

Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем
Ступінь вищої освіти "магістр"
Спеціальність: 174 - Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка
Освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані
технології

Автоматизована система процесу розділення нафтогазової суміші
/ Automated system of the separation process of the oil-gas-water mixture

керівник роботи д.т.н., професор
Н.Я.Возна

Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем
Ступінь вищої освіти "магістр"
Спеціальність: 174 - Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка
Освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані
технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри СКС

_____ А.І.Сегін
"____" _____ 20__ р.

З А В Д А Н Н Я **НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ** **Шевчук Володимир Васильович** _____ (прізвище, ім'я по-батькові)

1. Тема випускної кваліфікаційної роботи

Автоматизована система процесу розділення нафтогазоводяної суміші
/ Automated system of the separation process of the oil-gas-water mixture
_____ керівник _____ роботи _____ д.т.н., _____ професор
Н.Я.Возна

затверджені наказом по університету від 12 грудня 2023 р. № 753

2. Строк подання студентом закінченої випускної кваліфікаційної роботи:

30 листопада
2024р.

3. Вихідні дані до випускної кваліфікаційної роботи:

1. Схема установки для розділення нафтогазоводяної суміші (установка попередньої сепарації)
УПС

2. Схеми приміщень та пункту управління

3. Схеми підключення обладнання

4. Основні питання, які потрібно розробити:

1. Аналіз технологічного процесу видобування нафти і газу

2. Система автоматизації процесу розділення нафтогазоводяної суміші

3. Розрахунок системи автоматичного регулювання процесу розділення нафтогазоводяної суміші

5. Перелік графічного матеріалу у роботі:

1. Технологічна схема процесу розділення нафтогазоводяної суміші

2. ФСА схема процесу розділення нафтогазоводяної суміші групової замірної установки

3. Динамічні характеристики САР

6. Консультанти розділів випускної кваліфікаційної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1	Возна Н.Я. д.т.н., професор, професор кафедри СКС		
2	Возна Н.Я. д.т.н., професор, професор кафедри СКС		
3	Возна Н.Я. д.т.н., професор, професор кафедри СКС		

7. Дата видачі завдання 20 жовтня 2023р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назви етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз технологічного процесу видобування нафти і газу	11.2023р. – 12.2023р.	
2	Система автоматизації процесу розділення нафтогазоводяної суміші	01.2024р. – 04.2024р.	
3	Розрахунок системи автоматичного регулювання процесу розділення нафтогазоводяної суміші	04.2024р. – 10.2024р.	

Студент

(підпис)

Шевчук В.В.

Керівник роботи

(підпис)

д.т.н., проф. Возна Н.Я.

РЕФЕРАТ

Шевчук В.В. Автоматизована система процесу розділення нафтогазоводяної суміші. – Рукопис.

Дослідження на здобуття ступеня вищої освіти «магістр» за спеціальністю 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка», освітньо-професійна програма. – Західноукраїнський національний університет, Тернопіль, 2024.

У роботі проаналізовано технологічний процес нафтогазовидобувного родовища, обґрунтовано структуру системи автоматизації, на основі чого здійснено вибір комплексу технічних засобів автоматизації, здійснено розрахунок системи автоматичного регулювання процесу розділення нафтогазоводяної суміші, який включає розрахунок статичних та динамічних характеристик об'єкта регулювання, розрахунок регулятора САР, моделювання перехідного процесу та розрахунок оптимальних коефіцієнтів регулятора.

ABSTRACT

Shevchuk V.V. Automated system of the separation process of the oil-gas-water mixture. - Manuscript.

Research on obtaining the degree of higher education "master" in specialty 174 "Automation and computer-integrated technologies", educational and professional program. – West Ukrainian National University, Ternopil, 2024.

The work analyzed the technological process of an oil and gas production field, substantiated the structure of the automation system, based on which the selection of a complex of automation technical means was made, the calculation of the automatic regulation system of the oil-gas-water mixture separation process was carried out, which includes the calculation of the static and dynamic

characteristics of the regulation object, the calculation of the SAR regulator, modeling transient process and calculation of optimal regulator coefficients.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ ТА ПОЗНАЧЕНЬ.....	5
ВСТУП	6
1. АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ.....	8
1.1 Загальна характеристика нафтогазовидобувного виробництва.....	8
1.2 Аналіз технологічного процесу нафтогазовидобувного родовища.....	10
2. СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦІЇ ПРОЦЕСУ РОЗДІЛЕННЯ НАФТОГАЗОВОДЯНОЇ СУМІШІ.....	19
2.1 Обґрунтування структури системи автоматизації.....	29
2.2 Обґрунтування вибору комплексу технічних засобів автоматизації....	25
2.3 Розроблення функціональної структури системи управління.....	27
2.4. Вибір комплексу технічних засобів автоматизації.....	32
3 РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ РОЗДІЛЕННЯ НАФТОГАЗОВОДЯНОЇ СУМІШІ.....	51
3.1 Статичні та динамічні характеристики об'єкта регулювання.....	51
3.1.1 Регулювання тиску газу.....	51
3.1.2 Регулювання рівня рідини.....	53
3.2 Апроксимація кривих розгону.....	55
3.3 Розрахунок регулятора САР.....	56
3.4 Моделювання перехідного процесу.....	58
3.5. Розрахунок оптимальних коефіцієнтів регулятора.....	59
ВИСНОВКИ.....	63
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	65
ДОДАТОК 1 Функціональна схема автоматизації.....	68
ДОДАТОК А Копії публікацій.....	70

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ ТА ПОЗНАЧЕНЬ

- АЗС – автозаправна станція;
- АСК - автоматизована система керування;
- АСУ ТП - автоматизована система управління технологічними процесами;
- БА - блок автоматики;
- БЕ - електронний блок;
- БЖЗ - блок живлення і зв'язку;
- БТ - технологічний блок;
- ГЗУ - групова замірна установка;
- ДНС - дожимна насосна станція;
- ЕД – електродвигун;
- КРГ - коефіцієнт впливу змісту розчиненого газу на обсяг нафти;
- КСГ - коефіцієнт впливу змісту вільного газу на обсяг нафти;
- ПІ-регулятор – пропорційно-інтегральний регулятор;
- ПСБ - багатоходовий перемикач свердловин;
- РО - регулюючий орган;
- САР - система автоматичного регулювання;
- ТЗА - технічні засоби автоматизації;
- ТСК - показник рівня рідини ;
- УПС - установка попередньої сепарації або (іншими словами) установка для розділення нафтогазової емульсії;
- ФСА - функціональна схема автоматизації.

ВСТУП

Актуальність теми. Технологічні процеси буріння, видобування, первинної обробки та транспортування нафти й газу характеризуються багатьма параметрами, які впливають на їх перебіг, а також наявністю внутрішніх зв'язків між ними та взаємним впливом на весь процес. Для того щоб створити систему оптимального автоматизованого управління такими процесами, необхідно детально вивчити їх і визначити ступінь впливу різних параметрів на кінцеві якісні та кількісні показники.

Одним із найефективніших методів вивчення цих процесів є їх моделювання, що полягає у спрощеному відображенні системи та її окремих компонентів. Моделювання дозволяє встановити взаємозалежність між вхідними та вихідними параметрами.

Найкращим підходом до дослідження складних технологічних процесів є метод математичного моделювання для пошуку оптимальних режимів роботи та умов керування процесом. Математична модель повинна точно відображати основні особливості технологічного процесу, але не бути перевантаженою несуттєвими деталями, які не впливають на вирішення основних завдань. Якість моделі та її здатність точно відображати ключові характеристики процесу визначають ефективність дослідження і цінність отриманих результатів.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є автоматизація процесу розділення нафтогазової суміші, який відбувається в установці попередньої сепарації УПС.

Для досягнення мети в ході досліджень вирішувалися кілька завдань, основними з яких є:

- аналіз технологічної схеми нафтогазовидобувного підприємства;
- вибір та обґрунтування структури управління;
- розроблення функціональної структури системи управління
- обґрунтування вибору комплексу технічних засобів;

- розрахунок системи автоматичного регулювання процесу відстоювання нафти;

- розрахунок оптимальних коефіцієнтів регулятора.

Об'єкт дослідження. Система розділення нафтогазоводяної суміші.

Предмет дослідження. САУ установки для розділення нафтогазоводяної суміші (установка попередньої сепарації).

Наукова новизна одержаних результатів. В результаті виконання кваліфікаційної роботи для підвищення ефективної діяльності установок нафтогазовидобувної промисловості вдосконалена система розділення нафтогазоводяної суміші, система обліку сирової нафти на основі використання спеціальних обчислювачів ВК-001-9.4 з мінімальною собівартістю.

Практичне значення одержаних результатів. Система автоматизації дозволить експлуатувати установки УПС без постійної присутності обслуговуючого персоналу на виробничій території, дає можливість централізовано керувати процесом в безпечних умовах.

Апробація. 1. Метод синтезованого формування та передавання алфавітно-цифрових даних з підвищеним захистом від несанкціонованого доступу / Г.В. Возна, В.В. Шевчук, Я.М. Николайчук, Н.Я. Возна // Матеріали Всеукраїнської конференції з міжнародною участю АСІТ'2017. – Тернопіль: ТНЕУ, 2017. – С.50-52.

2. N. Vozna Automation of technological processes in the oil and gas industry / N. Vozna, A. Dunets, V. Shevchuk, V. Vozniak, I. Mamuzić // Metallurgy and related topics: Proceedings of 18th symposium „Materials and metallurgy“ - SHMD'2024 (published in: Metalurgija 63 (2024) 2). – P.235.

1. АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

1.1 Загальна характеристика нафтогазовидобувного виробництва

Поклади нафти в Україні зосереджені у трьох нафтогазоносних регіонах: Східний – Дніпропетровська, Луганська, Полтавська, Сумська, Харківська, Чернігівська та Донецька області; Західний – Івано-Франківська, Львівська, Чернівецька, Волинська, Закарпатська області; Південний - Одеська, Запорізька області, шельфи Чорного моря, Азовського моря і АР Крим). Зокрема найбільші запаси - в Полтавській (24,54%), Івано-Франківській (17,97%), Сумській (16,23%), Львівській (10,81%,) та Чернігівській (9,16%) областях (рисунок 1.1) [1-4].

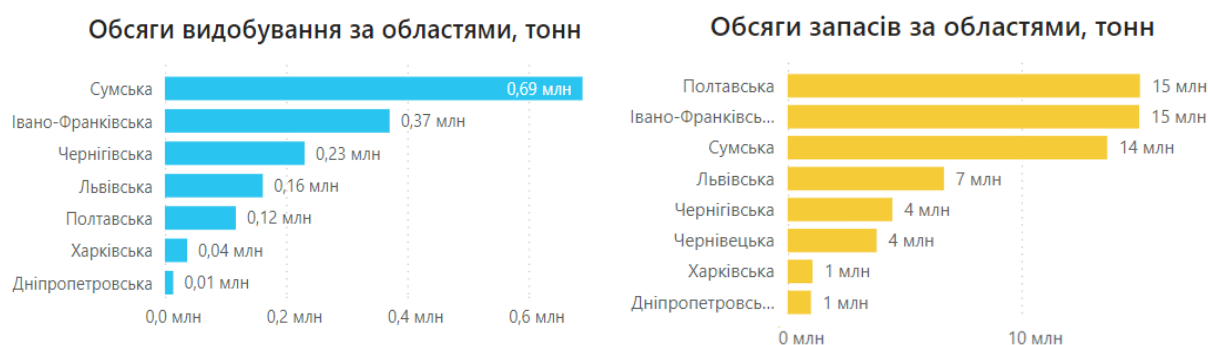


Рисунок 1.1 – Обсяги запасів та видобування нафти і газу в Україні

Кожне сучасне підприємство з видобутку нафти і газу - це складні системи технологічних установок, розташованих на великих територіях, площа яких може сягати десятків або навіть сотень квадратних кілометрів. Ці технологічні установки (свердловини, групові вимірювальні системи, сепаратори, збори, установки для підготовки нафти і газу, резервуари) взаємопов'язані через продуктивний пласт та потоки продукції, що циркулюють в технологічних комунікаціях [5-7]. Видобуток нафти і газу здійснюється цілодобово в складних метеорологічних та екологічних умовах, тому для стабільного функціонування підприємства необхідно забезпечити

надійність автоматизованого обладнання і дистанційний контроль за роботою та станом технологічних об'єктів.

Максимальна ефективність роботи нафтогазовидобувних об'єктів досягається завдяки автоматичному управлінню технологічними процесами в оптимальному режимі. Під оптимальним режимом автоматичного управління слід розуміти функціонування об'єкта з автоматичним вибором такого технологічного режиму, який забезпечує максимальну продуктивність при найкращому використанні енергетичних і сировинних ресурсів.

Для підвищення ефективності роботи установок нафтогазовидобувного виробництва необхідно реалізувати такі техніко-економічні заходи:

- зменшити витрати енергоресурсів на одиницю продукції;
- зменшити втрати продукції;
- поліпшити облік параметрів енергопостачання;
- модернізувати технологічне обладнання та впровадити сучасні енергозберігаючі технології;
- автоматизувати трудомісткі та небезпечні процеси.

Система автоматизації передбачає вимірювання певних технологічних параметрів, а також автоматичне блокування та захист [8]. При проектуванні нового технологічного устаткування важливо впровадити автоматизовану систему управління технологічними процесами (АСУ ТП) з використанням сучасних автоматизаційних засобів, що дозволить:

- підвищити продуктивність;
- зменшити трудомісткість процесу завдяки усуненню ручного керування;
- скоротити час вимушених простоїв;
- забезпечити безпеку оперативного персоналу під час управління процесом, особливо в умовах, що є небезпечними;
- покращити якість управлінського впливу на процес;
- подовжити термін служби технологічного обладнання.

Під час вибору керуючого пристрою слід враховувати такі фактори, як точність налаштування вихідних параметрів, надійність і стійкість до збоїв у системі автоматизації.

1.2 Аналіз технологічного процесу нафтогазовидобувного родовища

До групових замірних установок (ГЗУ) №1, №2 та №3 надходить продукція нафтових свердловин з родовищ. Обладнання на ГЗУ використовується для колективного збору продукції свердловин, вимірювання загальної кількості видобутої нафти і газу, а також для контролю об'єму закачаної води в скидові свердловини. У зв'язку з цим виникає необхідність в установці комплексу обладнання для початкового зневоднення нафтогазоводяної суміші з подальшим закачуванням відокремленої води в пласти для підтримання пластового тиску [5, 8-12].

Щоб прискорити процес розділення суміші, встановлюють обладнання для її підігріву та дозування інгібітору корозії. Через різний рівень обводненості свердловин запроваджується добовий графік їх роботи: деякі працюють безперервно протягом доби, інші — лише кілька годин. На ГЗУ використовується почасовий вимір дебіту рідини та газового фактора. Продукція свердловин під тиском 0,4-0,8 МПа надходить до замірних установок (рисунок 1.2), де по чергово вимірюють дебіт рідини та газовий фактор.



Рисунок 1.2 - Блок технологічний АГЗУ

Установка АГЗУ призначена для автоматичного вимірювання дебіту нафтових свердловин за рідиною та газом. Вона складається з технологічного блоку (БТ) та блоку автоматики (БА).

