

Тернопільський національний економічний університет
Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем
Освітній ступінь "магістр"
спеціальність: 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
магістерська програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри СКС

Я.М.Николайчук

“ _____ ” _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТА
ЗАДОРОЖНОГО Ростислава Петровича

(прізвище, ім'я по-батькові)

1. Тема магістерської роботи

Комп'ютеризована система виявлення пробоїн у магістральних трубопроводах/
Computerized system for detecting holes in main pipelines

керівник роботи: к.т.н., ст. викладач І.Б. Албанський

затверджені наказом по університету від "14" листопада 2017 р. № 804

2. Строк подання студентом закінченої магістерської роботи 16 листопада 2018р.

3. Вихідні дані до магістерської роботи:

1. Система виявлення витоків.
2. Процес та етапи проектування системи системи виявлення витоків.
3. Обґрунтування вибору компонентів системи.
4. Вимоги до технічної експлуатації системи.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

1. АНАЛІЗ ВІДОМИХ СИСТЕМ ТА МЕТОДІВ ВИЯВЛЕННЯ ПРОБОЇН У МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДАХ.

2. РОЗРОБКА КОМП'ЮТЕРИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ВИЯВЛЕННЯ ВИТОКІВ.

3. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМ ВИЯВЛЕННЯ ПРОБОЇН У ТРУБОПРОВІДНИХ МАГІСТРАЛЯХ.

4. КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРІВ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

6. Консультанти розділів магістерської роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 14 листопада 2017 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз відомих систем та методів виявлення пробіон у магістральних трубопроводах.	11.2017р. – 01.2018р.	
2	розробка комп'ютеризованої системи виявлення витоків.	02.2018р. – 04.2018р.	
3	Підвищення ефективності роботи систем виявлення пробіон у трубопровідних магістралях.	05.2018р. – 07.2018р.	
4	Контроль параметрів технологічного процесу.	08.2018р. – 11.2018р.	

Студент

_____ Р.П. Задорожний
(підпис)

Керівник магістерської роботи _____ к.т.н., ст. викладач І.Б.Албанський
(підпис)

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1. АНАЛІЗ ВІДОМИХ СИСТЕМ ТА МЕТОДІВ ВИЯВЛЕННЯ ПРОБОЇН У МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДАХ	9
1.1 Магістральна трубопровідна система нафти і газу України	9
1.2 Аналіз та класифікація методів виявлення та контролю витоків у трубопровідних системах	15
1.3 Принцип роботи системи виявлення витоків у магістральних нафтопроводах	23
2. РОЗРОБКА КОМП'ЮТЕРИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ВИЯВЛЕННЯ ВИТОКІВ	32
2.1 Комп'ютеризовані системи виявлення витоків та пробоїн і їх характеристики	32
2.2 Розробка структурної схеми системи виявлення пробоїн та обґрунтування вибору окремих вузлів і елементів	40
2.3 Вибір ультразвукового та акустичного сенсорів для систем виявлення витоків	49
3. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМ ВИЯВЛЕННЯ ПРОБОЇН У ТРУБОПРОВІДНИХ МАГІСТРАЛЯХ	55
3.1 Кореляційний метод визначення місць витоків та аварійних участків в трубопроводах	55
3.2 Моделювання роботи комплексу пристроїв пошуку пробоїн	61
4. КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРІВ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ	68
4.1 Функції комп'ютеризованих систем моніторингу нештатних станів об'єкта управління	68
4.2 Ідентифікація станів об'єктів управління	70
4.3 Реалізація способу контролю параметрів технологічного процесу	74
ВИСНОВКИ	79
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	81
ДОДАТОК А	87

ВСТУП

Актуальність теми. На сьогоднішній день найбільш ефективним засобом транспортування нафти і нафтопродуктів є трубопровідний транспорт. Сучасні магістральні трубопроводи являють собою складну систему великої протяжності і складаються з наступних основних об'єктів: насосних станцій, резервуарного парку та лінійної частини - власне трубопроводу. Слід зазначити, що однією з найбільш важливих проблем експлуатації магістральних нафто- і нафтопродуктопроводів є розробка системи виявлення витоків нафти і нафтопродуктів, що виникають внаслідок порушення герметичності системи, виникнення відмов або старіння ізоляційного покриття, заводських дефектів труб, дефектів будівельно-монтажних робіт, старіння металу труб, а також несанкціонованих врізок в трубопровід з метою розкрадання нафти і нафтопродуктів.

Особливої актуальності ця проблема набула у зв'язку із зростаючими вимогами до охорони навколишнього середовища. До теперішнього часу відомі різні методи виявлення витоків, до яких, зокрема, відносяться зовнішній (візуальний або інструментальний) і внутрішній інструментальний контроль стану трубопроводу, порівняння параметрів роботи трубопроводу (лінійного балансу, тиск, витрати) і інше.

Безпеки трубопроводів перекачування нафтопродуктів приділяється велика увага в першу чергу до несанкціонованих врізок. Актуальні також природні корозійні процеси, природні катаклізми та інші надзвичайні ситуації. Збиток від цього колосальний, але його можна суттєво зменшити, якщо зреагувати на ситуацію вчасно. Тому нафтові компанії зайнялися розробкою і впровадженням систем моніторингу трубопроводів і систем виявлення витоків, що використовують сучасні засоби комп'ютерних технологій. Автоматичні системи виявлення витоків актуальні тим, що оперативно реагуючи на факт і місце витоку, дозволяють вирішити 3 важливих завдання: скорочення часу реакції

аварійних служб, зменшити екологічний збиток, і як наслідок, мінімізувати вимушений простій трубопроводу.

Система виявлення витоків являють собою комплекс програмно-технічних засобів, що обробляє в реальному часі інформацію з сенсорів, розташованих на трубопроводі з метою виявлення факту негерметичності (витоку) і визначення місця і часу виникнення витоку. У системі використовуються кілька методів виявлення витоків: по хвилі тиску, метод об'ємного балансу, метод аналізу профілю тиску.

Метод виявлення витоків по хвилі тиску використовується для швидкого визначення витоків малого обсягу з високою точністю. Основна ідея методу полягає в аналізі поширення хвиль падіння тиску в трубопроводі.

Використання приймача GPS для синхронізації часу дозволяє домогтися найвищої точності реєстрації моменту проходження хвилі. Інформація про виявлені хвилях доставляється на пункт управління за допомогою системи телемеханіки. Сервер робить аналіз отриманої інформації і за характером поширення хвиль в трубопроводі визначає факт витоку, час її виникнення і точну координату. Методи об'ємного балансу та аналізу профілю тиску відносяться до групи параметричних методів. Вони використовують інформацію від датчиків витрати і тиску, розміщених на трубопроводі і не вимагають установки будь-якого додаткового обладнання. Дані методи дозволяють виявляти факт і місце виникнення витоків великих і середніх обсягів на основі аналізу зміни технологічних параметрів.

Мета і завдання дослідження. Метою досліджень є вирішення актуальної задачі створення нових комп'ютерних систем виявлення пробоїн та витоків у магістральних трубопроводах. Для досягнення мети в ході досліджень вирішувалася низка завдань, головними з яких є:

- дослідження методів виявлення витоків виявлення витоків у трубопроводах;
- розробка комп'ютеризованої системи виявлення витоків у магістральних трубопроводах;

- підвищення ефективності роботи систем виявлення витоків у трубопроводах;
- контроль параметрів технологічного процесу.

Об'єктом дослідження є технологічний процес діагностування стану магістрального трубопроводу на факт виявлення пробоїв або витоків.

Предмет дослідження є блок програмовано-логічного контролера з набором сенсорів, як елемент системи виявлення витоків.

Методи дослідження. Методи, методики та технології створення систем автоматизованого управління процесами та комплексами різного призначення. Інструментальні засоби моделювання, планування, математичного, алгоритмічного і програмного забезпечення задач аналізу та синтезу складних розподілених у просторі комп'ютерно-інтегрованих систем.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у розробці комп'ютеризованої система виявлення пробоїв у магістральних трубопроводах, система контролю параметрів технологічного процесу з використанням модулів образно кластерної моделі.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що для реалізації розробленої комп'ютеризованої система виявлення пробоїв у магістральних трубопроводах потрібно порівняно небагато затрат, а ефективність при цьому покращиться.

Публікації. Задорожний Р.П. Особливості побудови компютерно-інтегрованих систем моніторингу об'єктів промисловості/ Р.П. Задорожний, І.Б. Старик, Р.М. Кулька // Збірник матеріалів проблемно-наукової міжгалузевої конференції "Юриспруденція та проблеми інформаційного суспільства"(ЮПІС - 2018))".-Івано-Франківськ.- 2018.- с. 79-84.

1. АНАЛІЗ ВІДОМИХ СИСТЕМ ТА МЕТОДІВ ВИЯВЛЕННЯ ПРОБОЇН У МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДАХ

1.1 Магістральна трубопровідна система нафти і газу України

Магістральні нафтопроводи України - єдина технологічна система трубопроводів, яка включає підземні, підводні, наземні і надземні споруди, перевалочні нафтобази і пункти наливу, призначені для транспортування нафти від пунктів приймання до пунктів здачі її нафтоодержувачам або перевалювання на інший вид транспорту, а також об'єкти, що забезпечують надійну роботу системи.

Нафтопровідним транспортом нині поставляється 93,6 % усієї нафти, яку споживає Україна. Нафтопровідний транспорт України має 12 основних нафтопроводів 2,6 тис. км завдовжки. Діаметр труб — 720 мм. Система нафтопроводів забезпечувала доставку нафти в основному з Росії. Однак у зв'язку з різким зменшенням видобутку нафти в Росії виникла потреба в закупівлі її на світовому ринку.

Одночасно виникає потреба в створенні державного запасу нафти близько 15 млн. т. В Україні є геологічні формації, сприятливі для створення підземних сховищ такого обсягу (Дніпропетровсько-Донецька западина, Український кристалічний щит).

Система нафтопроводів складається з двох нез'єднаних між собою частин: Придніпровських магістральних нафтопроводів на сході і магістральних нафтопроводів "Дружба" на заході України, діяльність яких здійснюється, відповідно, державним акціонерним товариством "Придніпровські магістральні нафтопроводи" (далі - ДАТ "ПДМН") та державним акціонерним товариством "Магістральні нафтопроводи "Дружба" (далі - ДАТ "МН "Дружба") [1-3].

Щороку транспортується для споживачів України близько 50-60 млрд. куб. м і транзитом до країн Західної та Центральної Європи 110-120 млрд. куб.

м. природного газу (рисунок 1.1). На сьогодні існує технічна можливість для збільшення транзиту газу в країни Центральної і Західної Європи до 142 млрд. куб. м на рік без розширення газотранспортної системи.

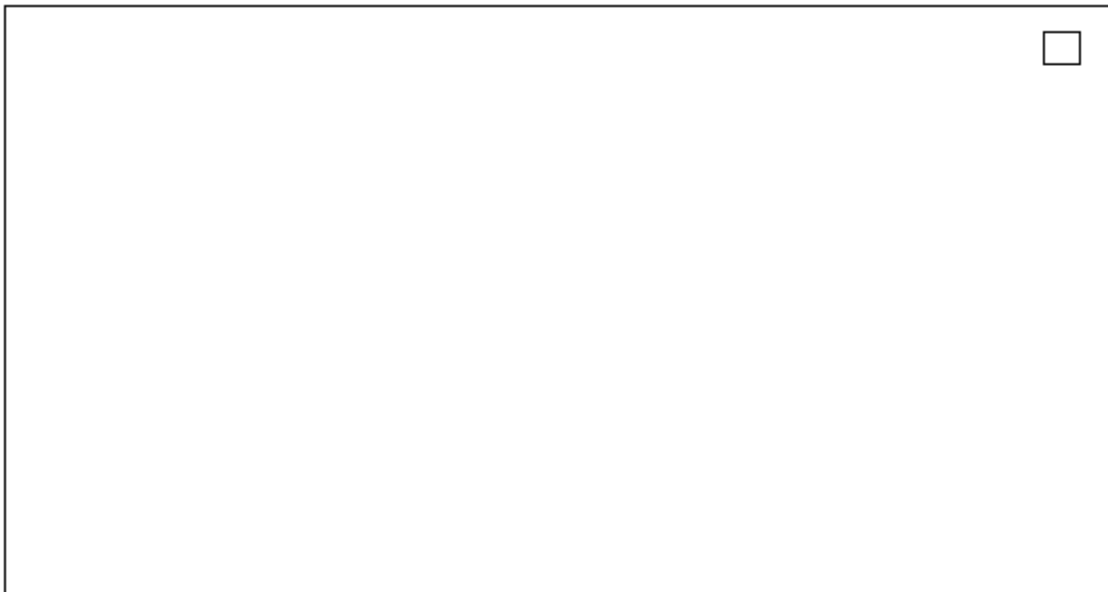


Рисунок 1.1 - Обсяг транзиту природного газу територією України у 1991 – 2011 рр.

В умовах загострення конкуренції на ринку транспортування енергоносіїв наш стратегічний пріоритет – зміцнення транзитного потенціалу, забезпечення надійності поставок газу. Це завдання вирішується за рахунок реалізації Програми реконструкції та технічного переоснащення газопроводів та компресорних станцій, впровадження європейських стандартів при їх експлуатації, використання енергозберігаючих технологій та обладнання.

Трубопровід, призначений для перекачування нафти, називається нафтопроводом, а нафтопродуктів - нафтопродуктопроводом. Останні в залежності від виду продукту, що перекачується називають бензопроводи, мазутопроводи [3, 4].

Залежно від призначення, територіального розташування і довжини трубопроводи поділяють на: внутрішні (внутрішньобазовими, внутрішньозаводські, внутрішньоцехові, внутрішньо промислові), місцеві (між перекачувальною станцією і нафтобазою, заводом і нафтобазою і т.д.), магістральні.

До магістральних нафтопроводів та нафтопродуктопроводів відносяться:

- нафтопроводи і відводи від них, за якими нафта подається на нафтобази і перевалочні нафтобази;
- нафтопродуктопроводи і відводи від них, за якими нафтопродукти з головної насосної станції подаються на нафтобази;

Магістральний нафтопровід працює цілодобово протягом усього року. Він має відносно великий діаметр і довжину. Для перекачування по ньому нафти і нафтопродуктів створюється тиск 5,0-6,5 МПа.

Магістральний трубопровід складається з наступних комплексів споруд:

- підвідних трубопроводів, що зв'язують джерела нафти або нафтопродуктів з головними спорудами трубопроводу. За цими трубопроводами перекачують нафту від промислу або нафтопродукт від заводу в резервуари головної станції;

- головною перекачувальною станцією, на якій збирають нафту і нафтопродукти, призначені для перекачування по магістральному трубопроводу. Тут відбувається прийомка нафтопродуктів, поділ їх за сортами, облік і перекачування на наступну станцію;

- проміжних перекачувальних станцій, на яких нафта, що надходить з попередньої станції, перекачується далі;

- кінцевих пунктів, де приймають продукт з трубопроводу, розподіляють споживачам або відправляють далі іншими видами транспорту;

- лінійних споруд трубопроводу. До них відносяться власне трубопровід, лінійні колодязі на трасі, станції катодного і протекторного захисту, дренажні установки, а так само переходи через водні перешкоди, залізні дороги.

Основною складовою частиною магістрального трубопроводу є власне трубопровід. Глибину закладення трубопроводу визначають залежно від кліматичних і геологічних умов, а так само з урахуванням специфічних умов, пов'язаних з необхідністю підтримки температури перекачування [3-9].

На трасі з інтервалом 10-30 км, в залежності від рельєфу, встановлюють лінійні засувки для перекриття ділянок трубопроводу в разі аварії. Проміжні

станції розміщують по трасі трубопроводу згідно гідравлічного розрахунку. Середнє значення перегону між станціями 100 - 200 км.

До магістральних нафтопроводів (МН) відносяться трубопроводи від 219 до 1220 мм включно, з робочим тиском до 14,0 МПа, призначені для транспортування товарної нафти з районів видобутку до місць споживання чи перевалки на інший вид транспорту (рисунок 1.2).



Рисунок 1.2 – Загальний вигляд магістрального нафтопровода

Перекачувальна станція (ПС) - це складний комплекс інженерних споруд, призначених для забезпечення перекачування заданої кількості нафти або нафтопродуктів по номінальним діаметром до DN 1200 с робочим тиском до 7,5 МПа.

Перекачувальні станції магістральних трубопроводів поділяють на головні (ГНПС, ГПС) і проміжні (ПНС, ППС).

Головний насосна станція - це перекачувальна станція з резервуарним парком, розташована безпосередньо на початку магістрального нафтопроводу (МН) або нафтопродуктопроводу (МНДП), що здійснює прийом нафти або нафтопродукту від попередньої технологічної ділянки, або від постачальників, її накопичення, облік і транспортування по МН , МНВП.

Проміжні перекачувальні станції призначені для підвищення тиску рідини в трубопроводі і розміщуються по трасі згідно гідравлічного розрахунку через 50-200 км.

Проміжні перекачувальні станції можуть бути встановлені для ПНС, розташованих на кордоні технологічного ділянки, і в місцях перерозподілу потоків.

Для контролю перекачки і запобігання аварій та техногенних катастроф пов'язаних з розливами нафтопродуктів на ГНПС та ПНС використовуються в повній мірі системи автоматизації перекачки нафтопродуктів (САПН). САПН призначена забезпечувати виконання заданих функцій як автономно (під наглядом оператора НПС), так і в складі автоматизованої системи управління для оперативного контролю та управління диспетчером РДП (районного диспетчерського пульта), і підключена до [8-10]:

- насосних агрегатів;
- автоматизованої системи пожежегасіння;
- системи вібродіагностики;
- системи загазованості;
- системи контролю рівня в резервуарах;
- комплексу телемеханіки.

Системи автоматизації перекачки нафтопродуктів трьохрівнева. Нижній рівень включає в себе сенсори, вторинні перетворювачі, що показують прилади і органи управління, що встановлюються за місцем. На середньому рівні передбачаються три пристрої зв'язку з об'єктами (ПЗО) (рисунок 1.3). Апаратна база реалізована на обладнанні фірми SIEMENS.

