

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

Навчально-науковий інститут електроенергетики
(інститут)

Електротехнічний факультет
(факультет)

Кафедра кіберфізичних та інформаційно-вимірювальних систем
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра

студента Шаповал Андрій Сергійович

(П.І.Б.)

академічної групи 151-18ск-1

(шифр)

спеціальності 151 Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

(код і назва спеціальності)

за **освітньо-професійною програмою** 151 Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

(офіційна назва)

на тему Автоматизація процесів управління нафтоперегінною колоною

(назва за наказом ректора)

Консультанти	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинг.	інституційною	
Керівник кваліфікаційної роботи	ст вик. Козарь М.В.			
Провідний консультант	ст вик. Козарь М.В.			
Розробка апаратного забезпечення системи управління	ст вик. Козарь М.В.			
Розробка програмного забезпечення системи управління	ст.викл. Бойко О.О.			
Економічна частина	ст. викл. Яремчук І.О.			
Охорона праці	проф. Чеберячко Ю.І.			
Рецензент				
Нормоконтролер	ас. Славінський Д.В.			

Дніпро
2021

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
кіберфізичних та інформаційно-
вимірjuвальних систем
(повна назва)

Ткачов В.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 2021 року

ЗАВДАННЯ на кваліфікаційну роботу ступеня бакалавр

студенту Шаповал А.С.
(прізвище та ініціали)

академічної групи 151-18ск-1
(шифр)

спеціальності 151 Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

за освітньо-професійною програмою 151 Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
(офіційна назва)

на тему Автоматизація процесів управління нафтоперегінною колоною

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ № _____

Розділ	Зміст	Термін виконання
Стан питання та постановка завдання	Вступ. Опис технологічного процесу для об'єкта автоматизації. Огляд існуючих систем автоматизації. Стан питання. Вибір напрямку створення автоматизованої системи.	11.05.2021
Розробка апаратного забезпечення системи управління	Обрання датчиків, виконавчих пристроїв та пристрою управління, розробка структурних схем, функціональної схеми автоматизації та принципової схеми електричної.	18.05.2021
Визначення моделі об'єкта управління	Виконання експерименту. Обробка результатів експерименту. Створення моделі об'єкта управління. Перевірка отриманої моделі на адекватність.	25.05.2021
Економічна частина	Економічне обґрунтування доцільності витрат на створення системи управління.	01.06.2021
Охорона праці	Розробка організаційно-технічних заходів, щодо реалізації правил безпеки при експлуатації системи.	05.06.2021

Завдання видано _____
(підпис керівника)

Дата видачі

Дата подання до екзаменаційної комісії

Прийнято до виконання _____
(підпис студента)

Козарь М.В.
(прізвище, ініціали)
04.05.2021

10.06.2021

Шаповал А.С.
(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Об'єкт розробки – підсистема автоматичного управління піччю трубчастою нагрівальною горизонтальною ПТНГ-V-30,0-Г-СД.

Предмет розробки – підсистема автоматичного управління піччю трубчастою нагрівальною горизонтальною ПТНГ-V-30,0-Г-СД, розробка моделі об'єкта управління - печі трубчастої нагрівальної горизонтальної ПТНГ-V-30,0-Г-СД.

Виходячи з отриманих результатів можливо зробити висновок, що модель відповідає об'єкту управління, та може бути використана для подальшої розробки підсистеми управління. Подальше вдосконалення моделі можливе у рамках більш детального аналізу впливів збурення, та модифікації програмного коду з метою підвищення швидкодії. Отримана модель може бути використана для розробки програмного забезпечення підсистеми управління.

Розглянуто техніко-економічного обґрунтування ефективності результатів розробки і впровадження автоматизованої підсистеми управління технологічним обладнанням з переробки нафтопродуктів.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих виробничих чинників, розроблено інженерно-технічні заходи по охороні праці і виконана розрахункова частина.

СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ, ТЕМПЕРАТУРА, СИНТЕЗ ПІДСИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО УПРАВЛІННЯ, ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ.

ЗМІСТ

Перелік скорочень	7
Вступ.....	8
1 Стан питання та постановка завдання.....	10
1.1 Галузь промисловості	10
1.2 Технологічний процес переробки нафтопродуктів	12
1.2.1 Продукти перегонки нафти, параметри і режими перегонки.....	12
1.2.2 Технологічна схема виробництва	13
1.3 Об'єкт управління	16
1.3.1 Загальна характеристика об'єкта управління.....	16
1.3.2 Структура об'єкту управління	19
1.3.3 Принцип функціонування об'єкту управління	19
1.4 Структура системи управління	20
1.5 Висновки за розділом.....	20
2 Розробка апаратного забезпечення системи управління.....	22
2.1 Розробка структурної схеми підсистеми управління	22
2.2 Розробка структурної схеми інформаційних потоків.....	23
2.3 Вибір апаратного забезпечення підсистеми управління.....	24
2.3.1 Вибір датчиків	24
2.3.2 Вибір виконавчих пристроїв	25
2.3.3 Вибір пристроїв управління	29
2.3.4 Вибір джерел живлення	34
2.4 Розробка функціональної схеми автоматизації.....	36
2.5 Розробка схеми електричної принципової	38
2.6 Висновки по розділу	39

	5
3 Визначення моделі об'єкта управління	40
3.1 Розробка структурної схеми інформаційних потоків дослідницької системи	40
3.2 Розробка методики дослідження об'єкта управління	41
3.3 Виконання експерименту	43
3.4 Обробка результатів експерименту	47
3.4.1 Підготовка даних.....	47
3.4.2 Структурна ідентифікація	49
3.4.3 Параметрична ідентифікація.....	52
3.4.4 Розробка моделі об'єкта управління в Simulink	55
3.4.5 Перевірка моделі на адекватність.....	56
3.5 Висновки по розділу	57
4 Економіка	58
4.1 Розрахунок капітальних витрат	58
4.1.1 Розрахунок трудомісткості розробки програмного забезпечення	58
4.1.2 Розрахунок витрат на створення програмного забезпечення.....	60
4.1.3 Розрахунок додаткових капітальних витрат.....	61
4.2 Експлуатаційні витрати	62
4.3 Оцінка економічної ефективності	64
4.4 Висновки по розділу	65
5 Охорона праці.....	66
5.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на автоматизованій колоні	66
5.2 Інженерно-технічні заходи з охорони праці.....	67
5.3 Пожежна профілактика.....	71
5.4 Висновки по розділу	72
Висновки	73

Перелік посилань.....	6
Додаток А.....	74
Додаток Б.....	77
Відгуки консультантів кваліфікаційної роботи.....	78
Відгук.....	79
Рецензія.....	80
	81

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ОУ – об'єкт управління;

САУ – система автоматичного управління;

ПЛК – програмований логічний контролер;

ЕОМ – електронна обчислювальна машина.

ВСТУП

Нафтопереробна промисловість України - галузь важкої промисловості, підприємства якої з сирової нафти виробляють різні нафтопродукти. Основна продукція нафтопереробної промисловості: паливо для карбюраторних (авіаційні та автомобільні бензини), реактивних (авіаційний гас), дизельних (дизельне паливо) двигунів, котельне паливо (мазути), моторні сировини, спеціальні, різного призначення бітуми, парафіни, кокс для електродної промисловості, мастила тощо, всього - понад 300 найменувань.

На базі нафтової сировини виготовляють велику кількість хімічної і нафтохімічної продукції. Продукцію нафтопереробної промисловості застосовують у різних галузях господарства країни. Від 1990 року до 2000 року виробничі обороти нафтопереробної промисловості скоротилися на 71%.

Перегоном нафти називають процес її термічного розділення на частини (фракції) без помітного розкладання вуглеводнів, що входять до складу нафти. Перегін оснований на властивості вуглеводнів, що входять до складу нафти, виділяти пару певної пружності при певній температурі. При підвищенні температури нафти, яка переганяється, пружність пари над нею зростає, і коли вона досягає чи перевищує тиск навколишнього середовища (атмосфери) починається рух частинок пари в простір з меншим тиском. Пару, яка виходить з нагрівального апарата, охолоджують, вона конденсується, створюючи розрідження і сприяючи відділенню наступних, більш високо-киплячих частин суміші, що переганяється. Застосовують високопродуктивні безперервно діючі трубчасті перегінні установки, що відрізняються конструкцією печей, у яких відбувається нагрівання нафти, чи конструкцією інших апаратів, що входять до складу установки.

Найбільше застосування продукти переробки нафти знаходять в паливно-енергетичній галузі. Наприклад, мазут володіє майже в півтора рази більшою теплотою згоряння в порівнянні з кращим вугіллям. Він займає мало місця при згорянні і не дає твердих залишків. Мазут застосовується на ТЕС, заводах, на

залізничному і водному транспорті дає величезну економію коштів, сприяє швидкому розвитку основних галузей промисловості і транспорту.

Енергетичне напрямок у використанні нафти до цих пір залишається головним у всьому світі. Частка нафти в світовому енергобалансі складає більше 46 %.

Однак в останні роки продукти переробки нафти все ширше використовуються як сировина для хімічної промисловості. Близько 8 % нафти споживається як сировину для сучасної хімії. Наприклад, етиловий спирт застосовується приблизно в 50 галузях виробництва. У хімічній промисловості сажа йде на вогнестійкі обкладання в печах. У харчовій промисловості застосовуються поліетиленові упаковки, харчові кислоти, консервуючі засоби, парафін, виробляються білково-вітамінні концентрати, вихідною сировиною для яких служать метиловий і етиловий спирти і метан. У фармацевтичній і парфумерній промисловості з похідних переробки нафти виготовляють нашатирний спирт, хлороформ, формалін, аспірин, вазелін і ін. Похідні нафтосинтезу знаходять широке застосування і в деревообробній, текстильній, шкіряно-взуттєвої та будівельній промисловості.

1 СТАН ПИТАННЯ ТА ПОСТАНОВКА ЗАВДАННЯ

1.1 Галузь промисловості

Кременчуцький нафтопереробний завод (НПЗ) - найбільше підприємство з виробництва нафтопродуктів в Україні. З 1994 року став основним осередком товариства ПАТ «Укртатнафта».

Кременчуцький НПЗ має важливе стратегічне значення для України як одне з джерел створення стратегічного запасу нафтопродуктів і забезпечує понад 30 % всього українського ринку. На сьогоднішній день завод переробляє 7 тисяч тонн нафти за добу, що у декілька разів нижче за його проектну потужність.

Підприємство займає вигідне географічне положення. Перебуваючи в центрі України і використовуючи розвинену мережу залізничного та автомобільного транспорту, компанія забезпечує швидку доставку нафтопродуктів споживачеві. Досить близьке розташування морських портів Одеси, Маріуполя значно розширює експортні можливості підприємства.



Рисунок 1.1 – Кременчуцький нафтопереробний завод

Стисла історія заводу.

1961 - Початок будівництва Кременчуцького НПЗ.

1966 - На підприємстві встановлено комбінована установку АВТ А-12/5.

1967 - Установа каталітичного риформінгу бензинів Л-35/11-300. Бітумна установка 19/6.

1969 - 'Газофракційні установка (ГФУ).

1969 - 1970 Комбінована установка ГК-3/1 № 1 з блоками первинної переробки нафти і каталітичного крекінгу.

1971 - Установа каталітичного риформінгу ЛЧ-35/11-600. Установа гідроочищення дизельного палива ЛЧ-24/7-68.

1972 - Блок первинної переробки нафти комбінованої установки ГК-3/1 № 2.

1974 - 1976 Установа каталітичного риформінгу з екстракцією ароматичних вуглеводнів ЛГ-35-8/300 «Б». Комплекс установок з виробництва мастил (Г-37, Г-39-40, Г-36-37, Г-24). Сірководочищення сухих газів. Блок каталітичного крекінгу комбінованої установки ГК-3/1 № 2.

1977 - Установа з виробництва елементарної сірки.

1978 - Комбінована установка з переробки нафти ЛК-6У (первинна переробка нафти, каталітичне реформування бензинів, гідроочищення гасу і дизельного палива, газофракціонування).

1981 - Комплекс з виробництва детергентного-диспергируючої присадки типу АМОКО-9250.

1984 - Установа з виробництва рідких парафінів методом «Парекс».

1988 - Комплекс установок регенерації відпрацьованих масел.

2001 - Установа з випуску метил-трет-бутилового ефіру.

2005 - Установа ректифікації сульфідовмісних конденсатів.

2006 - Заміна каталізаторних систем на С-200 установки ЛК-6У.

2008 - Заміна каталізаторних систем і внутрішніх пристроїв на установці ЛЧ-35/11-600.

2009 - Заміна каталізаторних систем і внутрішніх пристроїв на установці ЛЧ-35/11-300.

2009 - Заміна каталізаторних систем і внутрішніх пристроїв на установці ЛЧ-24-7/68 (отримання дизельного палива Євро-4).

2009 - Заміна каталізаторних систем і внутрішніх пристроїв на секції 300 / 1 установки ЛК-6У з метою організації процесу гідроочищення вакуумного газойля (одержання автомобільних бензинів Євро-3)

В листопаді 2017 року «Укртатнафта» завершила реконструкцію та здійснила успішний запуск установки Г-24 на Кременчуцькому НПЗ в режимі гідроочищення фракції авіаційного палива для реактивних двигунів та очищення і деметалізації деасфальтизату – компонента сировини каталітичного крекінгу.

За підсумками 2017 року завод збільшив переробку сирої нафти на 6,8 % (на 0,15 млн тонн), в порівнянні з 2016 роком – до 2,35 млн. тонн.

Завод постійно оновлює технологічне обладнання та модернізує існуюче.

1.2 Технологічний процес переробки нафтопродуктів

1.2.1 Продукти перегонки нафти, параметри і режими перегонки

Найчастіше нафту переганяють на наступні основні фракції:

- бензиновий, що википає до 170-200 °С;
- гасову, що википає при 175-270 °С;
- газойлева, що википає при 270-350 °С і остаток- мазут.

При перегонці нафти отримують також газ прямої гонки, який представляє собою важку частину попутних газів, що залишилися розчиненими в нафті. Як правило, вихід газу прямий перегонки невеликий.

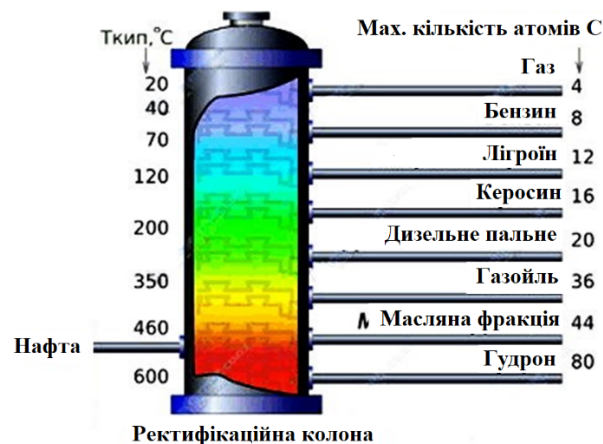


Рисунок 1.2 – Ректифікаційна колона

Перегонку нафти в промисловості виробляють на безперервно діючих трубчастих установках. До їх складу входить трубчаста піч, для конденсації і поділу пар споруджуються великі ректифікаційні колони, а для прийому продуктів перегонки вибудовуються цілі містечка резервуарів.

Так як нафта - це суміш вуглеводнів різної молекулярної маси, мають різні температури кипіння, то перегонкою її поділяють на окремі нафтопродукти. При перегонці нафти отримують світлі нафтопродукти: бензин ($t_{\text{кип}} 90-200\text{ }^{\circ}\text{C}$), нафта ($t_{\text{кип}} 150-230\text{ }^{\circ}\text{C}$), гас ($t_{\text{кип}} 300\text{ }^{\circ}\text{C}$), легкий газойль - солярове сировина ($t_{\text{кип}} 230-350\text{ }^{\circ}\text{C}$), важкий газойль ($t_{\text{кип}} 350-430\text{ }^{\circ}\text{C}$), а в залишку - в'язку чорну рідину - мазут ($t_{\text{кип}}$ вище $430\text{ }^{\circ}\text{C}$). Мазут піддають подальшій переробці. Його переганяють під зменшеним тиском (щоб попередити розкладання) і виділяють сировини.

1.2.2 Технологічна схема виробництва

При перегонці з одноразовим випаровуванням нафту нагрівають в змійовику якого-небудь нагрівача заздалегідь заданої температури. У міру підвищення температури утворюється все більше пари, знаходиться в рівновазі з рідкою фазою, і при заданій температурі парорідинна суміш залишає підігрівач і надходить в Адіабатичний випарник. Останній являє собою порожнистий циліндр, в якому парова фаза відділяється від рідкої. Температура парової і рідкої фаз в цьому випадку однакова. Перегонка з багаторазовим випаровуванням включає два або більше одноразових процеси перегонки з підвищенням робочої температури на кожному етапі.

Точність поділу нафти на фракції при перегонці з одноразовим випаровуванням менше в порівнянні з перегонкою з багаторазовим і поступовим випаровуванням. Але якщо високої точності поділу фракцій не потрібно, то метод одноразового випаровування дешевше: при максимально допустимій температурі нагріву нафти $350-370\text{ }^{\circ}\text{C}$ (при більш високій температурі починається розкладання вуглеводнів) більше продуктів переходить в парову фазу в порівнянні з багаторазовим або поступовим випаровуванням. Для відбору з нафти фракцій, википають вище $350-370\text{ }^{\circ}\text{C}$, застосовують вакуум або водяна

пара. Використання в промисловості принципу перегонки з одноразовим випаровуванням в поєднанні з ректифікації парової і рідкої фаз дозволяє досягати високої чіткості розділення нафти на фракції, безперервності процесу і економічної витрати палива на нагрів сировини.

