

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
(повне найменування вищого навчального закладу)

Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і робототехніки

(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій

(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

магістр

(ступінь вищої освіти)

на тему Розробка та дослідження автоматичного вузла обліку нафти

Виконав: студент 6 курсу, групи 601МЕ
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Рябуха Д.С.

(прізвище та ініціали)

Керівник Кожушко Г.М.

(прізвище та ініціали)

Рецензент Кислиця С.Г.

(прізвище та ініціали)

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Інститут Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і робототехніки
Кафедра Автоматики, електроніки та телекомунікацій
Ступінь вищої освіти Магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри автоматичної електроніки та телекомунікацій

О.В. Шефер

“ 03 ” вересня 2021 р.

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Рябусі Дмитру Сергійовичу

1. Тема проекту (роботи) «Розробка та дослідження автоматичного вузла обліку нафти».

керівник проекту (роботи) Кожушко Г.М., д.т.н., професор)

затверджена наказом вищого навчального закладу від “25” серпня 2021 року №688фа.

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 15.12.2021 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) робоче середовище – нафта; режим роботи – неперервний; максимальний діапазон – $0...300 \text{ м}^3/\text{год}$; щільність нафти – $700...950 \text{ кг/м}^3$; в'язкість нафти – 100 сСт ; вміст води в нафті – не більше 1%; вміст механічних домішок – 0,05 %; вміст парафіну – 6%; межа допустимої відносної похибки маси нетто нафти – 0,25 %; межа допустимої відносної похибки маси брутто нафти – 0,35 %

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Огляд існуючих систем обліку нафти. Показники якості нафти і засоби вимірювання для автоматичного контролю. Вимоги до розробки вузла обліку нафти. Розробка функціональної схеми вузла обліку нафти. Аналіз технологічного процесу як об'єкта керування. Вибір приладів і засобів автоматизації. Вибір і монтаж щитів. Вибір і монтаж закладних конструкцій, добірних пристроїв. Вибір і монтаж електропроводок. Монтаж виконавчих механізмів. Вибір закону регулювання і типу регулятора, розрахунок налаштування регулятора. Розрахунок економічної ефективності.

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

1. Огляд існуючих систем обліку нафти.
2. Функціональна схема системи автоматизації вузла обліку нафти.
3. Схема вхідних та вихідних параметрів вузла обліку нафти.
4. Схема кабельних проводок вузла обліку нафти.
5. Щит контрольно-вимірювальних приборів.
6. Дослідження контуру регулювання тиску.
7. Дослідження контуру регулювання витрати.
8. Дослідження контуру регулювання щільності.
9. Таблиця техніко-економічних показників.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Економіка	Григор'єва Олеся Володимирівна, к.е.н., доцент		

7. Дата видачі завдання 03.10.2021 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи			Примітка (плакати)
		Термін	Категорія	Відсоток	
1	Огляд існуючих систем обліку нафти	12.10.21		10%	Пл. 1
2	Показники якості нафти і засоби вимірювання для автоматичного контролю	15.10.21		20%	Пл. 2
3	Вимоги до розробки вузла обліку нафти	27.10.21	I	30%	Пл. 3
4	Розробка функціональної схеми вузла обліку нафти	02.11.21		40%	Пл. 4
5	Аналіз технологічного процесу як об'єкта керування. Вибір приладів і засобів автоматизації	12.11.21		50 %	Пл. 5
6	Вибір і монтаж щитів. Вибір і монтаж закладних конструкцій, добірних пристроїв	24.11.21	II	60%	Пл. 6
7	Вибір і монтаж електропроводок. Монтаж виконавчих механізмів	30.11.21		70%	Пл. 7
8	Вибір закону регулювання і типу регулятора, розрахунок налаштування регулятора	05.12.21		80%	Пл. 8
9	Розрахунок економічної ефективності	10.12.21		90%	Пл. 9
10	Оформлення магістерської роботи	15.12.21	III	100%	

Магістрант _____ Рябуха Д.С.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Кожушко Г.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

	стор.
ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	
1.1 Огляд існуючих систем обліку нафти	8
1.2 Показники якості нафти і засоби вимірювання для автоматичного контролю	15
1.3 Існуючі методи вимірювання показників нафти	20
1.4 Вимоги до розробки вузла обліку нафти	22
РОЗДІЛ 2 КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	
2.1 Розробка функціональної схеми вузла обліку нафти	26
2.2 Аналіз технологічного процесу як об'єкта керування	28
2.3 Вибір приладів і засобів автоматизації	29
2.4 Вибір і монтаж щитів	37
2.5 Розрахунок довжини контрольного кабелю, захисної труби і листового металу	39
2.6 Замовні специфікації на прилади та засоби автоматизації	40
2.7 Моніторинг стану засобів автоматизації	42
2.8 Нормування похибки каналу вимірювання	44
РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	
3.1 Вибір закону регулювання і типу регулятора, розрахунок налаштування регулятора	46
3.2 Віртуальні аналізатори якості у складі СВЯН	51
3.2.1 Функціональне призначення та типи віртуальних аналізаторів	53
3.2.2 Концепція віртуальних аналізаторів	55
3.2.3 Методи синтезу віртуальних аналізаторів	57
3.2.4 Віртуальний аналізатор для аналізованої системи	60
3.3 Віртуальна оцінка показника якості нафти	62
3.4 Алгоритм автоматичного регулювання технологічним параметром	65

РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Техніко-економічне обґрунтування	71
4.2 Визначення витрат на розроблення та дослідження автоматизованої системи обліку нафти	72
4.3 Розрахунок річного фонду роботи вузла обліку нафти	73
4.4 Розрахунок річної експлуатаційної вузла обліку нафти	75
4.5 Розрахунок поточних річних витрат	75
4.6 Розрахунок вартості машино–години роботи вузла обліку нафти	78
4.7. Розрахунок вартості технологічної операції на одиницю продукції	78
4.8 Розрахунок економічного ефекту від проведення модернізації	79
ВИСНОВКИ	81
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	82
ДОДАТКИ	

ВСТУП

Відомо, що автоматизація є одним із напрямів науково-технічного прогресу, застосування саморегулюючих технічних засобів, економіко-математичних методів і систем керування, які звільняють людину від участі в процесах отримання, перетворення, передачі і використання енергії, матеріалів або інформації, а також істотно зменшують ступінь цієї участі або трудомісткість виконуваних операцій. Автоматизація як процес вимагає додаткового застосування датчиків (сенсорів), пристроїв введення, керуючих пристроїв (контролерів), виконавчих пристроїв, пристроїв виведення, що використовують електронну техніку і методи обчислень, іноді копіюють нервові та розумові функції людини.

Сучасний рівень розвитку газотранспортної промисловості та постійне зростання потреби в блакитному паливі супроводжується розвитком і вдосконаленням газорозподільних станцій, що забезпечують безперебійну подачу нафти споживачу з необхідним тиском. При цьому, якщо експлуатаційні особливості, точність роботи та надійність вузлів системи, що є об'єктами контролю і керування (датчики, сигналізатори, вимірювачі, насоси, заслінки тощо), не будуть відповідати функціональним і комутаційним можливостям пристроїв мікропроцесорної техніки (контролери, операторські станції тощо), то не варто розраховувати на істотне поліпшення властивостей модернізованої системи.

Основними функціями автоматизованої системи є вимір та відображення необхідних технологічних параметрів, вимір і відображення поточних параметрів якості нафти (точка роси, вологість нафти).

До можливих шляхів підвищення ефективності виробництва відносяться отримання достовірної інформації з технологічних об'єктів для вирішення задач оперативного контролю, підвищення рівня автоматизації, точності та оперативності вимірювання параметрів, зменшення негативного впливу

людського фактору на роботу системи контролю, і як наслідок, можливості виникнення аварійних ситуацій.

Метою магістерської роботи є систематизація та поглиблення теоретичних та практичних знань в області проектування автоматизованих систем об'єктів нафтогазової галузі, розвиток навичок їх практичного застосування, теоретичних знань при вирішенні інженерних задач автоматизованого керування технологічним процесом в нафтогазовій галузі та розробка автоматичного обліку нафти.

Об'єктом магістерської роботи є система обліку нафти.

Предметом магістерської роботи є дослідження можливості контролю температури, тиску нафти та контроль збурюючих впливів.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати наступні завдання:

- виконати огляд існуючих систем обліку нафти; окреслити показники якості нафти і засоби вимірювання для автоматичного контролю; перелічити вимоги до розробки вузла обліку нафти.

- розробити функціональну схему вузла обліку нафти; виконати аналіз технологічного процесу як об'єкта керування;

- здійснити вибір приладів і засобів автоматизації, вибір і монтаж щитів, вибір і монтаж закладних конструкцій, добірних пристроїв, вибір і монтаж електропроводок, монтаж виконавчих механізмів;

- обрати закон регулювання і типу регулятора, розрахувати налаштування регулятора.

- виконати економічне обґрунтування запропонованої автоматизації вузла обліку нафти.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Огляд існуючих систем обліку нафти

Сьогодні заощадження енергоресурсів одна з найважливіших задач у всьому світі. Ефективність системи обліку нафти відіграє важливу роль в процесі транспортування нафти від свердловини до споживача. Виникають проблеми втрат як кількісних, так і якісних вимірів маси нетто сирової нафти.

Система вимірювання кількості і показників якості нафти (СВЯН) призначена для автоматизованого комерційного обліку товарної нафти прямим масово-динамічним методом, а також для визначення якісних показників нафти при веденні документів, призначених для операцій обліку товарної нафти між постачальником і споживачем на об'єктах нафтопереробки, а так само при проведенні обліково-розрахункових операцій при транспортуванні нафти і нафтопродуктів.

СВЯН призначені для:

- вимірювання в автоматизованому режимі з необхідною точністю витрати нафти;
- для визначення в автоматизованому режимі показників якості нафти (щільність, в'язкість, вміст вологи, тиск, температура);
- відбору об'єднаної проби за ДСТУ 4488:2005;
- видачі інформації, переданої засобами автоматизації, на комп'ютер і подальшого відображення її на автоматизованому робочому місці оператора (АРМ-оператора).

СВЯН виготовляються на базі об'ємних, масових або ультразвукових перетворювачів витрати.

До складу системи входять технологічна частина, система збору та обробки інформації, система керування елементами життєзабезпечення, які в свою чергу складаються з блоків, вузлів і пристроїв.

Технологічна частина включає:

Блок вимірювання і регулювання:

- блок вимірювання показників якості (БВК);
- блок вимірювальних ліній (БВЛ);
- вузли регулювання витрати і тиску;
- пробозабірний пристрій (ПЗП);
- технологічні та дренажні трубопроводи;

Блок стаціонарної турбопоршневої установки (ТПУ) або вузол підключення пересувної ТПУ;

Блок фільтрів (БФ).

Система збору та обробки інформації (ЗОІ):

Блок обробки інформації:

- щит інформаційно-обчислювального комплексу (ІОК);
- щит автоматичного захисту та сигналізації (АЗ та С);
- АРМ оператора, принтер.

Система керування елементами життєзабезпечення:

– Щит силовий (опалення, освітлення, пожежна сигналізація, вентиляція, система контролю загазованості тощо).

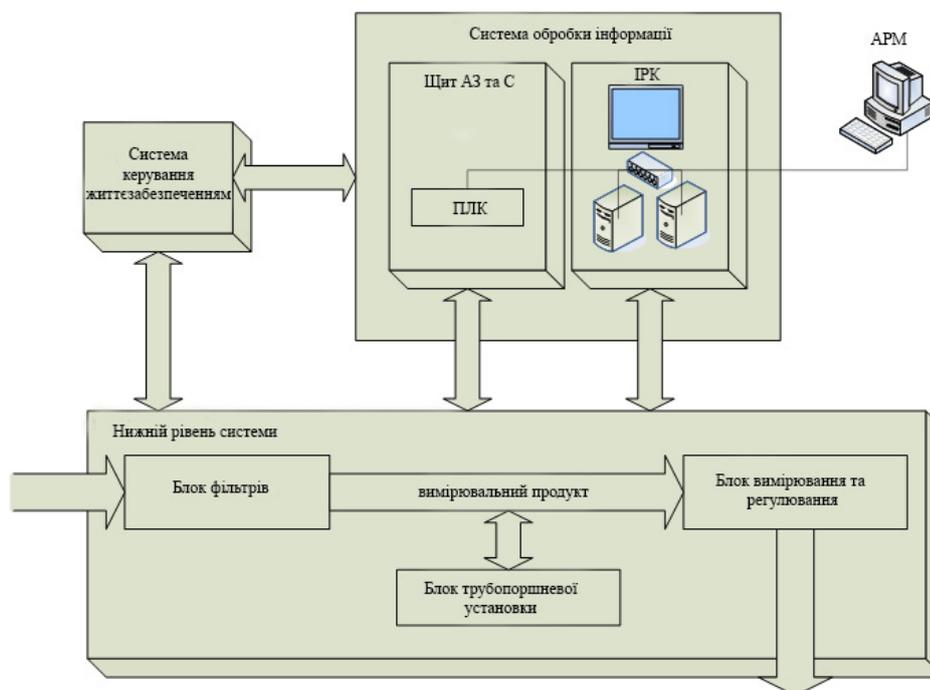


Рисунок 1.1 – Типова схема СВЯН

СВЯН забезпечує виконання в автоматичному режимі наступних вимірювань та обчислень:

- миттєвих значень:
- масової витрати через ВЛ, СВЯН;
- об'ємної витрати через БВК;
- щільності при температурі та тиску нафти в ВЛ і приведеної до стандартних умов при плюс 20 °С та плюс 15 °С;
- перепаду тиску на фільтрах БФ;
- температури в ВЛ, СВЯН, БВК, ПУ;
- тиску ВЛ, СВЯН, БВК, ПУ;
- об'ємної і масової частки води в нафти;
- маси бруто нафти по кожній ВЛ і СВЯН в цілому;
- маси нетто нафти по кожній ВЛ і СВЯН в цілому;
- середньозважених значень за звітний період:
- масової витрати через ВЛ;
- об'ємної витрати через БВК;
- щільності при температурі та тиску нафти в ВЛ і приведеної до стандартних умов при плюс 20 °С і плюс 15 °С;
- температури в ВЛ, СВЯН, БІК;
- тиску ВЛ, СВЯН, БІК;
- об'ємної і масової частки води в нафти;
- накопичених значень за звітний період:
- маси бруто нафти по кожній ВЛ і СВЯН в цілому;
- маси нетто нафти по кожній ВЛ і СВЯН в цілому.

СВЯН забезпечує:

- автоматичний відбір об'єднаної проби пропорційно обсягу перекачується нафти або пропорційно часу, ручний відбір точкової проби;
- автоматизоване виконання режиму контролю метрологічних характеристик робочих перетворювачів витрати (ПВ) по контрольній ділянці без порушення процесу вимірювання і без порушення роботи нафтопроводу,

оформлення та друк протоколів контролю метрологічних характеристик (КМХ);

- автоматизоване виконання режимів повірки та контролю метрологічних характеристик ПВ за допомогою повірочної установки без порушення процесу вимірювання і без порушення роботи нафтопроводу, оформлення та друк протоколів повірки та КМХ;

- контроль метрологічних характеристик та перевірка робочого та резервно-контрольного перетворювача витрати по пересувній ТПУ;

- гарантоване перекриття потоку і наявність пристрою контролю протікання (місцеве) запірної арматури, протікання якої можуть вплинути на достовірність механізації тваринницьких КМХ;

- контроль перепаду тиску на фільтрах (місцевий і дистанційний);

- автоматичний контроль, індикацію та сигналізацію граничних значень параметрів:

- витрати по кожній ВЛ, БІК;

- щільності нафти;

- вільного газу в нафті;

- тиску і температури в ВЛ, БІК, ПУ;

- перепаду тиску на фільтрах;

- зміст об'ємної частки води в нафті;

- індикацію і автоматичне оновлення даних вимірювань маси та масової витрати по кожній ВЛ і СВЯН в цілому, значень тиску по БВЛ і значення витрати, температури і тиску нафти в БІК, щільності нафти, вмісту води з виводом на дисплей;

- визначення маси нетто з використанням значень складових баласту, отриманих в аналітичній лабораторії з використанням результатів вимірювань поточного вологовимірювача (якщо маса нетто не визначена в автоматичному режимі);

- обробку і передачу в систему телемеханіки;

- автоматичне (програмне) і ручне керування автоматичним пробовідбірником;
- ручне введення значень щільності, температури і тиску при відмові датчиків або їх відсутності;
- зберігання введених в пам'ять ЗОІ постійних величин при відключенні електроенергії;
- можливість пломбування органів керування, за допомогою яких можна впливати на результати вимірювань;
- керування запірною арматурою, повірочної установкою;
- перевірка робочого перетворювача витрати по контрольно-резервному;
- формування звітів журналів показань засобів вимірювань, актів прийому-здачі нафти, паспорта якості нафти та інших необхідних документів з обліку нафти за заданий інтервал часу і по партіях нафти в автоматичному режимі і за запитом відповідно до рекомендацій по визначенню маси нафти при облікових операціях з застосуванням СВЯН;
- автоматичний облік та архівування журналу подій системи (перемикання, аварійні сигнали, повідомлення про помилки і відмовах системи та її елементів).

Нафта подається в блок вимірювальних ліній, де проводиться вимір кількості нафти за допомогою вимірювача маси. БВЛ складається з робочої і резервної лінії. При наявності стаціонарного піврічного пристрою, необхідність контрольної лінії відпадає. На вимірювальних лініях проводиться постійний контроль тиску та температури нафти. Перед вимірювачем маси передбачені фільтри з швидко замінними кришками. На фільтрах передбачений контроль стану фільтрів датчиком різниці тиску.

Запірна арматура, протікання якої можуть вплинути на достовірність облікових операцій, результати перевірки і контролю метрологічних характеристик перетворювачів витрати, результати перевірки ПУ по ПУ 1-го

розряду, передбачена з гарантованим перекриттям потоку і пристроєм контролю протікань (місцевим або дистанційним).

На виході СВЯН в разі, якщо можливе зниження тиску нижче значення, передбачений вузол регулювання тиску. Перед вимірювальними лініями, проводиться постійний забір проби нафти з метою визначення хімічного складу і характеристик нафти (щільність, в'язкість, вміст вологи тощо). Як один з варіантів, в БВК передбачена насосна схема відбору нафти з вхідного колектора для підтримки рівності швидкостей нафти на вході в пробозабірний пристрій і лінійної швидкості нафти у вхідному колекторі, а також у зв'язку з відсутністю можливості повернення нафти в технологічний трубопровід з меншим тиском. У блоці контролю якості нафти передбачена промивка окремих приладів контролю і лінії БВК в цілому. При необхідності повного спорожнення трубопроводів, передбачено скидання нафти в закриту дренажну систему.

У СВЯН входить також система збору та обробки інформації (ЗОІ), яка забезпечує автоматизоване виконання функцій збору, обробки, відображення, реєстрації інформації з обліку нафти і керування режимами роботи СВЯН.

Процедура визначення маси нафти з застосуванням СВЯН. Масу бруutto прийнятої і зданої нафти з застосуванням СВЯН визначають згідно за ДСТУ 4488:2005.

При прийомі-здачі нафти за показаннями СВЯН застосовують такі основні методи вимірювань:

- непрямий метод динамічних вимірювань з застосуванням перетворювачів об'ємної витрати (ПР), включаючи ультразвукові та потокові перетворювачі щільності;

- прямий метод динамічних вимірювань з застосуванням вимірювача маси.

При вимірах маси бруutto нафти непрямым методом динамічних вимірювань реєструють результати вимірювань:

- обсягу нафти (м^3), виміряного кожним робочим ПР в робочих умовах і зведеного до стандартних умов;
- обсягу нафти (м^3), зведеного до стандартних умов, виміряного СВЯН;
- щільності нафти ($\text{кг}/\text{м}^3$), яка вимірюється потоковими вимірювачам густоти, наведеної до умов вимірювань об'єму та до стандартних умов;
- маси бруто нафти (т), яка вимірюється на кожній робочій лінії і всієї СВЯН.

При вимірах непрямым методом динамічних вимірювань, масу бруто нафти обчислюють як добуток відповідних значень:

- обсягу і щільності нафти, приведених до умов вимірювань об'єму;
- обсягу і щільності нафти, приведених до стандартних умов згідно за ДСТУ 4488:2005.

При визначенні обсягу нафти застосовують ПВ (турбінні, лопатеві, роторні, ультразвукові тощо), перетворювачі тиску і температури, систему обробки інформації.

При визначенні щільності нафти застосовують потокові перетворювачі щільності, перетворювачі тиску і температури, систему обробки інформації.

На виході кожної вимірювальної лінії, на вході і виході повірочної установки встановлюють перетворювач тиску і манометр, перетворювач температури і скляний термометр. На вихідному колекторі СВЯН – перетворювач тиску і манометр.

У тому випадку, якщо в'язкість нафти впливає на характеристики ПР, в'язкість нафти визначають з періодичністю, зазначеної для методу вимірювань за ДСТУ 4488:2005.

У тому випадку, якщо на показання ПР вводять поправку за в'язкістю, її вимірюють поточковим віскозиметром.

При вимірах прямим методом динамічних вимірювань масу бруто нафти вимірюють вимірювачем маси і автоматично реєструють результати вимірювань маси нафти (в тонах), яка вимірюється кожним робочим вимірювачем маси та всієї СВЯН.

Визначення змісту баласту в нафти проводять у випробувальній лабораторії з використанням проб, що відбираються автоматичними пробовідбірниками або вручну відповідно до ДСТУ 4488:2005.

Масу нетто нафти M_H , т, обчислюють як різницю маси бруто нафти M , т, і маси баласту m , т, по формулі:

$$M_H = M - m = M \cdot \left(\frac{W_B \cdot W_{МП} \cdot W_{XC}}{100} \right); \quad (1.1)$$

де: W_B – масова частка води в нафті, %;

$W_{МП}$ – масова частка механічних домішок у нафті, %;

W_{XC} – масова частка хлористих солей в нафті, % розраховується за формулою:

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_v}; \quad (1.2)$$

де: φ_{XC} – концентрація хлористих солей в нафті, мг/дм³;

ρ_v – щільність нафти за умов вимірювань об'єму нафти, кг/м³.

Якщо вимірюють масову, а об'ємну частку води в нафти, то масову частку обчислюють за формулою:

$$W_B = \frac{\varphi_E \cdot \rho_E}{\rho_v}; \quad (1.3)$$

де: φ_E – об'ємна частка води в нафти, %;

ρ_E – щільність води, кг/м³ (приймаємо 1000 кг/м³).

1.2 Показники якості нафти і засоби вимірювання для автоматичного контролю

Згідно вимог ДСТУ 2709-94 «Державна система забезпечення єдності вимірювань. Автоматизовані системи керування технологічними процесами. Метрологічне забезпечення. Основні положення» [3], основними показниками якості нафти є:

Таблиця 1.1 – Основні показники якості нафти

№ п/п	Найменування показника	Одиниця виміру
1	Масова частка сірки	%
2	Щільність	кг/м ³
3	Вихід фракцій	%, об.
4	Масова частка парафіну	%
5	Масова частка органічних фторидів	ppm
6	Масова частка води	%
7	Масова концентрація хлористих солей	м ² /дм ³
8	Масова частка механічних домішок	%
9	Тиск насичених парів	кПа
10	Масова сірководню	ppm

Такі показники, як «вихід фракцій» та «масова частка парафіну» визначають при прийманні нафти в систему магістральних нафтопроводів і при здачі нафти на експорт.

Для визначення масової частки механічних домішок, масової частки органічних хлоридів і парафіну складають накопичувальну пробу рівних речей нафти всіх добових об'єднаних проб за період між вимірами, відібраних за [10,11].

Тиск насичених парів (ТНП), вихід фракцій, вміст сірководню і легких меркаптанів визначають по точковим пробам нафти.

Результати періодичних випробувань заносять в паспорт якості випробуваної партії нафти та в паспорт всіх партій до чергових періодичних випробувань.

Нафта, яка поставляється на нафтопереробні заводи і експортується закордон, повинна відповідати необхідним вимогам. Вони включають показники, які характеризують ступінь підготовки нафти до транспортування

магістральними трубопроводами і наливним транспортом, і показники, які характеризують фізико-хімічні властивості нафти.

Зміст наступних показників характеризують нафту за ступенем підготовки до транспортування [8]:

- вода;
- механічні домішки;
- тиск насичених парів;
- хлористі солі;
- хлорорганічні сполуки.