Все обладнання встановлено на металевій платформі, по периметру якої закріплені тришарові металеві панелі з утеплювачем. Установки обладнані електричним освітленням, системою опалення та примусовою вентиляцією.

Принцип роботи. Продукція свердловин надходить по трубопроводах, підключених до установки, в багатоходовий перемикач свердловин (ПСБ). За допомогою ПСБ продукція однієї свердловини направляється до сепаратора, тоді як продукція інших свердловин потрапляє в загальний трубопровід. У сепараторі відбувається розділення газу та рідини: газ виходить у загальний трубопровід, а рідина збирається в нижній частині сепаратора. Регулятор витрати та заслінка, поєднана з поплавковим рівнеміром, забезпечують циклічне проходження накопиченої рідини через лічильник з постійною швидкістю, що дозволяє вимірювати дебіт свердловин у широкому діапазоні.

Перемикач свердловин контролюється блоком управління за заздалегідь встановленою програмою або вручну оператором.

Нафтогазоводяна суміш, що видобувається зі свердловин, складається з нафти, пластової води, об'єм якої може змінюватися в процесі видобутку і регулюється періодичним відключенням свердловин з підвищенням обводнення, та розчинених газів, які необхідно виділити у чистому або змішаному вигляді. Супутні гази здебільшого містять метан, бутан, пропан та інші вуглеводні. На одну тону нафти припадає приблизно 30–40 м³ супутнього газу. Продукція нафтогазового родовища має наближений компонентний склад супутніх газів, як показано у таблиці 1.1.

Супутні гази є надзвичайно токсичними та вибухонебезпечними, тому їх відокремлюють зі складу суміші в першу чергу для забезпечення безпечної експлуатації нафтового обладнання. Водночас ці гази є цінною сировиною для газопереробних заводів (ГПЗ).

Таблиця 1.1 – Склад супутнього газу

СУПУТНІ ГАЗИ		%, об'ємних
Двоокис вуглецю	CO ₂	1,4
Азот	N ₂	8,18
Метан	CH ₄	64,51
Етан	C ₂ H ₆	11,21
Пропан	C ₃ H ₈	8,9
Бутан	C ₄ H ₁₀	3,49
Пентан	C ₅ H ₁₂	1,45
Гексан	C ₆ H ₁₄	0,83

Після виділення газу направляють через замірні вузли за допомогою дожимних газокompресорних станцій на газопереробний завод або використовують як паливо в підігрівачах нафтогазоводяної емульсії. При надмірному тиску в технологічних апаратах газ спалюють на факельних установках.

На родовищі продукція нафтових свердловин під тиском 0,6–0,8 МПа надходить по збірному колектору на замірні установки, де здійснюється індивідуальне вимірювання дебіту рідини та газового фактора. Далі продукція свердловин транспортується на установку підтримки пластового тиску, де проходить підігрів у блочному підігрівачі для покращення процесу глибокого зневоднення емульсії.

Підігрівач ПТ-1,6/150М (рисунок 1.3) є трубчастою радіантно-конвективною піччю, що складається з об'єднаної радіантно-конвективної камери. У цій камері відбувається згоряння палива, а теплота передається випромінюванням і конвекцією до ребристого теплообмінника — калорифера змієвикового типу.

Основним елементом підігрівача є калорифер, який складається з труб із подовжнім оребренням (10), розташованих над полум'язрозподільником (11), і труб з витим оребренням (5). Калорифер спирається на ґрати (16) і розміщується в циліндричному корпусі (6), який ззовні охоплений обтічником (15). Обтічник виконує функцію вентиляції, теплоізоляції та рекуперації тепла. У боковій частині обтічника (15) є вікно (14) для використання переносного запальника.

Над корпусом (6) знаходиться обігрівана шафа (4), де розміщене паливне обладнання (5) з приладами контролю та автоматизації. На газоповітряному колекторі (7), який йде від паливної шафи (4) до топки і полум'язподільника (11), встановлений полум'яперешкоджувач (9), що запобігає проникненню полум'я з топки через колектор у паливну шафу.

Підігрівач обладнаний димарями (1), які закріплені розтяжками (2). Нижня частина труб охоплена димовими обтічниками (3), що також служать для рекуперації тепла. Для обслуговування паливного обладнання (5) передбачені майданчики (12).

З метою підвищення безпеки експлуатації підігрівача в конструкції передбачені вибухові вікна (13) зі щільними касетами, які автоматично відкриваються у разі виникнення вибуху в топці.

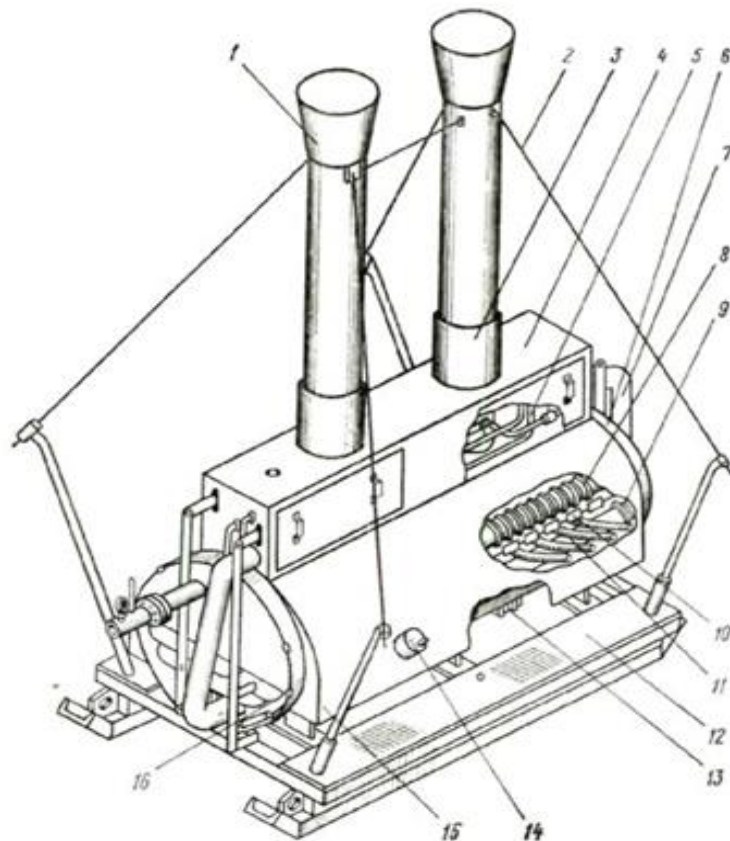


Рисунок 1.3 – Схема підігрівача ПТ-1,6/150М-1Б

Принцип дії підігрівача ПТ-1,6/150М-1Б полягає в наступному. Газоповітряна суміш, підготовлена інжекційними пальниками, надходить на

полум'язрозподільувач. Під час згоряння газу утворюється тепловий потік, який, проходячи через конвективну камеру, охоплює оребрену поверхню труб калорифера, нагріваючи продукт, що рухається всередині труб. У верхній частині конвективної камери газу, що відходять, також підігрівають сепаратор і змійовик паливного газу. Джерелом паливного газу є газу, які надходять після сепарації з ємності Є-1.

Для забезпечення безпеки біля підігрівача встановлена рампа інертного газу, яка використовується для гасіння пожежі та продувки газопроводів перед запуском в експлуатацію. У разі локального пожежогасіння застосовується двоокис вуглецю (CO_2). У складі блоку пожежогасіння передбачено 100% запас CO_2 . Для цього на рампі розміщено 10 балонів, кожен об'ємом 50 літрів. На робочій лінії встановлено редуктор і електромагнітний клапан типу ЕМКГ 8-32-10-220 нж 02, Ду-32, 220В, ІР40, який є частиною комплекту з рампою.

Після підготовки нафтогазової суміші надходить до установки попередньої сепарації (УПС), яку схематично показано на рисунку 1.4.

Установка попередньої сепарації УПС-А-3000/10М являє собою блочну конструкцію, що складається з кількох систем: подачі суміші, відведення газу, нафти та пластової води, а також системи відведення дренажу.

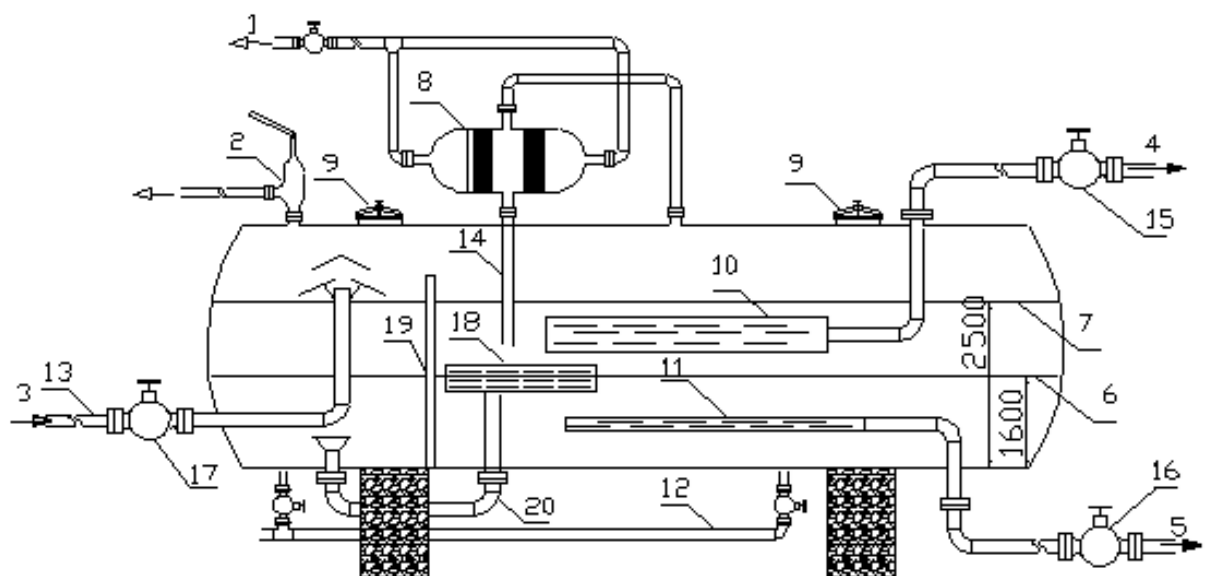


Рисунок 1.4 - Схема установки попередньої сепарації

Установка змонтована на збірному залізобетонному фундаменті, піднята на висоту 1,0 м над рівнем площадки, з ухилом 0,002–0,003 м у бік дренажного трубопроводу. Площадка УПС виконана з залізобетонних дорожніх плит, обладнаних бордюром висотою 0,15 м. Розміри установки складають 17750x5500x3500 мм. Пропускна здатність установки - до 3000 т/добу, робочий тиск - 1,0 МПа, а газовий фактор - до 120 м³/т.

Горизонтальний резервуар УПС розділений по висоті на 2/3 його діаметра перегородкою (19), що утворює два відсіки з об'ємним співвідношенням 1:5. У меншому відсіку здійснюється первинне виділення газу, тоді як у більшому відсіку відбувається відстій та злив нафти і пластової води. Відсіки з'єднані трубопроводом (20).

Для прискорення процесу руйнування водонафтової емульсії, покращення сепарації нафти та запобігання потраплянню нафти у водоводи, вхідний патрубок (18) і патрубок для збору відокремленої води (11) обладнано перфорованими трубами.

Нафтогазоводяна суміш (3) з температурою 60–65°C і тиском 1,0 МПа надходить через трубопровід діаметром 219 мм відповідно до ГОСТ 8731-87 через засувку (17) на відбійник, де розсіюється на нафторозливній полиці для кращої сепарації та запобігання утворенню піни.

В результаті перепаду тиску в малому відсіку суміші виділяються супутні гази, які займають простір над рідиною. Під тиском 0,16 МПа гази надходять до виносного каплевідбійника (8), де від них відділяються краплини води та нафти, які по трубі гідрозатвора повертаються в суміш. Очищені гази під тиском 0,16 МПа через трубопровід діаметром 114 мм за ГОСТ 8731-87 поступають в сепараційну ємність Є-1.

Якщо тиск газу перевищує 0,16 МПа, запобіжний клапан (2) спрацьовує, і надлишковий газ спрямовується на спалювання через живильний трубопровід діаметром 159 мм у факельну установку.

Супутні гази, виділені на УПС, подаються до газового сепаратора (ємності Є-1), де при тиску 0,1–0,2 МПа відбувається остаточне відділення

води від газу, а вода скидається в дренажну лінію. Висушений газ із Є-1 надходить до газопроводу, а потім до газопереробного заводу (ГПЗ) для подальшої обробки. Надлишковий газ, який скидається запобіжними клапанами УПС, буферної ємності Є-2, сепараційної ємності Є-3 та ГЗУ №1, спалюється у факельній установці при перевищенні тиску.

Подальший процес розділення нафтоводяної суміші здійснюється методом відстоювання. Суміш надходить у великий відсік за принципом сполучених посудин. Основна частина потоку рухається радіально, тоді як менша — в напрямку найближчого еліптичного дна апарату. Коли потік досягає стінки апарату, втрачає кінетичну енергію, відбивається і рухається горизонтально вздовж апарату.

Оскільки густина нафти становить $780\text{--}920\text{ кг/м}^3$, а пластової води — $1050\text{--}1150\text{ кг/м}^3$ (через вміст мінеральних солей та інших домішок), нафта формує шар над водою. Лінія розділення двох середовищ, так званий міжфазний рівень, змінюється під час роботи в межах $1500\text{--}1700\text{ мм}$ від дна ємності. Для підтримання цього рівня використовують засувку (16), яка регулює витрату пластової води.

Нафта (4), що знаходиться над рівнем пластової води, через відбійні сітки (10) надходить у трубопровід діаметром 159 мм за ГОСТ 8731-87 під тиском $0,15\text{--}0,2\text{ МПа}$ і транспортується до буферної ємності Є-2. Рівень нафти в УПС підтримується на висоті 2500 мм шляхом регулювання витрати засувкою (15).

Відокремлена пластова вода (5) після розділення суміші в УПС через перфорований трубопровід (11) зливається під тиском $0,2\text{ МПа}$ у трубопровід діаметром 159 мм за ГОСТ 8731-87 і спрямовується в буферну ємність Є-4. Звідти насоси ЦНС 38-220 (рисунок 1.5) дожимної насосної станції (ДНС) (насоси Н2/1, Н2/2) перекачують воду по водоводу в свердловину-шурф, а потім через трубний простір свердловини-шурфа вона подається до свердловини для підтримки пластового тиску.



Рисунок 1.5 - Насос ЦНС 38-220

Обезводнена нафта після виходу з УПС надходить у буферну ємність Є-2, звідки за допомогою ДНС (насоси Н1/1, Н1/2) транспортується через вузол комерційного обліку по нафтопроводу на установки комплексної підготовки нафти (УКПН). Під час цього процесу до нафти в живильний трубопровід ДНС додається інгібітор корозії з блоку інгібіторного БР-25 для захисту обладнання від корозії.

Блок інгібітору використовується для дозованого введення рідких деемульгаторів і інгібіторів корозії в трубопроводи системи транспортування та підготовки нафти. Його основна функція – проведення внутрішньотрубною деемульсації нафти та захист трубопроводів і обладнання від корозійних процесів.