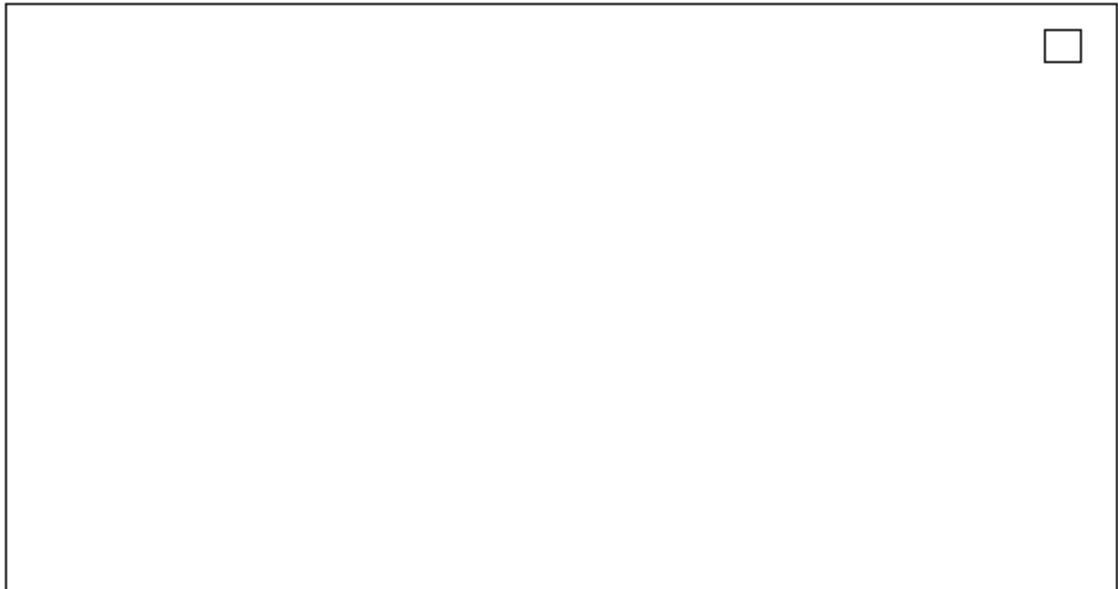


Рисунок 1.3 – Структура системи автоматизації перекачки нафтопродуктів

Застосовувані конфігурації САПН:

- програмований логічний контролер фірми SIEMENS S7-400H (CPU 417-4H);
- модулі розширення IM153-3;
- модулі введення дискретних сигналів SM321;
- модулі виводу дискретних сигналів SM322;
- модулі вводу аналогових сигналів SM331 4EX, SM331 4ExRTD, SM331 8RTD;
- комунікаційні процесори CP341 для зв'язку з контролерами системи пожежогасіння, вимірювання вібрації і системою телеуправління;
- комунікаційні процесори для Profibus CP443-5;
- мережа Profibus-DP.

Обмін інформацією між системою керуючої автоматики НПС і контролером системи автоматичного пожежогасіння здійснюється через послідовний інтерфейс RS-485 в асинхронному режимі по протоколу MODBUS на швидкості 9600 бод. Верхній рівень включає в себе робоче місце ARM оператора, що реалізовується на базі двох IBM PC сумісних промислових комп'ютерів. В якості SCADA-системи використаний програмний продукт

фірми SIEMENS Win CC V5.01. Обмін даними між верхнім і середнім рівнем і між ПЗО здійснюється по протоколу PROFIBUS-DP [10].

1.2 Аналіз та класифікація методів виявлення та контролю витоків у трубопровідних системах

Поява витoku супроводжується цілою низкою змін фізико-технічного стану трубопроводу і простору поблизу місця їх появи. Виникає характерний акустичний шум, змінюються тиск і швидкість потоку що перекачується, споживана потужність перекачувальних агрегатів. Відчувається загазованість над поверхнею ліній. Змінюються температура, магнітне поле і електропровідність ґрунту в зоні виходу продукту з трубопроводу та інше. В зв'язку з цим, використовуючи різні принципи реєстрації змін тих чи інших параметрів, супутніх витокам, розробляють велике число систем експлуатаційного контролю технічного стану трубопроводів. Дефекти, які можна виявляти за допомогою методів діагностування.

Проаналізовано такі методи лише коротким описом і деякими характеристиками системи контролю, часто використовуваних у світовій практиці.

Загальні вимоги до систем виявлення витоків і дефектів можна сформулювати наступним чином [11]:

- максимальна точність виявлення малих пошкоджень;
- оперативність виявлення великих витоків;
- безперервність контролю у всьому діапазоні режимів роботи трубопроводу;
- окупність витрат на стадіях створення і експлуатації системи контролю;
- забезпечення можливості локалізації місця аварії;
- прогнозування стану трубопроводу і наслідків аварій.

На практиці саме ці параметри мають переважаче значення. У зарубіжній літературі враховуються і такі показники, як можливість внесення технологічних змін в робочі схеми, доступність на ринку, частота видачі хибних сигналів, обсяг технічного обслуговування і вартість.

Відомі різні прийоми і засоби діагностики і виявлення витоків, до яких, зокрема, відносяться зовнішній (візуальний або інструментальний) і внутрішній інструментальний контроль стану трубопроводу, порівняння параметрів роботи трубопроводу (лінійного балансу, тиску, витрати та інше). В останнє десятиліття швидко розвиваються нові напрямки неруйнівного контролю напружено-деформованого стану трубопроводів, засновані на голографічному методі і явище акустичної емісії. Вони дозволяють визначати пошкодження стінки трубопроводу, виявляти дефекти поверхні і структури металу.

Сучасні діагностичні пристрої (внутрішнього контролю за станом трубопроводів) можна поділити на засоби, що приводяться в рух транспортованою нафтою і самопересувні, або апарати що перетягуються. Використання систем першої групи не вимагає зупинки перекачування і додаткових джерел енергії. Швидкість виявлення дефектів цими системами відповідає швидкості потоку, що перекачується по трубопроводному середовищі. Системи другої групи вигідні при контролюванні коротких трубопроводів. Вони мають власні джерела енергії або отримують її по кабелю. При їх застосуванні отримана інформація не накопичується в апараті, а передається відразу по кабелю. Швидкість дефектоскопії таких апаратів зазвичай менше, ніж у апаратів першої групи, бо в разі сумнівних результатів вони можуть відразу ж робити повторні вимірювання.

Методи і засоби контролю слід підбирати, співвідносячи їх з конструктивними особливостями трубопроводів. Особлива увага повинна приділятися вдосконаленню і розробці нових методів постійного моніторингу трубопроводів.

У таблиці 1.1 як приклад наведено результати аналізу систем контролю витоків в трубопроводах. Порівняння ефективності засобів виявлення витоків

здійснено методом Дельфи за величиною ранжированих експертних оцінок, проставлених експертами, які представляли служби експлуатації, диспетчерські та АСУ. Особливістю застосованого методу є повна відмова від особистих контактів і колективних обговорень, забезпечення експертів апріорною інформацією про завдання анкетування, збереження анонімності і опитування експертів. Крім того, анкетування здійснювалося по опитувальних листівках трьохтуровій процедурі до отримання відтворюваності відповідей. На першій стадії формулювання питань експертам було запропоновано вибрати 13 найбільш ефективних методів контролю витоків. На другий - визначити критерії оцінки та їх кількість. Слід зауважити, що в число значущих показників експерти не внесли такі, як вартість, можливість видачі хибних сигналів і обсяг технічного обслуговування. Найбільш перспективним методом, що забезпечує досить оперативний і точний контроль нафтопроводів, по експертній оцінці виявився метод математичного моделювання гідравлічного стану трубопроводу. Метод забезпечує безперервне порівняння вимірених гідравлічних параметрів зі значеннями, змодельованими в реальному часі за допомогою ПК [10-12].

Серед великого числа способів і методів виявлення витоків в трубопроводах до найбільш ефективним відносяться методи постійного контролю трубопроводу. З цієї групи як спосіб детекції витоків можна виділити сучасний метод математичного моделювання гідравлічного стану трубопроводу, що ґрунтується на безперервному порівнянні вимірених гідравлічних параметрів зі значеннями, змодельованими в реальному часі за допомогою ПК. У разі їх розбіжності витік має місце, а її розмір і місце визначаються розрахунковим шляхом.

Сучасний розвиток техніки математичного моделювання гідравлічних потоків в перехідному режимі дозволяє імітувати гідравлічний режим трубопроводу, прогрес в галузі інформатики забезпечує швидкість розрахунку при використанні спеціалізованих комп'ютерних систем. Крім того, є ефективні засоби передачі даних.

Одна з можливих систем класифікації, запропонована з урахуванням ознак контролю витоків по фізичних методах і умов їх застосування, представлена на рисунку 1.4.

Класифікація методів контролю витоків по режиму роботи магістральних трубопроводів:

- методи контролю, що застосовуються в статичному режимі роботи трубопроводу, коли перекачування зупинене, а окремі секції його знаходяться під гідравлічним тиском;
- динамічні.

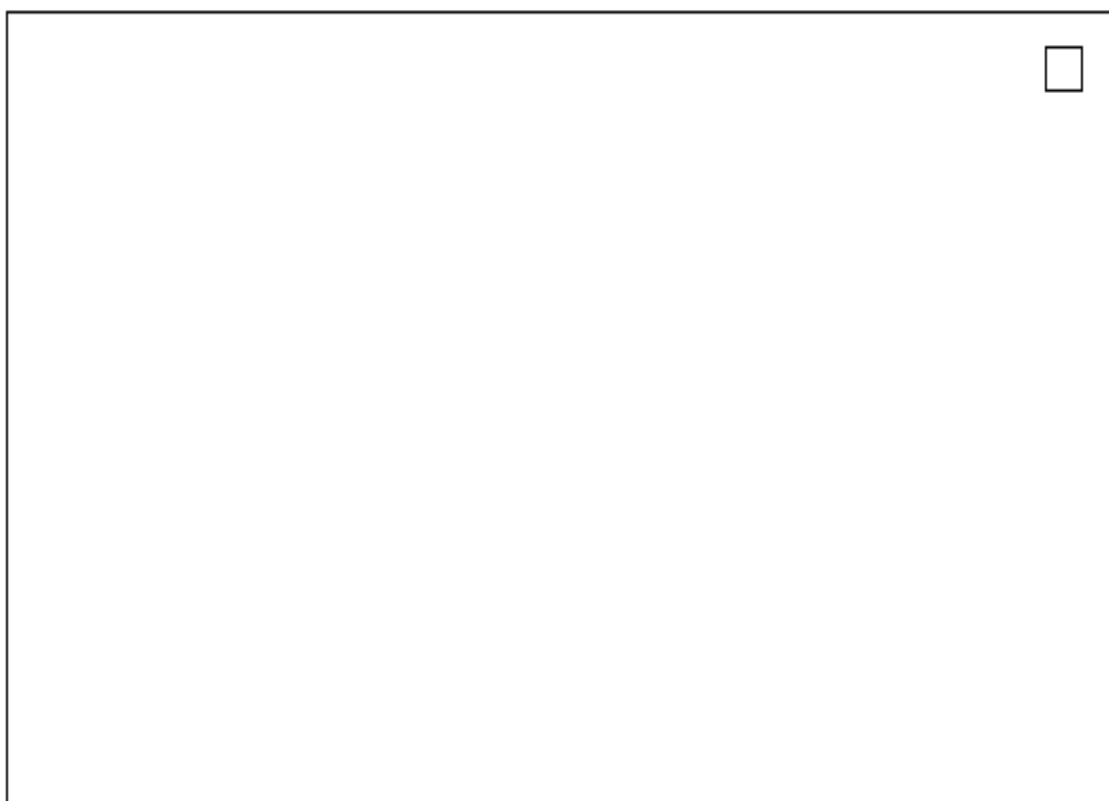


Рисунок 1.4 – Класифікація діючих методів контролю витоків при експлуатації магістральних трубопроводів

Класифікація методів контролю витоків по режиму контролю (періодичності) [12]:

- методи безперервного контролю витоків, діючі постійно (до них відносяться стаціонарні системи для виявлення значних витоків);
- методи періодичного контролю витоків, що здійснюються через певні проміжки часу (від декількох діб до декількох місяців і років). До них

відносяться: зондовані, радіоактивні, гідравлічні, газові та патрульні для виявлення місць незначних витоків.

Класифікація методів контролю витоків за умовами їх застосування та конструктивним виконанням:

- стаціонарні (вбудовані прилади та системи);
- транспортні по трубопроводу з перекачуючим продуктом (зонди, радіоактивний рідкий ізотоп, газ);
- патрульні (обхідники, авіація, наземний транспорт, оснащені пристроями виявлення витоків).

Класифікація методів контролю витоків по фізичних методах:

- пониження тиску перекачуючого продукту при появі витoku (метод зниження тиску з фіксованою або ковзною установкою);
- швидкість поширення хвилі, зниження тиску, негативна ударна хвиля (метод негативних ударних хвиль);
- розхід перекачуючого продукта (метод порівняння витрат);
- зміна витрати (метод порівняння зміни швидкості витрат, ERM);
- кількість перекачуючого продукта (лінійний баланс);
- введений рідкий ізотоп (радіоактивний метод);
- шуми витoku (ультразвуковий метод, акустичний (наземний), метод акустичної емісії);
- газ (метод трасуючих газів, лазерний газоаналітичний метод);
- зміна стану поверхні траси трубопроводу (візуальний метод спостереження за трасою, вироблений обхідниками, авіацією, катерами та автотранспортом, оснащеними контрольною апаратурою);
- тиск абсолютний (метод контролю герметичності гідравлічним випробуванням - обпресуванням);
- швидкість зниження тиску (метод статичного тиску);
- швидкість перепаду тиску (метод диференціального тиску);
- зміна перепаду тиску (метод перепаду тисків зондовий).

Методи контролю витоків можуть бути класифіковані за характером взаємодії з перекачуючим середовищем:

- активні (випромінювання в перекачуюче середовище ультразвукових коливань певної частоти і прийом в місці пошкодження);
- пасивні (вимір шумів витоку);
- прямий спосіб (зонди, кабелі тощо);
- непрямий спосіб (тиск, швидкість потоку, витрата і швидкість поширення хвиль).

Методи контролю можуть бути також класифіковані по принципу дії, по чутливості, за способом подання інформації або, наприклад, за параметрами діагностування (таблиця 1.1) [10-14].

Таблиця 1.1 – Параметри діагностування

Категорії величин	Вимірювані величини
Кінематичні	Час, швидкість, прискорення, кутова швидкість, кутове прискорення, період, частота періодичного процесу, фаза, об'ємний розхід, густина об'ємної витрати, градієнт швидкості
Геометричні	Довжина, площа, об'єм, плоский і тілесний кут, кривизна лінії і поверхні, моменти плоских фігур та інше.
Статичні і динамічні	Маса, сила, імпульс сили, кількість руху, тиск, градієнт тиску, робота, енергія, густина, потужність, коефіцієнт тертя, коефіцієнт опору, коефіцієнт пружності, момент інерції, масова витрата, масова швидкість потоку, затухання.
Механічні і молекулярні властивості речовини	Щільність, питомий об'єм, питома вага, відносна молекулярна маса, молярна маса, коефіцієнт поздовжнього розтягування, модуль поздовжньої пружності, коефіцієнт всебічного стиснення, твердість, в'язкість, текучість, коефіцієнт поверхневого натягу, концентрація, коефіцієнт дифузії.
Теплові	Температура, кількість теплоти, температурний градієнт, тепловий потік, поверхнева густина теплового потоку, ентропія, теплоємність (об'ємна і питома), теплота фазового перетворення, теплота згоряння палива, теплопровідність, коефіцієнт теплопередачі, коефіцієнт температуропровідності.
Акустичні	Звуковий тиск, об'ємна швидкість, звукова енергія, щільність і потік

	звукової енергії, інтенсивність звуку, акустичне опір, механічний опір, рівні інтенсивності звуку і звукового тиску, висота, тембр і гучність звуку, акустичний ефект відображення, акустичний ефект поглинання, акустична проникність.
Електричні і магнітні	Електричний заряд, напруженість електричного поля, електричне зміщення, потік електричного зміщення, потенціал, ємність, поляризація, діелектрична проникність, сила і щільність струму, електричний опір, електрична і питома провідність, магнітна індукція, магнітний потік, напруженість магнітного поля, магнітний момент, магнитоорухома сила, магнітний опір, індуктивність, магнітна проникність і інше.
Параметри випромінювання	Потік випромінювання, щільність потоку і інтенсивність випромінювання, енергетична освітленість, енергетична сила світла, енергетична яскравість, об'ємна щільність енергії випромінювання, спектральна щільність потоку випромінювання по частоті, світлова енергія, інтенсивність світлового потоку, освітленість, яскравість.

Існуючі методи технічної діагностики магістральних нафтопроводів можна розділити на дві групи:

- параметричні (базуються на визначенні, аналізі та контролі параметрів напору, потужності, температури середовища, витрати);
- фізичні (засновані на контролі і аналізі фізичних характеристик явищ, що відбуваються в трубопроводі).

З розглянутих вище методів контролю і діагностування лінійної частини МН, становлять інтерес наступні: акустичні (ультрозвукові); опресовані; магнітні і електромагнітні; радіаційні і електроконтактні. Найбільш перспективним, що забезпечує досить оперативний і точний контроль нафтопроводів, є метод математичного моделювання потоку.

Вітчизняний і зарубіжний досвід застосування різних засобів контролю технічного стану трубопроводу в процесі експлуатації показує, що використання в цих цілях мікропроцесорних пристроїв та спеціалізованих компютерних систем дозволяє значно підвищити ефективність систем діагностики і контролю.

При вдосконаленні систем виявлення витоків в трубопроводах одним з головних є питання виключення помилок управління обслуговуючим персоналом, похибок показання приладів, математичних методів, засобів збору і передачі даних і інші. Розробка систем технічної діагностики на основі будь-якого методу недоцільна. Звичайно, окремі несправності можна виявити одним яким-небудь способом, але оскільки є безліч типів різних дефектів, то різні методи діагностики необхідно використовувати разом і вдосконалювати їх. Методи і засоби діагностування слід підбирати, співвідносячи їх з конструктивними особливостями трубопроводів. Особлива увага повинна приділятися забезпеченню можливості контролю найбільш важкодоступних і тих, що мають складний профіль елементів.

У випадках, коли відсутність необхідних сенсорів або засобів збору і обробки інформації не дозволяє провести точну оцінку технічного стану об'єкта трубопроводу, доцільно застосовувати комбіновані методи технічної діагностики та контролю, кожен з яких має різну фізичну основу. Так, наприклад, комбінація методів акустичної емісії і параметричної діагностики дозволяє зменшити відсоток помилкових спрацьовувань і підвищити чутливість системи контролю лінійної частини трубопроводу, а діагностика стану насосних агрегатів може досить ефективно здійснюється комбінованою системою на основі методів параметричної діагностики та вібродіагностики або системи контролю, заснованої на аналізі системи охолодження масла. Застосування комбінованих систем діагностики виявляється кращим і з міркувань вартості системи контролю, оскільки, як показує досвід, створення універсальної системи з високими характеристиками є складною і не завжди вирішуваною задачею. При цьому комплексна система діагностики може базуватися на параметричних методах контролю як найбільш універсальних, досить ефективних і щодо простих.

1.3 Принцип роботи системи виявлення витоків у магістральних нафтопроводах

Найбільш дешевим і високонадійним видом транспорту нафти є магістральні нафтопроводи, тому трубопровідний транспорт можна вважати найважливішим елементом паливно-енергетичного комплексу країни .

Для надійного постачання народного господарства нафтою, із забезпеченням при цьому екологічної безпеки трубопровідного транспорту, необхідно, щоб засоби транспортування і зберігання нафти відповідали рівню видобутку і переробки, експортним потребам і перспективам розвитку. З цією метою проводиться повна телемеханізація магістральних нафтопроводів.

Однією з найактуальніших і складних проблем експлуатації магістральних нафтопроводів є проблема виявлення несанкціонованих врізок та витоків, запобігання розкрадань нафти з магістральних трубопроводів. Її наслідками є забруднення навколишнього середовища, економічні втрати (штрафи за забруднення природного середовища, витрати на ліквідацію пошкоджень труб, упущена вигода) і збільшення термінів доставки палива споживачам.

