МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
КАФЕДРА КОМП'ЮТЕРНИХ НАУК
СЕКЦІЯ КОМП'ЮТЕРИЗОВАНИХ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ
Зав. кафедри К Н
_____ А. С. Довбиш
_____2020р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

на тему:
«*Система автоматизації процесу межстанційної перекачки нафти*»

Дипломний проект

Виконав:
студент групи СУдн-51п С. А. Клижка

Керівник проекту:
доцент В. А. Толбатов

СУМИ 2020

№ строчки	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	№ екз.	Примітка
1			Документація загальна			
2			Знову розроблена			
3						
4	А4		Реферат	2		
5	А4		Технічне завдання	4		
6	А4	СУдн-51П.6.050201.07.ПЗ	Пояснювальна записка	62		
7						
8			Примінена			
9						
10	А4		Завдання	2		
11						
12			Документація конструкторська			
13			Знову розроблена			
14						
15	А4	СУдн-51П.6.050201.07.А1	*Індикатор УЛИС-А*	1		
16	А4	СУдн-51П.6.050201.07.КС1	Діаграма ультразвукового датчика	1		
17	А4	СУдн-51П.6.050201.07.КС2	Структурна схема системи для послідовної перекачки нафти	1		
18						
19						
20						
21						
22						
23			Документація по плакатам			
24			Знову розроблена			
25						

Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	*СУдн-61П.6.050201.07.ДП*		
Розробив		*Клижка С. А.*			Система автоматизації процесу межстанційної перекачки нафти. *Відомість проекту*	*Літ.*	*Лист* 2 / *Листів* 1
Керівник		*ТолбатовВ. А.*					
Рецензент						*Гр.СУдн-51П*	
Н.контроль							
Затвердив							

РЕФЕРАТ

Клижка Сергій Анатолійович. Система автоматизації процесу межстанційної перекачки нафти. Кваліфікаційна робота бакалавра (дипломний проект). Сумський державний університет. Суми, 2020 р.

Кваліфікаційна робота бакалавра (дипломний проект) містить 62 листа пояснювальної записки, що включають 12 малюнків і 7 таблиць; графічну конструкторську документацію, що включає 3 креслення та презинтацію.

Ключові слова: нафта, мікропроцесор.

Проект присвячений системі автоматизації процесу межстанційної перекачки нафти. Розроблено технічне завдання. Проведено характеристику основного і додаткового устаткування НПС. Ультразвукові датчики прохождения очисного пристрою. Діагностика нафтопроводу. У результаті, представлений комплект конструкторської документації, що задовольняє всім поставленим завданням.

THE ABSTRACT

Klyzhka Serhiy Anatoliyovych. Automation system of process of interstation oil pumping. Bachelor's thesis (diploma project). Sumy State University. Sumy, 2020

The bachelor's thesis (diploma project) contains 62 sheets of explanatory note, including 12 figures and 7 tables; graphic design documentation, which includes 3 drawings and a presentation.

Key words: oil, microprocessor.

The project is dedicated to the system of automation of the interstation oil pumping process. The technical task is developed. The characteristic of the main and additional equipment of NPS is carried out. Ultrasonic sensors for the passage of the cleaning device. Diagnosis of the pipeline. As a result, a set of design documentation is presented, which satisfies all the tasks.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

КАФЕДРА КОМП'ЮТЕРНИХ НАУК

СЕКЦІЯ КОМП'ЮТЕРИЗОВАНИХ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи бакалавра (дипломного проекту)

на тему:

“ *Система автоматизації процесу межстанційної перекачки нафти* ”

Виконав:
студент групи СУдн-51п С. А. Клижка

Керівник проекту:
доцент В. А. Толбатов

СУМИ 2020

Зміст

Перелік скорочень і позначень… … … … … … … … … … … … … … … … … . . 3
Вступ……..4
1. Характеристика основного і додаткового устаткування НПС……...5
1.1. Основне устаткування… ……5
1.2. Допоміжне устаткування… …….....8
1.3. Замочна арматура… ……....9
1.4. Електропостачання… ……...10
2. Очищення магістральних нафтопроводів від внутрішних осаждений……...11
2.1. Аналіз стану внутрішньої порожнини нафтопроводу… 11
2.2. Виконання робіт по очищенню трубопроводів… ……...14
3. Ультразвукові датчики прохождения очисного пристрою 15
3.1. Призначення… ……....15
3.2. Технічні дані… ……15
3.3. Пристрій і принцип роботи індикатора… ……..18
3.4. Порядок установки індикатора… ……19
3.5. Порядок роботи… ……22
4. Діагностика нафтопроводу..... 24
4.1. Створення пристроїв для визнаенняя технічного стану… ……...24
4.2. Діагностика технічного состояния магістральних нефтепроводов… ……...30
4.3. Принцип дії магнітного дефектоскопа… ……..32
4.4. Принцип дії ультразвукового дефектоскопа… ……...34
4.5. Принцип дії профилемера… …….....37
4.6. Технічні характеристики пристроїв внутрішньотрубної диагностики… ……39
5. Питання охорони пр ..... ……. 48
5.1. Охрана праці на підприємстві. 48
5.2. Пожежна безпека. 53
5.3. Охорона навколишнього середовища. 574
Висновки..... 61
Список джерел інформації: 62

Перелік скорочень і позначень

АВП *Аварійно – вибуховий підрозділ.*

АВР *Автоматичне введення резерву.*

БЕ *Блок електронний.*

Джампер *Настановна перемичка.*

ЗРУ *Захисний розподільний пристрій.*

ІТР *Інженерний – технічний працівник..*

ЛПДС *Лінійно – диспетчерський пункт.*

НПС *Нафтоперекачувальна станція.*

ПДМН *Придніпровські магістральні нафтопроводу.*

ПЕА *Перетворювач електроакустичний.*

РНУ *Районне нефтепроводное управління.*

СТД *Внутрішньотрубні засоби технічної діагностики.*

ТП *трансформаторний пункт.*

УЛІС *Ультразвуковий лінійний індикатор скребка.*

ЩСУ– 1 3 *Щити станції управління.*

Вступ

Основним елементом системи нафтопоставок України є система вітчизнаяних нафтопроводів, яка грає значну роль в транспортировки нафті.

Трубопровідна система України з недавнього часу проектувалася і експлуатувалася, як складова частина загальносоюзної системи нафтопоставок. Це привело до того, що на сьогодні при радикальних змінах направлений і величин потоків нафти в умовах становлення ринкових отношений трубопровідний транспорт нафти функціонує недостатньо эффективно.

Розробка концепції ефективного функціонування нефтепроводных систем, створення сучасних методів технологічних розрахунків і программного забезпечення, впровадження у виробництво досягнень науки, застосування сучасного устаткування з високими параметрами роботи дає можливість підвищити ефективність експлуатації наявних нафтопроводів, помітно зменшити витрати електроенергії.

Сьогодні це підприємство обеспечивает нафтою практично всі нафтопереробні заводи України і выполняет транзитні перекачування російської нафти на експорт Одесі.

До складу підприємства входять нафтопроводи загальною довжиною більш 2000 кілометрів.

Магістральні нафтопроводи підприємства побудовані з труб диаметрами в 1200 мм і оснащені перекачивальными агрегатами продуктивністю на 10 тисяч метрів кубічних за годину з одиничною потужністю на 8 тисяч кВт. Резервуарний парк для приймання і зберігання нафти складає більше 500 тисяч метрів кубічних.

Оперативно-диспетчерське управління технологічними процесами транспортування і постачання нафті здійснюється з центрального диспет-черского пункту. Підприємство «ПДМН» це:

- *2310 км. Лінійних нафтопроводів;*
- *7 головних і 10 проміжних НПС;*
- *5 резервуарних парків;*
- *7 автоматизованих вузлів обліку нафти;*
- *5059 км. Магістральних кабельних ліній зв'язку.*

До складу підприємства входять 4 районних нефтепроводных управління, ремонтно-будівельне управління і технічне управління зв'язку.

До складу Черніговнефтегаз входить три нефтеперекачивальные станції, база виробничого обслуживания, цех технологічного транспорту, аварійно-відновна служба, ділянка по виготовленню гидрофобизованого перлиту для збору і затримки нафти і нафтопродуктів з водних поверхонь.

1. Характеристика основного і додаткового устаткування НПС

Перекачуючі насосні магістральних нафтопроводів і обеспечивают рух рідини по магістралі.

Устаткування перекачуючих насосних розташовується в спеціальному приміщенні і підрозділяється на основне і допоміжне.

До основного належить устаткування, яке безпосередньо принимает участь в процесі перекачування: перекачуючі агрегати, всасывающие і нагнітальний трубопроводу, призначені для обв'язування агрегатів із загальним колектором.

1.1. Основне устаткування.

Для перекачування нафти на станції використовуються центробіжні насоси фірми Ingersoll Dresser Pumps типу 6LPN24 . Вибір типу основного насосного агрегату залежить від допустимого робочого тиску, який надійно витримує трубопровід, його заданої пропускної спроможності, а також властивостей перекачуваної нафти і нафтопродуктів.

Відцентрові насоси практично повністю витіснили поршневые завдяки наступним перевагам:

- *велика витрата;*
- *достатньо високий ККД, при цьому слід зазначити, последний росте при збільшенні витрати агрегату;*
- *плавна зміна витрати залежно від гідравлічної характеристики трубопроводу;*
- *можливість безпосереднього підключення валу насоса до валу двигателя без знижуючих редукторів;*
- *невеликі вимоги до очищення перекачуваних рідин від механических домішок;*
- *відносно проста автоматизація і телемеханизация магистральных трубопроводів, обладнаних отцентровкой насосов.*

Технічні характеристики насосів фірми «Інгерсолл Дресор-помпс» приведені в *таблиці 1.1.*

Кожен з насосів і конструктивно змонтовані на одній рамі з електродвигуном.

Насосне устаткування працює періодично, 10.15 годин на добу.

Таблиця 1.1 – *Технічна характеристика насоса 6LPN24.*

Подача, м3/год	460
Натиск, м	110
Номінальна частота обертання, про./мин	1480
Тип електродвигуна	M2JA315MLA4
Потужність електродвигуна, кВт	200
Діаметр всмоктуючого патрубка, мм	300
Діаметр нагнітальний патрубка, мм	150
Маса, кг	990
Подача, м3/год	180
Натиск, Мпа	205
Частота обертання, про./мин	1480

Тип електродвигуна	M2JA315SMB4
Потужність електродвигуна, кВт	132
Діаметр всмоктуючого патрубка, мм	200
Діаметр нагнітальний патрубка, мм	150
Маса, кг	2580

Особливістю насоса 6LPN24 є можливість регулювання режиму роботи насоса за допомогою зміни частоти обертання електродвигуна.

Габаритні розміри насоса приведені *на рисунок 1.1*.

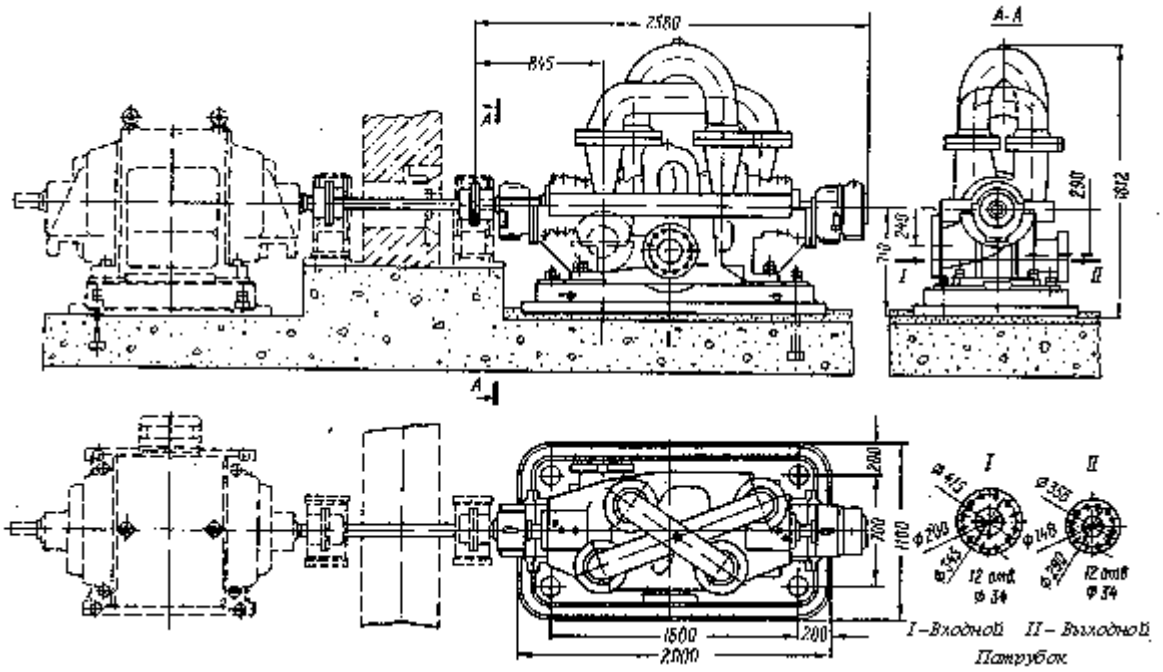

***Рис.1.1** – Габаритні розміри насоса 6LPN24*

1.2. *Допоміжне устаткування.*

До допоміжного устаткування відноситься устаткування і системи, які забезпечують нормальну роботу основного устаткування: система змазування і охолоджування підшипників перекачуючих агрегатів; система розвантаження; система охолоджування приводу; устаткування припливно-витяжної вентиляції і опалювання насосного залу; пристрої захисту, контролю і управления агрегатами; мостовий кран для вантажопідйомних робіт при ремонті або заміні устаткування насосної.

Примусово-циркуляційна система змазування і охолоджування підшипників основних агрегатів складається з наступного устаткування:

- *два шестерні насоси Ш-40-36 (один робочий і один резервний) з електродвигунами (потужність електродвигуна 5,5 кВт; подача насоса 19,5м3/год; натиск 4 кг/см2);*
- *два маслобака ємкістю 2 м3 кожен (V1;V_2);*
- *один апарат повітряного охолоджування типу АПО-2 (Апом);*
- *два фільтри тонкого очищення (Ф1м; Ф2м) (площа поверхні фільтрації – бак що акумулює місткістю 0,2 м3 (V5);*
- *одного патрона 0,362 м2;*
- *шестерний насос Ш-5-25 (Н7) з електродвигуном, використовується для закачування і відкачування масла (подача 3,6 м3/час; натиск. 4 кг/см2; потужність електродвигуна 2,2 кВт).*
- *трубопроводу для підведення масла споживачам.*

Мастило з резервуарів відкачується насосами на фільтри, після чого воно потрапляє в апарат повітряного охолоджування мастила (Апом), звідки йде на змазування підшипників насосних агрегатів і їх двигунів.

Робота перекачуючих агрегатів з неробочою системою змазування і охолоджування не допустима, оскільки це приводить до швидкого виходу з ладу підшипників і валів.