Блок інгібіторів складається з двох приміщень: технологічного (віднесеного до вибухонебезпечної зони класу 2) та апаратного (загальнопромислового виконання). Усе обладнання блоку змонтоване на зварній рамі та розміщене в теплоізовьованому приміщенні.

В технологічному приміщенні встановлено обладнання:

- плунжерні агрегати, які забезпечують безперервне об'ємне дозування рідких деемульгаторів і інгібіторів корозії (один агрегат працює в резерві);

- шестерний насос, що використовується для заповнення технологічної ємності реагентом та періодичного перемішування реагенту;

- витратна ємність прямокутного перерізу, призначена для дозованого введення рідких реагентів у трубопровід протягом визначеного проміжку часу;

- технологічна ємність прямокутного перерізу, яка служить для зберігання і підігріву реагенту за допомогою вбудованого електронагрівача. Ємність обладнана індикатором рівня рідини для візуального контролю її об'єму.

Принцип роботи блоку: інгібітор зі всмоктуючого трубопроводу проходить через сітчастий фільтр, де відсіюються механічні домішки, а потім насос дозування подає очищений інгібітор у напірний трубопровід.

2. СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦІЇ ПРОЦЕСУ РОЗДІЛЕННЯ НАФТОГАЗОВОДЯНОЇ СУМІШІ

2.1 Обґрунтування структури системи автоматизації

Згідно з «Правилами будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском» [13], для контролю роботи і забезпечення нормальних умов експлуатації установки УПС повинні бути обладнані:

- запірною або запірно-регулювальною арматурою;
- приладами для вимірювання тиску;
- приладами для вимірювання температури;
- запобіжними пристроями;
- показчиками рівня рідини.

Відповідно до п.5.6.1 «Правил безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України» [14], необхідно здійснювати контроль рівня рідини в установках, де є границя розподілу середовищ. Тому мають застосовуватися показчики міжфазного рівня рідин. Крім того, повинні бути встановлені звукові, світлові або інші сигналізатори, а також блокування за рівнем рідини.

Згідно з п.7.4.2 «Правил безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України», до систем автоматизації факельних установок висуваються такі вимоги:

- розпалювання факела повинно бути автоматичним та дистанційно керованим;
- факельна установка повинна бути оснащена пристроєм для регулювання тиску паливного газу;
- дистанційний контроль і керування роботою факельної системи слід здійснювати з приміщення операторної технологічної установки, яка скидає газ у систему. Контроль і керування загальною факельною системою здійснюється з операторної однієї з установок, найближчої до факельної установки.

Аналіз технологічного процесу дозволяє вибрати комплекс технічних засобів автоматизації (ТЗА), які забезпечують обробку інформації для здійснення керуючих дій [8-12, 15]. До складу цього комплексу входять:

- засоби отримання інформації про стан технологічного процесу, які фіксують показники робочих параметрів.
- засоби формування та передачі інформації, що забезпечують зв'язок між сенсорами та операційним центром.
- засоби представлення інформації оперативному персоналу, які дозволяють візуалізувати дані на панелях керування.
- виконавчі механізми, що виконують відповідні команди для регулювання процесів.

Первинні перетворювачі, встановлені на місці, повинні мати електричний вихідний сигнал. Це забезпечить передачу даних про стан вимірюваних параметрів до операторної, де встановлені вторинні електричні прилади. Використання електричних приладів є доцільним через значну відстань між технологічним обладнанням і операторною. Вихідні електричні аналогові сигнали можна ефективно застосовувати для керування процесом.

Проект передбачає автоматизацію всіх технологічних об'єктів на території майданчика підготовки транспорту. Кожен об'єкт буде обладнаний контрольно-вимірювальними приладами і засобами автоматизації, що забезпечить можливість керування технологічними процесами дистанційно, без необхідності постійної присутності персоналу в місцях розміщення обладнання. Це дозволить моніторити стан процесів і здійснювати їх управління з операторного пункту, який знаходиться за межами території майданчика, в безпечній зоні.

За характером технологічного процесу, об'єкти автоматизації належать до зовнішніх установок із вибухонебезпечними зонами класу 2, тоді як приміщення операторної, що є об'єктом допоміжного призначення, є вибухобезпечним.

Система автоматизації технологічних процесів повинна виконувати такі функції [15]:

- дистанційний контроль основних технологічних параметрів, таких як тиск, температура, рівень, концентрація та контроль полум'я;
- дистанційна зупинка технологічної лінії установок через операторський пульт;
- автоматичне регулювання параметрів (тиску, температури, рівня) в технологічному обладнанні при відхиленнях від нормального робочого режиму;
- сигналізація аварійних станів технологічного процесу, зокрема перевищення допустимих значень тиску, рівня, температури, а також контроль полум'я;
- контроль стану повітряного середовища для забезпечення безпеки експлуатації;
- облік продукції, яка передається споживачам, та облік закачаної пластової води для регулювання робочих процесів.

Це забезпечить ефективну та безпечну роботу обладнання з мінімальною участю персоналу. Проектом передбачається встановлення щитів автоматизації як місцевих (поблизу технологічного обладнання), так і щитів у приміщенні операторної для контролю, керування та сигналізації параметрів технологічного процесу.

Для забезпечення надійного оперативного зв'язку між операторною та підконтрольним обладнанням буде використовуватися багатожильний кабель, який з'єднає всі необхідні системи для передачі даних та управління технологічними процесами на об'єкті.

Підігрівач нафтової емульсії ПТ 16/150-1. Автоматичне регулювання підігрівача здійснюється в залежності від температури вихідного продукту шляхом коригування подачі паливного газу. Установка постачається виробником із комплектом засобів автоматизації. На відкритій ділянці підігрівача та біля електрозасувки проектом передбачено систему контролю і

сигналізації для виявлення вибухонебезпечних концентрацій горючих газів і парів, а також систему пожежогасіння, яка використовує інертний газ CO₂.

Рампа інертного газу. Рампа інертного газу комплектується виробником пристроєм дистанційного керування, зокрема електромагнітним клапаном типу ЕМКГ 8-32-10-220 нж02, Ду-32, 220В, IP40. Сигнал на його активацію при виявленні загазованості на площадці підігрівача буде надходити від схеми керування та сигналізації системи газовиявлення вибухонебезпечних концентрацій горючих газів і парів.

Установка попередньої сепарації (УПС). Проектування системи автоматизації установки для розділення нафтогазової емульсії (УПС) передбачає підтримку міжфазного рівня середовища вода-нафта, а також контролювання рівня нафти та тиску газу в установці шляхом регулювання витрат супутніх газів, обезводненої нафти та вивільненої пластової води [11, 14]. Це здійснюється за допомогою ряду автоматизаційних заходів.

Проектом заплановано:

1. Місцевий контроль:

- тиску пластової води;
- тиску газу в сепараторі;
- температури емульсії в УПС;
- рівня рідин в установках.

Місцевий контроль надасть оперативному персоналу необхідну інформацію під час огляду установок.

2. Тиск газу в межах 0,16 МПа в УПС автоматично регулюється за допомогою електроприводного кульового крана та датчика тиску. Це підтримання тиску є важливим для контролю над формуванням газової пробки над рівнем нафти, що запобігає її потраплянню в газопровід, особливо якщо система обмеження верхнього рівня нафти в УПС не спрацьовує. Газова пробка також необхідна для ефективного видалення рідин з апарату. Однак якщо тиск газу перевищить норму (0,2 МПа), це може ускладнити виділення газу з суміші.

3. Автоматичне відключення подачі вхідної нафтогазової емульсії на УПС здійснюється за допомогою електричної засувки при досягненні критичного рівня.

4. Інформація про стан засувок ("відкрита/закрита") виводиться на щит автоматизації в операторній. Оператори повинні мати можливість отримувати дані про працездатність виконавчих механізмів та їхню роботу безпосередньо на своєму робочому місці.

5. Автоматичне регулювання рівня нафти реалізується за допомогою датчика граничного рівня і кулькового крана з електроприводом.

Рівень нафти в УПС слід підтримувати, щоб уникнути його підняття вище критичної межі, запобігаючи заповненню газового прошарку та потраплянню нафти в газопровід.

6. Сигналізація про досягнення граничного рівня нафти повинна бути звуковою та світловою. Оператори на своїх робочих місцях мають отримувати сповіщення про аварійні ситуації в установці.

7. Автоматичне регулювання рівня пластової води (міжфазного рівня між двома середовищами "вода-нафта") виконується за допомогою датчика міжфазного рівня і кулькового крана з електроприводом. Управління міжфазним рівнем є ключовим завданням в автоматизації установки. Якщо рівень знижується нижче допустимих значень (менше 500 мм), нафта може потрапити в водовід; якщо ж він перевищує допустиме значення (більше 1200 мм), це може призвести до попадання води в нафтопровід, що є неприйнятним. Отже, міжфазний рівень слід підтримувати в межах 800-1000 мм.

8. Вимірювання зміни перепаду тиску на відбійній сітці сепаратора є важливим етапом контролю. Відбійна сітка сепаратора слугує додатковим фільтруючим елементом у процесі подачі нафти в нафтопровід. При чистому фільтрі перепад тиску на сітці наближається до нуля, а значне забруднення відбійної сітки буде прямо пропорційним перепаду тиску між середовищем до і після фільтра.

9. Передбачена сигналізація (світлова, а також звукова і світлова) для таких випадків:

- досягнення граничних рівнів рідин у ємностях;
- перевищення тиску газу в УПС понад допустимі значення;
- зміна міжфазного рівня;
- зміна перепаду тиску на відбійній сітці сепаратора;
- виявлення загазованості на території УПС з індикацією рівня загазованості (20%, 50%) на місцевому щиті та в шафі автоматизації в операторній.

Установки нафтогазовидобувного комплексу відносяться до вибухонебезпечних зон класу 2. Робоче середовище установок УПС складається з газовмістної емульсії. У випадку розгерметизації обладнання в атмосферу потрапляє суміш газів, що можуть бути як вибухонебезпечними, так і токсичними. У проекті передбачено виявлення небезпечної концентрації цих газів. При виявленні загазованості на території нагрівача ПТ 16/150-1 передбачена подача інертних газів до технологічних трубопроводів підігрівача та його топки для гасіння можливих пожеж. Також проект передбачає подачу сигналу в систему автоматичного керування підігрівачем, що дозволить зупинити подачу паливного газу, закрити засувки на подачу емульсії до і після підігрівача, а також переключити подачу емульсії на бойпасну лінію.

Проектом також планується:

- контроль рівня нафти в буферній ємності Є-2, з світловою та звуковою сигналізацією на щиті автоматизації в операторній;
- контроль рівня пластової води в буферній ємності Є-4, з світловою та звуковою сигналізацією на щиті автоматизації в операторній;
- контроль наявності нафти в пластовій воді;
- облік відправленої пластової води на ДНС;
- облік відправленої нафти в нафтопровід;
- контроль полум'я запальника факельної установки та дистанційне запалювання факела з операторного пункту.

2.2 Обґрунтування вибору комплексу технічних засобів автоматизації

Для контролю та регулювання однакових параметрів у проекті використовуються стандартні автоматичні пристрої, що спрощує їх придбання, обслуговування та експлуатацію.

При виборі ТЗА для реалізації автоматизованої системи керування (АСК) враховуються такі фактори [16, 17]:

- вплив контрольованого та навколишнього середовища на нормальну роботу датчиків;
- можливість використання датчика з точки зору пожежної та вибухової безпеки;
- відстань, на яку може бути передана інформація;
- граничні значення вимірюваних величин.

Вибір давачів тиску.

При виборі давачів тиску, окрім основних параметрів, які вже були зазначені, також враховуються:

- характер зміни тиску в часі;
- вплив контрольованого середовища.

Для вимірювання тиску в установках попередньої сепарації необхідно використовувати первинні перетворювачі тиску з верхніми межами вимірювання 0,25 МПа і 0,63 МПа. Датчики тиску повинні бути адаптовані для вимірювання тиску вибухонебезпечних газів, мати вибухозахищене виконання ExibIICT5X та ступінь захисту від пилу і води IP55. Крім того, вони повинні відповідати температурним умовам навколишнього і робочого середовища, а також іншим технічним вимогам.

Для передачі сигналів на відстань 150-200 метрів потрібні датчики з електричним вихідним сигналом, які забезпечують пряме підключення до вторинних приладів вимірювання та регулювання тиску. Необхідні датчики повинні мати стандартні вихідні аналогові сигнали в діапазоні 4-20 мА.

Вибір давачів температури.

Враховуючи, що температура в процесі технологічного опрацювання досягає $+65^{\circ}\text{C}$, а середовище, в якому працюють датчики, є агресивним та вибухонебезпечним, разом із значними відстанями між технологічним обладнанням та пунктом управління, а також високим статичним тиском в установках, необхідно вибрати датчики температури за наступними критеріями:

- показники температури повинні мати можливість дистанційної передачі сигналів на відстань до 10 метрів. Це забезпечить можливість місцевого відображення температури суміші в УПС під час оглядів установки, з установкою на місцевому щиті. Оскільки установка УПС має великі розміри, а місце встановлення відбірного пристрою для вимірювання температури розташоване далеко від точки спостереження, важливо, щоб показуючий прилад знаходився на видному місці для зручності оперативного персоналу;

- датчики температури повинні мати електричний вихідний сигнал первинного вимірювального приладу для передачі інформації на значні відстані (150-200 метрів) до операторної, а також для прямого підключення до електричних кіл вторинних приладів.

Вибір давачів рівня.

Контроль рівнів рідин в установках для розділення нафтогазової суміші є ключовим аспектом автоматизації. При виборі датчиків рівня необхідно враховувати такі фактори:

- способи адаптації для використання в зонах, де можуть виникати вибухонебезпечні газові суміші;

- можливість використання в зовнішніх установках та в умовах, де обладнання піддається впливу агресивних хімічних речовин;

- використання в установках, що працюють під тиском до 0,25 МПа;

- вторинні прилади повинні мати уніфіковану принципову схему та стандартні вихідні сигнали;

- вторинні прилади повинні використовувати загальну та незмінну схему підключення первинних перетворювачів через іскрозахисні бар'єри.

Для вимірювання рівня в установках, що займаються розділенням нафтогазовою суміші, необхідно використовувати первинні перетворювачі з діапазоном вимірювання рівня від 0 до 3 метрів. З урахуванням умов експлуатації, датчики рівня повинні бути придатними для вимірювання рівня нафтопродуктів та інших рідин, що містять вибухонебезпечні гази, а також для контролю міжфазних рівнів розділення двох середовищ. Вони повинні відповідати вимогам ДСТУ 7113:2009, мати вибухозахищене виконання. Також необхідно забезпечити ступінь захисту від пилу та води за стандартом IP54, а також мати категорію розміщення У1 [18, 19]. Датчики повинні відповідати температурним умовам навколишнього середовища та іншим технічним вимогам.

Для безпосереднього підключення до вторинних приладів вимірювання рівня, датчики повинні бути обладнані стандартними вихідними аналоговими сигналами в межах (0) 4-20 мА.

В системі автоматизації установок для розподілу нафтогазовою суміші мають бути прилади, що забезпечують вимірювання рівня на місці, для оперативного контролю рівнів рідин під час оглядів, які проводить обслуговуючий персонал.

