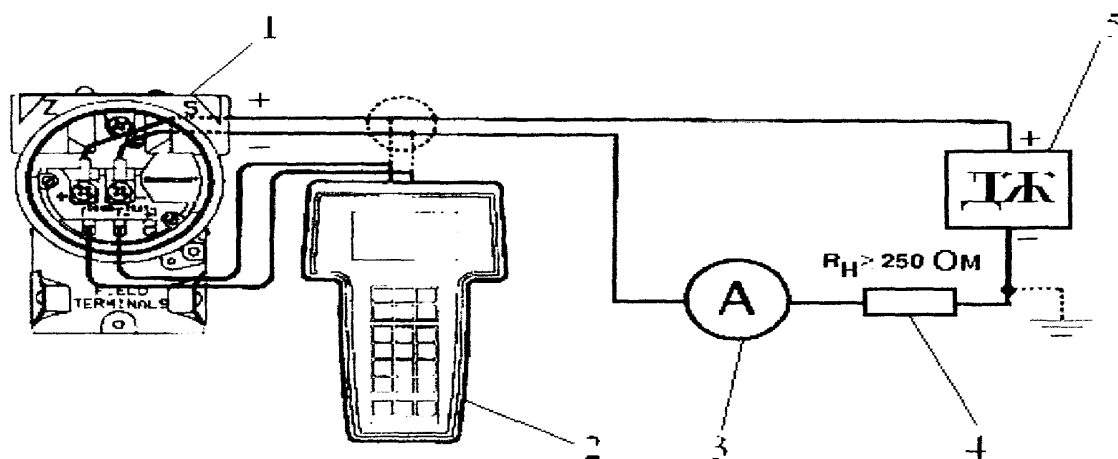


Рис. 4.9. Схема під'єднання комунікатора HART до давача тиску

- 1 – давач тиску,
- 2 – комунікатор HART,
- 3 – вірцевий амперметр,

4 – опір навантаження,

5 – джерело живлення постійного струму з напругою 24 В.

Після приєднання контрольно-вимірювального обладнання монтажного стенду, як показано на рисунку 4.8, необхідно ввімкнути комунікатор HART, натиснувши кнопку ON/OFF. Комунікатор знайде HART – сумісні пристрої і інформує про установку зв'язку. Якщо зв'язок не встановлений, комунікатор повідомить, що пристрій не знайдено.

Тестування перевіряє робочий стан давача комунікатора і контуру зв'язку. Хоч давач тиску моделі 3051P постійно проводить самодіагностику, та за допомогою функції тестування давача можна провести більш повну процедуру діагностики. Якщо програма тестування давача виявила несправність, то на дисплей виводиться список можливих джерел несправності [56].

Тестування контуру зв'язку дозволяє перевірити вихідні характеристики давача і цілісність контуру. При підключенні з'являється повідомлення про необхідність встановити контур зв'язку у режим ручного управління. На цьому етапі необхідно вибрати дискретний рівень вихідного сигналу давача 4 мА. Якщо покази, що знімаються амперметром в контрольному ланцюгу, теж дорівнюють 4 мА, то процедуру тестування необхідно завершити. Якщо покази відрізняються від 4 мА, давач потребує цифрового налаштування або амперметр несправний.

Рекомендується перевіряти параметри конфігурації давача, встановлені на заводі виробника. Необхідно переглянути наступні данні: модель давача, тип давача, діапазон вимірювання, дату, мінімальну і максимальну межу вимірювання давача, мінімальну шкалу, одиниці вимірювання, точки 4 і 20 мА, рівень установки аварії (високий або низький), захист (включений або відключений), заповнювач сенсору, серійний номер давача і т.п.

Калібрування давача Fisher-Rosemount моделі 3051P включає наступні процедури [56]:

Установка одиниць вимірювання. Можливо вибрати одну з 14 одиниць вимірювання:

<b>inH<sub>2</sub>O</b> (дюйми водяного стовпчика)	<b>mbar</b> (мілібар)
<b>inHg</b> (дюйми ртутного стовпчика)	<b>g/cm<sup>2</sup></b> (грам на кв. сантиметр)
<b>ftH<sub>2</sub>O</b> (фути водяного стовпчика)	<b>kg/cm<sup>2</sup></b> (кілограм на кв. см)
<b>mmH<sub>2</sub>O</b> (мм водяного стовпчика)	<b>Pa</b> (паскаль)
<b>mmHg</b> (мм ртутного стовпчика)	<b>kPa</b> (кілопаскаль)
<b>psi</b> (фунти на кв. дюйм)	<b>Torr</b> (торр)
<b>bar</b> (бар)	<b>atm</b> (атмосфера)

Установка точок меж діапазону. Налаштування приводить у відповідність точки меж діапазону давача і прикладеного тиску. Налаштувати давач можна трьома способами: тільки за допомогою комунікатора, використовуючи подачу взірцевого тиску і з допомогою комунікатора або за допомогою взірцевого тиску і шліц вмонтованого регулювання нуля і шкали, розташованих вверху корпусу електроніки давача.

Налаштування меж діапазону тільки за допомогою комунікатора полягає у переналаштування точок 4 і 20 мА без подачі тиску з клавіатури комунікатора [56].

Налаштування, використовуючи подачу взірцевого тиску і з допомогою комунікатора. Передбачає переналаштування точок 4 і 20 мА в залежності від поданого на сенсор давача тиску і подальшого його запам'ятовування за допомогою комунікатора [56].

Налаштування за допомогою взірцевого тиску і шліц вмонтованого регулювання нуля та шкали, розташованих наверху корпусу електроніки давача

Переналаштування за допомогою регулювання і вхідного джерела взірцевого тиску дозволяє зберегти величину аналогової шкали. Для цього необхідно викрутити регулюючи гвинти, поки вони не „підстрибнуть”, і не замкнуть перемикач на електронній платі давача. При замиканні перемикача

у мікроконтролер надсилається сигнал прочитати і запам'ятати поточне значення тиску [56].

Установка типу вихідного сигналу. Коли вибраний варіант виходу, при якому вихідний сигнал пропорційний квадратному кореню від вхідного, вихідний сигнал давача пропорційний потоку. Щоб запобігти надмірно великим зусиллям при наближенні вхідного сигналу до нуля, давач автоматично перемикається на лінійний вихід, забезпечуючи найбільш стабільний вихідний сигнал поблизу нуля. На рисунку 4.10 зображена ця перехідна точка [56].

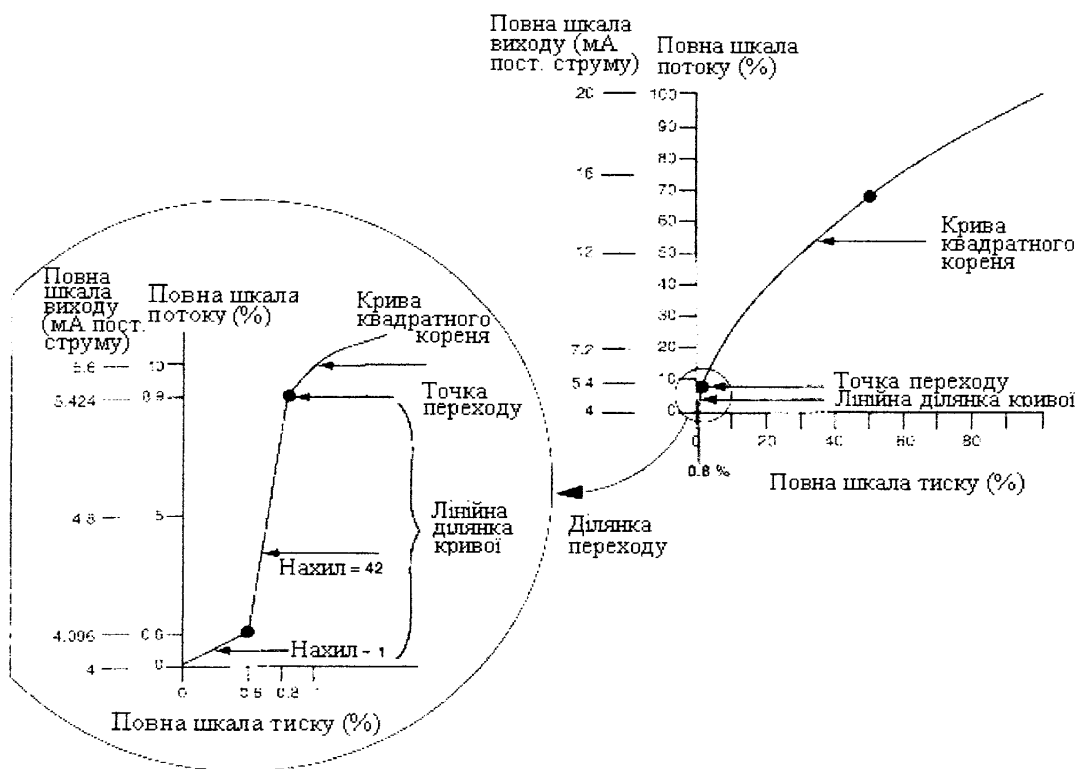


Рис. 4.10. Перехідна точка у вихідному сигналі

Цей перехід встановлюється споживачем. Він відбувається тоді, коли вхідний тиск складає 0,8% від діапазону вимірювання або 9% від повної шкали сигналу потоку, в тому випадку, якщо використовується версія 5.2 програмного забезпечення. При використанні більш ранніх версії перехід відбувається тоді, коли вхідний тиск складає 4% від діапазону вимірювання або 20% від повної шкали вихідного сигналу потоку.

Перехід від лінійного виходу до виходу за законом квадратного кореня у цій точці гладкий, без стрибкоподібної або розривної поведінки вихідного сигналу потоку.

Від 0 до 0,6 проценту вхідного тиску тангенс кута нахилу кривої рівний одиниці ( $y=x$ ). Це дозволяє виконувати точну калібрування поблизу нуля. Більший нахил кривої призведе до значних змін вихідного сигналу при малих змінах вхідного. Від 0,6 до 0,8 проценту тангенс кута нахилу кривої рівний 42 ( $y=42x$ ), а надалі відбувається плавний перехід від лінійного виходу до виходу за законом квадратного кореня.

Установка часу демпфірування. Датчик має електронне демпфірування вихідного сигналу яке збільшує час відклику давача, згладжуючи вихідний сигнал при швидкій зміні вхідного сигналу. Більший час демпфірування забезпечує фільтрацію шумів процесу, але збільшує час відклику. Менший час демпфірування знижує час відклику, але шуми процесу також детектуються. Величина демпфірування, встановлена за замовчуванням на заводі-виробнику, рівна 0,56 [56].

Можуть бути встановлені наступні значення часу демпфірування: 0,07, 0,14, 0,28, 0,56, 1,12, 2,24, 4,48, 8,86, 17,92 або 35,84 с.