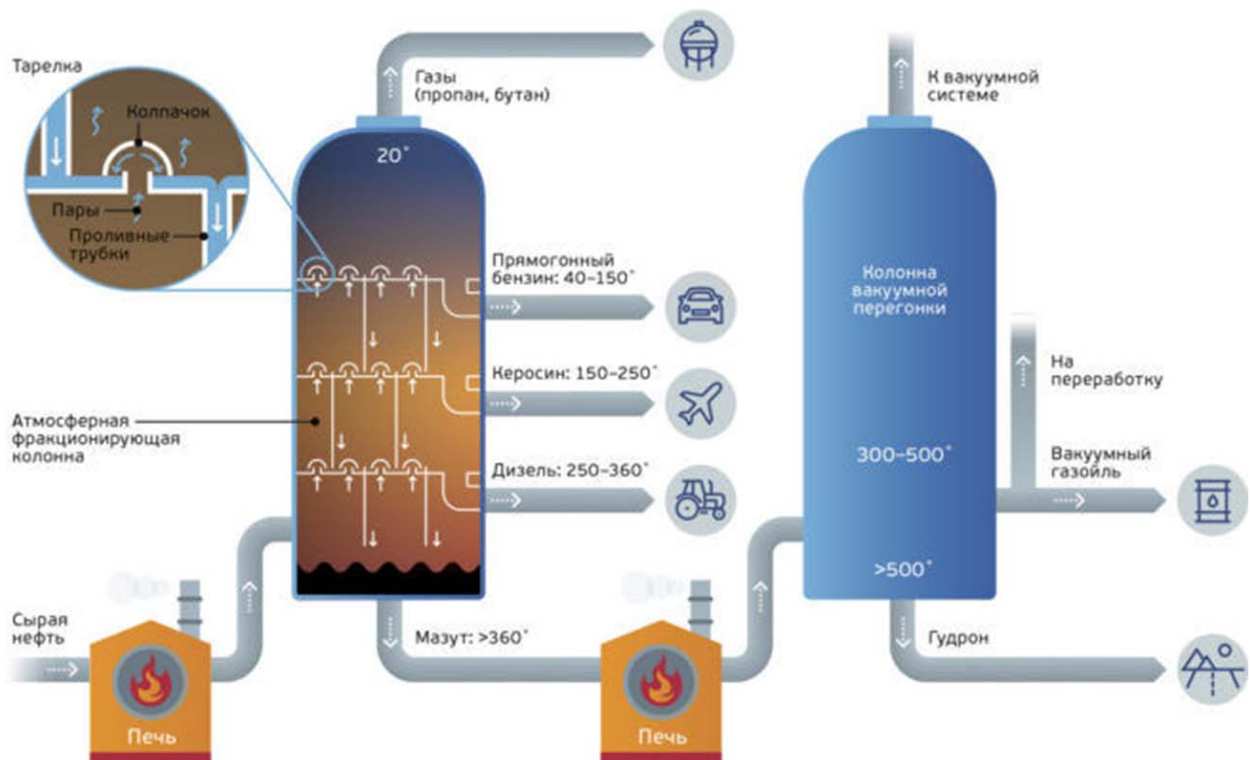


Рисунок 1.3 – Спрощена технологічна схема переробки нафти

При первинній перегонці відбуваються тільки фізичні зміни нафти. Від неї отгоняються легкі фракції, киплячі при низьких температурах. Самі вуглеводні залишаються при цьому незмінними. Вихід бензину, в цьому випадку, становить всього 10-15 %. Така кількість бензину не може задовольнити все зростаючий попит на нього з боку авіації і автомобільного транспорту. При крекінгу мають місце хімічні зміни нафти. Змінюється будова вуглеводнів. В апаратах крекінг-заводів відбуваються складні хімічні реакції. Вихід бензину з нафти значно збільшується (до 65-70 %) шляхом розщеплення вуглеводнів з довгим ланцюгом, що містяться, наприклад, в мазуті, на вуглеводні з відносно меншою молекулярною масою. Такий процес називається крекінгом (від англ. Crack - розщеплювати).

Крекінг винайшов інженер Шухов в 1891 р У 1913 р винахід Шухова почали застосовувати в Америці. Крекінгом називається процес розщеплення вуглеводнів, в результаті якого утворюються вуглеводні з меншим числом атомів вуглецю в молекулі. Процес ведеться при більш високих температурах (до 600 °С) часто при підвищеному тиску. При таких температурах великі молекули вуглеводнів "подрібнюються" на менші.

Апаратура крекінг-заводів в основному та ж, що і для перегонки нафти. Це - печі, колони. Але режим переробки інший. Сировина теж інша - мазут.

Мазут - залишок первинної перегонки - густа і щодо важка рідина, його питома вага близький до одиниці. Обумовлено це тим, що мазут складається з складних і великих молекул вуглеводнів. Коли на крекінг-заводі мазут знову піддається переробці, частина складових його вуглеводнів дробиться на менші (тобто з меншою довжиною молекул), з яких якраз і полягають легкі нафтові продукти - бензин, гас, нафта.

Важливим моментом є процес сортування та змішування нафти.

Різні нафти і виділені з них відповідні фракції відрізняються фізико-хімічними та товарними властивостями. Так, бензинові фракції деяких нафт характеризуються високою концентрацією ароматичних, нафтових або изопарафінових вуглеводнів і тому мають високі октанові числа, тоді як бензинові фракції інших нафт містять в значних кількостях парафінові вуглеводні і мають дуже низькі октанові числа. Важливе значення в подальшій технологічній переробці нафти має сірчистість, жирність (мастільність), смолистість нафти і ін. Таким чином, існує необхідність відстеження якісних характеристик нафти в процесі транспортування, збору та зберігання з метою недопущення втрати цінних властивостей компонентів нафти. Однак роздільні збирання, зберігання та перекачування нафти в межах родовища з великим числом нафтових пластів істотно ускладнює нафтопромислове господарство і вимагає великих капіталовкладень. Тому близькі за фізико-хімічними та товарними властивостями нафти на промислах змішують і направляють на спільну переробку.

1.3 Об'єкт управління

У більшості випадків трубчаста безперервно діюча установка складається з трубчастої печі, насоса, що качає нафту через трубчасту піч під тиском 1,0 МПа і більше, колони фракціонування, куди надходить перегріта нафта і де вона розділяється на необхідні фракції, які відбираються з колони на різній висоті, конденсатора, водовідбійника і пароперегрівача, який служить для перегріву пара.

Застосовують високопродуктивні безперервно-діючі трубчасті перегінні установки, що відрізняються конструкцією печей, в яких відбувається нагрівання нафти, або конструкцією інших апаратів, що входять до складу установки.

Продуктивність ректифікаційних колон (первинна переробка) складає 3-9 тис. т нафти на добу, вакуумних установок (вторинна переробка) – 1,5-3 тис. т мазуту на добу.

У кваліфікаційній роботі будуть розглядатися питання створення підсистеми автоматичного управління для трубчастої печі, яка будить входити до складу системи верхнього рівня – системи управління переробкою нафти.

1.3.1 Загальна характеристика об'єкта управління

Трубчаста піч являє собою споруду, що викладена всередині вогнетривкою цеглою. Усередині печі знаходиться багаторазово вигнутий сталевий трубопровід. Довжина труб в печах досягає кілометра. Коли завод працює, по цих трубах безперервно, за допомогою насоса, подається нафта з великою швидкістю - до двох метрів в секунду. Піч обігрівается мазутом, що подаються в неї за допомогою форсунок і згорає в факелі. У трубопроводі нафту швидко нагрівається до 350-370 °. При такій температурі більш легкі речовини нафти перетворюються на пару.

На Кременчуцькому НПЗ використовують 10 ректифікаційних колон (відповідно і 7 трубчастих печей) продуктивністю 700 т/д.

Печі трубчасті нагрівальні горизонтальні (ПТНг) складаються з таких елементів, як:

- камера радіації з радіантні зміювиком і пальниковими пристроями;
- камера конвекції;

– газоходи, димова труба з регулюючими шиберами.

Для запобігання втрати тепла в навколишню атмосферу, печі ПТНг футерують (обкладають) вогнетривкими, теплоізоляційними матеріалами.



Рисунок 1.1 – Печі трубчасті нагрівальні горизонтальні

Печі трубчасті нагрівальні горизонтальні комплектуються навісами для зручності обслуговування пальника і для захисту її від зовнішніх природно-кліматичних умов.

Також печі ПТНг комплектуються системами КВП, завдяки яким забезпечується технологічний режим роботи обладнання у відповідності із заданими параметрами. Більшість систем автоматизації виконуються по блочно-функціональним принципом, є нічим іншим, як комплексом пристроїв управління, контролю, сигналізації, які розміщуються як в приміщенні апаратної блоку, так і на технологічній частині обладнання. Таким чином, в ПТНг надійно контролюється рівень концентрації газоповітряної середовища, запобігаючи

вибух, загоряння продукту в печі. У кожній печі передбачено наявність аварійної блокування, необхідної для запобігання нещасних випадків під час експлуатації пристрою. Для цієї ж мети, а також для більш легкого і зручного обслуговування нагрівальні печі обладнуються драбинами і майданчиками.

ТОВ «УКРНАФТОМАСШ ЕРС» розробляє, виготовляє печі горизонтального типу ПТНГ під палиник будь-якої країни-виробника. На вимогу замовника в печах можуть бути встановлені парогенератори або пароперегрівачі технологічної водяної пари. Нижче представлений ряд печей вже розроблених, виготовлених нашим підприємством.

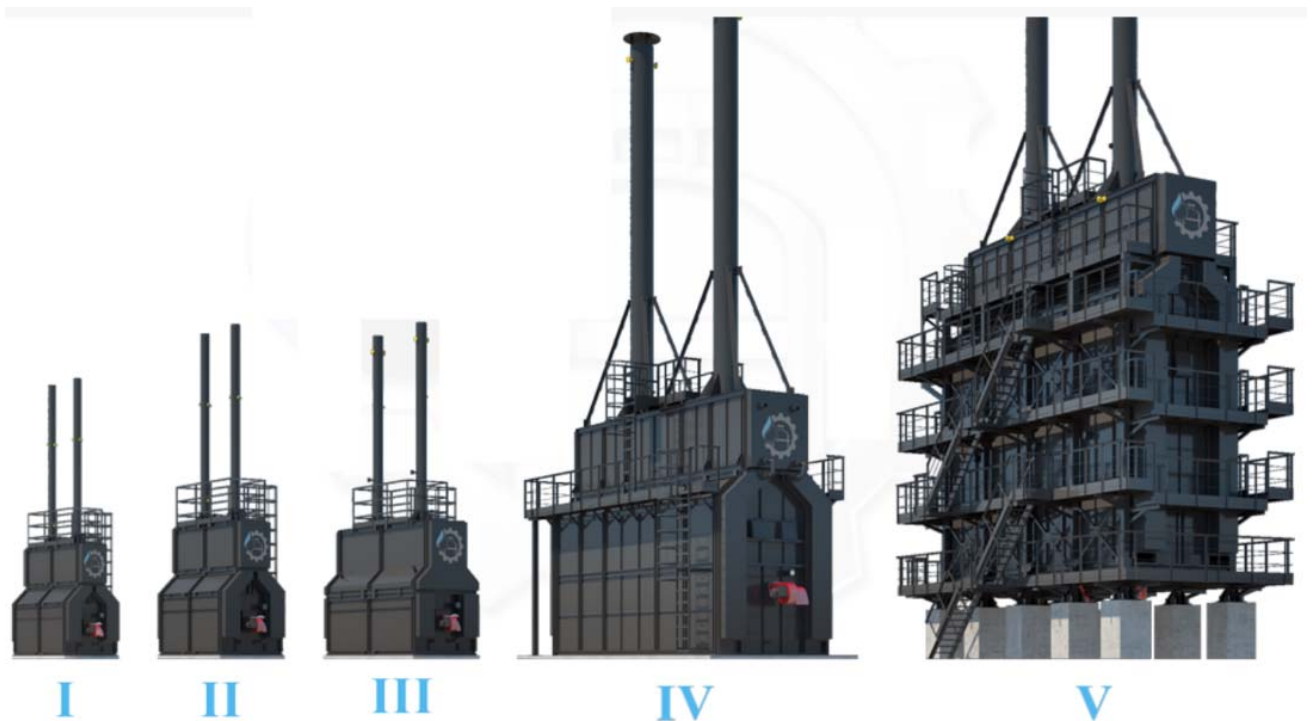


Рисунок 1.1 – Модельний ряд - печі трубчасті нагрівальні горизонтальні

В кваліфікаційній роботі розглядається модернізація печі трубчастої нагрівальної горизонтальної - ПТНГ-V-Г-10,5-СД модельного ряду V з газовим палиником і системою допалювання, потужністю до 10,5 МВт, та максимальною продуктивністю по сировині 30 т/год, при температурі сировини на вході печі, 160-190°C, а на виході печі, 350-360°C. Буде обрано більш сучасніше та ефективне обладнання, яке входить до системи управління.

Таблиця 1.1 – Печі трубчасті нагрівальні горизонтальні

Технічні характеристики	Модельний ряд				
	I	II	III	IV	V
Номінальна теплова потужність, МВт	до 0,5	0,5...1,0	1,0...2,0	3,0...7,0	7,5...10,5
Продуктивність по сировині мах, кг/год	2 500	5 000	8 000	23 700	33 125
Паливо*	газ, мазут, газ/мазут				
Максимальні витрати мазуту, кг/год	40-55	90-110	130-160	по газу 730 м ³ /год	по газу 1095 м ³ /год
Температура УВ сировини на вході в печ, °С	150-160	150-160	180-190	160-190	160-190
Температура УВ сировини на виході з печі, °С	320-330	320-330	330-340	350-420	350-360
Габаритні розміри, мм:**					
-довжина	3 000	4 450	6 120	12 110	12 920
-ширина	2 000	2 240	2 220	4 560	4 860
-висота	2 500	4 050	3 990	7 525	12 380
-висота з трубою	8 500	10 070	10 000	20 000	20 380
Маса, кг **	4 000	8 500	11 500	50 500	106 500
Примітки: * В залежності від типу пальника ** Габаритні розміри і маса печей можуть відрізнятися від зазначених в таблиці і уточнюються при робочому проектуванні					

1.3.2 Структура об'єкту управління

Система автоматичного управління повинна забезпечувати виконання наступних функцій:

- підтримка в заданих межах температуру сировини на виході;
- захист печі при підвищенні температури сировини вище за допустимий, рівень.

1.3.3 Принцип функціонування об'єкту управління

Виходячи з вимог підсистема що розробляється повинна забезпечувати управління температурою сировини і тому відповідає підсистемі автоматизованого управління технологічним обладнанням. До неї входять

пристрої збору інформації (датчики температури сировини на вході і виході печі), еталони стану обладнання (максимальна температура сировини та уставка температури сировини), система автоматичного контролю стану обладнання, програма управління, яка повинна реалізувати формування керуючих впливів для підтримки температури сировини на заданому рівні, протиаварійний захист, блок переводу до ручного режиму управління та виконавчі пристрої (газовий пальник та клапани подачі сировини на вході і виході печі).

1.4 Структура системи управління

Система дослідження призначена для збору інформації про об'єкт управління. Основними функціями системи є формування або реєстрування керуючого впливу який подається на об'єкт управління, реєстрування дійсного значення на виході об'єкта, візуалізація отриманих даних та їх надання у зручному для подальшої обробки виді.

Згідно з завданням та розробленим апаратним забезпеченням підсистеми до контуру управління температурою сировини входять об'єкт управління в якості котрого виступає нагрівальна піч ділянки переробки нафти, датчик температури, пристрій управління, в якості котрого виступає програмований логічний контролер та газовий пальник.

Візуалізація процесу управління відбувається за допомогою персонального комп'ютера з SCADA системою.

1.5 Висновки за розділом

За результатами аналізу об'єкта управління як об'єкта автоматизації та об'єкта дослідження зробимо наступні висновки:

- об'єктом дослідження у кваліфікаційній роботі є нагрівальна піч ділянки переробки нафти, для якої виконується розробка підсистеми автоматичного управління температурою сировини на виході печі;
- вхідними параметрами об'єкту управління є сигнали управління для газового пальника, який формує температуру сировини на виході печі, клапани подачі сировини;

- вихідними параметрами об'єкту управління є температура сировини на виході печі та температура сировини на вході печі;
- предметом дослідження у кваліфікаційні роботі є підсистема управління температурою сировини;
- об'єкт управління у кваліфікаційні роботі відноситься до класу неперервних об'єктів управління;
- для визначення статичних характеристик та динамічних моделей елементів об'єкта управління та оцінки їх адекватності будуть застосовані методи статистичної обробки даних та методи теорії автоматичного управління;
- для визначення імітаційної моделі об'єкта управління будуть враховані відповідні закономірності;
- розробка апаратного забезпечення підсистеми автоматичного управління буде відбуватися на базі програмованого логічного контролера.

2 РОЗРОБКА АПАРАТНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ

2.1 Розробка структурної схеми підсистеми управління

В кваліфікаційній роботі, в якості об'єкта управління, виступає піч трубчаста нагрівальна горизонтальна ПТНГ-V-30,0-Г-СД модельного ряду V потужністю 10,5 МВт, для підігріву нафти, потопаючої в ректифікаційну колону. Продуктивність печі по сировині 30 т/год, при температурі сировини на вході печі, 160-190°C, а на виході печі, 350-360°C.

Газовий пальники буде замінено на новий, у зв'язку з низькою його надійністю в роботі.

Вхідними параметрами об'єкту управління є сигнали управління для газового пальника, який формує температуру сировини на виході печі, клапан подачі сировині до печі та підігрітої сировині до ректифікаційної колони. Вихідними параметрами об'єкту управління є температура підігрітої сировини на виході печі та температура сировини на вході печі.