2.3 Розроблення функціональної структури системи управління

Як зазначено раніше, процес розділення нафтогазовою суміші здійснюється шляхом відстоювання. Густина нафти коливається в межах 780-920 кг/м³, тоді як густина пластової води становить 1050-1150 кг/м³ (вона містить розчинені мінеральні солі та інші домішки). Внаслідок цього нафта утворює суцільний шар над поверхнею води. Межа розподілу між цими двома середовищами визначається міжфазним рівнем, який може змінюватися в процесі експлуатації в діапазоні 1200-1600 мм від дна ємності. Підтримання

цього міжфазного рівня здійснюється шляхом регулювання витрат пластової води за допомогою засувки 3-3.

Функціональна схема автоматизації (ФСА) процесу розділення нафтогазової суміші (Додаток 1) визначає основні завдання контролю та регулювання процесу, показуючи розміщення засобів автоматизації на технологічному обладнанні [20]. Відповідно до стандарту, засоби автоматизації та прилади позначаються умовними символами, які відображають їх функції у схемах.

На схемі показано місця встановлення засобів автоматизації, які включають первинні вимірювальні пристрої, регулюючі прилади, виконавчі механізми, а також апаратуру управління та сигналізації. Технологічне обладнання на схемі спрощено зображено для наочності. Між первинними перетворювачами, вторинними приладами та виконавчими механізмами (електроприводними засувками) передбачено зв'язки, позначені умовними лініями з цифровими індексами.

В нижній частині схеми є таблиця, що показує розміщення приладів: по місцю встановлення, на місцевих щитах і на щиті автоматизації в операторній, що дозволяє інтегрувати інформацію про стан обладнання в систему управління процесом.

На технологічному обладнанні умовними позначеннями схематично показані місця відбору імпульсу для вимірювання різних параметрів. Для цього на схемі використовуються умовні позначення, що вказують на місця встановлення первинних перетворювачів, а також цифрами позначено траєкторії передавання вимірюваного імпульсу до відповідних приладів.

Первинні перетворювачі тиску, температури, рівня (граничного та міжфазного), а також газоаналізатори позначаються у вигляді кружків діаметром 10 мм на функціональній схемі автоматизації. Вторинні прилади, що відповідають за контроль, регулювання та сигналізацію, встановлені на щиті автоматизації або місцевих щитах, також позначені кружками того ж

діаметру, але з горизонтальною розділювальною лінією, що вказує на їхню функцію як вторинних приладів.

У середині кружечка вписано:

-у верхній частині – функціональне позначення (позначення контрольованого, сигналізованого чи регульованого параметра);

-у нижній – позиційне позначення приладу.

Літерні позначення засобів автоматизації будуються на основі латинського алфавіту і складаються з 2-3 букв.

1 буква – контрольований, сигналізований, чи регульований параметр:

- L- рівень;

- Q- концентрація (супутніх газів в повітрі, нафти у воді, об'ємна доля води в нафті);

- P-тиск (тиск газу, нафти, перепад тиску на відбівній сітці та на діафрагмі в вузлах обліку нафти);

- T-температура (газу, нафти, нафтогазовою суміші);

- F- витрата;

- E –електрична величина (позначаються блоки живлення).

2 буква –(не обов'язкова) уточнення характеру вимірювальної величини:

- D - перепад (перепад тиску на відбівній сітці та на діафрагмі в вузлах обліку нафти);

- Q - підсумування (- підсумування параметрів в вузлах обліку нафти);

3 буква – функціональні ознаки приладу:

- I – показання (позначені місцеві прилади показання тиску, температури, рівня);

- C - регулювання (позначені регулятори рівнів та тиску);

- S - переключення (позначено релейний сигнал);

- E - первинне перетворення тиску, температури, рівнів, витрати в електричний (аналоговий 4...20мА) сигнал;

- Y - перетворення сигналів (позначені блоки живлення);

- Т – дистанційна передача сигналів, використано для позначення капілярної лінії передачі тиску в манометричному термометрі ТКП-16.

- Н - ручне керування (використано ручні пожежні сповіщувачі);

- L, Н – позначено індексами нижній і верхній відповідно, рівні.

На функціональній схемі автоматизації у вигляді таблиці вказано специфікацію вибраного обладнання з позначенням позиції приладу на схемі, його функціональне позначення, найменування, величину робочих параметрів та кількість запроектованих однотипних приладів.

Функціональна схема автоматизації процесу розділення нафтогазової суміші передбачає:

- регулювання тиску газу в УПС.

Тиск газу в УПС вимірюється датчиком тиску «Метран-100-Ех-ДИ-1161-11-МП2-10 – 0.15-2.5 МПа». Регулювання тиску газу в УПС виконується «Регулятором міжфазного рівня РМФР 00» за рахунок зміни його витрати через кран кульковий з електроприводом;

- регулювання рівня нафти в УПС.

Нафтовий рівень в УПС вимірюється «Датчиком граничного рівня РМФР». Регулювання рівня нафти в УПС виконується «Регулятором міжфазного рівня РМФР 00» модифікації «Датчик граничного рівня» за рахунок зміни її витрати через кран кульковий з електроприводом;

- регулювання міжфазного рівня в УПС.

Міжфазний рівень в УПС вимірюється «Датчиком міжфазного рівня РМФР». Регулювання рівня нафти в УПС виконується «Регулятором міжфазного рівня РМФР 00» за рахунок зміни витрати пластової води через кран кульковий з електроприводом;

- обмеження верхнього (аварійного) рівня рідини в УПС.

Верхній (аварійний) рівень рідини в УПС вимірюється «Датчиком граничного рівня РМФР». Регулювання рівня нафти в УПС виконується «Регулятором міжфазного рівня РМФР» модифікації «Датчик граничного

рівня» за рахунок зміни кількості поступання нафтогазової суміші в УПС через кран кульковий з електроприводом;

- сигналізацію про стан загазованості на виробничій території, виконання функцій пожежегасіння.

Для сигналізації загазованості на об'єкті використано «Сигналізатор горючих газів і пари термохімічний ЩИТ-2-13» в комплекті. При виявленні загазованості та площадці підігрівача ПТ-16/150-М передбачено подавання сигналу на відключення підігрівача та подачу в його газопровід інертного газу (функція пожежегасіння).

- Сигналізацію про стан параметрів технологічного процесу.
- Сигналізацію положення виконавчих механізмів.

Для виконання системи сигналізації передбачено встановити в операторній щит з приладами звукової та світлової сигналізації. Сигнали на схему сигналізації поступатиме від регуляторів РМФР та інших ПП і ВП.

- Місцевий та дистанційний контроль параметрів технологічного процесу;
- Облік відправленої нафти на центральний пункт підготовки нафти (ЦППН) обчислювачем сирової нафти «Обчислювач ВК-011-9.4» в комплекті;
- Облік відправленої на ДНС пластової води часово-імпульсним витратоміром УВР-011А;

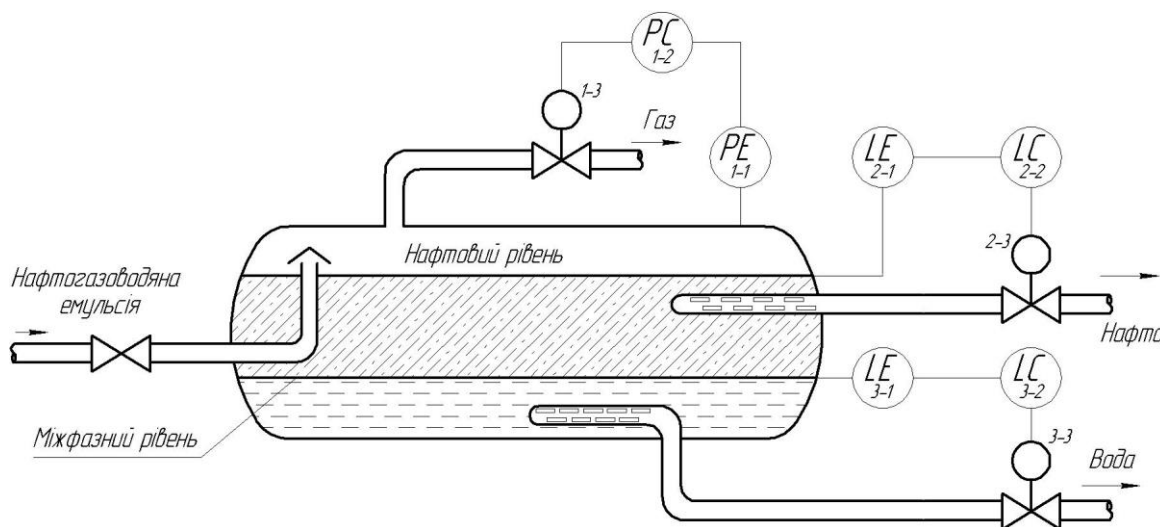


Рисунок 2.1. - Функціональна схема автоматизації відстійника нафти

Схема автоматизації (рисунок 2.1) включає три контури автоматичного регулювання:

- 1) контур автоматичного регулювання тиску супутніх газів;
- 2) контур автоматичного регулювання нафтового рівня;
- 3) контур автоматичного регулювання міжфазного рівня.

2.4. Вибір комплексу технічних засобів автоматизації

Для контролю та регулювання технологічних параметрів, а також для автоматичного управління пристроями та механізмами, проектом передбачено використання контрольно-вимірювальних приладів, що серійно виробляються в Україні [21].

Місцевий контроль тиску буде здійснюватися за допомогою показуючих манометрів типу МП-4-V (рисунок 2.2) та електроконтактного манометра ДМ-2005СгПЕх-2.5 МПа (рисунок 2.3). Необхідно встановити стрілку на поділці 2.2 МПа, щоб забезпечити спрацювання верхньої межі тиску. Це дозволить активувати сигналізацію на щиті в операторній про перевищення допустимого тиску газу в установці (УПС), яке становить 0.2 МПа.



Рисунок 2.2 - Манометр МП-4-V



Рисунок 2.3 - ЕКМ ДМ-2005-СгПЕх

Електроконтактний манометр ЕКМ типу ДМ-2005-СгІІЕх-2.5 призначений для вимірювання тиску агресивних середовищ у хімічній та нафтогазовидобувній промисловостях. Він також виконує функцію управління зовнішніми електричними колами, забезпечуючи замикання та розмикання контактів у схемах сигналізації, автоматизації та блокування технологічних процесів.

Для місцевого контролю температури нафти в УПС на щиті №4 заплановано використання манометричного термометра сигналізуючого з вибухозахистним виконанням, моделі ТКП-16 СгВзТ4, з межами вимірювання від 0 до 100 °С та довжиною капіляра 10 м. (рисунок 2.4) (поз. 22. ФСА).



Рисунок 2.4 - Термометр ТКП-16 СгВзТ4

Для дистанційного вимірювання температури заплановано використання термоелектричного перетворювача ТСМ-150 (рисунок 2.5) (поз.21а. ФСА). Цей датчик підключається до показуючого вторинного приладу МТМ-402 і забезпечує вихідний аналоговий сигнал у діапазоні 4-20 мА. (поз. 21б. ФСА).



Рисунок 2.5 - Термоперетворювач TCM-150

Термоперетворювач TCM-150 призначений для вимірювання температури рідких і газоподібних агресивних середовищ

1 контур САР.

Для регулювання тиску газу в УПС передбачається датчик надлишкового тиску «Метран-55-Ех-Ди» моделі 515 (рисунок 2.6) (1.6МПа) вибухозахищеного виконання (поз. 2а. ФСА), «Регулятор міжфазного рівня РФМР» (поз. 2а. ФСА) та кран кульковий ДУ-150мм, Ру-1,6 МПа з електроприводом типу АРС 5.1.150.16.1.1.2 (рисунок 2.7) (поз. 20б. ФСА) з тиристорним підсилювачем ФЦ-0626 (поз. 20а. ФСА) з блоком сигналізації положення БСП-ПВТ6 та блоком живлення БП-26.

Кліматичне виконання датчика тиску: (згідно ГОСТ 15150): У1 [18].

Ступінь захисту від дії пилу і води (згідно ДСТУ EN 14254:2015 (EN 14254:2004, IDT)): IP65 [19].

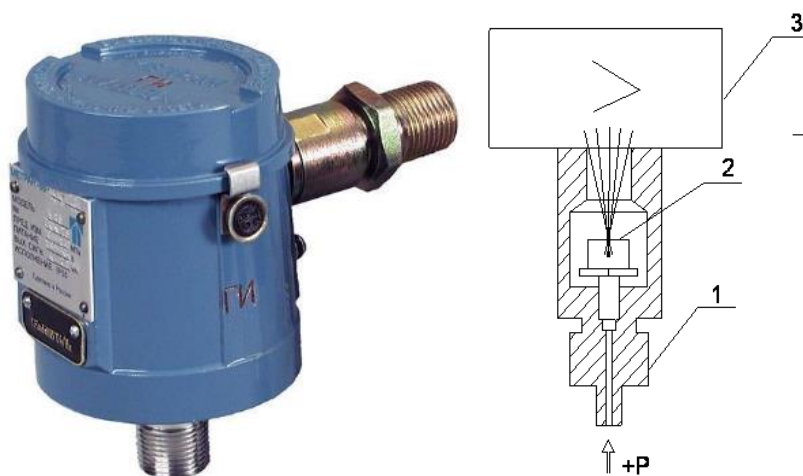


Рисунок 2.6 - Метран-55-Ех-Ди (1-вимірювальний блок; 2-

тензоперетворювач; 3-електронний перетворювач.)

2 контур САР.

Для контролю верхнього аварійного рівня рідини в установці розділення нафтогазової суміші (УПС) обрано «Регулятор міжфазного рівня РМФР-01» у модифікації «Датчик граничного рівня РФМР». Він використовує первинний перетворювач УЗ9.2.834.006 (позначення 4а. ФСА) та вторинний блок УЗ9.2.570.008 (позначення 5б. ФСА). Додатково до системи входить кульовий кран ДУ-150 мм, Ру-1,6 МПа з електроприводом типу АРС 5.1.150.16.1.1.2 (позначення 19б. ФСА), який встановлюється на нагнітальному трубопроводі перед входом в УПС. Система також включає тиристорний підсилювач ФЦ-0626 (позначення 19а. ФСА), блок сигналізації положення БСП-ПВТ6 та блок живлення БП-26. (поз. 4б. ФСА).

3 контур САР.

Для регулювання рівня нафти в установці розділення нафтогазової суміші (УПС) обрано регулятор міжфазного рівня РМФР-01 у модифікації «Датчик граничного рівня РФМР» з первинним перетворювачем УЗ9.2.834.006 (позначення 5а. ФСА) та вторинним блоком УЗ9.2.570.008 (позначення 5б. ФСА). До системи також входить кульовий кран ДУ-150 мм, Ру-1,6 МПа з електроприводом типу АРС 5.1.150.16.1.1.2 (рисунки 2.7) (позначення 19б. ФСА), який укомплектовано тиристорним підсилювачем ФЦ-0626 (позначення 19а. ФСА), блоком сигналізації положення БСП-ПВТ6 та блоком живлення БП-26. Кран встановлюється на нафтовій трубі на виході з УПС.

4 контур САР.

Для регулювання міжфазного рівня «пластова вода - нафта» в УПС використовується «Регулятор міжфазного рівня РМФР-01». У системі передбачено первинний перетворювач (ПП) УЗ9.2.834.001 (поз. 10а. ФСА) та вторинний прилад (ВП) УЗ9.2.570.001 (поз. 10б. ФСА) у щиті операторної. Для управління потоком застосовується кульовий кран ДУ-150 мм, Ру-1,6 МПа з електроприводом типу АРС 5.1.150.16.1.1.2 (рисунки 2.7) (поз. 18б. ФСА).