Розглянемо причини, за якими вміст води в нафті має бути обмежений:

– вода з нафтою утворюють високов'язкі емульсії, перекачування яких на досить великі відстані призведе до додаткових енергетичних витрат;

– транспортування пластової води разом з нафтою є нераціональним, тому що вода є баластом, який не має товарної цінності, крім того, відповідно до зростаючого обсягу перекачуваної рідини підвищуються капітальні і експлуатаційні витрати;

– при низькій температурі вода в нафті починає кристалізуватися, що сприяє утрудненню перекачування нафти

– пластова вода, що знаходиться в нафті є розчином солей, отже відбувається утворення корозії обладнання.

Для перекачування магістральними нафтопроводами нафта повинна містити не більше 0,5–1,0 % води [13].

Розглянемо вміст механічних домішок. Сира нафта, крім води і розчинених в ній газів, містить і механічні домішки – пісок, частинки глини, солі та продукти корозії нафтового обладнання. Механічні домішки викликають ерозію трубопроводу, сприяють утворенню відкладень. Товарна нафта повинна містити не більше 0,05% мас механічних домішок [8].

Щодо тиску насичених парів, то допустимий вміст у нафті легких вуглеводнів і розчиненого газу пов'язане, перш за все, з утворенням парових пробок при транспортуванні нафти і її пожежо-вибухонебезпечність. Поряд з

присутніми в нафті легкими вуглеводнями і розчиненими газами, порушують роботу насосного обладнання, яке розраховане на певну в'язкість і безперервність перекачуваної рідини (бульбашки газу руйнують обертаючі з великою швидкістю лопатки насоса). Нормування здійснюється за показником «Тиск насичених парів», який розвивається парами нафти, що знаходяться в термодинамічній рівновазі при температурі 37,8 °С [8].

Вивчимо вміст хлористих солей. Корозія обладнання є наслідком впливу на нього розчиненої у воді солі. Корозія утворюється в результаті гідролізу солей (електрохімічна корозія). У пластовій воді присутні різноманітні мінеральні солі, в основному це хлориди натрію, кальцію і магнію.

Хлористий кальцій може гідролізуватися в кількості до 10% з утворенням HCl. Хлористий магній гідролізується на 90%, причому гідроліз спостерігається і при низькій температурі. Товарна нафта повинна містити не більше 100–900 мг/л солі [1].

Щодо вмісту хлорорганічних з'єднань, то зазначимо, що з усіх хімічних сполук у нафті, максимальні проблеми доставляють хлорорганічні сполуки (ХОС), так як вони є додатковим джерелом хлористоводородної корозії обладнання, установок переробки нафти, При переробці нафти в умовах високих температур вони часто руйнуються з утворенням корозійного хлористого водню.

Мах активність ХОС зустрічається на установках попередньої гідроочищення сировини. ХОС потрапить в нафту в процесі її видобутку і транспортування на НПЗ. Є на увазі органічні хлорвмісні реагенти та HCl, які закачуються в пласт для промивання, глушіння і видалення з пласта сольових відкладень, істотно зменшуючи приплив нафти до забою. У товарній нафті зміст ХОС має бути не більше 0,01 млн. (ppm) [1].

Фізико-хімічні показники, які характеризують якість нафти [8]:

- зміст загальної сірки;
- зміст масової частки сірководню і легких меркаптанів (метил і етілмеркаптанів);

- зміст масової частки твердого парафіну;
- вихід фракцій, що википають при температурах 200,300 і 350 °С;
- важкі метали (ванадію, нікелю і ін.) ;
- щільність нафти при 20°С.

Сірка негативним чином позначається як на якості самої нафти, так і продуктів її переробки. Сірчисті з'єднання, що містяться як в самій нафті, так і паливно-мастильних матеріалах (ПММ), знижують їх хімічну стабільність і викликають корозію устаткування та апаратури при використанні ПММ і переробці нафти.

Залежно від масової частки сірки нафту поділяють на класи (табл.1.2).

Таблиця 1.2 – Клас нафти і залежність від масової частки сірки[8]

Клас нафти	Найменування	Масова частка сірки,%
1	Малосірчаниста	До 0,6 включ.
2	Сірчаниста	Від 0,61 до 1,8 включ.
3	Високосірчаниста	Від 0,81 до 3,5включ.
4	Особовисоко-сірчаниста	Більше 3,50

Розглянемо масову частку сірководню, метил-і етілмеркаптанів. Сірководень зустрічається як в нафті, так і в продуктах її переробки. Сірководень – сильна отрута з характерним запахом зіпсованих яєць. У присутності води або при підвищених температурах реагує з металом апаратів, утворюючи сульфід заліза.

Хлористе залізо переходить у водний розчин, а звільнений сірководень знову реагує з залізом. Таким чином, сірководень є причиною найбільш сильній корозії апаратури. У товарної нафти масова частка сірководню обмежується 20–100 ppm [1].

Крім сірководню, істотною корозійної активністю мають низькомолекулярні меркаптани. Необхідно зауважити, що висока токсичність

меркаптанів викликає сльозоточивість, підвищену чутливість очей до світла, головні болі, запаморочення.

Зміст твердого парафіну в товарній нафті чітко контролюються. Присутність твердого парафіну в нафті підвищує її в'язкість. Перекачування такої нафти пов'язане з додатковим підігрівом або змішанням з мало-в'язкою нафтою. Витрати на перекачку високо-в'язкої (з підвищеним вмістом парафіну) нафти суттєво підвищуються і залежать від режиму перекачування. Тверді парафіни під дією низької температури викристалізуються, і утворюють парафіністі відкладення на нафто-перекачувальному обладнанні, які засмічують фільтри насосного обладнання.

Отримання з високопарафінистої нафти зимових сортів дизельного палива, реактивного палива і низькозастиваючих базових масел пов'язано з додатковими витратами на депарафінізацію. Крім того, отримані бітуми з такої нафти мають підвищену крижкість [3].

Вихід фракцій, що википають при температурах 200,300 та 350⁰С

Необхідність різноманітних сортів масел і нафтопродуктів, які отримують з важких нафтових залишків, набагато нижче, ніж в паливах. Внаслідок цього ціна нафти перш за все характеризується вмістом світлих фракцій: бензинової (до 200⁰С); гасової (до 300⁰С); дизельної (до 350⁰С). Чим вищий вміст світлих фракцій в нафті, тим вище вартість товарної нафти [10].

1.3 Існуючі методи вимірювання показників нафти

Керування технологічними процесами у нафтовій промисловості, як правило, полягає у стабілізації характеристик вихідних та проміжних потоків нафти в регламентному режимі. До таких параметрів належать показники концентраційного складу нафти [5]. Основна складність керування показниками якості сировини найчастіше полягає у відсутності безперервного автоматичного контролю їх поточних значень. У таких випадках вдаються до

непрямих вимірювань на основі доступних вимірювання параметрів [6], якщо вони мають чітку залежність від керованого показника.

Модернізація нафтопереробки України нерозривно пов'язана з проблемою вдосконалення технологічного (операційного) та лабораторного контролю якості нафти для своєчасного та достовірного подання даних про їх якість у процесі виробництва систем керування виробництвом та технологічними процесами. У той же час якість товарної нафти, що приймається у вузлах обліку, може суттєво змінюватися за рахунок природного впливу зовнішніх факторів на фізико-хімічні властивості нафти. Проблема зниження впливу цих змін в експлуатаційних властивостях нафти пов'язана не лише з правильною експлуатацією технологічного обладнання на підприємствах, але й з отриманням своєчасної інформації про ці зміни за рахунок проведення періодичного контролю якості нафти у стислий термін [7].

Як згадувалося вище, технологічний періодичний період відхиляється від оптимальних робочих параметрів, тобто необхідно його підстроювання. Робота установки підтримується за рахунок загальних параметрів процесу та складом потоків сировини. Необхідно забезпечити незмінність фізико-хімічних властивостей нафти, що визначається різними шляхами. Як правило, оцінка якості нафти здійснюється на основі результатів лабораторних аналізів (ЛА), потокових аналізаторів (ПА) та на основі віртуального аналізатора (ВА) [8, 9].

Найчастіше вимір показників якостей нафти відбувається у результаті лабораторного аналізу проб, відібраних у точках відбору проб у блоці виміру якостей (БІК). Дані ЛА мають велику затримку за часом від поточного стану технологічного процесу, так як проведення багатьох аналізів займає досить великий час, що в умовах наявності набагато більш високочастотних збурень (завжди присутні деякі коливання тиску і температури) в процесі не дає можливості забезпечити оперативне керування, що дозволяє підтримувати значення показників якості близькими до мінімально необхідним. Також слід

зазначити, що ЛА через різні фактори (вартість, кваліфікації персоналу, складність відбору проби) проводяться відповідно до певного графіка і два сусідні аналізи можуть бути проведені з різницею за часом більше 12 годин. Дані обставини впливають на оперативність та точність інформації, на основі якої виконується керування.

Частота використання ПА сьогодні на нафтопереробних заводах поступово зростає. Це з тим, що ПА проводиться оперативно на установці як реального часу, а дані ПА відразу надходять оператору. Затримка показань ПА варіюється в межах 15 хвилин в залежності від типу аналізатора і аналізу, що проводиться, тому даний спосіб визначення якості нафти вважається досить оперативним. Таке приладове оснащення дає можливість аналізувати проби мінімального обсягу, а вплив людського фактору на точність та відтворюваність виміру практично виключено. Основне завдання лаборанта, що виконує вимірювання, полягає тепер у грамотному відборі проби та збереженні її фізико-хімічних властивостей у процесі доставки від точки відбору до аналізатора. Але слід зазначити, що ПА мають низку недоліків:

- вартість таких приладів дуже велика;
- складність та висока вартість регулярного висококваліфікованого експлуатаційного обслуговування.

Якість вище зазначених аналізів, що виявляє таких показниках, як повнота, достовірність і оперативність, виявляються недостатніми.

1.4 Вимоги до розробки вузла обліку нафти

Вимоги до технічного забезпечення. Устаткування, яке встановлюється на відкритих майданчиках, в залежності від зони розташування об'єкта має бути стійким до впливу температур від -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$ і вологості не менше 80% при температурі 35°C .

Програмно-технічний комплекс АС повинен допускати можливість нарощування, модернізації та розвитку системи, а також мати резерв по каналах вводу/виводу не менше 20%.

Датчики, що використовуються в системі, повинні відповідати вимогам вибухобезпеки. При виборі датчиків слід використовувати апаратуру з іскробезпечними ланцюгами.

Ступінь захисту технічних засобів від пилу і вологи повинна бути не менше IP56.

Показники надійності датчиків загальнопромислового призначення рекомендується вибирати, орієнтуючись на показники світового рівня і кращі зразки вітчизняних виробів, а саме:

- 1) час напрацювання на відмову не менше 100 тис. год;
- 2) термін служби не менше 10 років.

Контролери повинні мати модульну архітектуру, що дозволяє вільну компоновку каналів вводу/виводу. При необхідності введення сигналів з датчиків, які перебувають у вибухонебезпечному середовищі, допускається використовувати як модулі з іскробезпечними вхідними ланцюгами, так і зовнішні бар'єри іскробезпеки, що розміщуються в окремому конструктиві.

Вимоги до метрологічного забезпечення. СВЯН забезпечує автоматичне вимірювання та обчислення кількості показників якості ЗОІ в наступних одиницях:

- витрати – $\text{м}^3/\text{год}$;
- обсягу – м^3 ;
- витрати, зведеного до стандартних умов (при $T = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, $P = 101,325 \text{ кПа абс}$) – $\text{м}^3/\text{год}$;
- обсягу, зведеного до стандартних умов (при $T = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, $P = 101,325 \text{ кПа абс}$) – м^3 ;
- температури – $^\circ\text{C}$;
- об'ємної питомої теплоти згорання (вища, нижча) – $\text{МДж}/\text{м}^3$;

– щільності, приведеної до стандартних умов (при $T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 101,325$ кПа абс) – $\text{кг}/\text{м}^3$;

– відносної щільності – (безрозмірна величина);

– температури точки роси по волозі – $^{\circ}\text{C}$;

– температури точки по вуглеводнем – $^{\circ}\text{C}$;

Межі основної відносної похибки вимірювання об'єму газу, що пройшов через СВЯН, зведеного до стандартних умов, у всьому діапазоні перевищують $\pm 0,8\%$

Засоби вимірювання, що входять до складу СВЯН, мають такі метрологічні характеристики:

– межі допустимої відносної похибки вимірювань об'ємної витрати і об'єму газу лічильників газу ультразвукових $\pm 0,3\%$;

– межі допустимої відносної похибки при вимірюванні вологості газу 10% , в діапазоні ...2500 ppm;

– межі допустимої відносної похибки при вимірюванні температури точки роси по вуглеводнях $\pm 1^{\circ}\text{C}$;

– межі допустимого відхилення опору термоперетворювачів від НСХ в температурному еквіваленті $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$;

– межі абсолютної похибки місцевого термометра $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$;

– межі допустимої основної похибки дистанційних перетворювачів тиску вимірювальних $\pm 0,075\%$;

– межі допустимої основної похибки манометрів $\pm 0,6\%$;

– межі відносної похибки контролерів вимірювальних при обчисленні витрати $\pm 0,02\%$.

Вимоги до програмного забезпечення. Програмне забезпечення (ПЗ) АС включає в себе:

– системне ПЗ (операційні системи);

– інструментальне ПЗ;

– загальне (базове) прикладне ПЗ;

– спеціальне прикладне ПЗ.

Набір функцій конфігурації в загальному випадку повинен включати в себе:

- створення і ведення бази даних конфігурації (БДК) за вхідними/вихідним сигналам;
- конфігурація алгоритмів керування, регулювання та захисту з використанням стандартних функціональних блоків;
- конфігурація звітних документів (рапортів, протоколів).

Засоби створення спеціального прикладного ПЗ повинні включати в себе технологічні та універсальні мови програмування і відповідні засоби розробки. Базове прикладне ПЗ має забезпечувати виконання стандартних функцій відповідного рівня АС (опитування, вимір, фільтрація, візуалізація, сигналізація, реєстрація тощо).

Вимоги до математичного забезпечення. Математичне забезпечення АС має представляти собою сукупність математичних методів, моделей і алгоритмів обробки інформації, використовуваних при створенні і експлуатації АС і дозволяти реалізовувати різні компоненти АС засобами єдиного математичного апарату.

Вимоги до інформаційного забезпечення. За результатами проектування повинні бути представлені:

- склад, структура та способи організації даних в АС;
- порядок інформаційного обміну між компонентами і складовими частинами АС;
- структура процесу збору, обробки, передачі інформації в АС;
- інформація по візуальному уявленню даних і результатів моніторингу.

До складу інформаційного забезпечення повинні входити:

- уніфікована система електронних документів, виражена у вигляді набору форм статистичної звітності;
- розподілена структурована база даних, що зберігає систему об'єктів;
- засоби ведення та керування базами даних.

РОЗДІЛ 2 КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

2.1 Розробка функціональної схеми вузла обліку нафти

Вузли обліку призначені для автоматичного обліку витрати і контролю якості продукту при комерційних операціях транспортування хімікатів між постачальниками і споживачами. Вузли обліку мають можливість збору, накопичення, обробки та передачі даних. Вузол обліку нафти (ВОФ) включає в себе:

- блок вимірювальних ліній (БВЛ);
- блок технологічного обладнання.

Основними функціями вузла обліку нафти є:

- вимірювання кількості в робочих умовах;
- вимірювання кількості, зведеного до стандартних умов, формування звітів;
- вимірювання тиску на кожній вимірювальній лінії (далі ВЛ);
- індикацію і сигналізацію граничних значень;
- вимірювання температури на кожній ВЛ;
- індикацію і сигналізацію граничних значень;
- визначення компонентного складу;
- визначення щільності при стандартних і робочих умовах;
- визначення якісних показників;
- вимір, обчислення і індикацію температури точки роси по вуглеводнях;
- вимір, обчислення і індикацію температури точки роси по волозі;
- визначення в автоматичному режимі об'ємної частки кисню;
- внесення даних складу і якості в контролер витрати з хроматографа;
- сигналізацію стану запірно-регулюючої арматури;
- збір і обробка інформації про роботу основного і допоміжного обладнання;

– збір, обробка, реєстрація та зберігання кількісних і якісних показників.

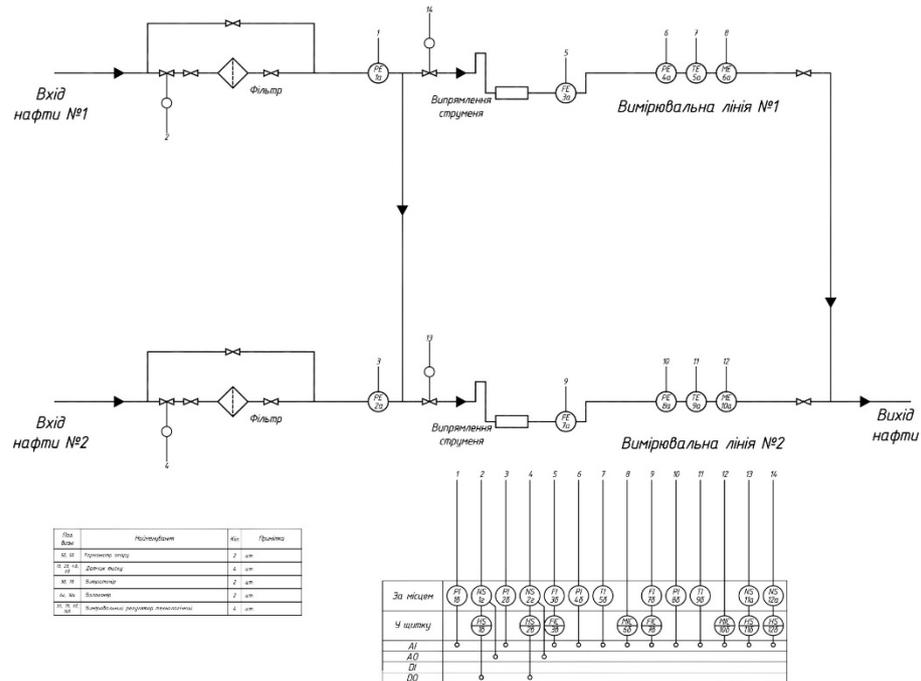


Рисунок 2.1 – Функціональна схема вузла обліку нафти

Технологічна схема вузла обліку складається з двох вимірювальних трубопроводів «ВЛ №1», що перекривається кранами «ВЛ №2». У будь-який момент часу вимірювання витрати та показників якості повинні проводитися по одній ВЛ (робочій або резервній) з використанням одного комплексу (робочого або резервного) вимірювальних приладів.

Витоки нафти, нафти по ВЛ, через запірну арматуру, а також в дренажних лініях робочої ВЛ і імпульсних лініях резервних вимірювальних пристроїв не допускаються. У блоці вимірювальних ліній (БВЛ) передбачені дві ВЛ Ду-500 (робоча ВЛ №1 і ВЛ №2). На кожній ВЛ встановлений лічильник з діапазоном вимірювань витрати в робочих умовах від 10 до 15 т/год. Вимірювальні лінії включені паралельно. Нафта надходить в робочі вимірювальні лінії через вхідний колектор і далі через крани направляється на перетворювач витрати. На кожній вимірювальній лінії встановлені перетворювачі абсолютного тиску вимірювальний і датчики температури, а також два пробовідбірних вузла, один призначений для автоматичного

відбору проб для хроматографів, другий – для автоматичного відбору проб для аналізаторів вологості і аналізатора точки роси по вуглеводнях.

Також, одним із засобів удосконалення систем автоматичної, є використання мікропроцесорних контролерів нижнього рівня, що зв'язують систему з маршрутизатором і АРМ-оператора. Це дозволить значно розширити мобільність системи, а також уникнути операцій з інтерфейсами на середньому рівні.

2.2 Аналіз технологічного процесу як об'єкта керування

Об'єктом керування є вузол обліку нафти, який обліковує та контролює нафтопродукти, що виготовляються.

Об'єкт керування характеризується наступними вхідними параметрами:

- тиск нафти;
- температура нафти.

Основним збурюючим впливом в процесі є:

- вологість навколишнього середовища;
- температура навколишнього середовища.

Керуючі впливи:

- витрата нафти;
- вологість нафтопродуктів.

Схема аналізу вузла обліку, як об'єкт керування, представлена на рисунку 2.2.

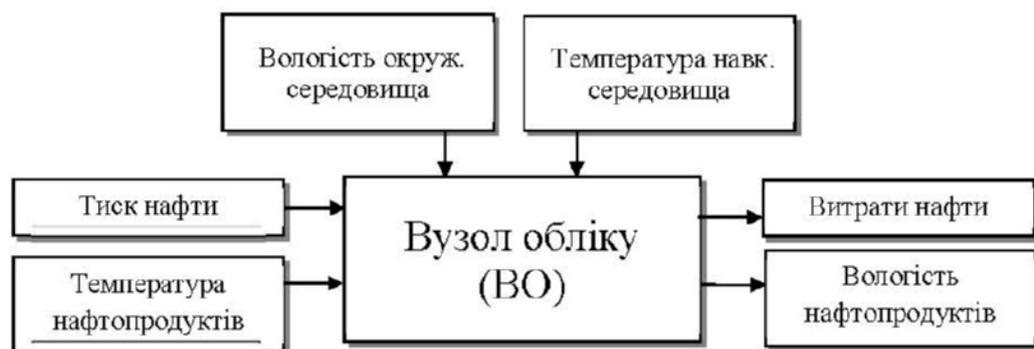


Рисунок 2.2 – Схема аналізу вхідних, вихідних параметрів вузла обліку

2.3 Вибір приладів і засобів автоматизації

Для керування технологічними процесами в промисловості застосовують контрольно-вимірювальні прилади, автоматичні регулятори і апаратуру дистанційного керування, тобто засоби автоматизації.

Контрольно-вимірювальні прилади призначені для вимірювання таких технологічних величин, як температури, тиску, витрату, кількість, концентрації розчинів, рівень склад, вологість і щільність.

Апаратура дистанційного керування призначена для керування технологічними процесами на відстані. Зв'язок між контрольно-вимірювальними приладами, автоматичними регуляторами і апаратурою дистанційного керування здійснюється за допомогою проводок.

Датчики температури Rosemount-644, призначений для вимірювання температури рідких, твердих і газоподібних середовищ.



Рисунок 2.3 – Датчики температури Rosemount-644

Технічні характеристики:

- висока точність і надійність вимірювання температури на відповідальних ділянках і в керуючих системах;
- вихідний сигнал 4-20 мА / HART або Foundation Fieldbus;
- індивідуальне узгодження вимірювального перетворювача з первинним (термоперетворювачем опору) збільшує точність вимірювань на 75%;
- дистанційні керування та діагностика;
- програмовані рівні аварійних сигналів і насичення;

- електромагнітна сумісність за вимогами стандарту NAMUR NE21 гарантує надійну роботу;
- гальванічна розв'язка входу від виходу;
- вбудований ЖК-індикатор забезпечує індикацію поточного значення вимірюваної температури і повідомлень діагностики;
- два способи монтажу вимірювального перетворювача в сполучній головці і на DIN – рейці;
- чудова компенсація змін температури навколишнього середовища.

Перетворювач тиску Rosemount-3051. Датчики з сенсорним модулем на базі ємнісної осередком для вимірювання перепаду тисків, надлишкового, абсолютного тисків. Перетворювач тиску Rosemount-3051 буде зроблено відповідно до рисунку 2.4.



Рисунок 2.4 – Датчики тиску Rosemount-3051

Технічні характеристики:

- вимірювані середовища газ, рідина, нафтопродукти, пар;
- конструкція корпусу сенсорного модуля Coplanar™;
- основна приведена похибка $\pm 0,04\%$;
- нестабільність нульового значення $\pm 0,2\%$ за 10 років в реальних умовах експлуатації;
- переналаштування діапазонів вимірювань до 150: 1;
- вихідні сигнали 4–20 мА з цифровим сигналом на базі HART протоколу.

Витратоміри лічильники ультразвукової OPTISONIC 3400 призначені для вимірювань об'ємної витрати і об'єму рідини. Буде зроблено відповідно до рисунку 2.5.



Рисунок 2.5 – Витратоміри Optosonic-3400

Технічні характеристики:

- універсальний прилад для технологічного обліку рідин незалежно від щільності і електропровідності продукту;
- відносна похибка від $\pm 0,3\%$ (в залежності від швидкості потоку);
- повно-прохідний перетин вимірювальної ділянки витратоміра;
- в'язкість продукту, не більше: 1 000 Ст;
- підтримка HART 7, Foundation Fieldbus, Profibus PA, Modbus.

Пристрій є представником серії радіохвильових датчиків вологовмісту FIZEPR-SW100. Дані моделі спеціалізується на роботі з продуктами рідкого типу. Доступні три модифікації, що розрізняються конструктивно і володіють перевагами в окремих додатках. Функціональні можливості витратоміра OPTISONIC 3400 охоплюють безперервний вимір фактичного об'ємної витрати, масової витрати, швидкості потоку, швидкості звуку, коефіцієнта посилення, співвідношення сигнал/шум, сумарного масової витрати і параметрів діагностики. Буде зроблено відповідно до рисунку 2.6.