Виходячи з цього, підсистема управління повинна включати датчики температури сировини на вході печі, датчик температури підігрітої сировини на виході печі (пару), клапан подачі сировини до печі та підігрітої сировини до ректифікаційної колони, пристрій управління та під'єднання до загально промислової мережі (рис. 2.1).

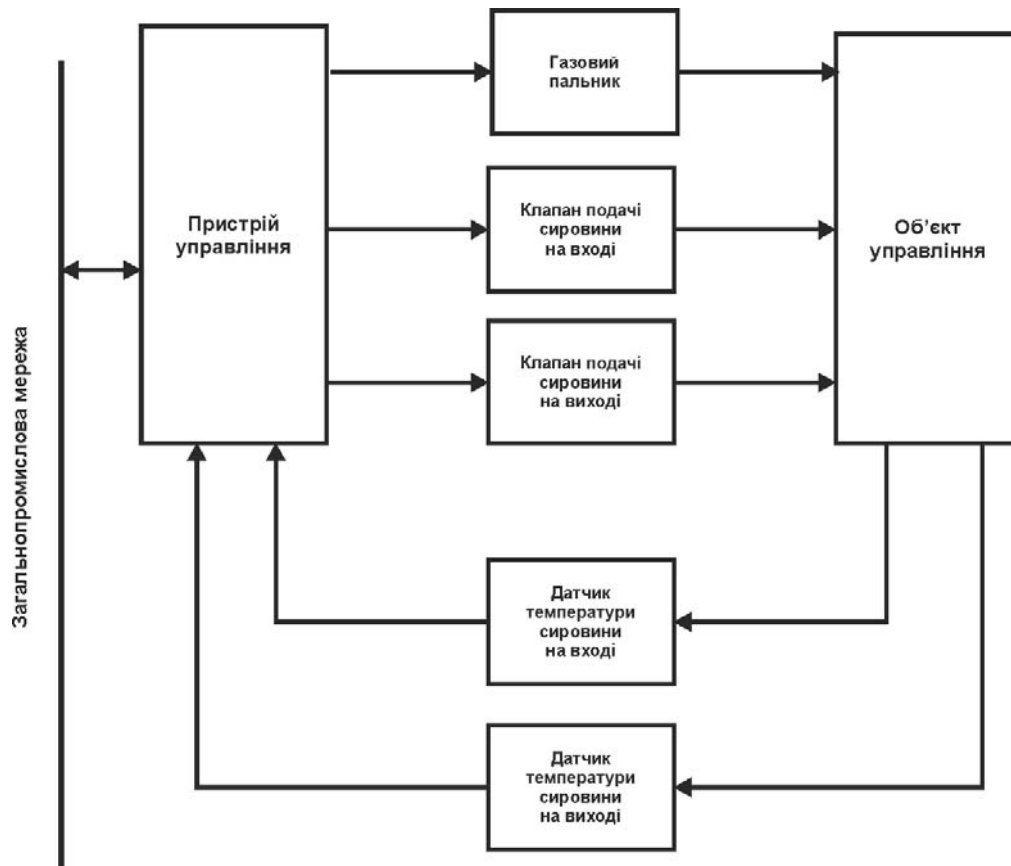


Рисунок 2.1 – Структурна схема підсистеми управління

2.2 Розробка структурної схеми інформаційних потоків

Виходячи з вимог підсистема що розробляється повинна забезпечувати управління температурою сировини на виході і тому відповідає підсистемі автоматизованого управління технологічним обладнанням. До неї входять пристрої збору інформації (датчики температури сировини на вході та виході печі), еталони стану обладнання (максимальна температура та уставка температури сировини на виході), система автоматичного контролю стану обладнання, програма управління яка повинна реалізувати формування керуючих впливів для підтримки температури сировини на заданому рівні, протиаварійний захист, блок переводу до ручного режиму управління та виконавчі пристрої (газовий пальник та клапани подачі сировини).

Розроблена структурна схема інформаційних потоків наведена на рис. 2.2. Дана структура забезпечує підтримку температури сировини на виході печі на заданому рівні, і є складовою системи управління переробки нафти.



Рисунок 2.2 – Структурна схема інформаційних потоків

Таким чином, згідно з вимогами, підсистема що розробляється представляє собою апаратно-програмний комплекс до якого входять датчики температури, об'єкт управління, пристрій управління, в якості котрого якого згідно з вимогами повинен виступати програмований логічний контролер, газовий пальник та клапани подачі пару.

2.3 Вибір апаратного забезпечення підсистеми управління

2.3.1 Вибір датчиків

Головною задачею підсистеми що розробляється є управління температурою сировини на виході нагрівальної печі.

Температура сировини на виході печі повинна бути на рівні 350 - 360 °С, в залежності від технологічної карти. Крім датчик виміру температури сировини треба мати стандартний струмовий інтерфейс для підключення до програмованого логічного контролера.

Виходячи з цього, для вимірювання температури сировини на вході і виході печі обрано датчик ДТС015.И (рис. 2.3), який є термоелектричним перетворювачем з діапазоном вимірювання -50÷500 °С, та який має вбудований перетворювач напруги на виході термопари до стандартного струмового сигналу 4÷20 мА. Технічні характеристики датчика наведені в табл. 2.1.



Рисунок 2.3 – Датчик ДТС015.И

Таблиця 2.1 – Технічні характеристики датчика ДТС015.И

№	Найменування параметра	Значення
1	Тип	НСХ: Pt100
2	Діапазон вимірюваних температур, °С	-50÷500
3	Клас допуску	1
4	Точність, °С	±1.5 / ±0.004t
5	Діапазон вихідного сигналу, мА	4÷20
6	Напруга живлення, В	12÷36
7	Потужність споживання, Вт	1

На підставі обраних датчиків та їх технічних характеристик складена табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Датчики

№	Назва параметру	Принцип дії	Тип	Діапазон змін	Точність	Значення виходу	Період оновлення	Напруга живлення	Потужність споживання
1	Поточна сировини на вході	Термоелектричний перетворювач	Аналоговий	-50÷500 °С	±1.5°С	4÷20 мА	0.1 с	12÷36 В	1 Вт
2	Поточна сировини на виході	Термоелектричний перетворювач	Аналоговий	-50÷500 °С	±1.5°С	4÷20 мА	0.1 с	12÷36 В	1 Вт

2.3.2 Вибір виконавчих пристроїв

В рамках автоматизації печі трубчастої нагрівальної горизонтальної - ПТНГ-V-Г-10,5-СД було прийняте рішення виконати заміну пальника потужністю 22 МВт без оперативного управління на газовий пальник блочного типу з потужністю до 30 МВт з плавним керуванням від програмованого логічного контролеру.

Промислові газові пальники мікродифузійного типу серії MD-G призначені для високоефективного та екологічно чистого спалювання

природного газу, пропан-бутанової суміші, технологічних газів різних виробництв, синтетичних, біологічних, коксодоменних та інших газів. Газові пальники серії MD-G випускаються в 19 типорозмірах номінальною тепловою потужністю від 0,3 до 75,0 МВт та можуть використовуватися на парових та водогрійних котлах, печах, теплогенераторах та сушильних установках будь-яких типів. Пальники газові промислові укомплектовані всіма необхідними елементами системи автоматики розпалу, безпеки та регулювання.

Даним вимогам відповідає газовий пальник MD-G-1250 потужністю 2,0 – 12,5 МВт, керування який реалізується за допомогою інтерфейсу RS-485 згідно з протоколом Modbus RTU (рис. 2.4).

Технічні характеристики пальника наведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 - Модельний ряд та технічна специфікація пальників мікродифузійного типу серії MD-G

Модель пальника	Теплова потужність, МВт	Коефіцієнт робочого регулювання, не менше	Витрата природного газу, м ³ /год	Перетин фронтальної частини пальника, мм x мм
MD-G-30	0,06 – 0,3	5	6 – 30	92 x 92
MD-G-50	0,1 – 0,5	5	10 – 50	110 x 110
MD-G-100	0,2 – 1,0	5	20 – 100	156 x 156
MD-G-150	0,3 – 1,5	5	30 – 150	178 x 178
MD-G-200	0,4 – 2,0	5	40 – 200	196 x 196
MD-G-250	0,5 – 2,5	5	50 – 250	212 x 212
MD-G-320	0,6 – 3,2	5	60 – 320	248 x 248
MD-G-400	0,8 – 4,0	5	80 – 400	268 x 268
MD-G-550	1,1 – 5,5	5	110 – 550	300 x 300
MD-G-600	1,2 – 6,0	5	120 – 600	276 x 276
MD-G-820	1,5 – 8,2	5	150 – 820	344 x 344
MD-G-1250	2,0 – 12,5	6	200 – 1250	400 x 400
MD-G-1600	2,5 – 16,0	6	250 – 1600	444 x 444
MD-G-2000	3,0 – 20,0	6	300 – 2000	504 x 504
MD-G-2500	4,0 – 25,0	6	400 – 2500	548 x 548
MD-G-3200	4,5 – 32,0	7	450 – 3200	590 x 590
MD-G-4200	6,0 – 42,0	7	600 – 4200	670 x 670
MD-G-5500	7,5 – 55,0	7	750 – 5500	764 x 764
MD-G-7500	9,0 – 75,0	8	900 – 7500	900 x 900



Рисунок 2.4 – Газовий пальник MD-G-1250

Для реалізації автоматичного управління подачею сировини необхідно замінити ручний клапан на електричний з робочим тиском не менш 1,5 МПа, витратою 60 м³/г, температурою носія до +400 °С та напругою керування +24 В.

Клапани електромагнітні 2/2-ходові нормально закриті непрямої дії (з пілотним керуванням) моделей 21W8KB650 застосовуються для автоматичного перекриття потоків води, повітря, продуктів переробки нафти та інших рідких і газоподібних середовищ. Приєднання: G 1/8 – G 3 (DN3 - DN80). Клапани використовуються для рідини до 400 °С (в залежності від матеріалу мембрани або ущільнення). Максимальний тиск перед клапаном до 150 bar. Виробляються 2/2 і 3/2 ходові нормально закриті електромагнітні клапани. Напруга живлення: 12 В, 24 В, 36 В, 110 В, 220 В постійного і 12 В, 24 В, 36 В, 110 В, 220-230 В, 380 В, 50/60 Гц змінного струму. Корпус клапанів виготовлений з різних марок латуні, нержавіючої сталі AISI 316, Ryton (PPS або сульфід поліфенілена, технополімер), PSU (полисульфон), PA (поліамід) і інших матеріалів. Як мембран, прокладок і ущільнень використовуються різні матеріали: NBR (нітрил-бутадієновий каучук), HNBR (гидрорований нітрил-бутадієновий каучук), FKM (фтореластомер, витон), EPDM (етилен-пропіленовий каучук), VMQ (силікон), PTFE (фторопласт, тефлон), RUBY (штучний рубін) та інші.

Даним вимогам відповідає електромагнітний клапан ODE 21W8KB650 2 1/2" НЗ, який має максимальний тиск 16 МПа, робочий прохід 80 мм, витрату

75 м³/Г, температуру носія +400 °С та напругу керування +24 В (рис. 2.5).

Технічні характеристики клапану наведені в табл. 2.4.



Рисунок 2.5 – Клапан ODE 21W8KB650 2 1/2" НЗ

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики клапану ODE 21W8KB650 2 1/2"

НЗ

№	Найменування параметра	Значення
1	Тип	Електромагнітний
2	Підключення	G 3 (DN80)
3	Робочий тиск, МПа	15
4	Умовний прохід, мм	80
5	Максимальна витрата, м ³ /Г	75
6	Температура носія, °С	0÷400
7	Робоча температура, °С	-50÷120
9	Керуюча напруга, В	24
10	Потужність споживання, Вт	20

На підставі обраних виконавчих пристроїв та їх технічних характеристик складена табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Виконавчих пристроїв

№	Назва параметру	Принцип дії	Тип	Діапазон змінення	Лінійність	Значення входу	Період оновлення	Напруга живлення	Потужність споживання
2	Подача сировини	Електромагнітний	Дискретний	вимк./вкл..	Нелінійний	0÷24 В	0,1 с	24 В	55 Вт
2	Вихід сировини	Електромагнітний	Дискретний	вимк./вкл..	Нелінійний	0÷24 В	0,1 с	24 В	55 Вт

2.3.3 Вибір пристроїв управління

Відповідно вимогам до підсистеми управління температурою сировини, в якості пристрою управління, повинен використовуватися програмований логічний контролер компанії VIPA. Цикл роботи контролера повинен бути не більше 100 мс, для забезпечення реакції на змінення температури. Крім того контролер повинен мати не менш 1 КБайт вільної робочої пам'яті для реалізації програми управління.

Виходячи з того, що до контролеру повинні бути підключені два датчики температури з струмовим інтерфейсом 4÷20 мА та електромагнітний клапан пару з напругою керування +24 В контролер повинен мати модульну структуру, що забезпечить підключення тільки обраного обладнання та легке розширення подальшого функціоналу.

Так як підсистема управління температурою сировини повинна інтегруватися у систему управління ділянкою дезодорації нафти контролер повинен мати інтерфейс RS-485, окрім того даний інтерфейс використовується для керування газовим пальником.

Наведеним вимогам відповідає програмований логічний контролер VIPA 214-2BS33. Контролер має час арифметичної операції над речовим числом 40 мкс, об'єм пам'яті програм 144 КБайт, об'єм робочої пам'яті 96 КБайт та інтерфейс RS-485 (рис. 2.6). Технічні характеристики контролеру наведені в табл. 2.6.



Рисунок 2.6 – Програмований логічний контролер VIPA 214-2BS33

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики програмованого логічного контролеру VIPA 214-2BS33

№	Найменування параметра	Значення
1	Тип	CPU 214SER
2	Пам'ять, КБайт	144
3	Робоча пам'ять, КБайт	96
4	Максимальна кількість модулів, штук	32
5	Час виконання команди над бітом, мкс	0,18
6	Час виконання команди над байтом, мкс	0,78
7	Час виконання команди над словом, мкс	1,8
8	Час виконання команди над двійним словом, мкс	40,0
9	RS-485 інтерфейс	Присутній
10	Напруга живлення, В	24
11	Споживана потужність, Вт	5

Датчик температури сировини та датчик температури пару мають стандартний струмовий сигнал $4\div 20$ мА. Для підключення датчиків температури обрано модуль аналогового вводу VIPA 231-1BD40 який має чотири аналогові входи (рис. 2.7). Технічні характеристики модуля наведені в табл. 2.7.



Рисунок 2.7 – Модуль аналогового вводу VIPA 231-1BD40

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики модуля аналогового вводу VIPA 231-1BD40

№	Найменування параметра	Значення
1	Тип	SM 231, ECO
2	Кількість каналів	4
3	Тип каналу	Аналоговий
4	Діапазон вхідного сигналу, мА	$4\div 20$
5	Довжина екранованого провідника, м	200
6	Споживана потужність, Вт	0.6

Схема підключення датчика температури до модуля аналогового вводу наведена на рис. 2.8.

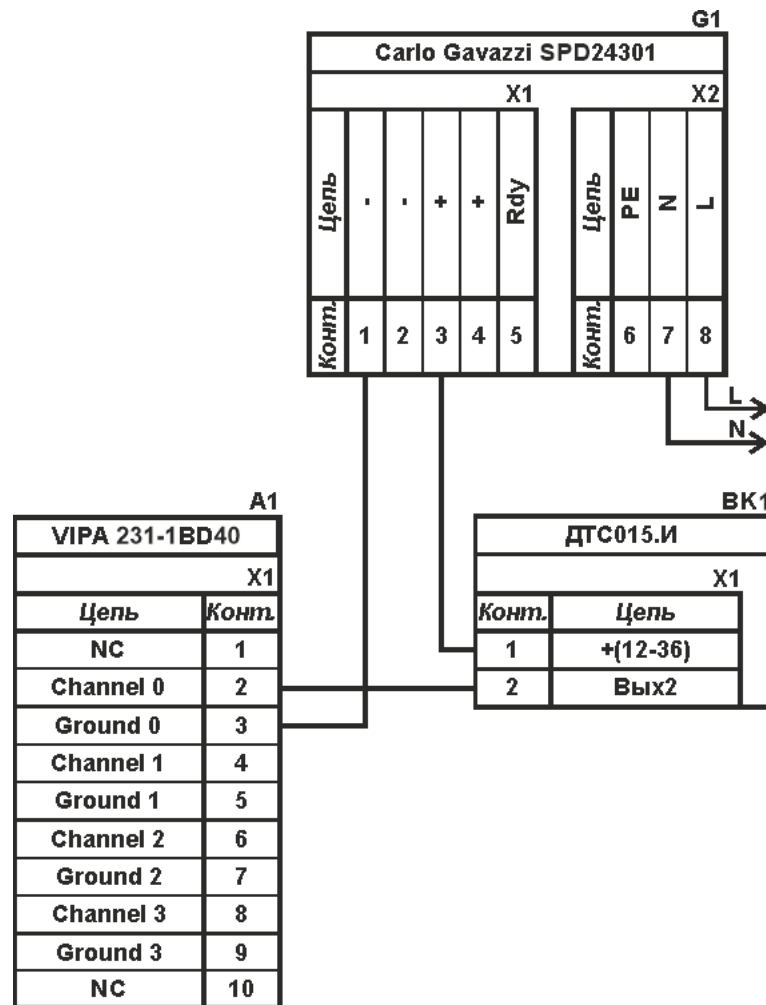


Рисунок 2.8 – Схема підключення датчика температури

Відповідно до схеми підключення модуль має чотири незалежні канали, к кожному з яких може бути підключено джерело струму. До позитивного входу датчика підключається позитивний вихід джерела напруги. Вихід датчика який виступає в якості джерела струму підключається до відповідного каналу модуля аналогового вводу 2, 4, 6, 8. Земляний вихід модуля аналогового вводу 3, 5, 7, 9 підключається до земляного контакту джерела напруги.