Зараз для виявлення врізок та витоків розроблено велику кількість методів, заснованих на різних фізичних законах і явищах. Зокрема самими актуальними є, такі як [14-17]:

- метод зниження тиску з фіксованою або ковзною уставкою;
- метод негативних ударних хвиль;
- метод порівняння витрат;
- радіоактивний метод;
- ультразвуковий метод (зондований);
- метод акустичної емісії;
- лазерний газоаналітичний метод;
- візуальний метод;
- метод перепаду тисків (зондований);
- метод трасуючих газів;
- метод вихрових струмів;

- комбінований електромагнітний метод контролю;
- метод ударних хвиль Н.Є. Жуковського та інші.

Жоден з перерахованих методів виявлення витоків не задовольняє повністю всім пропонованим до них вимогам.

За допомогою існуючих методів контролю витоків складно виявити несанкціоновані врізки через їх короткочасність і малих обсягів витоків, не забезпечується вимога оперативності. Засоби і системи для виявлення врізок є дорогими через використання високоточної апаратури і засобів телемеханіки, але вони себе виправдовують.

При спробі створення врізки в металі труби в результаті механічної дії виникають акустичні обурення, які поширюються по трубі як по хвилеводу, швидкість поширення звуку у важких і міцних металах становить приблизно 4800 м/с. Поздовжня складова деформації хвилі в меншій мірі залежить від структури середовища поглинання і матиме загасання близько 10 дБ на км. Це дає можливість оцінити коефіцієнт загасання в 50...70 дБ. Частотний діапазон оцінюється як 10...7000 Гц (перша область) і 18.22 кГц (друга область).

Така система може бути реалізована на базі існуючої системи телемеханіки з використанням вже наявних обладнання та апаратури. Структурно система виявлення врізок (рисунок 1.5) складається з трьох рівнів. Інформацією для виявлення врізок є свідчення первинних перетворювачів (ПП), наприклад акустичних п'єзосенсорів, які кріпляться безпосередньо на трубі (нижній рівень). Вони перетворюють механічну енергію ультразвукових коливань в електричний сигнал. Обов'язковими умовами є: наявність сигналів з обох сенсорів; значення сигналів повинно перевищувати допустимий рівень шумів, які можуть бути викликані факторами навколишнього середовища, роботою технологічного устаткування (в основному, вібрацією насосних агрегатів). Далі цей сигнал через вторинний перетворювач (ВП) подається до відповідного модуль програмованого логічного контролера (ПЛК), встановленого в контрольному пункті (КП) уздовж траси магістрального нафтопроводу (середній рівень). Потім обидва сигнали надходять в ЕОМ автоматизованого

робочого місця (АРМ) диспетчера, яке розташоване в районному диспетчерському пункті (РДП) (верхній рівень). При цьому передається на АРМ диспетчера інформаційний пакет містить вказівку часу події, так як контролери дозволяють робити синхронізацію годинника реального часу. У диспетчерському пункті відображається час події і номери двох сусідніх контрольованих пунктів, ПЛК яких зафіксували факт врізки. Далі на РДП за спеціальною програмою здійснюється обчислення місця знаходження події і його індикація на моніторі АРМ диспетчера [16].

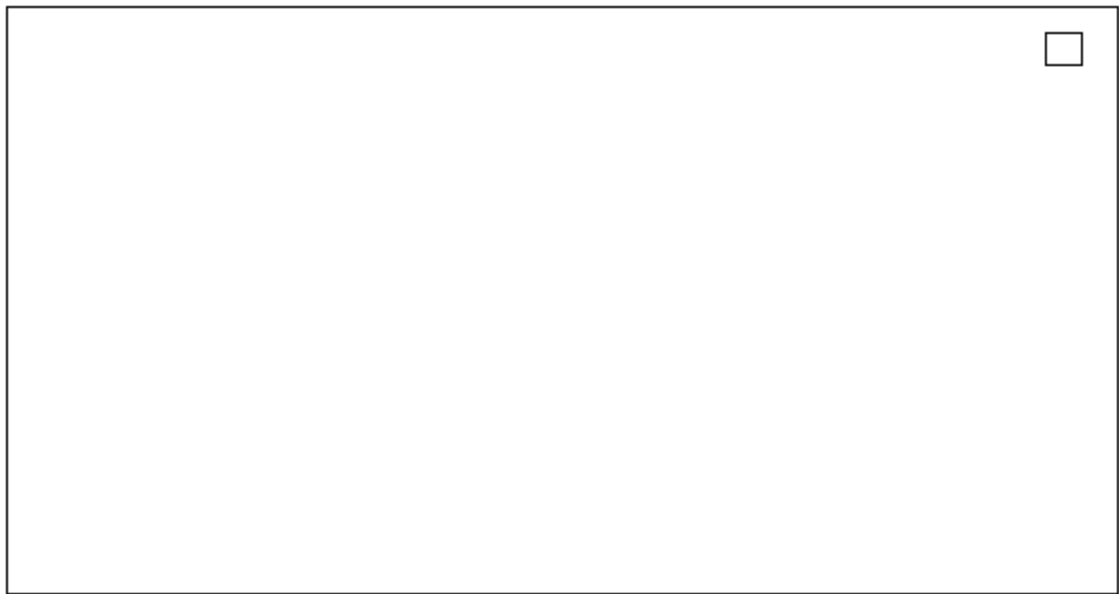


Рисунок 1.5 – Структурна схема системи виявлення витоків, яка включає:
 x_1, x_2 - сигнал про врізку, що сприймається ПП; x - координата місця врізки; $l_1,$
 l_2 - відстані від місця врізки до першого і другого ПП (КП),
 l – довжина ділянки між двома сусідніми КП.

Інформативним параметром сигналу, що надходить в РДП, може бути як час приходу сигналу від ПЛК в РДП, так і його інтенсивність (амплітуда).

У першому випадку координата місця врізки в РДП визначається по різниці приходу в часі сигналу від двох найближчих до місця врізки КП з урахуванням довжини ділянки нафтопроводу між ними.

$$\begin{cases} l_1 + l_2 = l, \\ l_1 - l_2 = V \cdot \Delta t \end{cases}$$

де Δt - різниця приходу в часі сигналів t_1 і t_2 від двох найближчих КП, при $t_2 > t_1$, місце врізки знаходиться ближче до КП1; V - швидкість поширення звуку в металі труби.

Загалом швидкість поширення звуку в металі труби відома, але її точне значення для кожної конкретної труби визначити складно. Тому в подальшому будемо розглядати її як збурюючий вплив (невідому величину, що перешкоджає обчисленню координати місця врізки).

У другому випадку, коли інформативним параметром є інтенсивність сигналу, потрібно враховувати коефіцієнт загасання акустичних коливань в металі труби і швидкість їх поширення, а також коефіцієнт перетворення первинних і вторинних перетворювачів a .

$$\begin{cases} x_1 = (1 - x) \cdot f \cdot a, \\ x_2 = x \cdot f \cdot a \end{cases}$$

де x - координата місця врізки, прийнемо, що вона відраховується від першого КП; f – збурюючий вплив, обумовлений неможливістю точного визначення швидкості поширення звуку в металі і загасанням електричних коливань.

Але незалежно від того, що є інформативним параметром сигналу, на первинний перетворювач, крім вимірюваної величини (механічної енергії звукових коливань), буде впливати ряд збурюючих впливів. Для їх компенсації при проектуванні вимірювальних і обчислювальних пристроїв використовується теорія інваріантності, основним принципом якої є принцип багатоканальної передачі збурення. Його суть полягає в наступному: для досягнення інваріантності будь-якої координати $x(t)$ вимірювального пристрою від впливаючого на нього впливу, що збурює необхідна наявність як мінімум двох каналів передачі цього збурення від точки його застосування до точки, в якій проводиться вимірювання даної координати (вихідної координати) пристрою. Цей принцип дозволяє отримати високу точність вимірювання, знизити вимоги до стабільності вузлів цих пристроїв та усунути вплив на точності показника впливів, що збурюють, включаючи і ті, при яких одноканальні вимірювальні пристрої (ВП) практично втрачають працездатність.

На рисунку 1.6 наведена структурна схема вимірювального пристрою, що включає в себе первинні перетворювачі (ПП) і обчислювальний пристрій (ОП) [18].

Відповідно до принципу багатоканальності обчислення координати місця несанкціонованої врізки ведеться по двох каналах.

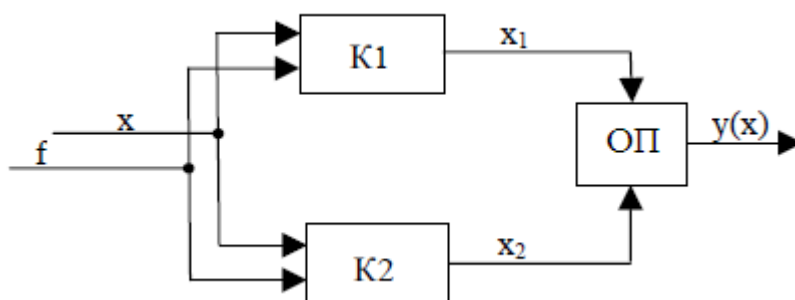


Рисунок 1.6 – Структурна схема розімкнутих інваріантних ВП, яка включає: K1, K2, K3 - канали вимірювання координати x, ОП - обчислювальний пристрій, f – збурюючі впливи, x - вимірювана величина, x₁ - сигнал, що надходить від першого каналу, x₂ - сигнал, що надходить від другого каналу

В акустичному методі виявлення врізок за часом для визначення місця врізки використовується різниця в часі приходу сигналів від найближчих до місця події КП. На первинний перетворювач впливають такі збурення:

- коефіцієнт загасання акустичних коливань в металі труби;
- швидкість поширення звуку в металі при експлуатації трубопроводу (мінливі умови експлуатації);
- вид енергетичного впливу на метал труби (інтенсивності) при здійсненні врізки, тобто акустична поздовжня хвиля, яка викликає в металі труби деформацію.

Для компенсації їх впливу вибирається, відповідно до теорії інваріантності, інваріантний вимірювальний пристрій. У нашому випадку кожен канал фізично являє собою сукупність матеріалу труби, сенсора (первинного перетворювача ПП) і вторинного перетворювача. Перший канал K1 є безпосередньо вимірювальним каналом і вимірює акустичний сигнал, а

другий канал - калібрувальний, застосовується для виключення впливу збурюючих впливів. Для калібрування створюють спеціальне спрямований механічний вплив на трубу, яке викликає акустичне обурення в металі труби. З цієї структурної схеми (рисунок 1.6) можуть бути виведені вирази, що відображають залежність надходять в ОП сигналів від вимірюваної величини і збурень [17-19]:

$$x_1 = F_1(x, f) \text{ в каналі К1,}$$

$$x_2 = F_2(x, f) \text{ в каналі К2,}$$

$$x = F(x_1, x_2).$$

Але при вирішенні системи рівнянь, отриманої з використанням методу інваріантності, необхідно перевірити (згідно з теоремою Крамера) основний визначник на рівність нулю. Система має рішення і не вироджується в однорідне рівняння, якщо основний визначник не дорівнює нулю. Отже, вона підходить для опису вимірювального пристрою.

Спочатку визначається різниця приходу в часі сигналів з двох найближчих КП:

$$x_1 = \Delta t_1 = t_1 - t_2, \quad (1)$$

де Δt_1 - сигнал першого каналу, який є тимчасовим інтервалом (x_1 на рисунку 1.6), мс; t_1 - час приходу сигналу про врізку від першого КП; t_2 - час приходу сигналу про врізку від другого КП.

Наступним визначається час проходження сигналу Δt_2 по всій довжині нафтопроводу L зі швидкістю поширення звуку в металі V , виміряний в результаті калібрування:

$$x_2 = \Delta t_2 = \frac{L}{V}, \quad (2)$$

де Δt_2 - сигнал другого каналу, який є тимчасовим інтервалом (x_2 на рисунку 1.6), мс.

Калібрування повинна проводитися із заданою періодичністю (наприклад, один раз в сезон) при конкретних фіксованих умовах експлуатації.

Нехай координата x відраховується від першого КП. Тоді відстань від місця врізки до другого КП рівне $(L-x)$ і, отже, різниця відстаней від місця врізки до двох найближчих КП визначається як [20]:

$$x - (L - x) = \Delta t_1 \cdot V;$$

значення шуканої координати - відстань від КП з меншим номером:

$$x = \frac{1}{2} \cdot (L - \Delta t \cdot V).$$

Як бачимо, останній вираз містить значення швидкості звуку в металі, яке є збуренням:

$$f = \frac{1}{V},$$

де f - збурюючий вплив, обумовлений неможливістю точного визначення швидкості поширення звуку в металі.

Підставивши останні вирази в формули (1) і (2):

$$x_1 = \Delta t_1 = t_1 - t_2 = \frac{x}{V} - \frac{L - x}{V} = fx - fL + fx = 2fx - fL,$$
$$x_2 = \Delta t_2 = Lf.$$

Обидва сигнали x_1 і x_2 надходять в обчислювальний пристрій, в нашому випадку - процесорний модуль контролера, де відбувається обчислення m відношення величини сигналів:

$$m = \frac{x_1}{x_2} = \frac{2fx - fL}{fL} = \frac{2x - L}{L}. \quad (3)$$

Із формули (3) отримуємо вираз для обчислення координати x :

$$x = \frac{L}{2} \cdot (m + 1),$$

де $m < 1$.

При цьому вдається звільнитися від впливу збурюючого впливу. Алгоритм дій над сигналами задається програмно.

Для акустичного методу виявлення врізок по загасанні (інтенсивності) сигналу структурна схема вимірювального пристрою буде виглядати аналогічно вище описаної (рисунку 1.5). Збуджуючими впливами є:

- коефіцієнт загасання акустичних коливань в металі труби;
- вид енергетичного впливу на метал труби при здійсненні врізки.

В даному випадку сигнал від першого каналу:

$$x_1 = (L-x)fa,$$

сигнал від другого каналу:

$$x_2 = xfa,$$

де $a = K_{пп} \cdot K_{вп}$ - постійний коефіцієнт, однаковий для обох каналів, $K_{пп}$ - коефіцієнт перетворення первинного перетворювача, $K_{вп}$ - коефіцієнт перетворення вторинного перетворювача.

Обидва сигнали x_1 і x_2 надходять в обчислювальний пристрій, в якому послідовно виконуються такі дії:

а) складання значень сигналів x_1 і x_2

$$x_1 + x_2 = (L-x)fa + xfa = Lfa - xfa + xfa = Lfa;$$

б) ділення x_2 на суму значень сигналів x_1 і x_2

$$m = \frac{x_2}{x_1 + x_2} = \frac{xfa}{Lfa} = \frac{x}{L},$$

таким чином вдається звільнитися від збурюючого впливу f ;

в) обчислення значення x

$$x = mL,$$

де $m < 1$.

Своєчасне виявлення несанкціонованих врізок дозволить запобігти розкраданню нафти і нанесення непоправної шкоди навколишньому середовищу. Аналіз існуючих методів визначення витоків показав, що вони є неефективними для виявлення несанкціонованих врізок через короткочасність останніх і малих обсягів витоків. В даному випадку цілком ефективним є застосування методу, який заснований на вимірюванні та аналізі акустичних збурень в металі трубопроводу, що виникають при спробі врізки. Структура

вимірювальних пристроїв для реалізації даного методу була підібрана виходячи з теорії інваріантності в вимірювальній техніці. Застосування цієї теорії дозволяє усунути залежність результату вимірювання від факторів, що збурюють. З використанням принципу багатоканальності - основного принципу теорії інваріантності - за обраною структурою вимірювального пристрою були виведені співвідношення для визначення приблизного місця врізки і створені алгоритми і програма, що дозволяють реалізувати роботу методу.

2. РОЗРОБКА КОМП'ЮТЕРИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ВИЯВЛЕННЯ ВИТОКІВ

2.1 Комп'ютеризовані системи виявлення витоків та пробоїн і їх характеристики

Система виявлення витоків (СВВ) - автоматизована інформаційна система, яка контролює цілісність стінки трубопроводу.

Трубопровідні системи є одним з найбільш економічних і безпечних способів транспортування газів, нафти, нафтопродуктів та інших рідин. Як засіб транспортування на великі відстані трубопроводи мають високу ступінь безпеки, надійності і ефективності. Велика частина трубопроводів в незалежності від середовища, що транспортується розробляються виходячи з терміну експлуатації близько 25 років. У міру старіння вони починають відмовляти, з'являються витоків в конструкційно слабких місцях з'єднань, точках корозії і ділянках, що мають невеликі структурні пошкодження матеріалу. Крім того є й інші причини, що призводять до появи витоків, такі як випадкове пошкодження трубопроводу, терористичні акти, диверсії, крадіжки продукту з трубопроводу і т. д.

Головне завдання систем виявлення витоків полягає в тому, щоб допомогти власнику трубопроводу виявити факт витоків і визначити її місце розташування. СВВ забезпечує формування сигналу тривоги про можливу наявність витоків і відображення інформації, що допомагає прийняти рішення про наявність чи відсутність витоків. Системи виявлення витоків з трубопроводів мають велике значення для експлуатації трубопроводів, оскільки дозволяють зменшити час простою трубопроводу.

Ряд виробників використовують для позначення такого роду систем інші назва [20-24]:

- система виявлення витоків і контролю активності (СОУіКА) - ЗАТ «Омега» ;

- інфразвукова Система Моніторингу Трубопроводів (ICMT) - НПФ «Торі»;
- В англійській практиці такого роду системи зазвичай називають Leak detection system (LDS).

Найбільш загальна класифікація СВВ приведена в стандарті 1130, розробленого API [25]. Відповідно до цієї класифікації, СВВ підрозділяються на системи на базі процесів, що відбуваються в трубопроводі і СОУ на базі процесів, що відбуваються поза трубопроводу. Системи першого виду використовують контрольно-вимірвальне обладнання (сенсори тиску, витратоміри, сенсори температури і т.д.) для моніторингу параметрів середовища, що транспортується в трубопроводі. Системи другого виду використовують контрольно-вимірвальне обладнання (ІЧ-радіометри, тепловізори, детектори парів, акустичні мікрофони, волоконно-оптичні сенсори і т.д.) для контролю параметрів поза трубопроводом.

Більш приватна класифікація міститься в РД-13.320.00-КТН-223-09 «Системи виявлення витоків комбінованого типу на магістральних нафтопроводах. Ця класифікація охоплює лише деякі з систем, що розглядаються в API 1130 [26] як системи на базі процесів, що відбуваються в трубопроводі. Відповідно до неї СВВ підрозділяються на наступні типи:

- система виявлення витоків по хвилі тиску - програмно-апаратний комплекс для виявлення хвилі тиску, що виникає в трубопроводі при утворенні в ньому витoku. Робота комплексу заснована на аналізі спеціалізованим програмним забезпеченням даних, зібраних спеціалізованих контролерами (модулями) СВВ з додаткових (що не використовуються для управління технологічним процесом) сенсорів тиску;
- параметрична система виявлення витоків - програмний комплекс, що функціонує спільно з системою диспетчерського контролю та управління (СДКУ) на основі використання що у СДКУ даних про параметри роботи нафтопроводу. Робота комплексу заснована на аналізі даних

телевимірювань, наявні на верхньому рівні АСУ ТП і застосування математичної моделі для прийняття рішення про наявність витoku. Системи такого роду в АРІ тисячу сто п'ятьдесят п'ять називаються "Software Based Leak Detection Systems" [27];

- комбіновані системи виявлення витоків - СОУ об'єднують в собі систему виявлення витоків по хвилі тиску і параметрична система виявлення витоків.