Кран комплектується тиристорним підсилювачем ФЦ-0626 (поз. 18а. ФСА), блоком сигналізації положення БСП-ПВТ6 та блоком живлення БП-26. Кран встановлюється на трубопроводі пластової води на виході з УПС.

Автоматичне управління роботою УПС здійснюється за трьома каналами: «нафта–газ-вода». Відбір нафти виконується за допомогою регулюючих кульових кранів з електричним приводом. Крани, що контролюють скидання пластової води та нафти, оснащені ущільнювачами «метал-метал», тоді як кран, що регулює тиск газу, має ущільнення «метал-фторопласт». Приводи для всіх кранів виконані в вибухозахищеному варіанті та обладнані іскробезпечними електричними ланцюгами.

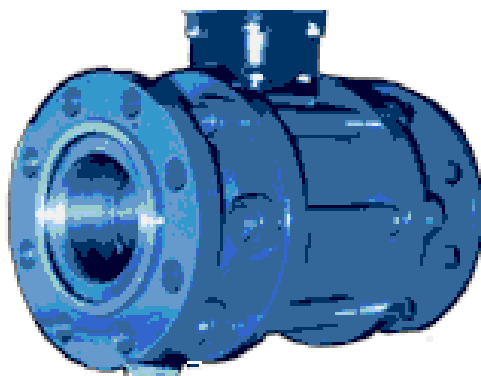


Рисунок 2.7 - Кран кульковий ДУ-150

Призначення ФЦ-6026 (рисунок 2.8).

Підсилювачі використовуються для безконтактного управління трифазними електродвигунами (ЕД) електричних виконавчих механізмів у системах автоматичного регулювання технологічних процесів. Вони виконують функцію реагування на командні сигнали від регулюючих пристроїв, забезпечуючи точне і ефективне управління.



Рисунок 2.8 - Підсилювач тиристорний трьохпозиційний ФЦ-6026

Підсилювачі забезпечують запуск та реверсування електродвигунів (ЕД). Зокрема, підсилювач ФЦ-0626 виконує такі функції:

- електричне гальмування ЕД;
- захист ЕД від перевантаження та зникнення однієї з фаз живлячої мережі;
- сигналізацію про можливі відмови;
- можливість регулювання уставок захисту та тривалості гальмування.

Блок сигналізації положення БСП-ПВТ6 (рисунок 2.9) призначений для установки на електричні виконавчі механізми. Він створює сигнали зворотного зв'язку для керуючих пристроїв, перетворюючи положення вихідного органу в пропорційний електричний сигнал. Крім того, блок забезпечує сигналізацію та/або блокування у крайніх або поточних точках виходу органу.

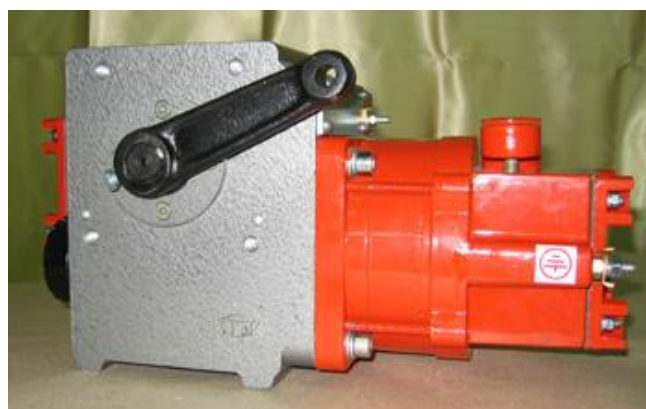


Рисунок 2.9 - Блок БСП-ПВТ6

Блок БСП-ІІВТ6 виготовляється з рівнем вибухозахисту «Вибухобезпечний» та має вид вибухозахисту «Вибухонепроникна оболонка». Його марка вибухозахисту - «ІExdІІВТ6» відповідно до ГОСТ Р 51330.0-99. Крім того, ступінь захисту від вологи і пилу становить ІР65 згідно з ГОСТ 14254-96.

Вихідний сигнал блоку БСП-ІІВТ6 становить 0-5 мА при навантаженні до 2 кОм і 0(4)-20 мА при навантаженні 500 Ом. Довжина лінії зв'язку може досягати до 1 км. Тип і параметри реостата: резистор СП4-8-1—«б», 3.3 Ом, з допуском 10%.

Для аналізу концентрації нафтопродуктів у пластовій воді використовується індикатор РМФР-04, що включає первинний перетворювач ПП: УЗ9.2.834 005 (поз. 6а. ФСА) та вторинний прилад ВП: УЗ9.2.570.007-01 (поз. 6б. ФСА).

У разі виявлення пожежі на технологічному обладнанні майданчика УПС оператор може сповістити персонал в операторній за допомогою ручного сповіщувача типу СПР (поз. 7. ФСА) та системи сигналізації (поз. 13, 33. ФСА).

Система контролю загазованості.

Для виявлення небезпечних концентрацій газу на майданчику УПС планується встановити два одноканальних термохімічних сигналізатори з двома межами сигналізації (ЩИТ-2-13) (рисунок 2.10). До складу комплекту входять термохімічний датчик ДТХ-127-1 (поз. 8а. ФСА) та блок живлення і сигналізації БЖЗ-127 (поз. 8б. ФСА). Передбачено розміщення термохімічних датчиків ДТХ-127-1 на місцевих щитах №4 та №3 (лист 8, ФСА) на площадках УПС та ПТ 1.6/150М-1Б, а також на ЩИТ-2-13 (два прилади) в операторній. Також планується підключення до схеми сигналізації для виявлення вибухонебезпечних концентрацій газу на площадці ПТ 1.6/150М-1Б, що активує систему пожежогасіння та перемикання подачі продукції на обхідну лінію, а також подачу сигналу для активації електромагнітного клапана подачі інертного газу.



Рисунок 2.10 - ЩИТ-2-13. Загальний вигляд

ЩИТ-2-13 є термохімічним сигналізатором горючих газів і парів, призначеним для контролю вибухонебезпечних концентрацій у повітрі виробничих приміщень з усіма класами вибухонебезпеки. Він використовується для моніторингу загазованості в різних галузях промисловості, де існує ризик витоку горючих газів. Приклади застосування включають:

- газорозподільні станції та АЗС;
- газо- і нафтопереробні підприємства;
- лакофарбові виробництва та роботи з фарбування;
- склади паливно-мастильних матеріалів;
- хімічні підприємства;
- судна морського і річкового флоту, що транспортують легкозаймисті рідини або проводять ремонтні роботи поблизу ємностей з горючими речовинами;
- теплові електростанції та котельні, що працюють на газовому паливі.

Сигналізатори мають можливість контролю широкого спектра горючих речовин, два пороги спрацьовування (фіксований і регульований), здатні функціонувати в складних умовах, а також забезпечують одночасний моніторинг в кількох точках. Вони відрізняються тривалим терміном служби без технічного обслуговування, простотою використання та легкістю монтажу.

Для проведення оперативного контролю рівня нафти в УПС використовується пристрій показчика рівня ТСК з технологічною шкалою до 5 метрів (поз. 9. ФСА). Первинні перетворювачі датчиків рівня відповідають вимогам стандартів ГОСТ 222782-78, ГОСТ 22782.0-81, а також вимогам розділу 4 ПБЕ ДНАОП 0.00-1.32-01 і іншим документам, які регламентують використання електрообладнання в зонах з вибухонебезпечними умовами. Вторинні прилади РМФР-01 мають вхідні кола рівнів «іВ» та призначені для встановлення за межами вибухонебезпечних зон у приміщеннях та на відкритих майданчиках.

Для локального відображення рівня рідин: пластової води в ємності Є-4 та нафти в ємності Є-2, будуть використовуватись показчики рівня рідини ТСК з технологічною шкалою від 0 до 1300 мм (поз. 11, 12. ФСА). Щоб забезпечити сигналізацію всіх необхідних параметрів у приміщенні операторної, дипломний проект передбачає встановлення сигналізаційного щита з світловою та звуковою сигналізацією.

Вузол технологічного обліку пластової води.

Для вимірювання витрати пластової води планується використовувати інтелектуальний лічильник (часово-імпульсний витратомір) УВР-011А (рисунок 2.11) (поз. 17. ФСА). Цей лічильник призначений для обчислення об'ємної витрати та обсягу акустично прозорих рідин, зокрема пластової води, у системах підтримки пластового тиску на нафтовидобувних підприємствах. Лічильник забезпечує облік рідини, яка транспортується через один трубопровід.

Лічильники УВР-011А постачаються з відбірним пристроєм та електронним блоком (БЕ), а також з виносним блоком живлення і зв'язку. До складу лічильника УВР-011А/В-Н входить виносний блок живлення і зв'язку (БЖЗ), а БЕ виготовляється без клавіатури та РК-індикатора. БЖЗ підключається до БЕ за допомогою двопровідної лінії зв'язку, яка забезпечує передачу живильної напруги та обмін даними.



Рисунок 2.11 - Витратомір УВР-011А

Зчитування даних з лічильника здійснюється за допомогою клавіатури та РК-індикатора виносного БЖЗ. Це дозволяє встановити лічильник на трубопроводі, в той час як покази можна контролювати з пунктів централізованого керування через РК-індикатор.

Лічильники здатні вимірювати швидкість потоку рідини (V) та інтервали часу. В залежності від напрямку потоку, швидкість може мати позитивний або негативний знак.

Ось переваги витратоміра:

- простота та надійність. Прилад легкий у використанні та має тривалий термін служби;
- широкий діапазон вимірювань. Може вимірювати витрату в межах від 1 до 150, що робить його універсальним;
- безперешкодний потік. Не створює опору потоку рідини, що забезпечує точність вимірювань;
- чутливість до малих витрат. Дозволяє зменшити втрати, які виникають через нечутливість інших приладів;
- автоматичне регулювання. Має можливість тестування внутрішніх параметрів та автоматичного регулювання рівня сигналу;

- варіанти виконання: автономне живлення (може працювати без заміни батареї до 4 років); струмовий вихід (підтримує стандартні виходи 4-20 мА);
- автономний режим. Оснащений клавіатурою та дисплеєм для зручного управління;
- частотний вихід та інтерфейси. Має частотний вихід і підтримує RS-232 або HART;
- системна орієнтація. Легко інтегрується в інформаційно-вимірювальні системи під управлінням комп'ютера;
- архівування вимірювань. Створює архіви даних для подальшого аналізу.

Ці переваги роблять витратомір ефективним інструментом для вимірювання витрат у різних галузях.

Вузол обліку нафти.

Проект передбачає встановлення двох взаємно резервованих вузлів обліку нафти на відкритому майданчику ДНС1. Вибір обчислювачів ґрунтується на наступних нормативних документах:

- СТП 320.00135390,099-2002 "Визначення об'єму та маси сирової нафти. Вимоги до метрологічного забезпечення проектування, впровадження та експлуатації вузлів обліку сирової нафти у ВАТ «Укрнафта»";
- МИ 2693-2001 "Порядок проведення комерційного обліку сирової нафти на нафтовидобувних підприємствах. Основні положення".

Для вузлів обліку обрано два обчислювачі ВК-011-9.4 (рисунок 2.12) (поз. 14. ФСА) з блоком безперебійного живлення PW9120-700 VA (поз. 15. ФСА) та принтером Epson LX-300 (поз. 16. ФСА). Обчислювачі плануються встановити на щиті автоматизації в операторній, а принтери Epson LX-300 — на робочих столах в операторній для друку добових і місячних звітів.



Рисунок 2.12 - Обчислювач ВК-011-9.4

До складу вузлів обліку входять такі пристрої:

- термоперетворювачі опору ТСП-1088, з параметрами $P_y=10$ МПа, довжиною $L=80$ мм, діапазоном температур $(-50 - +100) ^\circ\text{C}$ (поз. 25. ФСА);
- первинний вимірювальний перетворювач об'ємної частки води в нафті ПВП-ВСН, $D_y=100$ (поз. 26. ФСА);
- інтелектуальні датчики для вимірювання надлишкового тиску «Метран-100-Ех-ДИ-1161-11-МП2-t10» з діапазоном вимірювань $0.15-2.5$ МПа та вихідним сигналом $4-20$ мА (поз. 27. ФСА);
- інтелектуальні датчики перепаду тиску АСК-800 (поз. 34. ФСА).

Технологічні характеристики ВК-011-9.4.

1. Перелік вимірювальних параметрів.

1.1. Об'ємна витрата рідини (суміш «нафта-вода-газ») визначається за перепадом тиску на стандартному звужуючому пристрої — діафрагмі ДК10-100-II-а/м, $D_y=100$ мм. Для вимірювання використовується інтелектуальний датчик перепаду тиску АСК-800, який перетворює виміряні дані на аналоговий сигнал $4-20$ мА.

1.2. Тиск рідини вимірюється датчиком надлишкового тиску «МЕТРАН-100-Ех-ДИ-1161-11-МП2-t10», який має діапазон вимірювань $0.15-2.5$ МПа і передає результат у вигляді аналогового сигналу $4-20$ мА.

1.3. Температура рідини вимірюється термоперетворювачем опору ТСП-1088, який також генерує вихідний сигнал у діапазоні $4-20$ мА.

1.4. Вміст води в сирій нафті визначається первинним вимірювальним перетворювачем об'ємної частки води в нафті ПВП-ВСН, $D_y=100$, який формує аналоговий сигнал 4-20 мА.

2. Перелік параметрів, що завантажуються.

2.1. Коефіцієнт впливу змісту вільного газу на обсяг нафти (КСГ) — це поправковий коефіцієнт, що враховує зміну обсягу нафти через наявність в ній вільного газу. Зазвичай, чим більше вільного газу в нафті, тим менший обсяг нафти, оскільки газ займає частину об'єму.

2.2. Коефіцієнт впливу змісту розчиненого газу на обсяг нафти (КРГ) відображає зміну обсягу нафти через кількість розчиненого в ній газу. Зі збільшенням концентрації розчиненого газу обсяг нафти також може змінюватися, оскільки газ у розчиненому стані впливає на загальний об'єм рідини.

2.3. Коефіцієнт температурного розширення нафти - це величина, що показує, наскільки змінюється обсяг нафти при зміні температури. При підвищенні температури обсяг нафти збільшується, при зниженні - зменшується.

2.4. Коефіцієнт температурного розширення води аналогічний до нафти і визначає, наскільки обсяг води змінюється залежно від температури. Це важливо для коректного обліку обсягів води в процесах нафтовидобутку.

2.5. Коефіцієнт стискальності нафти - це характеристика, яка описує зміну обсягу нафти при зміні тиску. Чим більша стискальність, тим більше обсяг нафти змінюється при зміні тиску.

2.6. Щільність нафти - це фізична властивість, яка визначає масу нафти в одиниці об'єму. Щільність нафти залежить від її складу, вмісту води, газів та інших домішок, а також температури та тиску.

3. Параметри, що обчислюються.

3.1. Об'ємна витрата зневодненої нафти (QVH): це кількість зневодненої нафти, яка проходить через певний перетин трубопроводу за одиницю часу, вимірюється в кубічних метрах на годину ($\text{м}^3/\text{год}$).