Електромагнітний клапан пару є дискретним та відкривається напругою +24 В. Для підключення клапану обрано модуль дискретного вводу VIPA 222-1BF00 (рис. 2.9). Технічні характеристики модуля наведені в табл. 2.8.



Рисунок 2.9 – Модуль дискретного виводу VIPA 222-1BF00

Таблиця 2.8 – Технічні характеристики модуля дискретного виводу VIPA 222-1BF40

№	Найменування параметра	Значення
1	Тип	SM 222
2	Кількість каналів	8
3	Тип каналу	Дискретний
4	Діапазон вихідного сигналу, В	0÷24
5	Максимальний струм вихідного сигналу, А	1
6	Довжина екранованого провідника, м	600
7	Споживана потужність, Вт	2

Схема підключення клапану до модуля дискретного виводу наведена на рис. 2.10. Відповідно до схеми підключення модуль має вісім незалежних каналів, кожний з яких може бути використаний для керування дискретним виконавчим пристроєм з напругою +24 В. Блок живлення підключено до 1 та 10 входів модуля. Відповідний вихід модуля 2-9 підключено до входу електромагнітного клапану. Земляний вихід клапану підключено до земляного входу блока живлення.

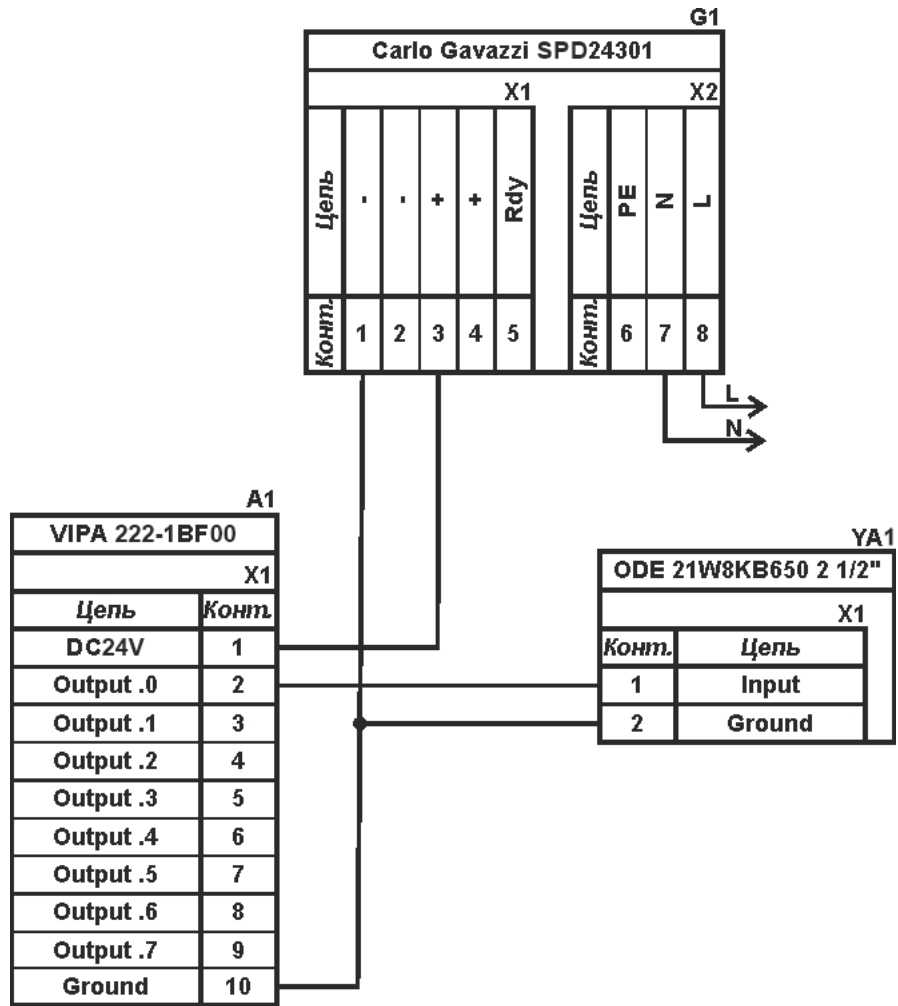


Рисунок 2.10 – Схема підключення клапану

Для зв'язку програмованого логічного контролера з газовим палиєм використовується RS-485 інтерфейс, схема підключення якого наведена на рис. 2.11.

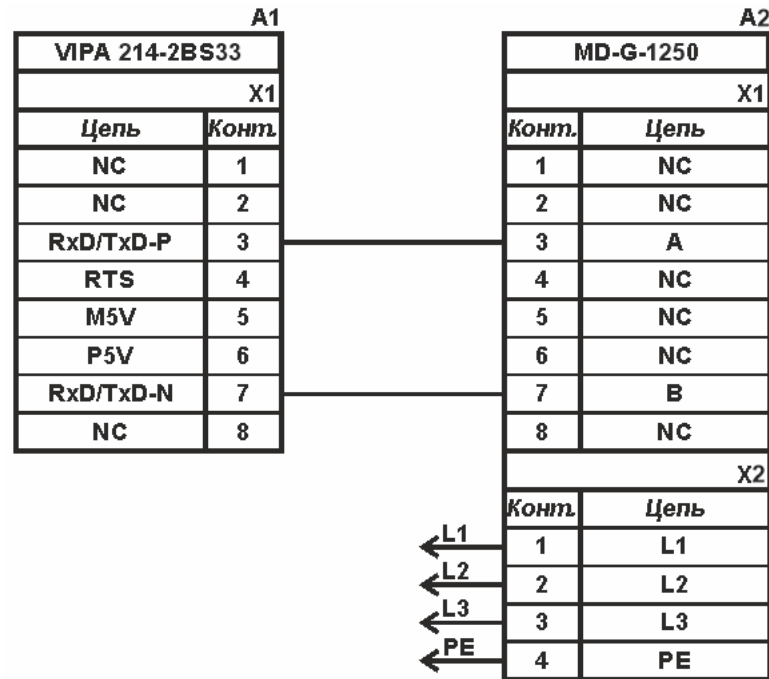


Рисунок 2.11 – Схема підключення газового пальника

На підставі обраного програмованого логічного контролера та його модулів складена табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Пристрій управління та його модулі

№	Назва модуля	Пристрій	Напруга живлення	Потужність споживання
1	VIPA 214-2BS33	Центральний процесорний модуль	24 В	5.00 Вт
		Газовий пальник MD-G-12500	~380 В	1.60 кВт
2	VIPA 231-1BD40	Модуль аналогового вводу	24 В	0.60 Вт
		Датчик температури сировини на вході печі ДТС015.И	24 В	1.00 Вт
		Датчик температури сировини на виході печі ДТС015.И	24 В	1.00 Вт
3	VIPA 222-1BF00	Модуль дискретного виводу	24 В	2.00 Вт
		Клапан сировини на вході печі ODE 21W8KB650 2 1/2" H3	24 В	55.00 Вт
		Клапан сировини на виході печі ODE 21W8KB650 2 1/2" H3	24 В	55.00 Вт

2.3.4 Вибір джерел живлення

Програмований логічний контролер та його модулі мають напругу живлення +24 В. Загальна потужність споживання програмованого логічного контролера та його модулів:

$$P = 5.00 + 0.60 + 2.00 = 7.60 \text{ Вт.} \quad (2.1)$$

Виходячи з потужності споживання контролеру та його модулів у якості джерела живлення обрано блок живлення SPD24301 з вихідною напругою +24 В та потужністю 30 Вт (рис. 2.12). Технічні характеристики блока живлення наведені в табл. 2.9.



Рисунок 2.12 – Блок живлення LRS-150-24 MEANWELL

Таблиця 2.10 – Технічні характеристики блока живлення LRS-150-24 MEANWELL

№	Найменування параметра	Значення
1	Напруга живлення, В	~85÷~264
2	Вихідна напруга, В	24
3	Потужність, Вт	150
4	Максимальний вихідний струм, А	6,2

Схему підключення програмованого логічного контролера до блока живлення наведена на рис. 2.13.

Виконавши аналіз обраного обладнання можливо зробити вивід, що зовнішній блок живлення потрібен для датчиків температури та електромагнітного клапана які мають напругу живлення +24 В та потужність споживання:

$$P = 1.00 + 1.00 + 55.00 + 55.00 = 112.00 \text{ Вт.} \quad (2.2)$$

Виходячи з потужності споживання датчиків та виконавчого пристрою у якості джерела живлення обрано блок живлення такий самий, як і для

програмованого логічного контролера SPD24301 з вихідною напругою +24 В та потужністю 30 Вт.

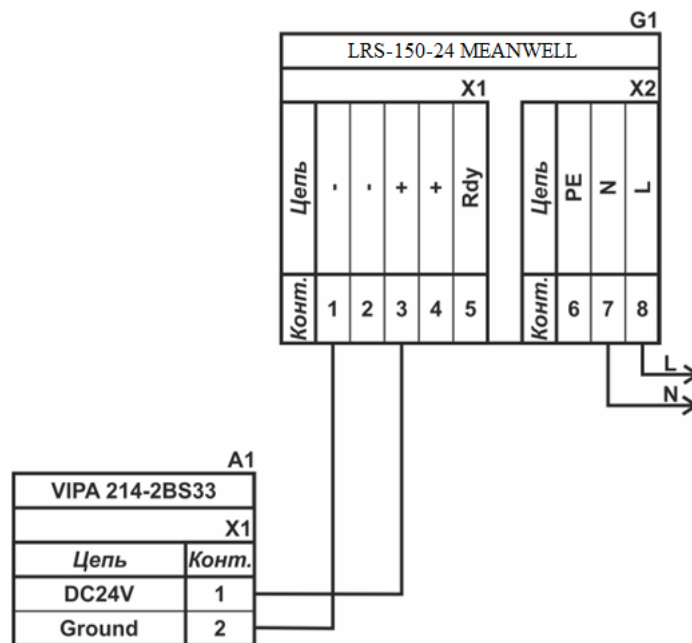


Рисунок 2.13 – Схема підключення програмованого логічного контролера до блока живлення

Газовий пальник не потребує окремого блока живлення так як він живиться від трифазної мережі напругою ~ 380 В.

2.4 Розробка функціональної схеми автоматизації

На основі вимог до підсистеми управління температурою сировини на виході печі та обраного апаратного забезпечення розроблена функціональна схема автоматизації, яка наведена на рис. 2.14.

У якості пристрою управління використовується програмований логічний контролер (UY 5 – VIPA 214-2BS33). Програмований логічний контролер підключено до системи управління ділянкою дезодорації нафти якій відповідає контролер більш високого рівня (UY 6), зв'язок між ними реалізовано за допомогою інтерфейсу RS-485.

Температура сировини на виході печі вимірюється за допомогою датчика температури (TE 2-1 – ДТС015.И) вимірне значення за допомогою вбудованого

до датчика перетворювача (ТТ 2-2 – ДТС015.И) трансформується в стандартний струмовий сигнал $4\div 20$ мА.

Температура сировини на вході печі вимірюється за допомогою датчика температури (ТЕ 4-1 – ДТС015.И) вимірне значення за допомогою вбудованого до датчика перетворювача (ТТ 4-2 – ДТС015.И) трансформується в стандартний струмовий сигнал $4\div 20$ мА.

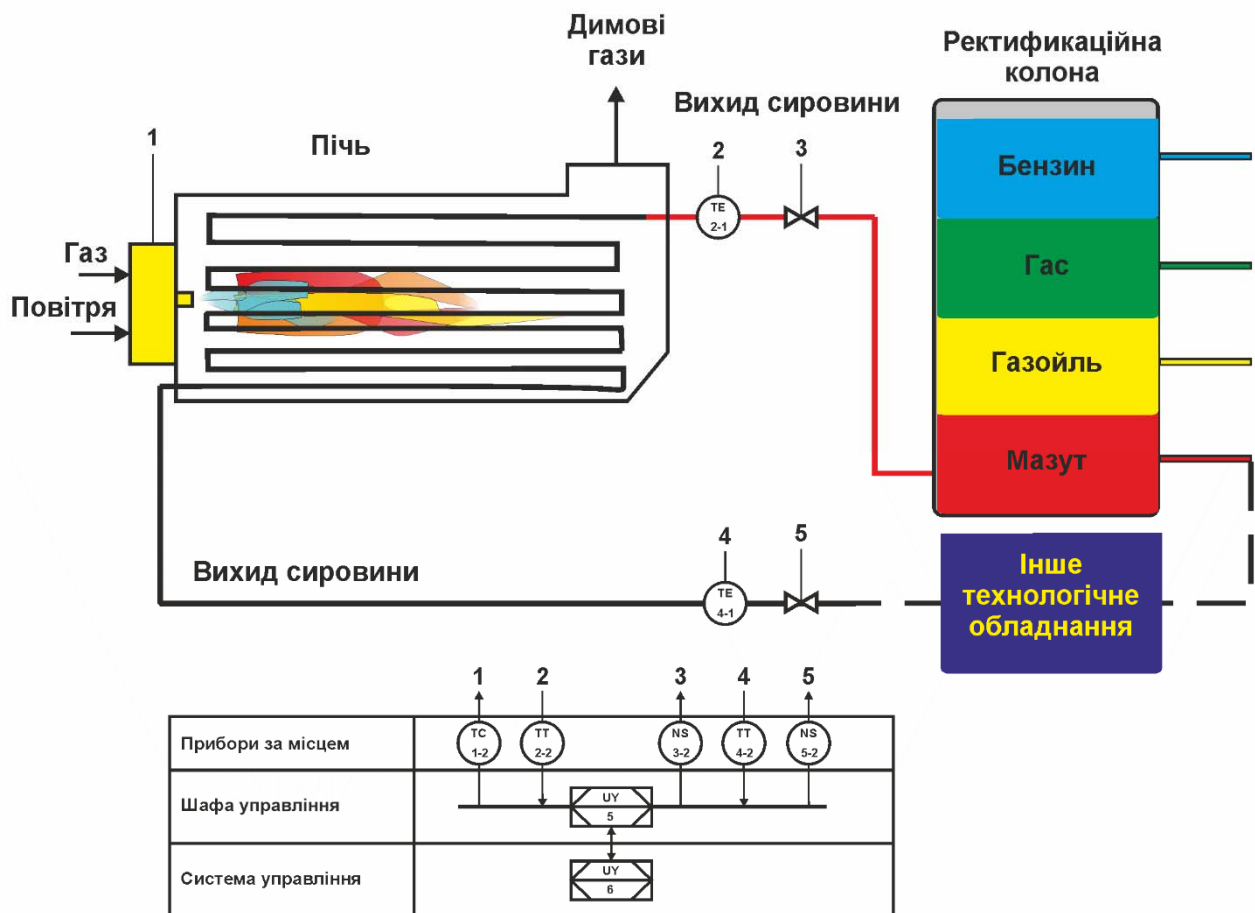


Рисунок 2.14 – Функціональна схема автоматизації підсистеми управління

На підставі значення температури програмований логічний контролер (UY 5 – VIPA 214-2BS33) формує керуючий вплив, який за допомогою інтерфейсу RS-485 передається газовому пальнику (TC 1-2 – MD-G-1250) і який виконує нагрів сировини на виході печі.

Якщо температура сировини на виході печі перевищує $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ клапан (NS 3-2 – ODE 21W8KB650 2 1/2" H3) закривається та сировина не потрапляє до ректифікаційної колони.

Якщо температура сировини на виході печі перевищує 400 °С клапан (NS 5-2 – ODE 21W8KB650 2 1/2" НЗ) закривається та сировина не потрапляє до печі.

Якщо температура сировини на виході печі перевищує 400°С клапан (NS 3-2 – ODE 21W8KB650 2 1/2" НЗ) UY 5 – VIPA 214-2BS33) формує керуючий вплив, який за допомогою інтерфейсу RS-485 ш передається газовому пальнику (TC 1-2 – MD-G-3200) який зупиняє нагрів печі.

2.5 Розробка схеми електричної принципової

На основі функціональної схеми автоматизації та обраного апаратного забезпечення розроблена схема електрична принципова підсистеми управління температурою сировини на виході печі (рис. 2.15).

В підсистемі використовуються два блока живлення. Блок живлення LRS-150-24 MEANWELL (G1) підключено до програмованого логічного контролеру VIPA 214-2BS33 (A1). Блок живлення LRS-150-24 MEANWELL (G2) підключено до модулю дискретного виводу VIPA 222-1BF00 (A1 – X5), датчику температури сировини на виході печі (BK1 - ДТС015.И) та датчику температури сировини на вході печі (BK2 - ДТС015.И).