Рисунок 2.6 – Вологомір FIZEPR-SW100.20

Технічні характеристики:

- робоча температура електронного блоку $-20 \dots + 80 \text{ }^\circ\text{C}$;
- період вимірювання 1,0 с;
- виходи 4...20 мА, RS485 (Modbus RTU);
- живлення 18-36 В, постійне номінальне 24 В;
- споживаний струм не більше 200 мА;
- ступінь захисту оболонки електронного блоку (вибухозахищений варіант) від проникнення пилу і вологи Група IP66 по ДСТУ 14254-96;
- ступінь захисту оболонки датчика від проникнення пилу і вологи Група IP67 по ДСТУ 14254-96;
- довжина кабелю зв'язку між датчиком і електронним блоком 2-4 м.

Вимірювачі-регулятори технологічні ВРТ 5922Д, ІРТ 5922М, ВРТ 5922А і ВРТ 5922А/М призначені для вимірювання та автоматичного регулювання температури та інших неелектричних величин, перетворених в сигнали сили, напруги постійного струму і активний опір постійному струму. ВРТ використовуються в складі систем керування технологічними процесами в різних галузях промисловості і енергетики (в тому числі на об'єктах АЕС і зберігання ядерного палива). Буде зроблено відповідно до рисунку 2.7.



Рисунок 2.7 – Вимірювач-регулятор технологічний ВРТ-5922

Технічні характеристики:

- кількість універсальних аналогових вхідних каналів – 1;
- кількість уставок/реле – 3/3;
- уніфікований струмовий вихідний сигнал $0 \dots 5$, $0 \dots 20$ або $4 \dots 20$ мА;
- вбудований джерело живлення 24 В, 30 мА;

- два 4-розрядних світлодіодних індикатора, поодинокі світлодіоди стану реле;
- налаштування приладу – за допомогою клавіатури на лицьовій панелі або з ПК;
- інтерфейси - RS-232 або RS-485 (опція);
- стійкість до електромагнітних завад (ЕМС) – III-A;
- варіанти виконання – загальне, атомне (підвищеної надійності);
- габаритні розміри – $96 \times 48 \times 180$ мм, виріз в щиті – 88×46 мм;
- інтервал між повірками – 2 роки;
- гарантійний термін експлуатації – 6 років (10 років – для приладів в атомному виконанні).

Для забезпечення АСК СВЯН були обрані контролери Siemens SIMATIC S7-400H з процесорним модулем CPU 417-4h, що підтримують широкий набір функцій, що дозволяють максимально спростити процес розробки програми, її налагодження, знизити витрати на виконання монтажних і пусконаладжувальних робіт, а також на обслуговування контролера у процесі його експлуатації.

Перший рівень проекрованої системи АСК ТП представлений шафами автоматики (ША), виконаними на базі програмованих логічних контролерів (ПЛК) S7-400, які збирають дані технологічних параметрів, що надходять з перетворювачів і контролює формуючи управляючі сигнали на ІМ.

Для досягнення високої надійності технологічного процесу даний контролер працює з гарячим резервуванням. Основний та резервний контролери розміщуються у шафі автоматики. У цьому шафі розташовуються шасі з комунікаційними модулями і модулями вводу-виводу.

S7-400 (рис. 2.8) – це модульний програмований контролер, призначений для побудови систем автоматизації середнього та високого ступеня складності.



Рисунок 2.8 – ПЛК SIMATIC S7-400H, CPU 417-4H

Основні технічні характеристики ПЛК Siemens SIMATIC S7-400H із процесорним модулем CPU 417-4H представлені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри контролера

Найменування параметру	Значення
Загальне	32 роздачі
Доступна пам'ять	15 Мб
Вбудована робоча пам'ять	1Мб
Максимальна кількість дискретних входів/виходів	131072/131072
Максимальна кількість аналогових входів/виходів	8192
З'єднання	безперервне
Час виконання операції	0,018 мкс
Типи інтерфейсів	Ethernet, PROFINET, PROFIBUS, MPI, RS485, MODBUS RTU
Клас пиловологозахисту	IP67
Діапазон робочих температур	-40 °C ...+70 °C
Строк служби	10 років

Джерело безперебійного живлення необхідно для надійного функціонування та захисту обладнання АСУ ТП від будь-яких неполадок в мережі, таких як спотворення та зникнення напруги, використовується джерело безперебійного живлення (ДБЖ) APC Symmetra LX 12kVA.



Рисунок 2.9 – Джерело безперебійного живлення APC Symmetra LX 12kVA

Основні технічні характеристики даного ДБЖ наведено у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Основні технічні характеристики ДБЖ APC Symmetra LX 12kVA

Найменування параметру	Значення
Максимальна вихідна потужність, Вт/ВА	8400/12000
Номинальна вихідна напруга, В	230
Ефективність під повним навантаженням, %	90
Номинальна вхідна напруга, В	230V, 400V, 3PH
Діапазон вхідної напруги, В	155-276 (1:1) 290-480 (3:1)
Попередньо встановлені батареї	9
Типовий час підзарядки, годин	7,5
Типова тривалість роботи в автономному режимі під половинним навантаженням, хвилини	77,4 (4200 Вт)

Продовження таблиці 2.2

Типова тривалість роботи в автономному режимі під повним навантаженням, хвилини	35,4 (8400 Вт)
Інтерфейсний порт	DB-9 для RS-232, SmartSlot
Аварійне відключення живлення (ЕРО)	Так

Промисловий комутатор необхідний для здійснення передачі даних з контролера на верхній рівень за інтерфейсом Ethernet, протоколом передачі даних TCP/IP використовується промисловий комутатор. Об'єднані таким чином мережу пристрої середнього і верхнього рівнів обмінюються інформацією і спільно використовують периферійне обладнання. Швидкість передачі даних мережі Ethernet становить 10 Мбіт/с, 100 Мбіт/с. До того ж, інтерфейс Ethernet широко використовується на рівні завдань SCADA (диспетчерське керування, збір даних, моніторинг). Таким чином, для підключення обладнання до мережі на базі стандарту Ethernet IEEE 802.3 вибрано комутатор MOXA IKS-6726-8PoE (рис. 2.10).



Рисунок 2.10 – Комутатор MOXA IKS-6726-8PoE

MOXA IKS-6726-8PoE – це 26 портовий керований Gigabit Ethernet комутатор, спеціально розроблений для застосування в системах автоматизації та побудови широкосмугових мереж промислової автоматизації. Модульна конструкція, застосована в структурі комутатора MOXA IKS-6726-8PoE, дозволяє підтримати роботу до 16PoE портів та забезпечити до 120 W PoE потужності. Таке рішення економить місце та засоби, що дозволяє обійтися без додаткових джерел живлення та кабельної інфраструктури. Ethernet комутатори MOXA IKS-6726-8PoE призначені для роботи в

розширеному температурному діапазон від -40 до 75°C та гарантує високі показники відмовостійкості та надійності при роботі у складних промислових умовах.

2.4 Вибір і монтаж щитів

Щит керування являє собою комплексний пристрій для централізованого контролю та керування технологічними процесами промислових підприємств, електростанцій, систем газо-, тепло-, водопостачання тощо за допомогою різної вимірювальної та сигнальної апаратури.

Одним з головних параметрів для електричних щитів є ступінь захисту. Так, практично всі пластикові щити випускаються зі ступенем захисту IP40, за деяким винятком пластикові вологозахисні щити, які мають ступінь захисту IP65. Для металевих щитів характерна ступінь захисту IP30, IP31, IP54 і IP65, в залежності від типу щита. Ті моделі, які вбудовуються в нішу, мають ступінь захисту IP30. А навісні моделі щитів можуть мати ступінь захисту IP31 і IP65. Кількість полюсів в апаратах захисту дорівнює кількості фаз в групах. В першу чергу повинен забезпечуватися захист від коротких замикань. Від перевантажень захищають тільки ті групи, які містять навантаження (розетки).

Розташування пультів і панелей, освітлення, фарбування, температура приміщення щита, розташування і форма приладів, ключів керування вибираються, виходячи з створення найкращих умов праці оперативного персоналу.

До початку монтажу щитове приміщення, операційна або центральний диспетчерський пункт, в яких встановлюють щити або пульти, повинні бути повністю відбудовані і прийняті під монтаж за актом відповідно до вимог СН і ПА. У них повинні бути встановлені всі закладні деталі і опорні конструкції, що закладаються в підлогу. А також необхідні отвори в стінах для виходу трубних і електричних проводок назовні.

Малогабаритні щити монтують на стінах, колонах або на підлозі на підставках на такій висоті, щоб горизонтальні вісі приладів, що показують і сигнальної апаратури знаходилися від статі на рівні 800–1200 мм, допоміжної апаратури (перемикачів, ключів керування, кнопок) 700 – 1600 мм.

Проведені до щитів (пультів) дроти і кабелі підключають до збірок затискачів.

Залежно від способу установки виділяють дві категорії щитів: вбудовані і навісні (настінні), навісні можуть також встановлюватися на підлогу, в залежності від розмірів.

Навісні або настінні підходять для установки в якості розподільної і вступної шафи, під монтаж модульного і звичайного електрообладнання широкого спектра (автоматів, УЗО, реле, вимірювальних і облікових приладів). А також для монтажу телекомунікаційного устаткування.

Для вологих, запилених і «гарячих» приміщень використовують герметичні розподільні металеві щити і бокси під автомати з коефіцієнтом захисту IP65. Їх можна монтувати на вулиці, в відкритих складах, переходах, у тимчасових і недобудованих будинках.

Для звичайних умов можна купити розподільний щиток з величиною захисту IP40.

В даному дипломному проекті була обрана шафа Rittal SE8. Шафа складається з листової сталі зі стійким корпусом шафи, двома вбудованими монтажними рівнями, задньою стінкою і дверима. Дах і бічні стінки з одного аркуша з профільованою рамою. Внутрішній монтаж повністю сумісний з TS8, в зв'язку з чим повна інтеграція в сімейство продуктів TS8. Високий ступінь захисту IP 66/NEMA 4. Простий монтаж завдяки профільованих бічних стінок. Шафа Rittal SE8 буде зроблено відповідно до рисунку 2.11.



Рисунок 2.11 – Шафа Rittal SE8

Технічні характеристики:

- розмір ШВГ 800x2000x600 мм;
- вага 143,3 кг;
- основний матеріал – листовая сталь.

2.5 Розрахунок довжини контрольного кабелю, захисної труби і листового металу

Розрахунок загальної довжини контрольного кабелю $L_{к.заг}$, здійснюється за формулою:

$$L_{к.заг} = L_{к1} + L_{к2} + L_{к3} + L_n; \quad (2.11)$$

де: 1,2, ... n – кількість датчиків, блоків живлення, виконавчих механізмів.

$$L_{к.4.2,5 заг} = 22 + 19 + 17 + 21 + 22 + 15 + 18 + 23 + 25 + 22 = 193.$$

$$L_{к.4.1,5} = 14 + 19 + 20 + 19 = 72.$$

Розрахунок загальної довжини захисної труби $L_{тр.заг}$, здійснюється за формулою:

$$L_{тр.20 заг} = L_{тр1} + L_{тр2} + L_{тр3} + \dots L_{тр.n}; \quad (2.12)$$

де: 1,2, ... n – кількість датчиків, блоків живлення, виконавчих механізмів.

$$L_{тр.20 заг} = 20 + 18 + 16 + 20 + 21 + 14 + 17 + 20 + 23 + 21 = 191.$$

$$L_{тр.25 заг} = 12 + 17 + 19 + 18 = 66.$$

Розрахунок загальної ваги трубної проводки $M_{тр}$, кг визначається за формулою:

$$M_{тр} = K_1 (L_{мп1} + L_{мп2} + L_{мп3} + \dots L_{мп.n}); \quad (2.13)$$

де: K_1 —коефіцієнт ваги, який знаходиться за таблицею 2.3.

$$M_{мп.25заг} = 2,39 \cdot (20 + 18 + 16 + 20 + 21 + 14 + 17 + 20 + 23 + 21) = 317,06.$$

$$M_{мп25} = 2,39(12 + 17 + 19 + 18) = 157,74.$$

Таблиця 2.3 – Коефіцієнт ваги

Діаметр труби, мм	Вага на 1 метр, кг
15	1,28
20	1,66
25	2,39
32	3,09

2.6 Замовні специфікації на прилади та засоби автоматизації

У схемі автоматизації використовуються прилади, специфікація яких приведена в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Рекомендована специфікація на прилади та засоби автоматизації

№	Найменування і технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа, опитувального листа	Завод виробник	Од. вим.	Кількість	Маса одиниці, кг
1	2	3	4	5	6	7
1	Блок живлення	БП 96-2		шт.	5	0,7
2	Термометр опору	Rosemount-644	«Метран»	шт.	2	2,5

Продовження таблиці 2.4

3	Мембранний датчик тиску	Rosemount-3051	Промислова група «Метран»	шт.	4	3
4	Регулятор потоку ультразвуковий	Optosonic-3400	ТОВ «КРОНЕ Інжиніринг»	шт.	2	17,2
5	Вологомір	Fizer-SW100.20	Група компаній «ГРАНАТ»	шт.	2	21,3
6	Контрольний кабель	КММФЭ 4x1	Кабельний завод Sentek	м	193	57,9
7	Силовий кабель	МКЭШ 4x1,5	Кабельний завод «Енергопром»	м	72	18
8	Пневматичний клапан	Samson-3241	«ТОВ Самсон Контролс»	шт.	4	30
9	Електропневматичний перетворювач	АСТРА-ЭПП	Transcat, Inc.	шт.	4	1
10	Труба водогазопровідна	Тр20 D _y = 20x2,5	ТОВ «СпецТехно Ресурс»	м	191	317,06
11	Труба водогазопровідна	Тр25 D _y = 25x3,2	ТОВ «СпецТехно Ресурс»	м	66	157,74

Продовження таблиці 2.4

1 2	Вимірник регулятор технологічн ий	ИРТ - 5922	ТОВ «СпецТехно Ресурс»	шт.	4	6,7
1 3	Контролер	Siemens S7-400	ТОВ «Siemens»	шт.	1	4,5

2.7 Моніторинг стану засобів автоматизації

Вірна ідентифікація несправностей обладнання залежить не тільки від наявності різних датчиків, а й від навичок обслуговуючого персоналу. На жаль, робітники не завжди правильно трактують надану інформацію, що призводить до поломки обладнання та простою виробництва.

Нестача кваліфікованого персоналу призводить до неймовірних втрат прибутку, за статистикою, приблизно 40 % зупинок виробництва виникають через поломки електромеханічного обладнання. Проте, компанія Emerson розробила вирішення існуючої проблеми діагностування.

Програмний комплекс AMS Suite: Machinery Health Manager.

Представлений програмний комплекс може поєднувати різні діагностичні методи для постійного контролю стану різних типів механічного обладнання та ідентифікації специфічних симптомів, попередніх відмові.

Використання модульної технології дозволяє об'єднати діагностичні можливості та інструменти формування звітів у єдину базу даних для аналізу стану обладнання в масштабах всього підприємства.

За допомогою такого об'єднання ми отримуємо детальне уявлення про стан кожної одиниці контрольованого обладнання та точну інформацію про причини несправностей, що розвиваються. Об'єднання різних діагностичних методів дозволяє визначати та усувати корінну причину виникнення

несправності раз і назавжди, натомість щоб знову і знову боротися із симптомами.

Комплексне діагностичне рішення включає:

- портативний вібраційний аналіз;
- стаціонарні системи постійного контролю обладнання в режимі реального часу;
- бездротові системи аналізу вібрації;
- аналіз мастила;
- інфрачервону термографію;
- лазерну вивірку співвісності;
- діагностику електродвигунів.

На рисунку 2.11 представлена функціональна схема обладнання та вказані всі необхідні сигнали діагностування.

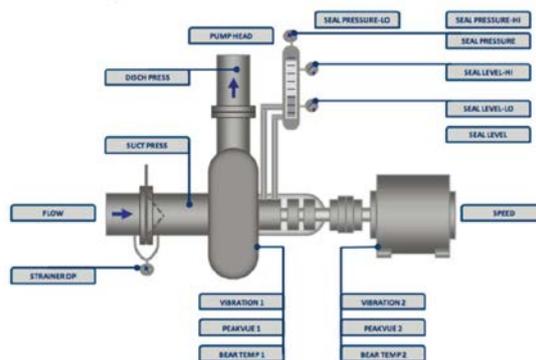


Рисунок 2.11 – Функціональна схема діагностики

Дана система використовує показання зазначених вище датчиків і включає себе:

- поєднання функцій захисту, діагностики та забезпечення оптимальних робочих характеристик дозволяє бути впевненим у тому, що ваше механічне обладнання працює надійно.
- захист від катастрофічних відмов;
- зменшення нестабільності технологічного процесу;
- поліпшення ефективності технічного обслуговування
- безпечний запуск.

Розраховані параметри передаються на сервер системи, в якому з застосуванням AMS MHM та DeltaV здійснюються архівування обчислених параметрів, реалізація алгоритмів вібродіагностики та визначення технічного стану обладнання та його дефектів на основі обчислених вібраційних даних та додаткових експлуатаційних параметрів. Для користувачів системи (оператора-технолога та механіка-вібродіагноста) передбачено два АРМ оператора та діагноста відповідно. У функції АРМ оператора, виконаного на програмному забезпеченні DeltaV, входять: візуалізація, інформування про стан контролюваного обладнання, інформування про можливий дефект, журнал тривог, архівування. АРМ діагноста з програмним забезпеченням AMS MHM призначено для глибокого аналізу вібраційних даних та додаткового коригування результатів діагностики спеціалістом вібродіагностом.

Впровадження даної системи дозволяє знизити незаплановані простой обладнання, підвищити ефективність ремонтів, знизити витрати на ЗІП.

2.8 Нормування похибки каналу вимірювання

Нормування похибки каналу вимірювання виконується відповідно з СТП 0.03.050-2009 «Кваліфікація встаткування й технічних обладнань».

Як канал виміру виберемо канал виміру витрати.

Вимога до похибки каналу виміру трохи більше 1 %. Розрядність АЦП складає 12 розрядів.

Розрахунок допустимої похибки вимірювання витратоміра проводиться за формулою:

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2)}; \quad (2.14)$$

де: $\delta = 1\%$ – потрібна сумарна похибка вимірювання каналу вимірювань за довірчої ймовірності 0,95;

δ_2 – похибка передачі по каналу вимірювань;

δ_3 – похибка, що вноситься АЦП;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6$ – додаткові похибки, внесені відповідно навколишньою температурою, температурою вимірюваного середовища, електропровідністю вимірюваного середовища.

Похибка, що вноситься десятирозрядним АЦП, розраховується наступним чином:

$$\delta_3 = \frac{1 \cdot 100}{2^{12}} = 0,02\%. \quad (2.15)$$

Похибка передачі каналом вимірювань встановлюється рекомендаціями:

$$\delta_2 = \frac{1 \cdot 15}{100} = 0,15\%. \quad (2.16)$$

Додаткова похибка, спричинена температурою оточуючого повітря, що встановлюється відповідно до рекомендації:

$$\delta_4 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27\%. \quad (2.17)$$

Додаткова похибка, викликана температурою вимірюваного середовища, встановлюється згідно з рекомендацією:

$$\delta_5 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27\%. \quad (2.18)$$

Додаткова похибка, спричинена електропровідністю вимірюваного середовища, встановлюється відповідно до рекомендації:

$$\delta_6 = \frac{1 \cdot 8}{100} = 0,08\%. \quad (2.19)$$

Отже, допустима основна похибка витратоміра повинна не перевищувати:

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta_1 - (0,0225 + 0,0004 + 0,0729 + 0,0729 + 0,0064)} = 0,9.$$

У результаті видно, що основна похибка вибраного витратоміра не перевищує допустиму розрахункову похибку. Отже, прилад придатний для використання.

РОЗДІЛ 3 КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

3.1 Вибір закону регулювання і типу регулятора, розрахунок налаштування регулятора

Для отримання динамічних властивостей об'єкта була знята досвідченим шляхом крива розгону контуру регулювання тиску всередині камери нагрівача. Крива розгону необхідна для розрахунку системи перехідного процесу, представлена відповідно до рисунку 3.1.

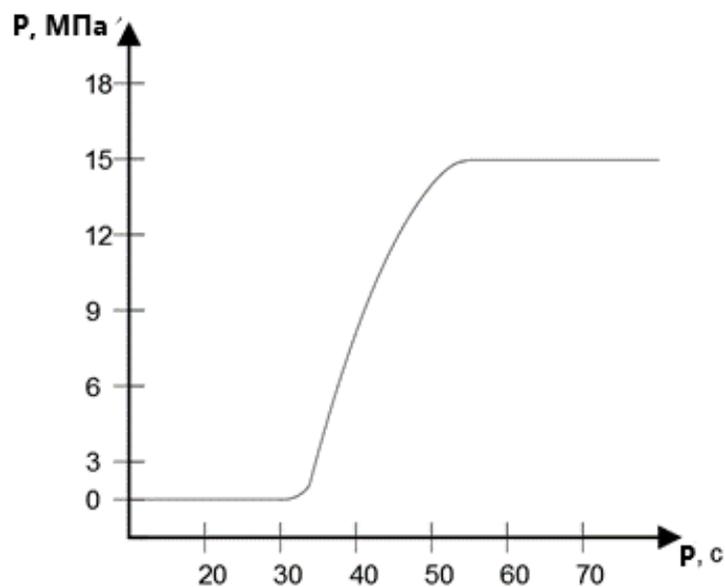


Рисунок 3.1 – Крива розгону

Таким чином, по розгінній характеристиці ми визначили наступні параметри – коефіцієнт передачі об'єкта $k_{об} = 15$, запізнювання $\tau_{об} = 14$ с і постійну часу об'єкта $T_{об} = 50$ с.

Передавальна функція $W_{об}$ знаходиться за формулою:

$$W_{об}(s) = \frac{k_{об} e^{-\tau_{об}s}}{\tau_{об}s + 1}; \quad (3.1)$$

Отже, підставивши отримані дані в формулу, отримаємо:

$$W_{об}(p) = \frac{15}{50s + 1} e^{-14s}; \quad (3.2)$$

Складаємо структурну схему контуру регулювання в середовищі Simulink в програмі Matlab. Структурна схема відповідно до рисунку 3.2.

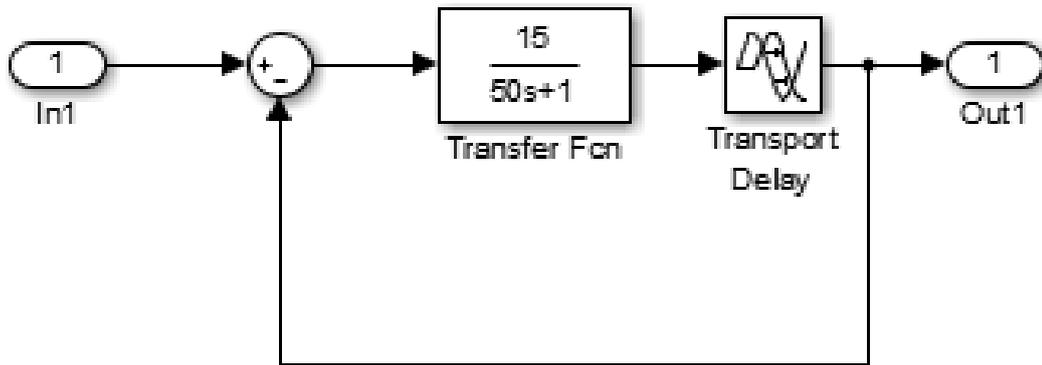


Рисунок 3.2 – Структурна схема контуру регулювання

Для забезпечення нормальної роботи системи автоматичного регулювання необхідно підібрати відповідний автоматичний управляючий пристрій з відповідними параметрами, словами необхідно знати для об'єктів з самовирівнюванням коефіцієнт посилення об'єкту $k_{об}$ та постійну часу об'єкта $T_{об}$.

У даній роботі був обраний ПІ - регулятор. За рахунок П-складової прискорюється процес переходу до нового сталого стану, за рахунок І-складової виключається залишкова нерівномірність. Регулятор реалізується паралельним з'єднанням інтегратора і підсилювальної ланки. Постійна часу T_i називається також часом подвоєння, оскільки чисельно дорівнює часу подвоєння значення пропорційної частини. Властивості об'єкта керування в першому наближенні можуть бути оцінені по відношенню часу запізнювання $t_{об}$ до постійної часу об'єкту $T_{об}$. Чим це відношення більше, тим завдання автоматизації складніше, і тому інженерний метод розрахунку рекомендує [9]:

- при $\tau_{об} / T_{об} < 0,2$ позиційний регулятор;
- при $0,2 \leq \tau_{об} / T_{об} \leq 1$ регулятор безперервної дії;
- при $\tau_{об} / T_{об} > 1$ імпульсний або цифровий регулятор.