Калібрування сенсору. Перший етап, настройка сенсору, полягає у встановленні відповідності між цифровими показами давача для технологічного параметра і тиском на вході. Другий, налаштування 4 – 20 мА, що включає у себе регулювання електроніки, обробляє вихідний сигнал. На цьому етапі настроюється вихідний сигнал 4 або 20 мА по тиску на вході. Функція *цифрового налаштування сенсора* дозволяє інтелектуальному давачу змінити інтерпретацію вхідного сигналу. За допомогою функції *налаштування аналогового виходу 4 – 20 мА* можна перетворити інтерпретований давачем сигнал в аналоговий вихідний сигнал 4 – 20 мА.

Повне налаштування – це двоточкова процедура, при якій на вхід давача подаються по черзі два граничних значення тисків і вихідний сигнал

лінеаризується за ними [56]. Перед початком процедури необхідно під'єднати давач до калібратора тиску, який має у три рази вищу точність, ніж сам давач, як показано на рисунку 4.11. (Додаток Ж) Покази знімають через 10 секунд після прикладення тиску, така витримка часу необхідна для того, щоб закінчилися перехідні процеси.

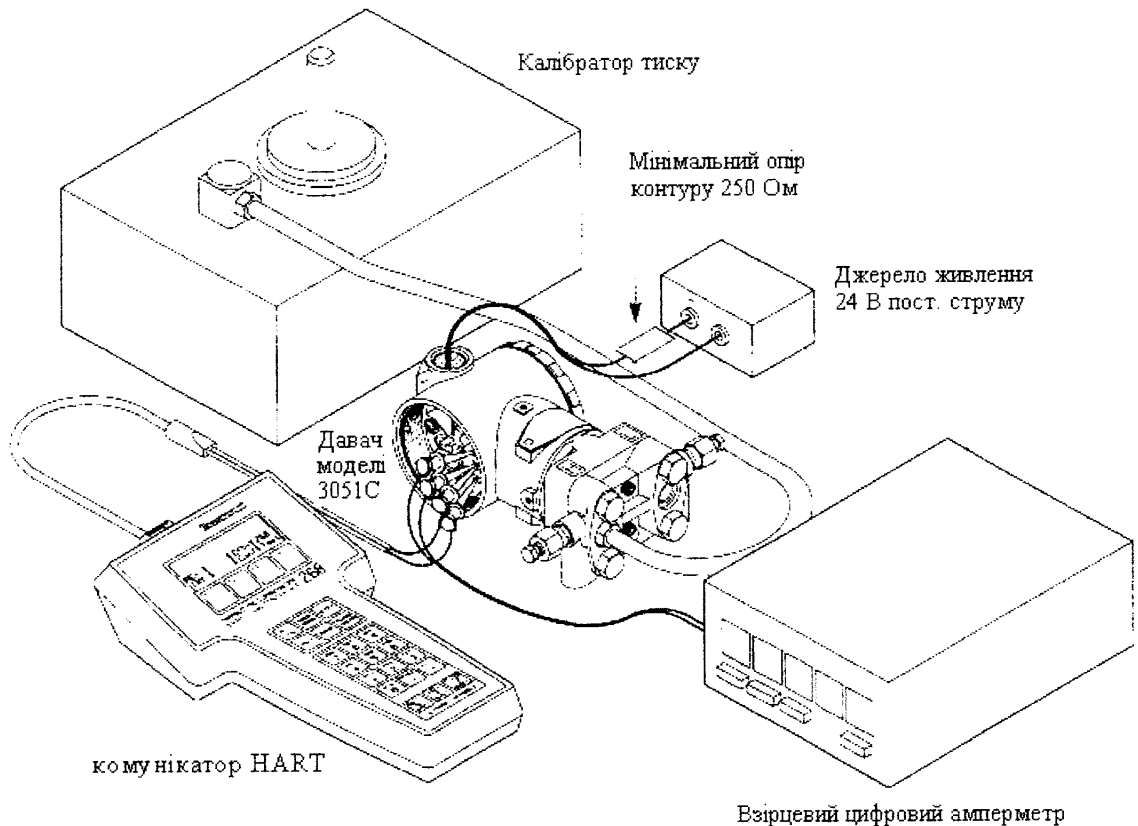


Рис. 4.11. Схема повірки давача тиску моделі 3051

На дисплеї ненадовго з'являться значення у технічних одиницях, які використовуються при останньому налаштуванні. Технічні одиниці мають відповідати тим, які були вибрані при налаштуванні або характеристикації давача. При виборі вхідного тиску необхідно пам'ятати, що верхнє і нижнє значення мають дорівнювати межах діапазону 4 – 20 мА.

Спочатку необхідно встановити значення нижньої точки. Це дасть стабільну опорну точку для додаткової цифрової настройки сенсору. Підлаштування нижнього значення цифрового налаштування дає корекцію

зсуву характеристичної кривої, що була знята на заводі-виробнику. Підлаштування верхнього значення цифрової настройки дає корекцію крутизни або коефіцієнта підсилення характеристичної кривої вже з урахуванням уставки нижньої точки. Цифрове налаштування дозволяє встановити оптимальні вихідні характеристики давача для конкретного діапазону вимірювання при температурі калібрування.

Налаштування нуля – це одноточкова процедура. Давачі абсолютного тиску в якості опорного використовують абсолютний нуль тиску. Для корекції впливу монтажного положення давача абсолютного тиску моделі 3051 необхідно провести налаштування нижньої точки з процедури повної настройки сенсора. Процедура налаштування нижньої точки дає ту же корекцію „нуля”, що і процедура налаштування нуля, та не потребує, щоб вхід був нульовим [56].

Налаштування цифро-аналогового перетворювача на вихід 4 – 20 мА. Після того, як мікропроцесор сформує сигнал сенсору, він видає на виході цифрове слово. Цифро-аналогові вихідні схеми перетворюють це слово в аналоговий сигнал 4 – 20 мА для лінії зв’язку. Для проведення регулювання, що компенсує особливості конкретних вимірюючих пристроїв в контурі зв’язку, може бути використана функція настройки 4 – 20 мА.

Для того, щоб вирішити чи потрібне налаштування вихідного сигналу, необхідно спершу під’єднати наступне обладнання: комунікатор HART і взірцевий амперметр з точністю показів  $\pm 1$  мікроампер, як показано на рисунку 4.9 [56].

Необхідно виконати тестування контуру. Для цього потрібно встановити вихідний сигнал давача рівним 4 мА. Після цього треба перевірити покази за амперметром. Він має показувати 4 мА з точністю  $\pm 3$  мікроамперметра. Потім встановити вихідний сигнал давача рівним 20 мА і перевірити покази амперметра. Він має показувати 20 мА з точністю  $\pm 3$  мікроамперметра. Якщо покази амперметра виходять за межі вказаного допуску, необхідно виконати настройку вихідного сигналу.

Після завершення цих процедур здійснюється визначення похибки вимірювання давача тиску фірми Fisher-Rosemount моделі 3051P. Результати вимірювань зчитуються з дисплея амперметра і калібратора тиску та заносяться у таблицю 4.6.

Визначення похибки давача тиску при вимірюванні струму для кожної повірочної точки виконується за формулою:

$$\sigma_{Pi} = \frac{P_{иср} - P_{oi}}{P_{омакс}} \cdot 100, \%,$$

де  $\sigma_{Pi}$  – помилка давача в  $i$ -тій повірочній точці,

$P_{ui}$  – виміряне значення параметра  $P$  в  $i$ -тій повірочній точці,

$P_{oi}$  – еталонне значення параметра  $P_0$ , яке відповідає значенню струму  $I_0$  в  $i$ -тій повірочній точці,

$P_{омакс}$  – еталонне значення параметра  $P_0$ , яке відповідає максимальному значенню струму 20 мА.

Результати повірки вважаються нормальними, якщо максимальне значення обчисленої помилки вимірювання давача при вимірюванні струму (параметра  $P$ ) в кожній точці не перевищує  $\pm 0,14 \%$ .

Результати експерименту заносяться у таблицю 4.6.

Таблиця 4.6.

#### Результати експерименту

№ вимірювання	Еталонні значення струму, $I_e$ мА	Еталонні значення тиску, $P_e$ МПа	Виміряне значення струму, $I_b$ мА	Похибка вимірювання, %
1	2	3	4	5
1.	4	0	4,001	0,025
2.	5,6	0,6	5,598	0,036
3.	7,2	1,2	7,199	0,025
4.	8,8	1,8	8,801	0,025
5.	10,4	2,4	10,401	0,025
6.	12	3	11,999	0,025
7.	13,6	3,6	13,598	0
8.	15,2	4,2	15,200	0,036
9.	18,8	5,4	18,801	0,025
10.	20	6	20,001	0,025
11.	20	6	20,000	0



12.	18,8	5,4	18,801	0,025
13.	15,2	4,2	15,200	0
14.	13,6	3,6	13,601	0,025
15.	12	3	12,000	0
16.	10,4	2,4	10,399	0,025
17.	8,8	1,8	8,798	0,036
18.	7,2	1,2	7,199	0,025
19.	5,6	0,6	5,599	0,025
20.	4	0	3,999	0,025

### Висновки з розділу 4

1. Розроблена структура вимірювального каналу АСК на нафтопроводі, яка враховує функціональні та конструктивні особливості використаних компонентів, і здійснює обробку вхідної інформації на основі чотирьох основних процедур: вимірювання тиску, перетворення сигналу у цифровий вигляд, корекції сигналу у мікропроцесорі та перетворення цифрового сигналу у аналоговий.

2. Для визначення похибки ВК АСК тиску, зумовлених відхиленням реальної функції перетворення від номінальної, обрано метод тестових сигналів, за якими на вхід ВК АСК тиску разом з вимірюваною величиною подається адитивний і мультиплікативний тестові сигнали, пов'язані з тиском відомою функціональною залежністю. Це дозволяє під час проведення контролю в статичному режимі отримати систему лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів функції керування.

3. Визначено, що процедура контролю параметрів ВК АСК тиску в динамічному режимі з використанням токових сигналів супроводжується виникненням динамічних похибок, зумовлених зміною під час проведення процедури контролю робочого сигналу та інерційними властивостями ВК. Підвищена точність визначення статичних параметрів ВК АСК тиску

можлива шляхом введення поправок на динамічну складову похибки, що дозволяє розглядати ВК АСК тиску як квазістатичну.

4. В ході метрологічних досліджень вимірювального каналу АСК тиску в нафтопроводі проведено аналіз інструментальних і методичних похибок, розроблено схему нагромадження сумарної похибки системи контролю за витоками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу, що дозволило визначити сумарну похибку розробленого ВК АСК за витоками і несанкціонованими відборами нафти з нафтопроводу, яка дорівнює 1,201 %.