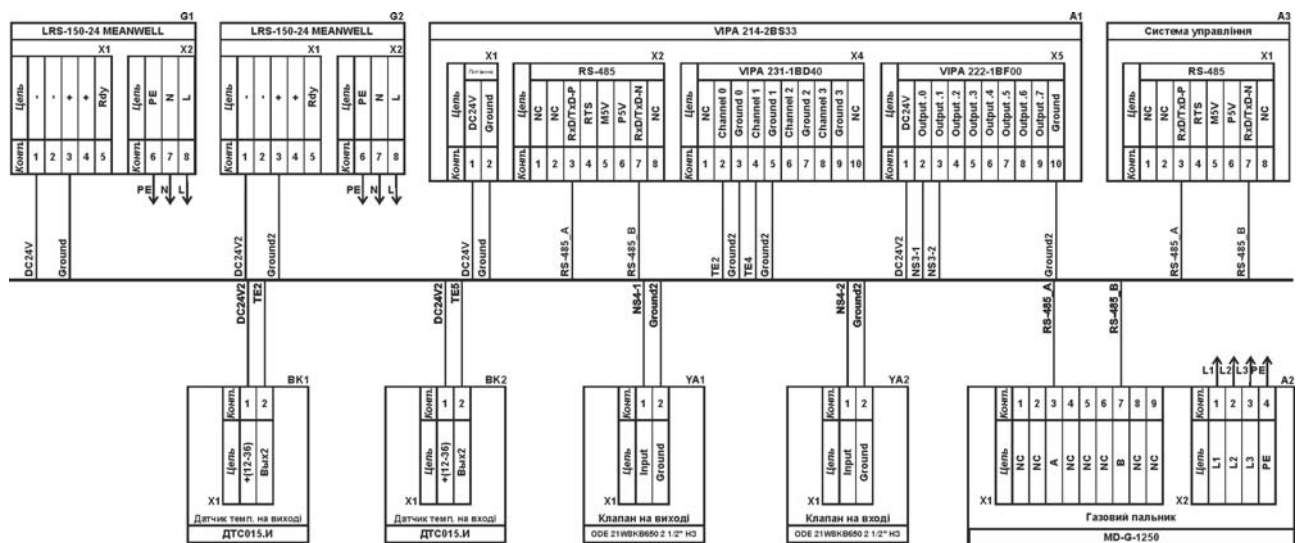


Рисунок 2.15 – Схема електрична принципова підсистеми управління

Зв'язок між програмованим логічним контролером VIPA 214-2BS33 (A1) та системою управління лінією дезодорації (A3) реалізовано за допомогою інтерфейсу RS-485 (A1 – X2). Зв'язок між контролером та газовим пальником MD-G-1250 (A2) також реалізовано за допомогою інтерфейсу RS-485. Газовий пальник живиться від трифазної мережі.

Вимірювання температури на виході печі датчик ДТС015.И (BK1), який підключено до модулю аналогового вводу VIPA 231-1BD40 (A1 – X4) до каналу 0 за допомогою стандартного струмового сигналу $4\div 20$ мА.

Вимірювання температури на вході печі виконує датчик ДТС015.И (BK2), який підключено до модулю аналогового вводу VIPA 231-1BD40 (A1 – X4) до каналу 1 за допомогою стандартного струмового сигналу $4\div 20$ мА.

Управління клапаном сировини на виході печі YA1 - ODE 21W8KB650 2 1/2" НЗ реалізовано за допомогою модулю дискретного виводу VIPA 222-1BF00 (A1 – X5). При наявності на вході клапану напруги +24 В він відкривається, а при вимиканні напруги він самостійно повертається до зачиненого стану.

Управління клапаном сировини на вході печі YA2 - ODE 21W8KB650 2 1/2" НЗ реалізовано за допомогою модулю дискретного виводу VIPA 222-1BF00 (A1 – X5). При наявності на вході клапану напруги +24 В він відкривається, а при вимиканні напруги він самостійно повертається до зачиненого стану.

2.6 Висновки по розділу

У якості об'єкта управління виступає підсистема управління процесом підігріву сировини у печі трубчастій нагрівальній горизонтальній - ПТНГ-V-Г-12,5-СД.

У цьому розділі вибрано апаратно-програмні засоби для створення підсистеми управління, розроблена функціональна схема автоматизації, розроблена схема принципова підсистеми управління.

3 ВИЗНАЧЕННЯ МОДЕЛІ ОБ'ЄКТА УПРАВЛІННЯ

3.1 Розробка структурної схеми інформаційних потоків дослідницької системи

Система дослідження призначена для збору інформації про об'єкт управління. Основними функціями системи є формування або реєстрування керуючого впливу, який подається на об'єкт управління, реєстрування дійсного значення на виході об'єкта, візуалізація отриманих даних та їх надання у зручному для подальшої обробки виді.

Згідно з завданням та розробленим апаратним забезпеченням підсистеми до контуру управління температурою сировини об'єкт управління, в якості котрого виступає піч для підігріву сировини ділянки переробки нафти, датчик температури, в якості котрого виступає термоелектричний перетворювач який має діапазон вимірювання $-40 \div 500$ °C з сигналом струму $4 \div 20$ mA, пристрій управління, в якості котрого виступає програмований логічний контролер VIPA 214-2BS33 та газовий пальник MD-G-1250, який підключено до контролеру за допомогою інтерфейсу RS-485 та який має діапазон потужності від 2,0 – 12,5 MWт ($16,0 \div 100$ %). Візуалізація процесу управління відбувається за допомогою персонального комп'ютера з SCADA системою zenon. Така підсистема дозволяє крім функцій управління виконувати функції дослідження об'єкта для чого достатньо використати дослідницьке програмне забезпечення. Виходячи з цього розроблена структурна схема інформаційних потоків дослідницької системи яка наведена на рис. 3.1.

Згідно з структурною схемою система дослідження може формувати керуючий вплив у якості котрого виступає потужність пальника в діапазоні вимкнений, $7,0 \div 100$ %, за рахунок якої виконується нагрів пару яким своєю чергу виконується підігрів сировини в печі. Температура сировини вимірюється за допомогою відповідного датчика з діапазоном $-40 \div 500$ °C. Програмований логічний контролер виконує передачу сформованого впливу по RS-485 інтерфейсу до пальника та отримання значення температури сировини з датчика температури.

Зв'язок між програмованим логічним контролером та персональним комп'ютером з SCADA системою zenon також реалізується за допомогою інтерфейсу RS-485.



Рисунок 3.1 – Структурна схема інформаційних потоків дослідницької системи

Важливою особливістю управління нагрівом сировини є те що мінімальна потужність газового пальника становить 16,0 %. Тому процес вимірювання повинен починатися з моменту досягнення температури сировини усталеного значення при 16,0 % потужності газового пальника.

3.2 Розробка методики дослідження об'єкта управління

Система дослідження дозволяє формування різноманітних керуючих впливів та поданнях їх на газовий пальник. При цьому об'єкт управління не накладає ні яких обмежень на керуючий вплив. Виходячи з цього об'єкт управління можливо дослідити за допомогою метода активного експерименту.

З метою виконання ідентифікації об'єкта управління використовуючи метод активного експерименту необхідно отримати його динамічну характеристику, данні для побудови статичної характеристики, характеристику при П-образному керуючому впливі та перевіірочні данні. Виходячи з цього складено план експерименту:

1. Налаштувати систему дослідження.

2. Отримати динамічну характеристику.

2.1. Привести об'єкт управління до початкових умов, потужність пальника 16% (2,0 МВт), дочекатися досягнення усталеного режиму.

2.2. Запустити процес реєстрування.

2.3. Задати потужність пальника 100 % (10,5 МВт), дочекатися досягнення усталеного режиму.

2.5. Зупинити процес реєстрації.

3. Отримання даних за для побудови статичної характеристики.

3.1. Привести об'єкт управління до початкових умов, потужність пальника 16% (2,0 МВт), дочекатися досягнення усталеного режиму.

3.2. Запустити процес реєстрування на чотирьох однакових інтервалах часу – для чотирьох однакові шагів збільшення потужності на $(100-16)/4=21\%$, або $10,5*0,21=2,205$ МВт.

3.3. Задати потужність пальника 37 %, (3,885 МВт) дочекатися досягнення усталеного режиму.

3.4. Задати потужність пальника 58 % (6,09 МВт), дочекатися досягнення усталеного режиму.

3.5. Задати потужність пальника 79 % (8,295 МВт), дочекатися досягнення усталеного режиму.

3.6. Задати потужність пальника 100 % (10,5 МВт), дочекатися досягнення усталеного режиму.

3.7. Зупинити процес реєстрації.

4. Отримання даних при П-образному впливі.

4.1 Привести об'єкт управління до початкових умов, потужність пальника 16% (2,0 МВт), дочекатися досягнення усталеного режиму.

4.2 Запустити процес реєстрування.

4.3. Задати потужність пальника 100 % (10,5 МВт), дочекатися досягнення усталеного режиму.

4.4. Задати потужність пальника 16 % (2,0 МВт), дочекатися досягнення усталеного режиму.

4.5. Зупинити процес реєстрації.

5. Отримання перевірочних даних.

5.1. Привести об'єкт управління до початкових умов, потужність пальника 16% (2,0 МВт), дочекатися досягнення усталеного режиму.

5.2. Налаштувати псевдовипадковий вплив таким чином щоб період зміни впливу був у десять раз менший за час перехідного процесу, а амплітуда впливу змінювалася в діапазоні $16 \div 100$ % (2,0...10,5 МВт).

5.3. Запустити процес реєстрування.

5.4. Запустити формування псевдовипадкового впливу.

5.5. Виконувати реєстрацію на протязі часу п'яти перехідних процесів.

5.6. Зупинити процес реєстрації.

3.3 Виконання експерименту

На першому етапі проведення експерименту виконано налаштування системи дослідження таким чином, щоб керуючий вплив міг знаходитися в діапазоні 16...100 % (2,0...10,5 МВт), а значення температури сировини на виході печі нагріву в діапазоні 55...360 °С.

На другому етапі було виконано отримання динамічної характеристики об'єкта управління (рис. 3.2). Для цього газовий пальник було встановлено на потужність 16 % (2,0 МВт). Після досягнення усталеного режиму газовий пальник було встановлено на потужність 100 % (10,5 МВт). Після досягнення усталеного режиму експеримент було закінчено.

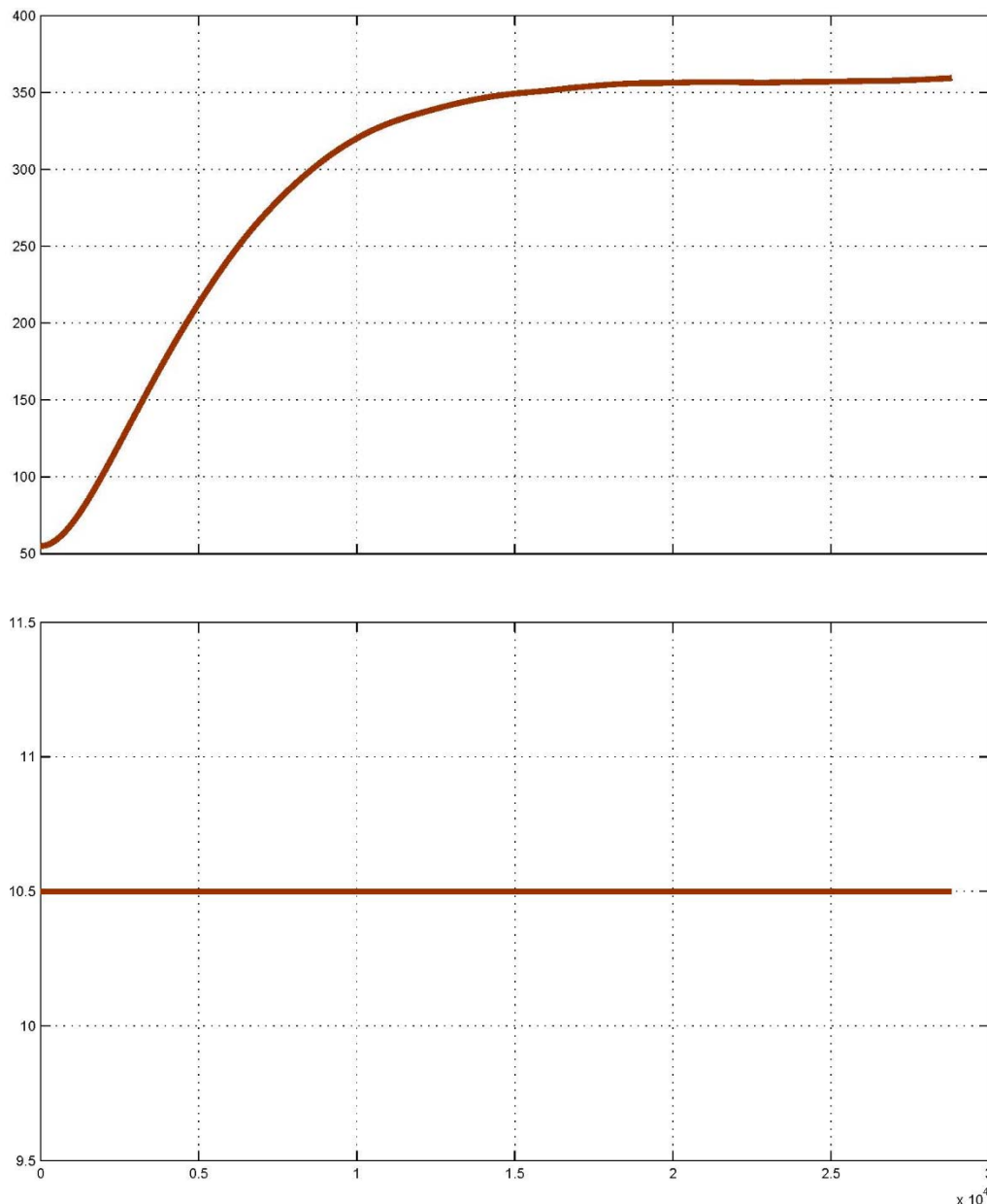


Рисунок 3.2 – Отримання динамічної характеристики

На третьому етапі було виконано отримання даних для побудови статичної характеристики (рис. 3.3). Для цього газовий пальник було встановлено на потужність 8 % (2,56 МВт). Після досягнення усталеного режиму газовий пальник було встановлено на потужність 31 % (9,92 МВт). Після досягнення усталеного режиму газовий пальник було встановлено на потужність 54 % (17,28 МВт). Після досягнення усталеного режиму газовий пальник було встановлено на потужність 77 % (24,64 МВт). Після досягнення усталеного режиму газовий пальник було встановлено на потужність 100 % (32,0 МВт). Після досягнення усталеного режиму експеримент було закінчився.

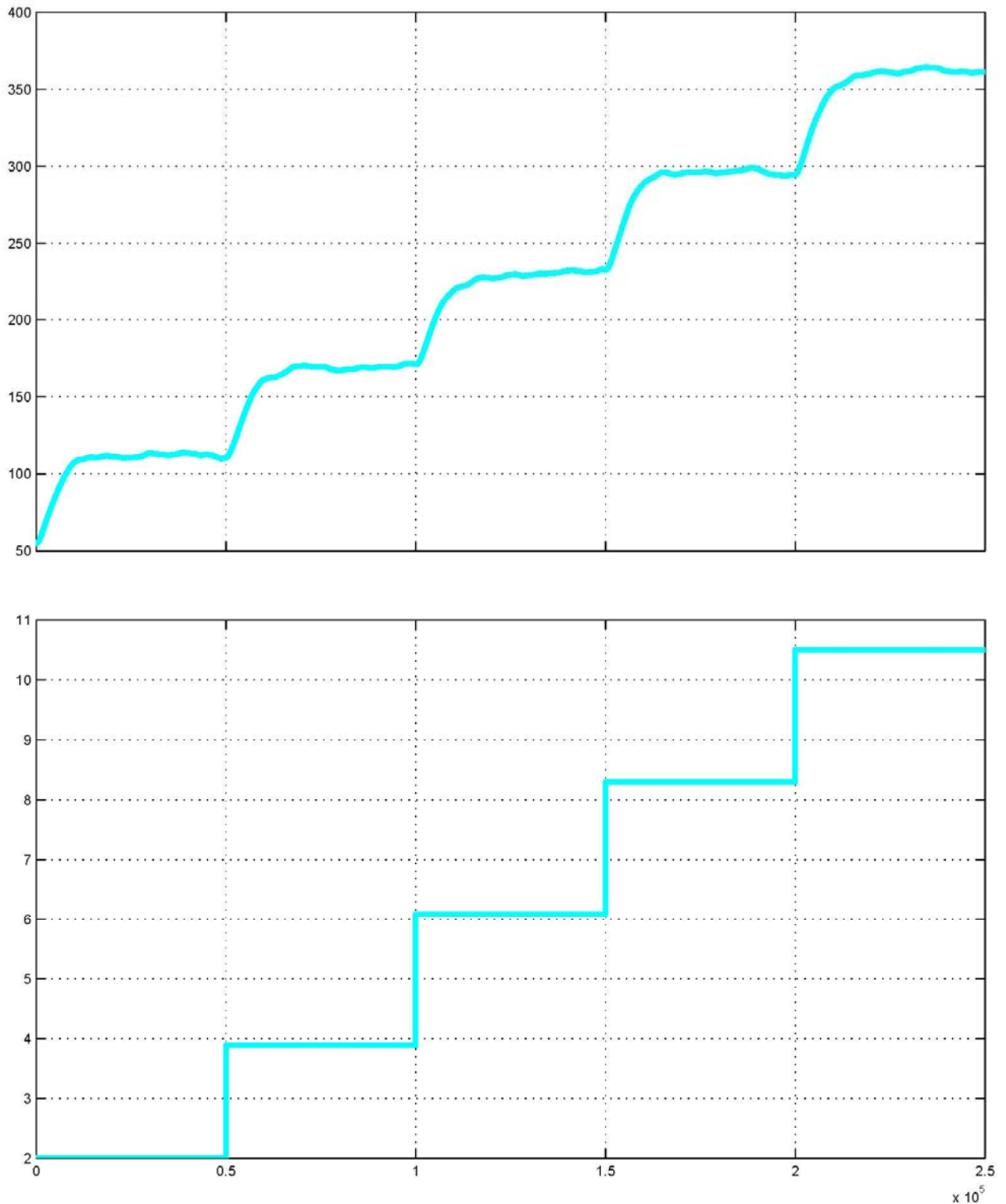


Рисунок 3.3 – Отримання даних для побудови статичної характеристики

На четвертому етапі було виконано отримання даних П-образному керуючому впливі (рис. 3.4). Для цього газовий пальник було встановлено на потужність 16 % (2,0 МВт). Після досягнення усталеного режиму газовий

пальник було встановлено на потужність 100 % (10,5 МВт). Після досягнення усталеного режиму газовий пальник було встановлено на потужність 16 % (2,0 МВт). Після досягнення усталеного режиму експеримент було закінчено.