3.2. Масова витрата зневодненої нафти (QMH): кількість зневодненої нафти в одиницю часу, вимірюється в масових одиницях, зазвичай у тоннах на годину (т/год).

3.3. Об'єм сирової нафти (VCH): загальний об'єм сирової нафти, що пройшов через систему або облікований за певний період, зазвичай вимірюється в кубічних метрах (м³).

3.4. Об'єм зневодненої нафти (VH): це обсяг нафти після видалення води, також вимірюється в кубічних метрах (м³).

3.5. Маса нафти нетто (MH): чиста маса нафти після видалення всіх домішок, включаючи воду та інші речовини, зазвичай виражається в тоннах (т).

Ці показники використовуються для контролю якості, кількості та витрат нафти в процесі її видобутку та обробки.

4. Функції пристрою, що контролює параметри нафти.

4.1. Отримання даних. Система приймає аналогові сигнали від первинних перетворювачів тиску та температури для подальшого аналізу.

4.2. Обчислення параметрів. Виконує розрахунки миттєвих і інтегральних параметрів, що стосуються процесу обліку нафти, таких як об'ємна та масова витрата.

4.3. Зберігання архівів. Здійснюється накопичення архівних даних для подальшого аналізу або звітності.

4.4. Формування звітів. Генерує добові та місячні звіти і надає їх оператору на вимогу, друкуючи на принтері або передаючи на комп'ютер верхнього рівня.

4.5. Зміна параметрів. Оператор може змінювати параметри, що завантажуються, через клавіатуру або комп'ютер верхнього рівня, причому зміни захищені паролем.

4.6. Фіксація втручань. Кожна зміна параметрів фіксується в архіві, що дозволяє відслідковувати всі втручання.

4.7. Контроль коректності. Система перевіряє правильність отриманих даних і фіксує позаштатні ситуації, записуючи про них інформацію в окремий архів.

4.8. Самодіагностика. Проводиться самодіагностика під час роботи, що підвищує надійність системи.

Ці функції спрямовані на забезпечення точного і безпечного обліку, а також на запобігання можливим помилкам або позаштатним ситуаціям.

ИБП Powerware 9120 (рисунок 2.13) - це джерело безперебійного живлення (UPS), розроблене для забезпечення максимальної надійності електроживлення в критичних умовах. Основною перевагою є використання топології подвійного перетворення, яка гарантує безперебійне, чисте синусоїдальне живлення навіть у випадках перебоїв або погіршення якості напруги в мережі. Це рішення підходить для використання в різних критичних системах, де безперебійне живлення є обов'язковою умовою, наприклад, у комп'ютерних мережах, центрах обробки даних та системах управління будівлями.



Рисунок 2.13 - Блок безперебійного живлення PW9120-700

Основні можливості:

- подвійне перетворення (онлайн-топологія) забезпечує постійний захист від проблем з мережею, таких як збої напруги, коливання частоти або короткочасні перебої.

- широкі комунікаційні можливості дозволяють інтегрувати UPS у різноманітні мережеві або будівельні системи керування, що дає змогу здійснювати моніторинг і управління живленням на віддаленій основі.

Типове застосування ИБП Powerware 9120.

Джерело безперебійного живлення Powerware 9120 ідеально підходить для створення систем захисту електроживлення різних типів обладнання. Воно забезпечує надійне і стабільне живлення для комп'ютерних мереж, серверів (зокрема UNIX, NT, AS/400 та інших систем), робочих станцій, комунікаційних пристроїв, а також обладнання для автоматизації, моніторингу і контролю. Завдяки високій якості електроживлення, яке забезпечує PW9120, воно критично важливе для будь-якого навантаження, що чутливе до переривань або змін у подачі енергії.

Контур оперативного контролю рівня пластової води в Є-4.

Для оперативного вимірювання рівня пластової води в резервуарі Є-4 заплановано встановлення радіолокаційного рівнеміра ВР-04Х (поз. 30. ФСА), до складу якого входять такі компоненти:

- сенсор ВР-201 (рисунок 2.14) (поз. 30. ФСА) разом з блоком живлення БП24-2к;
- мікропроцесорний технологічний індикатор ІТМ-29-330 з релейним з'єднувачем КБЗ-20Р-20-075 (рисунок 2.15) (поз. 29. ФСА);
- пристрій для захисту від грозових розрядів УГЗ 2-24 (рисунок 2.16) (поз. 28. ФСА), який буде встановлено на щиті в операторній.

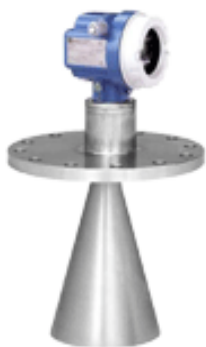


Рисунок 2.14 - Датчик
ВР-201

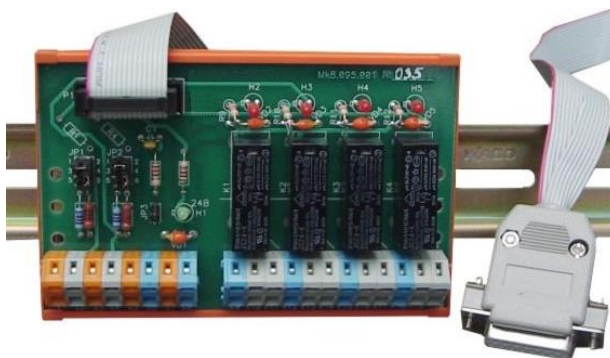


Рисунок 2.15 - Клемно-блочний з'єднувач
КБЗ-20Р-20-075

Контур оперативного контролю рівня нафти в Є-2.

Для оперативного вимірювання рівня нафти в резервуарі Є-2 передбачено використання радіолокаційного рівнеміра ВР-04Х, до складу якого входять такі компоненти:

- сенсор ВР-201 (поз. 30. ФСА) з блоком живлення БП24-2к;
- мікропроцесорний технологічний індикатор ІТМ-29-330 з клемно-блочним релейним з'єднувачем КБЗ-20Р-20-075 (поз. 29. ФСА);
- пристрій для захисту від грозових розрядів УГЗ 2-24 (поз. 28. ФСА), що встановлюється на щиті в операторній.

Блок живлення БП-24-2К.

Блок живлення БП-24-2К (рисунок 2.17) призначений для подачі стабільної постійної напруги на вибухозахищені вимірювальні перетворювачі, що працюють у вибухонебезпечних умовах. Він отримує живлення від однофазної мережі змінного струму. БП-24-2К може забезпечувати електроживлення одного перетворювача зі стандартними вихідними сигналами 0-20 мА або 4-20 мА, а також двох перетворювачів з сигналами 0-5 мА або 0-10 В.

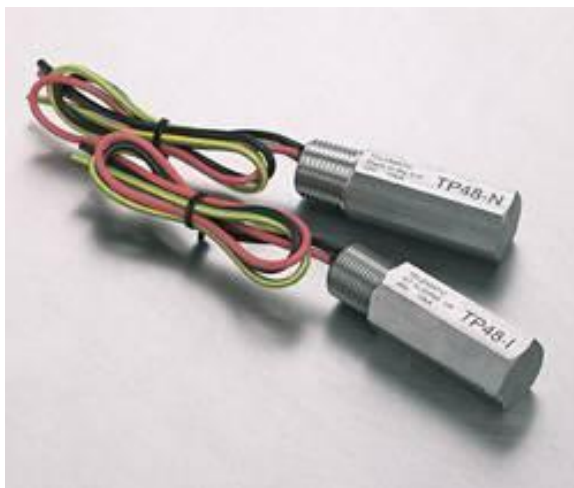


Рисунок 2.16 - Блок грозозахисту
УГЗ-2-24



Рисунок 2.17 - Блок живлення БП-
24-2к

Радіолокаційний вимірювач рівня ВР-04Х.

Радіолокаційний вимірювач рівня ВР-04Х призначений для безконтактного визначення рівня рідин у резервуарах та стаціонарних ємностях на підприємствах нафтовидобувної, газової, хімічної, харчової та інших галузей промисловості, де потрібен постійний контроль рівня речовин, включаючи розчини, суспензії та емульсії. Вимірювальний блок ВР-201 рівнеміра ВР-04Х має вибухобезпечний рівень захисту згідно з ГОСТ 12.2.020 і забезпечений видами вибухозахисту, такими як «вибухонепроникна оболонка» типу "d", що відповідає вимогам ГОСТ 22782.6. Він має маркування вибухозахисту «1ExdsIIBT4», що підтверджує його відповідність стандартам безпеки для роботи у вибухонебезпечних зонах.

Принцип роботи радіолокаційного рівнеміра полягає в тому, що він вимірює відстань до поверхні рідини шляхом випромінювання електромагнітних хвиль. Ці хвилі відбиваються від поверхні рідини та повертаються до пристрою. Рівнемір визначає час, за який сигнал проходить цей шлях, і на основі цього обчислює відстань до рідини. Під час відбиття хвиль частота випромінюваних електромагнітних коливань змінюється, і саме ця зміна дозволяє пристрою точно визначити рівень рідини в резервуарі чи іншій ємності.

Сигналізації перепаду тиску на відбійній сітці УПС.

Для сигналізації перепаду тиску на відбійній сітці УПС використовують сигналізатор перепаду тиску СПД 10/120ГВзТ4 (поз. 23. ГЧ, лист 3). Вторинний прилад передбачено встановити на місцевому щиті №4.

Факельна установка.

Для дистанційного контролю температури полум'я на факельній установці буде використано термоелектричний перетворювач (термопару) типу ТХА-0188 (рисунок 2.18) (поз. 19-1. ФСА). Цей датчик має вихідний аналоговий сигнал 4-20 мА, який передається на вторинний вимірювальний прилад МТМ-402 (поз. 19-2. ФСА). Прилад МТМ-402 оснащений релейним вихідним сигналом, що дозволяє керувати виконавчими пристроями чи

видавати сигнал тривоги при виявленні перевищення встановлених температурних меж.



Рисунок 2.18 - Термопара ТХА-0188

Термопара ТХА-0188 призначена для вимірювання температури різних середовищ, включаючи гази, рідини та хімічно агресивні речовини, які не ушкоджують захисну арматуру датчика. Вона виготовляється з нерозбірними чутливими елементами, такими як ТХА(К)-0188 і ТХК(L)0188, що забезпечують точне вимірювання температури. Крім того, термопара оснащена вбудованим блоком перетворення, який конвертує вихідний сигнал у стандартизований аналоговий сигнал 4-20 мА для передачі даних до систем управління або моніторингу, забезпечуючи надійність і зручність у використанні.

Для управління процесом запалювання заплановано встановлення системи керування запалом. На запальнику буде встановлено свічу розжарення (поз. 19-3, ФСА), а для живлення системи використовується станція керування запалом з трансформатором ТСО-0.25-220/24, який перетворює напругу з 220 В на 24 В ($U_{H1}=220V$, $U_{H2}=24V$). Автоматизоване запалювання факела та система контролю загасання полум'я інтегруються в єдину систему моніторингу полум'я.

Вторинні прилади для контролю параметрів, а також апаратура керування та сигналізації розміщуються на операторському щиті для забезпечення зручності моніторингу та керування.

Для створення САР процесу розділення нафтогазової суміші використано прилади та засоби автоматизації, живлення яких здійснюється від мережі 220 В, 50 Гц.

3. РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ РОЗДІЛЕННЯ НАФТОГАЗОВОДЯНОЇ СУМІШІ

3.1 Статичні та динамічні характеристики об'єкта регулювання

При написанні даного розділу використовувались літературні джерела [21-27].

3.1.1 Регулювання тиску газу

Об'єкт регулювання - ємність з газом. Тиск ідеальних газів описується рівнянням:

$$p = MRT_a,$$

де p – тиск, Па.

$M = m/\mu$ - число молів газу.

μ - грам/моль - число грамів рівне молекулярній вазі.

R - універсальна газова стала, рівна роботі, що чинить одиниця маси ідеального газу при ізобарному нагріванні його на один градус.

T_a - абсолютна температура.

Розглянемо ємність з умовно ідеальним перемішуванням (рисунок 3.1).

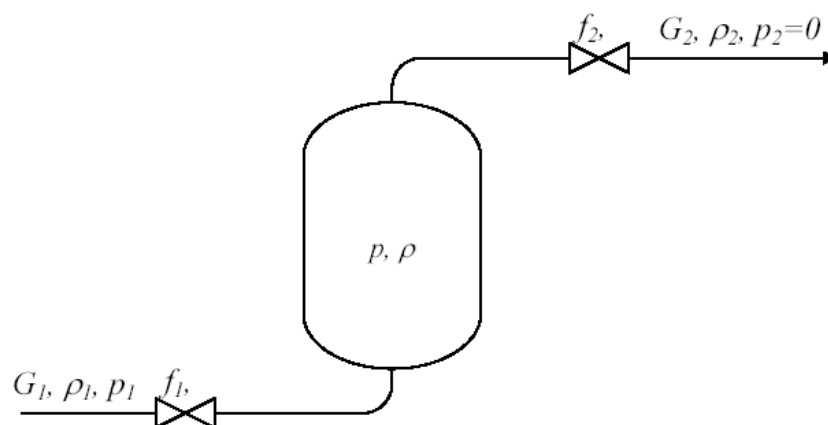


Рисунок 3.1 - Ємність з ідеальним перемішуванням

На рисунку 3.1 використано позначення:

G_1, G_2 - відповідно масові витрати на лініях припливу і витрати;

f_1, f_2 - прохідні перетини клапанів,

p_1, p_2, p_3 - надлишкові тиски на вході, виході й всередині ємності (вважаємо, що вихідний тиск p_2 дорівнює атмосферному);

ρ_1, ρ_2, ρ_3 - густина газу на вході, виході й всередині ємності (в силу гіпотези про ідеальне перемішування $\rho_2 = \rho$).

Рівняння статичної ємності: $G_1 = G_2$.

Рівняння динаміки:

$$\frac{dm}{dt} = G_1 - G_2, \quad (3.1)$$

або в збільшеннях:

$$\frac{d\Delta m}{dt} = \Delta G_1 - \Delta G_2 \quad (3.2)$$

З рівняння (3.1) визначаємо:

$$m = \frac{pV\mu}{RT_a}.$$

При $V, T_a = \text{const}$ маємо:

$$\frac{d\Delta m}{dt} = \frac{V\mu}{RT_a} \frac{d\Delta p}{dt}. \quad (3.3)$$

Об'ємна витрата газу становить:

$$Q = cf \sqrt{2 \frac{\Delta p}{\rho}},$$

отже, масова витрата визначається виразом:

$$G = Q\rho = cf \sqrt{2\rho\Delta p}.$$

Зокрема, оскільки $p_2 = 0$, витрата на виході ємності задається співвідношенням:

$$G_2 = c_2 f_2 \sqrt{2p\rho_2} \quad (3.4)$$

отримуємо:

$$\rho_2 = \frac{m}{V} = \frac{p\mu}{RT_a},$$

підставляючи останній вираз в (3.4) і лінеаризуючи результуюче співвідношення, знаходимо:

$$\Delta G_2 = c_2 f_2 \sqrt{2 \frac{\mu}{RT_a}} \Delta p. \quad (3.5)$$

Підставляючи (3.3) і (3.5) у (3.2) отримуємо:

$$\frac{V\mu}{RT_a} \frac{d\Delta p}{dt} + c_2 f_2 \sqrt{2 \frac{\mu}{RT_a}} \Delta p = \Delta G_1,$$

або в стандартній формі:

$$T \frac{d\Delta p}{dt} + \Delta p = k \Delta G_1,$$

$$\text{де, } T = \frac{V}{c_2 f_2} \sqrt{\frac{\mu}{2RT_a}}; \quad k = \frac{1}{c_2 f_2} \sqrt{\frac{RT_a}{2\mu}}.$$

Як бачимо, інерційність ємності пропорційна її об'єму, обернено пропорційна прохідному перетині f_2 і кореневі квадратному з абсолютної температури.