Так як в нашому випадку $\tau/T_{об} = 0.3$, то вибираємо ПІ-регулятор безперервної дії.

Передавальна функція ПІ-регулятора W_p знаходиться за формулою:

$$W_p = \frac{k_p T_{об} s + k_p}{T_k s}; \quad (3.3)$$

де: $T_{об}$ – постійна часу об'єкта;

$\tau_{об}$ – час запізнювання;

S – зображення по Лапласу.

Для перехідного процесу з 20% перерегулюванням коефіцієнти ПІ-регулятора K_p знаходяться за формулами:

$$k_p = \frac{0,7}{k_{об} \cdot \tau / T_{об}}; \quad (3.4)$$

$$T_p = 0,7 \cdot T_{об}; \quad (3.5)$$

Обчислюємо коефіцієнти регулятора:

$$k_p = \frac{0,7}{15 \cdot 14 / 50} = 0,16.$$

$$T_p = 0,7 \cdot 50 = 35.$$

Передавальна функція регулятора W_p має вигляд:

$$W_p = \frac{0,16 \cdot 35s + 0,16}{35s} = \frac{5,76s + 0,16}{35s}. \quad (3.6)$$

За знайденими даними будується структурна схема в середовищі Simulink в програмі Matlab. Структурна схема розімкнутої САР відповідно до рисунку 3.3.

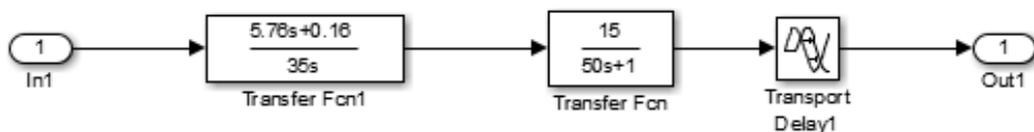


Рисунок 3.3 – Структурна схема розімкнутої САР

Поняття стійкості є найважливішою якісною оцінкою динамічних властивостей САР. Стійкість САР пов'язана з характером її поведінки після припинення зовнішнього впливу. Причому, якщо показники точності визначають ступінь корисності і ефективності системи, то від стійкості залежить працездатність системи [10].

З метою спрощення аналізу стійкості систем розроблено ряд спеціальних методів, які отримали назву критерії стійкості. Критерії стійкості діляться на два різновиди: алгебраїчні і частотні. Критерії стійкості дозволяють також оцінити вплив параметрів системи на стійкість.

Стійкість системи визначаємо за методом Гурвіца. Для цього потрібно знайти передавальну функцію розімкнутої системи за формулою:

$$W_{\infty}(p) = W_p(p) \cdot W_{об}(p); \quad (3.7)$$

де: W_p – передатна функція регулювання;

$W_{об}$ – передавальна функція об'єкта.

$$W_{\infty}(p) = \left(\frac{15}{50s+1} \right) \cdot \frac{5,76s+0,16}{35s} = \frac{86,4s+2,4}{1750s^2+35s}; \quad (3.8)$$

Характеристичне вираження системи:

$$D(p) = 86,4s + 2,4 + 1750s^2 + 35s = 1750s^2 + 121,4s + 2,4; \quad (3.9)$$

Оскільки коефіцієнти характеристичного вираження $a_0 = 1750$, $a_1 = 121,4$, $a_2 = 2,4$ (ступінь полінома $n = 2$), то матриця Гурвіца має вигляд:

$$\begin{pmatrix} 121,4 & 0 \\ 1750 & 2,4 \end{pmatrix}.$$

Визначники матриці Гурвіца складають з коефіцієнтів характеристичного рівняння і мають вигляд:

$$\Delta_1 = 121,4 > 0.$$

$$\Delta_2 \begin{pmatrix} 121,4 & 0 \\ 1750 & 2,4 \end{pmatrix} = 121,4 \cdot 2,4 - 1750 \cdot 0 = 291,36 > 0.$$

Оскільки всі визначники позитивні, то АСР стійка.

Далі визначимо якісні показники регулювання системи (перерегулювання, час регулювання $t_{рег}$, час наростання t_n , час досягнення максимуму t_{max} , коливальність N) по перехідній характеристиці $h(t)$ відповідно до рисунку 2.3. Для цього за допомогою Simulink будемо структурну схему САР. Структурна схема САР відповідно до рисунку 3.4.

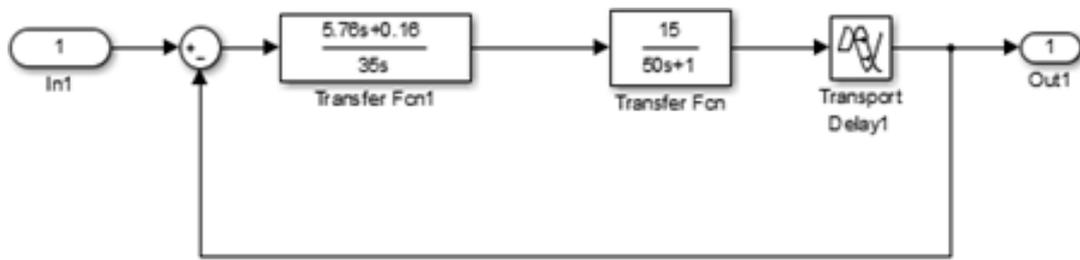


Рисунок 3.4 – Структурна схема САР

Перехідна характеристика об'єкта відповідно до рисунку 3.5.

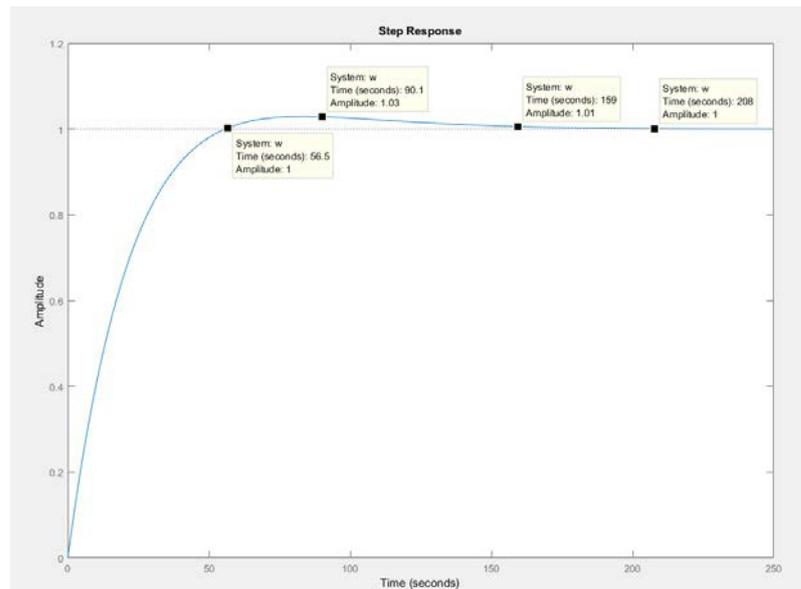


Рисунок 3.5 – Перехідна характеристика з прямими оцінками якості

Час регулювання $t_{\text{рег}}$ визначається відрізком часу від початку перехідного процесу до моменту, після якого керована величина не відхиляється від сталого значення більше, ніж на величину похибки Δ . Час наростання $t_{\text{н}}$ визначається відрізком часу від початку перехідного процесу до перетину кривої з лінією сталого значення. Коливання N знаходиться кількістю закидів за час регулювання,

$$\sigma = \frac{|h_{\text{max}1} - h(\infty)|}{h(\infty)} = \frac{|1,03 - 1|}{1} = 0,03; \quad (3.10)$$

Час регулювання $t_{\text{рег}} = 159\text{с}$. Час наростання $t_{\text{н}} = 56,5\text{с}$, час досягнення максимуму $t_{\text{макс}} = 90,1\text{с}$, час перегулювання $s = 3\%$, коливальність $N = 1$.

У сталому режимі система статична, так як стале значення реакції $h(\infty) = 1$.

Всі якісні показники відповідають технічним завданням, система не потребує додаткової корекції.

3.2 Віртуальні аналізатори якості у складі СВЯН

«За сучасних ринкових умов та вимог екологічної безпеки підприємства вимірювання нафти вимушені безперервно підвищувати економічну ефективність виробництва та якість продукції» [8]. Практично для всіх процесів виміру показників якості нафти та показників економічної ефективності виробництва пов'язані різноспрямовано.

Українські нафтопереробні підприємства мають перейти на «новий рівень автоматизації», для забезпечення необхідної глибини переробки нафтопродуктів, через посилення міжнародним вимогам до паливно-мастильних матеріалів, тим самим скласти конкуренцію західним підприємствам, тому керівництво багатьох компаній намагається підвищити ефективність виробництва та сприяти впровадженню сучасних підходів в організації та ведення технологічних процесів.

Моніторинг поточних виробничих ситуацій – це найбільше найпоширеніший метод керування виробництвом. Поточний стан процесу можна відстежити за такими параметрами як температура, тиск, витрати і т. д., значення яких надходять від датчиків, що знаходяться на технологічному об'єкті. «Завдання керування підтримки необхідних параметрів нафти ускладнюється високою чутливістю до порушення заданого режиму, великою кількістю точок контролю та керування, наявністю домішок у сировині, систематичними похибками у показаннях витратомірів, щільномірів та інших контрольно-вимірювальних засобів, через відкладення у трубопроводах твердих продуктів реакції» [18].

У зв'язку з цим виникає необхідність у розробці нових та модернізації існуючих технологій вимірювання якості та кількості нафти на об'єктах СВЯН для отримання нафти необхідної якості. «Для забезпечення максимально можливої ефективності актуальною є завдання керування якістю продукції реальному часі із забезпеченням мінімального запасу за показниками якості щодо необхідних значенням.

Зниження варіабельності в системах вимірювання нафти є тенденцією у розвитку світової промисловості, з погляду перекладу економіки держави на інноваційний шлях» [20]. Один із напрямків зниження варіабельності – удосконалення засобів та систем автоматизації. Цьому сприяє впровадження систем удосконаленого керування технологічним процесом (СУК ТП).

«Під системами вдосконаленого керування розуміється широкий клас систем від розширеного регулювання до систем багатовимірною керування великими технологічними об'єктами. До складу останніх включають набори віртуальних аналізаторів, що дозволяє безпосередньо управляти товарними якостями продуктів автоматичному режимі» [8]. Дані системи в даний час активно впроваджуються в нафтопереробній, нафтохімічній та хімічній галузях промисловості. Системи вдосконаленого керування називають також АРС-системами. АРС – англomовна абревіатура від Advanced Process Control.

Метою створення СУК ТП є підвищення техніко-економічної ефективності автоматизованого керування шляхом застосування сучасних методів та програмно-алгоритмічних засобів оптимізації технологічного режиму. Основні завдання для виконання поставленої цілі є [20]:

- забезпечення автоматизованого керування показниками якості нафти;
- зниження кількості порушень за якістю в умовах зовнішніх обурень та дій операторів;
- зниження кількісних втрат та/або порушень за якістю нафти під час зміни виробничих завдань;
- збільшення прибутку завдяки підтримці оптимального технологічного режиму.

Стає зрозуміло, що найважливішим завданням є підвищення ефективності виробництва, тобто експлуатації з мінімальними витратами та експлуатаційними витратами. Створення єдиного інформаційного простору підприємства надати можливість здійснювати моніторинг виробничої ситуації та забезпечить можливість функціонування програмно-алгоритмічних комплексів для вирішення найрізноманітніших завдань: аналізу, прогнозування, керування та ін. «Алгоритми та відповідні моделі можуть налаштовуватися в реальному часі з використанням інформації реального часу, і ретроспективних даних. До основної групи використовуваної інформації відносяться не тільки дані моніторингу технологічних параметрів, а й дані лабораторних аналізів.

Програмно-алгоритмічні комплекси, що функціонують на основі цих моделей називають» [18] віртуальними аналізаторами.

3.2.1 Функціональне призначення та типи віртуальних аналізаторів

Завдання керування, що виконуються за допомогою ВА, наводиться в відповідно до концепції ВА як про інтелектуальне програмне забезпечення. При цьому в цьому розділі не обмежуватимемося розглядом лише промислових підприємств. Можна навести ряд прикладів використання ВА в економічних, банківських, біомедичних, комерційних, соціологічних та інших інформаційних системах. Для керування ТП у статті [8] наведено перелік функцій ВА. Цей перелік може бути розширений, оскільки ВА лише набирає обертів.

Нижче перераховані основні функціональні можливості ВА, які працюють у режимі реального часу.

- аналіз ситуації та вивчення процесу (технологічного, ділового і т. д.) як контрольоване підприємство:

- виявлення та правильний облік взаємозалежностей вхідної інформації;

- аналіз інформаційного змісту окремих вхідних даних шляхом статистичної попередньої обробки даних;
- онлайн визначення режимів роботи для різних критеріїв ефективності у поточній ситуації;
- інформаційна база для оперативного контролю (технологічним, бізнес-процесом тощо):
 - прогнозування якості продукції для вибраного режиму роботи (за певний період);
 - оцінка параметрів потоків вхідних матеріалів та оновлення вимог до них;
 - формування оптимального технологічного контролю (рішень) для даних критеріїв якості;
 - прогноз стану обладнання для певних технологічних режимів;
 - координація взаємопов'язаних виробництв;
 - база даних з керування запасами сировини та напівфабрикатів: визначення часу поповнення та відповідних обсягів за загальним критерієм вартості або умовою максимальної надійності виробництва при обмежених витратах – на основі попиту (споживання) відповідного продукту та економічних показників (витрати на створення та керування запасами і т. д.);
 - база даних для керування запасами інструментів, оснащення та запасних частин до технологічного обладнання з використанням тих же критеріїв;
 - діагностика технологічного обладнання у нормальному режимі роботи:
 - перевірка контрольно-вимірювальних приладів;
 - моніторинг небезпечних випадків та діагностика стану обладнання;
 - підтримка прийняття оперативних рішень та побудови системи гнучкого планування процесів контролю та технічного обслуговування;
 - моніторинг (шляхом аналітичної обробки) статистичної інформації надання онлайн-даних керівному органу;

- ідентифікація попиту та база даних для онлайнного керування маркетингом;
- контроль стимулюванням;
- контроль комерційним бюджетуванням;
- моніторинг виробничої та екологічної безпеки:
- аналіз екологічної та виробничої безпеки використання технологічної установки;
- знаходження прихованих технологічних та технічних загроз та своєчасне повідомлення про можливість реалізації;
- забезпечення стабільного та безпечного використання приладів: платформа для створення профілактичної системи промислової безпеки підприємства.

Цей перелік основних функцій ВА далеко не вичерпний, і він може бути розширений та доповнений.

3.2.2 Концепція віртуальних аналізаторів

Згідно з вищенаведеним визначенням, моделі, що лежать в основі ВА всіх типів, здатні вчитися адекватному визначенню деякої величини, яка може бути визначена, в іншому випадку – тільки за допомогою аналізів, лабораторних випробувань чи прямих вимірювань [18].

Тому ВА іноді називають «м'якими датчиками». Це стосується здебільшого промислової сфери.

Інша відмінна риса ВА полягає в тому, що модель розвитку та навчання покладаються як на онлайнній статистичній інформації, так і за узагальненими технологічними знаннями з бази знань підприємства, тобто налаштування моделі та виконання функціонального завдання конкретного ВА відбуваються у реальному часі.

Щодо вищенаведених класичних понять, то можна вказати визначення ВА як програмно-алгоритмічних систем, виконуючі вищезазначені функціональні завдання, на основі підходу ідентифікації до моделювання та

налаштування моделей. Такі ВА може бути тим провісником для системи віртуального моніторингу [18], аналізатором для подальшого прогнозування або являти собою основу контролера АСУТП [18], онлайнною системою керування з ідентифікацією, надійною системою керування з внутрішніми моделями [20] тощо. Дії керування ВА можуть використовуватися або як рекомендації для системи підтримки прийняття рішень, або достатньо матеріально у замкнутому контурі керування. Тобто в системах керування віртуальний аналізатор виконує інтелектуальну роботу, «не торкаючись важелів», формуючи віртуальні моделі фізичні функціональні елементи. Зокрема, це може бути віртуальна модель регулятора, що базується на «прямому підході» без прямої ідентифікації технологічного процесу. Тим не менш, віртуальна модель регулятора побудована з урахуванням підходу ідентифікації. Тому віртуальний аналіз можна розглядати як розширення поняття ідентифікації.

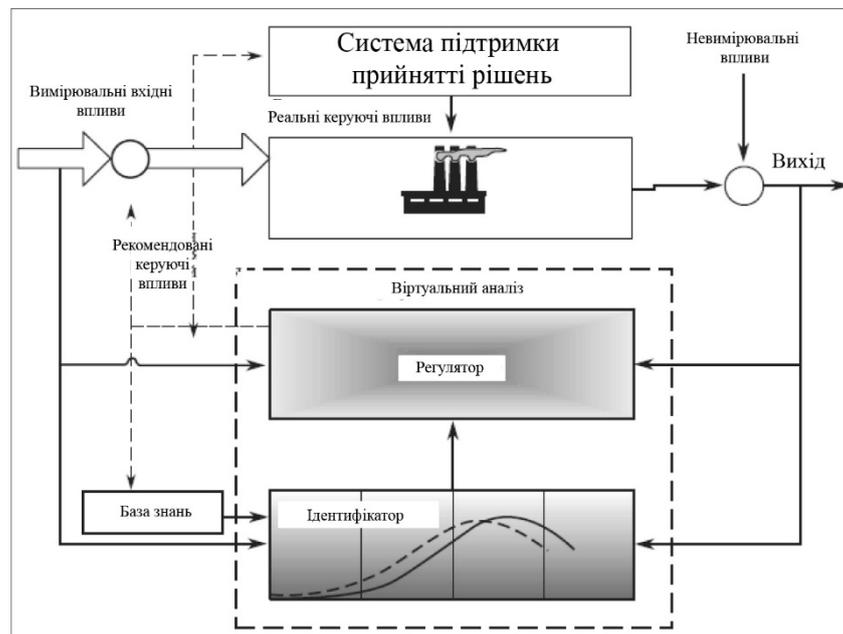


Рисунок 3.5 – ВА для системи керування з ідентифікатором

Приклад блок-схеми ВА для системи керування з ідентифікатором показаний рисунку 3.1. Якщо контур керування замикати, можна отримати схему регулятора з ідентифікатором у ланцюзі зворотного зв'язку, тобто

«віртуальність» перетворюється на цілком реальну і добре знайому схему системи керування.

3.2.3 Методи синтезу віртуальних аналізаторів

Широкий спектр традиційних алгоритмів (нейронні мережі, нечітка логіка, генетичні алгоритми), методів аналізу даних та теорія керування використовуються для реалізації оптимізаційних функцій сучасних ВА. На думку міжнародних та вітчизняних дослідників [8, 16, 22], математичний апарат ВА має тенденцію використовувати «методи штучного інтелекту (бази даних, аналіз пріоритетів, автоматизовані експертні системи тощо), що породжує клас розумних ВА. Особлива увага приділяється новітнім комп'ютерним технологіям із використанням парадигми інтелектуального аналізу даних (інтелектуального аналізу даних), таких як нейронна мережа, генетичні, еволюційні та інші методи дослідження [8].

Наведемо короткий опис та порівняльний аналіз основних методів проектування ВА.

Нечітка логіка. Застосування теорії ймовірностей до ідентифікації при невизначеності різного роду призводить до визначення невизначеності незалежно від її природи, тоді як основне джерело невизначеності лежить у нечіткості [20]. На відміну від безперервного виконання послідовних тверджень типу нечіткого алгоритму, нечітке керування характеризується паралельною обробкою багатьох правил. Їх використання приходить до нечітких висновків у нечіткій логіці.

Досвід, отриманий у системах логіки на основі нечіткої логіки, показує, що час та витрати на їх проектування набагато нижчі, ніж у випадку традиційного математичного апарату, і бажаний рівень стійкості та прозорості моделі досягається при цьому [18].

Обмежене використання нечітких систем можна пояснити такими причинами:

- відсутність стандартної процедури проектування нечіткої системи;

– неможливість аналізувати нечіткі системи традиційними математичними інструментами, що стримує їх введення в безперервне виробництво;

– в порівнянні з імовірнісним підходом нечітка логіка фактично не покращує точність обчислень.

Нейронні мережі. Основні властивості штучних нейронних мереж, такі як паралельна обробка, надвисока швидкість, здатність до навчання, стабільність у великому шумі та неповні дані, є основою для практичного використання нейронних комп'ютерних технологій у різних додатках, таких як політика (прогнозування вибори та обґрунтування передвиборної діяльності), ліберальні та природничі науки тощо.

Сьогодні експерти розглядають розвиток «більш досконаліх об'єктів промислового моніторингу та контролю, які доповнюють класичні технології та орієнтовані на створення нових підприємств з більш дешевими та короткими виробничими циклами», як один із найперспективніших додатків нейронних мереж [20].

Як показує практика, навчання – це остаточний та складний етап життя нейронних мереж, на відміну від написання їх програмних кодів. З одного боку, нейронні мережі складаються із взаємопов'язаних простих елементів, формальних нейронів. Переважна більшість досліджень з нейронної інформатики присвячено перекладу різних алгоритмів розв'язання задачі на ці мережі [18]. Необхідно враховувати специфічні властивості нейронних мереж та мати великий досвід у навчанні.

Навчена нейронна мережа може обробляти нову інформацію, а також інтерпретувати та/або узагальнювати її. Крім того, нейронні мережі можуть успішно обробляти гучну, спотворену або частково пошкоджену інформацію. Однак, варто враховувати, що неможливість прогнозування поведінки нейронних мереж без запуску в роботу на реальних промислових підприємствах унеможлиблює її функціонування.

Гібридні технології. На думку західних експертів [22, 23], одна з існуючих тенденцій представлена гібридними системами, що поєднують технології нейромережі з іншими методами. Наприклад, у філії Advanced Technology Group Corp компанії NeuralWare до нейронних мереж додавали метод найменших квадратів [8]. На думку розробників, гібридні технології є досить ефективним засобом системного моделювання та моніторингу, особливо для нелінійних процесів. При цьому розробники та споживачі впевнені, що існує безліч підходів до вивчення принципів об'єднання статистичних методів за допомогою нейронних мереж для керування реальним часом/

Цей союз, зокрема, може бути використаний в прогнозуючих системах керування на основі моделей ВА для надійності даних і показань датчиків. Ідея полягає у використанні надлишкових компонентів системи збирання даних для встановлення відносин між параметрами технологічного процесу. Зміни у структурі відносин між цими параметрами можуть вказувати на приховану проблему.

Сучасні методи теорії керування. У кожному випадку особливий метод вибирається з критерію оптимальності, що визначається сутністю застосовуваної програми, і навіть апріорної інформації про об'єкт керування. Малий обсяг апріорної інформації є одним із найважливіших вимог до сучасних систем автоматичного керування [20]. Для проектування ВА ця вимога набуває особливого сенсу: гарантований, можливо, неоптимальний результат повинен бути отриманий з даних роботи в реальному часі, навіть якщо рекомендації щодо дій, що управляють, не будуть включені в реальний цикл керування, тобто використовуватися в якості підтримки прийняття рішень. Тут особливо актуальні проблеми контролю за умов невизначеності і, зокрема, проблеми керування робастною стійкістю.

Можливість ефективного контролю за умов невизначеності робить надійні алгоритми надзвичайно перспективними для проектування віртуальних аналізаторів. Однак на шляху до їх широкого практичного

використання, крім об'єктивних проблем, доводиться долати численні суб'єктивні труднощі, такі як консерватизм інженерного мислення потенційних користувачів. За різними оцінками, понад 90% регуляторів є простими ПІД-регуляторами, розробленими з використанням простих інженерних методів [20].

Розробка сучасного ВА вимагає ультрасучасних методів та глибокого аналізу наявних проблем на основі інженерної інтуїції та адекватних алгоритмів.

3.2.4 Віртуальний аналізатор для аналізованої системи

Умовна схема взаємодії ВА з АСК ТП представлена на рисунку 3.6. ВА може або входити до складу АСК ТП, або існувати самостійно, у формі деякої інтелектуальної надбудови контуру керування.