При перекачуванні нафти не завжди вдається повністю виключити выделение її пари, яка разом з повітрям утворює вибухонебезпечні суміші. Тому будівлі перекачуючих насосних обладналися системою примусової припливно-витяжної вентиляції.

Робота допоміжних систем і устаткування автоматизована. Дістанционний контроль і автоматичне управління здійснюється з операторной.

1.3. Замочна арматура.

Засувки клинові з висувним шпінделем — призначені для встановлення як замочні пристрої на трубопроводах, які транспортують нафту і нафтопродукти.

Принцип дії засувки полягає в наступному: при обертанні приводного валу електроприводу, оборотний рух різьбової втулки превращается в поступальну ходу шпінделя, яка піднімає або опускает встановлений на нім клин, тим самим, відкриваючи або закриваючи проходимое перетин корпусу засувки.

Під час експлуатації повинні виконуватися періодичні обследования в терміни, встановлені графіком залежно від режиму роботи объекта.

Технічні характеристики засувки Л13-350 показані в *таблиці 1.2.*

Таблиця 1.2 *– Технічна характеристика засувки Л13-350.*

Умовний прохід Dy, мм	700
Робоче середовище	Нафта і нафтопродукти
Робочий тиск Р, кГс/см2	75
Температура нафти t, град. З	від -5 до +90
Температура навколишнього середовища, град. З	від -40 до +40
Перепад тиску затвора Р, кгс/см2	30
Час відкриття, мин. – електродвигуном – уручну	 3,5 60

1.4. *Електропостачання.*

Основними споживачами електроенергії є асинхронні і синхронные електродвигуни для приводу магістральних насосних агрегатів, насосних агрегатів системи пожежогасінні, технологічних і пожежних задвижек, електродвигунів допоміжних систем, вентиляторів, навантаження автоматики, зв'язку, катодного захисту, освітлення, механічної майстерні.

Найбільша одинична встановлена потужність електродвигуна составляет 2000 кВт.

Все електроустаткування, за винятком засобів пожежогасінні, работают в довготривалому режимі, практично з постійним графіком нагрузок.

По надійності електроустаткування ЛПДС відносяться в цілому до споживачів II категорії.

З підстанції з різних секцій кабелем АСБ 3–150 по три параллельной нитки прямує живлення в ЗРУ–6 кВ, яке знаходиться на НПС II.

Від ЗРУ–6 кВ прямує живлення на синхронні електродвигуни СДТ–2000 магістральних насосів №№ 1-4 НПС II.

Для електропостачання об'єктів НПС II у ЩСУ–1 встановлені два масляного трансформатора потужністю 400 кВА кожен і їх КТП.

З КТП прямує живлення на ЩСУ–1, ЩСУ–2, ЩСУ–3, пожежну насосну.

Для електропостачання об'єктів НПС II і резервуарного парку установлено два трансформаторна підстанція напругою 6/0,4 кВ з двома сухими трансформаторами потужністю 1000 кВА кожен, який харчується независимыми кабельними лініями із ЗРУ–6 кВ НПС II.

Надійність електропостачання забезпечується:

- *наявністю двох зовнішніх джерел живлення напругою 6 кВ;*
- *встановленням два трансформаторній підстанції 6/0,4 кВ;*
- *наявність АВР на шинах РП–0,4 кВ ТП, щитовою і насосною пеногашение;*
- *прокладенням основних і резервних кабелів живлення по различным трасах;*
- *відповідністю електроустаткування, кабелів живлення до умов навколишнього середовища.*

2. Очищення магістральних нафтопроводів від внутрішніх осаджень

2.1. Аналіз стану внутрішньої порожнини нафтопроводу.

Нафта, яка транспортується по нафтопроводу Глинська–Кременчуг, за своїми физико-хімічними властивостями відноситься до середніх нафт. У состав нафти входять такі з'єднання як вуглеводень парафінових і нафтових рядів, сірі, вода і різні солі, механічні домішки.

Сторонні предмети залишаються в порожнині нафтопроводу при некачественной його очищенню в процесі будівництва, здачі в експлуатації, при выполнении ремонтних робіт на нафтопроводі.

Накопичення води і газу мають місце в порожнині нафтопроводу із-за неполного видалення їх в процесі випробування і пуску нафтопроводів в эксплуатацию.

Нафта, яка транспортується по нафтопроводу за вмістом парафина відноситься до високопарафінистих. Парафін, у відмінність, від накопичень води і газу відкладається при будь-яких швидкостях потоку нафти. Парафіновим відкладенням є багатокомпонентну вуглеводневу суміш, яка складається з твердої і рідкої фази. Залежно від складу і содержимого твердих вуглеводнів міцність опадів істотно відрізняється. Утворення опадів є результатом двох процесів: закріплення частичек на стінках труб і відриву їх потоком рідини. Залежно від интенсивности того або іншого процесів має місце парафинизация, розмивши або стан динамічної рівноваги. У свою чергу, величина інтенсивності парафинизации залежить від физико-хімічних властивостей нафти, температури потока і гідродинамічних умов перекачування. Парафінові осідання по довжині нафтопроводу розподіляються нерівномірно.

Всі ці відкладення в нафтопроводі призводять до зниження пропускної спроможності нафтопроводу, що у свою чергу веде до збільшення витрат на перекачування.

Організація і проведення робіт по очищенню направлені на поддерживание високої пропускної спроможності нафтопроводів і зниженні витрат на перекачивание.

Організація і проведення очищення магістрального нафтопроводу включає:

- *оцінку стану його порожнини і визначення необхідності очистки;*
- *визначення виду опадів і чинників, які впливають на їх образование для вибирання засобів і технології очищення;*
- *вибір періодичності очищення ділянок;*
- *виконання робіт по очищенню;*

- *оцінку і реєстрацію результатів очищення.*

Видалення сторонніх предметів, які залишилися в порожнині нефтепровода після будівництва, проводяться калібрувальними поршнями або очистительными пристроями, які обладнані в передній частині жорсткими калибровочными дисками.

Видалення накопичень води і газу з нафтопроводу здійснюється:

- *через дренажні пристрої;*
- *потоком транспортованої нафти;*
- *механічними засобами.*

Дренажні пристрої встановлюються на нафтопроводі в місцях регулярного накопичення води і газу. При цьому необхідно врахувати, що найбільша кількість води накопичується в нижній частині ділянки, а газу – у верхній частині низхідної ділянки. Вода дренується переважно під час остановок нафтопроводу.

Видалення парафінових опадів проводиться за допомогою механических засобів очищення, як які використовують:

- *еластичні роздільники різної конструкції (сферичні, цилиндрические і манжетом);*
- *шкрябання – роздільники, який має очисні елементи;*
- *щітковий – скребкові пристрої.*

Для очищення нафтопроводу від парафінових опадів використовуються очистительные пристрої типу ГРВС і ЩСП і СЬКР.

Очищення нафтопроводів СРНУ проводиться для підтримки максимальной пропускної спроможності нафтопроводу і зниження витрат на перекачивание нафті згідно графіку затвердженим головним інженером «ПДМН».

Періодичність очищення вибирається залежно від накопичень опадів на підставі аналізу фактичних режимів перекачування і пено – порівняння їх з розрахунками при зниженні пропускної спроможності не більш ніж на 3 %. Очищення може проводитися при швидкості потоку не менше 0,3 *м/с.*

Планування очищення, забезпечення ефективності вдосконалення методів, контроль виконання графіків очищення і звітність здійснюється відділом експлуатації РНУ. Відповідальність за підготовку траси нефтепроводов, запасовку, контроль проходження контрольних крапок і видалення очистительного пристрою покладається на начальника відділу експлуатації і старших інженерів і майстрів АВП, і здійснюється персоналом аварійних бригад.

Перемикання технологічних ліній при запуску, пропуску, і прийомі очисних пристроїв виконується бригадою на чолі з оператором НПС, ЛПДС з

безпосередньою участю відповідального ІТР (керівник або старший інженер НПС) за вказівкою диспетчера РНУ відповідно до действующей інструкції.

Контроль руху очисного пристрою по нафтопроводу, а також «пробки», що утворилися при очищенні попередніх ділянок здійснюється диспетчером РНУ з веденням відповідного журналу. Місце знаходження очисного пристрою і «пробки» на даний момент часу і його расчетная швидкість руху визначається за об'ємом нафти, яка закачана в нафтопровід з моменту запуску очисного пристрою з уточненням його проходження контрольних крапок, де встановлені сигналізатори його прохождения.

Очищення трубопроводів розділяється на попереднє і регулярне периодическую очищення від внутрішніх опадів.

Попереднє очищення проводиться з метою повного видалення сторонніх предметів і виявлення дефектів трубопроводів (вм'ятин, гофр і інших дефектов). Для попереднього очищення доцільно використовувати жорсткі калибровочные поршні, очисні пристрої, які мають в передній частині жорсткі диски або шарові гумові роздільники.

Попередньому очищенню підлягають всі трубопроводу, які вводяться в експлуатацію і трубопроводу, по яких при експлуатації не пропускалися пристрої з калібруючими дисками.

Після попереднього очищення і усунення виявлених дефектів трубопровод повинен забезпечувати безперешкодний пропуск очисного пристрою.

Регулярне періодичне очищення трубопроводів проводиться з метою видалення опадів з внутрішніх стінок труб, які накопичуються в процесі експлуатації нафтопроводів.

Для періодичного очищення трубопроводів необхідно використовувати очисні пристрої, які забезпечують повне видалення опадів із стінок труб. Чергове очищення трубопроводів проводиться при зниженні їх пропускної спроможності не більш ніж на 3 %. Зниження пропускної спроможності трубопроводів визначається розрахунком за фактичними даними їх роботи. Періодичність очищення трубопроводів за відсутності помітного зниження їх пропускної спроможності вибирається з умови збереження якості нафти.

Очищення нафтопроводів проводиться при підвищеному вмісті механических домішок і води в продукті, який поступає на кінцевий пункт трубопроводу, вище за норми, які встановлені державним стандартом.

Трубопроводу великої протяжності з декількома насосними станциями, як правило, очищаються по ділянках.

Проміжні насосні станції зупиняються в період прийому або пропуску очисного пристрою, а також забрудненої нафти, щоб предотвратить попадання останніх в технологічних трубопроводу і насоси.

На кінцевому пункті нафта з підвищеним вмістом парафіну і механических домішок приймається в окремі резервуари, змішується з чистою нафтою так, щоб загальний вміст парафіну не перевищував согласованных норм.

2.2. *Виконання робіт по очищенню трубопроводів.*

Для запуску і прийому очисного пристрою, трубопровід оборудуется на головній станції камерою пуску, на проміжних – камерами прийому і пуску, на кінцевому пункті – камерою прийому очисного пристрою.

Лупінги і другі нитки переходів великою довжиною (більше 3 *км.*), як правило, також обладналися камерами прийому і пуску очисних пристроїв. В окремих випадках, при відстані між станціями менше 100 *км.*, деякі проміжні станції можуть не обладнатися камерами прийому і пуску очисного пристрою. При цьому загальна довжина ділянки нафтопроводу, яка очищається за один запуск, як правило, не повинна перевищувати 300 *км.*

Для контролю руху очисних пристроїв встановлюються сигналізатори їх проходження:

- *на камерах пуску і прийому очисного пристрою;*
- *на проміжних насосних станціях, які не обладнані камерами, на магістралі перед всмоктуючою і напірною лініями станції;*
- *на великих водних переходах і на складних ділянках траси (несколько залізничних колій, перетину каналами і тому подібне).*

Для контролю за рухом очисних пристроїв використовуються сигнализаторы типу СЬКР і УЛІС.

Перевіряється справність манометрів, які встановлені на камерах пуску і прийому очисного пристрою і лінійної частини трубопроводу.

При першому очищенні, а також при значних перервах в очищенні, до запуску очисного пристрою перевіряється справність, легкість открытия, закриття і повного відкриття лінійних засувок. Всі несправності мають бути усунені.

Резервуари НПС і кінцевого пункту нафтопроводу мають бути оборудованные системами попередження накопичення опадів парафіну. Все изменения в технологічному обв'язуванні станцій і лінійної частини трубопроводу, выполненные в період підготовки до проведення очищення, мають бути внесенные в технологічні схеми трубопроводів.

На кожній НПС (де є камери пуску) необхідно постійно мати не менше одного очисного пристрою, готового до запуску.

3. Ультразвукові датчики прохождения очисного пристрою

3.1. *Призначення.*

Індикатори типу УЛІС-А призначені для виявлення очисних пристроїв, що переміщаються в напірних (повністю заповнених) трубопроводах під впливом потоку рідини, фіксації моменту перетину очистным пристроєм контрольованого перетину трубопроводу і видачі сигналу про виявлення в систему збору інформації або в АСОВІ виробництва.

Індикатори є телеметричними датчиками для устаткування нафтопроводів.

Індикатори розроблені для нафтопроводів з товщиною стінки до 20 *мм*, з діаметром умовного проходу *D* від 350 до 1200 *мм.*

Індикатори складаються з блоку електронного (БЕ) і активного перетворювача електроакустичного (ПЕА), який закріплюється на поверхні трубопроводу, що діє, за допомогою монтажного пристосування. ПЕА підключають до БЕ кабелем МКЕШВ 2х2х1,02 *мм.*

Активний ПЕА забезпечує випромінювання і прийом акустичного сигналу.

БЕ індикаторів УЛІС-А з вхідними іскробезпечними ланцюгами рівня «іа» мають маркіровку вибухозахисту «Ехіаіів в комплекті УЛІС-А», відповідають ГОСТ 22782.5 і призначені для установки поза вибухонебезпечними зонами приміщень і зовнішніх установок.

Активні ПЕА вибухозахищеного виконання мають маркіровку «1ExiasIIT6 в комплекті УЛІС-А», відповідають ГОСТ 22782.0, ГОСТ 22782.3, ГОСТ 22782.5, і можуть встановлюватися у вибухонебезпечних зонах приміщень і зовнішніх установок згідно гл. 7.3 ПУЕ і іншим нормативним документам, що регламентують застосування електроустаткування у вибухонебезпечних зонах.

3.2. *Технічні дані.*

Індикатори забезпечують виявлення очисних пристроїв (предметов), що переміщаються в нафтопроводі під впливом потоку рідини, а також вимірювання моментів часу виявлення (за допомогою вбудованого электронных годинника) і фіксацію цих моментів в незалежній пам'яті.

Індикатори виявляють предмети завдовжки не менше діаметру нефтепровода.

Індикатори забезпечують формування сигналу для систем збору информации або телеметрії у момент виявлення очисного пристрою. Вид сигналу «Сухий контакт». У момент виявлення забезпечується замикання контактної пари. Тривалість утримання контактів в замкнутому состоянии – не менше 10 с.

Допустиме навантаження на контактну пару: постійна напруга до 28 У, струм – до 0,2 А.

Примітка. При монтажі мають бути прийняті заходи по обмеженню струму, що протікає через «сухий контакт».

Індикатори зберігають працездатність за наявності на внутрішній поверхні нафтопроводу шару парафіну завтовшки не більше 5 % від діаметру умовного проходу *D*.