При $V=50\text{м}^3$, $T_a=(273^0\text{C}+65^0\text{C})=338\text{K}$, $R=150 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{K}}$, $p=1000 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$,
 $f_2=0,002\text{м}^2$, $c_2=0,75$ параметри моделі об'єкта мають значення:

$$T=104\text{с}, \quad k=106 \frac{\text{Н/м}^2}{\text{кг/с}}$$

Способи регулювання тиску аналогічні способам регулювання рівня рідини. При наявності в технологічній установці декількох сполучених апаратів достатньо стабілізувати тиск в одному з них, а в інших він встановиться у відповідності до гідравлічного опору лінії апаратів.

3.1.2 Регулювання рівня рідини

Об'єкт регулювання - ємність із рідиною. Розглянемо ємність з рідиною, де регулювання рівня відбувається зміною витрати рідини на витоці (рисунок 3.2).

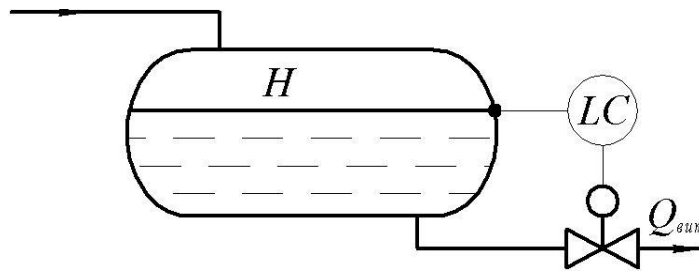


Рисунок 3.2 - Регулювання рівня рідини зміною її витрати на витоці

Рівняння статички:

$$Q_1 = Q_2 \quad (3.6)$$

Рівняння динаміки в приростах:

$$\frac{d\Delta V}{dt} = \Delta Q_1 - \Delta Q_2,$$

де $V = SL$ - об'єм рідини;

L -довжина апарату;

S -площа перерізу, що займає рідина в апараті на висоті H ($S = \frac{\pi H_0^2}{4}$);

Отже, змінна величина – H (рівень рідини)

При $L = \text{const}$

$$\frac{d\Delta V}{dt} = L \frac{d\Delta H}{dt}. \quad (3.7)$$

Витрата Q_2 визначається рівнянням:

$$Q_2 = c_2 f_2 \sqrt{2 \frac{p - p_2}{\rho}},$$

або при $p_2 = 0$ й $p = \rho g H$:

$$Q_2 = c_2 f_2 \sqrt{2gH},$$

Отже,

$$\Delta Q_2 = c_2 f_2 \sqrt{\frac{g}{H_0}} \Delta H. \quad (3.8)$$

Індексом «0» позначені значення змінних, в околиці яких здійснюється лінеаризація нелінійних характеристик.

Підставляючи (3.8), (3.7) в (3.6), отримуємо:

$$S \frac{d\Delta H}{dt} + c_2 f_2 \sqrt{\frac{g}{2H_0}} \Delta H = \Delta Q_1,$$

або в стандартному вигляді:

$$T \frac{d\Delta H}{dt} + \Delta H = k \Delta Q_1,$$

$$\text{де } T = \frac{L}{c_2 f_2} \sqrt{\frac{2H_0}{g}}; \quad k = \frac{1}{c_2 f_2} \sqrt{\frac{2H_0}{g}}.$$

Як бачимо, стала часу пропорційна перетину довжині апарату, кореневі квадрату з рівня рідини в ньому й обернено пропорційна перетину зливного клапана.

3.2 Апроксимація кривих розгону

Дані контуру регулювання тиску супутнього газу, що включає ємність, давач тиску та виконавчий механізм наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Дані контуру регулювання тиску

№	Час, с	Тиск, атм	№	Час, с	Тиск, атм
1	0	0	19	3,6	1,375
2	0,2	0,2	20	3,8	1,4
3	0,4	0,377	21	4	1,434
4	0,6	0,5	22	4,2	1,463
5	0,8	0,621	23	4,4	1,468
6	1	0,709	24	4,6	1,483
7	1,2	0,798	25	4,8	1,48
8	1,4	0,871	26	5	1,48
9	1,6	0,939	27	5,2	1,49
10	1,8	1	28	5,4	1,5
11	2	1,047	29	5,6	1,5
12	2,2	1,091	30	5,8	1,5
13	2,4	1,155	31	6	1,5
14	2,6	1,184	32	6,2	1,5
15	2,8	1,223	33	6,4	1,5
16	3	1,267	34	6,6	1,5
17	3,2	1,306	35	6,8	1,5
18	3,4	1,326	36	7	1,5

На основі даних контуру регулювання тиску побудуємо криву розгону контуру регулювання тиску (рисунок 3.3).

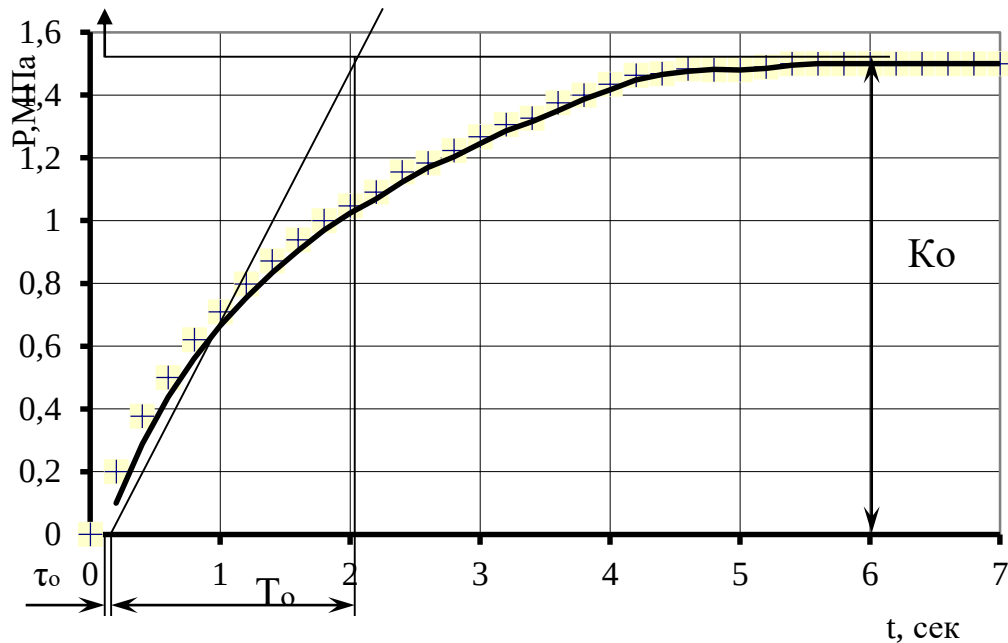


Рисунок 3.3. - Крива розгону контуру регулювання тиску

Даний об'єкт керування є статичним, тому можемо апроксимувати його аперіодичною ланкою з транспортним запізненням.

Динамічні характеристики об'єкту є наступними:

- коефіцієнт передавання: $K_{об} = \frac{1,5}{2} = 0,75 \frac{атм}{\%PO}$, або $0,075 \frac{МПа}{\%PO}$;
- постійна часу $T_{об} = 1,8 \text{ с}$;
- транспортне запізнення $\tau_{об} = 0,1 \text{ с}$.

Таким чином, передавальна функція об'єкту може бути записана у вигляді:

$$W_{об}(s) = \frac{0,075 \cdot e^{-0,1 \cdot p}}{1,8 \cdot p + 1}$$

3.3 Розрахунок регулятора САР

Одноконтурна система автоматичного регулювання (САР) тиску супутнього газу, що проектується, призначена для автоматичної стабілізації

тиску при виникненні збурень у роботі об'єкта. Структурна схема замкненої системи з типовими видами збурень зображена на рисунку 3.4.

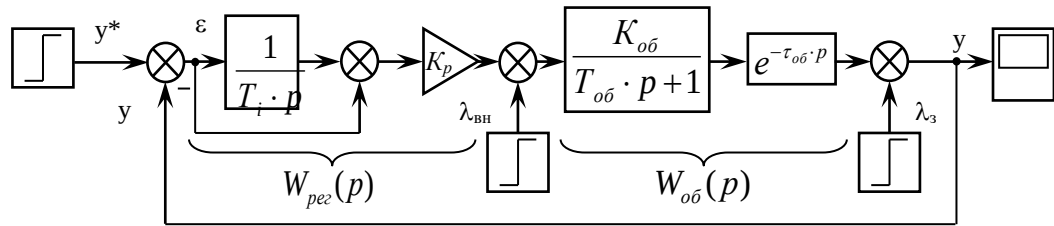


Рисунок 3.4 - Структурна схема замкненої САР

$$\frac{y^*}{y}(p) = \frac{W_p(p) \cdot W_{об}(p)}{1 + W_p(p) \cdot W_{об}(p)}; \quad \frac{y^*}{\lambda_{вн}}(p) = \frac{W_{об}(p)}{1 + W_p(p) \cdot W_{об}(p)}; \quad \frac{y^*}{\lambda_з}(p) = \frac{1}{1 + W_p(p) \cdot W_{об}(p)}.$$

$$W_{об}(p) = \frac{K_{об} \cdot e^{-\tau_{об} \cdot p}}{T_{об} \cdot p + 1}; \quad W_p(p) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i \cdot p} \right),$$

де $\varepsilon = (y^* - y)$ - розузгодження (розбаланс);

$\lambda_{вн}$ - внутрішні збурення (зі сторони регулюючого органу (РО));

$\lambda_з$ - зовнішні збурення (збурення по навантаженню);

$W_p(p)$ - передавальна функція регулятора;

$W_{об}(p)$ - передавальна функція об'єкта.

Типовим збуренням в інженерних розрахунках САР береться стрибок зі сторони РО, так як в цьому випадку збурення наноситься по основному регулюючому каналу об'єкта, отже будемо розглядати збурення зі сторони РО.

Враховуючи, що об'єкт є статичним, а регулятором виступає ПІ-регулятор, проведемо розрахунок його налаштувань за наведеними нижче спрощеними інженерними формулами для процесу з перерегулюванням на рівні 20%:

$$W_p(p) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i \cdot p} \right);$$

де K_p - коефіцієнт передачі регулятора;

T_i - час інтегрування, сек.

Вирази для розрахунку налаштувань регулятора мають вигляд:

$$K_p = \frac{0.7}{K_{об} \cdot \frac{\tau_o}{T_{об}}}; T_u = 0.7 \cdot T_{об}$$

У ці вирази підставимо значення параметрів об'єкту регулювання:

$$K_p = \frac{0.7}{0,075 \cdot \frac{0,1}{1,8}} = 51,8 \left(\frac{\%PO}{МПа} \right)$$

$$T_u = 0.7 \cdot 1,8 = 1,26 (сек)$$

Отже, параметри налаштувань регулятора є наступними: $K_p=51,8\%$; $T_i=1,26$ с.

3.4 Моделювання перехідного процесу

Отримаємо перехідний процес у замкненій САР за допомогою пакету Matlab та визначимо показники якості цього процесу. Використовуючи Matlab, знімемо перехідні процеси в замкненій САР по каналу "завдання - вихід". Для параметрів об'єкта та налаштувань регулятора застосуємо значення, розраховані вище. Графіки отриманих перехідних процесів наведені на рисунку 3.5.

Отримана перехідна характеристика має наступні показники якості:

Перерегулювання: $\sigma = 27\%$, час регулювання: $t_p=1.1$ с.

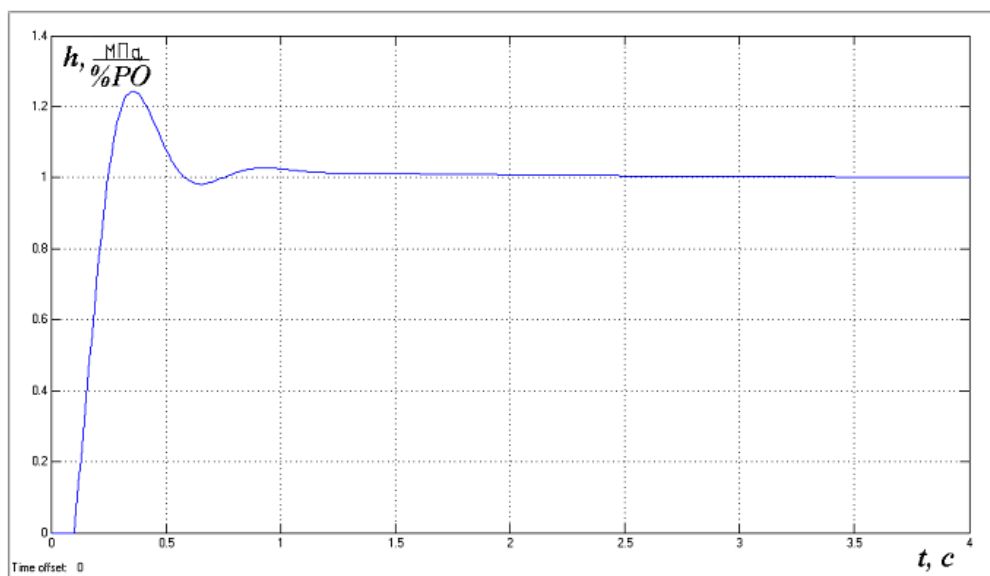


Рисунок 3.5 - Перехідний процес за каналом „завдання – вихід”

Для покращення динамічних показників якості перехідного процесу виконаємо оптимізацію коефіцієнтів ПІ-регулятора

3.5. Розрахунок оптимальних коефіцієнтів регулятора

Для пошуку оптимальних параметрів ПІ-регулятора скористаємося програмою Matlab. У додатку Simulink, що є частиною Matlab, створимо математичну модель об'єкта, для якої потрібно знайти параметри. Для оптимізації параметрів застосуємо один із найпоширеніших та найнадійніших методів — пакет NCD-Blockset.

Цей інструмент дозволяє налаштовувати параметри нелінійної моделі Simulink, де можна використовувати будь-яку кількість змінних, включно з векторами та матрицями. Процес оптимізації відстежується на екрані шляхом відображення графіка контрольованого процесу та поточних значень мінімізованої функції. Після завершення оптимізації результати зберігаються в робочому просторі.

Структурна схема системи з ПІ-регулятором зображена на рисунку 3.6.