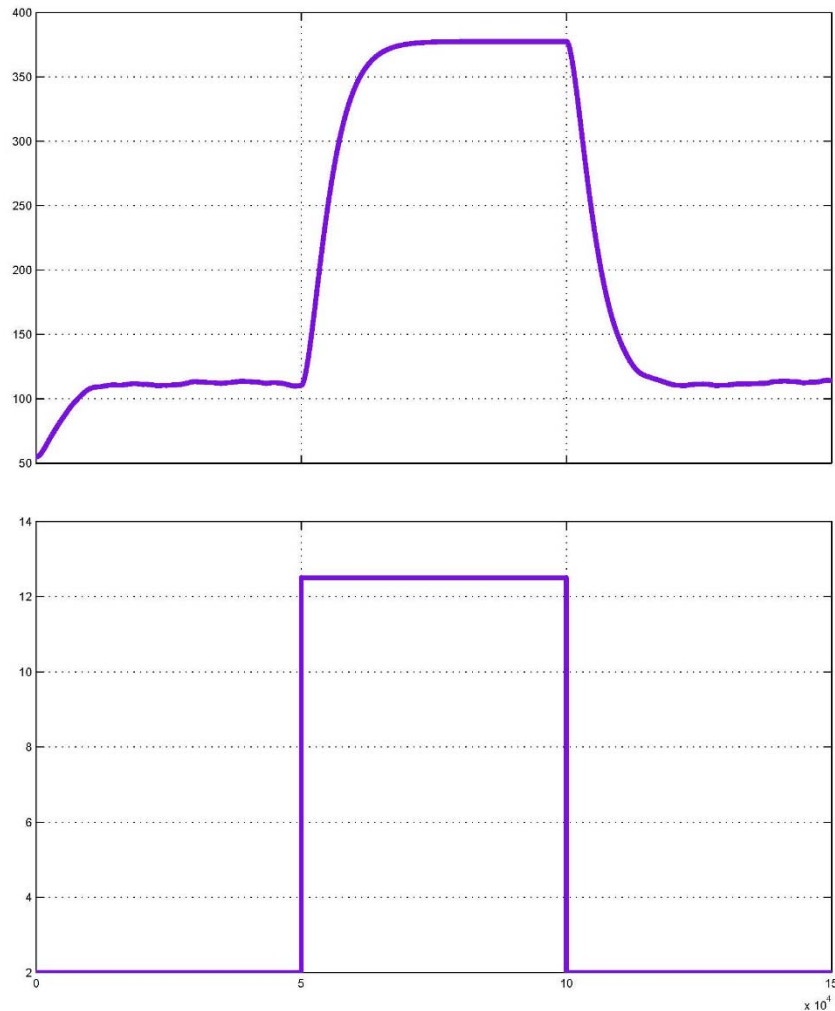


Рисунок 3.4 – Отримання даних при П-образному керуючому впливі

На п'ятому етапі було виконано отримання перевірочних даних (рис. 3.5). Для цього період псевдовипадкового впливу було налаштовано на 3 000 секунд. Реєстрація відбувалася на протязі 300 000 секунд.

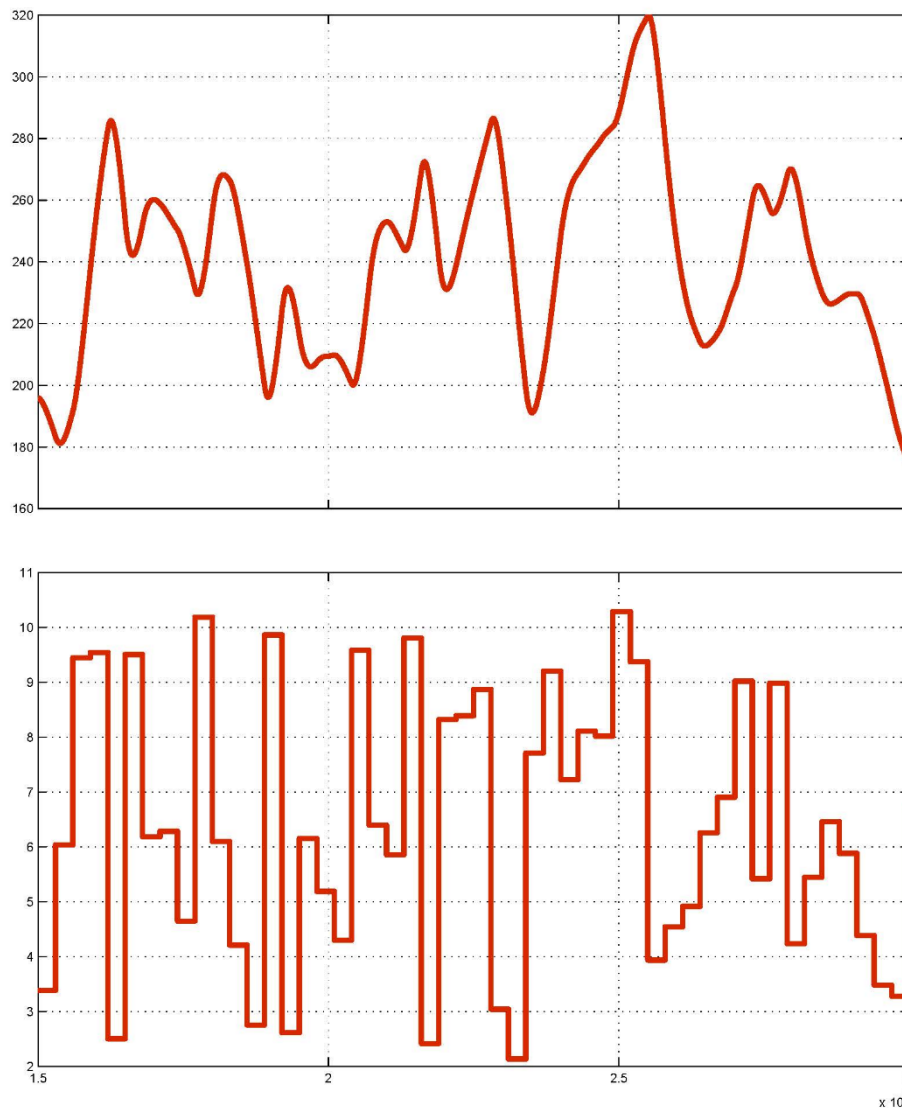


Рисунок 3.5 – Отримання перевірочних даних

У результаті виконання плану експерименту проведено всеосяжне дослідження об'єкта управління та отримані динамічна характеристика, дані для побудови статичної характеристики, дані при П-образному керуючому впливі та перевірочні дані.

3.4 Обробка результатів експерименту

3.4.1 Підготовка даних

Дані отримані в SCADA системі zenon було імпортовано до математичного пакета MATLAB з метою подальшої обробки (рис. 3.6). Змінні які відповідають даним динамічної характеристики “Dynamic_Power”, “Dynamic_Temperatur”, даним для побудови статичної характеристики

“Static_Power”, “Static_Temperature”, даним отриманим при П-образному керуючому впливі “P_Power”, “P_Temperature”, перевірочним даним “Check_Power”, “Check_Temperature”. Суфікс “_Power” позначає керуючий вплив, а суфікс “_Speed” дійсне значення.

Name	Value	Min	Max	Size
Check_Input	300001x1 double	2.0...	10....	300001x1
Check_Output	300001x1 double	55	319...	300001x1
Dynamic_Input	28801x1 double	2	10....	28801x1
Dynamic_Output	28801x1 double	55	359...	28801x1
P_Input	150001x1 double	2	12....	150001x1
P_Output	150001x1 double	55	377...	150001x1
Static_Input	250001x1 double	2	10....	250001x1
Static_Output	250001x1 double	55	364...	250001x1

Рисунок 3.6 – Імпортовані данні

Для спрощення подальшого аналізу дані були конвертовані до об’єктів типу “iddata”:

```
>> Dynamic_Raw=iddata(Dynamic_Temperature, Dynamic_Power, 1);
>> Static_Raw=iddata(Static_Temperature, Static_Power, 1);
>> P_Raw=iddata(P_Temperature, P_Power, 1);
>> Check_Raw=iddata(Check_Temperature, Check_Power, 1);
```

З отриманих даних була видалена статична складова:

```
>> Dynamic_Raw_Trend = getTrend(Dynamic_Raw);
>> Dynamic_Raw_Trend.OutputOffset = 55;
>> Dynamic_Raw_Trend.InputOffset = 2.0;
>> Dynamic = detrend(Dynamic_Raw, Dynamic_Raw_Trend);
>> plot(Dynamic)
>> Static_Raw_Trend = getTrend(Static_Raw);
>> Static_Raw_Trend.OutputOffset = 55;
>> Static_Raw_Trend.InputOffset = 2.0;
>> Static = detrend(Static_Raw, Static_Raw_Trend);
>> plot(Static)
>> P_Raw_Trend = getTrend(P_Raw);
>> P_Raw_Trend.OutputOffset = 55;
>> P_Raw_Trend.InputOffset = 2.0;
>> P = detrend(P_Raw, P_Raw_Trend);
>> plot(P)
>> Check_Raw_Trend = getTrend(Check_Raw);
>> Check_Raw_Trend.OutputOffset = 55;
>> Check_Raw_Trend.InputOffset = 2.0;
```



```
>> Check = detrend(Check_Raw, Check_Raw_Trend);
>> plot(Check)
```

Дані температури сировини на виході печі, отримані при П-образному керуючому впливі, було розділено на дві змінні. До першої змінної “P_First” увійшли данні етапу підйому дійсного значення з 16% (2,0 МВт) до 100% (12,5 МВт), а до другої змінної “P_Second” увійшли данні етапу спаду дійсного значення з 100% (12,5 МВт) до 16% (2,0 МВт).

3.4.2 Структурна ідентифікація

З метою оцінки структури моделі об’єкта управління проаналізуємо динамічну характеристику об’єкта управління (рис. 3.7). Після подачі керуючого впливу температура змінюється без затримки, виходячи з цього можливо зробити висновок, що об’єкт не володіє запізненням. Крім того на динамічній характеристиці відсутня інерція, характер перехідного процесу монотонний, а кількість перегинів дорівнює двом. На підставі цього можливо зробити висновок, що модель об’єкта управління може бути представлена у вигляді аперіодичної ланки другого порядку без запізнення.

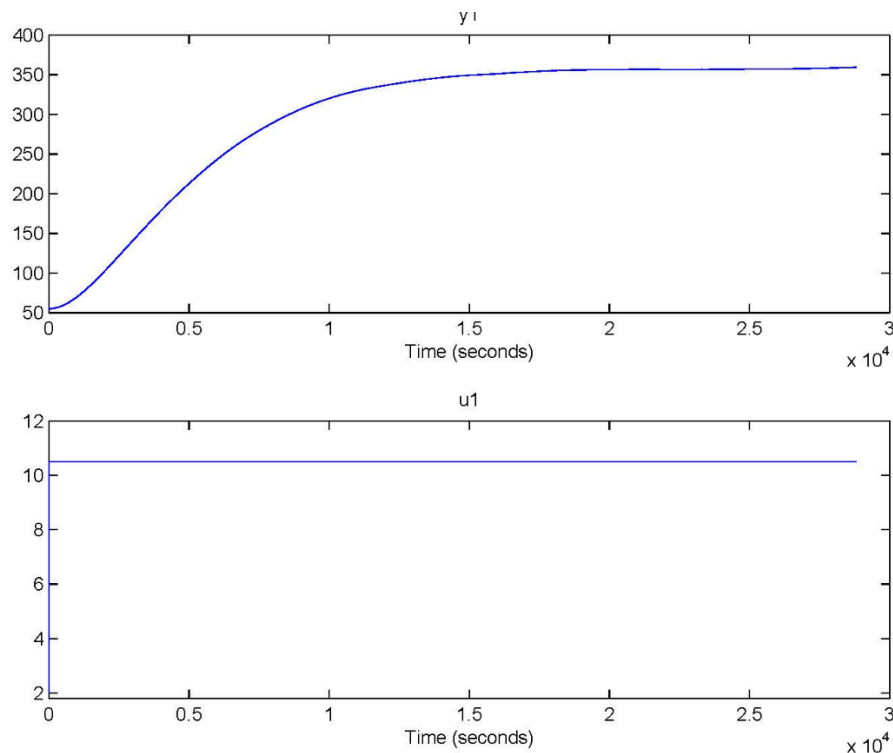


Рисунок 3.7 – Динамічна характеристика

Проаналізуємо об'єкт управління на лінійність для цього побудуємо його статичну характеристику (рис. 3.8):

```
Static_Input_Vector = [0      50000  100000  150000  200000];
Static_Output_Vector = [2.0    3.885   6.09    8.295   10.5];
plot(Static_Input_Vector, Static_Output_Vector, '-ok', 'LineWidth', 3)
```

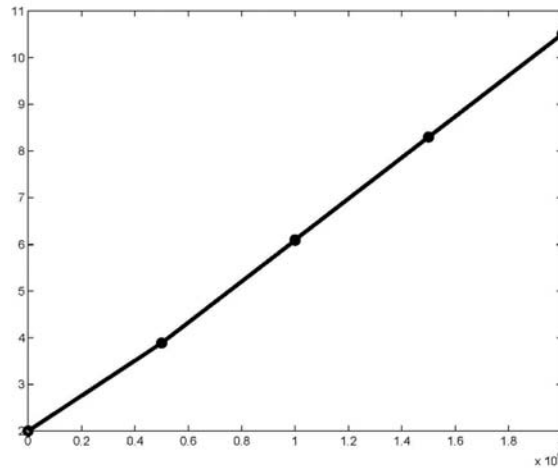


Рисунок 3.8 – Статична характеристика

Статична характеристика об'єкта управління лінійна. На підставі цього можливо зробити висновок, що об'єкт управління також є лінійним у діапазоні потужності 16...100 % (2,0...12,5 МВт).

Проаналізуємо характеристику отриману при П-образному керуючому впливі (рис. 3.9). Змінення потужності газового пальника від 16 % до 100 % (2,0...12,5 МВт) приводить до відповідного збільшення температури нафти, а зменшення потужності від 100 % до 16 % (12,5...2,0 МВт) приводить до відповідного зменшення температури нафти. На підставі цього можливо зробити висновок, що об'єкт не володіє інтегруючими властивостями є об'єктом з самовирівнюванням.

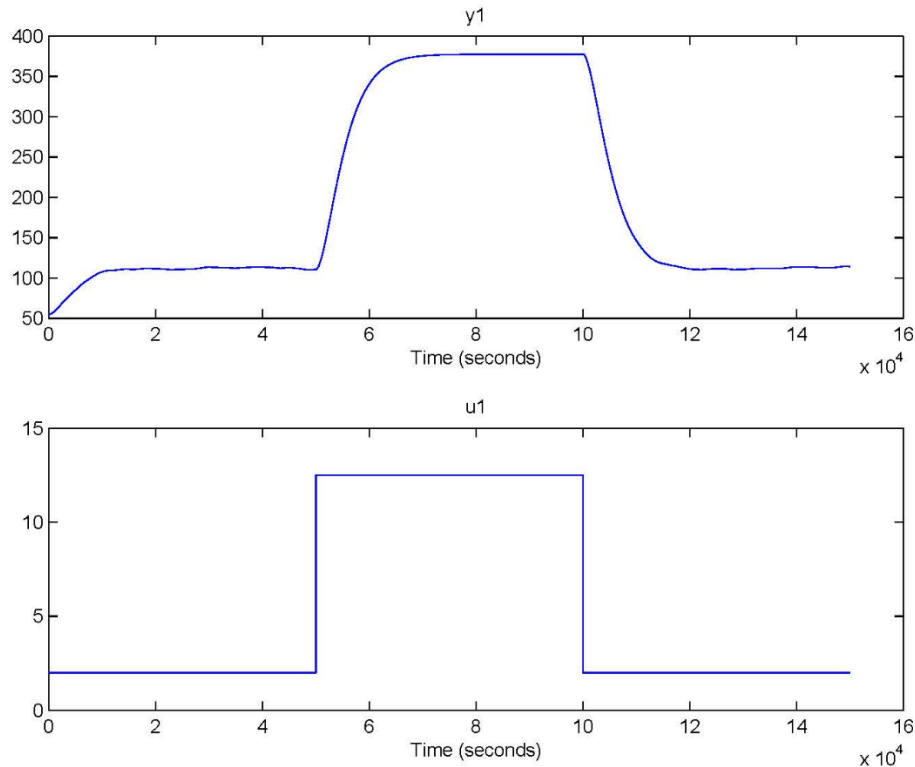


Рисунок 3.9 – Характеристика при П-образному керуючому впливі

На підставі даних отриманих при П-образному керуючому впливі виконаємо перевірку об'єкта управління на симетричність:

```
>> (std(P_First) - std(P_Second)) * 100.0 / 124.8
ans =
    0.052489311824845
```

Так як різниця стандартних відхилень етапу підйому до етапу спаду відносно діапазону зміни температури сировини на виході печі 305,0 °С становить 0,05 %, що є значно меншим ніж величина технічної похибки 10 %, об'єкт управління є симетричним.

Виходячи з проведеного аналізу експериментальних даних можливо зробити висновок, що об'єкт управління може бути представлений в виді аперіодичної ланки другого порядку без запізнення.

$$W(s) = \frac{k}{(T1s + 1) * (T2s + 1)} \quad (3.1)$$

де $W(s)$ – передавальна функція;

k – коефіцієнт підсилення;

$T1$ – перша постійна часу (с);

$T2$ – друга постійна часу (с).