5. Вирішена задача метрологічного забезпечення тестового контролю ВК АСК тиску, що дозволяє підвищити рівень метрологічної надійності вимірювальної системи шляхом періодичного контролю метрологічних характеристик ВК на місці експлуатації без демонтажу ВК.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У дисертації на основі проведених досліджень розв'язано актуальну науково-практичну задачу, яка полягає у встановленні закономірностей зміни тисків на МН під час витікань і несанкціонованих відборів нафти, що дає змогу розробити ефективний метод контролю за витіканнями і несанкціонованими відборами нафти з МН, які відбуваються за умов апріорної та поточної невизначеності щодо своїх параметрів і місць відборів та наявності різного типу завад. Метод дає змогу скоротити час виявлення факту відбору з 20 хвилин до 5 секунд і зменшити абсолютну похибку визначення місця витікання з 4 км до 500 м під час витікань менших, ніж 2% номінальної масової витрати. Основні наукові та практичні результати роботи полягають у наступному:

1. На підставі результатів аналізу методів контролю за витіканнями і несанкціонованими відборами нафти з магістральних нафтопроводів встановлено, що відсутність теоретично-методологічних засад ефективних методів контролю за несанкціонованими відборами нафти призводить до виникнення проблем у виявленні таких подій через нестачу інформації, яка відображає витікання і відбори нафти з магістрального нафтопроводу в реальному часі. Для їх розв'язання є необхідним налагодження ефективного контролю за витіканнями і несанкціонованими відборами нафти за умов апріорної та поточної невизначеності цих процесів шляхом використання сучасних і ефективних методів контролю, які базуються на методах теорії нечітких множин та нечіткої логіки, адаптованих до сучасних умов експлуатації вітчизняних магістральних нафтопроводів.

2. На основі математичного опису фізичних процесів у нафтопроводі розроблено математичну модель процесу відбору нафти, яка відображає причинно-наслідкові зв'язки технологічних параметрів зі змінами технічного стану нафтопроводу.

3. Для розв'язання задачі контролю за витіками і несанкціонованими відборами нафти з МН в умовах невизначеності вперше запропоновано логіко-лінгвістичні моделі, побудовані на нечітких правилах-продукціях. Розроблені логіко-лінгвістичні моделі, які доповнюють математичну модель, дають змогу диспетчерові з транспортування нафти приймати ефективні рішення щодо виявлення факту відбору нафти.

4. Дістав подальший розвиток формальний опис усіх компонентів постановки задачі автоматизованого контролю за відборами нафти з МН, які формалізовані, виходячи зі специфіки задачі контролю, на базі створеної математичної моделі з урахуванням нестационарного характеру процесів відбору нафти з магістрального нафтопроводу, що дало можливість синтезувати систему автоматизованого контролю за відборами нафти.

5. Вперше запропоновано метод прискорення розрахунків для виявлення факту відбору нафти, а також визначення його місця, що полягає в забезпеченні проведення обчислень за експертними даними на апроксимаційній нечіткій моделі типу Мамдані замість існуючих складних детермінованих моделей, завдяки чому можна скоротити час на виявлення факту відбору, збільшивши точність визначення місця відбору, та скоротити час на прийняття рішення стосовно ліквідації аварійної ситуації.

6. На основі розрахунків аналітичних та експериментальних досліджень розроблено метод контролю за витіканнями і відборами нафти з МН, що відбуваються за умов апріорної і поточної невизначеності, який, на відміну від існуючих методів, базується на розроблених логіко-лінгвістичних моделях прийняття рішень та на результатах аналізу несанкціонованих відборів нафти в умовах підприємства "Придніпровські магістральні нафтопроводи". Метод дає змогу скоротити час на виявлення місця відбору, збільшити вірогідність прийняття правильного рішення стосовно ліквідації аварії, суттєво підвищити точність визначення місця відбору, що одночасно з високою ефективністю контролю за відборами нафти підвищує ступінь захисту навколишнього середовища від можливих витікань нафти. Розроблений у дисертаційній роботі

метод реалізовано в системі автоматизованого контролю за відборами нафти, що інтегрована в діючу АСУ ТП у вигляді блоку програм, які апробовані на промислових матеріалах, одержаних у процесі експлуатації магістрального нафтопроводу, і прийняті в промислову експлуатацію Лисичанським районним нафтопровідним управлінням ВАТ “Укртранснафта”. Матеріали дисертаційної роботи набули впровадження в навчальному процесі Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу під час викладання дисципліни “Ідентифікація та моделювання об’єктів автоматизації”. Результати роботи можуть бути рекомендовані для використання підприємствами НАК «Нафтогаз України», що транспортують нафту і нафтопродукти, а також у дипломному проектуванні для студентів спеціальності 7.092501 – автоматизоване управління технологічними процесами.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Щербаков Б.Я., Чиликин А.Я., Ижевский В.С., Кучкарев А.У. Экологическая безопасность рек // Экология и промышленность России. – 1998. – №2. – С. 12-14.
2. Web-страница Новости. 30 марта 2004. Публикации и аналитика. Большая часть российской нефти теперь вывозится через порты на Балтике / <http://www.logistic.ru/news/2004/3/30/23/28496.html> (20.10.04)
3. Web-страница Известия.РУ: Авария танкера разорила испанских рыбаков / <http://news.izvestia.ru/world/news31338> (20.10.04)
4. Щербаков С.Г..Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Наука. –1982. – 208 с.
5. Мазур И.И. Катастрофу еще можно предотвратить // Нефть России. – 1995. – №3. – С. 5-10.
6. Василенко С.К., Осташко О.І., Овчаренко О. І. Придніпровські магістральні нафтопроводи. – К.: Видавництво ТОВ „Торговий Дім” „Слов’янський базар”, 2000. – 205 с.
7. Нафта і газ України: Державний комітет нафтової, газової та нафтопереробної промисловості України. – К.: Наукова думка, 1997. – 380 с.
8. Web-страница Портал Олега Соскіна - загальноукраїнський щомісячний науков.htm. Ирина БАРАБАШ. Реверс или аверс системы «Одесса-Броды»: преимущества и недостатки. (9.09.04).
9. Абузова Ф.Ф., Алиев Р.А., Новоселов В.Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа. – М.: «Недра», 1992. – 320 с.
10. Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: Підручник. – Івано-Франківськ. – 517 с.

11. Галеев В.Б., Капрачев М.З., Храменко В.И. Магистральные нефтепродуктопроводы. – М.: «Недра», 1986. – 256 с.
12. Грачев В.В., Щербаков С.Г., Яковлев Е.И. Динамика трубопроводных систем. – М.: Недра. –1987. – 454 с.
13. Основы трубопроводного транспорта нефти. Шаммазов А.М., Коршак А.А., Коробов Г.Е. и др. – Уфа: Реактив, 1996. – С. 100-109.
14. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В. и др. – М.: “Нефть и газ”, 1999. – С. 14-18, 145-160.
15. Ваулина Е.В., Григорьев Л.И., Попадько В.Е. Обзор современных автоматических информационных систем управления технологическими процессами // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. -№1. – С. 4-15.
16. Азизов А.М. Информационные системы контроля параметров технологических процессов. – М.: Химия, 1983. – 320 с.
17. Обносов Д, Френев А.В. Опыт создания АСУ продуктопроводом Сургутгазпрома на базе контроллеров MOSCAD RTU и SCADA-системы QNX-Сириус // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2000. – №11. – С. 31-35.
18. Бердников В.В. Прикладная теория гидравлических цепей. – М.: Машиностроение. – 1977. – 192 с.
19. Романский П. И. Ряды Фурье; теория ноля; аналитические и специальные функции; преобразование Лапласа. – М.: Наука, 1980. – 320 с.
20. Диткин В.А., Прудников А.П. Интегральные преобразования и операционное исчисление. – М.: Физматгиз. – 1961. – 524 с.
21. Диткин В.А., Прудников А.П. Справочник по операционному исчислению. – М.: Высшая школа. 1965. – 466 с.
22. Грачев В.В., Щербеков С.Г., Яковлев Е.И. Динамика трубопроводных систем. – М.: Наука. – 1987. – 434 с.
23. Бердников В.В. Прикладная теория гидравлических цепей. – М.: Машиностроение. – 1977. – 192 с.

24. Белоусов В.Д., Блейхер Э.М., Немудров А.Т., Кофин В.А., Яковлев Г.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра. – 1978. – 497 с.
25. Агаркин В.М., Кривоштейн Б.Я., Юдин В.А. Тепловой и гидравлический расчет магистральных нефтепроводов. – М.: Недра. – 1963. – 255 с.
26. Зверева Т.В., Яковлев Е.И. Совершенствование методов расчета технологических режимов нефтепроводных систем. // Нефтяное хозяйство. - № 7. – 1980. – С. 12-17.
27. Крылов А.Н. Лекция о приближенных вычислениях. М.: Гостехиздат. – 1954. – 400 с.
28. Буковский А.Г. Методы управления системами с распределёнными параметрами. М.: Наука. – 1975. – 563 с.
29. Ципкин Я.З. Основы теории автоматических систем. М: Наука – 1977. – 560 с.
30. Зельмат Мимун. Методы исследования и управления режимами работы трубопроводного транспорта газа: Дис... док. техн. наук: 0513.07. – М., 1992. – 332 с.
31. Чорный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. Изд. 2-е. -М.: «Недра», 1975. – 296 с.
32. Системы SCADA LICconsult. Руководство по эксплуатации систем обнаружения утечек на базе SCADA LICconsult. – Кременчуг, 1999 г. – 112 с.
33. Черняев К.В. Мониторинг технического состояния нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти –2000, № 9. – С. 14-17.
34. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта углеводородов. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2002. – С. 128-156.
35. Амбразавичус А.Б., Куаускас А.А., Валаткевичус П.Ю. Исследование влияния температурного фактора на теплообмен при



турбулентном течении газа в трубе. // Тепло – и массо – перенос. – Минск: изд ИТНО АН БССР, Т. 1, ч. 1 – 1990. – С. 76 – 81.

36. Тимків Д.Ф., Струтинська Л.І. Аналіз організаційного обслуговування лінійної частини магістральних газопроводів з нафтових і газових родовищ. №37(т.6). – 2001. – С. 176-177.

37. Лукас В.А. Теория автоматического управления. – М.: Недра, 1990. – 416 с.

38. Семенцов Г.Н., Чигур І.І., Шавранский М.В., Борин В.С. Фаззі-логіка в системах контролю. Івано-Франківськ: Факел. – 2002. – 70 с.

39. Антипов В.Н., Земенков Ю.Д. Контроль утечек при трубопроводном транспорте жидких углеводородов. Тюмень: ТюмГНГУ, 1999. – 6 с.