Індикатори автоматично створюють і зберігають в своїй пам'яті при отсутствии мережевого електроживлення архів, що відображає моменти обнаружения очисних пристроїв в нафтопроводі. Об'єм архіву — 128 подій.

Для відображення діагностичних повідомлень і архівних даних используется світлодіодний показуючий пристрій.

Управління індикатором (наприклад, тестування або читання архівів в ході експлуатації) здійснюється через вбудовану клавіатуру.

Дистанційна перевірка працездатності індикатора виконується по команді, що поступає з лінії телеметрії по окремому дроту (*див. мал. 3.2*).

Команда є короткочасною (на інтервал більше 1 *з*) подачею постійної напруги 24 *Ст.*

Час встановлення робочого режиму індикатора – не більше 30 *з* після подачі мережевої напруги. Режим роботи – цілодобовий.

Індикатори не дають помилкових спрацьовувань:

- *при переміщенні по нафтопроводу парафінистих пробок;*
- *при включенні і виключенні мережевого живлення;*
- *при дії електромагнітних перешкод від електрозварювання або грозовых розрядів (тільки за умови прокладки кабелю зв'язку між ПЕА і БЕ в заземленій металевій трубі).*

При відключенні мережевої напруги індикатори зберігають:

- *хід електронного годинника;*
- *настроювальні константи.*

Живлення електронного годинника і пам'яті індикатора при відключенні сетевого напруги здійснюється від вбудованої батареї резервного живлення.

Параметри іскробезпечного електричного ланцюга БЕ:

- *напруга холостого ходу не більше 50 В;*
- *струм короткого замикання 0,02 А;*
- *ємність лінії зв'язку з датчиком не більше 20 нФ, індуктивність не більше 1 мГн.*

При використанні кабелю МКЕШВ, максимальна довжина лінії зв'язку між ПЕА і БЕ рівна 160 *м.*

При використанні спеціальних кабелів відстань між ПЕА і БЕ може досягати 300 *м.*

Живлення індикаторів виконується від мережі змінного струму напругою 220(+22-33) *В*, частотою (50±0,5) *Гц*.

Потужність, споживана індикатором від мережі 220 *В*, не більше 8 *ВА*.

Індикатори випускаються в корпусах з ударостійкої пластмаси, призначених для розміщення на щиті або стіні приміщення.

Дані про індикатори приведені в *таблиці 3.1.* Зовнішній вигляд БЕ індикаторів і настановні розміри вказані в *додатку А*.

Таблиця 3.1 – *Габаритні розміри і маса індикаторів.*

Найменування составной частини індикатора	**Габаритні розміри, *мм***	**Маса, *кг***
Блок електронний	$200 \times 150 \times 70$	1,2
Перетворювач електроакустичний	$60 \times 60 \times 120$	1,5

Складові частини індикаторів мають кліматичного виконання по ГОСТ 12997:

- *БЕ – група В4, але для діапазону робочих температур від мінус 40 до 60 (З;*
- *ПЕА - група Д1, але для діапазону робочих температур від мінус 40 до 60 (С.*

Конструктивного виконання по ГОСТ 14254: БЕ - IP56; ПЕА - IP67.

Рівень побічних радіовипромінювань, що створюються індикаторами, соответствует вимогам «Загальносоюзних норм індустріальних радіоперешкод, що допускаються».

Показники надійності індикаторів

Середній термін служби – 10 років.

Середнє напрацювання на відмову – 20000 ч.

Підприємство – виготівник залишає за собою право проводити изменения конструкції і програмного забезпечення, направлені на улучшение технічних характеристик і споживчих властивостей індикаторів.

3.3. *Пристрій і принцип роботи індикатора.*

Індикатор складається з БЕ і одного ПЕА, встановленого определенным чином на нафтопроводі.

Принцип дії індикатора полягає в періодичному випромінюванні в нафтопровід за допомогою ПЕА короткого ультразвукового імпульсу.

Створений ПЕА акустичний сигнал крізь стінку трубопроводу поступает в рідину. Якщо в нафтопроводі відсутні сторонні предмети, через певний час після випромінювання до ПЕА прийде ультразвуковий сигнал. У ПЕА, що грає в цьому випадку роль приймача ультразвукових сигналів, акустичний сигнал перетвориться в електричний сигнал, який через кабель поступає в БЕ.

У БЕ відбувається посилення сигналу і його порівняння з пороговим напряжением. Якщо рівень прийнятого сигналу перевищує поріг, приймається решение «предмет не виявлений».

Якщо в трубопроводі є предмет, перешкоджаючий распространению гідроакустичного сигналу, рівень прийнятого сигналу недостатній для перевищення порогу, і БЕ формує сигнал «логічний нуль». У БЕ включается опторелe («сухий контакт») і утримується у включеному стані не менше 10 с. Одночасно події (тобто моменту виявлення) привласнюється номер; час виявлення, дата і номер події записується в архів.

По командах оператора вміст архіву може бути виведене на показывающее пристрій БЕ.

Оскільки в ході експлуатації нафтопроводу відбувається наслоение парафіну на його внутрішню поверхню, з часом умови проходження зондуючого гідроакустичного сигналу погіршуються. Щоб адаптуватися до умов, що змінилися, по команді оператора БЕ осуществляет діагностування і корекцію режимів роботи приймача.

Передбачена можливість дистанційного контролю працездатності індикатора УЛІС-А. Щоб вирішити дистанційну перевірку, при наладці УЛІС-А треба вирішити режим перевірки – відповідний параметр встановити рівним ON *(див. Таблиці. 3.3).*

Щоб переконатися в справності УЛІС-А, напередодні проходження очисного пристрою по телеметричній лінії зв'язку в індикатор подається команда на проведення автоперевірки. У відповідь індикатор видає сигнал «Подія» – включає «сухий контакт» і протягом 10 *з* утримує його в замкнутому стані.

Сигнал «Подія» формується тільки за умови справності индикатора УЛІС-А в цілому. Якщо несправні пъезоакустический датчик або сигнальный кабель, лінія телеметрії закорочена безперервно.

У зв'язку з жорсткими вимогами після запалу – і вологостійкості, введення сигнального, мережевого і телеметричного кабелів в корпус БЕ виконується

через гермовводы. Для підключення вказаних кабелів до схеми БЕ используются з'єднувачі «під гвинт» (клемні колодки).

3.4. *Порядок установки індикатора.*

Індикатори є складними радіотехнічними приладами, при монтажі і введенні в експлуатацію яких потрібні спеціальні знання і навики. Для забезпечення вказаних в сьогоденні ТЕ технічних характеристик індикаторів, їх монтаж і пуско-налагоджувальні роботи винен осуществлять персонал, навчений і проінструктований представниками предприятия-изготовителя.

При монтажі індикаторів повинні строго дотримуватися правила техніки безпеки, викладені в розділі 9 «Вказівка мерів безпеці» і в нормативно-технічних документах, що діють на підприємстві.

БЕ індикаторів винні установливаться в приміщеннях (для їх захисту від безпосередньої дії атмосферних опадів). Не допускается установка індикаторів в приміщеннях з підвищеною вологістю, або в яких температура повітря виходить за межі, вказані для БЕ в розділі 3 «Технічні дані».

Місця установки індикаторів мають бути вибрані із зручності доступа до показуючого пристрою, органам управління і до гермовводам.

Кріплення БЕ на стіні приміщення (щиті) виконується чотирма гвинтами М4 або шурупами. Місця для гвинтів розмічають як вершини прямокутника з розмірами 170×80 *мм.*

Підключите клему «ЗАЗЕМЛЕННЯ», розташовану на стінці БЕ, до шини захисного заземлення.

Підключите до ПЕА індикатора УЛІС-А кабель. Для цього відверніть на ПЕА знімну частину гермоввода, зніміть верхню кришку корпусу. Пропустите кінець кабелю крізь гермоввод і верхню кришку, з'єднаєте дроти кабелю з відповідними затисками клемною колодкою в ПЕА (*див. рисунок.3.1).*

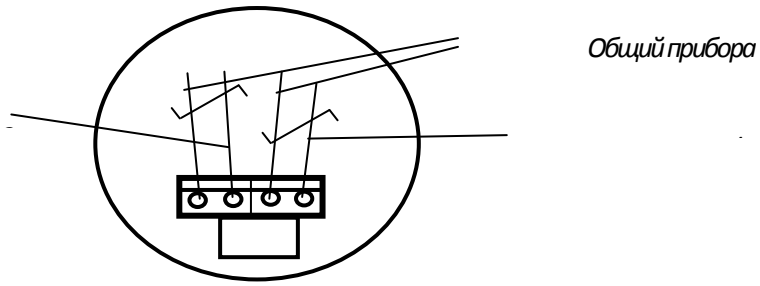

Рис. 3.1 *– Порядок установки індикатора*

Звернете увагу: для передачі сигналу запуску і живлення датчика повинні використовуватися окремі виті пари.

Обплетення кабелю (захисну і екранну) до ПЕА не підключати. Убедітесь в надійності приєднання. Після підключення кабелю кришку датчика щільно затягніть.

Місце входу кабелю в ПЕА ущільните, закрутивши знімну частину гермоввода.

На час монтажу і наладки зніміть кришку БЕ. Введіть сигнальний кабель, кабель телеметрії і мережевий кабель крізь відповідні гермовводы всередину корпусу. Підключите кабелі до відповідних клемних колодок в нижній частині друкарської плати (*див. рисунок. 3.2*). Звернете увагу на правильність підключення провідників сигнального кабелю: для сигналу запуску і живлення датчика повинні використовуватися окремі виті пари.

Захисне обплетення кабелю до БЕ не підключати. Її слід підключити до шини заземлення.

Місця введення кабелів в БЕ ущільните, закрутивши рухомі частини гермовводов.

Задати робочий діаметр трубопроводу можна двома способами: або установкою перемички (джампера) між відповідними штирями на друкарській платі, або програмуванням через клавіатуру. Пріоритет має перший спосіб: якщо джампер встановлений і задає фіксоване значення діаметру (наприклад, 720 *мм*), змінити це значення шляхом операцій з клавіатурою неможливо.

Для завдання діаметру за першим способом знайдіть групу штирів, розміщену вверху друкарської плати, виберіть пару, яка маркірована числом, найбільш близьким до реального діаметру трубопроводу, *мм*, і замкніть її перемичкою.

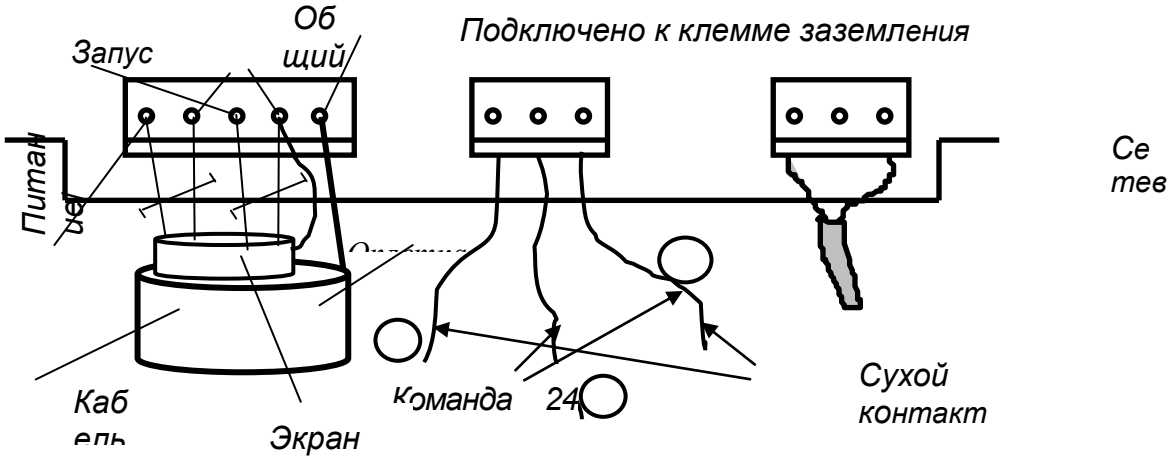

***Рис.3.2** – Схема монтажу УЛІС*

Для введення діаметру через клавіатуру необхідно видалити перемичку, задаючу діаметр. Потім включити індикатор в мережу і, натискаючи клавішу **З**, добитися появи на показуючому пристрої повідомлення виду XXXX d, де XXXX – чисельне значення діаметру в *мм* (від 0350 до 1600). Використовуючи клавіші**∇,Δ**, встановите необхідне значення діаметру. При одноразовому натисненні на клавішу число на показуючому пристрої змінюється на 4 – 5

одиниць (*мм*). Щоб записати значення діаметру в «пам'ять» індикатора, натисніть клавішу ⇑.

Для перевірки, чи зафіксував індикатор нове значення діаметру, вимкнете і через 20.40 із знов включите мережеве живлення. Натискаючи клавішу **3**, виведіть на показуючий пристрій значення діаметру.

Закрийте кришку БЕ.

ПЕА індикатора встановлюють на прямій ділянці трубопроводу. Переважна установка датчика на бічній поверхні трубопроводу на горизонтальному діаметрі (під кутом 900 до вертикалі). На місці установки матеріал трубопроводу не повинен мати дефектів (забоин, раковин), погіршуючих умови розповсюдження ультразвука.

Місця, непридатні для установки ПЕА, отбраковывают при монтажі.

Датчик необхідно встановлювати на відстані не менше 0,5 діаметру трубопроводу від засувок, розгалужень трубопроводу і (бажано) від швів електрозварювань. Виберіть на трубопроводі і підготуйте місце розміром 7×7 *см* для установки ПЕА. На місці установки приберіть з трубопроводу гідроізоляцію, грязь, фарбу, зніміть іржу, зачистите до появи металевого блиску. Покрійте мастилом (наприклад, Літол-24, ГОСТ 21150-87) очищену поверхню. Покрійте мастилом пластмасову підставу ПЕА. Встановите ПЕА на шар мастила і щільно притисніть до поверхні труби.

3.4..2.8 Установку датчика рекомендується виконувати групою в складі не менше двох монтажників - операторів. Це викликано тим, що правильність установки ПЕА контролюється по тому, що показує устрйству БЕ, розташованому на відстані до 150 *м* від датчика. Обов'язки операторів наступні.

Перший оператор установливает ПЕА на шар мастила і, щільно притискуючи до поверхні труби, утримує ПЕА від падіння.

Другий оператор подає на індикатор живлячу напругу. Ознакою включення є свічення світлодіода «Мережа/аварія» на лицьовій панелі. Потім другий оператор повинен запустити процедуру адаптації індикатора до параметрів трубопроводу. Для цього необхідно натискати кнопку «С» клавіатури до входу індикатора в режим калібрування, про що свідчить поява на показуючому пристрої повідомлення вигляду XXX__YYY (числа XXX і YYY відображають рівень сигналу і перешкоди в умовних одиницях відповідно). Для повторного запуску процедури калібрування необхідно натиснути клавішу .

⇑⇑ Якщо мигає світлодіод «Мережа/аварія» на лицьовій панелі, уровень сигналу недостатній для стійкої роботи індикатора. Положення датчика необхідно змінити.

Зніміть і знов встановите датчик на поверхню трубопроводу. Повторно запустите процедуру адаптації.