При виникненні аварії на трубопроводі, для точного визначення місця витoku застосовуються системи виявлення та локалізації витoku. На сьогоднішній час таких систем на ринку представлено велику кількість. Системи виявлення витоків поділяють на портативні (система яка при потребі встановлюється на трубопровід і після виявлення витoku демонтується) і стаціонарні (системи які монтуються на магістральних трубопроводах, продуктопроводах і експлуатуються в процесі перекачки нафтопроводів).

До портативних систем можна віднести систему виявлення шумів і витоків НWM Permalog+ (рисунок 2.1.).



Рисунок 2.1 - Систему виявлення шумів і витоків НWM Permalog+

До основних переваг СВВ Permalog + можна віднести:

- повністю не руйнуючий метод діагностики водопровідної мережі;

- не потрібно переривати водопостачання споживачів;
- висока ефективність: знаходження більшої кількості витоків за невеликий проміжок часу;
- можливість поступового нарощування рівня оснащеності шляхом придбання додаткової комплектації сенсорів;
- автоматизація пошуку витоків;
- зниження трудомісткості і помилок персоналу;
- економія праці та часу;
- можливість дослідження і моніторингу великих територій зі складною структурою;
- швидке реагування на прориви на ділянках;
- можливість перевірити результати пошуку витоків, отриманих іншими методами;
- міцна конструкція датчиків;
- низька вартість заміни батарей.

Сенсор Permalog + - це реєстратор рівня звукових коливань в компактному міцному корпусі зі ступенем захисту IP68, з автономним джерелом живлення. Кількість сенсорів в комплекті - від одного до десятків і сотень штук, залежить від розміру району для дослідження і терміновістю проведення робіт з пошуку і локалізації витоків. Кожений сенсор Permalog + приймає і передає дані по радіоканалу з частотою 434 МГц і потужністю до 10 мВт. Сигнал від сенсора може проходити навіть через закриту чавунну кришку люка (передбачено кілька варіантів антен). [28] Сенсор посилає сигнал негайно після того, як виявляє витік. Можливо масове програмування всієї групи сенсорів перед установкою і управління датчиками без демонтажу з об'єктів установки.

Для своєчасного виявлення та локалізації витоків використовуються корелятори витоків. Витік рідини породжує дуже швидке зменшення тиску навколо місця течії, а це, в свою чергу, є джерелом виникнення безладних змінних шумів і шумових перешкод поруч з місцем витоку (рисунок 2.2).

Шумові перешкоди поширюються в обидва напрямки від витоку з однаковою швидкістю. Шум, на відміну від музичного звуку, не має постійної частоти, він являє собою безладну, безперервно змінюється суміш різних частот. Саме на цій якості шумів витоку заснований принцип застосування корелятора.



Рисунок 2.2 – Виявлення витоку за допомогою кореляційного метода

Корелятори витоку FAST (рисунок 2.3) - прилади з декількома високочутливими сенсорами, які розміщують на різних ділянках трубопроводу. Відбувається замір рівня шумів, дані надсилаються на прилад, де відбувається порівняння сигналів і обчислення місця витоку. В основі роботи корелятора лежить порівняння шумів, вимірюваних датчиками в двох різних точках трубопроводу: шум витоку рухається в обидва боки трубопроводу від місця витоку з однаковою швидкістю, на яку впливає безліч факторів. У разі, коли витік знаходиться на однаковій відстані від обох датчиків, датчики виявлять шуми в один і той же час. У тому випадку, коли датчики знаходяться на різних відстанях від місця витоку (не рівновіддалені), шум витоку досягне їх в різний час, з запізненням. Це запізнення як різницю в часі вимірює корелятор [29].

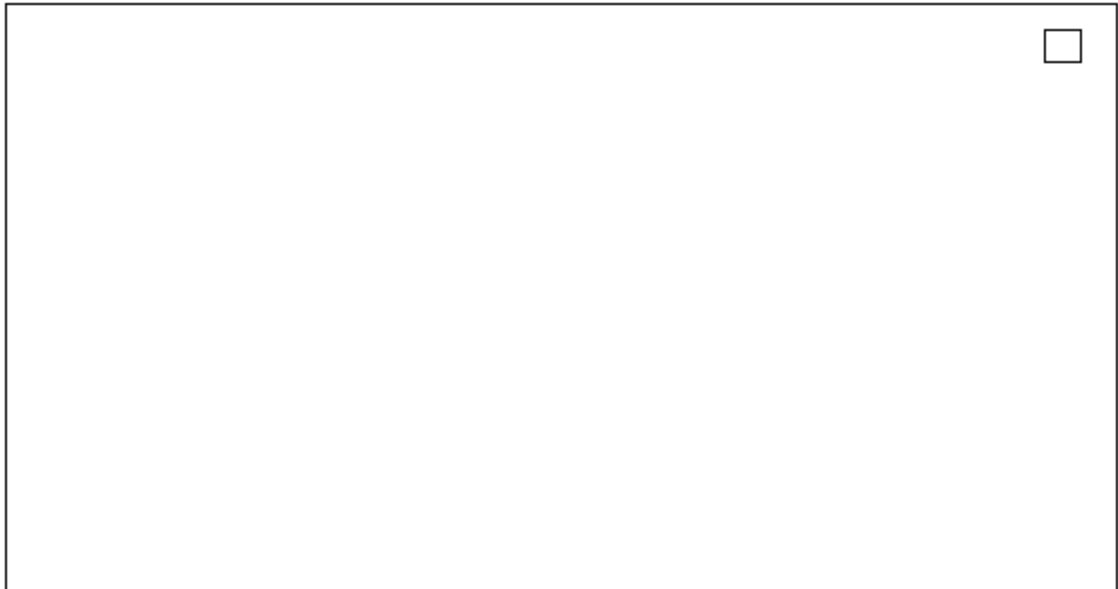


Рисунок 2.3 - Корелятор витоку FAST

Технічні характеристики корелятора витоку FAST:

- робоча область: макс. 400 бар;
- годинник реального часу: точний вимір із зазначенням часу і дати, вільний вибір часу початку збору і реєстрації даних;
- пам'ять: на більш ніж 240000 вимірів;
- індикація: графічний ЖК-дисплей;
- живлення: літєва батарея, термін служби - 10 років в режимі 1 заміра в хвилину;
- матеріал: корпус з високоякісної нержавіючої сталі / алюмінію з вентиляцією;
- тип захисту: IP 68.

До стаціонарної СВВ відносять трьохрівневу інформаційно-вимірювальна система безперервного моніторингу стану трубопроводу (рисунок 2.4.). Використовується переважно для контролю сейсмічних впливів на нафтопровід, і дозволяє виявляти факти виникнення розгерметизації і координат витоку, забезпечує сигналізацію, ведення журналу подій і інший функціональних можливостей [27, 28].

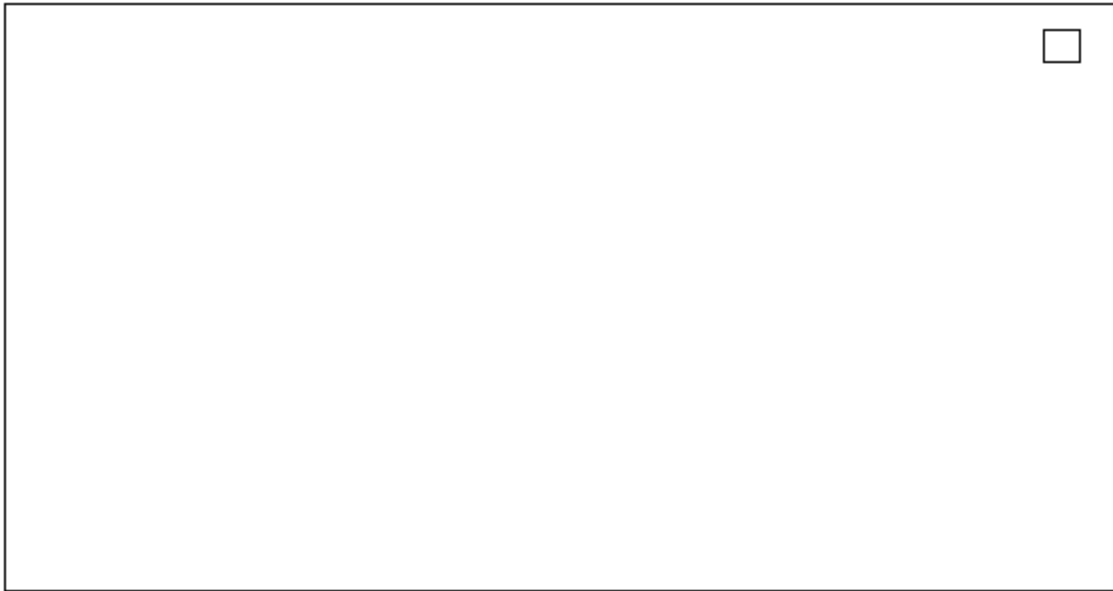


Рисунок 2.4 - Трьохрівнева інформаційно-вимірювальна система безперервного моніторингу стану трубопроводу:

1 – контролер СВВ, 2 – сенсор тиску, 3 – сенсор статичного тиску, 4 – сервер, 5 – диспетчерська станція контролю, 6 – сейсмологічний сенсор.

Акустичний принцип виявлення витоків, визначення факту виникнення витоку не менше ніж за двома алгоритмами, що забезпечує взаємне підтвердження. Мінімальна похибка визначення координат витоку (± 5 км). Видача повідомлення про витік за найкоротший проміжок часу (від 6 до 30 хвилин) з моменту порушення герметичності трубопроводу. Відсутність помилкових сигналів тривоги. Автоматичне регулювання установок аварійної сигналізації (порога спрацьовування) в залежності від умов експлуатації. Можливість розширення кількості захищаються ділянок без коригування коду ПО [30].

Інформація видається в графічному режимі на робочий екран станції диспетчера (координата місця виникнення витоку з прив'язкою до схеми захищеного ділянки і карті місцевості), текстовому: (повідомлення СВВ в хронологічному порядку з зазначенням часу виявлення витоку і координати витоку) і звуковому / візуальному (сигналізація про виявлення витоку з необхідних рівнем загрози) вигляді (рисунок 2.5.).

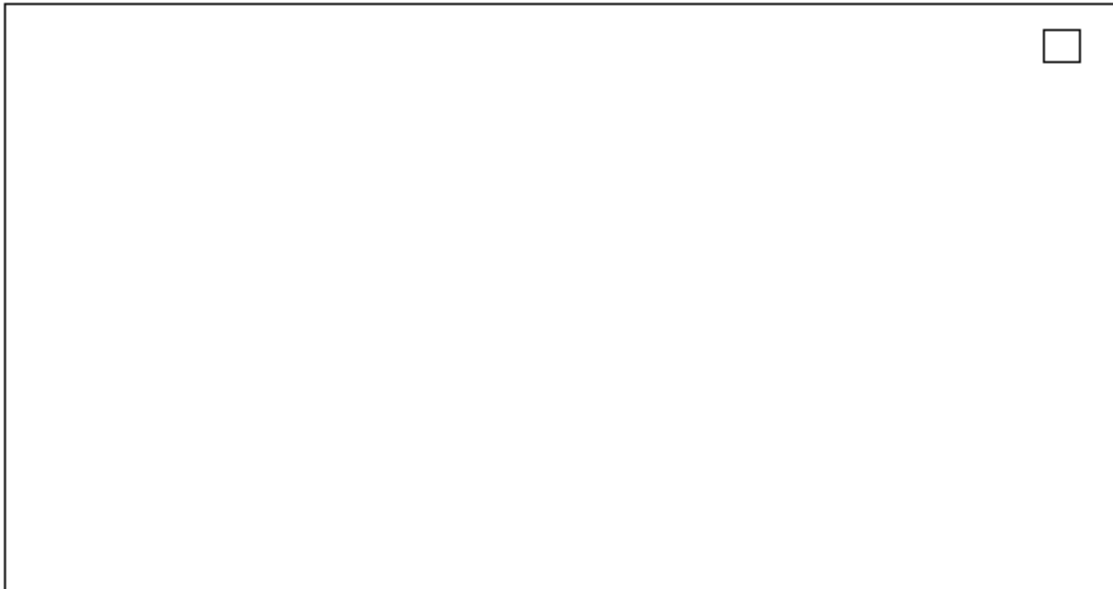


Рисунок 2.5 – Головний екран СВВ диспетчерської станції

Проведений аналіз типів та характеристик цифрових кореляторів, які широко використовуються у різних сферах промисловості, показує їх практичну значущість при рішенні широкого спектру задач у промисловості. При чому найбільш важливими параметрами таких програмно-апаратних обчислюваних засобів є максимальна швидкодія, низька апаратна складність, висока інформативність. Ці характеристики відповідно впливають на їх габарити, вартість, експлуатаційні характеристики надійності, прямим чином пов'язані з їх існуючою високою ціною (1-10 тис. у.о.). Своєчасна ідентифікація передаварійних та аварійних ситуацій на промислових установках та об'єктах дозволяє забезпечити зменшення економічних втрат, а також, в окремих випадках, запобігти виникненню екологічних катастроф. Особливо це стосується магістральних нафтогазових трубопроводів та продуктопроводів [31-33].

2.2 Розробка структурної схеми системи виявлення пробіів та обґрунтування вибору окремих вузлів і елементів

Система пошуку і контролю витоків є розподіленою і масштабується (рисунок 2.6). У контрольованих точках встановлюються сенсори (сенсори тиску врізаються в трубу, шафи приймально-реєструючої апаратури закопуються в ґрунт) і підключаються до приймально-реєструючої апаратури з використанням одного або декількох інтерфейсів зв'язку. Сейсмостанція в складі шафи приймально-реєструючої апаратури виконує оцифровку сигналів з усіх сенсорів, а також здійснює функцію без демонтажної перевірки сенсорів і видачу сигналів типу «сухий контакт». Дані з усіх контролерів надходять на сервер (пропускна здатність не менше 9,6 кБит / с), де здійснюється їх архівація, і передаються на робочу станцію диспетчера для обробки і візуалізації результатів. Синхронізація системного часу контролерів і серверів СВВ може здійснюватися за допомогою приймачів GPS / ГЛОНАСС. На диспетчерській станції передбачена зручна система оповіщення оператора про всі виділені події і індикація параметрів на схемі трубопроводу.

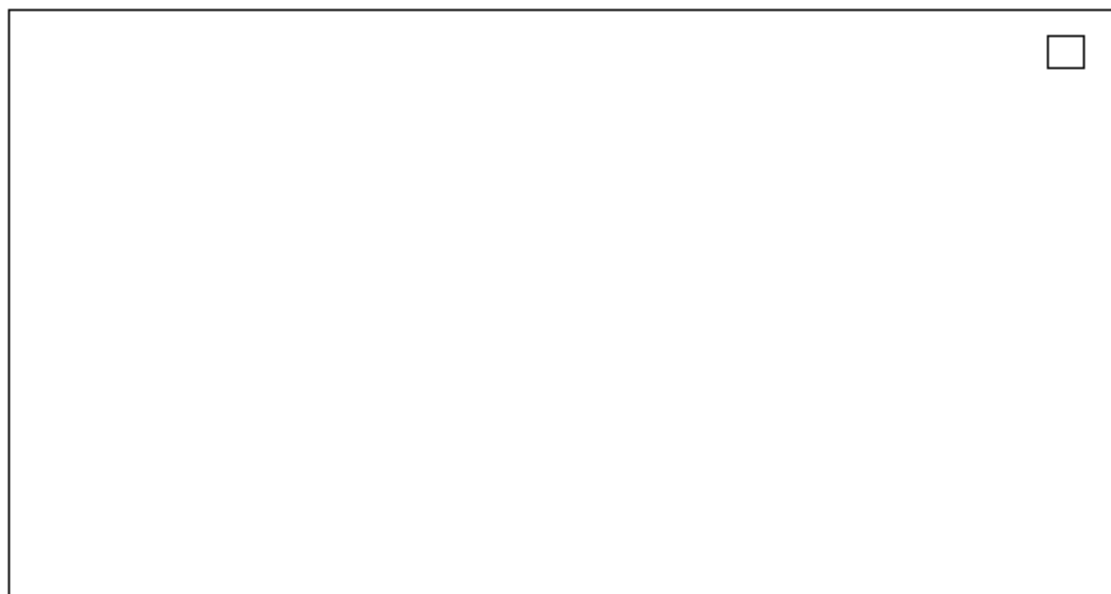


Рисунок 2.6 – Структурна схема системи виявлення пробоїн магістральних трубопроводів

Комплектація обладнання відповідно до завдання на монтаж СВВ (рисунок 2.7) [34-38]:

- повний комплект дозвільної та експлуатаційної документації відповідно до чинних стандартів;
- комплект запасних частин, інструментів, приладдя та матеріалів в кількості 10% від загальної кількості застосовуваних у СВВ комплектуючих;
- функціональне програмне забезпечення на всі рівні СВВ;
- системне програмне забезпечення;
- комплект експлуатаційної документації.



Рисунок 2.7 – Схема розміщення сенсорів СВВ

До складу системи (рисунок 2.7) входять первинні перетворювачі (гідрофон ВС 312 або ВС 313), інтелектуальний сенсор надлишкового тиску (ZET 7012-I, сейсмоприймач ВС 1313), шафи приймально-реєструючої апаратури (сеймостанція ZET 048), що забезпечує цифрову обробку сигналів з сенсорів, генератор ZET 7090 для без демонтажної перевірки сенсорів, промисловий комп'ютер, модулі іскро- і грозо- захисту, модулі захисту від імпульсних перенапруг, резервні джерела живлення, антени (GPS / ГЛОНАСС і т.д.) і інформаційно-обчислювальний комплекс (сервер і робоча станція оператора).

Всі основні і допоміжні параметри, які використовуються при управлінні системою автоматизованого управління СВВ, описані в таблиці 2.1. У таблиці вказані верхні і нижні межі граничних значень, одиниці виміру, контролери, які використовуються для первинного перетворення і фільтрації параметрів і їх кількість на проміжку вимірювання магістрального трубопроводу 50 км [39].

Таблиця 2.1 – Фізичні величини вимірювальних параметрів САУ СВВ

Параметри регулювання	Од. вим.	Мін. показн.	Макс. показн.	Контролер	Кількість
Рівень шуму в рідині	дБ	0	1000	BC 312	2
Температура перекачувальної рідини	С ⁰	-10	+70	WR-203	2
Тиск в трубопроводі	бар	0	800	ZET 7012	2
Сейсмо-акустичні коливання	Гц	15	1000	ZET 048	2
Генератор імпульсів	Гц	0	10000	ZET 7090	2
Швидкість передачі сигналу	Мбіт/сек	100	1000	Kramer PT-571	2

Комплектація будь-якої СВВ включає в себе велику кількість різнотипних сенсорів, що призначення для відображення основних показників роботи САУ, а також для керування нею.