3.4.3 Параметрична ідентифікація

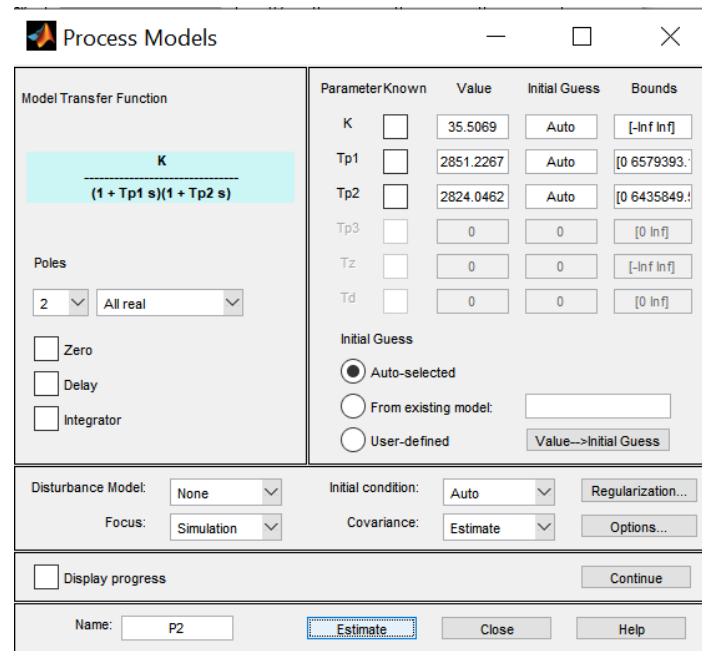
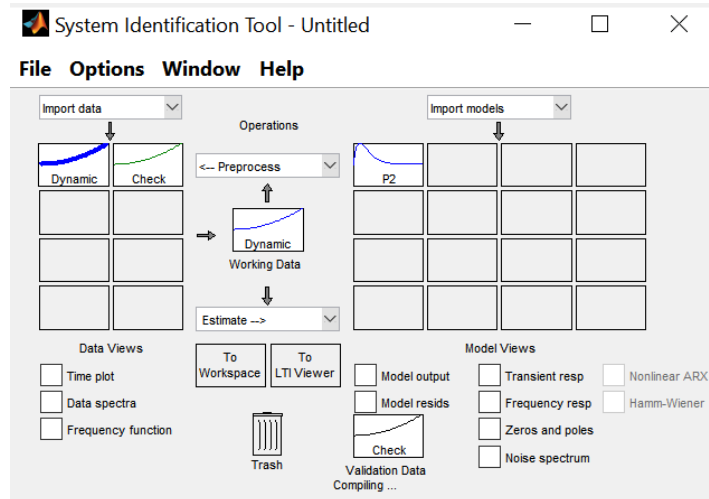
При аналізі динамічної характеристики було встановлено, що об'єкт управління є лінійним, згідно з його статичній характеристиці розраховано коефіцієнт підсилення:

$$k = \frac{350 - 55}{12,5} = 29.048. \quad (3.2)$$

Подальше визначення параметрів об'єкта управління виконано за допомогою "System Identification Toolbox", для якого у якості робочих даних використані данні динамічної характеристики "Dynamic", а перевірочні данні "Check" для оцінки відповідності моделі об'єкта управління, так як ці данні раніше не використовувалися при ідентифікації.

Для визначення параметрів моделі об'єкта управління використано метод "Process Models". Налаштування параметрів ідентифікації та перевірка результатів розрахунків наведена на рис. 3.10 та в табл. 3.1.

Отримані моделі «P2» відповідає параметрам об'єкта управління на 98.08 % за нормованим середнє квадратичним відхиленням. Виходячи з цього для створення моделі об'єкта управління обрані параметри моделі «P2».



```

Process model with transfer function:
      Kp
G(s) = -----
      (1+Tp1*s)(1+Tp2*s)

      Kp = 35.507
      Tp1 = 2851.2
      Tp2 = 2824

Name: P2
Parameterization:
'P2'
Number of free coefficients: 3
Use "getpvec", "getcov" for parameters and their uncertainties.

Status:
Estimated using PROCEST on time domain data "Dynamic".
Fit to estimation data: 98.07%
FPE: 4.884, MSE: 2.903

```

Рисунок 3.10 – Налаштування Process Models s ідентифікація

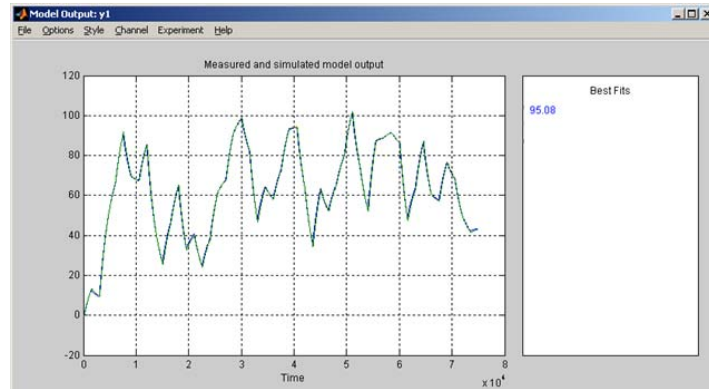


Рисунок 3.11 – Перевірка результатів розрахунків

Таблиця 3.1 – Результати розрахунків параметрів об'єктів управління

Назва параметру	P1
k	35.507
T_1, c	2851.2
T_2, c	2824.0
τ	30
Dynamic – Динамічна характеристика	
NRMSE, %	98.07
FPE	4.884
MSE	2.903
Check – Перевірочні данні	
NRMSE, %	95.08

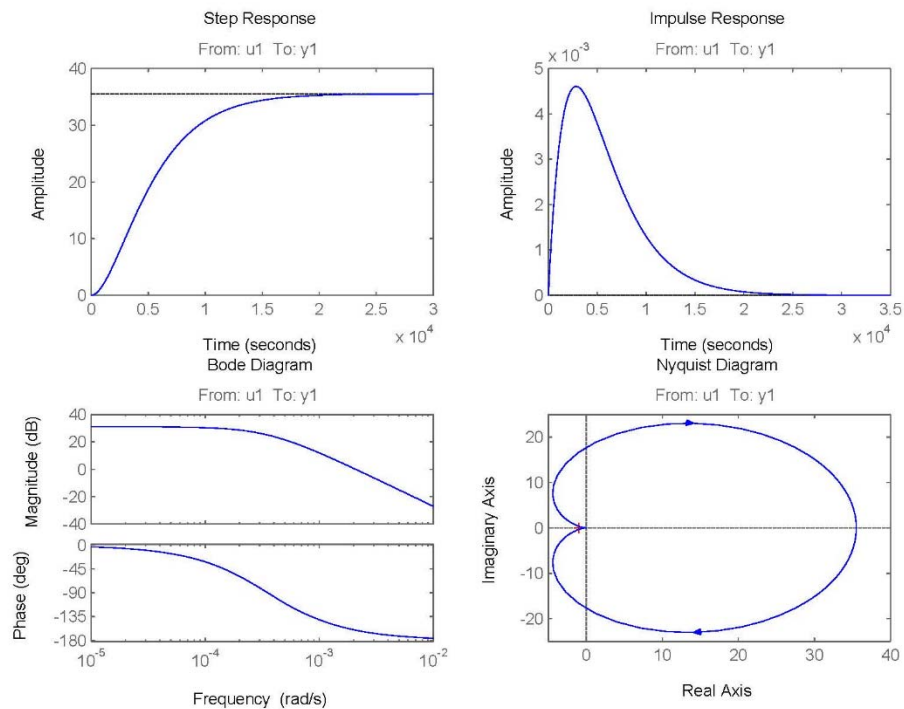


Рисунок 3.12 – Характеристики моделі управління

На підставі виконаних досліджень отримана модель об'єкта управління у виді передавальної функції:

$$W(s) = \frac{35.507}{(2851.2s + 1) * (2824.0s + 1)} \quad (3.2)$$

3.4.4 Розробка моделі об'єкта управління в Simulink

За результатами ідентифікації розроблена модель об'єкта управління в графічному середовищі імітаційного моделювання Simulink (рис. 3.13) у вигляді передавальної функції.

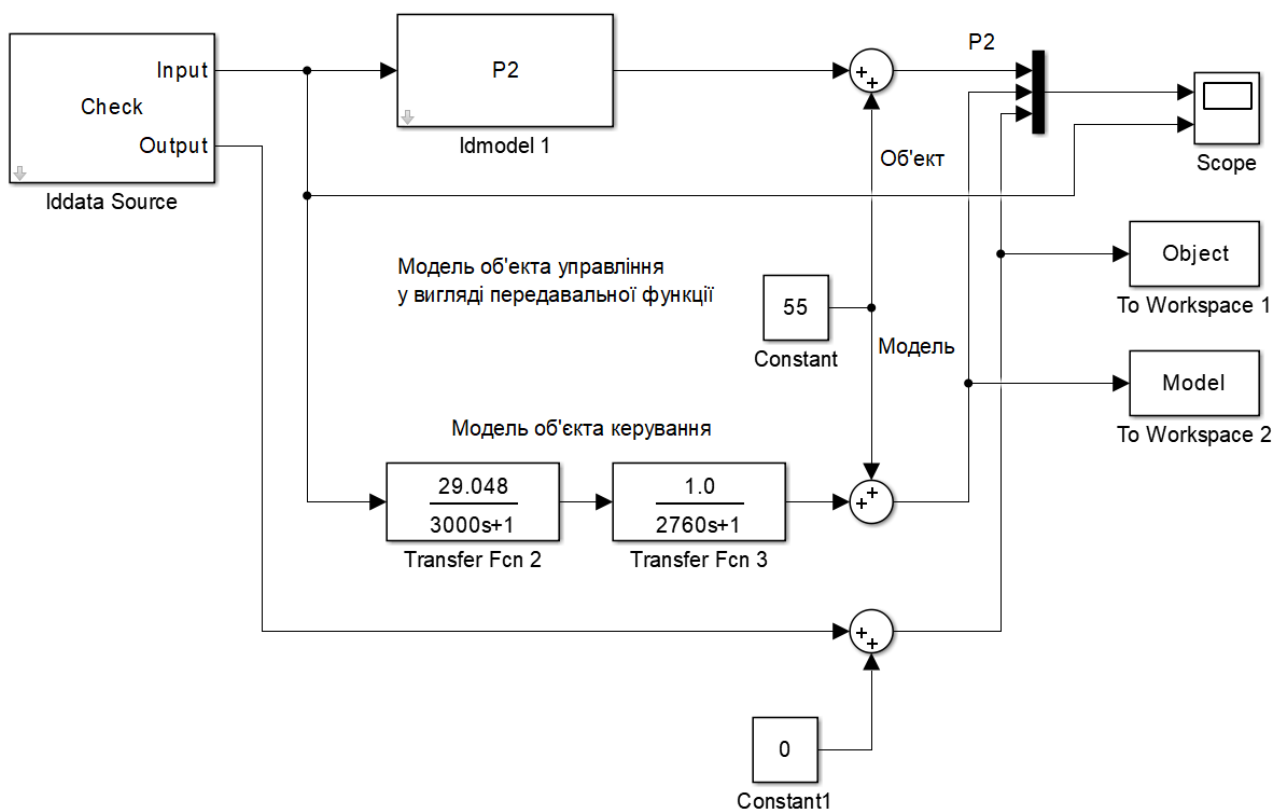


Рисунок 3.13 – Модель об'єкта управління в середовищі Simulink

Результати моделювання об'єкта управління з використання перевірочних даних наведені на рис. 3.14. Отримана модель об'єкта у вигляді передавальної функції не відрізняється від моделі об'єкта отриманої у програмному забезпеченні “System identification toolbox”. Крім того результати моделювання практично не відрізняються від перевірочних даних. Таким чином отриману

модель у вигляді передавальної функції може бути використано замість моделі отриманої на етапі параметричної ідентифікації.

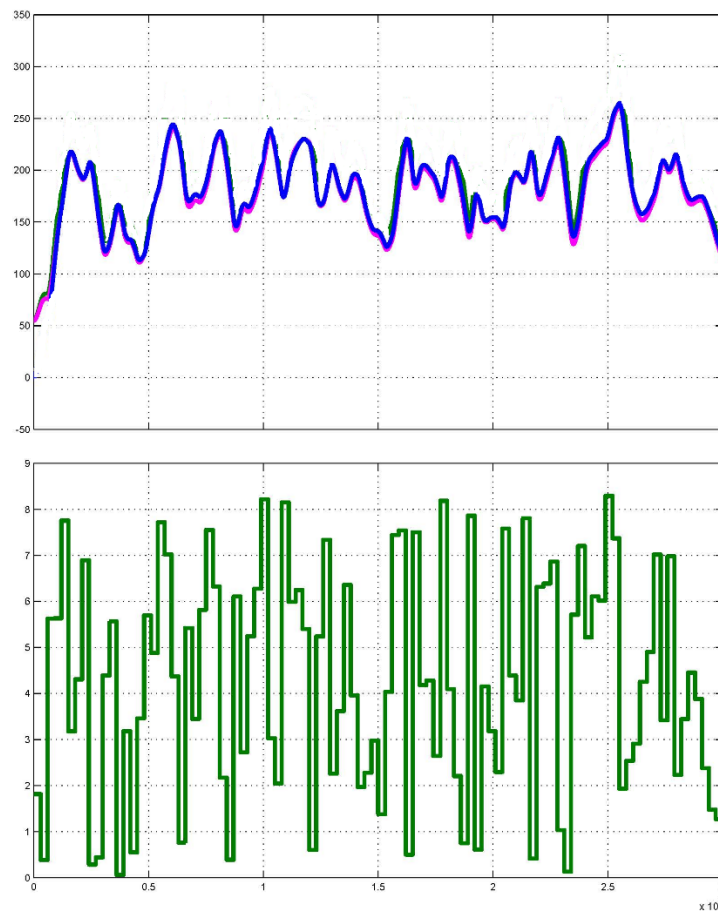


Рисунок 3.14 – Результати моделювання з використання перевірочних даних

3.4.5 Перевірка моделі на адекватність

На підставі результатів моделювання та перевірочних даних виконано аналіз адекватності моделі об'єкта управління за методом нормованого середнього квадратичного відхилення:

```
>> nrmse = goodnessOfFit(Model, Object, 'NRMSE') * 100.0
nrmse =
    98.08
```

Згідно з результатами модель відповідна до об'єкта управління на 98.08 %, а тому є адекватною та може бути використана для моделювання об'єкта управління в подальших дослідженнях.

Остаточна модель об'єкта управління наведена на рис. 3.15, а результати моделювання на рис. 3.16.

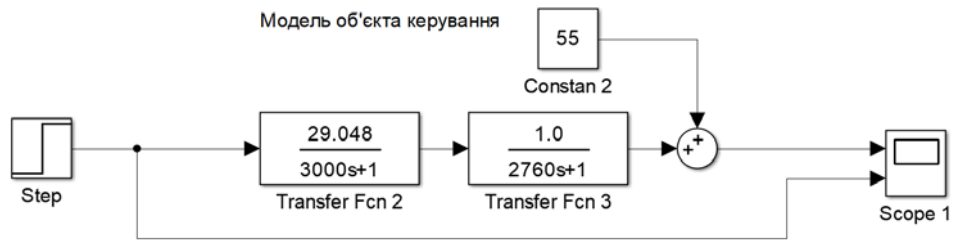


Рисунок 3.15 – Остаточна модель об'єкта управління

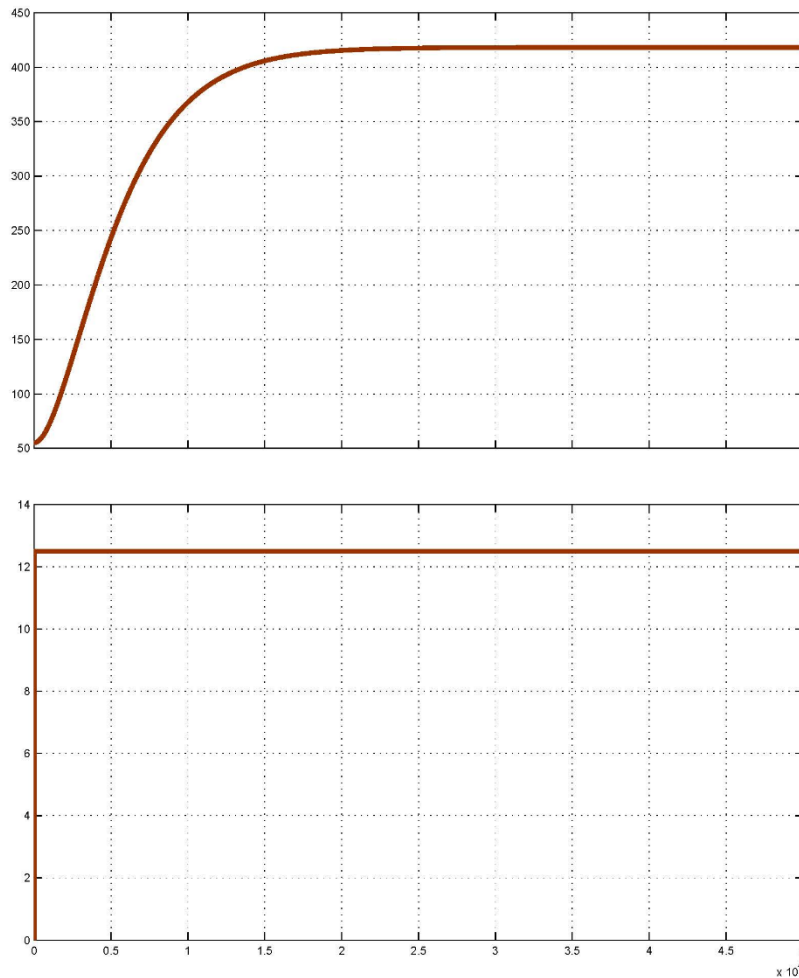


Рисунок 3.16 – Результати моделювання

3.5 Висновки по розділу

Виходячи з отриманих результатів можливо зробити висновок, що модель відповідає об'єкту керування, та може бути використана для подальшої розробки системи керування.