Якщо і тепер рівень сигналу недостатній, спробуйте встановити ПЕА на іншому місці.

Виберіть на відстані 0,3...0,5 *м* від попереднього нове місце для установки ПЕА і повторите перераховані вище операції. У разі невдачі зробіть нову спробу – на черговому новому місці.

Якщо п'ять спроб не увінчалися успіхом, трубопровід сильно корродирован або його внутрішня поверхня сильно забруднена. Звернетеся за консультациями на предприятие–изготовитель УЛІС-А.

Для постійної експлуатації ПЕА притискують до трубопроводу за допомогою монтажного пристосування, корпус якого кріплять на трубопроводе електрозварюванням.

Для додаткового захисту сигнального кабелю від механических пошкоджень, його прокладку від ПЕА до БЕ можна виконувати в металлорукаве або металевій трубі.

Після завершення налаштування необхідно вивести індикатор з режиму адаптації, для чого натиснути клавішу «С». Після цього індикатор переходит в черговий режим.

3.5. Порядок роботи.

Після подачі живлячої напруги індикатор автоматично переходит в черговий режим — безперервного виявлення очисних пристроїв в трубопроводі. В цей же час, на тлі роботи індикатора в черговому режиме, оператор може викликати на показуючий пристрій дані або корректировать час і дату.

Показуючий пристрій включається на $\approx$ 1 *мин.* після подачі мережевої напруги, а також після натиснення оператором якої-небудь клавіші на лицьовій панелі. При припиненні роботи з клавіатурою показуючий пристрій гасне через 1 *мин.*

Призначення світлодіодних індикаторів на передній панелі вказане в *таблиці 3.2*

Таблиця 3.2 – *Призначення світлодіодних індикаторів.*

Індікатор	**Стан**	**Значення**
«Мережа/аварія»	Не світиться	Немає напруги живлення індикатора
	Постійно світиться	Режим нормальної роботи

	Мигає	Ознака помилки (додаткову информацию можна вважати з показуючого пристрою, див. далі)
«Телеметрія»	Світиться	Подана напруга дистанційної перевірки
	Не світиться	Немає напруги дистанційної перевірки
«Сигналізація»	Світиться протягом 10 *з*	Виявлений очисний пристрій і видается сигнал в систему телеметрії або виполняется дистанційна перевірка
	Не світиться	Немає очисного пристрою

Вивід на показуючий пристрій інформації, що зберігається в пам'яті індикатора, забезпечується послідовним натисненням клавіші **С. Прі** кожному натисненні **З** вид інформації змінюється (*див. таблиці. 3.3*). В межах вигляду інформація листается іншими кнопками.

Інформація видається циклічно (після завершення видачі всього обєма даних, що зберігаються, індикація повторюється спочатку).

Після включенні індикатора в мережу, а також після натиснення оператором якої-небудь клавіші в мить, коли показуючий пристрій не светиться, на показуючому пристрої відображається номер останньої події.

При корекції часу і дати коректовані значення виділяються миганням. Вихід з режиму корекції відбувається по натисненню клавіші **С.**

Після корекції часу або дати рекомендується проглянути установленные час і дату з метою уникнення помилок введення.

4. Діагностика нафтопроводу

4.1. Створення пристроїв для определения технічного стану.

Під технічним станом трубопроводу розуміють сукупність технических і технологічних якостей трубопроводу на даний час эксплуатации.

Визначення технічного стану трубопроводу має великий сенс, так який допомагає запобігти аваріям і забезпечити бесперебойную роботу трубопроводу в процесі його експлуатації.

В даний час існує цілий ряд пристроїв, які используются для цієї мети.

Так, наприклад, компанія «Shel Development» (США) розробила устройство для вимірювання товщини стінок підземного трубопроводу з метою определения місць, які уражені корозією. Воно дозволяє визначити втрату метала, як на зовнішній, так і на внутрішній поверхні труби по всьому диаметру одночасно.

При вимірюванні в стінках трубопроводу спочатку приводяться, а потім вимірюється вихровий потік. Конструктивний пристрій зроблено у вигляді скребка для очищення внутрішньої порожнини трубопроводу із збільшеною довжиною. При його русі в трубопроводі безперервно через обмотку збудження пропускають змінний струм з частотою 60 *Гц*, внаслідок чого в металі труби, в безпосередньому близькості від обмотки збудження виникає вихрові потоки. У загальному корпусі перед обмоткою збудження розташована приймальна обмотка, в якій завдяки змінному магнітному полю при дії вихрових струмів, виникає струм. Цей струм проходить через підсилювач і поступає у фазометр, де фазові коливання перетворюються на графічний запис вимірювання товщини стінки трубопроводу.

Вище описаний пристрій рухається в трубопроводі під тиском потоку, яке приймається трьома неопреновими дисками, закріпленими на передній його секції. Позаду третього диску встановлено три пружини, які підтримують приймальну обмотку так, щоб запобігти її зіткненню з внутрішніми нерівностями в трубопроводі. Перша і друга секції зв'язані між собою за допомогою шарніра, друга несе на собі три неопренові диски. Проте вони служать головним чином для центрівки обмотки збудження в трубопроводі. Друга і третя секції також зв'язані між собою за допомогою шарніра, третя несе на собі акумуляторну батарею. Постійний струм батареї в транзисторному перетворювачі перетворюється на змінний з напругою 220 В і частотою 60 Гц. Змінний струм служить не тільки для наведення вихрових струмів в металі труби, але окрім цього, він приводить до руху електродвигун механізму для намотування плівки. Третя секція пристрою має захисний кожух ущільнюючими кільцями В–образнимі. Центрівка її в трубопроводі здійснюється за допомогою шести пружин.

Випробування пристрою проводилися в трубопроводі діаметром 250 *мм* і завдовжки 4,3 *км.* Швидкість його руху складала 0,3 *м/с*; при необхідності вона

може бути збільшена до 0,09 *м/с*. Діаметри обох обмоток пристрою підбирається залежно від розмірів трубопроводу; відстань між зовнішнім діаметром обмотки і стінкою трубопроводу має бути приблизно рівним 12,5 % від внутрішнього діаметру трубопроводу.

Друга американська компанія «Dow Cheminal» розробляє устройства, які працюють за принципом эховибрации і резонансного ультразвука.

Для визначення товщини стінки труби використовують апаратуру резонансного типу. Переносний пристрій типу аудометра з живленням від батарей викликають в тілі труби резонансні коливання звукової частоти, при яких визначається товщина стінки труби. Остання вимірюється за шкалою установленной перед екраном.

Для контролю труб з легких металів. таких як алюміній, використовуються рентгенівські пристрої на 140 *кв.* За допомогою цих пристроїв можна проводить обстеження сталевих труб з товщиною стінки до 12,7 *мм.*

У разі потреби обстеження трубопроводів малих діаметрів (до 200 *мм*) використовується портативні товщиноміри, які працюють за принципом зміни ступеню поглинання радіаційного випромінювання металом труби. Час одного вимірювання 1 хвилина.

Для обстеження внутрішньої порожнини трубопроводу при експлуатації в США запатентований пересувний пристрій. Для контролю використовується радиоактивное випромінювання, яке реєструється на фотоплівці. Пристрій має особисте джерело живлення для приводу механізмів і реєстрації результатов вимірювань. Основні деталі розміщені в середині корпусу, похожему зовні на скребок. У передній частині приладу розміщений радиографический прилад для виявлення дефектів і зміни стінки труби. У корпусі змонтовані механізми для вимірювання внутрішнього діаметру і відстані. Також є система фіксації присутності води в трубопроводі і значення розподілу струму на стінках трубопроводу.

Для перевірки точності реєстрації відстані проходження відстані в контрольних крапках на трубопроводі розміщують могутні джерела радиоактивных випромінювань. Від джерел, випромінювання впливає на приймальне устройство і на фотоплівці з'являється контрольний запис. За допомогою устройства є можливість виявлення тріщин в стінках, наявність окалини, скопления води, розподіли електричного струму на стінках труб, місцеположення сполучних муфт.

Японська фірма «Nippon Kohan Kabuchiki Kaioha» розробила більш вдосконалений пристрій для обстеження внутрішньої порожнини труби замість виготовленого фірмою в 1965 році. Новий дефектоскоп дозволяє досліджувати внутрішню порожнину трубопроводу на відстані 100 *м* від місця введення його в трубу. Пристрій включає телевізійну камеру, переміщення якої здійснюється за допомогою самохідного воза або троса. Об'єктиви камери направлені вперед і відображають картину стану внутрішньої поверхні трубопроводу перед камерою, а також сприймають зображення з другого боку внутрішньої порожнини трубопроводу за рахунок поворотного дзеркального пристрою. При цьому швидкість обертання об'єктиву або дзеркального пристрою складає 20 50

о/час, що дозволяє встановити всі дефекти на внутрішніх поверхнях труб. Отримані на екрані зображення може бути збільшено в 3,7 разу. Для ретельнішого обстеження окремих ділянок рух дефектоскопа уздовж трубопроводу може бути припинене в дорогій крапці. Якщо необхідно постійно фотографувати внутрішню порожнину трубопроводу, то можна використовувати феромагнітну плівку або фотографувати зображення, отримані на екрані телевізора. Дефектоскоп може бути використаний в трубопроводах діаметром 152 609 *мм*, а у разі використання дзеркального пристрою в трубопроводах діаметром 203 609 *мм.*

Якщо як засіб переміщення камери використовувати самохідний возочок, то мінімальний діаметр трубопроводу має бути 355 *мм.*

Протягом деякого часу в багатьох галузях промисловості широко використовувалися телевізійні пристрої. Зокрема для контролю стану підземних трубопроводів і їх внутрішньої поверхні було розроблено спеціальне устаткування. Телевізійний пристрій складається з трьох вузлів: камери, блоку управління і візуального індикатора. Камера включає передавальну телевізійну трубку, освітлювальну і оптичну системи, а візуальний індикатор кінескоп відключаючу і фіксуючу системи, а також відеопідсилювач. Всі блоки і джерело живлення об'єднані єднаємо багатожильним кабелем. Частота кадрів прийнята рівною 50, а кількість строчок 625. Спектральна характеристика кінескопа відповідає панхроматичний плівці при освітленні 500 лк. Система управління передавальної телевізійної камери складається з блоку живлення і генератора, який керує її рухом. Візуальний індикатор розміром від 195 625 мм по діагоналі може мати зображення, отримане від телекамери. Остання забезпечена ширококутним об'єктивом і дає зображення внутрішньої порожнини труби в певному положенні. Камера розташовується точно посередині трубопроводу, для того, щоб кожна частина даної внутрішньої поверхні була у фокусі. Детальніша картина внутрішньої поверхні може бути отримана за допомогою дзеркала, що обертає, розташованого під кутом до об'єктиву і що виконує обертальні рухи навколо поверхні труби. При цьому необхідна обов'язкова відповідність швидкості обертання і швидкості переміщення камери з тим, щоб не перекривалися сусідні зображення і не було пропусків.

Така система вимагає більше часу на огляд і використовується в коротких трубопроводах.

Для контролю стану трубопроводу використовують передавальні камери двох різних типів. До першого типу відносяться мініатюрні камери для контролю труб малого діаметру, які складаються з лампи і світлового вікна, які висунуті відносно до об'єктиву. Таким чином місце трубопроводу що потрапляє у поле зору об'єктиву має рівномірне освітлення. Об'єктив і освітлювальний блок об'єднані шарнірно і пересуваються відповідно до зміни фокусу камери. Гнучкі зв'язки між окремими блоками передавальної системи дозволяють їй проходить по кривих трубопроводів. Так, в трубопроводі діаметром 75 *мм* камера проходить криву радіусом 400 *мм* тоді як діаметр камери 53 *мм*, а довжина 620 *мм.* Установка фокусу уручну дозволяє проводити огляд різних діаметрів. Другий тип включає камери широкого призначення, які можуть бути

облаштовані різними освітлювальними блоками для контролю переважно прямолінійних трубопроводів діаметрами від 75 600 *мм.* Камера складається з ширококутного об'єктиву, передавальної телевізійної трубки, дистанційного керування фокусуючим приладом і відео підсилювача. Діаметр камери складає 59 *мм* і довжина 600 *мм.* У блоці освітлення використовується кварцевоидная лампа, яка у свою чергу забезпечує велику освітленість, більш ніж другі типи ламп. Недоліком використання вище вказаного типу ламп є необхідність використання джерела низького струму 12 *В* при потужності 100 *Вт*. Це приводить до великого падіння напруги в кабелі, що підводить, яку необхідно компенсувати в блоці живлення. Обидва типи камер розміщуються у вологонепроникних корпусах. Камера широкого призначення може бути використана при підводних обстеженнях на глибині до 150 *м*, наприклад для зовнішнього огляду трубопроводу, прокладеного по дну морить. Блок управління простій при налаштуванні розташовується на відстані до 300 *м* від камери і може обслуговуватися робочим високої кваліфікації. В деяких випадках виникає необхідність запису відео зображення. З цією метою можна використовувати відеомагнітофон, запис на кіноплівку або фотографування окремих кадрів.

У США розроблений пристрій у формі скребка, який пересувається по магістральному трубопроводу в потоці транспортованої рідини за допомогою магнітометричної і реєстраційної апаратури, яка фиксирует наявність в стінках трубопроводу таких дефектів: каверни, подовжні і радіальні тріщини і тому подібне

У журналі «Pipe Line Industy», 1970 №44 докладалося про використання пристроїв, принцип дії яких будувався на ефекті виникнення магнітного поля навколо котушки, в середині якої знаходиться сердечник з феромагнітним матеріалом. Випробування цих пристроїв показує, що найбільш пошкодженими місцями є нижня частина трубопроводів. З використанням цих пристроїв можна обстежувати трубопровід завдовжки до 1,5 км.

Запатентований пристрій призначений для знаходження подовжніх дефектів в стінках підземних трубопроводів. Пристрій складається з провідної секції, яка створює кільцевий магнітний потік в стінках трубопроводу, проміжній секції, з детекторами для виявлення дефектів в стінках трубопроводу і реєструючого приладу. У корпусі провідної секції знаходиться імпульсний генератор з необхідною для його роботи джерелом живлення. Стінки трубопроводу намагнічуються шляхом пропуску струму між двома рядами щіток, розташованих послідовно, в напрямі, паралельному вісі трубопроводу. Магнітні силові лінії, що виникають при цьому, направлені перпендикулярно до напряму струму, завдяки чому в стінках трубопроводу створюється кільцевий магнітний потік. Імпульси струму протяжністю ~105 *А. Частота* імпульсів вибирається такий, щоб забезпечити створення в стінках трубопроводу однорідного остаточного магнітного поля. Якщо відстань між щітками рівна 0,6 *м,* а максимальна швидкість руху пристрою складає 0,6 *м/с,* то частота має бути трохи більше один імпульс за секунду. В середині проміжної секції

встановлений асинхронний двигун, який приводить до руху кільце із закріпленими на нім двома детекторами. При обертанні кільця навколо своїй вісі детектори фіксують відхилення кільцевого магнітного потоку, які мають місце там, де на шляху цього потоку зустрічаються подовжні тріщини або дефекти. Покази детекторів реєструються приладами розташованими в хвостовій секції.