40. Система обнаружения утечек по волне давления. / Лосенков А.С., Русаков А.Н., Трефилов А.Г., Задорожный В.А и др. // Трубопроводный транспорт нефти. – 1998, №12. – С. 27-30.

41. Гумеров А.Г., Шумайлов А.С., Столяров Р.Н. О периодичности контроля утечек на магистральных нефтепроводах // Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1980, №4. – С. 12-16.

42. Сравнение различных систем определения утечек из трубопроводов. // Трубопроводный транспорт нефти. – 1998, №3. – С. 37-40.

43. Вязунов Е.В., Дымшиц Л.А. Методы обнаружения утечек из магистральных нефтепродуктопроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979. – 51с.

44. Методы и средства контроля малых утечек на магистральных нефте- и продуктопроводах // ТНТО. – М.: ВНИИОНГ, 1977. – С. 3-5.

45. Параметрическая система обнаружения утечек для нефтепроводов с самотечными участками / Нагаев Р.З., Плотников В.Б., Лосенков А.С., Фирсов Ю.В. // Трубопроводный транспорт нефти – 2002, №3. – С. 11-13.

46. Попадько В.Е. Системы Сбора данных и управления SCADA. -М.: Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 1999. – 128 с.
47. Программное обеспечение «Обнаружение утечки» системы Foxboro. Описание пользователя и программиста (материалы фирмы Foxboro). – 2003. – 255 с.
48. Лурье М.В., Макаров П.С. Диагностика малых утечек нефтепродукта при опресовке участков трубопровода // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1998. - №5 -
49. Бабков А.В., Павлов А.Н. Применение ПТК “Сириус-QNX” для реализации технологических задач диспетчерского управления магистральными нефтепроводами // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, – М.: ВИИНОЭНГ, 2000. – Вып 4-5. – С. 11-14.
50. Бабков А.В., Попадько В.Е. Системы обнаружения утечек жидкости из магистральных нефтепроводов. // Автоматизация, телемеханизация и связь в газовой промышленности. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. – С. 4-31.
51. Лапшин Б.М. Система непрерывного контроля герметичности подводных переходов нефтепроводов // Приложение к журналу «Трубопроводный транспорт нефти». – 2000, №6. – 15 с.
52. Лисин Ю.В. Система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций // Трубопроводный транспорт нефти. – 2000, №9. – С. 10-13.
53. Шумайлов А.С., Гумеров А.Г., Джаржиманов А.С. и др. Контроль утечек нефти и нефтепродуктов на магистральных нефтепроводах при эксплуатации // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВИШДЕИТ, 1981. – Вып.10. – 80 с.
54. Шумайлов А.С. Столяров Р.Н. К вопросу обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979, №12. – С 25-31.

55. Бертерон Л. От гидравлического удара в трубах до розряда в электрической сети. Пер. с франц. – М.: Машгиз, 1962. – 348 с.
56. Семейство интеллектуальных датчиков Fisher-Rosemount модели 3051: 00809-0100-4001. Версия А2. – Київ, 2002. – 10 с.
57. Караев Р.В. Переходные процессы в линиях большой протяженности. – М.: Госэнергоиздат, 1963. – 136 с.
58. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. /Под ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1973. – 519 с.
59. Абрахама А.Х., Каверли П.Х. Анализ электрических цепей. – М.: Мир, 1967. – 76 с.
60. Лиокс К.Л. Некоторые методы решения нелинейных краевых задач. – М.: Мир, 1972. – 587 с.
61. Лыщенко Л.З., Сидорова Н.В., Николов Г. Повышение надежности эксплуатации нефтепроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. -М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 48 с.
62. Avedjan A.D. Bestimmung der Parameter linearer modelle stationarer und instationarer, stecken. Messenstaovern – RereIn; 1971, №9, – p. 348-350.
63. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. – М.: Госэнергоиздат, 1960. – 464 с.
64. Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Яковлев Е.И., Гарляускас А.И., Грачев А.А. Трубопроводный транспорт газа. М.: Наука, 1976. – 495 с.
65. Гусейн – Заде М.А., Добкина М.Б., Дружна Л.Н. Анализ основных гидродинамических уравнений. – Тр. МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. Вып. 113, М.: Недра, 1965. – С. 3 – 11.
66. Яковлев Е.И., Иванов В.А., Крылов Г.В. Системный анализ газотранспортных магистралей Западной Сибири. М.: Наука. Сиб. Отделение, 1989. – 301 с.
67. Мэтьюз Дж. Г. Численные методы. Использование MatLab: Пер. с англ. Под ред. Ю.В. Козаченко. 3-е изд. М.: Вильямс, 2001. – 713 с.

68. Дьяконов В.П. MatLab 5.0/5.3. Система символьной математики. М.: Нолидж, 1999. – 633 с.
69. Кондратенко Ю.П., Сидоренко С.А. Синтез нечітких алгоритмів для апроксимації, ідентифікації та управління в реальному часі // Праці Міжнародної конференції з управління „АВТОМАТИКА – 2000”. – Львів, 2000. – С. 121-126.
70. Кондратенко Ю.П., Сидоренко С.А. методи проектування нечітких пристроїв прийняття рішень на основі програмованих логічних ІМС // Наукові записки НаУКМА. – Київ, 1999. – С. 229-235.
71. Тимків Д.Ф. Ідентифікація компресорних станцій та лінійних ділянок складних газотранспортних систем // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. №65(т. 6). –1998. – С.29-32.
72. Орловский С.А. Проблемы принятия решений при нечеткой исходной информации. – М.: Главная редакция физико-математической литературы, 1981. – 208 с.
73. Семенцов Г.Н., Чигур І.І., Когуч Я.Р., Шовранський М.В., Борин В.С. Автоматизація систем контролю // – Івано-Франківськ: ФАКЕЛ, 2002. – 97 с.
74. Андриевский Б.Р. Избранные главы теории автоматического управления с примерами на языке MatLab. СПб.: Наука, 1999. – 467 с.
75. Леоненко А.В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и Fuzzy TECH. – СПб.: БХВ – Петербург, 2003. – 736 с.
76. Кондратенко Ю.П., Сидоренко С.А., Підпригора Д.М. Поведінковий синтез цифрових пристроїв у середовищі Active-HDL. – Миколаїв: Вид-во МФ На УКМА, 2002. – 116 с.
77. Кондратенко Ю.П., Сидоренко С.А. Методи синтезу нечітких контролерів для підвищення швидкодії та точності процесів формування управляючих сигналів // Збірник наукових праць УДМУ. – Миколаїв, 2001. – Вип. 5. – С. 124-134.

78. Кондратенко Ю.П., Сидоренко С.А. Системи підтримки прийняття рішень на основі пристроїв з нечіткою логікою // Збірник наукових праць УДМТУ. – Миколаїв, 1999. – Вип. 4. – С. 125-134.

79. Сидоренко С.А. Синтез пристроїв з нечіткою логікою // Матеріали Міжнародної конференції з управління „АВТОМАТИКА – 2001”. – ОНПУ, Одеса, 2001. – т.2. – С. 116-117.

80. Fuzzy-Logik. Einführung in die algebraischen und logischen/ Lehrn Boehme – Berlin (u. a.): Springen, 1993. – 315 S.

81. Ямпольский Л.С., Лавров О.Я. Штучний інтелект у плануванні і управлінні виробництвом. – К.: Вища школа, 1995 – 255 с.

82. Потемкин В.Г. MatLab 5 для студентов: Новая редакция. 2-е изд., испр. и доп. М.: ДИАЛОГ-МИФИ, 1999. – 447 с.

83. Алиев Р.А., Абдикеев Н.М., Шахназаров М.М. Производственные системы с искусственным интеллектом. – М.: Радио и связь, 1990. – 264 с.

84. Потемкин В.Г. Система инженерных и научных расчетов MatLab 5.x: В 2-х т. М.: ДИАЛОГ-МИФИ, 1999. – 440 с.

85. Kwon Y. W. The Finite Element Method using MATLAB. – Boca Raton a. o. CRC Press, 1997. – 519 p.

86. Ротштейн А.П. Интеллектуальные технологии идентификации. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 1999. – 320 с.

87. Ван Тассел Д. Стиль, разработки, эффективность, отладка и испытание программ. 2-е изд., испр. М.: Мир, 1985. – 350 с.

88. W. Kästner, A. Fenske, R. Hampel. Improvement of the robustness of Model-based Measuring Methods using Fuzzy Logic. – World Scientific, Proceedings of the 3<sup>rd</sup> international FLINS Workshop, Antwerp, Belgium, 1998, pp. 129-142.

89. N. Chaker, M. Wagenknecht, R. Hempel. Fuzzy control Structure Transformation. – World Scientific, Proceedings of the 3<sup>rd</sup> international FLINS Workshop, Antwerp, Belgium, 1998, pp. 99-110.

90. Pieczynski A., Kästner W. Fuzzy modeling of multidimensional nonlinear processes design and analysis of structures. Proceeding of 7<sup>th</sup> Zittou Fuzzy Colloquium, 1999 – pp. 47-64.
91. Кудинов Ю.И. Нечёткое моделирование и идентификация технологических процессов/ Измерения, контроль и автоматизация. Вып.2(66) – 1988. – С. 77-86.
92. Гультияев А. Визуальное моделирование в среде MatLab. СПб.: Питер, 2000. – 430 с.
93. Мартынов Н.Н. MatLab 5.x. Вычисления, визуализация, программирование. М.: КУДИЦ-ОБРАЗ, 2000. – 332 с.
94. Алгоритмические методы мониторинга трубопроводов //Приложение к журналу “Трубопроводный транспорт нефти». – 2002, №3. – С. 32-34.
95. Потемкин В.Г. Система MatLab: Справ. пособие. М.: ДИАЛОГ-МИФИ, 1997. – 350 с.
96. Лазарев Ю.Ф. MatLab 5.x. Киев: ВН, Ирина, 2000. – 383 с.
97. Дьяконов В.П. MatLab СПб.: Питер, 2001. – 553 с.
98. Контроль утечек нефти и нефтепродуктов на магистральных трубопроводах при эксплуатации // ТНТО. -М.: ВНИИОЭНГ, 1981. – С. 2-16.
99. Диагностика магистральных трубопроводов / Шумайлов А.С. и др. –М.: Недра, 1992. – 250 с.
100. Забела К.А. Обнаружение малых повреждений в подводных трубопроводах РНТС // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1978, №6. – С. 20-22.
101. Иванов Н.Д. Эксплуатационные и аварийные потери нефтепродуктов и борьба с ними. – М.: Недра, 1973. – 160 с.
102. О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов // Трубопроводный транспорт нефти. – 2000, №10. – 30 с.