Сенсором (чутливим або вимірювальним елементом) називають пристрій, що служить для сприйняття певної інформації, що надходить на його вхід у вигляді контрольованій ним фізичної величини, і перетворює цю величину в іншу, що з'являється на виході у вигляді сигналу (імпульсу, команди), зручного для подальшої обробки і дистанційної передачі. Вхідна величина це найчастіше неелектрична контрольована величина (лінійне переміщення частини верстата, температура, сила в гідро- або пневмосистемі, розмір деталі, швидкість і т. д.). Вихідний сигнал - перетворена вхідна величина, що передається на виконавчу або проміжну ланки. Вихідні сигнали бувають електричні, гідравлічні, пневматичні, механічні, радіоактивні. Конструкції і принципи дії сенсорів різні, але завдяки стандартним розмірам сполучень їх можна вбудовувати в

нормалізованну і стандартизовану апаратуру і приєднувати до джерел живлення. Сенсори, що випускаються для промисловості мають малі габарити, масу, інерційність, мають різні діапазони вимірюваних величин і різну ціну поділки приладів для їх налаштування.

Сенсори характеризуються параметрами, необхідними для їх підбору при автоматизації процесів, а саме [40]:

- залежність вихідного сигналу Y від вхідного x : $Y = F(x)$;
- чутливість, чим чутливіший сенсор, тим легше проводити вимірювання малих вхідних величин;
- поріг чутливості - величина найменшої зміни вхідної величини, що викликає зміну вихідного сигналу.
- похибка, характеризує максимальну різницю між номінальними величинами вихідного сигналу при нормальних умовах і при зміні зовнішніх умов в порівнянні з їх нормальними значеннями.
- динамічні характеристики, відповідні роботи датчика при швидких змінах вхідної величини. Звичайно потрібна мінімальна постійна величина часу для отримання відповідного входу;
- характеристика стабільності – це характеристика при якій сенсор для прикладу проводить 25 000 спрацьовувань при зміщенні до $\pm 0,5$ мкм.

Автоматизація технологічних процесів контролю промислових об'єктів вимагає застосування швидкодіючих, точних сенсорів різних принципів дії, що сприймають вхідну величину у вигляді зміни положення, розміру, сили, швидкості, температури і подають вихідний сигнал у вигляді електричного, пневматичного, гідравлічного, механічного, імпульсів.

Відповідно інформації, отриманої на вході, сенсори поділяють на:

- шляхові, що дають вихідний сигнал, коли рухома частина підійде в задане положення;
- розмірні, що дають вихідний сигнал, коли вимірюваний розмір досягне заданої величини;

- силові, дають вихідний сигнал, коли сила в гідро- або пневмосистемі, в механізмі або певної деталі машини досягне заданої величини;
- швидкісні, що дають вихідний сигнал, коли швидкість руху складальної одиниці або деталі машини досягне заданої величини;
- температурні, дають вихідний сигнал, коли температура деталі, масла, повітря досягне заданої величини [42-45].

Сенсори що використовуються в САУ СВВ з наступними характеристиками:

- Гідрофон ВС 312 - гідроакустичний звукоприймач, застосовуються в гідроакустиці для прослуховування підводних сигналів і шумів вимірювальних цілей, а також як складові елементи направлених приймальних гідроакустичних антен (рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 - Гідроакустичний сенсор (гідрофон ВС 312)

Параметри гідроакустичний сенсор представлені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Характеристики гідрофон ВС 312

Параметри	Од. виміру	Номінал
Номінальна чутливість	мкВ/Па	250
Глибина занурення	м	400
Частотний діапазон	Гц	20...20 000
Власні шуми	Па	0,02

Вихідний опір	МОм	< 500
Максимальне значення амплітуди вимірювального звукового тиску	кПа	50
Максимальний статистичний тиск	МПа	4
Власна резонансна частота	Гц	> 50 000
Рівень постійної напруги на виході	В	10...12
Живлення		ІСР
Напруга живлення	В	+(18...30)
Ток живлення	мА	3
Вибухозахисне виконання		по заказу
Матеріал корпусу		нержавеющая сталь
Робочий діапазон температур	°С	-40...+80
Діаметр пьезоелемента	мм	15
Размеры (длина x диаметр корпуса)	мм	128x23
Масса (без кабеля)	г	<170
Длина кабеля стандартная	м	10

- Сенсор надлишкового тиску ZET 7012 складається з первинного перетворювача і вбудованого вимірювального модуля. Первинний перетворювач здійснює перетворення тиску в аналоговий сигнал. Вимірювальний модуль оцифровує сигнал з перетворювача і видає значення тиску в цифровому вигляді по інтерфейсу RS-485 використовуючи протокол Modbus (рисунок 2.9).



Рисунок 2.9 - Сенсор надлишкового тиску ZET 7012

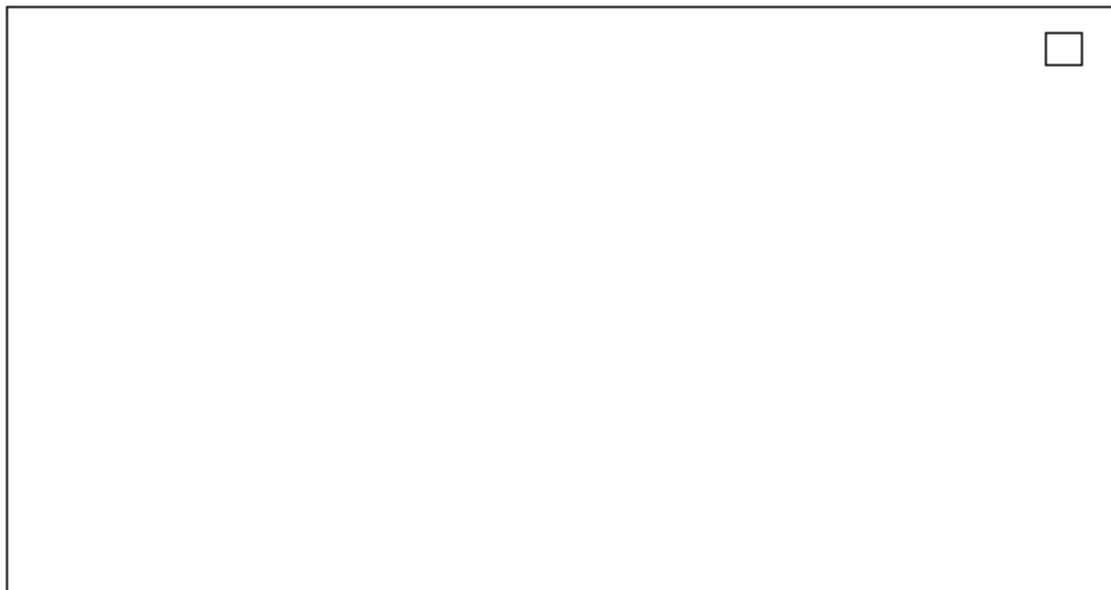
Параметри сенсора тиску ZET7012 представлені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Характеристики сенсора надлишкового тиску ZET 7012

Парметри	Од. виміру	Номінал
Верхня межа діапазону вимірювання тиску	МПа	0,1; 0,6; 2,5; 6; 16; 25; 60; 100
Поріг чутливості (мінімальне значення, на яке розрізняються дві послідовно вимірюваних величини)	Па	1
Похибка вимірювання		

— абсолютная (від верхньої межі діапазона вимірювання)	%	0,1
— відносна (від вимірювання величини)	%	0,1
— додаткова (від вимірювання температури)	% /10°C	0,1
Частота оновлення даних	Гц	1
Інтерфейс передачі даних		RS – 485
Швидкість обміну	б\сек	4800, 9600, 14400

- сейсмодатчик ZET 048 представляє собою сейсмоприймач і 24-розрядний вимірювальний модуль, які забезпечують високу чутливість реєстрації сейсмосигналів і його аналого-цифрове перетворення (рисунк 2.10).



Рисунк 2.10 - Сейсмодатчик ZET 048

Параметри сейсмодатчика ZET 048 представлені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Характеристики сейсмодатчика ZET 048

Параметри	Од. виміру	Номінал
Кількість вимірювальних каналів		3
Тип входних каналів		Диференціальні
Частотний діапазон (полоса пропускання), при частотній дискретизації 2500 Гц	Гц	1000
Розрядність АЦП	Біт	24
Максимальний входний діапазон (Vin+ – Vin-)	В	-10...+10
Максимальний входний діапазон інвертуючого/ненеінвертуючого входів	В	-5...+5
Еквівалентний рівень власних шумів (при частоті дискретизації 50 Гц), не більше	мкВ	4
Динамічний діапазон	дБ	124 (при 50 відліках в секунду); 120 (при 250 відліках в секунду)

Вхідний опір аналогового тракту	кОм	100
Вхідна ємність аналогового тракту, не більше	рF	10
Використовувана потужність	Вт	0,6
Скорість обміну по шині HighSpeed USB 2.0	Мбит/с	480
Скорість обміну по шині Ethernet	Мбит/с	100
Допустимий кут установки		Любой

- генератор ZET 7090 - аналоговий генератор призначений для формування сигналів довільної форми (синусоїдальний, імпульсний, пилоподібний сигнали). Включає 2 синхронних канали по яких передача даних здійснюється по інтерфейсу RS-485, використовуючи протокол Modbus (рисунок 2.11).

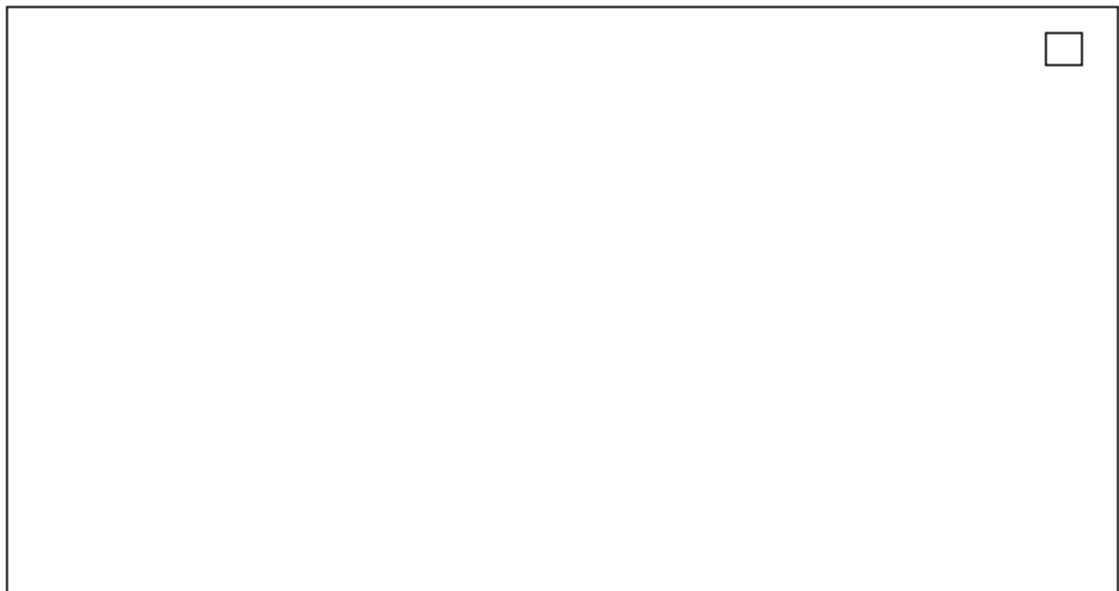


Рисунок 2.11 – Синхронний генератор ZET 7090

Параметри синхронного генератора ZET 7090 представлені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Характеристики синхронного генератора ZET 7090

Параметри	Од. виміру	Номінал
Кількість каналів	синфазний/дифференціальний	2/1
Форми сигналу		синус, пила, імпульс
Діапазон частот	кГц	0 – 50
Частота дискретизації	кГц	340
Діапазон вихідного сигналу		0...5 відносно "землі"; $\pm 2,5$ при дифференціальному включенні відносно сигналу 2,5 В

Вихідне живлення	В	5
Інтерфейс передачі даних		RS-485
Живлення пристрою	В	от 7 до 24
Використовування потужність	Вт	0,5
Робочий діапазон температур	°С	-40...+100
Габаритні розміри	мм	65 x 34 x 14
Маса	г	35

- Контролер СВВ ZET – 430 призначений для підключення сенсорів з диференціальним виходом до вимірювальної апаратури з синфазним виходом, а також дозволяє підключати гідрофони ВС 313 і сейсмоприймачі ВС 1313 до аналізатора спектра (рисунок 2.12).



Рисунок 2.12 – Контролер СВВ ZET -430

Параметри контролера СВВ ZET -430 представлені в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Характеристики контролера СВВ ZET -430

Параметри	Од. виміру	Номінал
Живлення	В	12
Вихідна напруга	В	±12
Максимальний вихідний ток	мА	±100
Коефіцієнт підсилення		1
Кількість вхідних каналів	дифференціальний/синфазний	3/1
Кількість вихідних каналів	синфазний	1
Діапазон вхідної напруги по каналах	В	±10
Діапазон вихідної напруги по каналах	В	±10

- Передавач сигналів по витій парі Kramer PT-571 - передавач PT-571 перетворює сигнал HDMI в формат, придатний для передачі по кабелю «вита пара», приймач PT-572 виконує зворотне перетворення (рисунок 2.13).



Рисунок 2.13 – Передавач сигналів Kramer PT-571

Параметри Передавач сигналів Kramer PT-571 представлені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Характеристики передавача сигналів Kramer PT-571

Параметри	Номінал
Входи	1 розєм типу HDMI
Виходи	1 вихід CAT5 на розем типу RJ-45
Стандарт HDMI	Підтримка HDMI 1.3 і HDCP
Полоса пропускання	Підтримка полоси пропускання до 1,65 Гбіт/с на графічний канал
Відношення сигнал/шум	60 дБ
Управління	Двохнаправлений на роземі типу міні-гніздо 3,5-мм
Джерело живлення	12 В постійного току, 250 мА
Маса	0,14 кг
Габарити (Ш * Г * В)	6,5 x 5,2 x 2,4 см
Акcesуари	Блок живлення
Опції	Кабелі Kramer BC-DGKat524 (CAT 5, калібр 24 AWG), BC-DGKat623 (CAT 6, калібр 23 AWG) і BC DGKat7a23 (CAT 7a, калібр 23 AWG), адаптер для монтажу в стойку 19 дюймів

Наявність пошкоджених трубопроводів призводить не лише до матеріальних втрат. Є безпосередня небезпека попадання ґрунтових, стічних вод, чужорідних тіл і мікроорганізмів у питну воду, що може спричинити масові захворювання населення. У зв'язку з цим проблема своєчасного

виявлення місць витоків водогонів із подальшою їх ліквідацією є особливо актуальною.

2.3 Вибір ультразвукового та акустичного сенсорів для систем виявлення витоків

Визначення місць витоків води з прихованих трубопроводів під тиском є серйозною проблемою в роботі комунальних служб та служб, які обслуговують магістральні продуктопроводи, що використовуються для перекачки нафти і газу. Велика кількість витоків, великі експлуатаційні витрати на земляні, відновлювальні та інші роботи, перебої в подачі води і тепла споживачам і т.д., - все це обумовлює гостру потребу в точному і оперативному визначенні місць витоків або пробоїн, локалізації земляних робіт і швидкому відновленні водопровідних і теплових мереж.

Тому вибір компонентів системи виявлення і локалізації витоків є відповідальною і клопіткою роботою. Ультразвукові сенсори широко використовуються в якості сенсорів наближення (proximity), для дистанційного виявлення різних об'єктів, вимірювання відстаней. Як правило, сенсори діють шляхом посилки короткого імпульса ультразвукових хвиль в напрямку об'єкта виявлення, який, відбившись від поверхні об'єкта, повертається назад. Потім, електронна схема проводить розрахунок часу між моментом посилки сигналу і моментом прийому відбитого луни. Відстань є похідною величиною від часу і швидкості звуку в навколишньому середовищі.

В даний час на ринку представлений широкий вибір ультразвукових сенсорів в різних конструктивних виконаннях, що діють в різних акустичних частотах. Палітра поведінки різних акустичних частот в схожих умовах навколишнього середовища не є однаковою. У більшості випадків не важко, керуючись характеристиками, даними виробником, вибрати відповідний сенсор для свого завдання. Але у випадках, коли в роботі пристроїв з'являються збої

або виникають суттєві помилки у вимірах, необхідно провести більш ретельну оцінку факторів впливу, таких як [38-40]:

- зміни швидкості звуку в залежності від температури і властивостей навколишнього середовища (в основному, повітря), - як дані зміни впливають на точність вимірювань і роздільну здатність сенсорів;

- зміни довжини звукової хвилі в залежності від швидкості і частоти звуку, - як дані зміни впливають на точність вимірювань, роздільну здатність, мінімальний розмір об'єкта, мінімальне і максимальне відстань до об'єкта;

- зміни величини загасання в залежності від частоти звуку і вологості, - як дані зміни впливають на максимальну відстань чутливості сенсорів в повітрі;

- зміни рівня зовнішніх шумів в залежності від частоти, - як дані зміни впливають на максимальну відстань чутливості і розміри об'єкта виявлення;

- зміни амплітуди відбитої луни в залежності від відстані до об'єкта, розмірів і геометрії поверхні, - як дані зміни впливають на відстань чутливості.

Ультразвуковий сенсор являє собою пристрій, що складається з ультразвукового випромінювача, електронної частини і на протилежному боці - вихідний роз'єм або кабель. Сенсор формує аналоговий сигнал, пропорційний відстані до об'єкта або дискретний сигнал, який змінюється при досягненні об'єктом заздалегідь встановленої відстані.

На електронній частині знаходиться п'єзоелемент, який випромінює ультразвук в режимі генерації та перетворює прийняті коливання в електричний струм в режимі прийому. У середині сенсора розташовані схеми керування і перетворювачі. Електронна схема вимірює час проходження УЗ в середовищі і перетворює його в аналоговий або цифровий вихідний сигнал (рисунок 2.14).

Розрізняють такі типи сенсорів [41]:

- пристрої, що працюють на принципі відображення сигналу від об'єкта;
- пристрою, які виявляють об'єкт, що знаходяться між приймачем і передавачем.

Точність вимірювання залежить від наступних факторів:

- температура навколишнього середовища (в зв'язку з цим введена температурна компенсація);
- вологість повітря, в якому поширюється ультразвук;
- тиск середовища.

Так як основну інформацію про відстань до об'єкту дає відбитий сигнал, характеристика поверхні поряд з кутом падіння звукової хвилі значно впливає на роботу УЗ- сенсорів. Найкраще сенсори працюють з добре відбиваючим світлом: склом, рідинами, гладким металом, деревом, пластиком. Для стійкої роботи сенсора рекомендується, щоб поверхні з грубим рельєфом розташовувалися в положенні, близькому до перпендикулярному напрямку променя. Для гладких поверхонь, припустиме відхилення від перпендикулярного напрямку УЗ променя не більше, ніж на 3 градуси.