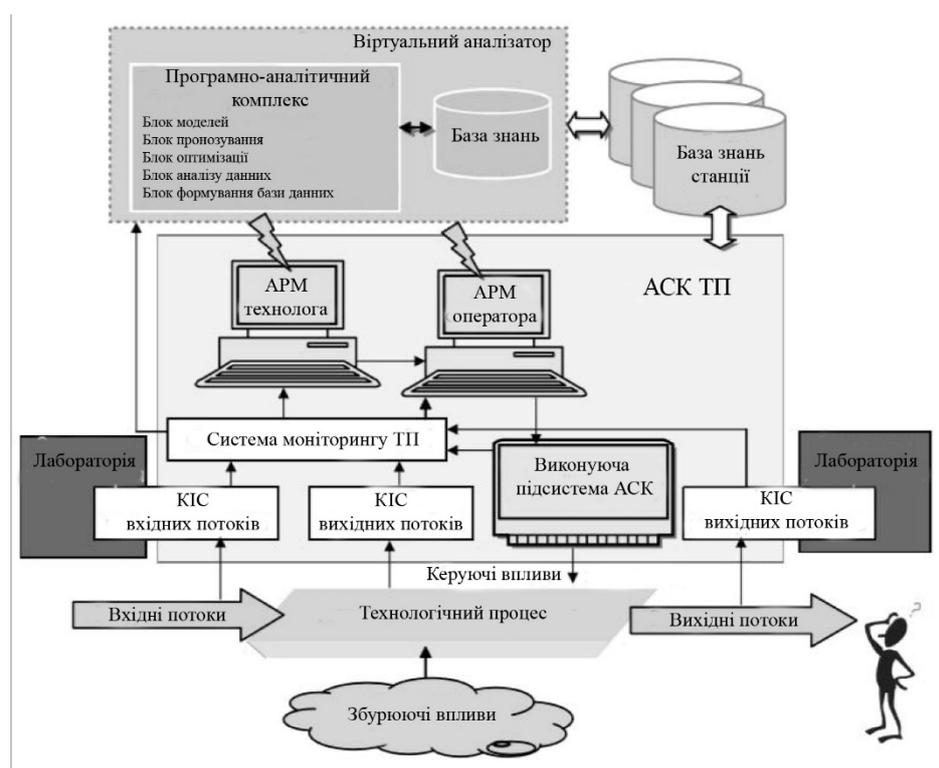


Рисунок 3.6 – Схема взаємодії ТП, АСК ТП та ВА

По суті це програмне забезпечення, що дозволяє відновити необхідні відомості за наявними даними, ідентифікувати приховану динаміку існуючих процесів та візуалізувати її на екрані дисплеїв чергової зміни. У свою чергу це

означає, що ВА легко інтегрується в будь-яку систему удосконаленого керування [8]. Отже, він може легко інтегруватися в будь-яку систему вдосконаленого керування, в яких є мережні комп'ютери, які мають доступ до результатів моніторингу стану ТП, до даних, що формуються потоковими аналізаторами та до результатів лабораторних аналізів матеріальних потоків.

Побудова ВА входить до складу СУКТП, тому програмні продукти для побудови ВА є у більшості компаній-постачальників таких систем [4]. Сьогодні до світових лідерів у цій галузі можна віднести такі компанії, як: Honeywell, Aspen Technology, Owens Corning Glass, ATIS Pavilion8, Нейросплав і т.д. Для користувачів систем вони пропонують технології ВА у вигляді конфігурованих систем, зручних у використанні. Ці та багато виробників надають технології ВА у вигляді конфігурованих систем, щодо простих у використанні.

Більшість із них забезпечені графічними пакетами для представлення результатів та напрями дій операторів [20].

Виробнича функція віртуального аналізатора зводиться до [18]:

- візуалізації поточного стану нафти, відхилення зазначеного стану від середніх характеристик потоку за вибраний інтервал часу, а також від стану на момент часу, відповідний попереднього лабораторного аналізу;
- виявлення відбраковування помилкових (недостовірних) аналізів;
- непрямий контроль за станом контрольно-вимірювальних приладів.

ВА показників якості тільки починає впроваджуватися на вузлах обліку та здійснюється з використанням розроблених математичних моделей, в яких використовується залежність значень показників якості від поточних параметрів режиму технологічних установок. Математичні моделі отримують у результаті обробки статистичних даних (результатів лабораторних випробувань та даних технологічних режимів) та аналітичних моделей установок. Розрахунок показників якості за допомогою ВА може здійснюватися з періодичністю від 10 секунд до 15 хвилин в режимі реального часу. Також при розрахунку показників якості, операторам СВЯН потрібно

знати значення якісних показників у кожен момент часу, тобто у всьому часовому інтервалі між сусідніми лабораторними аналізами показників. На практиці дискретний лабораторний аналіз видається операторам у момент завершення чергового аналізу якісного показника його значення, яке він мав у момент взяття проби для аналізу цього якісного показника [8].

3.3 Віртуальна оцінка показника якості нафти

У проекті досліджувався процес побудови моделі аналізатора, який може віртуально оцінити якість, саме обчислення одного з основних показників нафти – щільності. Вона має значення як фізична характеристика, а деяких випадках як показник визначення маси нафти.

Згідно з рекомендаціями [18], як основна схема вимірювання маси нафти застосовують непрямий метод динамічних вимірювань з використанням перетворювачів об'ємної витрати, потокових перетворювачів щільності, перетворювачів температури і тиску або прямий метод динамічних вимірювань з використанням вимірювачів маси.

Масу нафти за зміну ($M_{см}$, т) згідно з [30] обчислюють за формулою:

$$M_{см} = V_{см} \cdot \rho_{розн} \cdot 10^{-3}; \quad (3.11)$$

де: $V_{см}$ – обсяг нафти, виміряний СВЯН за зміну в робочих умовах, або цей же обсяг, наведений до стандартних умов 8595 м³;

$\rho_{розн}$ – розрахункове значення щільності нафти, яке застосовують для обчислення маси нафти за зміну, кг/м³.

У роботі пропонується обчислювати розрахункове значення щільності з допомогою віртуального аналізатора якості. Модель віртуального аналізатора із САР регулюванням об'ємної витрати, розроблена у програмному продукті MATLAB Simulink представлена на рисунку 3.7.

У випадку, при відмові перетворювача щільності (ПЩ) у БК, згідно з алгоритмом моделі, аналізатор розраховуватиме щільність нафти [23]:

1) При рівномірному режимі перекачування (відкачування) нафти протягом зміни розрахункове значення щільності нафти ($\rho_{розр}$, кг/м³) обчислюють за формулою:

$$\rho_{розр} = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_i}{n}; \quad (3.12)$$

де: ρ_i – значення густини i -ї точкової проби протягом зміни, кг/м³;

n – кількість точкових проб нафти протягом зміни.

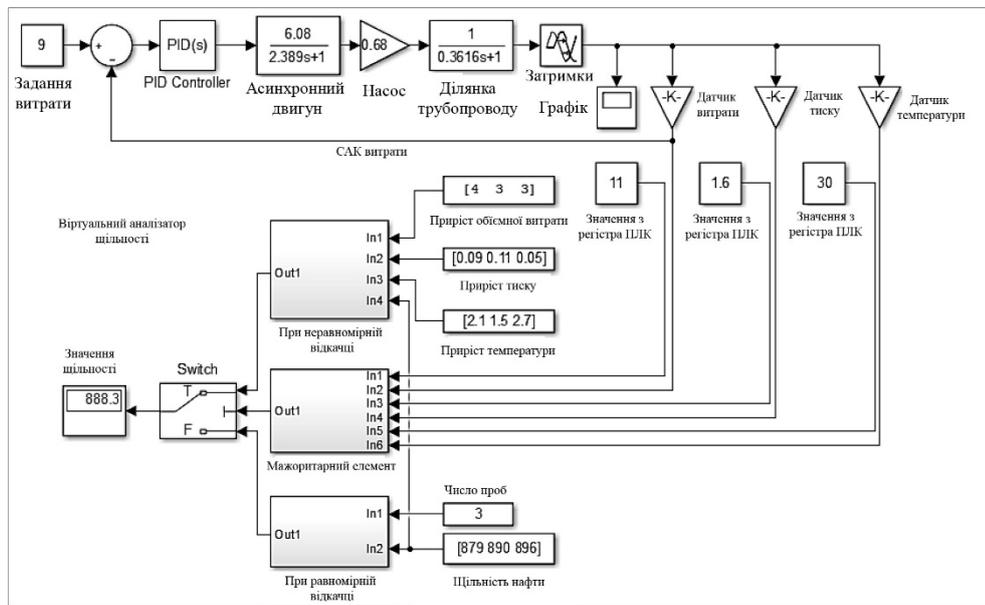


Рисунок 3.7 – Модель системи

2) При нерівномірному режимі перекачування (відкачування) нафти протягом зміни розрахункове значення щільності нафти ($\rho_{розр}$, кг/м³) обчислюють за формулою:

$$\rho_{розр} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta V_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i \cdot \rho_i}{\sum_{i=1}^n \Delta V_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i}; \quad (3.13)$$

де: ΔV_i , ΔP_i , ΔT_i – збільшення обсягу, тиску, температури перекачаної (відкачаної) нафти відповідно за період між двома послідовними відборами точкових проб;

ρ_i – значення щільності i -ї точкової проби протягом зміни, кг/м³.

У той же час, операторам СВЯН (НПЗ) потрібно знати значення (лабораторних даних) щільності (ρ_i), об'ємної витрати (V_i) у кожний момент часу, тобто протягом зміни кожні дві години (період), повинні записувати значення показників, та ввести ці дані з клавіатури АРМ-оператора під час розрахунку.

Режим відкачування протягом зміни вважають нерівномірним, якщо обсяг відкачування, що вимірюється перетворювачем об'ємної витрати, за два послідовні періоди відрізняються на 10 % і більше. Для підвищення достовірності та надійності для побудови ВА, пропонується до контуру керування додати датчик тиску та температури, які будуть використовуватися аналогічно датчику об'ємної витрати. З використанням даних, які від цих датчиків, можна побудувати алгоритм мажоритарного голосування. Тобто, за допомогою мажоритарного елемента (МЕ), що виконує функцію голосування, можна визначити режим відкачування.

МЕ називають логічний елемент (перемикач), що працює за принципом більшості. Принцип більшості полягає в тому, що якщо більшість вхідних сигналів дорівнює 1 або 0, то вихідний сигнал буде відповідно дорівнює 1 і 0. Завжди має непарну кількість входів. Алгоритм МЕ для побудови ВА представлений рисунку 3.8.

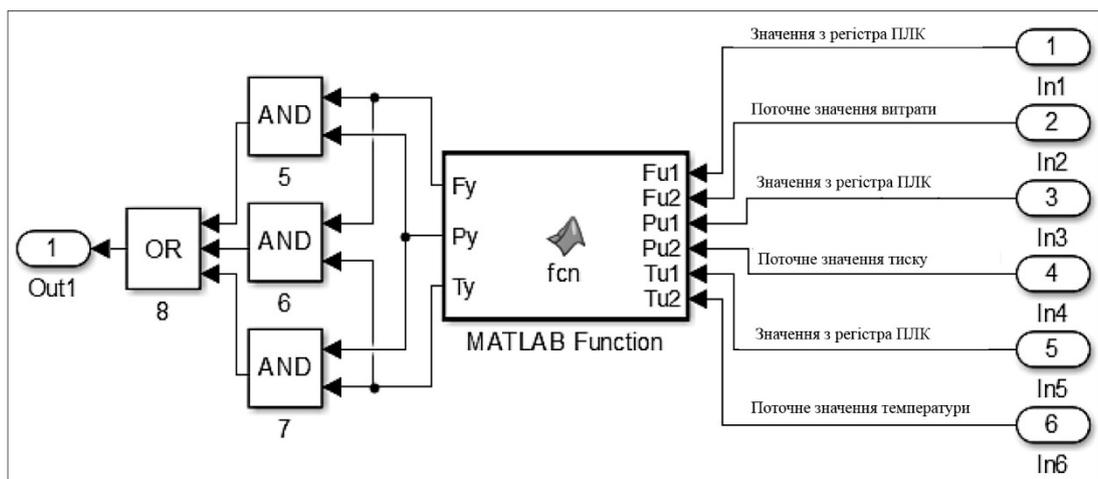


Рисунок 3.8 – Структура елемента мажоритарного голосування

МЕ складається з логічних елементів «І», «АБО» та блоку «MATLAB Function», який задає вираз у стилі мови програмування MATLAB. На вхід блоку «MATLAB Function» подається сигнал помилки неузгодженості $e(t)$, сформованою різницею між заданим і поточним значеннями датчиків. Цей блок, у свою чергу, обробляє помилки, що надійшли, наступним чином:

1) якщо значення сигналу, що подається на вхід, буде $\geq \pm 10\%$, то блок на виході видає – 1;

2) якщо значення сигналу, що подається на вхід, буде $< \pm 10\%$, то блок на виході видає – 0.

Відповідно, отриманого на виході МЕ значення 0 або 1 ВА обчислює щільність нафти.

3.4 Алгоритм автоматичного регулювання технологічним параметром

Для обчислення щільності необхідно підтримувати технологічні параметри нафти відповідно до вимог підприємства. Технологічним параметром, що регулюється розробленою системою автоматичного регулювання (САР), є витрата нафти в блоці вимірювання якості. Необхідність регулювання витрати виникає при автоматизації будь-якого безперервного процесу. Тому САР витрати, призначена для стабілізації збурень за матеріальними потоками, є невід'ємною частиною АСК ТП СВЯН. На лінії БІК витрати нафти прийнято $9 \text{ м}^3/\text{год}$. Структурна схема САР наведено на рисунку 3.9 [5].

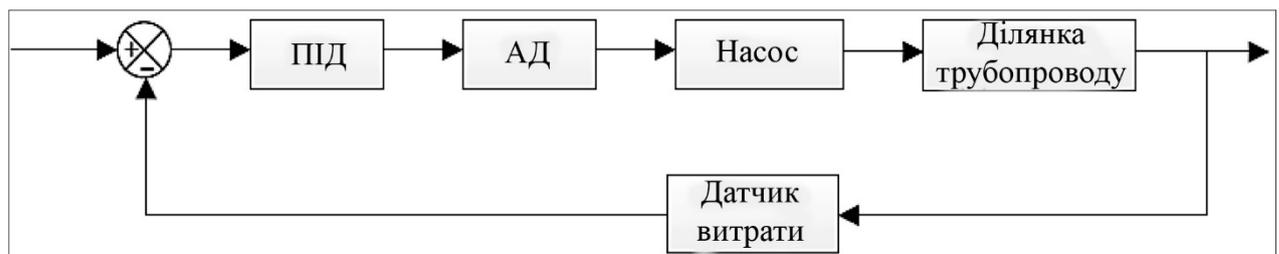


Рисунок 3.9 – Структурна схема САР витрати нафти

Схема САР включає такі елементи: ПІД-регулятор, асинхронний двигун (АД), відцентровий насос, датчик витрати і ділянка трубопроводу, який є об'єктом керування.

Для формування моделі САР Simulink (Matlab) необхідно визначити передавальні функції ланок.

Об'єктом керування є ділянка трубопроводу між точкою вимірювання витрати та регулюючим органом. Довжина цієї ділянки становить приблизно 10 метрів.

Динаміка об'єкта керування $W(s)$, наближено описується аперіодичною ланкою першого порядку із затримкою. Час затримки становить кілька секунд для рідини. Передатна функція об'єкта керування (частина трубопроводу) матиме вигляд:

$$W_{OK}(s) = \frac{Q_k(s)}{Q(s)} = \frac{1}{T \cdot s + 1} \cdot e^{-\tau_0 \cdot s}; \quad (3.14)$$

$$T = \frac{2 \cdot L \cdot f \cdot c^2}{Q}; \quad (3.15)$$

$$\tau_0 = \frac{Lf}{Q}; \quad (3.16)$$

$$c = \frac{Q}{f} \cdot \sqrt{\frac{\gamma}{2 \cdot \Delta\rho \cdot g'}}; \quad (3.17)$$

$$f = \frac{\pi \cdot d^2}{4}; \quad (3.18)$$

де: $Q_k(s)$ – об'ємна витрата рідини після клапана;

$Q(s)$ – вимірювана об'ємна витрата рідини;

γ – питома вага рідини;

L – довжина ділянки трубопроводу, між точкою вимірювання та точкою регулювання;

f – площа перерізу труби;

$\Delta\rho$ – перепад тиску на трубопроводі;

τ_0 – запізнення;

T – постійна часу;

d – діаметр труби.

Об'єкт керування має показники, наведені у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Показники об'єкта керування

Найменування	Кількість
Питома вага нафти, кг/с	800
Об'ємна витрата рідини, м ³ /с	0,03475
Довжина ділянки трубопроводу, м	10
Діаметр труби, мм	100
Перепад тиску на трубопроводі, кгс/м ²	9993,158
Щільність нафти, кг/м ³	890

Тепер зробимо розрахунок передавальної функції відповідно до характеристик ОК:

$$f = \frac{3,14 \cdot 100^2}{4} = 0,00785 \text{ м.}$$

$$c = \frac{0,03475}{0,00785} \cdot \sqrt{\frac{800}{2 \cdot 9993,158 \cdot 9,8}} = 0,2829.$$

$$\tau_0 = \frac{10 \cdot 0,00785}{0,03475} = 2,259 \text{ с.}$$

$$T = \frac{2 \cdot 10 \cdot 0,00785 \cdot 0,2829^2}{0,03475} = 0,3616 \text{ с.}$$

$$W_{OY}(s) = \frac{1}{0,3616 \cdot s + 1} \cdot e^{-2,295s}.$$

Передаточна функція асинхронного двигуна описується так:

$$W_{AD}(s) = \frac{K_{\partial e}}{T_{\partial e} s + 1}; \quad (3.19)$$

$$T_{\partial e} = \frac{\omega_H \cdot J}{M_K}; \quad (3.20)$$

$$K_{\text{дв}} = \frac{\omega_n}{f_{\text{max}}}; \quad (3.21)$$

де: $T_{\text{дв}}$ – електромеханічна постійна часу;

$K_{\text{дв}}$ – коефіцієнт передачі двигуна;

M_k – критичний момент, що становить 70 Н·м [20];

ω_n – номінальна швидкість обертання, що визначається за паспортом двигуна [30], 304 рад/с;

J – наведений до валу двигуна момент інерції, що становить 0,5 кг·м²;

f_{max} – частота обертання, 50 Гц.

Розрахуємо передатну функцію асинхронного двигуна:

$$K_{\text{дв}} = \frac{304}{50} = 6,08 \text{ рад / с} \cdot \text{Гц}.$$

$$T_{\text{дв}} = \frac{304 \cdot 0,55}{70} = 2,389 \text{ с}.$$

$$W_{\text{дв}}(s) = \frac{6,08}{2,389s + 1}.$$

Відцентрові насоси відносяться до механізмів з тривалим режимом роботи і постійним навантаженням. Так як у технічній документації до насоса не вказана постійна часу, то насос можна подати у вигляді підсилювальної ланки з функцією передачі:

$$W_n(s) = k_{\text{пост.}}. \quad (3.22)$$

де: $k_{\text{пзш}}$ – коефіцієнт посилення.

Вхідним сигналом насос є напруга. Вихідним сигналом є максимальна витрата насоса. За технічною документацією насоса визначаємо напругу 220В, максимальна витрата – 150л/хв. [36].

$$k_{\text{пост.}} = \frac{150}{220} = 0,68.$$

Тоді передатна функція насоса матиме вигляд:

$$W_n(s) = 0,68.$$

Передатна функція ПІД-регулятора має вигляд:

$$W_{\text{ПІД}}(s) = K_p + \frac{K_i}{s} + K_d s; \quad (3.23)$$

Модель алгоритму автоматичного регулювання витратою нафти СВЯН, яка спроектована серед Simulink, представлена на рисунку 3.10.

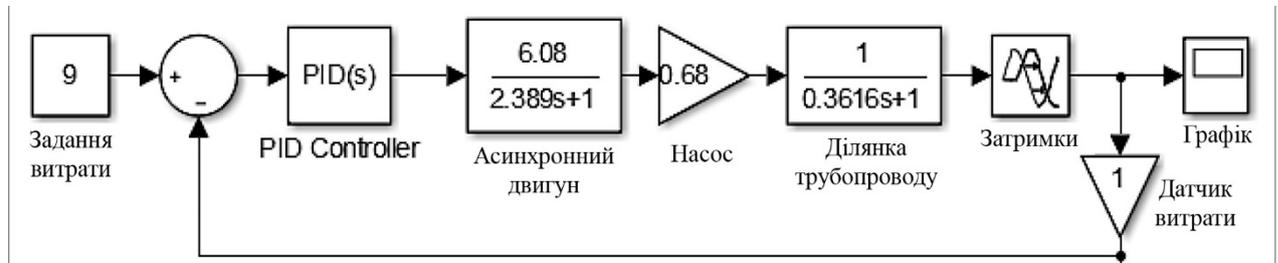


Рисунок 3.10 – Модель САР регулювання Simulink

Модель регулювання включає вище описані ланки. Оператор задає бажане значення витрати. ПЛК перетворює інформацію, зрозумілу оператору, струмовий сигнал з діапазону 4–20 мА. Перетворений сигнал надходить на суматор. З суматора виходить різниця між значенням задатчика та поточним значенням рівня витрати, що знімається датчиком рівня. Цей сигнал надходить на ПІД-регулятор, який залежно від її значення формує вплив, що управляє, яке подається на ЕП з частотним регулюванням, який у свою чергу управляє насосом. Значення кута переміщення засувки визначає величину витрати нафти, що проходить через трубопроводи вимірювальні лінії СВЯН.

Коефіцієнти ПІД-регулятора були обчислені за допомогою програм MATLAB. Коефіцієнти було скориговано вручну. У результаті отримані такі коефіцієнти:

$$K_P=0,060441;$$

$$K_I=0,029221;$$

$$K_D=0,003454.$$

Перехідна характеристика, отримана в результаті експерименту представлена на рисунку 3.11.

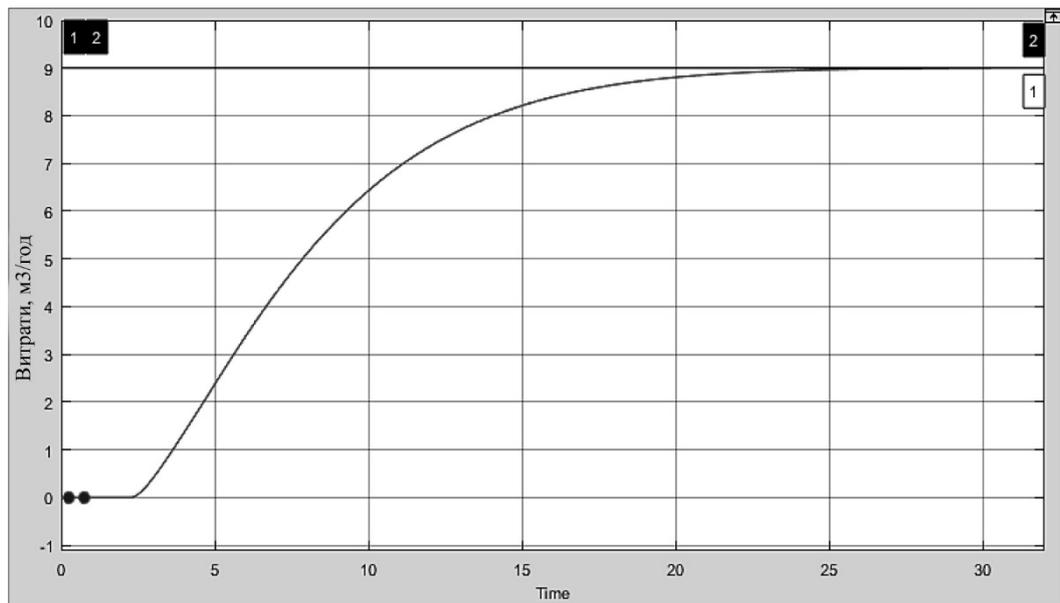


Рисунок 3.11 – Перехідна характеристика

Прямі показники якості перехідного процесу: час перехідного процесу і перерегулювання становлять 20,3 секунд і 0 % відповідно, що було достатньо забезпечення необхідної точності вимірювання щільності нафти з використанням ВА.

РОЗДІЛ 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Техніко-економічне обґрунтування

Основна ідея магістерського дослідження полягає в розробці та дослідженні автоматизованого вузла обліку нафти. Основні функції автоматизованої системи – вимірювання та відображення необхідних технологічних параметрів – вимірювання та відображення поточних параметрів якості нафти. Можливі шляхи підвищення ефективності виробництва, наступні – отримання достовірної інформації з технологічних об'єктів для вирішення завдань оперативного контролю – підвищення рівня автоматизації, точності та оперативності вимірювання параметрів – зменшення негативного впливу людського фактору на роботу системи контролю та, як наслідок, можливості виникнення аварійних ситуацій.