103. Устройства исполнительных систем автоматического регулирования. Методы расчета и выбора основных параметров. Стандарт предприятия СТП, АЖЦ-607-72, СКБ АНН, М., 1972. – 125 с.

104. Алфеев В.Н и др. Разработка системы комплексного анализа условий надежности линейной части магистральных нефтепроводов // Приложение к журналу «Трубопроводный транспорт нефти». – 2000, №12. – С. 14-22.

105. Лурье М.В., Макаров П.С. Гидравлическая локация утечек нефтепродукта на участке трубопровода // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1998, №12. – С. 16-20.

106. Куракин В.А., Мишин Н.К., Сорвачев А.М. и др. Проверка работоспособности программного обеспечения системы обнаружения утечек // Приложение к журналу «Трубопроводный транспорт нефти». – 2002, №3. – С. 14-17.

107. ГОСТ 8.009-84. ГСИ: Контролируемые метрологические характеристики средств измерений. – М.: Издательство стандартов, 1976. – 12 с.

108. В.А. Палагушкин. Автоматизация производственных процессов. УФА: УНИ, 1976. – 52 с.

109. Семенцов Г.Н., Кучмистенко О.В. Моделювання процесів несанкціонованих відборів і витікань нафти з магістральних нафтопроводів на основі нечіткої логіки // Методи та прилади контролю якості . – 2005, №15. – С. 32-36.

110. Исакович Р.Я. Технологические измерения и приборы. – М.: Недра, 1979. – 362 с.

111. Балев В.Н. Особенности метрологического обеспечения автоматизированных систем контроля и управления. // Вестник ХГПУ. – Вып.12. – 1998. – С. 89-91.

112. Диденко К.И., Кондрашов С.И., Балык С.С, Балев В.Н., Скрипник Ю.А, Орнатский П.П. Концепция рассмотрения метрологических задач в

системах контроля и управления технологическими процессами. // Материалы МНТК "Информационные технологии: наука, техника, технология, образование, здоровье". Ч.1. – Харьков, 1995. – С. 165-168.

113. Балев В.Н. Построение модели изменения погрешностей измерительных каналов // Вестник ХГПУ. – Вып.42. – 1999. – С. 39-41

114. Диденко К.И., Кондрашов С.И., Балев В.Н., Свищева З.С. Модель динамических погрешностей измерительных цепей систем контроля и управления. // Тезисы докладов III МНТК "Контроль и управление в технических системах". – Винница, 1995. – С. 172-173.

115. Диденко К.И., Кондрашов С.И., Балев В.Н. Принципы организации динамического контроля систем // Сборник материалов III НТК "Измерительная и вычислительная техника в технологических процессах и конверсии производства". – Хмельницкий, 1995. – С. 155-156.

116. Балев В.Н., Свищева З.С., Ермаловская Л.П. Система динамического контроля метрологических характеристик измерительного канала // Материалы МНТК "Информационные технологии: наука, техника, технология, образование, здоровье". – Ч.2. – Харьков, 1996. – С. 5-6.

117. Балев В.Н. Микропроцессорная подсистема метрологического контроля. // Труды МНТК "Информационные технологии: наука, техника, технология, образование, здоровье". – Ч.5. – Харьков, 1997. – С. 8-10.

118. В.М. Шумка Альтнупер. Методы повышения точности управления ТП с использованием IBM. М.: Наука, 2000. – 240 с.

119. Балев В.Н. Оценка погрешностей определения параметров измерительных устройств в динамическом режиме контроля // Вестник ХГПУ. – Вып.64. – 1999. – С. 128-131.

120. Балев В.Н. Контроль динамических характеристик преобразователей напряжение-ток. // Вестник ХГПУ. – Вып.56. – 1999. – С. 75-78.



121. Скрипник Ю.А., Химичева А.И., Кондрашов С.И., Балев В.Н. Система для поверки термоэлектрических термометров в динамическом режиме // Вестник ХПИ. – №14. – 1993. – С. 103-106.

122. Балев В. М. Методи та засоби контролю похибок вимірювальних каналів автоматизованих систем контролю та керування: Автореферат дисертації. канд. техн. наук. 05.11.15 / ХДПУ. – Харків, 1999. – 20 с.

123. Балев В.Н. Функции метрологического наблюдателя первого уровня автоматических систем контроля и управления //Труды МНТК "Информационные технологии: наука, техника, технология, образование, здоровье". – Ч.5. – Харьков, 1997. – С. 11-13.

124. Балев В.Н. Контроль и восстановление точностных характеристик измерительных каналов АСКУ // Труды конференции "Метрология в электронике - 97". – Т.2, – Харьков, 1997. – С. 181-183.

125. Земенков Ю.Д. Методологическое обеспечение экспертных расчетов утечек и выбросов при трубопроводном транспорте жидких углеводородов: Автореф. дис. канд. техн. наук: 05.11.15. – Тюмень, 1999.–21 с.

126. ГОСТ 8.009-72 Нормируемые электромеханические характеристики средств измерений. М.: Изд. Стандартов, 1972. – 12 с.

127. Земельман М.А. Автоматическая коррекция измерительных устройств. М.: Издательство стандартов, 1972. – 200 с.

128. Бендот ж., Пирсон А. Измерение и анализ случайных процессов. М.: Наука, 1974. – 464 с.

129. Прохоров Ю.В., Розанов Ю.А. Теория вероятностей. М.: Наука, 1973. – 496 с.

130. Диденко К.И., Кондрашов С.И., Балев В.Н. Статическая метрологическая и ситуационная модели измерительного канала АСКУ // Сборник научных трудов ХГПУ. – Вып.6. – Ч.1. – 1998. – С. 379-383.

131. Didenko K.I., Kondrashov S.I., Balev V.N. The conception of metrological assurance of intellectual control systems // Actual problem of measuring

technique "Measurement-98" Proceeding of the international conference/ - Kyiv: NTUU "KPI", AUS DAAD, 1998. – P.226-227.

132. Шумский В.М., Альтшулер С.В., Рождественський Ю.Б. Методы повышения точности управления технологическими процессами с использованием УВМ. – М.: ЦНИИИ и ТЭИ метехим, 1981. – 58 с.

133. Кейдалл М.Д., Стюарт А. Статистические выводы и связи. – М.: Наука, 1973. – 312 с.

134. Мозолевський А.В., Колявин В.П. Системы диагностирования судового оборудования. – Л.: Судостроение, 1987. – 284 с.

135. Семенцов Г.Н., Кучмистенко О.В. Інформаційна система контролю для запобігання несанкціонованому відбору нафти з магістрального нафтопроводу // Нафтова і газова промисловість. – 2005, №1 – С. 61–44.

136. Кучмистенко О.В. Структура пристрою з нечіткою логікою для автоматизованого визначення часу і місця несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ.: Факел – 2004. – 2 (11). – С. 79–85.

137. Семенцов Г.Н., Кучмистенко О.В. Фаззі-модель для імітаційного моделювання несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу // Академический вестник. – Кривой Рог. – 2004, №13. – С. 84-86.

138. Семенцов Г.Н., Кучмистенко О.В. Структура і алгоритм системи контролю з нечіткою логікою для автоматизованого визначення часу і місця несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу // Науковий вісник ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 2004. – 3 (9). – С. 79–84.

139. Кучмистенко О.В. Аналіз залежностей тиску нафтоперекачуючої станції, у колекторі, на всмоктуванні, перепадів тиску на заслінці і степені відкриття регулюючого органу від часу // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ.: Факел. – 2001, №38, (том 5).– С.172–177.

140. Семенцов Г.Н., Кучмистенко О.В. Фаззі-логіка в системі керування тиску на нагнітанні і всмоктуванні насосної нафтоперекачуючої станції //

Вимірювання та обчислювальна техніка в технологічних процесах. – Хмельницький. – 2000, №4. – С. 42–44.

141. Кучмистенко О.В. Нечітка модель автоматизованого контролю несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу // Науковий вісник ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ. – 2005. – 1(10) – с. 97 – 103.

142. Кучмистенко О.В. Автоматизований контроль несанкціонованого витікання нафти з магістрального нафтопроводу // Збірник наукових праць НУК. – Миколаїв: НУК, 2005, № 1(400). – С. 140–144.

143. Семенцов Г.Н., Кучмистенко О.В. Інформаційна система контролю для запобігання несанкціонованому відбору нафти з магістрального нафтопроводу // Тези доповідей учасників міжнародної науково-технічної конференції професорсько-викладацького «Інтелектуальні системи прийняття рішень та інформаційні технології. – Чернівці. – 2004. – С. 191–192.

144. Кучмистенко О.В. Аналіз структури системи автоматизованого регулювання тиску НПС „Луганська” // Тези науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу університету. – Івано-Франківськ.: Факел. – 2002. – С. 92.

145. Семенцов Г.Н., Кучмистенко О.В. Новий підхід до удосконалення автоматичної системи регулювання тиску на нафтоперекачуючої станціях // Тези науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу університету. – Івано-Франківськ.: Факел. – 2001. – С.73.

146. Семенцов Г.Н., Кучмистенко О.В. Структура пристрою обробки та перетворення нечіткої інформації для визначення часу і місця несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу // Матеріали VII міжнародної науково-практичної конференції. – Дніпропетровськ.: Наука і освіта 2004. – 10-25 лютого 2004. – С.74–76.

147. Кучмистенко О.В. Автоматизоване визначення часу і місця несанкціонованих витікань нафти з нафтопроводу // Автоматика – 2004. – Матеріали 11-ої міжнародної конференції по автоматичному управлінню. Київ. – 2004. – 27–30 вересня 2004. – Том перший.– С. 72.

# ДОДАТКИ

## Додаток А



Відкрите акціонерне товариство "Укртранснафта"  
 "ПРИДНІПРОВСЬКІ МАГІСТРАЛЬНІ НАФТОПРОВІДИ"  
**ЛИСИЧАНСЬКЕ РАЙОННЕ НАФТОПРОВІДНЕ УПРАВЛІННЯ**

58, пр. Леніна, м. Лисичанськ, Луганська область, Україна, 93120

Телефон: (06451) 4-85-25, факс: (06451) 4-85-39

м. Лисичанська, Луганської області

адреса електронної пошти: [oil@lrmppdmn.com](mailto:oil@lrmppdmn.com)

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Начальник Лисичанського РНУ

ВАТ "Укртранснафта"

*Л. Д. Крисанов*

«...» ... 2004 р.

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи О.В. Кучмистенко **„Система контролю за несанкціонованими витіканнями і відборами нафти з магістральних нафтопроводів”**, представленої на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.11.13 – прилади і методи контролю та визначення складу речовин.

Даним актом підтверджується, що теоретичні результати досліджень О.В. Кучмистенко в галузі створення системи контролю за несанкціонованими витіканнями і відборами нафти з нафтопроводів прийняті для впровадження у Лисичанському РНУ ВАТ „Укртранснафта”.