У вітчизняній практиці спеціально для обстеження різних типів дефектів нафтопроводів в інституті Вніїспнефть було розроблено устройство для знаходження дефектів в стінці підземного трубопроводу без його відкриття (тобто дефекти виявляються пристроєм, який рухається в середині трубопроводу разом з транспортованою рідиною, після очисного пристрою), яке відрізняється від раніше відомих тим, що датчики индикаторной системи, закріпленої на амортизаторах і розміщені групами в кассетах перекривають всі перетини трубопроводу. Касети розташовуються з поочередным зсувом у напрямі вітки трубопроводу. Система намагничивания, яка складається з магнітів і магнітопровода, жорстко зв'язана з частью пристрою, на якій розташовані манжети, для забезпечення руху пристрою потоком рідини.

У 1962 році фірма «AMF Tuboscope» почала дослідження і розробку програми з метою створення спеціального пристрою для досліджень і контролю якості служби трубопроводів, що діяли. Першим пристроєм була модель під назвою «Лайнолог», яке працювало по принципах електромагніту і призначалася для визначення корозії в нижній частині зануреного в землю трубопроводу, оскільки існувала думка, що 85 % всій корозії виникає в нижній частині трубопроводу. До 1968 року тисячі кілометрів трубопроводів, що діють, було перевірено цим пристроєм.

У 1968 році фірмою був створений досконаліший пристрій, який призначався для обстеження стінок трубопроводів діаметром 150 1200 *мм* на 3600. Пристрій рухався в середині трубопроводу за рахунок тиску газу або з потоком рідини з щодо постійною швидкістю.

«Лайнолог» складається з трьох основних вузлів. Всі вузли об'єднані між собою універсальними замками, які дозволяють пристрою проходити горизонтальні і вертикальні кути повороту. Передня частина системи **1** має назву приводного вузла, оскільки під дією потоку руху нафти (нафтопродукту) в трубопроводі вона рухається сама і тягне за собою інші вузли.

Передня частина має джерело живлення електроенергії, яка необходима для живлення електронних приладів. На ній також встановлені

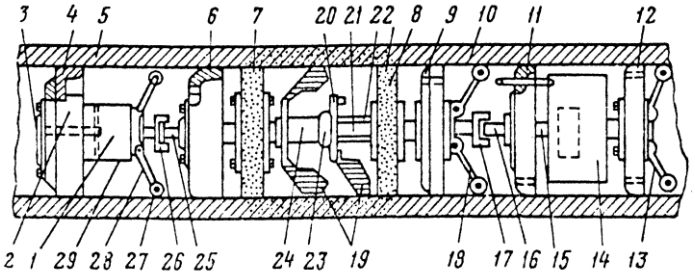

***Рис. 4.1** – Пристрій для внутрішньотрубної діагностики системи «Лайнолог»*

видні гумові манжети для центрівки пристрою в трубопроводі і створення ущільнення біля стінки труби, яке необхідне для руху її потоком середовища. Центральна частина **2** називається чутливим елементом, оснащеним двома групами датчиків по всьому діаметру трубопроводу. Під час процесу контролю в трубопроводі індукується активне магнітне поле. Третя секція 3 **має** назву апаратною, тому що вона містить в собі всі електронні і реєструючі прилади.

Пристрій «Лайнолог» складається з провідного блоку *1*, блоку визначення дефектів *20* і блоку живлення *14*, зв'язаних між собою шарнірами *16* і *25*. Провідний блок складається з гумової манжети *4*, завдяки якій створюється перепад тиску, необхідний для переміщення пристрою уподовж трубопроводу і корпуси *29*, який центрується в корпусі за допомогою роликів *27*, насаджених на пружинні важки *28*. Для регулювання швидкості переміщення пристрою в корпусі *29* отвір перекривається клапаном *2*, висота підняття якого залежить від числа оборотів одного з роликів *27*. Блок визначення дефектів *20* має гумові манжети *6* і *9* з отворами призначеними для центрівки блоку. Для центрівки блоку також використовують ролики *10*, закріплені на пружинистих важках *18*.

Основним блоком визначення дефектів є магнітний сердечник *21* з обмотками *22*. Полюсами магніта служать щітки *7* і *8*. Постійний струм, який поступає в обмотку *22* з блоку живлення *14*, створює магнітний потік в сердечнику, який розповсюджується радіально по щітці *7*, проходить по стінці труби *5* і по щітці *8* і звертається до сердечника *21*. На ділянках трубопроводу, які мають раковини, тріщини і другі дефекти, магнітний потік ухиляється. Це відхилення утримується чутливими до магнітного поля елементами, встановленими в «колодках» *19*, закріплених на дисках *23* і *24*. На кожному диску закріплено по шість «колодок» так, що «колодки» одного диска зрушені на 300 щодо «колодок» другого. Тобто спектр дії кожною складає 300.

Для визначення дефектів, розташованих під кутом до подовжньої віхи труби використовують велику кількість «колодок», рівномірно розташованих по діаметру труби. Блок живлення *14*, центрується в трубі за допомогою манжет *11* і *12* і роликів *13*, є герметичний корпус *15* з батареями і реєструючою апаратурою. Блок живлення пов'язаний з іншими блоками пристрою кабелем *17*. Кабель має відгалуження до обмотки *22* і до обмоткам кожній з дванадцяти «колодок» *19*. Сигнали, які поступають від «колодки» реєструються на плівку самописця з

номером відповідної "колодки", від якої вони отримані. Одночасно спеціальний механізм реєструє положення пристрою в трубі, оскільки при русі по трубі 5 він може обертатися навколо віхи.

Кінцева діаграма, на яку проводився запис є информацией про дефекти по всьому діаметру труби. На діаграмі указується состояние трубопроводу: корозійні виразки стінок труби, корозія подовжніх і поперечних зварних стиків, гофри, накладні елементи, вантозы, засувки.

4.2. *Діагностика технічного состоянія магістральних нефтепроводов.*

Технічні заходи з підготовки і проведення обстеження технічного стану нафтопроводів поверхневими засобами диагностики з оцінкою їх технічного стану здійснюється з соблюдением нормативних документів:

- *«РД 39- 0147103 372 86 Інструкція по обстеженню коррозійного стану магістральних нафтопроводів»;*
- *Інструкціями з експлуатації відповідних технічних засобів.*

За наслідками обстеження мають бути вирішені такі завдання:

- *оцінка технічного стану підземних нафтопроводів;*
- *планування заходів щодо технічного обстеження і ремонту нафтопроводів;*
- *діагностичне обстеження магістрального нафтопроводу внутритрубными засобами технічної діагностики (СТД).*

Зовнішнє обстеження корозійного стану нафтопроводів содержит:

- *збір і аналіз статистичних даних про умови експлуатації обследуемого ділянки нафтопроводу (характеритсика нефтепровода, наявність зон дії блуючих струмів, характеристика грунтів на трасі, зведення про роботу засобів ЕХЗ і величину захисної різниці потенціалів «труба-земля» за весь термін служби нефтепровода, аварійні ситуації на нафтопроводі);*
- *попереджувальне виявлення корозійно-небезпечних ділянок нефтепровода за аналізом статистичних даних і відмітка їх на робочій схемі траси;*
- *проведення вимірювань електрометрій на трасі обследуемого ділянки нафтопроводу;*
- *обстеження стану ізоляційного покриття нафтопроводу прибором для дослідження пошкоджень;*

- *шурфування по місцю виявлення дефектів в ізоляційному покрытии для оцінки загального стану покриття і тіла труби;*
- *оформлення акту обстеження і складання рекомендацій по проведению протикорозійних заходів.*

При проведенні обстеження всі результати заносяться в журнал по соответствующим формах.

За наслідками обстеження розробляються рекомендації для проведення заходів з повного захисту нафтопроводу від корозії, а саме:

- *споруда додаткових заходів захисту від підземної корозії;*
- *підвищення струмів захисту нафтопроводу існуючими средствами;*
- *заміна ізоляційного покриття окремих ділянок нефтепроводов.*

На підставі всіх матеріалів оформляють загальний акт обстеження коррозийного стану ділянки нафтопроводу, до якого додаються всі документы по обстеженню і наказ ПМН про проведення обстеження. Акт обследования затверджується головним інженером РНУ.

Діагностичне обстеження внутрішньотрубними засобами технической діагностики (СТД) забезпечує:

- *виявлення відхилення від вихідної геометрії нафтопроводу (висота гофр, вм'ятини, опуклості, овальність, радіуси поворотів);*
- *визначення змін товщини стінки труби (корозійні повреждения внутрішньої і зовнішньої стінки труби, тріщини з различной орієнтацією, подряпини, щербини);*
- *визначення дефектів зварних швів нафтопроводів;*
- *виявлення розшарування металу труб і сторонніх включень в металл і зварювальних з'єднаннях.*

Періодичність діагностичного обстеження внутрішньотрубними СТД визначається відповідно до «Тимчасовій інструкції по «діагностуванню засобів Лайнолог, що діють».

Засоби технічної діагностики містять в собі автономний прилад або прилад дефектоскоп, який пропускається по нафтопроводу в потоці нафти і стаціонарні засоби обробки інформації з цифровими і другими відеоконтрольними пристроями.

Для визначення відхилень від вихідної геометрії труби используются калібрувальні системи типу АСДТ, прилади калібру (СЬК) і профилемиры типу «Каліпер».

Дефектоскопія стану стінок труби може здійснюватися пропущением ультразвуковий дефектоскопів типу «Ультраськан», магнітного дефектоскопа типу «Лайнолог» і тому подібне

Роботи по діагностуванню трубопроводів СТД здійснюються подразделениями організацій, які експлуатують нафтопроводи і оснащені відповідними технічними засобами і мають дозвіл на проведение контролю неруйнівними методами об'єктів магістральної транспортировки нафти.

4.3. *Принцип дії магнітного дефектоскопа.*

Метод магнітної дефектоскопії полягає в намагніченні стінок трубопроводу до стану насичення і вимірювання магнітної індукції поблизу намагніченої ділянки. Намагнічення здійснюється за допомогою постійних магнітів в напрямі, який збігається з подовжньою віссю трубопроводу. Величина магнітної індукції, зміряна над бездефектній ділянці, несе інформацію про товщину стінки трубопроводу. Наявність тріщин або дефектів, пов'язаних з втратою металу (корозія, риски), приводить до зміни величини і характеру розподілу магнітної індукції.

Магнітне поле є настільки могутнім, що воно розповсюджується за межі зовнішньої поверхні стінки трубопроводу, що забезпечує повнішу діагностику. Тому магнітний дефектоскоп має можливість определить не тільки дефекти в стінці труби, але і металеві предмети, розташовані поблизу зовнішньої поверхні труби: муфти, латки, кожухи і тому подібне

Для визначення розмірів дефектів і їх місцеположення на внутрішній або зовнішній поверхні труби дефектоскоп обладнаний датчиками два различных типів.

Датчики високого рівня типу 1 (датчики Холу) є основними і призначені для визначення точного вимірювання втрат металу і поперечних тріщин, а також реєстрації аномалій в поперечних стиках. Вони є пасивними датчиками, розташованими між полюсами електромагнітів (*див. рис. 4.2*).

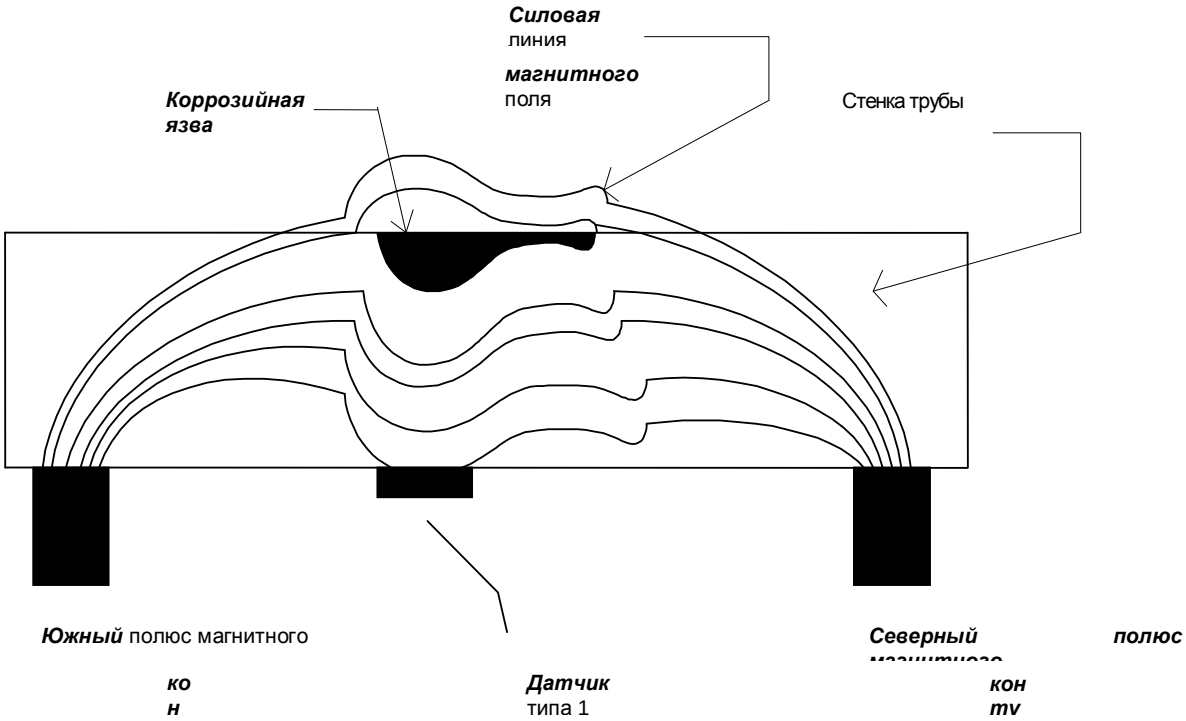

***Рис. 4.2** – Принцип реєстрації сигналів датчиками типу 1*

Принцип реєстрації сигналів датчиками типу 1:

- *магнітне поле високої щільності потоку проходить паралельно стінці труби;*
- *лінії магнітного поля будуть відхиляться, якщо на внутрішній або зовнішній поверхні труби є втрата металу;*
- *датчики типу 1 реєструють магнітне поле (магнітну индукцию).*

Інформація, яка поступає з датчиків типу 1, дозволяє зробити вывод про те, розташовані або дефекти на внутрішній або зовнішній поверхности трубопроводу.

Для визначення місцеположення втрати металу призначені датчики типу 2. У нижню частину датчиків цього типу вмонтовані невеликі магниты. Вони створюють локальне магнітне поле, сфера дії якого позволяет визначити наявність особливостей тільки в області внутрішньої стінки труби

Розміри дефектів визначаються за характеристиками розсіяних магнитных полів за допомогою спеціальних розроблених математичних моделей.

Кутове положення зареєстрованих особливостей трубопроводу определяется за допомогою маятникової системи.