Для розробки системи автоматизації був зроблений вибір сучасних приладів та засобів автоматизації, які дозволяють грамотно відстежувати та керувати параметрами процесу.

Результат застосування запропонованої системи автоматизації полягає у стабілізації параметрів технологічного процесу за рахунок збільшення обсягу та якості обробки інформації, що дозволяє обслуговуючому персоналу приймати своєчасні та оптимальні рішення при позаштатних ситуаціях.

Основними перевагами автоматизованого вузла обліку нафти є:

- підвищена продуктивність;
- покращення якості керування технологічним процесом обліку;
- підвищена надійність та міцність (послідовність та узгодженість) процесів;
- зниження прямих витрат людської праці та витрат на обслуговування вузла обліку.

4.2 Визначення витрат на розроблення та дослідження вузла обліку нафти

Для розроблення та дослідження вузла обліку нафти закуплені комплектуючі, перелік яких зведений у таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Перелік необхідних комплектуючих

Найменування та технічна характеристика	Тип	Од.виміру	К-ть	Ціна за одиницю грн.	Ціна грн.
Блок живлення	БП 96-2	шт.	5	12000	60000
Термометр опору	Rosemount-644	шт.	2	12000	24000
Мембранний датчик тиску	Rosemount-3051	шт.	4	8000	32000
Витратомір ультразвуковий	Optosonic-3400	шт.	2	1000	2000
Вологомір	Fizer-SW100.20	шт.	2	300	600
Контрольний кабель	КММФЕ 4x1	м.	193	30	5790
Силовий кабель	МКЕШ 4x1,5	м.	72	50	3600
Пневматичний клапан	Samson-3241	шт.	4	55000	220000
Електропневматичний переваж.	АСТРА-ЕПП	шт.	4	9000	36000
Вимірювач регулятор технологічний	ВРТ - 5922	шт.	4	12000	48000
Контролер	Siemens S7-400	шт.	1	15000	15000
Всього:					446990

Таким чином, витрати на придбання комплектуючих для розроблення та дослідження вузла обліку нафти дорівнюють:

$$З_k = 446990 \text{ грн.}$$

Розрахунок заробітної платні з нарахуваннями.

Для встановлення системи необхідно виконати роботи по встановленню, монтажу системи керування, демонтажу старого обладнання, наладці та пуску системи. Вказані роботи будуть проводити бригада з 3-м слюсарів 5-го розряду протягом 6-ти днів.

Витрати на заробітну плату з нарахуваннями визначимо за формулою:

$$S_{\text{ЗПМ}} = K_{\text{НЗ}} \cdot \lambda \cdot t \cdot \sum_{i=1}^m C_{ti} (1 + H); \quad (4.1)$$

де: $K_{\text{НЗ}}$ – коефіцієнт, який враховує накладні витрати на заробітну плату, $K_{\text{НЗ}} = 1,3$;

λ – коефіцієнт, який враховує премії, $\lambda = 1,25$;

t – час виконання робіт, год;

C_{ti} – часова тарифна ставка працівника i -го розряду.

H – норма нарахування на заробітну плату, $H = 0,22$;

m – кількість робочих, чол.

$$S_{\text{ЗПМ}} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 6 \cdot (37,87 \cdot 3) \cdot (1 + 0,22) = 10811,30 \text{ грн.}$$

Визначення загальної суми витрат.

Витрати на розроблення та дослідження вузла обліку нафти як суму витрат на купівлю комплектуючих та витрат на заробітну плату з нарахуваннями робітникам, які проводять модернізацію:

$$Z_{\text{М}} = Z_{\text{к}} + Z_{\text{ЗПМ}}; \quad (4.2)$$

$$Z_{\text{М}} = 446\,990,00 + 10\,811,30 = 457\,801,30 \text{ грн.}$$

4.3 Розрахунок річного фонду роботи вузла обліку нафти

Розрахунок річного фонду часу роботи вузла обліку нафти проведемо за формулою:

$$T_{\text{Р}} = \frac{T_{\text{Ф}}}{\frac{1}{t_{\text{см}} \cdot K_{\text{см}}} + D_{\text{Р}}}; \quad (4.3)$$

де: T_{Φ} – річний фонд робочого часу, $T_{\Phi} = 365$ днів;

t_{cm} – тривалість зміни в машино-годинах, $t_{cm} = 8$;

K_{cm} – коефіцієнт змінності роботи устаткування, $K_{cm} = 3$;

D_p – простой в машино-днях у всіх видах технічного обслуговування і ремонту, який приходить на одну машино-годину, визначимо за формулою:

$$D_p = \frac{\sum_{i=1}^n d_{pi} \cdot a_i}{T_{ц}}; \quad (4.4)$$

де: n – число різновидів технічних обслуговувань та ремонтів за міжремонтний період;

d_{pi} – тривалість перебування в i -му ремонті чи технічному обслуговуванні;

a_i – кількість i -х ремонтів чи технічних обслуговувань за міжремонтний період;

До та після модернізації час міжремонтного циклу складає 8760 годин. До удосконалення САК проводилось 12 оглядів впродовж 1,0 години, а після 4 оглядів впродовж 1,0 години. Враховуючи наведене, розраховуємо простой в машино-днях при всіх видах технічного обслуговування до і після модернізації:

$$D_{p1} = \frac{1 \cdot 1 \cdot 12}{8760} = 0,0014 \frac{\text{маш.днів}}{\text{маш.год}};$$

$$D_{p1} = \frac{1 \cdot 1 \cdot 4}{8760} = 0,0005 \frac{\text{маш.днів}}{\text{маш.год}};$$

Тоді річний фонд часу роботи вузла обліку нафти дорівнюватиме відповідно:

$$T_{p1} = \frac{365}{\frac{1}{8 \cdot 3} + 0,0014} = 8475,23 \text{ год},$$

$$T_{p1} = \frac{365}{\frac{1}{8 \cdot 3} + 0,0005} = 8656,13 \text{ год},$$

4.4 Розрахунок річної експлуатаційної вузла обліку нафти

Річна експлуатаційна продуктивність вузла обліку нафти визначається за формулою:

$$V = V_{\text{Е.Г.П}} \cdot T_{\text{р}} \cdot K_{\text{ПР}}; \quad (4.5)$$

де: $V_{\text{Е.Г.П}}$ – годинна експлуатаційна продуктивність, (100 т/год),

$K_{\text{ПР}}$ – коефіцієнт, що враховує простій, не враховане в годинній експлуатаційній продуктивності.

Після вдосконалення вузла обліку нафти продуктивність самої нафтоперекачувальної станції не зміниться.

Таким чином, до та після розроблення та дослідження САК вузла обліку нафти складає:

$$V_1 = 100 \cdot 8457,23 \cdot 0,9 = 822097,31 \text{ т/рік.}$$

Після модернізації:

$$V_2 = 10 \cdot 8686,13 \cdot 0,9 = 839644,61 \text{ т/рік.}$$

4.5 Розрахунок поточних річних витрат

Поточні річні експлуатаційні витрати визначаються для вузла обліку нафти до та після модернізації.

За процесом роботи вузла обліку нафти спостерігає 4-ри оператори 5-го розряду, після вдосконалення САК вузла обліку нафти можливо скоротити 1-го оператора.

Витрати на заробітну плату до та після модернізації складають:

$$S_{\text{ЗП}} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 8475,23 \cdot 37,87 \cdot 4 \cdot (1+0,22) = 2545188,69 \text{ грн.}$$

$$S_{\text{ЗП}} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 8686,13 \cdot 37,87 \cdot 3 \cdot (1+0,22) = 1949635,65 \text{ грн.}$$

Визначення витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт САК вузла обліку нафти.

Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт САК вузла обліку нафти визначимо за формулою:

$$S_{\text{ТО}} = S_{\text{ТОЗ}} + S_{\text{ТОМ}}; \quad (4.6)$$

де: $S_{\text{ТОЗ}}$ – витрати на заробітну плату ремонтників з нарахуваннями;

$S_{\text{ТОМ}}$ – витрати на матеріали та запасні частини.

Витрати на заробітну плату ремонтних робітників з нарахуваннями визначаються за формулою:

$$S_{\text{ТОЗ}} = \frac{T_{\text{Р}}}{T_{\text{Ц}}} \cdot K_{\text{НЗ}} \cdot \lambda \cdot C_{\text{Р}} \cdot \sum_{i=1}^m a_{\text{Рi}} \cdot \tau_{\text{Рi}} \cdot (1 + \text{Н}); \quad (4.7)$$

де: $C_{\text{Р}}$ – середня тарифна ставка ремонтного робітника, що обслуговують установку, грн/год;

$a_{\text{Рi}}$ – кількість техобслуговувань і поточних ремонтів без капітального ремонту;

$\tau_{\text{Рi}}$ – трудоємкість i -го технічного обслуговування та поточного ремонту, до i після – $\tau_{\text{Рi}} = 16,5$, після модернізації – 12,3.

Витрати на матеріали та запасні частини визначаються за формулою:

$$S_{\text{ТОМ}} = K_{\text{П}} \cdot \frac{S_{\text{ТОЗ}} \cdot (1 - \text{Н})}{K_{\text{НЗ}}} \cdot K_{\text{ЗР}}; \quad (4.8)$$

де: $K_{\text{П}}$ – норма накладних розходів за всіма видами витрат, крім заробітної плати, $K_{\text{П}} = 1,1$;

$K_{\text{ЗР}}$ – коефіцієнт переходу від витрат на заробітну плату до витрат на матеріали та запасні частини, $K_{\text{ЗР}} = 1,25$.

До модернізації для технічного огляду та поточного ремонту необхідно один слюсар КВПіА 5-того розряду. Після модернізації їх склад не змінився. Огляд проводиться 12 разів на рік до модернізації та 4 після.

$$S_{\text{ТОЗ1}} = \frac{8475,23}{8760} \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 1 \cdot 12 \cdot 16,5 \cdot 37,57 \cdot (1 + 0,22) = 14382,06 \text{ грн.}$$

$$S_{\text{ТОЗ2}} = \frac{8686,13}{8760} \cdot 1,3 \cdot 1,25 \cdot 1 \cdot 4 \cdot 12,3 \cdot 37,87 \cdot (1 + 0,22) = 3650,00 \text{ грн.}$$

Витрати на матеріали та запасні частини до модернізації складають:

$$S_{\text{ТОМ1}} = 1,1 \cdot \frac{14382,06 \cdot (1 - 0,22)}{1,3} \cdot 1,25 = 11865,20 \text{ грн.}$$

Витрати на матеріали та запасні частини після модернізації:

$$S_{\text{ТОМ2}} = 1,1 \cdot \frac{3650,00 \cdot (1 - 0,22)}{1,3} \cdot 1,25 = 3011,25 \text{ грн.}$$

Таким чином, витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт САК вузла обліку нафти до модернізації склали:

$$S_{\text{ТО1}} = 14382,06 + 11865,20 = 26247,26 \text{ грн.}$$

після модернізації:

$$S_{\text{ТО2}} = 3650,00 + 3011,25 = 6661,25 \text{ грн.}$$

Величину витрат на електроенергію визначимо за формулою:

$$S_{\text{ЕЛ}} = K_{\text{Ш}} \cdot W_{\text{ЕЛ}} \cdot V_{\text{ЕЛ}} \cdot T_{\text{Р}}; \quad (4.9)$$

де: $V_{\text{ЕЛ}}$ – ціна 1 кВт/год електроенергії – 3,17 грн;

$W_{\text{ЕЛ}}$ – витрата за годину енергії, кВт/год.

Енергообладнання вузла обліку нафти споживало 3 кВт/год, після вдосконалення САК вузла обліку нафти кількість енергоспоживачів виросло, тому і споживання збільшилось до 3,5 кВт/год.

Виходячи з цього витрати на електроенергію до модернізації склали:

$$S_{\text{ЕЛ1}} = 1,1 \cdot 3 \cdot 3,17 \cdot 8475,23 = 88659,38 \text{ грн.}$$

після модернізації:

$$S_{\text{ЕЛ2}} = 1,1 \cdot 3,5 \cdot 3,17 \cdot 8656,13 = 98097,76 \text{ грн.}$$

Розрахунок суми річних витрат на експлуатацію САК вузла обліку нафти зведений у таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Сума річних витрат на експлуатацію

Найменування статті витрат	Величина витрат	
	До впровадження САК, грн.	Після впровадження САК, грн.
Зарплата з нарахуваннями	2545188,69	1949635,96
ТО та поточний ремонт	26247,26	6661,25
Електроенергія	88659,38	98097,76
Разом	2660095,33	2054394,97

4.6 Розрахунок вартості машино–години роботи вузла обліку нафти

Розрахунок вартості машино–годин розраховуємо за формулою:

$$S_{\text{МГ}} = \frac{S}{T_{\text{р}}}. \quad (4.10)$$

До модернізації вартість однієї машино-години складала:

$$S_{\text{МГ1}} = \frac{2660095,33}{8475,23} = 313,87 \text{ грн. / год}$$

Після модернізації вартість однієї машино-години змінилась і складає:

$$S_{\text{МГ2}} = \frac{2054394,97}{8656,13} = 237,33 \text{ грн. / год}$$

4.7. Розрахунок вартості технологічної операції на одиницю продукції

Вартість технологічної операції визначається за формулою:

$$S_{\text{П}} = \frac{S}{B}. \quad (4.11)$$

До модернізації вартість складала:

$$S_{\text{П1}} = \frac{2660095,33}{822097,31} = 3,24 \text{ грн. / т. .}$$

Після модернізації вартість складає:

$$S_{п2} = \frac{2054394,97}{839644,61} = 2,45 \text{ грн. / т.}$$

4.8 Розрахунок економічного ефекту від проведення модернізації

Річний економічний ефект від проведення модернізації визначається за формулою:

$$E = (S_{п1} - S_{п2}) \cdot B; \quad (4.12)$$

$$E = (3,24 - 2,45) \cdot 839644,61 = 663319,24 \text{ грн / рік.}$$

Термін окупності витрат по модернізації розраховуємо за формулою:

$$T = \frac{Z_M}{E}; \quad (4.13)$$

$$T = \frac{457801,13}{663319,24} = 0,69 \text{ років} \approx 9 \text{ місяців.}$$

Отже, термін окупності приблизно 9 місяців.

Висновки за розділом

1. Витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт електрообладнання зменшились на 74,62%.
2. Витрати на електроенергію електропривода збільшились на 10,65%.
3. Вартість машино-години роботи електропривода зменшились на 24,39%.
4. Вартість технічної операції для одиниці продукції після модернізації знизилась на 24,39 %.
5. Економічна ефективність від проведеної автоматизації склала 663319,24 грн.
6. Строк окупності витрат складає 9 місяців.

Таблиця 4.3 – Техніко-економічні показники розроблення та дослідження САК вузла обліку нафти

Показники	Одиниці виміру	Значення		
		до модернізації	після модернізації	абсолютне відхилення
1. Капітальні витрати на модернізацію	грн.	х	457801,13	х
2. Річний фонд часу роботи	год.	8475,23	8656,13	-180,90
3. Річна експлуатаційна продуктивність	т.	822097,31	839644,61	-17547,30
4. Річні експлуатаційні витрати, усього:	грн.	2660095,33	2054394,97	+605700,36
у тому числі: витрати на оплату праці	грн.	2545188,69	1949635,96	+595552,73
витрати на ТО та ТР	грн.	26247,26	6661,25	+19586,01
витрати на електроенергію	грн.	88659,38	98097,76	-9438,38
5. Вартість однієї машино-години роботи	грн./год.	313,87	237,33	+76,54
6. Вартість технологічної операції	грн./ т.	3,24	2,45	+0,79
7. Річний економічний ефект	грн.	х	663319,24	х
8. Строк окупності капітальних вкладень	місяців	х	9	х

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі відповідно до поставленого завдання було розроблено систему автоматизації вузла обліку нафти.

Основними перевагами автоматизації виробництва є:

- підвищена продуктивність;
- покращення якості;
- підвищена надійність та міцність (послідовність та узгодженість)

процесів;

- зниження прямих витрат людської праці та витрат на обслуговування.

Для розробки системи автоматизації був проведений вибір сучасних приладів та засобів автоматизації, які дозволяють чітко відстежувати та керувати параметрами процесу. Складено режимну карту, таблиці з'єднань та підключень проводок, замовні специфікації. Зроблено вибір та розрахунок ПІД регулятора, трубних та кабельних проводок.

Результат застосування запропонованої системи автоматизації полягає у стабілізації параметрів технологічного процесу за рахунок збільшення обсягу та якості обробки інформації, що дозволяє обслуговуючому персоналу приймати своєчасні та оптимальні рішення при позаштатних ситуаціях.

Було запропоновано модель віртуального аналізатора із системою автоматичного регулювання витрати, що може розраховувати значення щільності при різних технологічних режимах прокачування нафти через СВЯН.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Аналіз методів і засобів вимірювання щільності нафтопродуктів/ Автоматика та інформаційно-вимірювальна техніка - І. І. Білінський; К. В. Огородник; Н. А. Яремішена – наукові праці ВНТУ. - 2016. - №2.
2. Бабіченко А.К., Тушинський В.І., Михайлов В.С. Промислові засоби автоматизації. Ч. 1. Вимірювальні пристрої / За заг. ред. Бабіченка А.К.: Навч. посібник. - Харків: НТУ "ХПГ", 2001 р. - 470 с.
3. Галай М. В. Імпульсні, цифрові та релейні системи автоматичного керування: навчальний посібник: – Полтава: ПолтНТУ, 2002. – 222 с.
4. Галай М. В. Лінійні неперервні системи автоматичного керування: навчальний посібник: – Полтава: ПолтНТУ, 2001. – 140 с.
5. Гаєв Є.О., Нестеренко Б.М. Універсальний математичний пакет MATLAB і типові задачі обчислювальної математики. Навчальний посібник.– К.: НАУ, 2004. – 176 с.
6. Іванов А.О. Теорія автоматичного керування: Підручник. — Дніпропетровськ: Національний гірничий університет. – 2003. – 250 с.
7. Лазарєв Ю.Ф. Початки програмування в середовищі MATLAB. Навч. посібник. – К.: “Політехніка”, 2000. – 396 с.
8. Лукінюк М.В. Технологічні вимірювання та прилади: Навч. посіб. для курс. проектування. – К.: «Поліпарнас», 2002. – 257 с.
9. Проць Я.І., Ляшук О.Л., Савків В.Б., Шкодзінський О.К. Автоматизація виробничих процесів. Навчальний посібник для технічних спеціальностей вищих навчальних закладів. — Тернопіль: ТНТУ ім. І.Пулюя, 2011. — 344с.

10. Семенцов Г.Н. Автоматизація технологічних процесів у нафтовій та газовій промисловості: навчальний посібник / [Г.Н.,Семенцов, Я.Р.Когуч, Я.В.Куровець та ін.] – Івано-Франківськ: Факел, 2009. – 300 с.

11. Пушкар, М.С. Проектування систем автоматизації [Текст]: навч. посібник / М.С. Пушкар, С.М. Проценко – Д.: Національний гірничий університет, 2013. – 268 с

12. Шпіт С.В. Системи автоматичного керування з еталоном – спостерігачем / Шпіт С.В., Янцеловський С.Г., Ткаченко О.І. // Адаптивні системи автоматичного управління. – 2008 – №12(32). – С. 145– 151.

13. Шпіт С.В., Семчишин А.В. Автономна багатомірна система керування з еталонами – спостерігачами/ Шпіт С.В., Семчишин А.В. // Адаптивні системи автоматичного управління. – 2009 - №13(33).- С. 97–107.

14. Шпіт С.В. Дуальний спостерігач в системах автоматичного керування/ Шпіт С.В. // Адаптивні системи автоматичного управління. - 2009 - №14(34).– С. 91–98.

15. Лисиченко М. Л. Посібник "Електропривод у питаннях і відповідях" / М. Л. Лисиченко, П. І. Савченко, О. К. Тищенко, В. В. Гузенко — Х: ХНТУСГ; Факт, 2012., 2012. – 500 с.

16. Онушко В. В., Шефер О. В., Скрильник О. М. Асинхронні машини: посібник із модуля «Асинхронні машини»: – Полтава, ПолтНТУ, –2008. – 183 с.

17. Онушко В. В., Шефер О. В. Електричні машини: Навчальний посібник. – Полтава: ПолтНТУ, –2015. – 536 с.

18. Павленко Т. П. Автоматизований електропривод загальнопромислових механізмів. Конспект лекцій (для студентів усіх форм навчання за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка, електромеханіка) / Т. П. Павленко, О. В. Донець, О. М. Петренко ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 132 с.

19. Півняк Г. Г. Сучасні частотно-регульовані асинхронні електроприводи з широтно-імпульсною модуляцією / Г. Г. Півняк, О. В. Волков. – Дніпропетровськ, НГУ, 2006. – 470 с.

20. Шебітченко В. Г., Стрижеус Д. Розрахунок статичних параметрів елементів автоматизованого електропривода: навчальний посібник: – Полтава: ПОЛТНТУ, – 2010. - 107 с.

21. Шебітченко В. Г., Шефер О. В., Бороздін М. К. Датчики й регулятори в автоматизованому електроприводі: навчальний посібник: –Полтава: ПОЛТНТУ, – 2011. - 88 с.

22. Шульга О. В. Навчальний посібник із грифом МОН «Автоматизоване керування електроприводами» з дисципліни «Системи керування електроприводами» для студентів вищих навчальних закладів: –Полтава: ПолтНТУ, – 2007. – 352 с.

ДОДАТКИ

Додаток А

SECTION 1 ANALYTICAL PART

1.1 Review of existing oil metering systems

Today, saving energy is one of the most important tasks in the world. The efficiency of the oil metering system plays an important role in the process of transporting oil from the well to the consumer. There are problems of losses of both quantitative and qualitative measurements of the net crude oil mass.

The system of measuring the quantity and quality of oil (SVYAN) is designed for automated commercial accounting of commercial oil by direct mass-dynamic method, as well as to determine the quality of oil in maintaining documents intended for accounting of commercial oil between supplier and consumer at refineries, as well as when carrying out accounting and settlement operations in the transportation of oil and petroleum products.

PIGs are intended for:

- automated measurement with the required accuracy of oil consumption;
- to determine in an automated mode oil quality indicators (density, viscosity, moisture content, pressure, temperature);
- sampling according to DSTU 4488: 2005;
- issuance of information transmitted by automation to the computer and its subsequent display on the automated workplace of the operator (workstation-operator).

PIGs are made on the basis of volume, mass or ultrasonic flow transducers.

The system includes a technological part, a system for collecting and processing information, a management system for life support elements, which in turn consist of blocks, components and devices.

The technological part includes:

Measurement and control unit:

- unit for measuring quality indicators (QA);

- unit of measuring lines (BVL);
- flow and pressure control units;
- sampling device (PZP);
- technological and drainage pipelines;

Stationary turbo-piston unit (TPU) or mobile TPU connection unit;

Filter block (BF).

Information collection and processing system (ZOI):

Information processing unit:

- information and computer complex (IOC) board;
- shield of automatic protection and alarm (AZ and C);
- operator's workstation, printer.

Life support management system:

- Power shield (heating, lighting, fire alarm, ventilation, gas control system, etc.).