Очікуваний ефект: зменшення часу на ліквідацію аварійного витікання нафти з нафтопроводу, а також скорочення часу реагування на несанкціоновані відбори.

Від Лисичанського РНУ:

Начальник НПС „Новоайдар”

*Длиба М.М.*  
 \_\_\_\_\_  
 Длиба М.М.

Від ІФНТУНГ:

Науковий керівник,  
 док. техн. наук, проф.,  
 завідувач кафедри АНП і МЕ

*Г. Н. Семенов*  
 \_\_\_\_\_  
 (Г. Н. Семенов)

Виконавець: здобувач кафедри АНП і МЕ

*О.В. Кучмистенко*  
 \_\_\_\_\_  
 (О.В. Кучмистенко)

## Додаток Б

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Проректор з наукової роботи  
Івано-Франківського  
національного технічного  
університету нафти і газу  
проф. д.т.н. О.М. Карпан  
« 2004 р.

## Довідка

**про впровадження результатів дисертаційної роботи Кучмистенко О.В.  
„Система контролю за несанкціонованими витіканнями і відборами нафти з магістральних нафтопроводів”.**

Довідка ви дана про те, що основними науковими результатами дисертаційної роботи Кучмистенко О.В. „Система контролю за несанкціонованими витіканнями і відборами нафти з магістральних нафтопроводів” є:

- інформаційна модель контролю несанкціонованих витікань і відборів нафти з магістральних нафтопроводів через отвори діаметром менше 16 мм, що побудована з використанням методів нечіткої логіки;
- структури системи автоматизованого контролю і пристроїв для визначення місця і часу несанкціонованих витікань і відборів нафти з магістрального нафтопроводу;
- сукупність правил-продукції для контролю і визначення рівня аварійності нафтопроводу, які дозволяють моделювати логіку міркувань диспетчера по транспорту нафти і тим самим вчасно приймати відповідні дії по усуненні аварійних ситуацій;

## Продовження додатку Б

- новий метод визначення місця і часу несанкціонованих витікань, або відборів нафти з магістрального нафтопроводу через малі отвори, який дозволить визначати час і місце відбору нафти із нафтопроводу в реальному часі з похибкою не більше 1 км за час не більше 5 с.

Дослідження автора відповідають науковому напрямку кафедри автоматизація технологічних процесів і моніторингу в екології Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ) – „Аналіз і синтез автоматизованих систем керування процесами буріння, видобування, транспортування, зберігання і переробки нафти і газу”, який затверджено Науковою радою ІФНТУНГ, протоколом № 4 від 20.11.2000 р. Матеріали наукового дослідження використані при розробці держбюджетної теми ІФНТУНГ „Наукові основи контролю управління і екологічного моніторингу об’єктами нафтогазового комплексу України”, номер державної реєстрації № 0101U001664, автор був виконавцем.

Названі роботи входять у координаційний план Міністерства освіти і науки України „Наукові основи розробки нових технологій видобутку нафти і газу, газопромислового обладнання, поглибленої переробки нафти і газу з метою отримання високоякісних моторних палив, мастильних матеріалів, допоміжних продуктів і нафтохімічної сировини”. Вказаний план входить у національну програму „Нафта і газ України до 2010 року”.

Директор науково-дослідного  
інституту нафтогазових технологій,

д.т.н., професор



В.М. Івашин

Завідувач кафедри  
автоматизації технологічних процесів  
і моніторингу в екології ІФНТУНГ,

д.т.н., професор



І.Н. Семенов

## Додаток В

ЗАТВЕРДЖУЮ

Перший проректор

Івано-Франківського національного  
технічного університету нафти і газу,  
докт.техн.наук, професор

 В.І.Векерик  
“        ”        2005р.

## А К Т

про використання в навчальному процесі наукових результатів дисертаційної роботи О.В.Кучмистенка “Система контролю за несанкціонованими витіканнями і відборами нафти з магістральних нафтопроводів”, представленої на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.11.13 – прилади і методи контролю та визначення складу речовин

Ми, що нижче підписалися, склали даний акт про те, що теоретичні висновки і практичні результати досліджень О.В.Кучмистенка в галузі створення методів і приладів контролю несанкціонованих відборів і витікань нафти з магістральних нафтопроводів впроваджені в навчальний процес кафедри автоматизації технологічних процесів і моніторингу в екології в дисципліні “Ідентифікація та моделювання об’єктів автоматизації” для студентів спеціальності 7.092501 – Автоматизоване управління технологічними процесами, а також в дипломному проектуванні студентів спеціальності 7.092501 – Автоматизоване управління технологічними процесами.



Розділи робочої програми і використання наукових результатів  
дисертаційної роботи О.В.Кучмистенка

Дисципліна – Ідентифікація та моделювання об'єктів автоматизації.

Шифр спеціальності – 7.092501 – Автоматизоване управління технологічними процесами.

ЗМІСТОВНИЙ МОДУЛЬ 4				
ПФ.Д.01.ПР.О.01.32 – МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТИПОВИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ ГАЛУЗІ				
№ лекц.	Тема лекції 7	Впровадження в навчальний процес	Обсяг годин	Додаткова література
12	Моделювання процесів несанкціонованих відборів і витікань нафти з магистрального нафтопроводу на основі нечіткої логіки	Основні допущення. Вибір структури моделі. Побудова математичної моделі (ММ). Оцінка параметрів ММ. Оцінка точності. Дослідження ММ.	2	Д3, Д4, Д5,Д6, Д7,Д8, Д9

#### Додаткова література

- Д1. Чермак П., Петерка В., Заварко П. Динамика регулируемых систем в теплоэнергетике и химии / Перевод с чешск. – М.: Мир, 1972. – 624 с.
- Д2. Планирование эксперимента в исследовании технологических процессов / Под ред. Э.К. Лецкого. Пер. с немец. М.: Мир, 1997. – 552 с.
- Д3. Гульяев А.К. MATLAB 5.2. Имитационное моделирование в среде Windows: Практическое пособие.– СПб.: БХВ-Петербург, 2002.– 286 с.
- Д4. Леоненков А.В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzy TECH.– СПб: БХВ-Петербург, 2003.– 736 с.
- Д5. Дьяконов В., Круглов В. Математические пакеты расширения MATLAB. Специальный справочник.– СПб: Питер, 2001.– 480 с.

## Продовження додатку В

3

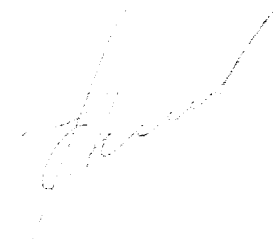
- Д6. Гультяев А.К. Визуальное моделирование в среде MATLAB: учебный курс.– СПб: Питер, 2000.– 432 с.
- Д7. Кучмистенко О.В. Нечітка модель автоматизованого контролю несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу // Науковий вісник ІФНТУНГ.– Івано-Франківськ, 2005.– №1(10). – С. 97-103.
- Д8. Семенцов Г.Н., Кучмистенко О.В. Фазі-модель для імітаційного моделювання несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу // Академический вестник.– Кривой Рог.– 2004.– № 13.– С. 84-89.
- Д9. Семенцов Г.Н., Кучмистенко О.В. Інформаційна система контролю для запобігання несанкціонованому відбору нафти з магістрального нафтопроводу // Нафтова і газова промисловість. – 2005. №1. – С. 61-64.

Декан факультету автоматизації  
та комп'ютерних наук, к.т.н., доц.



В.М.Юрчишин

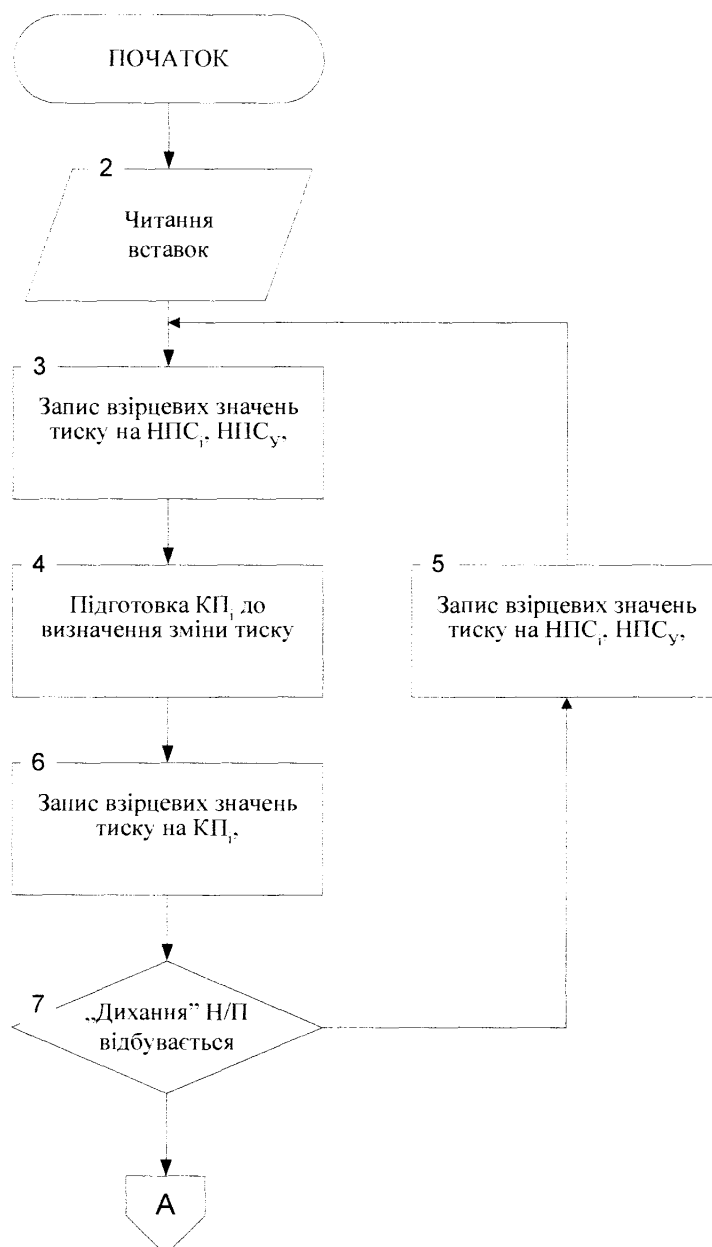
Завідувач кафедри автоматизації  
технологічних процесів і  
моніторингу в екології, д.т.н., проф.