Рисунок 2.14 – Ультразвуковий сенсор Microsonic Mic 600 D/TC

Основні технічні характеристики Microsonic Mic 600 D/TC:

- робочий діапазон: 600 - 8.000 mm;
- виконання: циліндричний M30;
- режим роботи: безконтактний вимикач / відображає режим віконний режим відображає бар'єр;
- особливості моделі: дисплей;
- вихід 1: релейний вихід PNP: $I_{max} = 200 \text{ mA}$ (+ U В -2 В), НЗК / НОК обрані, захист від короткого замикання;

- вихід 2: релейний вихід PNP: $I_{max} = 200 \text{ mA}$ (+ U В -2 В), НЗК / НОК обрані, захист від короткого замикання;
- частота перемикачів: 2 Hz;
- час реакції: 240 ms;
- клас захисту: IP67;
- вага: 230 g.

Основною перевагою УЗ сенсорів перед індуктивними або ємнісними сенсорами є більша відстань спрацьовування і незалежність від типу визначається матеріалу, можливість точного налаштування на різні відстані, а також застосування різних режимів фільтрації [42, 44].

Цифровий сенсор акустичної емісії складається з перетворювача акустичної емісії BC 601 і вимірювального модуля ZET 7140-E, який оцифровує сигнал з перетворювача і видає значення параметрів акустичної емісії в цифровому вигляді по інтерфейсу CAN.



Рисунок 2.15 – Загальний вигляд акустичного сенсора ZET 7140-E

Первинний перетворювач кріпиться на досліджуваному об'єкті і підключається до вимірювального модуля. Параметри перетворювача встановлюються в пам'яті модуля ZET 7140-E, таким чином, що використання цифрових сенсорів позбавляє користувача від необхідності настройки вимірювальних каналів. Ще однією перевагою використання цифрових

сенсорів є те, що з виходу передаються готові дані, які не потребують додаткової обробки.

Основні технічні характеристики:

- вимірюваний параметр: амплітуда (дБ), тривалість фронту (мкс), тривалість спаду (мкс), число перевищень (штук), енергія сигналу (мВ * с).
- Тип сенсорів, що підключаються: перетворювачі акустичної емісії;
- фільтрація подій: по амплітуді;
- діапазон виявлення: 0,5...100 мВ;
- вхідний опір: 100 кОм;
- підсилення: 10;
- діапазон вимірювань: ± 100 мВ;
- Частота оновлення даних (по каналах форма сигналу і рівень шуму): 1 Гц;
- пікове значення власних шумів: 100 мкВ;
- полоса пропускання: 20...1000 кГц;
- бистродія: до 2000 подій/с;
- інтерфейс передачі даних: CAN 2.0\$
- швидкість обміну: 100, 300, 1000 кбит/с.

У цифрових сенсорах акустичної емісії ZET 7140-E реалізована функція метрологічного діагностичного самоконтролю - автоматична перевірка справності сенсора в процесі його експлуатації. На підставі позитивних результатів метрологічного самоконтролю можливе збільшення міжповерхневого інтервалу без проведення стандартної процедури перевірки.

3. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМ ВИЯВЛЕННЯ ПРОБОЇН У ТРУБОПРОВІДНИХ МАГІСТРАЛЯХ

3.1 Кореляційний метод визначення місць витоків та аварійних участків в трубопроводах

Кореляційний метод виявлення витоків в трубопроводах і визначення місць їх розташування заснований на вимірюванні віброакустичного сигналу, генерованого витокком, за допомогою двох сенсорів, встановлених безпосередньо на трубопроводі. Якщо два сенсора встановити з двох сторін (у двох колодязях) від передбачуваного місця витoku і виміряти за допомогою 2-х каналного аналізатора взаємно-кореляційну функцію (далі по тексті - функцію кроскореляції), то в цьому випадку можна визначити різницю (затримку) за часом поширення сигналу від витoku до одного і до другого сенсора. Затримка визначається по максимуму функції кроскореляції сигналів, виміряних сенсорів. При відомій швидкості поширення сигналу по трубі і, знаючи відстань між сенсорами (колодязями, в які вони встановлені), можна точно визначити місце розташування витoku за допомогою елементарного розрахунку за формулою [44]:

$$l_{1,2} = \frac{1}{2} \cdot (l \pm v \cdot t),$$

де l - відстань між сенсорами;

v - швидкість поширення звуку в трубі (м/с);

t - затримка по часу, обчислювана по максимуму функції кроскореляції сигналів, виміряних двома сенсорами;

$l_{1,2}$ - відстань від витoku до одного (1) або іншого (2) вимірювального сенсора.

Знак \pm визначається тим, до якого з 2-х сенсорів визначається відстань від витoku, першого або другого. Точність визначення місця витoku за допомогою даного методу залежить від точності вимірювання тимчасової затримки (точності ідентифікації максимуму кроскореляційної функції), точності

вимірювання відстані між датчиками і від точності визначення швидкості поширення сигналу витоку по трубопроводу.

Перше - визначається досконалістю вимірювального приладу як електронного пристрою і вживаними в ньому алгоритмами програмної обробки сигналів.

Друге - знанням траси трубопроводу.

Третє - відхиленнями швидкості поширення звуку по трубі від її усередненого значення (1200 м/с), які залежать від матеріалу і способу укладання труб, температури, тиску, природи перекачується рідини, структури ґрунту та інших. За умови коректного проведення вимірювань та виконанні всіх необхідних вимог, що стосуються даної технології точність виявлення і визначення місць розташування витоків за допомогою кореляційного методу дуже висока (істотно вище акустичного методу). Рисунок кореляційно-акустичного методу визначення витоків, що базується на спільній обробці віброакустичних сигналів, вимірюваних двома п'єзосенсорами, що встановлюються на трубопровід в двох точках вимірювання, що знаходяться по кінцях перевіряється сегмента трубопроводу наведена на рисунку 3.1.

Кореляційні пристрої витоку працюють на основі кореляційно-акустичного методу визначення місць витоків середовищ в трубопроводах під тиском. Віброакустичні сигнали, вимірювані в точках А і В, піддаються посиленню, оцифруванню та синхронної обробці за допомогою математичного апарату швидкого перетворення Фур'є для одержання ряду взаємних спектрально-тимчасових функцій, зокрема, функцій кроскореляції і когерентності.

Згадані функції, особливо функція кроскореляції, забезпечують контроль стану обраного сегмента трубопроводу і витоків. У даній роботі вимір віброакустичних сигналів, їх обробка та визначення витоків у перевірці сегменту трубопроводу здійснювалася кореляційним шукачем Т-2001, що має відповідні апаратні і програмні засоби. Функціональна схема корелятора витоку Т-2001 представлена на рисунку 3.2 [45].

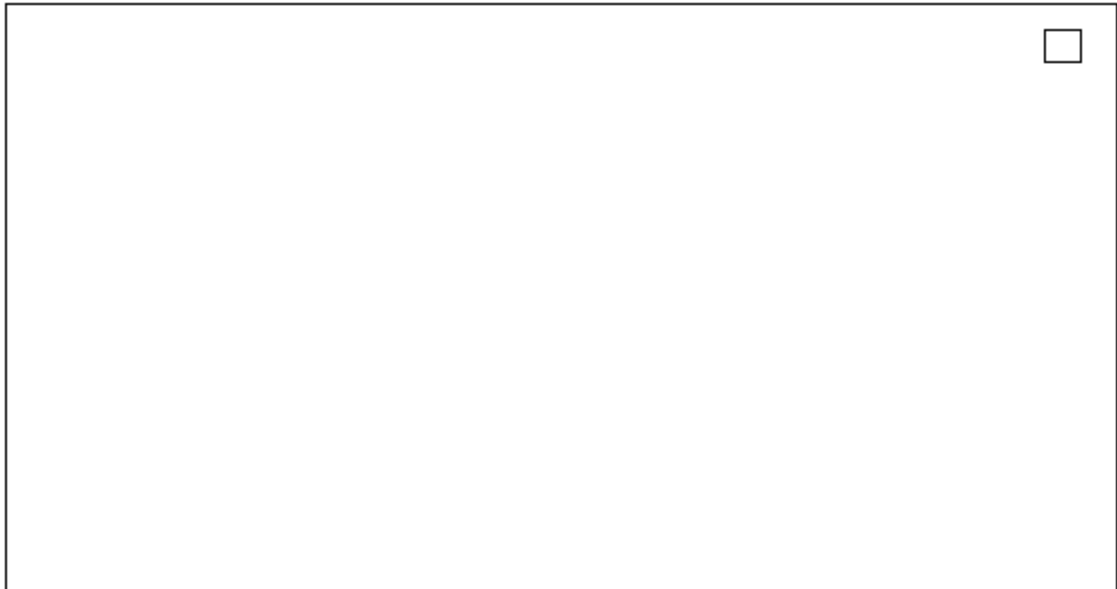


Рисунок 3.1 – Представлення кореляційно-акустичного методу визначення витоків у трубопроводах:

$L_{A,B}$ - відстань між точками А і В (виміряний вздовж труби); L_A - відстань до витoku від точки А; L_B - відстань до витoku від точки В; t - час затримки приходу сигналу в т. А щодо т. В; v - швидкість поширення сигналу по трубі.

Функціональна схема корелятора витоків Т-2001 містить наступні електронні пристрої: два віброперетворювача п'єзоелектричних (п'єзоакселерометрів - 1) - це сенсор, що вловлюють віброакустичні сигнали витoku, що встановлюються в контрольних точках трубопроводу; два передпідсилювачі (2), що знаходяться поблизу від контрольних точок трубопроводу (як правило, не далі 2-7 м від сенсорів); вимірювальний прилад, що містить модуль обробки сигналів (3), який представляє собою двоканальний повнофункціональний аналізатор сигналів з синхронною обробкою сигналів по двох каналах і портативний комп'ютер ноутбук (4), що містить програми обробки і управління модулем обробки.

Сенсор (1) з приєднаними до них передпідсилювачами (2) складають дві чутливих системи (А і В). Вторинний прилад у складі модуля обробки (3) і комп'ютера (4) складають систему обробки сигналів, або корелятор. У пристроя витоків сигнал від чутливих систем А і В на корелятор передається по

екранованим кабелям (5), кабелі для зручності роботи намотані на кабельні котушки (6) [46].



Рисунок 3.2 – Функціональна схема корелятора витоків Т-2001.

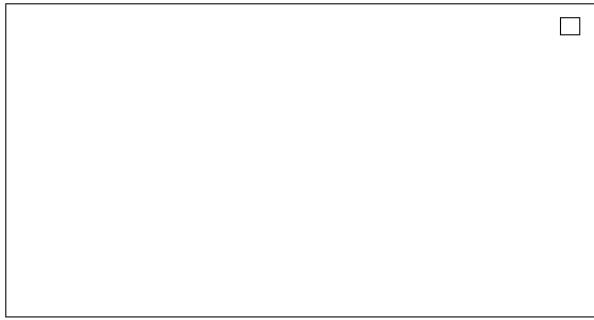
Принцип роботи корелятора витоків наступний, сенсор (1) встановлюються на трубопроводі в доступних колодязях або на частинах запірної арматури, що виходять з під землі. Вибір точок вимірювання визначається сегментом трубопроводу, який необхідно перевіряти. Сенсори перетворюють віброакустичні сигнали в точках вимірювань в електричні сигнали, що подаються на підключенні до них передпідсилювачі (2), що підсилюють вхідні сигнали. Далі сигнали з чутливих систем А і В по кабелю (в кабельній модифікації) або по радіоканалу (бездротові модифікація) передаються на модуль обробки (3) корелятора . Модуль обробки здійснює аналогово-цифрове перетворення по двох каналах А і В і передає перетворені в цифровий вигляд сигнали по паралельному порту в комп'ютер (4). У комп'ютері здійснюється програмна обробка сигналу для отримання тимчасових і спектральних аналітичних функцій (в тому числі, функцій когерентності і кроскореляції). Для визначення витоків в комп'ютер також потрібно ввести відстань між датчиками і

швидкість поширення звуку. Довідкові дані значень швидкості звуку для різних трубопроводів наведено в таблиці 1 додатку А.

Якщо виток немає (і немає також інших постійних точкових джерел звуку) в точках А і В вимірюються віброакустичні сигнали, відповідно випадкових шумів, що поширюється всередині і поза труби. Отримані аналітичні функції при цьому показують, що витік відсутній (див. рисунок 1.8 а), в)). У цьому випадку, перевірці піддається суміжний з перевіреним сегмент трубопроводу (або інший сегмент в залежності від ситуації). Таким чином, послідовною перевіркою сегментів трубопроводу, підлягає перевірці вся ділянка трубопровідної мережі для визначення наявності виток.

Витік на трубопроводі є джерелом звукового сигналу (звукових хвиль), який генерується закінченням середовища. Сигнал від виток поширюється вздовж труби в двох напрямках - до точок вимірювання А і В, що розташовані з двох сторін від виток. Час поширення сигналу до точок А і В буде різний залежно від відстані від цих точок до виток. В результаті сигнали, отримані в точках А і В, будуть зміщені в часі відносно один одного на різницю часу проходження сигналу виток до цих точок. Якщо по цих сигналах розрахувати їх функцію кроскореляції, то отримаємо яскраво виражений максимум, що відповідає цьому тимчасовому зміщенню. Корелятор призначений для обчислення функції кроскореляції цих 2-х сигналів. По розташуванню максимуму функції кроскореляції корелятор вимірює згадану затримку сигналів і після введення відстані між сенсорами і швидкості поширення звуку розраховує за наведеними на рисунку 3.2 формулами відстань до виток. Зображення функції кроскореляції і функції когерентності на екрані корелятора при наявності виток представлені на рисунку 3.3 в), г).

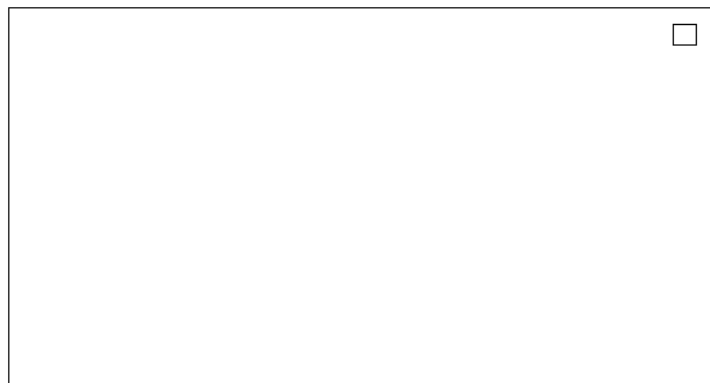
Функція когерентності є певним аналогом функції кроскореляції, але в частотній області. Вона дозволяє оцінити ширину спектра сигналу виток і виділити смугу аналізу для розрахунку функції кроскореляції.



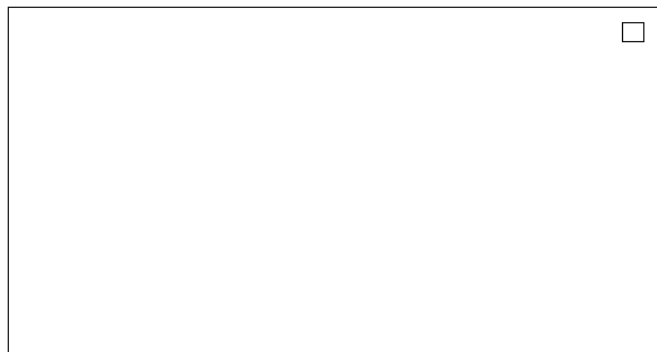
а)



б)



в)



г)

Рисунок 3.3 – Функція когерентності на екрані корелятора при відсутності а) і наявності в) витоку та функція кроскореляції при відсутності б) і наявності г)

ВИТОКІВ

Кореляційно-акустична технологія визначення місць витоків і корелятор витоків, що реалізують цю технологію, мають надзвичайно високі експлуатаційно-технічні характеристики: високу чутливість, тобто здатність виявляти малі витoki; високу точність визначення місця розташування витоків; високу надійність результатів при визначенні місць витоків; незалежність результатів від глибини прокладки трубопроводів; високу завадостійкість при визначенні місць витоків; високу продуктивність перевірки трубопроводів [47-50].

Альтернативні-шумометричні технології та системи, які мають досить широке поширення і базуються на прямому вимірі шуму (звуку), що генерується витокom, реально можуть конкурувати з кореляційно-акустичними лише у разі застосування всередині будівель і на коротких трубопроводах з неглибокою прокладкою, оскільки мають ряд істотних недоліків: глибина прокладки трубопроводів не повинна перевищувати 1,5 м - при великих глибинах надійність результатів різко падає; акустична завадостійкість дуже мала, оскільки шумометричні пристрої витоків для роботи вимагають, як правило, щоб рівні зовнішніх шумів не перевищували рівнів шуму від витoku; практично необхідна тиша для роботи з шумометричними ви́токошукачами, що в умовах міста або заводу труднодоступно. Якщо дотримані зазначені вище вимоги, то робота з шумометричними ви́токошукачами вимагає точного знання прокладки і конфігурації трубопроводу, оскільки контроль здійснюється покроковим прослуховуванням (метр за метром) трубопроводу з поверхні землі, цей процес трудомісткий, низькопродуктивний і ненадійний.

Таким чином, порівняння кореляційно-акустичної технології з шумометричною і відповідно експлуатаційно-технічних характеристик кореляторів витoku з відповідними характеристиками шумометричних ви́токошукачів призводить до однозначного висновку про істотну перевагу кореляторів витoku над шумометричними, які втрачають свою працездатність при середній і глибокій прокладці труб, а також в умовах міських і промислових шумів. Вони зовсім не здатні конкурувати з кореляторами витoku

при роботі на трубопровідних мережах і протяжних трубопроводах, зокрема на водопровідних мережах, заводських трубопровідних комунікаціях, продуктопроводах і т.д.

3.2 Моделювання роботи комплексу пристроїв пошуку пробоїн

Принцип дії пристроїв пошуку пробоїн (течошукачів), які працюють на основі кореляційних методів заснований на порівнянні шумів, що визначаються сенсорами звукової частоти в двох точках трубопроводу. Акустичні сенсори встановлюються на трубі таким чином, щоб передбачувана пробоїна (протічка) перебувала між ними. Сенсори встановлюються, як правило, в колодязях, на засувках, на пожежних гідрантах і в інших доступних місцях, хоча іноді для установки сенсорів доводиться робити спеціальні розкопки. На рисунку 3.4 зображено спосіб установки сенсорів для пошуку пробоїни.



Рисунок 3.4 – Установка сенсорів на трубопроводі

Шум витіку переміщається по трубі в одному і в іншому напрямку від дефекту з рівною швидкістю. Якщо витік розташований на одній відстані від обох сенсорів, то шумові картини від них будуть ідентичні. Однак, якщо сенсори знаходяться на різних відстанях від дефекту, тоді між шумовими

картинами з'являється «затримка» (її порядок - частки секунди). Цю затримку, як різницю в часі, вимірює обчислювальний блок, що знаходиться в центральній станції приладу (рисунок 3.5), і на основі цієї інформації визначає місце протікання за формулою:

$$L = (D - (V \times T_d)) / 2,$$

де L - відстань від сенсора до витоку, D - відстань між сенсорами, V - швидкість звуку в даній трубі [м / мс], T_d - час затримки [мс].

Чим менша «затримка», тим точніше вимір. Тому якщо витік попередньо виявлений поблизу одного з сенсорів, то для точної локалізації рекомендується перенести цей датчик в наступний доступний колодязь, щоб зробити відстань від витоку до кожного з сенсорів приблизно однаковим. При пошуку витоку ніколи не слід приступати до розкопок, грунтуючись на результаті, близькому до сенсора (не маючи інших доказів знаходження дефекту в цьому місці), так як при цьому похибка задається швидкістю звуку буде надавати максимальне значення на точність вимірювань. Навіть малі помилки по заданій швидкості будуть приводити до великих помилок по локалізації дефекту.