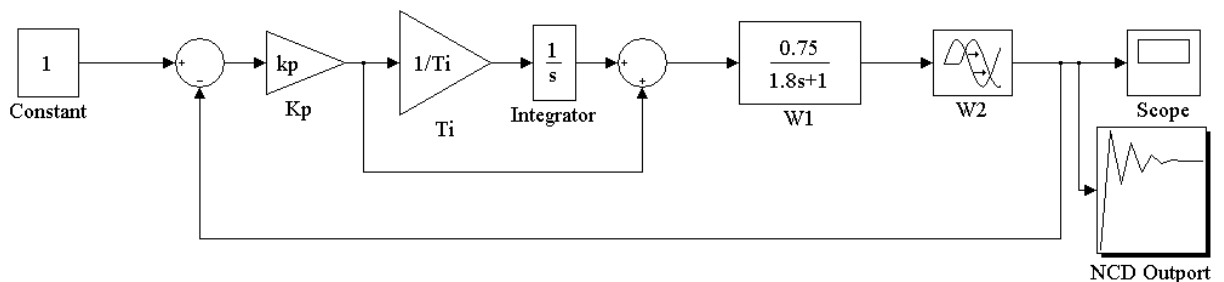


Рисунок 3.6 - Структурна схема системи з ПІ-регулятором

Параметри регулятора задамо змінними величинами: K_p , K_i .

У командному вікні MatLab задамо початкові значення змінних: $K_p=1$; $K_i=1$.

Таким чином ми сформуваємо Simulink-модель об'єкта управління і тепер можемо приступити до задання обмежень.

Встановимо коридор, у межах якого повинен знаходитися сигнал блоку NCD Outport відповідно до вимог завдання. Це можна зробити двома способами:

- переміщувати червоні лінії, що позначають межі коридору, за допомогою миші (візуальний режим).
- клацнувши правою кнопкою миші на червоній лінії, викликати діалогове вікно Constraint Editor, де можна точно задати положення цих ліній.

Далі відкриваємо меню Optimization\Parameters, після чого з'явиться вікно, де потрібно вказати назви оптимізованих параметрів: Kp, Ki у полі Tunable Variables. У цьому ж вікні змінюємо значення поля Discretization interval на 0.1 і ставимо прапорець біля опції Stop optimization as soon as the constraints are achieved (для завершення процесу оптимізації після виконання всіх обмежень) (рисунок 3.7).

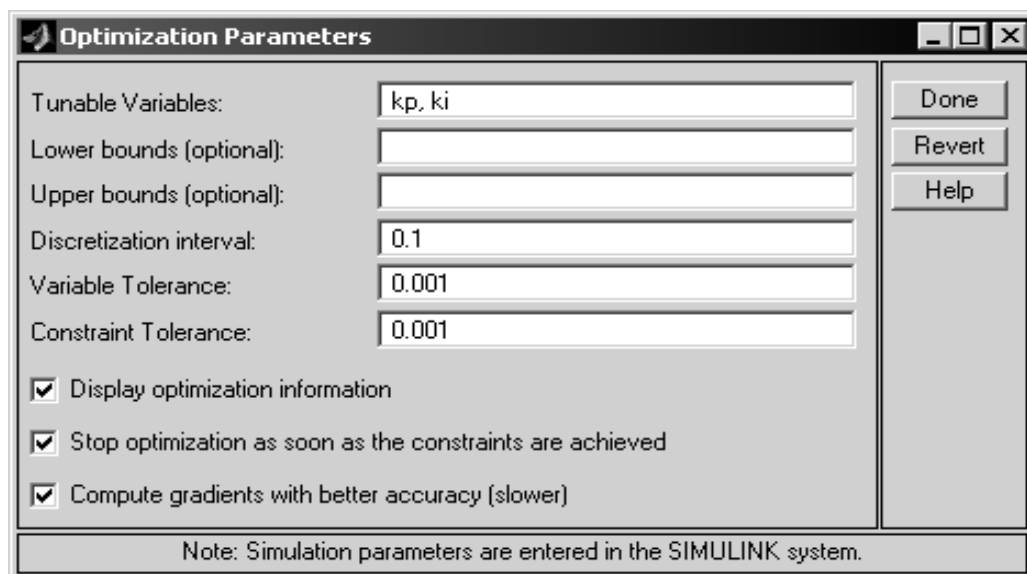


Рисунок 3.7 - Налаштування параметрів блоку NCD Outport

Далі можна розпочати процес оптимізації. Натискаємо кнопку Start у вікні блоку NCD Outport і спостерігаємо за перебігом процесу: на кожному етапі оптимізації відображаються графіки сигналу, де початкові значення параметрів позначені білим кольором, а поточні - зеленим. У командному вікні Matlab також з'являється інформація про стан і прогрес оптимізації (рисунок 3.8).

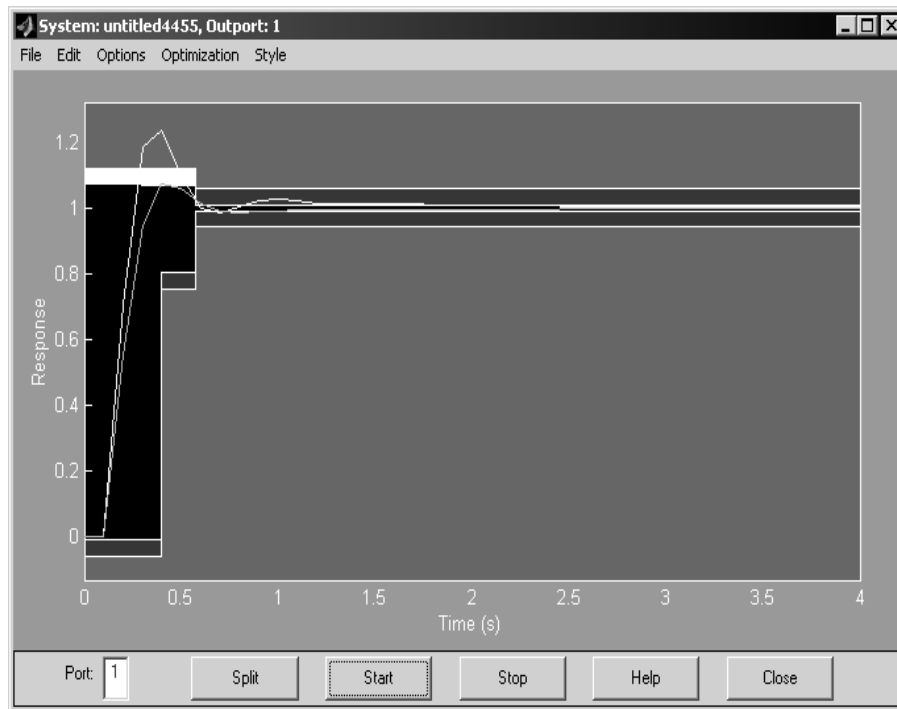


Рисунок 3.8 - Оптимізація параметрів у блоці NCD Output

Після завершення процесу, оптимальні значення параметрів зберігаються в робочому просторі MatLab, в даному випадку, це: $K_i=2,023$; $K_p=13,315$.

Підставивши ці коефіцієнти у математичну модель побудовану у Matlab отримаємо перехідний процес (рисунок 3.9).

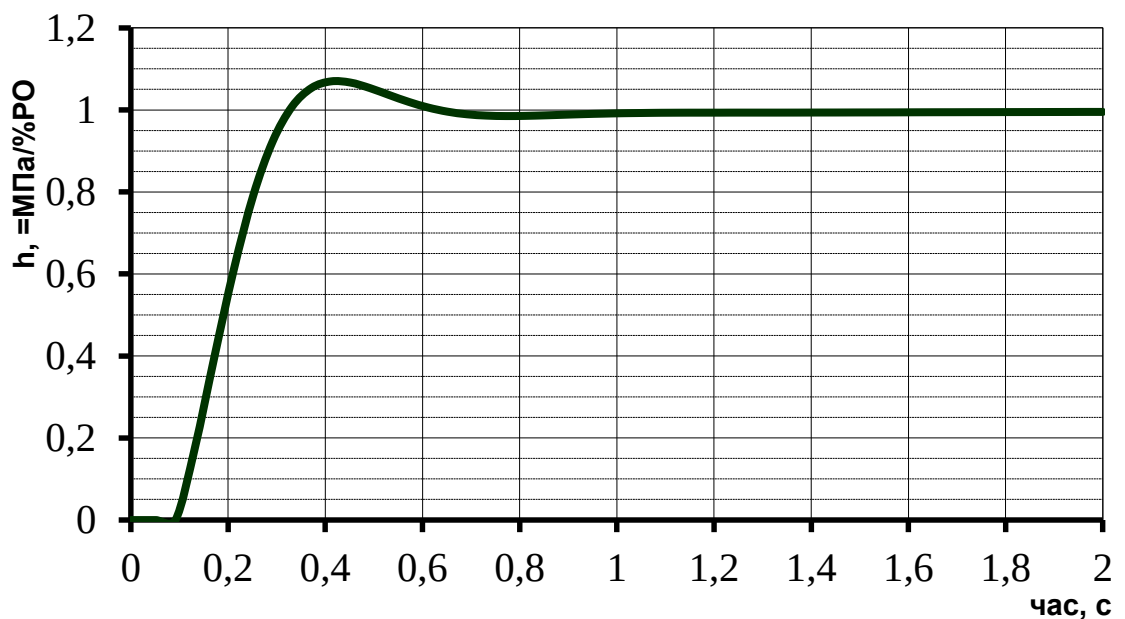


Рисунок 3.9 - Перехідний процес

В результаті отримуємо наступні характеристики:

- час регулювання $T_p = 0,52$ с
- перерегулювання $\sigma = 7,2\%$;
- коливальність $n=0$;
- усталена похибка регулювання $\delta_{уст} \approx 0,01$.

Отже, параметри якості перехідного процесу задовольняють вимогам до систем автоматичного регулювання.

ВИСНОВКИ

У ході виконання магістерської роботи розроблена автоматизована система керування установкою для розділення нафтогазоводяної емульсії — установки попередньої сепарації (УПС). Основними завданнями цієї системи є забезпечення безпечної експлуатації УПС та зниження витрат на її обслуговування.

Для вирішення поставлених завдань у роботі проаналізовано технологічну схему нафтогазовидобувного підприємства та обґрунтована структура його управління. На основі технологічної схеми здійснено вибір технічних засобів.

Автоматизована система побудована на основі спеціалізованих промислових регуляторів, що відповідають вимогам нафтогазовидобувної галузі. У роботі проведено розрахунок оптимальних коефіцієнтів регулятора, що забезпечує високу точність вимірювань і регулювання.

Для підвищення ефективності роботи обладнання було вдосконалено систему розділення нафтогазоводяної суміші, а також систему обліку сирової нафти з використанням спеціальних обчислювачів типу ВК-001-9.4.

Автоматизована система управління дозволяє експлуатувати УПС без необхідності постійної присутності обслуговуючого персоналу на виробничому майданчику, а також забезпечує централізоване та безпечне управління процесом.

Впровадження АСУ ТП на базі сучасних засобів автоматизації під час модернізації УПС дозволило:

- підвищити продуктивність установок;
- зменшити трудомісткість процесу завдяки усуненню ручного управління;
- скоротити кількість простоїв обладнання;
- підвищити загальну надійність та ефективність роботи підприємства.

Така система забезпечує не тільки економію ресурсів, але й сприяє більш безпечному та стабільному процесу нафтогазовидобутку.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Портал видобувної галузі України. - [Електронний ресурс] — Режим доступу: https://eiti.gov.ua/resursi-rozvidka-ta-vidobuvannya/rodovishe_2022/.
2. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України І В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. - К.: «КНУ», 2009. - 376 с.
3. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. - Харків: ХНУ ім.В.Н. Каразіна, 2013. - 212 с.
4. Історія та перспективи нафтогазовидобування / Білецький В.С., Гайко Г.І., Орловський В.М. - Львів: Видавництво «Новий Світ - 2000», 2019. - 302 с.
5. Білецький В.С. Основи нафтогазової справи / В.С.Білецький, В.М. Орловський, В.І. Дмитренко, А.М. Похилко. – Полтава: ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р.Х., 2017. – 312 с.
- 6.Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 с.
7. Войтенко В. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. - К.: Центр Європи, 2012. - 708 с.
8. Семенцов Г.Н. Основи моніторингу технологічних об'єктів нафтогазової галузі: Навч. посібн. / Г.Н.Семенцов, М.М.Дранчук, О.В.Гутак, Я.Р.Когуч, М.І.Когутян, Я.В.Куровець / Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – 808с.
9. Мовчан В. П. Автоматизація технологічних процесів в нафтогазовій промисловості / Мовчан В. П., Пилипенко М. І. – Київ: Видавництво НТУУ "КПІ", 2015. – 320 с.
10. Габітов А.М. Моделювання і автоматизація процесів сепарації нафти і газу / А.М. Габітов. – Київ: Техніка, 2019. – 295 с.
11. Шафран В. П. Автоматизація технологічних процесів нафтогазової галузі / В.П. Шафран, О.П. Король – Харків: Видавництво ХНУ, 2020. – 340 с.

12. Дудко О. М. Основи автоматизації процесів нафтовидобутку / О.М. Дудко, В.В. Левченко – Дніпро: НГУ, 2019. – 310 с.
13. Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском - [Електронний ресурс] - Режим доступу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=54155
14. Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України - [Електронний ресурс] - Режим доступу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=104409
15. Міністерство енергетики України. Нормативні документи з автоматизації технологічних процесів в нафтогазовій галузі. – Київ: Міненерго, 2020. – 160 с.
16. Карпаш О.М. Технічна діагностика бурового та нафтогазового обладнання: Навч. посібн. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2007. – 272с.
17. Заміховський Л.М. Основи теорії надійності і діагностики технічних систем: Навч. посібн. / Л.М.Заміховський, В.П.Калявін / Івано-Франківськ: Полум'я, 2004. – 360с.
18. Каталог національних стандартів - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <https://uas.gov.ua/standards-catalog/categories>
19. IEC 60529: Degrees of protection provided by enclosures (IP Code) // International Electrotechnical Commission, Geneva.
20. Трегуб В.Г. Проектування систем автоматизації / В.Г.Трегуб - Ліра-К, 2019. – 344с.
21. Ігор Васильківський Виконавчі пристрої систем автоматизації / Ігор Васильківський, Василь Фединець, Ярослав Юсик – Львів: видавництво Львівської політехніки, 2020 – 220 с.
22. Теорія керування рухом машин: Навчальний посібник / О. І. Столяренко, І. Ю. Лаптев, Ю. А. Ходьберда та ін. – К.: НАУ, 2008. – 284 с.
23. Методи та засоби автоматичного керування технологічними процесами: Навчальний посібник / І. В. Дубінін, М. І. Дорошенко, М. В. Руднева та ін. – К.: ВПЦ “Київський університет”, 2011. – 536 с.

24. Методи сучасної теорії управління. Підручник / Ладанюк А.П., Луцька Н.М., Кишенько В.Д. [та ін.] / К.: Ліра-К, 2019. – 368 с.
25. Гоголюк П.Ф. Теорія автоматичного управління / П.Ф.Гоголюк, Т.М.Гречин // Навчальний посібник. – Львів: в-во НУ "Львівська політехніка", 2009. – 280 с.
26. Попович М.Г. Теорія автоматичного керування. / М.Г. Попович, О.В. Ковальчук - К.: Либідь, 2007. - 656 с.
27. Клепач М.І. Теорія автоматичного керування. Навчальний посібник. / М.І. Клепач. - Рівне: НУВГП, 2007. – 206 с.