Система вимірювань відстаней працює на підставі принципу регистрации імпульсів одометрических коліс:

- *магнітне поле низької щільності потоку проходить перпендикулярно стінці труби;*

- *лінії магнітного поля будуть відхиляться тільки у разі, коли на внутрішній поверхні труби є втрата металу;*
- *датчики типу 2 реєструють будь-яке відхилення силових ліній магнитного поля.*

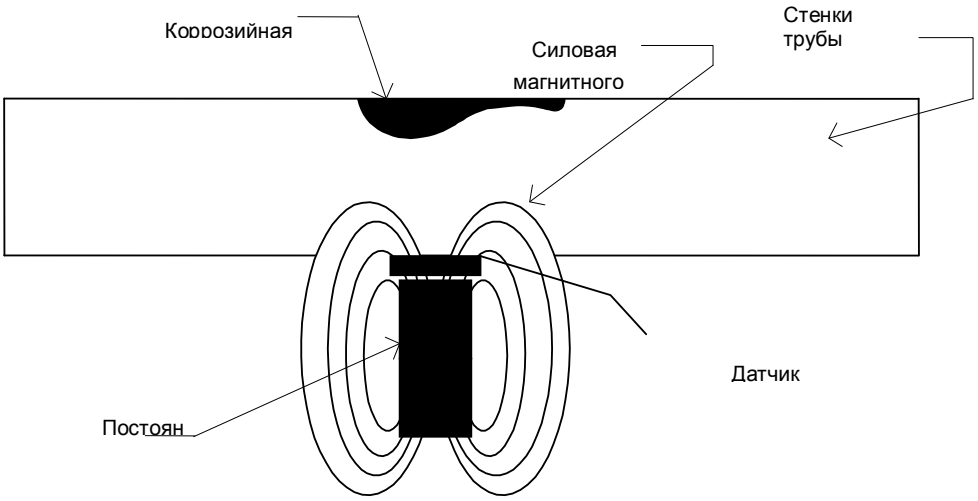

***Рис. 4.3** – Принцип реєстрації сигналів датчиками типу 2*

Прив'язка дефектів проходить до найближним крапок-орієнтирів (маркерных пунктів, засувкам, вантозам), а також до найближчих поперечних кільцевих зварних стиків.

Після пропуску дефектоскопа носії з первинною діагностичною інформацією доставляються у відділ аналізу, де дана інформація транслируется за допомогою спеціальних програм і записують на носієві прямого компакт-диска (CD-ROM) у вигляді, зручному для візуального аналізу і обработки. У такому вигляді діагностична інформація обробляється на компьютерах фахівцями експертами.

Завершальною фазою процесу обробки даних діагностування є проведення розрахунків, передремонтна класифікація дефектів і выпуск технічного відліку.

4.4. *Принцип дії ультразвукового дефектоскопа.*

Ультразвуковим дефектоскопом є автоматизований внутрішньотрубний діагностичний прилад, призначений для обстеження трубопроводів з метою визначення дефектів стінки труби методом ультразвуковой толщинометрии радіально встановленими ультразвуковими датчиками.

Ці датчики працюють по методу занурення, суть якого полягає в тому, що простір між датчиками і об'єктом обстеження повністю заповнена рідиною. Після випромінювання датчиком ультразвукової датчика, проходить віддзеркалення ультразвуковим сигналу спочатку від внутрішньої, а потім від зовнішньої стінки труби. Відбиті сигнали фіксуються цим же ультразвуковым датчиком.

Час приходу першого відбитого сигналу, при видимій швидкості розповсюдження ультразвука в рідкому середовищі, перетворюються на відстань від датчика до внутрішньої поверхні стінки труби (stand-off).

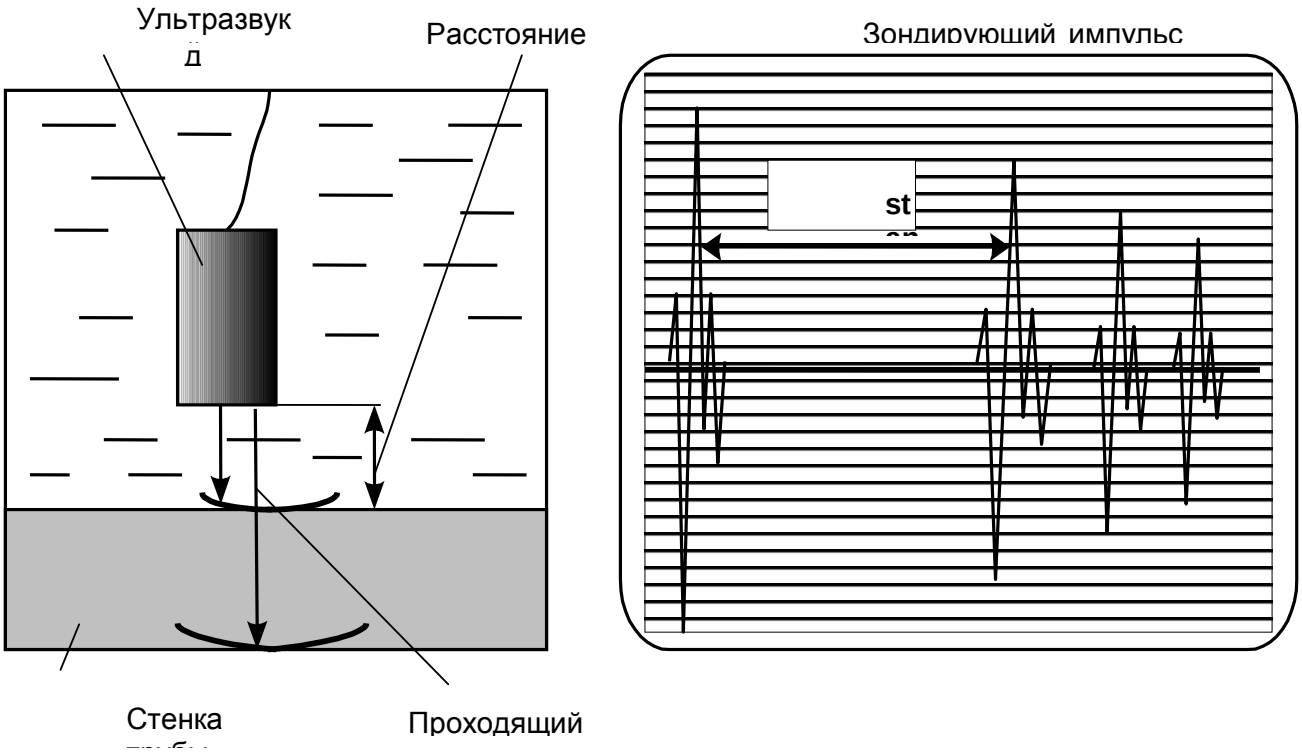

***Рис. 4.4** – Принцип роботи радіально встановлених ультразвукових датчиків*

Час приходу другого відбитого сигналу, при відомій швидкості розповсюдження звуку в металі, перетворюється на товщину стінки труби (wall thickness).

У загальному випадку визначається місцеположення корозії, яка виявляється у вигляді зменшення товщини стінки, при аналізі відстані між датчиком і стінкою труби:

- *якщо відступ збільшується, то дефект інтерпретується, як внутрішня втрата металу;*
- *якщо відступ залишається незмінним, то дефект интерпретируется, як зовнішня втрата металу.*

Ультразвуковий сигнал відбивається також і від різних неоднородностей в металі стінки труби, що дозволяє том самим визначати окрім зовнішніх або внутрішніх втрат металу різного роду внутрішньостінних несплошностей, шлакових і інших чужорідних включень.

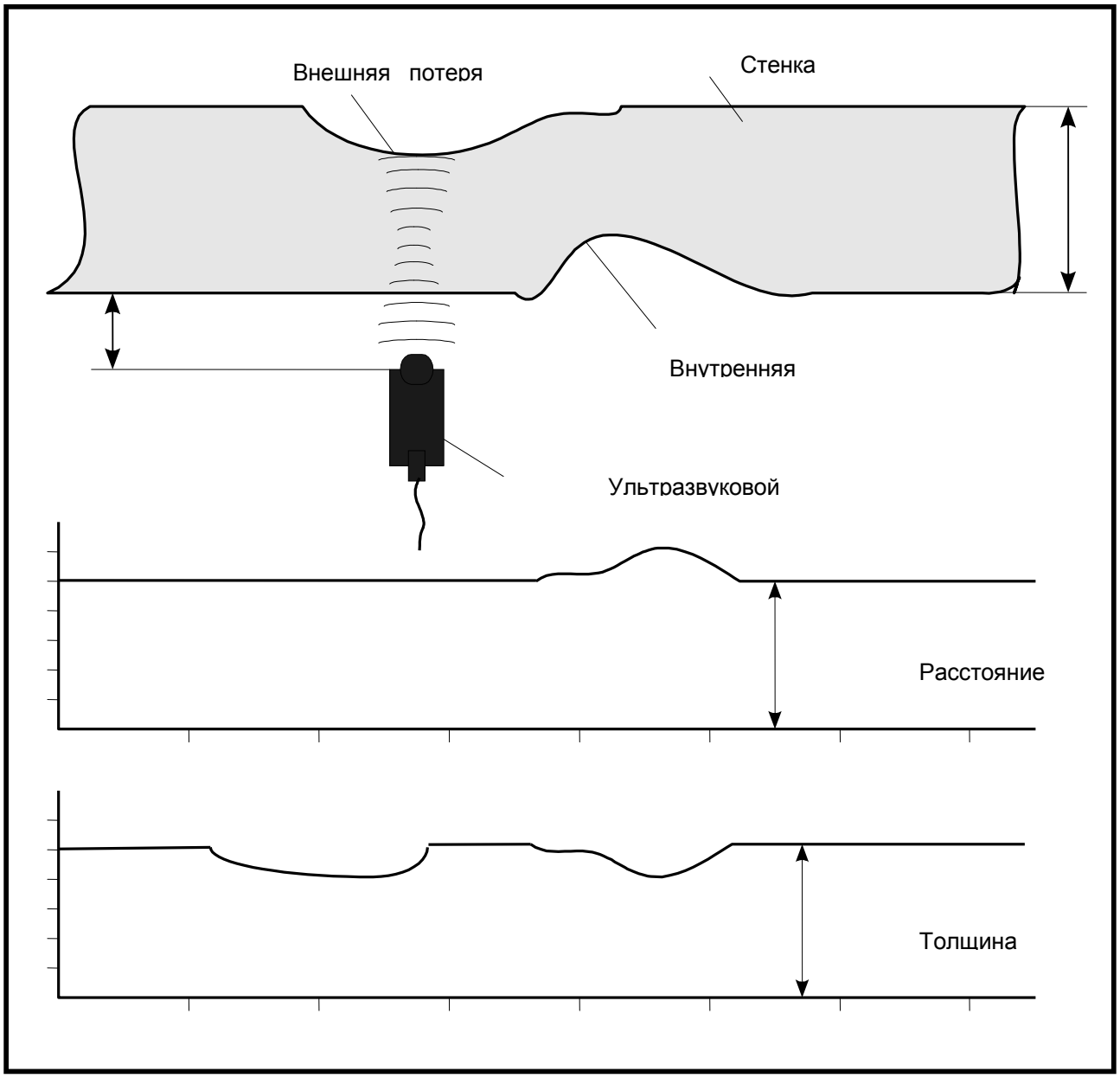

***Рис. 4.5** – Вимірювання корозії*

Ультразвуковий дефектоскоп оснащений системою ухвалення-передачі електромагнітних сигналів низької частоти (22 *Гц*) з метою локалізації снаряда в трубопроводі (при передачі сигналів), а також отримання по дистанції відміток маркерних пунктів (при ухваленні сигналів зовнішнього передавача) для прив'язки дефектів до наземної поверхні.

Прив'язка дефектів проводиться до точок орієнтирів (маркерних пунктов, засувок, вантозов), а також до найближчих поперечних кільцевих сварным стиків.

Система вимірювання пройденої відстані працює на підставі регистрации імпульсів одометрических коліс.

Після прогону дефектоскопа носії з первинною діагностичною информацией доставлються до відділу аналізу, де дана інформація транслируется за допомогою спеціальних програм і записується на носієві прямого доступа компакт-диска (CD-ROM) у вигляді зручному для візуального аналізу і обробки. У такому вигляді діагностична інформація обробляється на комп'ютерах фахівцями-експертами.

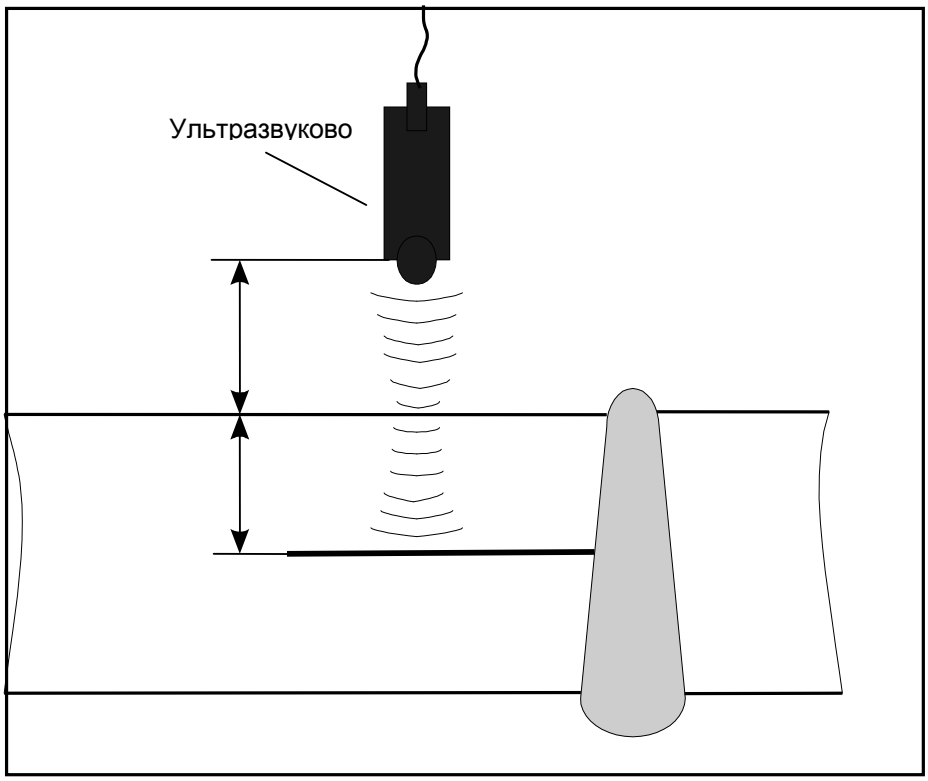

***Рис. 4.6** – Вимірювання розшарування*

4.5. *Принцип дії профилемера.*

Профілемер призначений для реєстрації дефектів геометрії трубопроводу. Для вимірювання прохідного перетину і дефектів геометрії трубопроводу на секції з електронікою встановлена вимірювальна система, яка складається з декількох незалежних сенсорів рівномірно розташованих по кругу виробу і таких, що мають безпосередній контакт з внутрішньою стінкою трубопроводу.