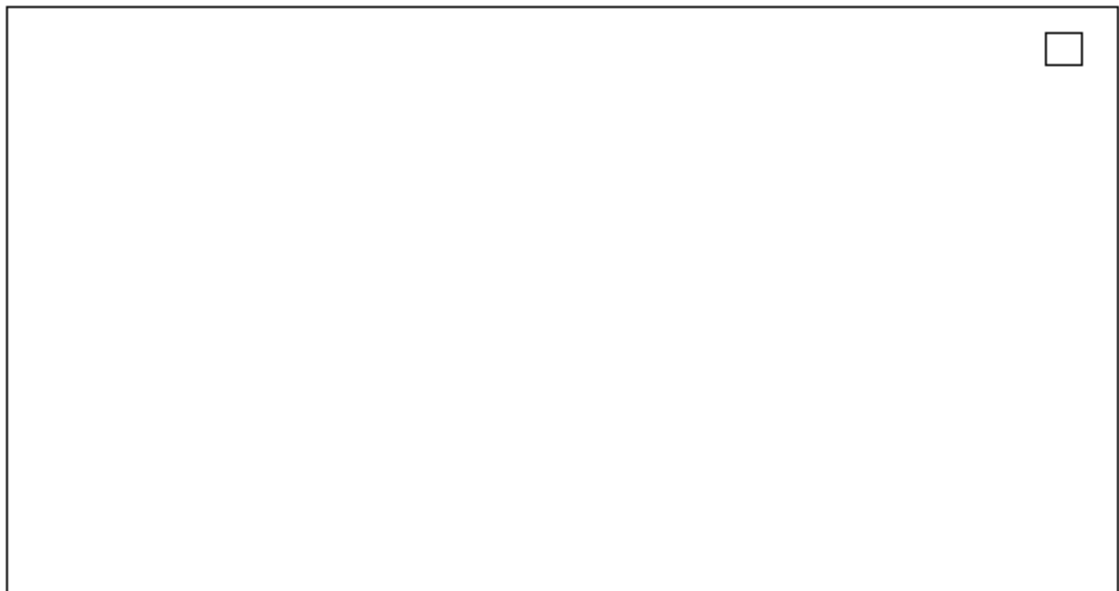


Рисунок 3.5 – Центральний блок прийому і обробки сигналів

Кореляційні течешукачі рідин мають розвинений апарат програмних математичних фільтрів для обробки сигналів звукових сенсорів. Налаштування фільтрів необхідна для поліпшення форми піку і виявлення прихованих джерел шуму. Налаштування автоматизовані і користувачеві досить вибрати один із запропонованих варіантів, хоча для фахівців залишається можливість і більш ретельної ручної настройки. Так, наприклад, з урахуванням того, що пластикових трубах притаманні більш низькі частоти, а металевим - більш високі, течешукач води в діалоговому режимі пропонує користувачеві вибрати для металевих труб фільтр, що відтинає шуми нижче 350 Гц, а для неметалевих труб - фільтр шумів нижче 20 Гц. При цьому зберігається можливість залишити всі шуми для аналізу або зробити налаштування вручну. При локалізації місць розгерметизації водопровідних мереж можливо також використання фільтра придушення певного, обраного користувачем, діапазону частот і т.д.

Взагалі, при точно заданих параметрах похибка локалізації місць витоків не перевищує декількох сантиметрів. Однак точно визначити і поставити такі необхідні параметри, як швидкість звуку в даному типі трубопроводу і відстань між встановленими сенсорами в реальних умовах проблематично.

Тому на практиці оптимальний кореляційний течешукач визначає протікання з точністю ± 1 метр, що цілком достатньо для проведення локальних розкопок і ремонту. Корелятори добре працюють на сталевих трубах, дещо гірше на чугунних і ПВХ. Якщо чугунні труби з'єднані за допомогою гумових кілець ущільнювачів, то робота приладами такого типу неможлива, так як звук не проходить через гумове кільце. Проблемою є також виявлення дуже великих протічок (наприклад, пролому на чугунній трубі), так як шум від неї менше, ніж від маленької. Складнощі при роботі створюють також будь-які шумові перешкоди, яких чимало в великому місті (шум насосів компресорних станцій, транспорту і т.д.), не дивлячись на присутність в сучасних корелюючих течешукачів системи фільтрів для придушення сторонніх шумів.

Функція перевірки швидкості звуку дозволяє виміряти фактичну швидкість звуку на даній ділянці трубопроводу, яка може відрізнятись від

теоретичної з різних причин, в тому числі із-за наявності корозії або відкладень, або цементного покриття на внутрішніх стінках труби.

Для перевірки швидкості необхідно змоделювати витік на трубопроводі (наприклад, відкривши пожежний гідрант і т.п.), провести кореляцію і, потім, активувати функцію «Розрахунок швидкості» (рисунок 3.6).



а)



б)

Рисунок 3.6 – Моделювання роботи пристрою при розрахунку швидкості:

а) – в межах сенсорів, б) – по за межами сенсорів

При використанні для перевірки швидкості схеми «поза межами» можливе використання шуму існуючого витoku води, навіть якщо його розташування не визначено. При цьому час затримки буде відповідати часу проходження звуком відстані між двома сенсорами.

Функція регресійного аналізу дозволяє уточнити місце витoku шляхом проведення декількох (не менше трьох) кореляцій при перестановці одного з сенсорів (рисунок 3.7). Використання перерахованих вище математичних фільтрів і спеціальних функцій дозволяє отримувати хороший результат навіть в найскладніших умовах, при високому шумовому фоні і т.п.

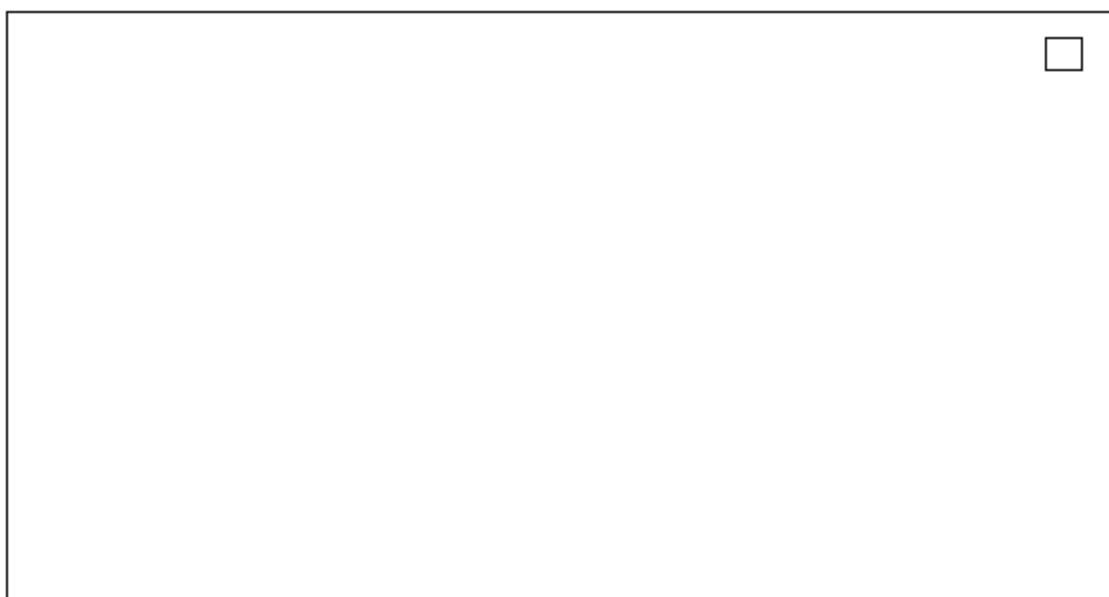


Рисунок 3.7 – Застосування регресійного аналізу при моделюванні роботи течешукача

Для трубопроводів складної конфігурації використовується масштабний коррелятор, який дозволяє встановлювати кілька датчиків (до 12 штук) на мережу трубопроводів і проводити кореляцію між ними. Для визначення місць витоків води під землею сенсори програмуються на запис в певний (як правило, нічний) час. Якщо звичайний прилад опрацьовує порівняння шумів від двох сенсорів в реальному часі, то масштабний порівнює запис шумів, при цьому за одну установку можна зробити кілька записів. Після здійснення записів сенсори знімають з трубопроводу і підключають до центральної станції, яка проводить

кореляцію і визначає місце витoku. Недоліком масштабного коррелятора в порівнянні зі звичайним є невелика похибка, пов'язана з похибкою вимірювання часу в кожному сенсорі, незважаючи на те, що перед установкою внутрішній годинник всіх сенсорів точно «обнулюється» при підключенні до центральної станції. Перевагою масштабних корреляторів, крім можливості одночасних замірів в декількох точках розгалуженої мережі, є можливість вимірювання вночі (при мінімумі перешкод) без необхідності роботи бригади в нічний час, так як установка і демонтаж сенсорів відбуваються вдень. Крім того, такі прилади для пошуку витоків води незамінні в місцях з поганим радіозв'язком (в підвалах і т.п.), він взагалі не вимагає радіозв'язку, тоді як звичайному коррелятору радіозв'язок між станціями передачі двох акустичних сенсорів і центральною станцією необхідна.

4. КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРІВ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ

4.1 Функції комп'ютеризованих систем моніторингу нештатних станів об'єкта управління

Важливою проблемою вдосконалення та підвищення ефективності автоматизованих систем управління є відповідний розвиток методів інтегрованого образного відображення на рівні оператора штатних, нештатних, передаварійних та аварійних станів об'єкта управління (ОУ). Особливо це стосується вибухо– та екологічно небезпечних ОУ. До таких об'єктів належать мобільні транспортні та літальні апарати, атомні електростанції, установки видобутку, підготовки, транспортування, переробки та зберігання продуктів нафтогазової промисловості, шахти, хімічні, металургійні та інші підприємства.

Спосіб контролю параметрів технологічного процесу [48] полягає у вимірі фізичних параметрів об'єкта, розрахунку їх статистичних характеристик та відображенні станів технологічного процесу у вигляді: таблиці усіх або за вибором оператора певної групи виміряних та розрахованих технологічних параметрів; трендів графіків реєстрації виміряних параметрів та розрахованих статистичних характеристик станів технологічного процесу у часі; реалістичного структуризованого представлення об'єкта чи технологічного процесу на моніторі оператора.

Недоліком такого способу є звужені функціональні можливості та низька інформативність, оскільки відображення окремих технологічних та віртуальних розрахункових параметрів здійснюється не інтегровано на екрані монітора оператора і не дозволяє здійснювати структуризовану ідентифікацію стану технологічного процесу та об'єкту контролю. При певній складності об'єкту контролю і великому числі контрольованих та розрахункових технологічних параметрів спостерігається низька ефективність та можливість появи великого числа помилок дій оператора при ідентифікації станів технологічного процесу "норма", "прогноз аварії" та "аварія".

Спосіб контролю параметрів технологічного об'єкта, який реалізований у пристрої контролю роботи технологічного об'єкта [49] полягає у тому, що стани технологічного об'єкта "норма", "прогноз аварії" та "аварія" розраховуються на основі вимірних параметрів та обчисленої кластерної моделі і кожен з цих станів відображається на окремому індикаторі.

Недоліком такого способу є звужені функціональні можливості та низька інформативність, оскільки результатом аналізу технологічного процесу є контроль відхилення від норми тільки ймовірнісних переходів кластерної моделі без врахування його вимірних та розрахованих статистичних характеристик. Також недоліком є контроль параметрів технологічного процесу шляхом відображення його станів "норма", "прогноз аварії" та "аварія" на багатьох окремих індикаторах, які здійснюють тільки реєстрацію факту відхилення від норми і не дозволяють інтегровано ідентифікувати ці стани.

Спосіб контролю параметрів технологічного процесу [48] включає циклічний вимір значень кожного параметра і їхнє запам'ятовування, визначення стану технологічного процесу шляхом порівняння вимірюваних значень параметра в області можливих значень норми, ідентифікацію стану квазістаціонарного об'єкта, визначення структурної автокореляційної функції та нормованого коефіцієнта взаємкореляції, за якими порівнюють ковзні статистичні характеристики математичного сподівання, структурну кореляційну функцію, коефіцієнти нормованої взаємкореляції між двома параметрами.

Недоліком даного способу є звужені функціональні можливості, які обумовлені тим, що контроль параметрів технологічного процесу не здійснюється шляхом визначення вибірових та зважених ковзних математичних сподівань параметрів технологічного процесу, порівняння спектральних характеристик вимірювальних значень параметрів технологічного процесу в області можливих значень норми, визначення матриці ймовірностей переходу технологічного процесу з одного стану в інший, визначення оцінки кореляційної ентропії технологічного процесу, формування еталонного

зображення образно-кластерної моделі стану технологічного процесу "норма", порівняння параметрів еталонного стану з вимірними, спостережуваними та розрахованими параметрами технологічного процесу "норма", "прогноз аварії" та "аварія" та ідентифікацію стану технологічного процесу відображення на моніторі оператора у вигляді образно-кластерної моделі, що знижує інформативність ідентифікації стану технологічного процесу.

Аналіз архітектур та функцій комп'ютеризованих систем моніторингу та особливостей взаємодії оператор – моніторингова система (ОМС) у системах управління дозволяє зробити наступні висновки.

1. В існуючих системах даного класу контроль та моніторинг відхилень станів та технологічних процесів об'єктів управління виконується виключно шляхом контролю та реєстрації відхилень по амплітуді.

2. Функції та інформаційна взаємодія ОМС в інструкціях по експлуатації та описах систем практично відсутні.

3. Недостатньо досліджені моделі та способи відображення даних інтерактивного моніторингу операторами систем.

4. Практично не використовується для інтегрованого відображення на моніторах операторів результати статистичного, кореляційного, спектрального, кластерного, ентропійного та логіко-статистичного опрацювання квазістаціонарних переходів об'єктів управління у різні інформаційні, технологічні, семантичні та евристичні стани

5. Не проаналізовано перспективу підвищення ефективності роботи операторів в умовах виникнення нештатних, передаварійних, аварійних та еколого-небезпечних ситуацій на промислових установках.

4.2 Ідентифікація станів об'єктів управління

При зростанні складності технології виробництва керованими мікропроцесорними засобами, відповідно зростають об'єми, структурна складність моніторингових інформаційних потоків та небезпека виникнення

нештатних або аварійних станів контрольованих ОУ. Одночасно зростає роль та відповідальність операторів до забезпечення швидкої суб'єктивної реакції на відхилення ОУ від норми та швидкого прийняття правильних рішень по їх ліквідації. На рисунку 4.1 наведена структура моніторингу та ідентифікації станів ОУ



Рисунок 4.1 - Ідентифікація станів ОУ

Згідно структури (рисунок 4.1), параметри ОУ описуються M_x , D_x , δ_x , R_{xx}, S_w, I_x – атрибутами фрейму оператора X_{OU} [4].

Згідно визначення параметрів ОУ, контроль параметрів технологічного процесу з можливістю передбачення розвитку передаварійних та аварійних станів технологічного процесу, здійснюється згідно наступної послідовності операцій:

$$X_{i0} = F(\{x_i\}, \{y_i\}, S_{i0}, M_x, M_j, M_v, D_x, \delta_x, R_{xx}, R_{xy}, S_w, L_i, \rho_{ij}, S_{ij}, P_{ij}, I_x), (4.1)$$

де: $\{x_i\}, \{y_i\}$ - масиви оцифрованих моніторингових даних параметрів ОУ; S_{i0} - відповідно семантичний, інформаційний та технологічний стани ОУ; M_x, M_j, M_v - відповідно вибіркоче, ковзне та вагове математичні сподівання; D_x, δ_x - відповідно дисперсія та середньоквадратичне відхилення; R_{xx} - автокореляційна функція; S_w - спектри параметрів ОУ у різних теоретико-числових базисах; L_i – логіко-статистичні інформаційні моделі (ЛСІМ), $i \in \overline{1, 5}$;

ρ_{ij} - матриця коефіцієнтів взаємкореляції; I_x - кореляційна міра ентропії стану ОУ.

Спосіб контролю параметрів технологічного процесу включає циклічний вимір значень кожного параметра і їхнє запам'ятовування, визначення стану технологічного процесу шляхом порівняння вимірюваних значень параметра з граничними уставками, ідентифікацію стану квазістаціонарного об'єкта, визначення структурної автокореляційної функції та нормованого коефіцієнта взаємкореляції, за якими порівнюють ковзні статистичні характеристики математичного сподівання[49]., в якому

- додатково визначають вибіркві математичні сподівання, згідно виразів:

$$M_x = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i, \quad M_y = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Y_i,$$

які характеризують відповідність значень уставкам регуляторів технологічного процесу;

- додатково визначають зважені ковзні математичні сподівання параметрів, згідно виразів:

$$M_{vx} = \frac{1}{n} \sum_{i=1+j}^{n+j} V_{i-j} X_{i+j}, \quad M_{vy} = \frac{1}{n} \sum_{i=1+j}^{n+j} V_{i-j} Y_{i+j},$$

які дозволяють виконувати екстраполяцію та передбачення зміни станів технологічного процесу в часі, де V_{i-j} - вагова функція, що визначає інформативність вимірюного значення технологічного процесу з нульовим ефектом старіння інформації, що дозволяє прогнозувати тенденцію та майбутні стани технологічного процесу;

- додатково виконують порівняння спектральних характеристик вимірюваних значень параметрів в області можливих значень норми, згідно виразів:

$$L_4 = \left\{ \begin{array}{l} 0, S_1 < S_w < S_2 \\ 1, S_1 \geq S_w \geq S_2 \end{array} \right\},$$

де $S_w = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \rho_{xx}(j) \cdot w_j \cdot e^{-\alpha j}$, w - кругова частота косинусного перетворення

Фур'є, $\rho_{xx}(j) = \frac{R_{xx}(j)}{D_x}$ - нормована і центрована автокореляційна функція

контрольованого параметру технологічного процесу, $D_x = \sigma_x^2$ - дисперсія

технологічного процесу, $R_{xx}(j) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \dot{x}_i \cdot \dot{x}_{i+j}$ - центрована автокореляційна

функція параметра технологічного процесу, $\dot{x}_i = x_i - M_x$;

- додатково визначають матрицю ймовірностей переходу технологічного процесу з одного стану в інший P_{ij} , де

$$P_{ij} = \begin{pmatrix} \boxed{P_{11}} & \boxed{P_{12}} & \dots & P_{1j} & \dots & \boxed{P_{1n}} \\ P_{21} & \boxed{P_{22}} & \dots & P_{2j} & \dots & \boxed{P_{2n}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ P_{i1} & \boxed{P_{i2}} & \dots & \boxed{P_{ij}} & \dots & \boxed{P_{in}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \boxed{P_{m1}} & P_{m2} & \dots & \boxed{P_{mj}} & \dots & P_{mn} \end{pmatrix},$$

де $\boxed{P_{ij}}$ - ймовірнісний стан норми, $\boxed{P_{ij}}$ - ймовірнісний стан прогнозу різних видів передаварійних станів, P_{ij} - ймовірнісний стан аварії, $i = \overline{1, m}$, $j = \overline{1, n}$;

- додатково здійснюють оцінку кореляційної ентропії технологічного процесу, яка відображає деградацію кореляційних характеристик технологічного процесу і передбачає розвиток передаварійних станів технологічного процесу, згідно виразу:

$$I_x = n \cdot \hat{E} \left[\frac{1}{2} \log_2 \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \left(D_x^2 - R_{xx}^2(j) \right) \right],$$

де m - число точок автокореляційної функції, $\hat{E}[\bullet]$ - цілочисельна функція з округленням до більшого цілого [50, 51];

- додатково формують еталонне зображення образно-кластерної моделі стану технологічного процесу "норма", додатково порівнюють параметри еталонного стану з вимірними, спостережуваними та розрахованими

параметрами технологічного процесу "норма", "прогноз аварії" та "аварія" та ідентифікують стан технологічного процесу додатковим відображенням на моніторі оператора структуризованої образно-кластерної фейс-моделі.