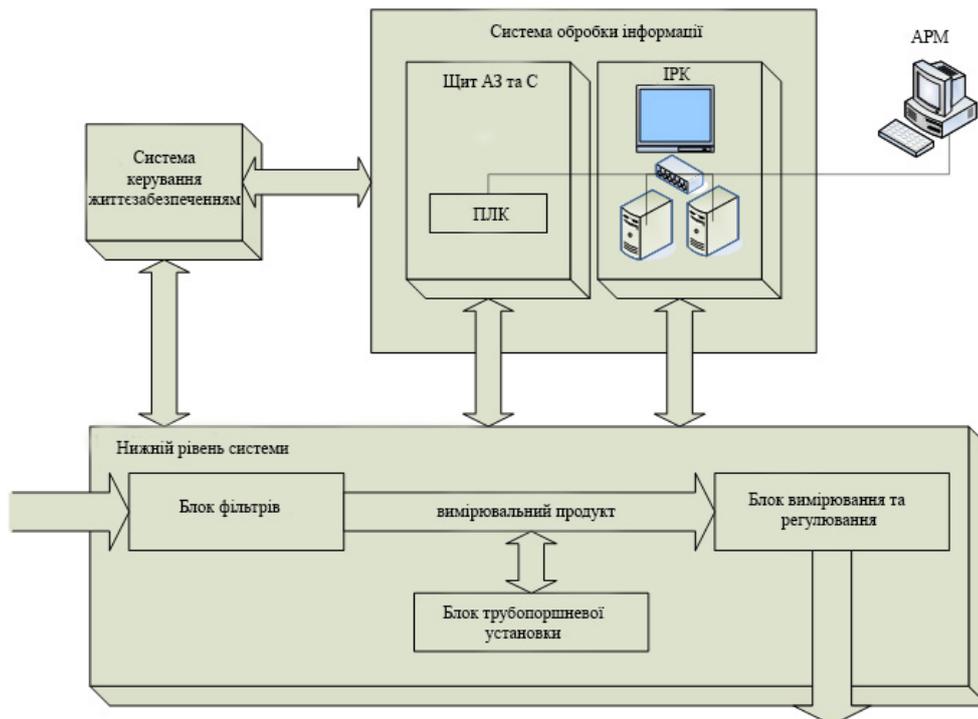


Figure 1.1 – Typical SVF scheme

SVYAN provides performance in the automatic mode of the following measurements and calculations:

- instantaneous values:
- mass expenditures through overhead lines, SVYAN;
- volume costs through BVK;
- density at temperature and pressure of oil in the overhead line and reduced to standard conditions at plus 20 °C and plus 15 °C;
- pressure drop on BF filters;
- temperatures in overhead lines, SVYAN, BVK, PU;
- pressure VL, SVYAN, BVK, PU;
- volume and mass fraction of water in oil;
- gross mass of oil for each overhead line and SVYAN in general;
- net oil mass for each overhead line and SVYAN in general;
- weighted average values for the reporting period:
- mass flow through overhead lines;
- volume costs through BVK;
- density at temperature and pressure of oil in the overhead line and reduced to standard conditions at plus 20 °C and plus 15 °C;
- temperatures in overhead lines, SVYAN, BIK;
- pressure VL, SVYAN, BIK;
- volume and mass fraction of water in oil;
- accumulated values for the reporting period:
- gross mass of oil for each overhead line and SVYAN in general;
- net oil mass for each overhead line and SVYAN in general.

SVYAN provides:

- automatic sampling in proportion to the volume of oil pumped or in proportion to time, manual sampling;
- automated execution of the mode of control of metrological characteristics of working converters of expense (PV) on a control site without disturbance of process of measurement and without disturbance of work of the oil pipeline, registration and printing of protocols of control of metrological characteristics (KMH);

- automated execution of modes of verification and control of metrological characteristics of PV by means of calibration installation without disturbance of process of measurement and without disturbance of work of the oil pipeline, registration and printing of protocols of verification and KMH;

- control of metrological characteristics and check of the working and reserve-control converter of expenses on mobile TPU;

- guaranteed flow blockage and the presence of a flow control device (local) shut-off valves, the flow of which may affect the reliability of mechanization of livestock KMH;

- control of pressure drop on filters (local and remote);

- automatic control, indication and signaling of limit values of parameters:

- costs for each overhead line, BIC;

- oil density;

- free gas in oil;

- pressure and temperature in VL, BIK, PU;

- pressure drop on filters;

- the content of the volume fraction of water in oil;

- indication and automatic updating of data of measurements of weight and mass flow for each overhead line and SVYAN in general, values of pressure on BVL and values of expense, temperature and pressure of oil in BIK, density of oil, water content with an output on the display;

- determination of net weight using the values of ballast components obtained in the analytical laboratory using the results of measurements of the current moisture meter (if the net weight is not determined automatically);

- registration of measurement results, their storage for at least one year and transfer to the telemechanics system;

- automatic (software) and manual control of the automatic sampler;

- manual input of values of density, temperature and pressure at failure of sensors or their absence;

- storage of the constant values entered in memory of ZOI at power outage;

- the possibility of sealing the controls, which can be used to influence the measurement results;
- control of shut-off valves, calibration unit;
- check of the working converter of expenses on control-reserve;
- formation of reports of logs of readings of measuring instruments, acts of acceptance and delivery of oil, oil quality passports and other necessary documents on oil accounting for a given time interval and by oil batches automatically and on request in accordance with recommendations for determining oil mass in accounting transactions using СВЯН;
- automatic accounting and archiving of the system event log (switching, alarms, error messages and failures of the system and its elements).

Oil is fed to the unit of measuring lines, where the amount of oil is measured using a mass meter. BVL consists of a working and backup line. In the presence of a stationary semi-annual device, the need for a control line is eliminated. Oil pressure and temperature are constantly monitored on the measuring lines. Filters with quick-change covers are provided in front of the mass meter. The filters are monitored by the pressure difference sensor.

Shut-off valves, the course of which may affect the reliability of accounting operations, the results of verification and control of metrological characteristics of cost converters, the results of verification of PU on PU 1st discharge provided with guaranteed flow blockage and leakage control device (local or remote).

At the outlet of the SCREAM in the event that a pressure drop below the value is possible, a pressure control unit is provided. Before the measuring lines, a constant oil sample is taken to determine the chemical composition and characteristics of the oil (density, viscosity, moisture content, etc.). As one of the options, the BVK provides a pumping scheme for oil extraction from the inlet manifold to maintain equality of oil velocities at the inlet to the sampling device and the linear velocity of oil in the inlet manifold, as well as the inability to return oil to the pipeline with lower pressure. The oil quality control unit provides flushing of individual control

devices and the BVK line as a whole. If it is necessary to completely empty the pipelines, oil will be discharged into a closed drainage system.

The SVIAN also includes an information collection and processing system (ZOI), which provides automated performance of the functions of collecting, processing, displaying, registering information on oil accounting and managing the operation of SVIAN.

Procedure for determining the mass of oil with the use of PIECES. The gross mass of received and delivered oil with the use of SVIAN is determined in accordance with DSTU 4488: 2005.

At reception-delivery of oil according to indications of SVYAN apply the following basic methods of measurements:

- indirect method of dynamic measurements using volumetric flow transducers (PR), including ultrasonic and flux density transducers;
- direct method of dynamic measurements using a mass meter.

When measuring the gross mass of oil by indirect method of dynamic measurements record the results of measurements:

- volume of oil (m³), measured by each working PR in working conditions and reduced to standard conditions;
- volume of oil (m³), reduced to standard conditions, measured by RBIs;
- density of oil (kg / m³), which is measured by flow meters of density, reduced to the conditions of volume measurements and to standard conditions;
- mass of gross oil (t), which is measured on each working line and all PIECES.

When measuring indirectly by dynamic measurements, the mass of gross oil is calculated as the product of the corresponding values:

- volume and density of oil, reduced to the conditions of volume measurements;
- volume and density of oil reduced to standard conditions according to DSTU 4488: 2005.

When determining the volume of oil used PV (turbine, vane, rotor, ultrasonic, etc.), pressure and temperature transducers, information processing system.

In determining the density of oil used flow density transducers, pressure and temperature transducers, information processing system.

A pressure transducer and a manometer, a temperature transducer and a glass thermometer shall be installed at the outlet of each measuring line, at the inlet and outlet of the test rig. On the output collector SVYAN – pressure transducer and manometer.

In that case, if the viscosity of the oil affects the characteristics of the PR, the viscosity of the oil is determined with the frequency specified for the measurement method according to DSTU 4488: 2005.

In that case, if the viscosity reading is corrected for viscosity, it is measured with a flow viscometer.

When measuring by direct method of dynamic measurements, the mass of gross oil is measured with a mass meter and automatically records the results of measurements of the mass of oil (in tons), which is measured by each working mass meter and the total PER.

Determination of ballast content in oil is carried out in a test laboratory using samples taken by automatic samplers or manually in accordance with DSTU 4488: 2005.

The net weight of oil M_N , t, is calculated as the difference between the mass of gross oil M , t, and the mass of ballast m , t, according to the formula:

$$M_H = M - m = M \cdot \left(\frac{W_B \cdot W_{MII} \cdot W_{XC}}{100} \right); \quad (1.1)$$

where: W_B – mass fraction of water in oil, %;

W_{MP} – mass fraction of mechanical impurities in oil, %;

W_{XC} – mass fraction of chloride salts in oil, % is calculated by the formula:

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_v}; \quad (1.2)$$

where: φ_{XC} – concentration of chloride salts in oil, mg / dm³;

ρ_v – oil density under the conditions of oil volume measurements, kg / m³.

If you measure the mass and volume fraction of water in oil, the mass fraction is calculated by the formula:

$$W_B = \frac{\varphi_E \cdot \rho_E}{\rho_v}; \quad (1.3)$$

where: φ_E – volume fraction of water in oil, %;

ρ_E – density of water, kg / m³ (we accept 1000 kg / m³).

1.2 Oil quality indicators and measuring instruments for automatic control

According to the requirements of DSTU 2709-94 «State system for ensuring the unity of measurements. Automated process control systems. Metrological support. The main provisions» [3], the main indicators of oil quality are:

Table 1.1 – The main indicators of oil quality

№ n / a	Characteristic	Unit
1	Mass fraction of sulfur	%
2	Density	kg / m ³
3	The yield of fractions	% about
4	Mass fraction of paraffin	%
5	Mass fraction of organic florides	ppm
6	Mass fraction of water	%
7	Mass concentration of chloride salts	m ² / dm ³
8	Mass fraction of mechanical impurities	%
9	Saturated vapor pressure	kPa
10	Mass hydrogen sulfide	ppm

Indicators such as «fraction yield» and «mass fraction of paraffin» are determined when receiving oil into the main oil pipeline system and when delivering oil for export.

To determine the mass fraction of mechanical impurities, mass fraction of organic chlorides and paraffin make up a cumulative sample of equal oil of all daily pooled samples for the period between measurements taken by [10,11].

Saturated vapor pressure (TNP), fraction yield, hydrogen sulfide content and light mercaptans are determined by spot oil samples.

The results of periodic tests are entered in the passport of quality of the tested batch of oil and in the passport of all parties before the next periodic tests.

Oil supplied to refineries and exported abroad must meet the necessary requirements. They include indicators that characterize the degree of preparation of oil for transportation main pipelines and bulk transport, and indicators that characterize the physicochemical properties of oil.

The content of the following indicators characterize the oil according to the degree of preparation for transportation [8]:

- water;
- mechanical impurities;
- saturated vapor pressure;
- chloride salts;
- organochlorine compounds.

Consider the reasons why the water content in oil should be limited:

- water and oil form highly viscous emulsions, pumping which over long distances will lead to additional energy costs;
- transportation of formation water together with oil is irrational, because water is a ballast that has no commercial value, in addition, in accordance with the growing volume of the pumped liquid increases capital and operating costs;
- at low temperatures, the water in the oil begins to crystallize, which makes it difficult to pump oil

– formation water in oil is a solution of salts, so there is the formation of corrosion of equipment.

For pumping by main oil pipelines, oil should contain no more than 0.5–1.0 % of water [13].

Consider the content of mechanical impurities. Crude oil, in addition to water and dissolved gases, also contains mechanical impurities - sand, clay particles, salts and corrosion products of petroleum equipment. Mechanical impurities cause erosion of the pipeline, contribute to the formation of deposits. Commodity oil must contain no more than 0.05 % by weight of mechanical impurities [8].

Regarding the saturated vapor pressure, the allowable content of light hydrocarbons and dissolved gas in oil is associated primarily with the formation of vapor plugs during oil transportation and its fire and explosion hazard. Along with the light hydrocarbons and dissolved gases present in the oil, disrupt the operation of pumping equipment, which is designed for a certain viscosity and continuity of the pumping fluid (gas bubbles destroy rotating at high speed pump blades). The normalization is carried out according to the indicator «Saturated vapor pressure», which develops in oil vapors that are in thermodynamic equilibrium at a temperature of 37.8 °C [8].

Let's study the content of chloride salts. Corrosion of equipment is a consequence of exposure to salt dissolved in water. Corrosion is formed as a result of hydrolysis of salts (electrochemical corrosion). In formation water there are various mineral salts, mainly chlorides of sodium, calcium and magnesium.

Calcium chloride can be hydrolyzed in an amount of up to 10% with the formation of NSI. Magnesium chloride is hydrolyzed by 90%, and hydrolysis is observed at low temperatures. Commodity oil should contain no more than 100-900 mg / l of salt [1].

Regarding the content of organochlorine compounds, it should be noted that of all chemical compounds in oil, the most problems are organochlorine compounds (VOCs), as they are an additional source of hydrogen chloride corrosion equipment, refining plants. are destroyed with the formation of corrosive hydrogen chloride.

Each VOC activity occurs in pre-treatment plants. VOC will get into oil in the process of its production and transportation to the refinery. These include organic chlorine-containing reagents and NSIs, which are pumped into the formation for washing, quenching and removal of salt deposits from the formation, significantly reducing the inflow of oil to the bottom. The content of VOCs in commercial oil should not exceed 0.01 million (ppm) [1].

Physico-chemical parameters that characterize the quality of oil [8]:

- the content of total sulfur;
- content of mass fraction of hydrogen sulfide and light mercaptans (methyl and ethyl mercaptans);
- content of mass fraction of hard paraffin;
- yield of fractions boiling at temperatures of 200,300 and 350 °C;
- heavy metals (vanadium, nickel, etc.);
- oil density at 20°C.

Sulfur has a negative effect on the quality of oil and its products. Sulfur compounds contained in both oil and fuels and lubricants reduce their chemical stability and cause corrosion of equipment and apparatus when using fuel and oil refining.

Depending on the mass fraction of sulfur, oil is divided into classes (Table 1.2).

Table 1.2 – Oil class and dependence on sulfur mass fraction [8]

Class oil	Name	Mass fraction of sulfur, %
1	Low-sulfur	Up to 0.6 incl.
2	Sulfur	From 0.61 to 1.8 incl
3	High-sulfur	From 0.81 to 3.5 incl
4	Particularly high-sulfur	More than 3.50

Consider the mass fraction of hydrogen sulfide, methyl and ethyl mercaptans. Hydrogen sulfide is found in both oil and refined products. Hydrogen sulfide is a

strong poison with a characteristic odor of spoiled eggs. In the presence of water or at elevated temperatures reacts with the metal apparatus, forming iron sulfide.

Iron chloride goes into aqueous solution, and the released hydrogen sulfide reacts again with iron. Thus, hydrogen sulfide is the cause of the most severe corrosion of equipment. In commercial oil, the mass fraction of hydrogen sulfide is limited to 20–100 ppm [1].

In addition to hydrogen sulfide, low-molecular mercaptans have significant corrosive activity. It should be noted that the high toxicity of mercaptans causes tearing, hypersensitivity of the eyes to light, headaches, dizziness.

The content of hard paraffin in commercial oil is clearly controlled. The presence of hard paraffin in the oil increases its viscosity. The pumping of such oil is associated with additional heating or mixing with low-viscosity oil. The cost of pumping high-viscosity (high paraffin) oil is significantly increased and depends on the mode of pumping. Solid paraffins crystallize under the action of low temperature, and form paraffin deposits on the oil pumping equipment, which clog the filters of the pumping equipment.

Obtaining winter grades of diesel fuel, jet fuel and low-solidifying base oils from high-paraffin oil is associated with additional costs for dewaxing. In addition, the resulting bitumen from such oil has increased fragility [3].

Yield of fractions boiling at temperatures of 200,300 and 350⁰C

The need for different types of oils and petroleum products derived from heavy oil residues is much lower than in fuels. As a result, the price of oil is primarily characterized by the content of light fractions: gasoline (up to 200⁰C); kerosene (up to 300⁰C); diesel (up to 350⁰C). The higher the content of light fractions in oil, the higher the cost of commercial oil [10].

1.3 Existing methods of measuring oil performance

Management of technological processes in the oil industry, as a rule, is to stabilize the characteristics of the initial and intermediate flows of oil in the

regulatory regime. Such parameters include indicators concentration of oil [5]. The main difficulty in managing the quality of raw materials is often the lack of continuous automatic control of their current values. In such cases, indirect measurements are made on the basis of available measurement parameters [6], if they have a clear dependence on the controlled indicator.

Modernization of oil refining in Ukraine is inextricably linked with the problem of improving technological (operational) and laboratory quality control of oil for timely and accurate presentation of data on their quality in the production process of production management systems and technological processes. At the same time, the quality of commercial oil received at metering units can change significantly due to the natural influence of external factors on the physico-chemical properties of oil. The problem of reducing the impact of these changes in the operational properties of oil is associated not only with the proper operation of process equipment at enterprises, but also with obtaining timely information about these changes through periodic quality control of oil in a short time [7].

As mentioned above, the technological periodic period deviates from the optimal operating parameters, ie it is necessary to adjust. The operation of the installation is supported by the general parameters of the process and the composition of the flows of raw materials. It is necessary to ensure the invariability of physicochemical properties of oil, which is determined in different ways. As a rule, the assessment of oil quality is based on the results of laboratory analyzes (LA), flow analyzers (PA) and on the basis of a virtual analyzer (VA) [8, 9].

Most often, the measurement of oil quality is the result of laboratory analysis of samples taken at sampling points in the unit of measurement of quality (BIC). These aircraft have a long time lag from the current state of the technological process, as many analyzes take a long time, which in the presence of much higher frequency disturbances (there are always some fluctuations in pressure and temperature) in the process does not allow to provide operational management, which allows you to maintain the values of quality indicators close to the minimum required. It should also be noted that the aircraft due to various factors (cost, staff

qualifications, complexity of sampling) are conducted according to a certain schedule and two adjacent analyzes can be performed with a time difference of more than 12 hours. These circumstances affect the efficiency and accuracy of the information on which management is performed.

The frequency of PA use today at refineries is gradually increasing. This is due to the fact that the PA is performed quickly on the installation in real time, and the PA data is immediately received by the operator. The delay of PA readings varies within 15 minutes depending on the type of analyzer and the analysis performed, so this method of determining the quality of oil is considered quite operational. Such instrumentation makes it possible to analyze samples of the minimum volume, and the influence of the human factor on the accuracy and reproducibility of the measurement is virtually excluded. The main task of the laboratory assistant performing the measurement is now to properly sample and preserve its physical and chemical properties during delivery from the sampling point to the analyzer. But it should be noted that PAs have a number of disadvantages:

- the cost of such devices is very high;
- complexity and high cost of regular highly qualified maintenance.

The quality of the above analyzes, which reveals such indicators as completeness, reliability and efficiency, are insufficient.

1.4 Requirements for the development of oil metering unit

Requirements for technical support. Equipment that is installed in open areas, depending on the location of the object has be resistant to temperatures from -50°C to $+50^{\circ}\text{C}$ and humidity of at least 80% at a temperature of 35°C .

The software and hardware complex of the AU must allow the possibility of building, upgrading and developing the system, as well as have a reserve for I / O channels of at least 20%.

The sensors used in the system must meet the requirements of explosion protection. When choosing sensors, use equipment with intrinsically safe circuits.

The degree of protection of technical means against dust and moisture must be at least IP56.

It is recommended to choose indicators of reliability of sensors of general industrial purpose, being guided by indicators of world level and the best samples of domestic products, namely:

- 1) operating time for failure not less than 100 thousand hours;
- 2) service life of at least 10 years.

Controllers must have a modular architecture that allows free layout of I / O channels. If it is necessary to input signals from sensors that are in an explosive atmosphere, it is allowed to use both modules with intrinsically safe input circuits and external intrinsically safe barriers, which are located in a separate structure.

Requirements for metrological support. SVYAN provides automatic measurement and calculation of the number of quality indicators of ZOI in the following units:

- costs – m^3 / h ;
- volume – m^3 ;
- costs reduced to standard conditions (at $T = 20^\circ \text{C}$, $P = 101,325 \text{ kPa abs}$) - m^3 / h ;
- volume reduced to standard conditions (at $T = 20^\circ \text{C}$, $P = 101,325 \text{ kPa abs}$) - m^3 ;
- temperature – about C;
- pressure – MPa;
- volumetric specific heat of combustion (higher, lower) – MJ / m^3 ;
- density reduced to standard conditions (at $T = 20^\circ \text{C}$, $P = 101,325 \text{ kPa abs}$) - kg / m^3 ;
- relative density – (dimensionless quantity);
- dew point temperature for moisture – about C;
- temperature of the point on the hydrocarbon – about C;

The limits of the basic relative error of measurement of the volume of the gas which has passed through SVIAN reduced to standard conditions, in all range exceed $\pm 0,8\%$

Measuring instruments that are part of the SVIAN have the following metrological characteristics:

- limits of permissible relative error of measurements of volume flow and gas volume of ultrasonic gas meters $\pm 0.3\%$;
- limits of permissible relative error when measuring gas humidity of 10%, in the range ... 2500 ppm;
- the limits of permissible relative error in measuring the dew point temperature for hydrocarbons $\pm 1^{\circ}\text{C}$;
- limits of permissible deviation of resistance of thermocouples from NSH in temperature equivalent $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$;
- limits of absolute error of the local thermometer $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$;
- limits of permissible main error of remote pressure transducers measuring $\pm 0,075\%$;
- limits of the admissible basic error of manometers $\pm 0,6\%$;
- the limits of relative error of measuring controllers when calculating the cost of $\pm 0.02\%$.

Software requirements. AU software (software) includes:

- system software (operating systems);
- tool software;
- general (basic) application software;
- special application software.

The set of configuration functions in the General case should include:

- creation and maintenance of a database of configuration (BDK) on input / output signals;
- configuration of control, regulation and protection algorithms using standard functional blocks;
- configuration of reporting documents (reports, protocols).

Means of creating special application software should include technological and universal programming languages and appropriate development tools.

The basic application software must ensure the performance of standard functions of the appropriate level of the AU (survey, measurement, filtering, visualization, alarm, registration, etc.).

Special application software must ensure the performance of non-standard functions of the appropriate level of the AU (special control algorithms, calculations, etc.).

Requirements for mathematical software. Mathematical support of the AU should be a set of mathematical methods, models and algorithms for information processing used in the creation and operation of the AU and allow to implement various components of the AU by means of a single mathematical apparatus.

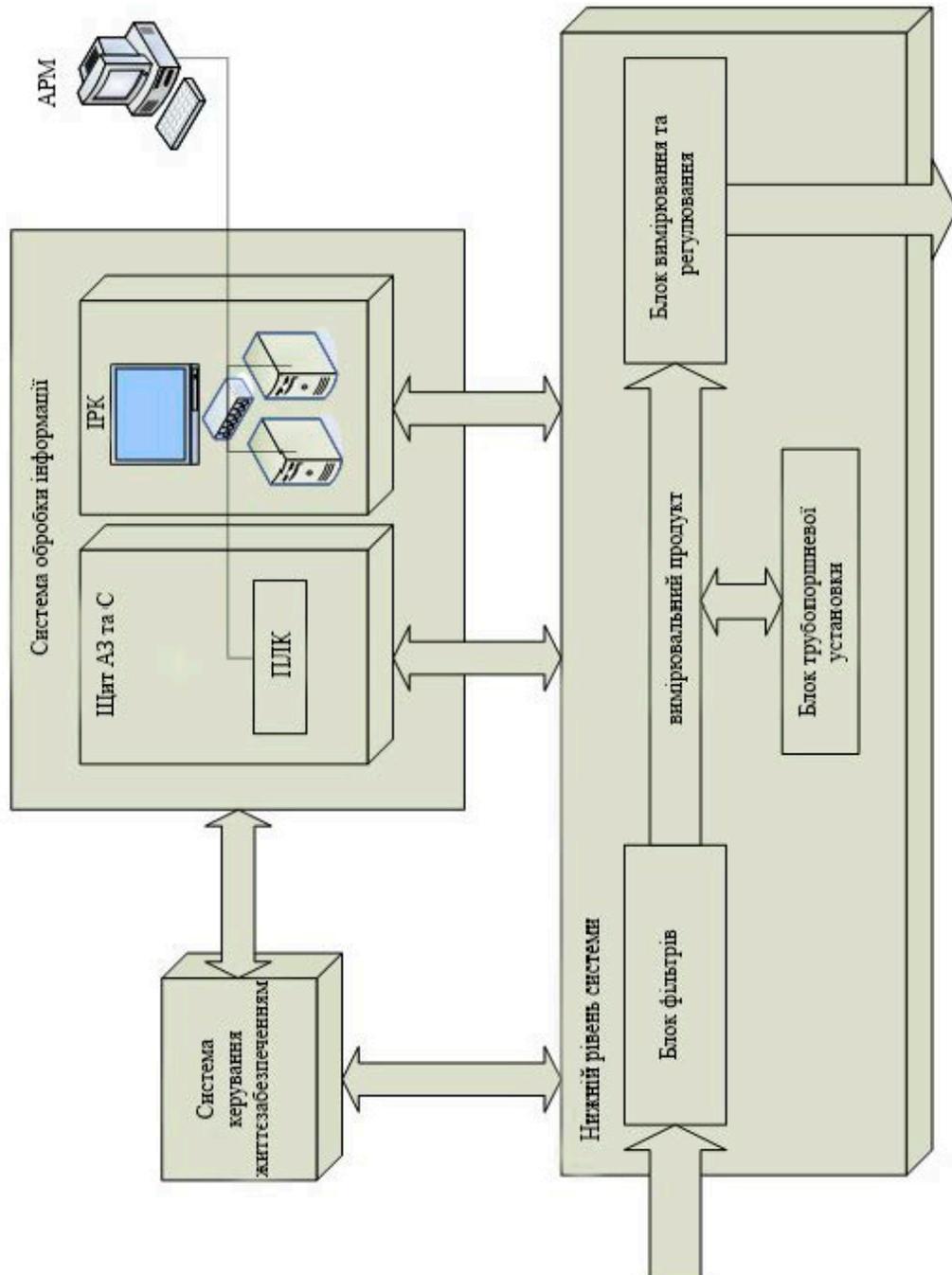
Requirements for information support. According to the design results should be presented:

- composition, structure and methods of data organization in the AU;
- the order of information exchange between components and components of the AU;
- structure of the process of collecting, processing, transmitting information to the AU;
- information on visual presentation of data and monitoring results.