Сенсором є важіль. На вісі сенсора встановлений датчик Холу, чутливий до кутового положення сенсора. При контакті з геометричною неоднорідністю стінки трубопроводу, сенсор міняє своє кутове положення, яке відстежується електричним сигналом датчика. Таким чином, профилемер дозволяє визначити конструктивні елементи трубопроводу, зварні стики, а також дефекти геометрії труби (гофри, вм'ятини, овальність).

Слід відмітити, що поперечні зварні стики, як правило супроводяться напливами на внутрішній поверхні трубопроводу, що виникають при проведенні зварних робіт. Наявність таких напливів, а також зсуви кромок зварних труб дозволяють зареєструвати стики.

Окрім вимірювальної системи дефектоскоп оснащений системами:

- *визначення кутового положення зафіксованих особливостей трубопроводу;*
- *принятие–передачи електромагнітних сигналів низької частоти (22Гц) з метою локалізації снаряда в трубопроводі (при передачі сигналів) і з метою отримання відміток маркерних пунктів;*
- *визначення пройденої відстані.*

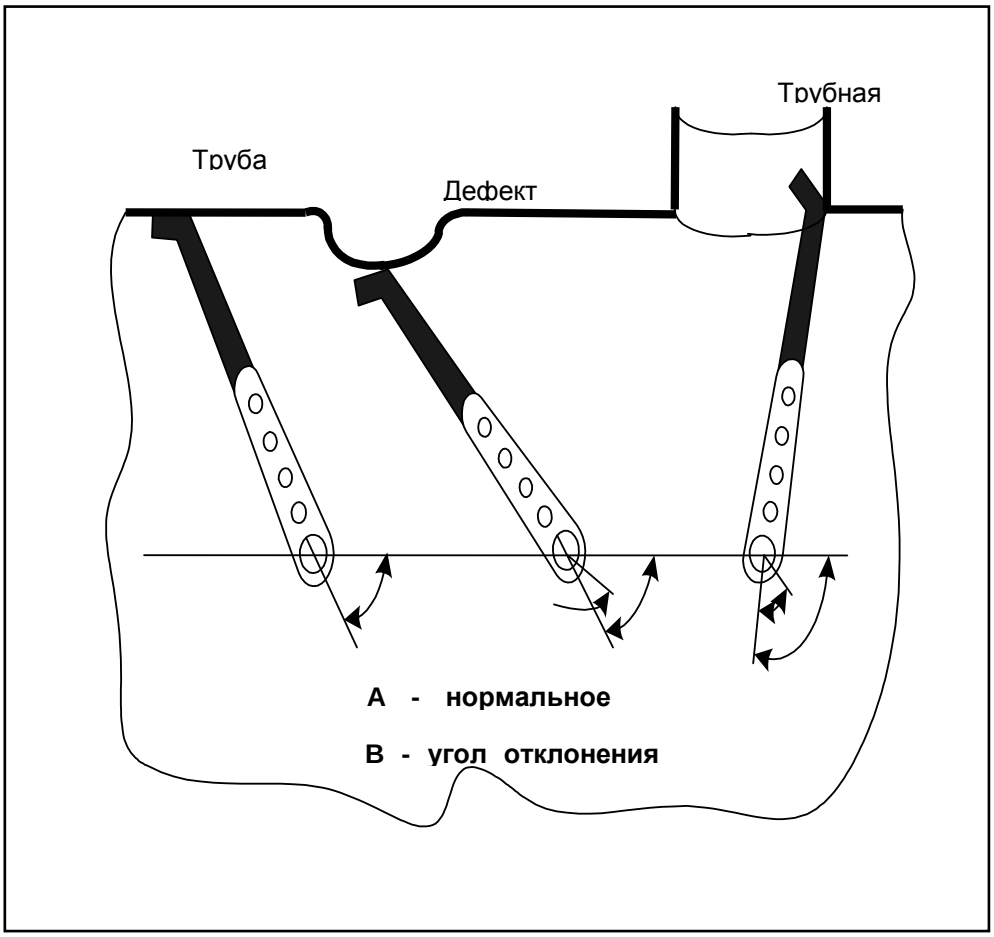

***Рис. 4.7** – Принцип вимірювання внутрішньої геометрії трубопроводу багатоканальним профилемером*

Після проведення прогонів дані діагности переписуються на пристрої тривалого зберігання інформації. Обробка даних діагностування є процесом інтерпретації визуализованной інформації з метою ідентифікації особливостей

трубопроводу з подальшим зберіганням результатів в електронної бази даних і виконується на персональних комп'ютерах з використанням ліцензійного програмного забезпечення фахівцями, які пройшли відповідну професійну підготовку.

Завершальною фазою процесу обробки даних діагностування є проведення розрахунків на міцність, передремонтна класифікація дефектів і випуск технічного звіту.

4.6. *Технічні характеристики пристроїв внутрішньотрубної диагностики.*

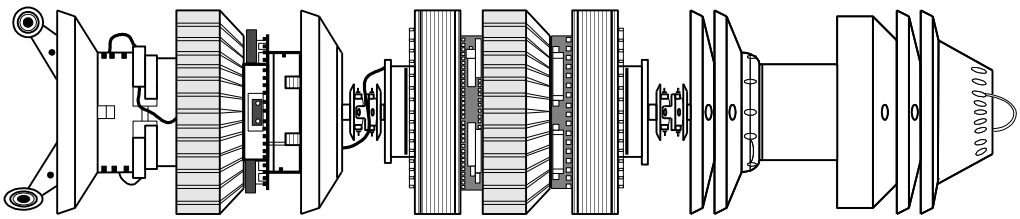

Рис. 4.8 – *Схема магнітного дефектоскопа*

Таблиця 4.1– *Технічна характеристика магнітного дефектоскопа.*

№ п/п	Назва характеристики	Значення	Одиниці вимірювання
1.	Номінальний діаметр трубопроводу (Dн)	377	мм
2.	Товщина обстежуваної стінки трубопроводу (t)	6 ÷ 16	мм
3.	Допустима швидкість	0,2 ÷ 4	м/с

	переміщення по трубопроводу		
4.	Діапазон температури середовища експлуатації	0 ÷ 50	^{0} З
5.	Діапазон робочого тиску, що рекомендується	0,5 ÷ 8,0	Мпа
6.	Максимальний робочий тиск	8,5	Мпа
7.	Мінімальний прохідний діаметр трубопроводу	85	% Dн
8.	Мінімальний прохідний радіус трубопроводу	3	Dн/900
9.	Довжина дефектоскопа	2930	мм
10.	Вага дефектоскопа	355	кг

11.	Кількість секцій	4	
12.	Максимальна довжина обстежуваної ділянки	120	км.
13.	Час безперервною роботи в режимі реєстрації даних	180	годинника
14.	Кількість датчиків (Типу 1/Типа 2)	132/132	
15.	Величина кроку вимірювання в подовжньому напрямі	3	мм
16.	Поперечна відстань між датчиками	8	мм
17.	Визначення внутрішніх і зовнішніх дефектів	Так	

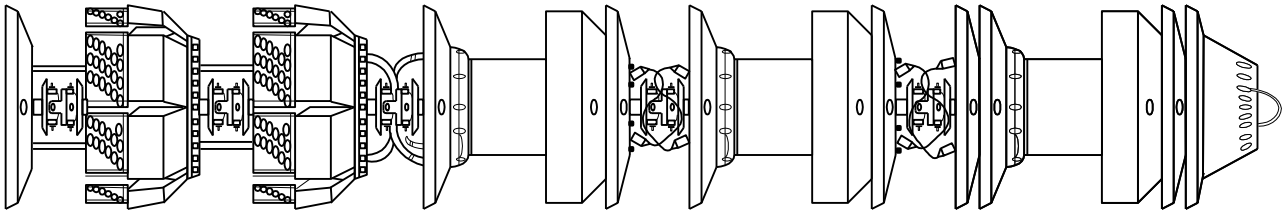

***Рис. 4.9** – Схема ультразвукового дефектоскопа*

***Таблиця 4.2** – Технічна характеристика ультразвукового дефектоскопа.*

№ п/п	*Назва характеристики*	**Значення**	**Одиниці вимірювання**
1.	Номінальний діаметр трубопроводу (Dн)	377	мм
2.	Товщина обстежуваної стінки трубопроводу (t)	3,5 ÷ 23,5	мм
3.	Допустима швидкість переміщення по трубопроводу	0,2 ÷ 1,3	м/с
4.	Діапазон температури середовища експлуатації	0 ÷ 50	^{0} З
5.	Діапазон робочого тиску, що рекомендується	0,5 ÷ 8,0	Мпа
6.	Максимальний робочий тиск	8,5	Мпа

7.	Мінімальний прохідний діаметр трубопроводу	85	% Dн
8.	Мінімальний прохідний радіус трубопроводу	3	Dн/900
9.	Довжина дефектоскопа	4125	мм
10.	Вага дефектоскопа	450	кг
11.	Кількість секцій	3	
12.	Максимальна довжина обстежуваної ділянки	140	км.
13.	Час безперервною роботи в режимі реєстрації даних	69	годинника
14.	Кількість датчиків	144	
15.	Величина кроку вимірювання в подовжньому напрямі	3,3	мм
16.	Поперечна відстань між датчиками	7,9	мм
17.	Визначення внутрішніх і зовнішніх дефектів	Так	

18.	Погрішність визначення місцеположення дефекту:		
	Відносно найближнего кільцевого стику	± 0,2	м
	по кругу	± 15	град.

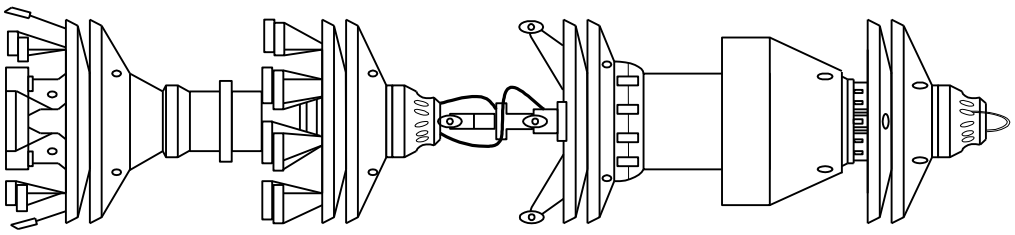

***Рис. 4.10** – Схема профилемера*

***Таблиця 4.3** – Технічна характеристика профилемера.*

№ п/п	*Назва характеристики*	**Значення**	**Одиниці вимірювання**
1.	Номінальний діаметр трубопроводу (Dн)	377	мм
2.	Товщина обстежуваної стінки трубопроводу (t)	0,1 ÷ 2,5	м/с
3.	Діапазон температури середовища експлуатації	0 ÷ 50	^{0} З
4.	Діапазон робочого тиску, що рекомендується	0,5 ÷ 8,0	Мпа

5.	Максимальний робочий тиск	8,5	Мпа
6.	Мінімальний прохідний діаметр трубопроводу	70	% Dн
7.	Мінімальний прохідний радіус трубопроводу	1,5	Dн/900
8.	Довжина дефектоскопа	2520	мм
9.	Вага дефектоскопа	150	кг
10.	Кількість секцій	3	
11.	Максимальна довжина обстежуваної ділянки	350	км.
12.	Час безперервною роботи в режимі реєстрації даних	50	годинника

13.	Кількість датчиків	16	
14.	Погрішність визначення місцеположення дефекту:		
	Відносно найближнего кільцевого стику	± 0,25	м
	по кругу	± 15	град.

5. Питання охорони праці

5.1. Охрана праці на підприємстві.

На об'єктах ППДМН важливого значення надають питанням охорони праці. У Черніговськом РНУ за це безпосередньо відповідає інженер з охорони праці. За його ініціативою і під його керівництвом в РНУ і на кожній НПС, які входять в його склад, обладнані кабінети по охороні праці. Тут знаходиться література по питаннях охорони праці і техніці безпеки, для проглядання учбових відеофільмів встановлений відеомагнітофон з телевізором і найближчим часом передбачається поповнення відеокасет із записом інструктажів по проведенню різного роду робіт. Перед тим, як приступити до виконання робіт, при яких виникає потенційна небезпека життя або здоров'ю обслуговуючого персоналу, проводяться інструктажі по техніці безпеки. Для попередження травматизму і для закріплення працівниками знань по техніці безпеки на підприємстві розроблений план-графік проведення перевірки знань по техніці безпеки. Тому, завдяки цим заходам, наявності попереджувальних знаків, а також завдяки виконання працівниками правил техніки безпеки на підприємстві ось вже 10 років немає нещасних випадків, а також випадків травматизму.

До небезпечних чинників на виробництві відносяться:

- *підвищений рівень звукового тиску;*
- *підвищений рівень вібрації;*
- *висока концентрація шкідливих речовин в повітрі робочої зони;*
- *джерела високої температури;*
- *устаткування, яке працює під електричним струмом;*
- *роботи, які проводяться на висоті.*

Підвищений рівень звукового тиску і вібрації приводить до виникнення шумової і вібраційної хвороби, тому на виробництві здійснюється постійний контроль рівнів звукового тиску і вібрації. Аналіз проведених вимірювань показує, що підвищений рівень звукового тиску спостерігається тільки в механічній майстерні при виконанні робіт на фрезерному верстаті (рівень звукового тиску складає 108 *дБ* при допустимому 85 *дБ*) і в насосному залі НПС, при включеній вентиляції і роботі магістральних насосів (рівень звукового тиску складає 96 *дБ* при допустимому 85 *дБ*). У всіх інших приміщеннях рівень шуму не перевищує допустимого значення. Рівень вібрації при жодному з проведених вимірювань не перевищував допустимого значення завдяки тому, що насоси встановлені на основах, що віброгасять.