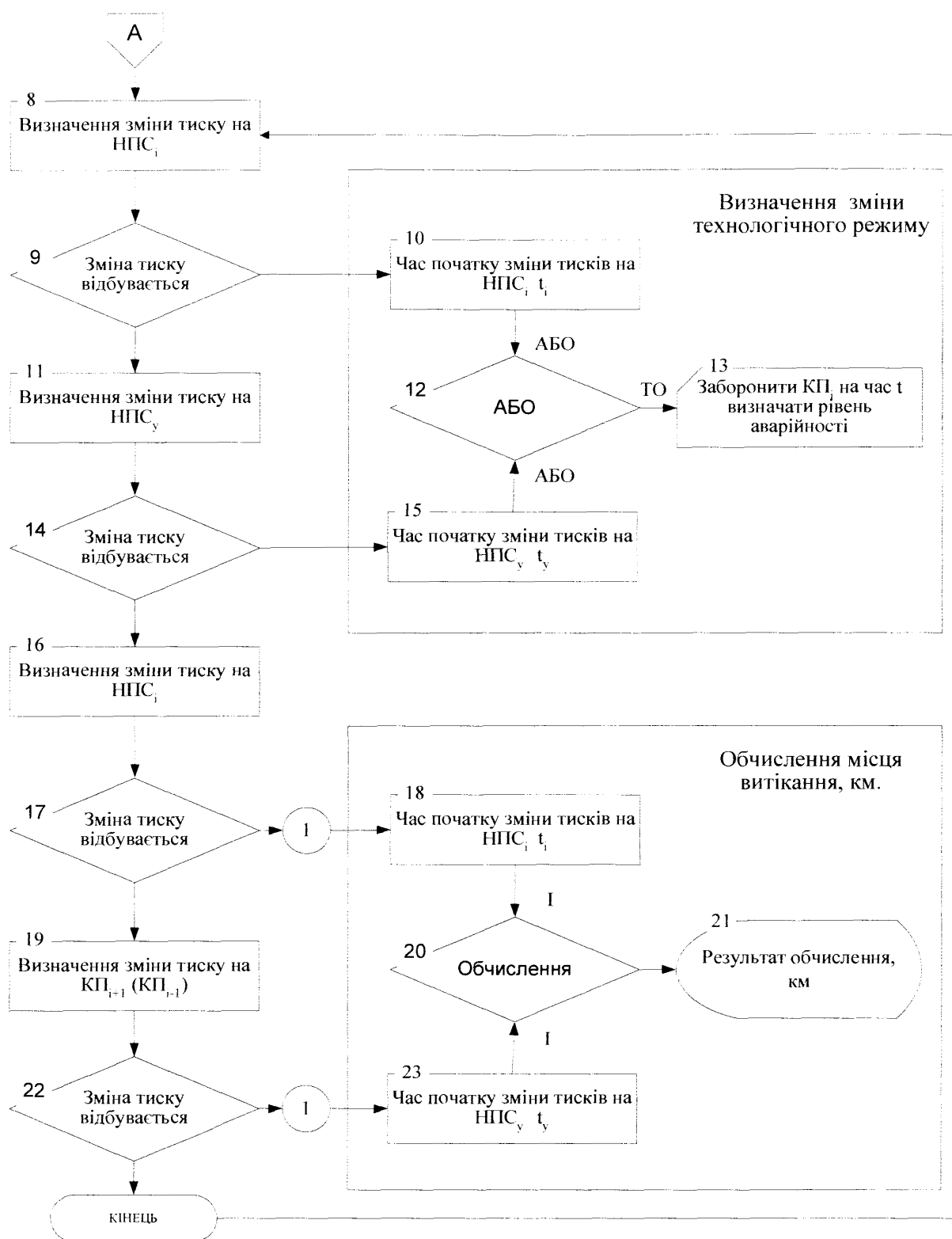


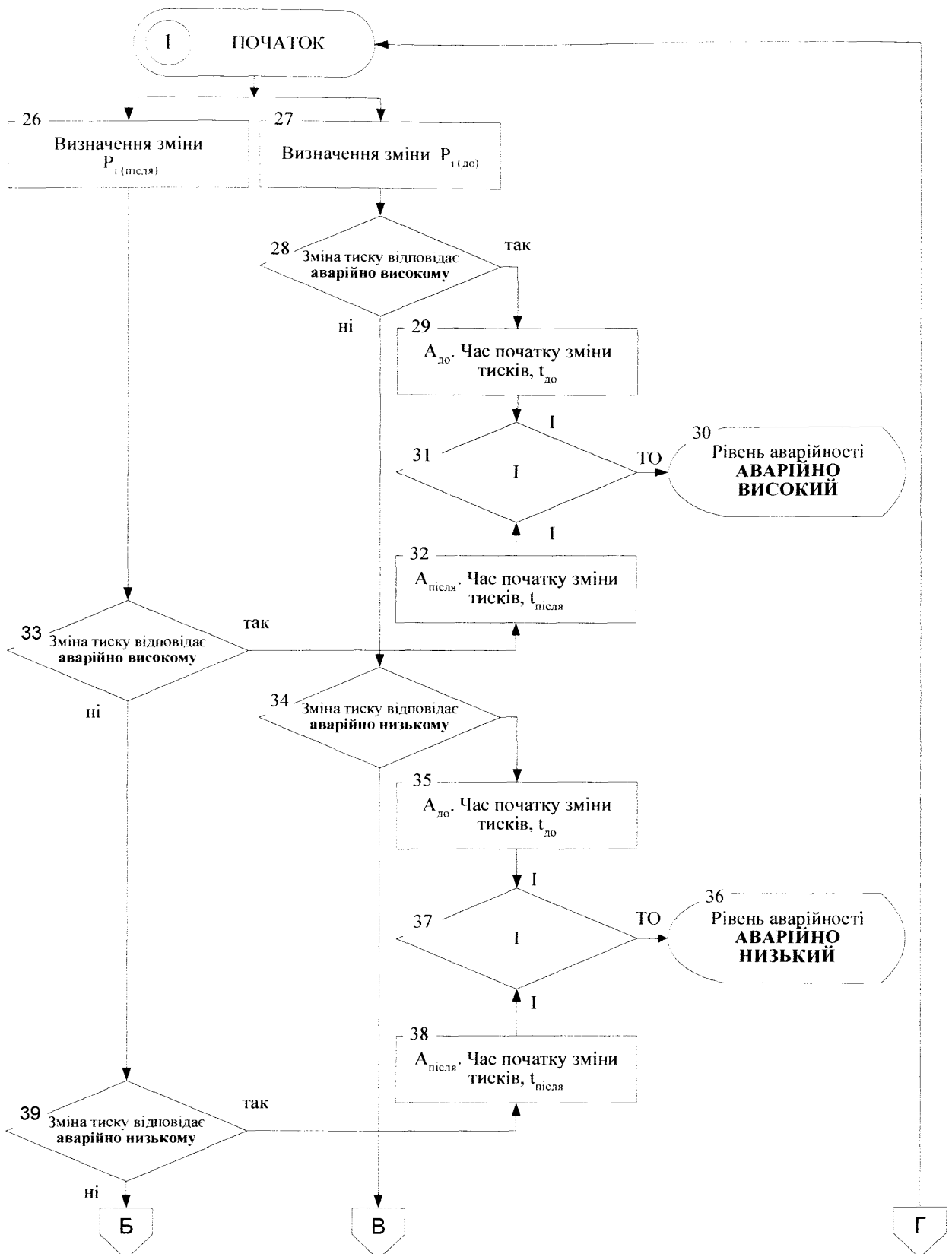
Г.Н.Семенцов

## Додаток Г

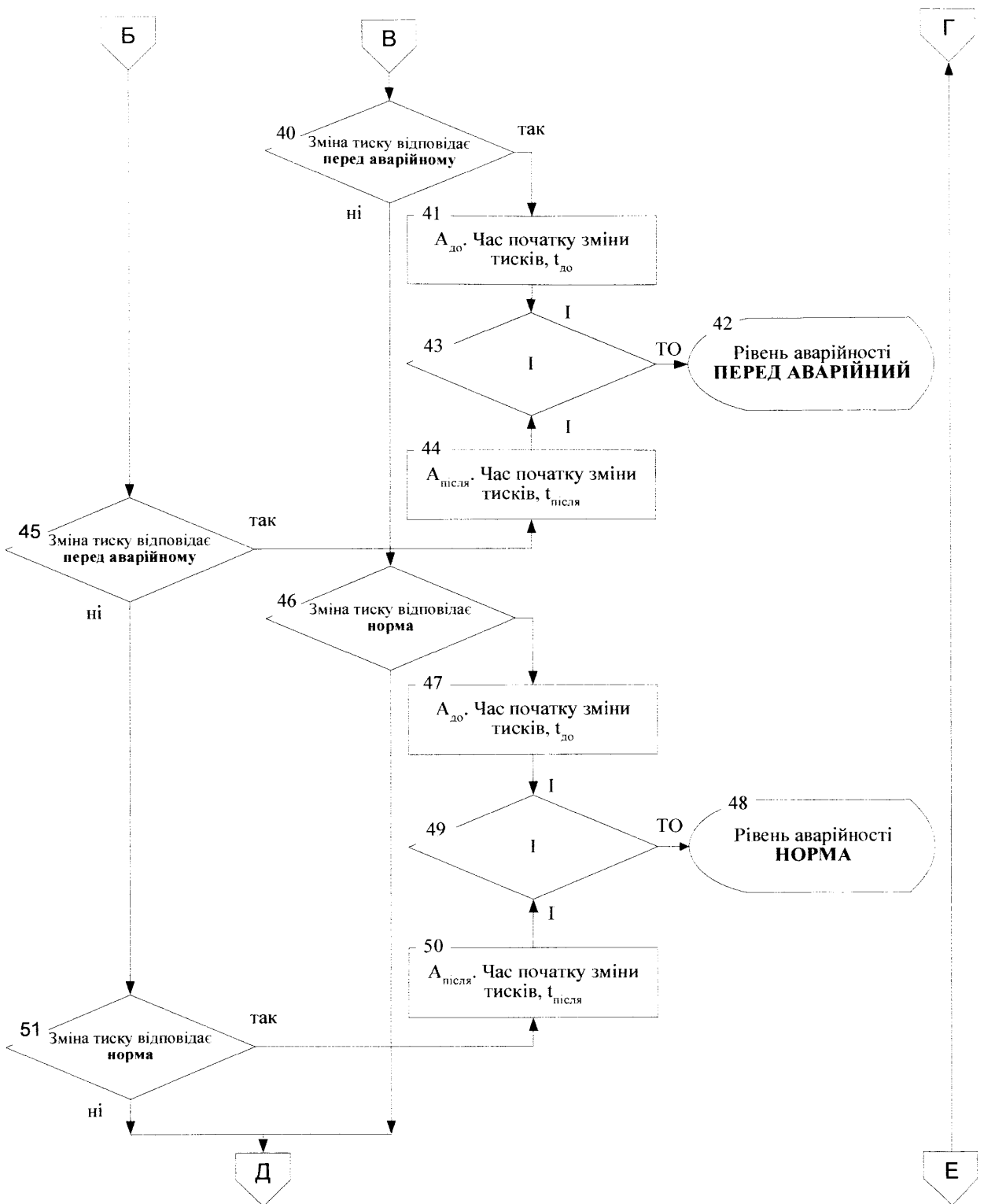
Блок-схема алгоритму роботи АСК витоків і несанкціонованих відборів  
нафти з нафтопроводів