The information support should include:

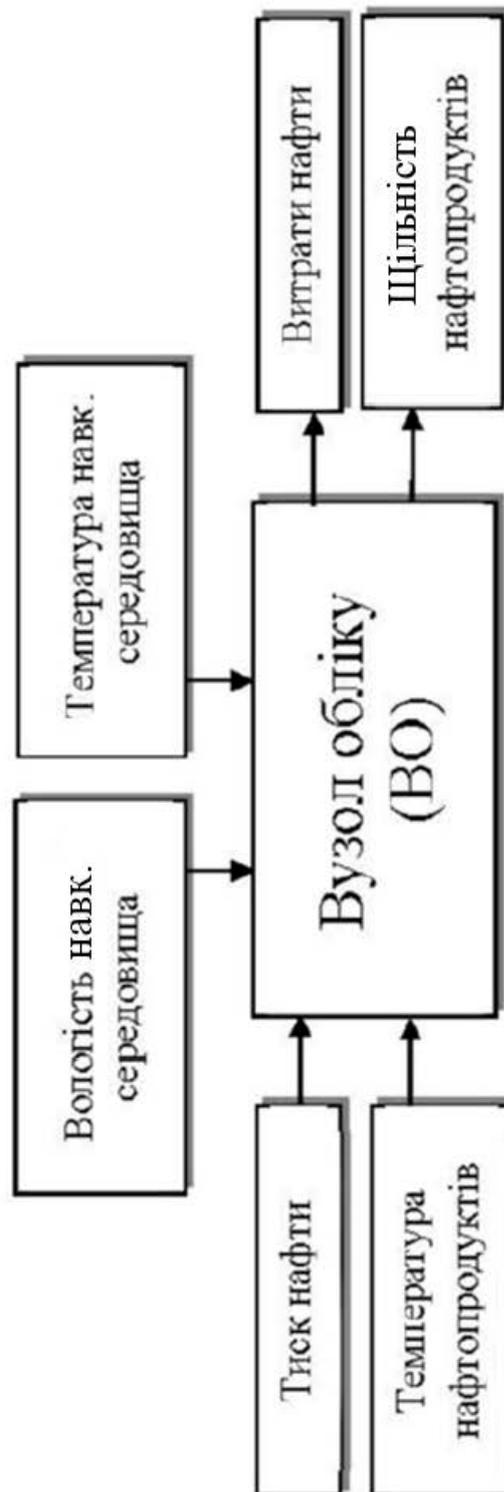
- unified system of electronic documents, expressed as a set of forms of statistical reporting;
- distributed structured database that stores the system of objects;
- means of maintaining and managing databases.

Додаток Б
Огляд існуючих систем обліку нафти



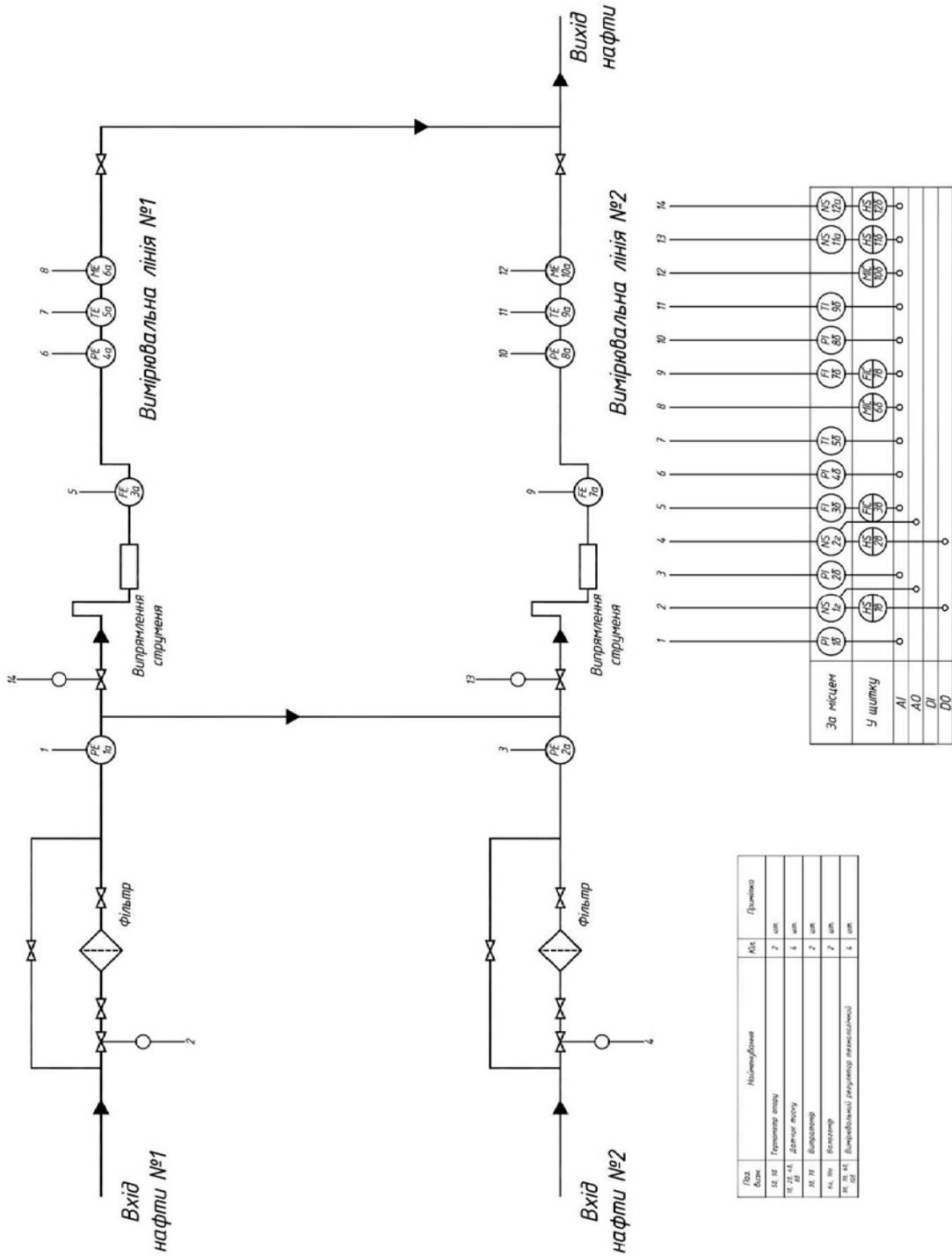
Додаток В

Схема вхідних та вихідних параметрів вузла обліку нафти



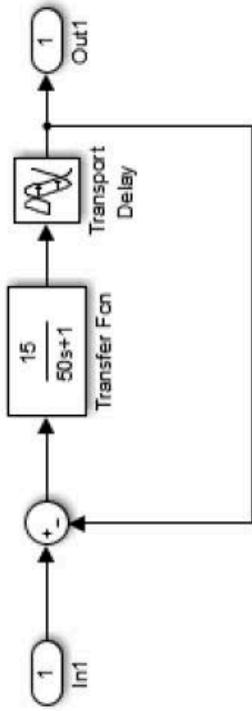
Додаток Г

Функціональна схема системи автоматизації вузла обліку нафти

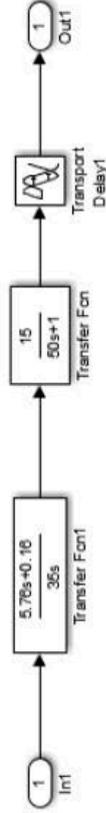


Додаток Г

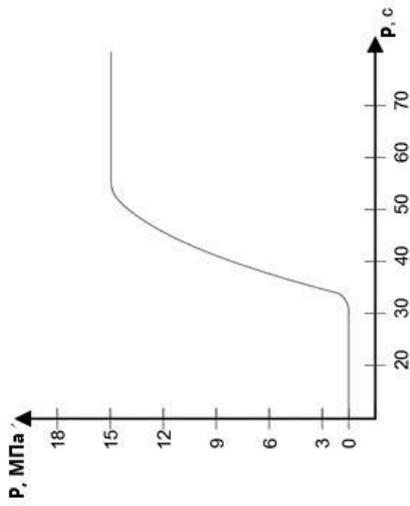
Дослідження контуру регулювання тиску



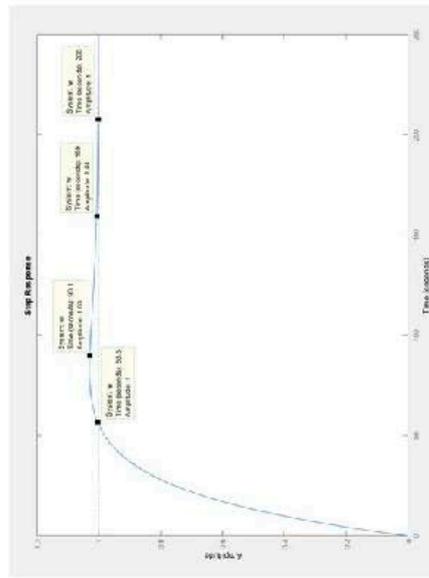
Структурна схема контуру регулювання



Структурна схема САР



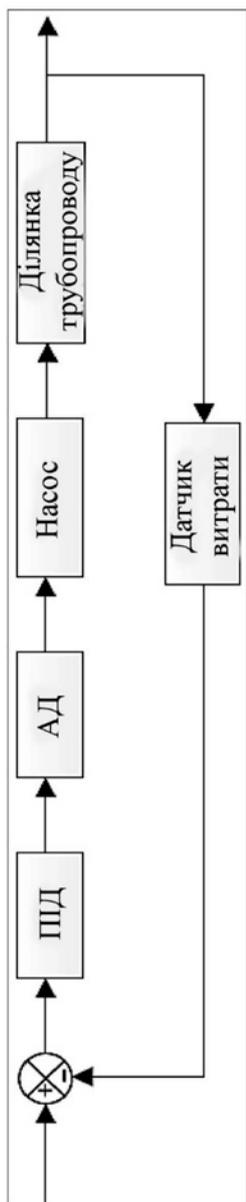
Крива розгону



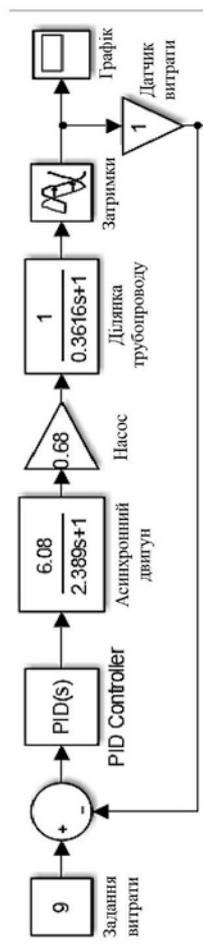
Перехідна характеристика з прямими оцінками якості

Додаток Д

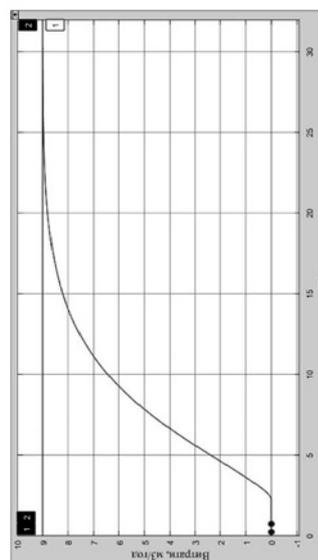
Дослідження контуру регулювання витрати



Структурна схема САР витрати нафти



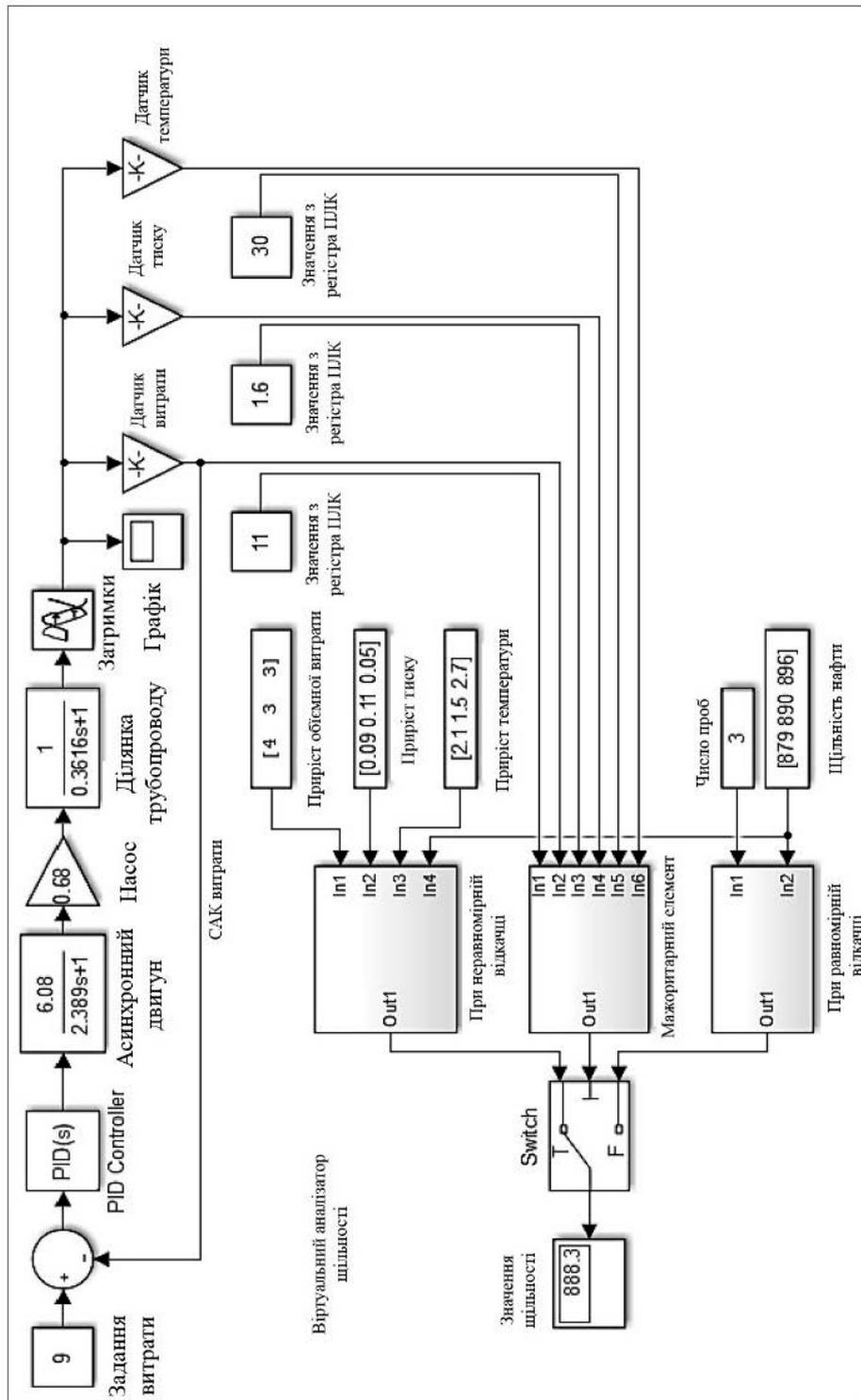
Модель САР регулювання Simulink



Перехідна характеристика

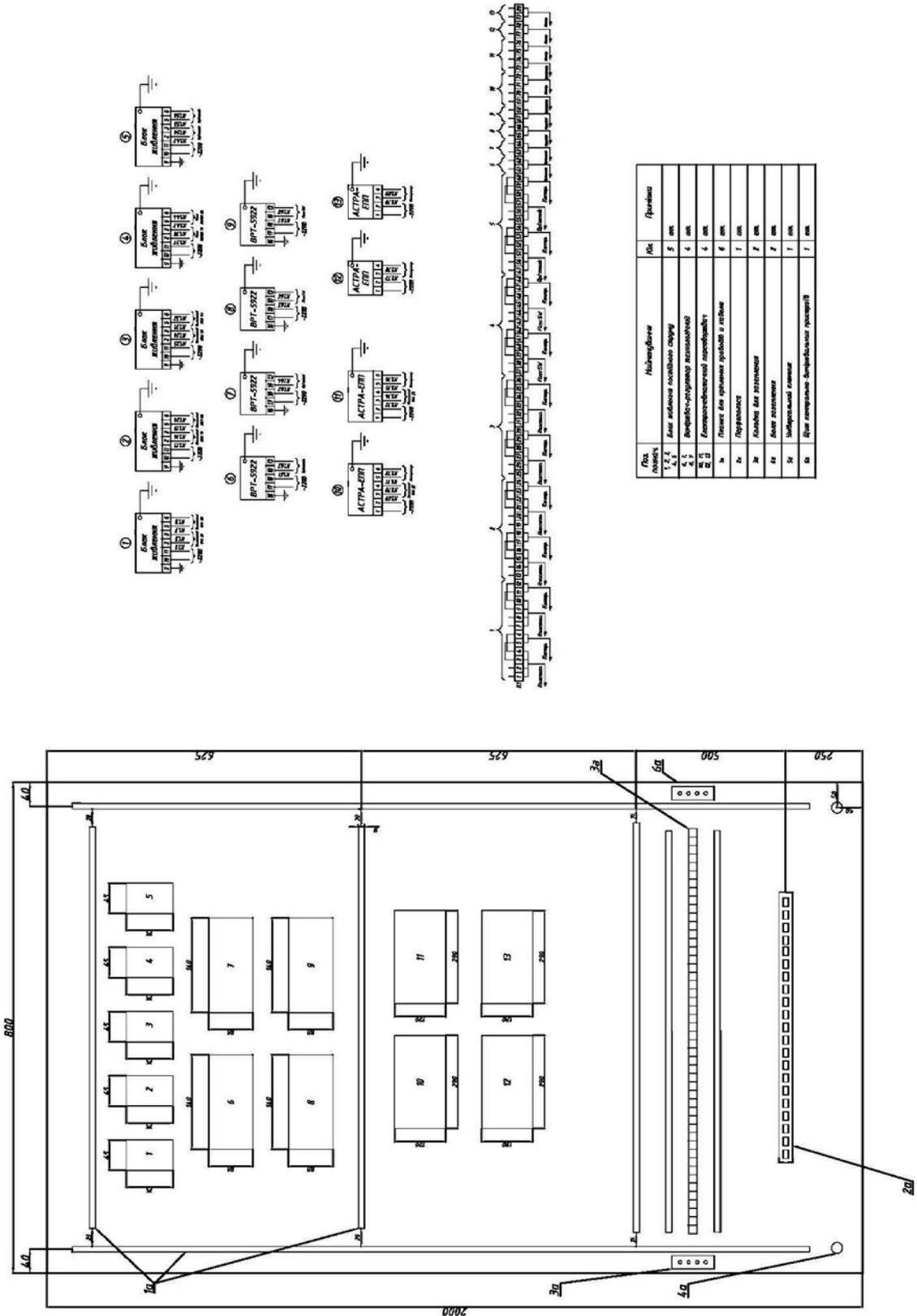
Додаток Е

Дослідження контуру регулювання щільності



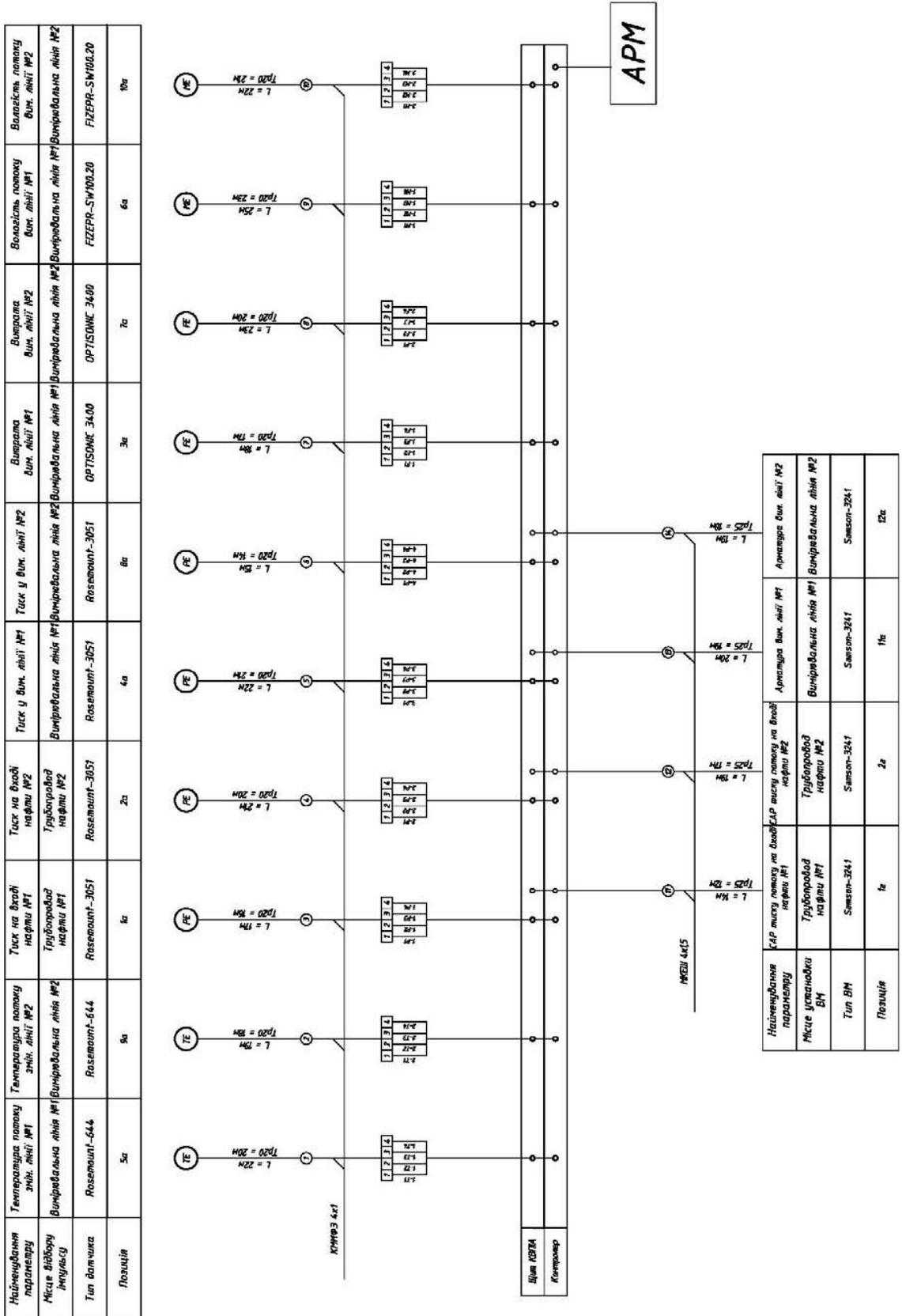
Додаток Є

Щит контрольно-вимірювальних приборів



Додаток Ж

Схема кабельних проводок вузла обліку нафти



Додаток 3

Таблиця техніко-економічних показників

Показники	Одиниці виміру	Значення		
		до модернізації	після модернізації	абсолютне відхилення
1. Капітальні витрати на модернізацію	грн.	х	457801,13	х
2. Річний фонд часу роботи	год.	8475,23	8656,13	-180,90
3. Річна експлуатаційна продуктивність	т.	822097,31	839644,61	-17547,30
4. Річні експлуатаційні витрати, усього:	грн.	2660095,33	2054394,97	+605700,36
у тому числі:				
витрати на оплату праці	грн.	2545188,69	1949635,96	+595552,73
витрати на ТО та ТР	грн.	26247,26	6661,25	+19586,01
витрати на електроенергію	грн.	88659,38	98097,76	-9438,38
5. Вартість однієї машино-години роботи	грн./год.	313,87	237,33	+76,54
6. Вартість технологічної операції	грн./т.	3,24	2,45	+0,79
7. Річний економічний ефект	грн.	х	663319,24	х
8. Строк окупності капітальних вкладень	місяців	х	9	х