При виконанні технологічних процесів, а також при виконані допоміжних робіт на НПС є ділянки, де відбувається викид шкідливих речовин в

повітря робочої зони (пил, пари вуглеводень і ін.). Характеристика джерел, з яких відбувається викид забруднюючих речовин в повітря на НПС приведені в *таблиці 5.1.*

***Таблиця 5.1** – Джерела викиду забруднюючих речовин в повітря на НПС.*

№ п/п	Об'єкт	Річний фонд часу	Річний оборот нафти	Шкідливі вещества	Елемент викиду загрязнений
1	Резервуарний парк		1млн 400т. тонн	пари нафти	предохрани-тельные кла-паны КДС-3000
2	НПС №2: насоси НМ 2500-230	760		Сероводо-род, преде-льные угле-воды	торцеві двух-сторонние ущільнення насосів, а потом через хутро. вытяжную вентиляцию
3	НПС №1: насоси 14н12-2 ЦНС 300-400 14 Ндснм.	48 800 4500		Сероводо-род, преде-льные угле-воды	торцеві двух-сторонние ущільнення насосів, а потом через хутро. вытяжную вентиляцию
4	Збірка витоків нафти підз. рез-р V=50 м3	600	200 тонн	сірководень граничні углеводород	механічна витяжна вентиляція
5	Збірка витоків конденсату подз. рез-р V=2.4 м3	4320	45 м3 конденсату	пари бензину (основа конденсату)	дыхательный клапан
6	Збірка відтоків від майданчика пуску-прийому ОП НПС №1 подз. рез-р	180	60 м3	пари нафти	відкритий люк

№ п/п	Об'єкт	Річний фонд часу	Річний оборот нафти	Шкідливі вещества	Елемент викиду загрязнений
	V=15 м3				
7	Збірка відтоків від майданчика пуску-прийому ОП НПС №2 підз. рез-р V=50 м3	320	32 м3	пари нафти	відкритий люк
8	Склад ПММ, подз. рез-ры: бензин V=10 м3 бензин V=50 м3 бензин V=5 м3 дизпаливо V=5 м3 дизпаливо, надз. рез-р V=100 м3 масло: 2 рез-ри V=5 м3		20 тонн 100 тонн 20 тонн 35 тонн 120 тонн 3 тонни	вуглеводневі, сероводород, бензин нафтовий	дихальний клапан: D=50 мм D=50 мм D=50 мм D=50 мм D=100 мм люк D=500 мм
9	Камера фільтрів грязе-улавливатель майданчика №1 (фільтри трубча-тые)	3		пари нафти, сероводород, предельные вуглеводень	при ремонтних роботах (чищення фільтрів) пло-щадь випаровування 1 м2
10	Ділянка обслуговування автомобілів	30		оксиди азоту, углероду, сірі, раз-личных углеводород	примусова витяжна вентиляція
11	Ділянка електрозварювання	250		оксиди заліза і марганцю	місцева витяжна вентиляция

№ п/п	Об'єкт	Річний фонд часу	Річний оборот нафти	Шкідливі вещества	Елемент викиду загрязнений
12	Акумуляторна	750		пари сарною кислоти	механічна витяжна вентиляція
13	Ділянка заточування інструментів верстат Dкр=400 мм	95		механічний пил	індивідуальний масляный пиловловлювач
14	Ділянка переробки деревини, два верстати	320 і 400		деревинний пил	циклон Гипродревпрома (D=600 мм)
15	Казан битумоварочный ветош фільтри	100	150 50	оксиди азоту, углероду, сажа	димар

При проведенні технологічних процесів на НПС існує небезпека отримати травму. Вид можливої поразки організму, ділянка можливої небезпеки і характеристика джерел небезпеки представлені в *таблиці 5.2.*

***Таблиця 5.2** – Характеристика небезпечних чинників на НПС*

Вид поразки	Місце потенційної опас-ности	Характеристика источника поразки
Поразка електричним струмом	Зварна ділянка Залу електродвигунів Електроустаткування	F=50 Гц, U=380В, I=10а F=50 Гц, U=6 В, I=120а F=50 Гц, U=380В, I=10а
Отруєння парами	Колодязі Резервуар Насосний зал	Пари вуглеводень Пари вуглеводень Пари вуглеводень
Опіка	Бойлерна	t= 180 0С
Падіння з висоти	Резервуар	Н= 12,5 м
Поразка від дії високого тиску	Трубопроводу Насосною залу Замочна арматура	Р= 14(40 кГс/см2 Р= 40 кГс/см2 Р= 14(40 кГс/см2

Для забезпечення нормальних умов праці необхідно у виробничих приміщеннях створити відповідні метеорологічні умови. Нормування метеорологічних умов робочої зони відбувається відповідно до категорії виконуваних робіт.

Для створення необхідних умов праці, нормалізацію метеорологічних умов на робочому місці проводять за допомогою вентиляції. Насосний зал і зал

електродвигунів обладнані припливною, витяжною і підпірною вентиляційними системами, характеристика яких подана в *таблиці 5.3.*

Для нагріву повітря в «холодний» період року встановлені электро-калориферы. У «теплий» період року повітрообмін частково проходить через дефлектори, які встановлені на даху електрозалу.

Таблиця 5.3 – *Характеристика штучної вентиляції об'єктів НПС*

Приміщення	**Тип вентиляції**	**Вентиляційне устаткування**	**Кратність повітрообміну 1/рік**
Електрозал			
Насосний зал	**Підпірна**	**Ц 4 70**	**6-7**
	Пріточна	**Ц 4 70**	**6-7**
Механічна	**Витяжна**	**Ц 4 70**	**6-7**
майстерня	**Пріточна**	**Ц 4 - 70**	**5-6**
	Витяжна	**Ц 4 70**	**5-6**
Хімічна лабораторія	**Місцева**	**Витяжна шафа**	**—**
Адміністративне приміщення	**Місцева**	**Кондиціонер**	**—**

Для поліпшення побутових умов на НПС існують санітарно-побутові приміщення: вбиральні, душові, туалети, місця для куріння, приміщення для зберігання і обробки спецодягу.

Для створення нормальних умов зорової роботи встановлюються значення оптимальної освітленості.

Проведені вимірювання освітленості показали, що її рівень відповідає нормативним значенням. Результати вимірювань приведені в *таблиці 5.4*

При проведенні робіт, які пов'язані з обслуговуванням основного і допоміжного устаткування, велику роль по попередженню травматизму, збереженню здоров'я людини і запобігання виникненню нещасних випадків, грають засоби індивідуального захисту. Перелік шкідливих виробничих чинників і засобу індивідуального захисту приведені в *таблиці 5.5.*

Таблиця 5.4 – *Характеристика освітленості робочих місць об'єктів НПС.*

Найменування об'єкту	**Розряд здоровой роботи**	**Загальна освітленість, *лк***		**Комбінована освітленість, *лк***	
		факт	**нормативи**	**факт**	**нормативи**
Гараж	**Va**	**163**	**150**		
Операторна	**IV**	**400**	**400**	**206**	**150**
Насосна	**VI**	**400**	**400**	**150**	**150**
Залу електродвигунів	**VI**	**400**	**400**	**180**	**150**
Хімічна лабораторія	**II**	**400**	**400**	**330**	**300**

Захист тіла людини при роботі з електроустаткуванням, від поразки електричним струмом, захист органів дихання при роботі в місцях, де є випаровування шкідливих речовин, захист органів слуху від дії шуму з перевищенням гранично допустимого рівня – все це веде до збереження здоров'я людей.

Таблиця 5.5 – *Засоби захисту від дії шкідливих чинників.*

Шкідливий виробничий чинник	**Призначення засобу індивідуального захисту**	**Назва засобу індивідуального захисту**
Поразка електричним струмом	Захист тіла	Діелектричні калоша, боти, рукавиці, монтерський інструмент з

Шкідливий виробничий чинник	Призначення засобу індивідуального захисту	Назва засобу індивідуального захисту
		ізолюючими ручками, переносні огорожі, захисні заземлення, спецодяг
Механічне пошкодження органів зору	**Захист органів зору**	**Захисний окуляр**
Отруєння шкідливими випарами	**Захист внутрішніх органів**	**Пріточна, витяжна, місцева витяжна вентсистема, протигази**
Пошкодження шкіряного покров	**Захист тіла**	**Тканини рукавиці, каски, спецодяг**
Шум з перевищенням гранично допустимого рівня	**Захист органів слуху**	**Проти галасливі вкладиші, антифони**

5.2. *Пожежна безпека.*

Нафта, яка перекачується по трубопроводу, є пожаронебезопасным речовиною. Крім того, в допоміжному обслуговуванні використовуються інші пожаронебезопасные речовини, тому до НПС ставляться додаткові вимоги по пожежній безпеці.

Для ліквідації пожеж на об'єктах НПС передбачена пожежна команда, у складі якої є спеціальні машини для гасіння пожеж на резервуарі. Крім того на території НПС розміщено сім протипожежних пунктів з необхідним набором засобів пожежогасіння.

Для гасіння пожеж на НПС окрім первинних засобів пожежогасінні є стаціонарна система піногасіння, яка включає:

- *пінну насосну;*
- *пожежну насосну;*
- *пожежні водоймища;*
- *растворопроводы по периметру резервуарного парку з відведеннями до резервуарів;*
- *растворопроводы на об'єкти НПС-1 і НПС-2;*
- *теплові предупредители в приміщеннях і на резервуарах типу ММ-1-90, ТРВ, НГ-103;*
- *прилад сигналізації в операторній НПС-1 і блоці сигналізації і управлінні НПС-2.*

Система піногасіння призначена для гасіння пожеж на таких об'єктах:

- *резервуарний парк;*
- *насосний зал НПС-1;*
- *насосний зал НПС-2;*
- *електрозал НПС-2;*
- *насосний зал підпірної насосною НПС-1;*
- *блок-бокс регуляторів тиску НПС-2.*

На НПС щомісячно проводять перевірку справності системи піногасіння. Проводиться ручне включення цієї системи і перевіряється час випуску піни, справність насосів, якість піни, вміст піноутворювачі і води в суміші.

Для захисту об'єктів НПС від попадання блискавки, всі об'єкти на території захищені молнеотводами, а на даху кожен з восьми резервуарів встановлено по чотири молнеприемника.

5.3. *Охорона навколишнього середовища.*

Для НПС є розроблений проект норм гранично допустимих викидів (ПДВ). При цьому розглянуто двадцять сім джерел викиду забруднюючих речовин, з яких проводяться викиди чотирнадцяти видів забруднюючих речовин. Значення ПДВ для цих речовин приведене в *таблиці 5.6.*

Таблиця 5.6– *Характеристики викидів в атмосферу.*

№ п/п	Назва речовин	ГДК, ОБУР	Клас опа-сности	Потужність викиду загрязняющих речовин
1	Оксид заліза	0,4	3	0,0055
2	Марганець і його з'єднання	0,01	2	0,0011
3	Свинець і його з'єднання, окрім тетраетилсвинець	0,001	1	0,0002
4	Двооксид азоту	0,085	2	0,0354
5	Оксид азоту	0,4	3	0,0058
6	Кислота сірчана по молекулі H_2SO_4	0.3	2	0.0006

№ п/п	Назва речовин	ГДК, ОБУР	Клас опа-сности	Потужність викиду загрязняющих речовин
7	Кремнію діоксид аморфний (Аєросил - 175)	0,02	3	0,0009
8	Сажа	0,15	3	0,0077
9	Сірчаний ангідрит	0,5	3	0,0105
10	Сірководень	0,008	2	0,0003
11	Оксид вуглецю	5	3	0,4415
12	Фториди, газоподібні	0,02	2	0,0011
13	Фториди погано розчинні неорганічні (фторид алюмінію і кальцію)	0,2	2	0,0009
14	Бутан	200	4	33,4475
15	Пентан	100	4	14,6356

№ п/п	Назва речовин	ГДК, ОБУР	Клас опа-сности	Потужність викиду загрязняющих речовин
16	Бензапирен (мкг/100м3)	0,0001	1	0,00001
17	Ангідрит бензойний (бензальдегид)	0,04	3	0,0004
18	Бензин (нафтовий, малосерчаный)	5	4	0,2871
19	Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.)	0,05	3	0,00001
20	Пил деревинний	0,1	3	0,0778
21	Пропан	65	4	43,9882
22	Вуглеводень ароматичний	0,2	3	0,0002
23	Вуглеводень неграничний	3	4	0,0009
24	Пил абразивно-	0,4	3	0,0009

№ п/п	Назва речовин	ГДК, ОБУР	Клас опа-сности	Потужність викиду загрязняющих речовин
	металевий			
25	**Вуглеводень граничний**	**65**	**4**	**0,0245**

Серед всіх об'єктів НПС основним джерелом забруднення є резервуарний парк, де викиди пари вуглеводень проходять за рахунок малих і великих дихань. Іншими джерелами є підпірна і магістральна насосні, допоміжні виробництва, які обслуговують процес перекачування (зварювальна ділянка, гаражі, лабораторія, ангар). За цими об'єктами ведеться постійний контроль.

Висновки

У ході виконання кваліфікаційної роботи бакалавра було розроблено

-системи діагностики і контролю проходження очисного пристрою по нафтопроводу з використанням ультразвукового індикатора типу УЛІС-А

-дозволяє автоматизувати процес виявлення пошкодження труби в результаті корозії стінок, виявляти якості зварних швів і проводити дистанційний контроль за процесом проходження очисного пристрою по нафтопроводу не привертаючи бригади супроводу.

Таким чином, можна зробити вивід, що запропоновані системи управління повністю задовольняє заданим показникам надійності і якості. Це свідчить про необхідність застосування даних систем очищення нафтопроводу.

Список джерел інформації

1. Методічні вказівки з організації самостійної роботи з курсу “Проєктування і експлуатація нафтобаз” для студентів спеціальності 7.090305 – Проєктування, спорудження та експлуатація газонафтопроводів і газонафтосховищ. ІФДТУНГ,2017.
2. Шишкин г.В. Довідник по проектуванню нафтобаз. – Л.: Недра,2018.
3. Конспект лекцій з дисципліни “Проєктування і експлуатація нафтобаз” (частина 1) для студентів спеціальності 7.090305 – Проєктування, спорудження та експлуатація газонафтопроводів і газонафтосховищ. ІФДТУНГ, 2015.
4. Конспект лекцій з дисципліни “Проєктування і експлуатація нафтобаз” (частина 2) для студентів спеціальності 7.090305 – Проєктування, спорудження та експлуатація газонафтопроводів і газонафтосховищ. ІФДТУНГ, 2015.
5. Тугунов П.І., Новоселов в.Ф. Типові розрахунки при проектуванні і експлуатації нафтобаз і нафтопроводів. Навчань. допомога для вузів. М., Надра, 2017.
6. Едігаров с.Г., Бобровський с.А. Проектування і експлуатація нафтобаз і газосховищ. М., Надра, 2016.
7. Мацкин л.А., Черняк і.Л., Ілембітов м.С. Експлуатація нафтобаз. Ізд.3., перераб. і доп. М., Надра, 2015.
8. А.И. Володимирський, Ю.М Дронговський, Л.А. Зайців, Ю.В. Ліванов. Автоматизація і телемеханизация магістральних нафтопроводів. М.: Надра, 2016.
9. Певзнер в.Б. Основи автоматизації нафтогазопроводів і нафтобаз. М.: Надра, 2015.
10. Лісафін В.П. Очисні споруди. Охорона довкілля. Навч. посібник, – Ів-Фр.: ДОП ІФДТУНГ, 2019.
11. N. V. P. R. Durga Prasad, T. Lakshminarayana, et al., “Automatic Control and Management of lectrostatic Precipitator”, IEEE Transactions on Industry Applications, pp. 561-567, Vol. 35, No. 3, May/June, 1999.
12. Ralf Joost and Ralf Salomon. “Advantages of fpga-based multiprocessor systems in industrial applications”. In 31st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2005). IEEE-I ECON, November 2015.
13. Hyman, Anthony. Charles Babbage, pioneer of the computer. — Oxford University Press, 2014.
14. Randell, Brian. The Origins of Digital Computers: Selected Papers.. — 2003.
15. Стахов Е.А. Очищення нефтесодержащих стічних вод підприємств зберігання і транспорту нафтопродуктів. – Л.: Надра, 2013.
16. Охорона праці в машинобудуванні: Підручник для машинобудівних вузов/ Е.Я. Юдін, С.В. Белов, С.К. Баланцев і др.; Під ред. Е.Я. Юдіна, С.В. Белова – 2-е видавництво, перераб. і доп. – М.: Машинобудування, 2013.