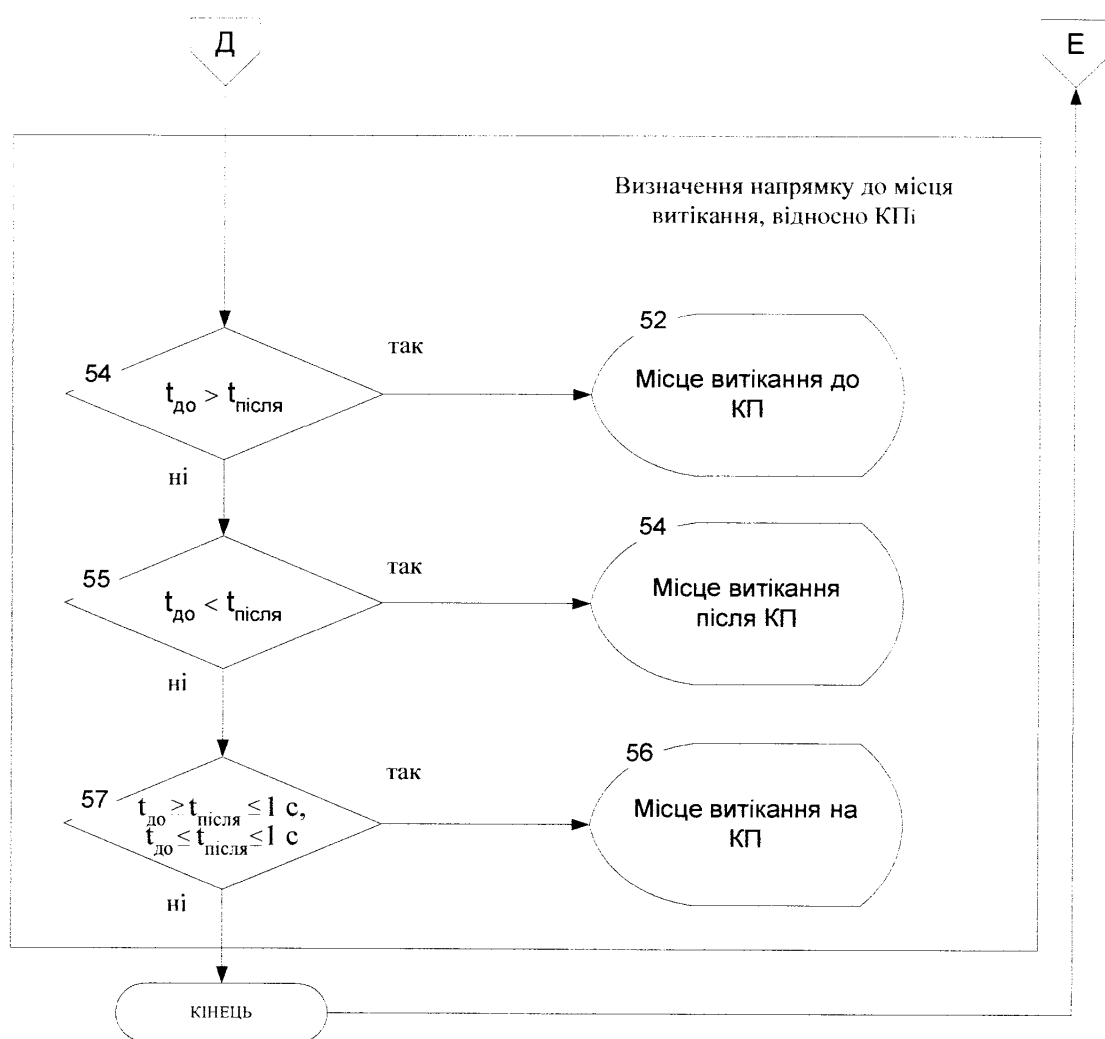






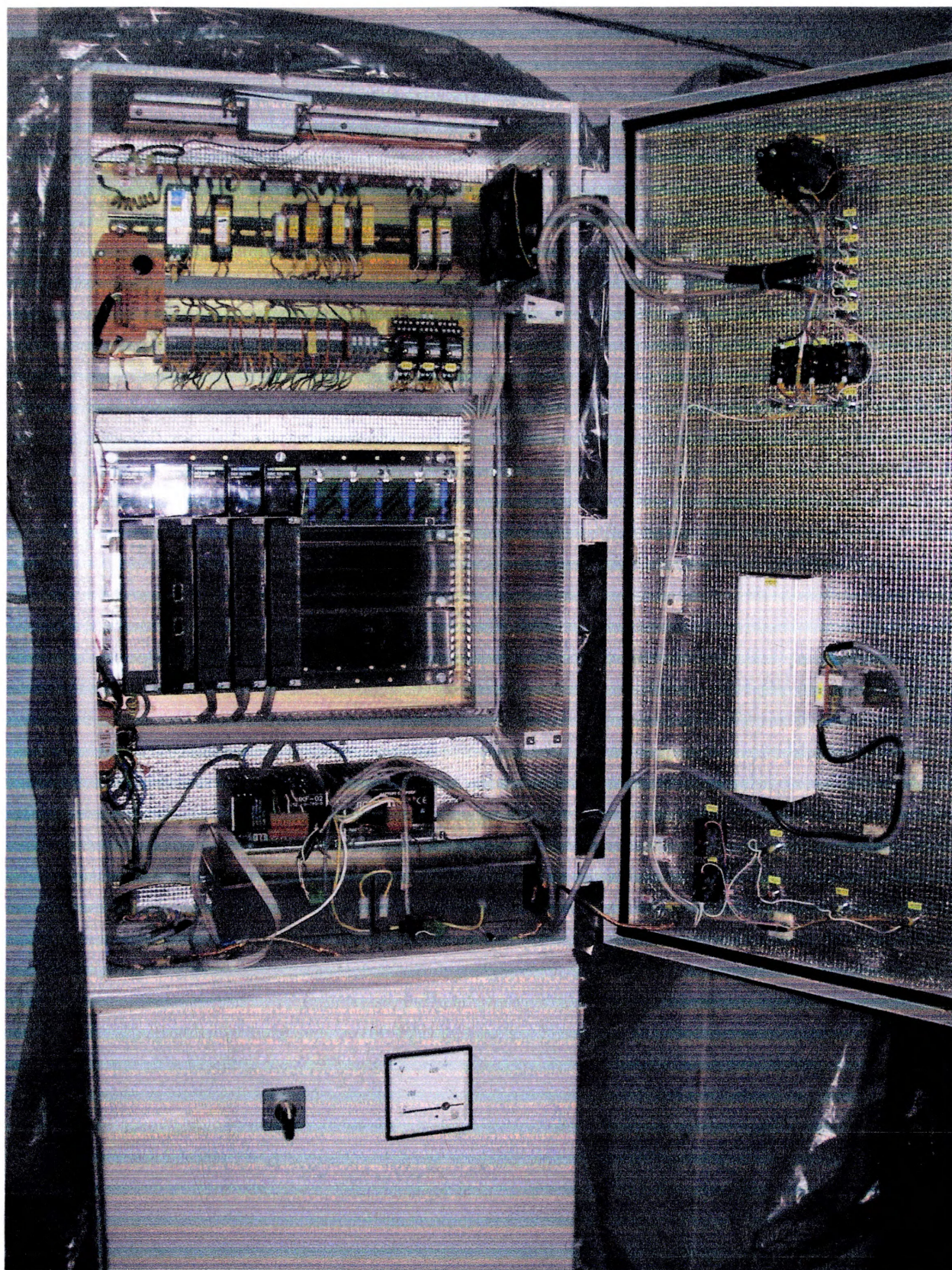
## Продовження додатку Г





## Додаток Д

Система збору, обробки і передачі даних, побудована на програмованих контролерах Modicon TSX Quantum





## Додаток Е

## Цифровий калібратор тиску PPS

## Технічні характеристики

Діапазони вимірювання тиску	від -0,85...0 бар до 0...700 бар (10 діапазонів)
Одиниці вимірювання тиску	Бар, кПа, МПа, атм, кГ/см <sup>2</sup> , см H <sub>2</sub> O(20°C), м H <sub>2</sub> O(4°C), м H <sub>2</sub> O(20°C), мм Hg, psi, in H <sub>2</sub> O(20°C), in H <sub>2</sub> O(60°F), in Hg, ft H <sub>2</sub> O, ft Hg.
Діапазони вимірювання електр. сигналів	0/4...20 мА, 10...50 мА, 0...30 В
Погрішність вимірювання тиску і електричних сигналів	± 0,05% діапазону
Разрешение	5 десятинних розрядів
Максимальне перевантаження по тиску	150% діапазону
Сигналізація перевантаження по тиску	120% діапазона
Діапазон температурної компенсації	0...50 °С
Клавіатура	Тактильна, мембранна, 6 клавіш
Дисплей	ЖК, 2 строки по 16 буквено-цифрових символів
Частота оновлення показників	0,5 с <sup>-1</sup>
Живлення	Батарея 9 В, сигналізація розряда 7 В
Степінь захисту клавіатури і дисплея	IP54

## Характеристики систем

	<b>Система VP i 1</b>	<b>Система 2</b>	<b>Система 3</b>	<b>Система 4</b>
Індикатори (бар)	-0,85...0	0...35	0...35	0...70
	-0,85...2	0...70	0...70	0...140
	-0,85...7	0...140	0...140	0...200
	-0,85...15	0...200	0...200	0...350
			0...350	0...700
Насоси (бар)	<b>T-850</b> (-0,85...0)	<b>T-820</b> (0...200)	<b>PO16, PO17</b> (0...350)	<b>PO14, EM8-T1</b> (0...700)
	<b>T-830</b> (0...2)			
	<b>T-840</b> (0...15)			
	<b>VP</b> (-0,8...15)			
Конструкція насосів	Ручные рычажные	Ручной рычажный	Настольный, винтовой	Настольный, рычажный
Робоче середовище	Воздух	Масло	Масло, вода	Масло, вода
Вага брутто (кг)	5	5	9,5	11
Габарити кейса (мм)	420x290x150	420x290x150	620x390x180	620x390x180

## Додаток Ж

## Схема повірки давача тиску Fisher-Rosemount моделі 3051