4.3 Реалізація способу контролю параметрів технологічного процесу

Згідно визначення параметрів ТП, контроль параметрів технологічного процесу з можливістю передбачення розвитку передаварійних та аварійних станів технологічного процесу, здійснюється згідно наступної послідовності операцій:

$$X = F(\{x_i\}, \{x_j\}, S, M_j, M_{xj}, M_{yj}, \delta_x, \delta_y, C_{xx}(j), R_{xy}(0), \rho_{xy}, L_1, L_2, L_3, M_x, M_y, M_{vx}, M_{vy}, L_4, P_{ij}, I_x), \quad (4.2)$$

де $M_x, M_y, M_{vx}, M_{vy}, L_4, P_{ij}, I_x$ - визначаються параметри ТП та формування еталонного стану ТП «норма», порівняння параметрів еталонного стану з вимірними, спостережуваними та розрахованими параметрами ТП «норма», прогноз аварії та «аварія», ідентифікацію стану ТП відображенням на моніторі оператора з підвищеною швидкістю реакції оператора на відхилення технологічного процесу від норми та попередити виникнення аварійних станів.

Реалізацію способу контролю параметрів для різних станів технологічного процесу у порівнянні з еталонним, показано в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - станів технологічного процесу

Стан технологічного процесу	Параметри технологічного процесу									
	$\{x_i\}$	$\{y_i\}$	S	M_j	M_{xj}	M_{yj}	σ_x	σ_y	$C_{xx}(j)$	$R_{xy}(0)$
Еталон	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Норма	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Прогноз аварії	+	+	+	+	-	-	+	+	+	+

Аварія	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-
--------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Стан технологічного процесу	Параметри технологічного процесу										
	ρ_{xy}	L_1	L_2	L_3	M_x	M_y	M_{vx}	M_{vy}	L_4	P_{ij}	I_x
Еталон	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Норма	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Прогноз аварії	+	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+
Аварія	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Запропонований спосіб передбачає наступні види контролю, виконувани в приведеному нижче порядку:

- контроль перебування отриманого значення ковзного математичного сподівання M_j контрольованих параметрів в області можливих значень норми L_1 ;

- контроль середньостатистичної динаміки $C_{xx}(j)$ станів технологічного процесу по кожному параметру в області можливих значень норми L_2 ;

- контроль нормованих коефіцієнтів взаємкореляції між кожною парою параметрів ρ_{xy} в області можливих значень норми L_3 ;

- додатковий контроль вибірових математичних сподівань M_x, M_y ;

- додатковий контроль зважених математичних сподівань M_{vx}, M_{vy} ;

- додатковий контроль відхилень параметрів технологічного процесу по спектру L_4 в області можливих значень норми;

- додатковий контроль кластерної моделі матриці ймовірностей переходу технологічного процесу з одного стану в інший (P_{ij});

- додатковий контроль відхилень параметрів технологічного процесу згідно кореляційної міри ентропії I_x .

Відображення динаміки зміни структуризованого зображення образно-кластерної моделі на екрані монітора оператора відбувається згідно відповідного програмного забезпечення шляхом порівняння вимірних,

спостережуваних та розрахованих параметрів технологічного процесу з еталонними.

На рисунку 4.2 представлена система контролю, що реалізує запропонований спосіб контролю параметрів технологічного процесу.



Рисунок 4.2 - Система контролю параметрів технологічного процесу

Система контролю параметрів технологічного процесу включає

- 1 – диспетчерська станція;
- 2 – сервер;
- 3- маршрутизатор;
- 4 – контролер СВВ;
- 5 – блок сенсорів.

Блок обробки інформації (контролер) 4 призначений для видачі по сигналу ідентифікації стану об'єкта контролю від пульта диспетчерської станції 1 кодів значень вимірних параметрів і передачі їх в пристрій зберігання інформації сервер 2. Коди вимірних значень, які передаються по з'єднувальних шинах (Ethernet) супроводжуються кодом стану об'єкта S_j , які передаються по мережі Ethernet з диспетчерського пульта 1 в блок попередньої обробки і зберігання інформації 2.

Пристрій збору і обробки інформації 4 являє собою програмний контролер, що реалізує паралельне опитування сенсорів і перетворення кодів вихідних величин сенсорів, отриманих від блока зберігання інформації (сервера) 2 у значення відповідних параметрів. На виході блока збору інформації 4 за допомогою з'єднувальних шини в пристрій маршрутизатора надходить набір кодів параметрів, які визначаються кодом стану керування S_j , що надходять з диспетчерського пульта 1 в блок збору інформації 2. Необхідність паралельного формування кодів параметрів об'єкта, які надходять у пристрій маршрутизатора 3 і пульт оператора 1 обумовлено необхідністю виключення ефектів старіння інформації, які можуть виникати при організації циклічного опитування сенсорів і негативно впливають на розрахунок структурної кореляційної функції та коефіцієнтів нормованої взаємкореляції.

Процес виміру та ідентифікації станів об'єкту контролю включає наступні етапи:

- з блока сенсорів 5 подачу сигналу стану технологічного процесу S по з'єднувальних шинах подається в блок збору і обробки інформації 4, а по мережі Ethernet в пристрій зберігання інформації 2;

- прийом, розшифровку і відображення сигналу про аварійний стан n з m параметрів блока збору і обробки інформації 4 і видачу кодів з його багатоканального аналого-цифрового перетворювача в пристрій зберігання інформації 2 та пульт оператора 1;

- перетворення і запам'ятовування отриманих значень кодів параметрів;
- визначення стану технологічного процесу;
- додаткове формування еталонного зображення образно-кластерної моделі стану технологічного процесу "норма";

- додаткове порівняння параметрів еталонного стану з вимірними, спостережуваними та розрахованими параметрами технологічного процесу;

- додаткове виведення значення параметрів технологічного процесу на моніторі оператора у вигляді образно-кластерної моделі.

Результатом запропонованого способу контролю параметрів технологічного процесу є розширення функціональних можливостей та підвищення інформативності інтегрованого представлення станів об'єкта управління, що дозволяє збільшити швидкодію реакції оператора на виникнення нештатних ситуацій та покращення можливостей попередження виникнення аварій на магістральних об'єктах.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі було розроблено структурні, функціональні схеми, в також схемотехнічні рішення для комп'ютеризованої системи виявлення витоків та пробоїн у магістральних нафтопроводах.

Досліджено технологічний процес діагностики стану магістрального трубопроводу проведено аналіз поставленої задачі, розглянуто будову, принцип роботи, основних методів контролю і діагностики систем виявлення пробоїн.

Проаналізовано світовий досвід розробки та експлуатації систем моніторингу запобігання аварійних ситуацій. Розглянуто нафтопровідну систему України як матеріальну базу для реалізації СВВ. Проаналізовані автоматизовані системи на об'єктах магістральних трубопроводів, теорію кореляційного аналізу, що дозволяє реалізовувати методи та способи розробки алгоритмів роботи для систем виявлення витоків.

Розроблено комп'ютеризованої системи виявлення витоків та пробоїн у магістральних нафтопроводах. Зроблено структурна та функціональна схеми системи виявлення та діагностики трубопроводу, опис основних вузлів апаратного забезпечення таких як диспетчерський пульт та серверну частину, контролер збору та обробки показників сенсорів та розглянута система сенсорів, а також наведено рекомендовані принципові схеми вузлів. Крім того, було розглянуто рекомендоване апаратне забезпечення серверної частини розробленої комп'ютерної системи.

Підвищено ефективність роботи систем виявлення пробоїн у трубопровідних магістралях. Запропонований кореляційний метод визначення місць витоків та аварійних участків в трубопроводах. Проведення моделювання роботи комплексу пристроїв пошуку пробоїн на магістральних трубопроводах.

Таким чином, запропонована та розроблена комп'ютерна система управління процесом діагностики та виявлення витоків дозволяє дистанційно за допомогою багатьох способів керувати установкою як з диспетчерського пульта так і віддалено.

Практична цінність роботи полягає в тому, що для реалізації такої схеми потрібно порівняно небагато затрат, а ефективність при цьому не погіршиться а навіть покращиться.

Запропоновано метод підвищення ефективності роботи системи визначення місць витоків, пробоїн та аварійних участків, заснований на результатах комплексних досліджень, пов'язаних з математичний і імітаційним моделюванням нормальної роботи блоків сенсорів з використанням сучасних цифрови сенсорів на базі вимірювально-обчислювального комплексу. Підвищується продуктивність роботи системи, знижуються енергетичні витрати і витрати на обслуговування.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Енергетична стратегія України на період до 2030 року (Схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/>.
2. Загній, О.Г. Функціональне значення інноваційного розвитку паливно-енергетичного комплексу для економіки / О.Г. Загній // Науковий вісник НЛТУ України. – 2009. – Вип. 19.10. – С. 167-172.
3. Енергетичні ресурси та потоки / За ред. Шидловського А.К. – К.: УЕЗ, 2003.- с. 410.
4. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України [Електронний ресурс]. – Режим доступу: // www.mvp.gov.ua.
5. Нафтопереробна промисловість України: стан, проблеми і шляхи розвитку [Електронний ресурс] // Національна безпека і оборона. – 2006. – № 3 (75). – Режим доступу : <http://razumkov.org.ua>).
6. Яснюк, Т.Є. Паливно-енергетичний комплекс України: Стан, проблеми та перспективи розвитку / Т.Є. Яснюк // Український географічний журнал. – 2009. - № 3. – С. 29-34.
7. Передерій, Н.О. Формування ринку альтернативних джерел енергії з біомаси в Україні : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. екон. наук: спец. 08.00.03 "Економіка та управління національним господарством" / Н.О. Передерій. – Київ, 2009. – 19 с.
8. Меньков А.В. Теоретические основы автоматизированного управления/ А.В. Меньков, В.А. Острейковский. - Учебник для вузов. - М.: Издательство Оникс, 2005. - 640 с.
- 9.Харазов В.Г. Интегрированные системы управления технологическими процессами. - СПб.: Профессия, 2009. - 592 с.
10. Береза А. М. Основи створення інформаційних систем: навч. посіб. /М. Береза. - 2 вид., перероб. і доп. - К.: КНЕУ, 2001. - 214 с.

11. Основи інформаційних систем: Навч. посібник. - Вид. 2-ге, перероб. і доп. /Ф. Ситник, Т. А. Писаревська, Н. В. Єрємона, О. С. Краєва; За ред. В. Ф. Ситника. — К.: КНЕУ, 2001. — 420 с.
12. ДСТУ 2226-93 Автоматизовані системи. Терміни та визначення. - К.: УкрНДІССІ, 1994. - 92 с.
- 13.ГОСТ 24.104-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования. - М.: ИПК Стандартов, 2002. - 14с.
14. Глушков Э.И. Системы обнаружения утечек нефти в трубопроводах – новая продукция ОАО «Нефтеавтоматика» // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. М.: ВНИИОЭНГ. 2009. №4. С. 19–20.
15. Система обнаружения утечек Arpius LD. Общее описание. – 2010 [Электронный ресурс]. Ресурс <http://www.kombit.ru/content/view/32/49/> .
16. Параметрическая система обнаружения утечек LeakSPY. – 2010 [Электронный ресурс]. URL: www.energoavtomatika.com/products/?base=&news=0
17. Инфразвуковая система мониторинга трубопроводов. – 2010 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.torinsk.ru/functions.html> (дата обращения: 01.12.2010).
18. Мишкин Г. Б. Краткий обзор систем обнаружения утечек российских производителей [Текст] / Г. Б. Мишкин // Молодой ученый. — 2011. — №2. Т.1. — С. 41-47.
19. Вентцель Е.С. Теория вероятности / Е.С.Вентцель. – М.: Наука, 1969. –576 с.
20. Ланге Ф.Г. Корреляционная электроника / Ф.Г.Ланге. – Л.: Судпромгиз, 1963. - 448 с.
21. Бат М. Спектральный анализ в геофизике. / М.Бат. - М.: Недра, 1980. - 535с.
22. Николайчук Я.М. Теорія джерел інформації / Я.М.Николайчук. - Тернопіль: ТНЕУ, 2008. – 536 с.
23. Колмогоров А.Н. Теория вероятности и математическая статистика / А.Н.Колмогоров / Отв.ред. Ю.В. Прохоров; [АН СССР, Отд-ние математики]. – М.: Наука, 1986. – 534с.

24. Мирский Г.Я. Аппаратурное определение характеристик случайных процессов. / Г.Я.Мирский. – М.: Энергия, 1972. -456.
25. Цветков Э.И. Основы теории статистических измерений / Э.И. Цветков. – Л.: Энергоатомиздат, 1986. - 256 с.
26. Серебряников М.Г. Выявления скрытых периодичностей / М.Г.Серебряников, А.А. Первозванский. - М.: Наука, 1965. – 244 с.
27. Под редакцией А.В. Нетушила, Теория автоматического управления. М: - Высшая школа 1976 г – 400с.
28. В. А. Лукас, Теория автоматического управления. М: - высшая школа 1990 г – 415с.
29. В. А. Бесекерский, А. Н. Герасимов, Л. Ф. Порфирьев, Е. А. Фабрикант, С. М. Фёдоров, В. И. Цветков, Сборник задач по теории автоматического управления. М: - Высшая школа 1972 г -567с.
30. И. М. Тетельбаум, Ю. Р. Шнейдер, практика аналогового моделирования динамических систем. М: - Высшая школа 1987 г – 383с.
31. Тарасенко В.П. Основы компьютерной арифметики / В.П.Тарасенко, В.И.Корнейчук. – К.: Вища школа, 2003. - С. 176.
32. Николайчук Я.Н. Распараллеливание процедуры вычисления мультипликативных функций корреляционной связи / Я.Н.Николайчук, Б.М.Шевчук // VI Всесоюзная школа–семинар: материалы. – Львов, 1987. - С.15-18.
33. Іщеряков С.М. Комп'ютерне моделювання взаємкореляційних методів приймання фазоманіпульованих гармонійних сигналів / С.М.Іщеряков, Ю.С.Федорович // Вісник Житомирського інженерно-технологічного інституту. – 2002. – С.28-32.
34. Албанський І.Б. Спецпроцесори кореляційної обробки сигналів / І.Б.Албанський, Т.О.Заведюк // Питання оптимізації обчислень (ПОО-XXXV): міжнар. симпозиум: праці. - К., 2009. - Т.1. - С.8-13.
35. Зайцев Г. Ф. Теория автоматического управления и регулирования. — К.: "Высшая школа", 1989, — 431с.

36. Юревич Е. И. Теория автоматического управления. Учебник для студентов высших технических учебных заведений. Издание 2-е, переработанное и дополненное —Л.: "Энергия", 1975.
37. Сборник задач по теории автоматического регулирования и управления, под редакцией В. А. Бесекерского, 5-е издание, переработанное. — М.: "Наука", 1978, — 512с.
38. Клюев А. С. Автоматическое регулирование. Издательство 2-е, переработанное и дополненное. — М.: "Энергия", 1973.
39. Солодовников В. В. Основы теории и элементы системы автоматического регулирования. — М.: "Машиностроение", 1985, - 476с.
40. Воронов А. В. Теория автоматического управления. — М.: "Машиностроение", 1977, - 455с.
41. Албанський І.Б. Спецпроцесори кореляційної обробки інформації в різних теоретико-числових базисах / І.Б. Албанський // Вісник національного університету "Львівська політехніка", "Комп'ютерні системи та мережі" № 688 Львів, видавництво львівська політехніка -2010 р., С.10-16.
42. Волинський О.І. Методи порівняння та сумування в розмежованій системі числення. Поступ в науку: Збірник праць Буцацького інституту менеджменту і аудиту. - Бучач, 2009. - №4. Т1. - С. 91-94.
43. Балашов Е.П. и др. Высокопроизводительные специализированные процессоры для вычисления элементарных функций // Электронное моделирование. - 1983. - № 4. - С. 61-65.
44. Николайчук Я.М. Теорія цифрових перетворень мультибазисного супершвидкодіючого процесора / Я.М. Николайчук // Искусственный интеллект. – 2008. - №4. – С. 387-394.
45. Автоматизированный электропривод. Методические указания по курсовому проектированию. В.М. Шестаков. ПИМаш СПб 1991.
46. Теория автоматического управления. Методические указания по выполнению курсовой работы. В.М. Шестаков, О.П. Томчина, О.Л. Нагибина. ПИМаш 2002.

47. Электронные устройства систем автоматического управления: Учебное пособие В.М. Шестаков, В.И. Репкин. Л.ЛИМаш 1991. MATLAB 6,5. Учебный курс В.П. Дьяконов. СПб 2002.
48. Патент України на корисну модель №68874. – 10.04.2012р., Бюл.№7
49. деклараційний патент України на корисну модель №71122. – 10.07.2012р., Бюл.№13
50. Николайчук Я.М. Теорія джерел інформації / Я.М. Николайчук / Тернопіль: ТНЕУ, 2008.-536с.
51. Николайчук Я.М. Проектування спеціалізованих комп'ютерних систем / Я.М. Николайчук, Н.Я. Возна, І.Р. Пітух / Навчальний посібник / – Тернопіль: ТзОВ «Терно-граф», 2010.–392 с.
52. Опорний конспект лекцій з дисципліни “Теорія автоматичного управління” (Частина 1) для здобувачів вищої освіти на першому (бакалаврському) рівні за спеціальністю 151 – «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» / Укл.: Николайчук Я.М., Возна Н.Я.– Тернопіль: Гал-друк, 2016. – 71 с.

ДОДАТОК А

Параметри матеріалів трубопроводів

Таблиця А1 - Швидкість поширення звуку в трубах (орієнтовні дані)

Диаметр трубопровода, мм	Серый чугун, м/сек	Высокопрочный чугун, м/сек	Сталь, Асбестоцемент, ПВХ,			Св ин еЦ - 11 00 м/с ек. По ліэ ти
			м/сек	м/сек	м/сек	
60	1386	1346	1298	1168	468	
80	1328	1322	1279	1110	460	
100	1287	1302	1268	1107	376	
150	1247	1255	1234	1098	370	
200	1219	1212	1225	1057	294	
250	1196	1134	1208	1049	265	
300	1176	1160	1199	987	—	
350	1162	1143	1192	976	—	
400	1149	1126	1153	953	—	

лен - 230-300 м/сек.