4 ЕКОНОМІКА

Розвиток технічних, апаратних і програмних засобів, дає можливість підприємствам зменшувати витрати, підвищувати якість продукції, збільшувати швидкість виробництва, автоматизувати процеси і безліч інших рішень.

У цьому розділі приведено економічне обґрунтування доцільності використання автоматизована система управління.

4.1 Розрахунок капітальних витрат

4.1.1 Розрахунок трудомісткості розробки програмного забезпечення

Трудомісткість обробки праці програмного забезпечення можна розрахувати по формулі:

$$t = t_0 + t_d + t_a + t_n + t_{opl} + t_d, \text{ людино-годин} \quad (4.1)$$

- де t_0 – витрати праці на підготовку і опис поставленого завдання;
 t_d – витрати праці на дослідження алгоритму рішення завдання;
 t_a – витрати праці на обробку блок-схеми алгоритму;
 t_n – витрати праці на програмування по готовій блок-схемі;
 t_{opl} – витрати праці на налаштування програм на ЕОМ;
 t_d – витрати праці на підготовку документації за завданням.

Складові частини витрат праці визначаються на підставі умовної кількості оброблюваних операторів в програмному забезпеченні. До них відносять ті оператори, яких необхідно написати в процесі роботи над програмою з урахуванням можливих уточнень в постановці завдання і удосконалення алгоритму.

Умовна кількість операторів в програмі:

$$Q = q \cdot c \cdot (1 + p), \quad (4.2)$$

- де q – кількість операторів, використовуваних в програмі;
 c – коефіцієнт складності програми;
 p – коефіцієнт корекції програми в процесі її обробки.

За узгодженням з керівником проекту, значення коефіцієнтів c і p були узяті відповідно до 1,25 і 0,2.

Таким чином, для програми, описаної в роботі:

$$Q = 1200 \cdot 1,25 \cdot (1 + 0,2) = 1800 \text{ операторів}$$

Оцінка витрат праці на підготовку і опис завдання складають $t_0=10$.

Витрати праці на вивчення опису завдання визначаються з уточненням опису і кваліфікації програміста по формулі:

$$t_u = \frac{Q \cdot B}{(75 \dots 85) \cdot k}, \text{людино - годин,} \quad (4.3)$$

де B – коефіцієнт збільшення витрат праці $B=1,2,1,5$;

k – коефіцієнт програміста, які визначається залежно від стажу роботи за фахом.

В даному випадку коефіцієнт $k = 0,8$ - при стажі роботи до 2 років.

Таким чином, витрати праці на вивчення опису завдання :

$$t_o = \frac{1800 \cdot 1,3}{85 \cdot 0,8} = 34,4 \text{ людино - годин.}$$

Витрати праці на обробку алгоритму рішення задачі :

$$t_a = \frac{Q}{(20 \dots 25) \cdot k}, \text{людиног - годин,} \quad (4.4)$$

$$t_a = \frac{1800}{25 \cdot 0,8} = 90 \text{ человеко - часов.}$$

Витрати праці на складання програми по готовій блок-схемі:

$$t_n = \frac{Q}{(20 \dots 25) \cdot k}, \text{людино - годин,} \quad (4.5)$$

$$t_n = \frac{1800}{25 \cdot 0,8} = 90 \text{ людино - годин.}$$

Витрати праці на налаштування програм ЕОМ розраховуються по формулі, за умови автономного налаштування одного завдання :

$$t_{oml} = \frac{Q}{(4 \dots 5) \cdot k}, \text{людино - годин,} \quad (4.6)$$

$$t_{oml} = \frac{1800}{5 \cdot 0,8} = 450 \text{ людино - годин.}$$

Витрати праці на підготовку документації за завданням визначаються по формулі:

$$t_o = t_{op} + t_{oo}, \text{людино-годин},$$

де t_{op} – трудомісткість підготовки матеріалів до рукопису;
 t_{oo} – трудомісткість редагування, друку і оформлення
документації.

$$t_{op} = \frac{Q}{(15...20) \cdot k}; \quad (4.8)$$

$$t_{op} = \frac{1800}{20 \cdot 0,8} = 112,5 \text{ людино-годин},$$

$$t_{oo} = 0,75 \cdot t_{op}; \quad (4.9)$$

$$t_{oo} = 0,75 \cdot 112,5 = 84,4 \text{ людино-годин},$$

$$t_o = 112,5 + 84,4 = 196,9 \text{ людино-годин},$$

$$t = 10 + 34,4 + 90 + 90 + 450 + 196,9 = 871,3 \text{ людино-годин}.$$

Таким чином, трудомісткість розробки програмного забезпечення складає 871,3 людино-годин.

4.1.2 Розрахунок витрат на створення програмного забезпечення

Витрати на створення програмного забезпечення ($K_{пз}$) включають витрати на заробітну плату розробника програми і вартість машинного часу, необхідного для налаштування програми на ЕОМ (Змн) :

$$K_{пз} = Z_{пз} + Z_{мч}, \text{ грн.} \quad (4.10)$$

Заробітну плату розробника програми визначається по формулі:

$$Z_{пз} = t \cdot C_{пр}, \text{ грн.}, \quad (4.11)$$

де t – загальна трудомісткість розробки програмного забезпечення;

$C_{пр}$ – середньо-годинна заробітна плата програміста (основна і додаткова) з нарахуваннями, грн/годину. $C_{пр} = 45$ грн/годину.

$$Z_{пз} = 871,3 \cdot 45 = 37\,408,5 \text{ грн.}$$

Вартість машинного часу, необхідного для налаштування програми на ЕОМ :

$$Z_{мч} = t_{отл} \cdot C_{мч}, \text{ грн.}, \quad (4.12)$$

де t – трудомісткість відладки програм на ЕОМ;

$C_{мч}$ – вартість машино-години ЕОМ, грн/годину.

$C_{мч}=15$ грн/годину.

$$Z_{мв} = 450 \cdot 15 = 6750 \text{ грн,}$$

$$K_{по} = 37\,405,5 + 6750 = 44\,158,5 \text{ грн.}$$

Таким чином, витрати на створення програмного забезпечення складають 44 158,5 грн

4.1.3 Розрахунок додаткових капітальних витрат

Капітальні витрати - це засоби, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.

Капітальні витрати на розробку створюваної системи видаленого контролю показано в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 - Розрахунок капітальних витрат при розробці

№	Устаткування	Кількість, шт.	Ціна, грн	Монтажно-налагоджувальні роботи, грн	Всього
1	Датчик температури на вході ДТС015.И	1	527,00	42,16	569,16
2	Датчик температури на виході ДТС015.И	1	527,00	42,16	569,16
3	Газовий пальник MD-G-1250	1	4 125,00	330,00	4 455,00
4	Клапан на вході ODE 21W8KB650 2 1/2" НЗ	1	510,00	40,80	550,80
5	Програмований логічний контролер 214-2BS33	1	9 800,00	784,00	1 0584,00
6	Модуль дискретного вводу 221-1BF00	1	4 050,00	324,00	4 374,00
7	Модуль аналогового виводу 232-1BD40	1	9 800,00	784,00	10 584,00
8	Модуль дискретного виводу 222-1BF00	1	2 500,00	200,00	2 700,00
9	Блок живлення LRS-150-24 MEANWELL	1	2 500,00	200,00	2 700,00
	Всього	-	34 339,00	2 747,12	37 086,12

4.2 Експлуатаційні витрати

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію і обслуговування об'єкту проектування за певний період (наприклад, рік), виражені в грошовій формі:

$$Z_{\text{мек}} = C_a + C_z + C_c + C_m + C_э, \quad (4.13)$$

де C_a – амортизаційні відрахування;

C_z – заробітна плата обслуговуючого персоналу;

C_c – відрахування на соціальні заходи від заробітної плати (22 % від C_z);

C_m – витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт устаткування;

$C_э$ – вартість електроенергії, споживаної об'єктом.

Устаткування, розробленої системи, відноситься до 4 групи по мінімальних термінах корисного використання. Передбачуваний термін експлуатації системи складає 5 років.

Розрахунок амортизаційних відрахувань зробимо по методу прискореного зменшення залишкової вартості, де використовується подвоєна норма амортизації :

$$H_A = \frac{2}{t} \cdot 100, \% \quad (4.14)$$

де H_A - коефіцієнт амортизації, долі одиниць.

Перевагою цього методу є те, що впродовж перших років експлуатації об'єкту проектування накопичується значна сума коштів, необхідних для його відновлення.

Отже, норма амортизації для проекрованої і альтернативної системи управління складе:

$$H_{a a} = \frac{2}{5} \cdot 100 = 40\%, \quad H_{a \text{ пр}} = \frac{2}{5} \cdot 100 = 40\%.$$

$$C_a = \frac{\text{ПС} \cdot H_a}{100\%}, \text{ грн} \quad (4.15)$$

де C_a - річна сума амортизації, грн;

ПС - первинна вартість (капітальні витрати – К), грн.

$$C_a = C_z \cdot 0,4 = 37\,086,12 \cdot 0,4 = 14\,834,45 \text{ грн.}$$

Розрахуємо заробітну плату обслуговуючого персоналу:

$$C_3 = ((T_k - T_{np} - T_{вых} - T_{отп}) \cdot t_{см}) \cdot T_ч, \text{ грн}, \quad (4.16)$$

де T_k – кількість календарних днів у році;

T_{np} – кількість днів празників у році;

$T_{отп}$ – кількість днів відпустки у році;

$T_{вых}$ – кількість вихідних днів у році;

t_m – термін зміни;

$T_ч$ – середньо-годинна заробітна плата.

$$C_3 = (((365-10-104-20) \cdot 8) \cdot 42 = 77\ 616 \text{ грн.}$$

Розрахуємо відрахування на соціальні заходи від заробітної плати:

$$C_c = 0,22 \cdot C_3 = 0,22 \cdot 77\ 616 = 17\ 075,52 \text{ грн.}$$

Розрахуємо витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт устаткування:

$$C_T = 0,01 \cdot K = 0,01 \cdot 37\ 086,12 = 370,86 \text{ грн.}$$

Розрахуємо вартість електроенергії, споживаної об'єктом:

$$C_э = K_э \cdot ds \cdot K_d \cdot K_m \cdot T, \text{ грн.} \quad (4.17)$$

де $K_э$ - кількість електроенергії, споживаної на робочому місці за годину;

K_m – кількість місяців в році;

K_d – кількість робочих днів за місяць;

ds – тривалість зміни;

T – тариф на електроенергію для підприємств (для підприємств 2 класу 1,36844 грн. без ПДВ).

$$C_э = 1 \cdot 8 \cdot 21 \cdot 12 \cdot 1,36844 \cdot 1,2 = 3\ 310,53 \text{ грн.}$$

Експлуатаційні витрати складуть:

$$Зтек = 14\ 834,45 + 77\ 616 + 17\ 075,52 + 370,86 + 3\ 310,53 = 113\ 207,36 \text{ грн.}$$

Таким чином, річні експлуатаційні витрати, пов'язані із застосуванням системи, що розробляється, складатимуть 113 207,36 грн.

Річну економію на поточних витратах ($P_{ЭК}$), визначається по формулі:

$$P_{ЭК} = Зр - (Зтек + Зэ) \quad (4.18)$$

де $Z_{тек}$ - річні поточні витрати, пов'язані із застосуванням системи;

Z_p - витрати без застосування системи;

$Z_э$ - витрати після застосування системи.

Розрахуємо річні витрати на рішення задачі без застосування розробленої системи.

За джерельними даними собівартість випуску продукції у середньому зменшиться на 0,01%.

Розрахуємо річні витрати на рішення задачі без застосування розробленої системи;

$$Z_p = 60\,000 * 38 = 2\,280\,000 \text{ тис. грн.}$$

Витрати на рішення задачі після застосування системи:

$$Z_э = 60\,000 * 38 * (1,00 - 0,0001) = 2\,279\,772 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо річну економію на поточних витратах:

$$P_{эк} = 2\,280\,000 - (113,20736 + 2\,279\,772) = 114,79 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином, річна економія на експлуатаційних витратах складає 114,79 тис. грн.

4.3 Оцінка економічної ефективності

Оцінка економічної ефективності здійснюється на основі визначення і аналізу наступних показників :

1) розрахункового коефіцієнта ефективності капітальних витрат E_p ;

2) терміну окупності капітальних витрат $T_{эк}$.

Коефіцієнт ефективності капітальних витрат показує, скільки гривень додаткової економії приносить одна гривня капітальних витрат :

$$E_p = \frac{P_{эк}}{K}, \quad (4.19)$$

де K - капітальні витрати на придбання і впровадження системи видаленого контролю;

$P_{эк}$ - річна економія.

$$E_p = 114,79 / 37,08612 = 3,1 \text{ (долі одиниць).}$$

Таким чином, коефіцієнт ефективності капітальних витрат складе 3,1.

Термін окупності капітальних витрат на придбання і впровадження проекту за рахунок загальної економії розраховується по формулі:

$$T_{\text{ЭК}} = \frac{K}{P_{\text{ЭК}}}, \quad (4.20)$$

$$T_{\text{ЭК}} = 37,08612 / 114,79 = 0,32.$$

Таким чином, термін окупності капітальних витрат складе 0,32 року.

Фінансово-економічні показники, що характеризують ефективність створення і використання розробленого проекту відображені в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Фінансово-економічні показники використання системи, що розробляється

Найменування	Одиниця виміру	Значення показника
Капітальні витрати на придбання і впровадження системи	грн	37 086,12
Річні поточні витрати, пов'язані з використанням системи	грн	113 207,36
Річна економія від впровадження системи	грн	114 790,00
Коефіцієнт ефективності	долі од.	3,10
Розрахунковий термін окупності капітальних витрат	років	0,32

4.4 Висновки по розділу

У цьому розділі були розраховані економічні показники, які показують економічну доцільність системи, що розробляється.

При впровадженні проектової системи капітальні витрати складуть 37,09 тис. грн. Річні поточні витрати складають 113,2 тис. грн. Річна економія на поточних витратах складає 114,8 тис. грн. Термін окупності проектних капітальних вкладень за рахунок скорочення експлуатаційних витрат складає 0,32 років. Коефіцієнт ефективності 3,1, тобто кожна гривна капітальних витрат принесе 3,1 грн. прибутку.

Виходячи з розрахованих даних, можна зробити висновок, що впровадження і використання проектової системи економічно доцільне.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на автоматизованій колоні

Об'єктом дослідження є нафтоперегінна колона. До небезпечних виробничих факторів виробництва відносяться [15-18]:

1. отруєння парами вуглеводнів та інших токсичних речовин;
2. ураження електричним струмом;
3. наявність обладнання та трубопроводів, що працюють під тиском;
4. небезпека отримання термічних опіків;
5. можливість падіння з висоти;
6. небезпека виникнення вибуху та пожежі

Персонал установки забезпечується спецодягом відповідно до «Інструкцією про порядок забезпечення робітників і службовців спеціальним одягом, спеціальним взуттям та іншими засобами індивідуального захисту (ЗІЗ)». Обслуговування якої відбувається цілодобово у дві зміни, особливо небезпечним фактором є етиленгліколь так як він є легкозаймистою рідиною [18-20].

Виконання різних видів виробничих робіт може супроводжуватися виділенням в повітряне середовище шкідливих речовин. Шкідлива речовина - це речовина, яка в разі порушення вимог безпеки може викликати виробничі травми, професійні захворювання або відхилення в стані здоров'я, які виявляються як у процесі роботи, так і в подальшому житті. При проведенні різних технологічних процесів в повітря виділяються тверді і рідкі частинки, а також пари і гази. Пари і гази утворюють з повітрям суміші, а тверді і рідкі частинки – аеродисперсні системи - аерозолі. Існують різні класифікації шкідливих речовин, в основу яких покладено їх дію на людський організм. Відповідно до найбільш поширеної (по Є.Я. Юдина і С.В. Белову) класифікацією, шкідливі речовини діляться на шість груп: загальнотоксичні, дратівливі, сенсibiliзуючі, канцерогенні, мутагенні, що впливають на репродуктивну (дітородну) функцію людського організму [24-22]. У табл. 51 представлені шкідливі речовини можливо зустрічаються на робочому місці.

Таблиця 5.1 -Шкідливі речовини робочої зони [24]

Назва речовини	Хімічна формула	ГДК, мг/м ³	Клас небезпеки	Агрегатний стан
Метан	CH ₄	300	4	газ
Етан	C ₂ H ₆		4	
Бутан	C ₄ H ₁₀		4	
Пропан	C ₃ H ₈		2	
Пропилен	C ₃ H ₆	100	4	

Для автоматизації процесу виробництва встановлюється ряд технічних засобів, а саме заслінка, яка інсталюється в паропровід, перед нафтоперегінною колоною, також електроповід, для управління положенням заслінки.

Додатково встановлено датчик температури та бар'єр іскрозахисту [15, 16]. Одним з основних механізмів системи є програмований контролер з модулем аналогового вводу / виводу. Саме цим пристроєм здійснюється управління об'єктом.

Для електропостачання обладнання в цеху підведена трифазна чотирипровідна електрична мережа частотою 50 Гц і напругою 380 / 220 В. Таким чином, на даному об'єкті можна виділити ряд небезпечних і шкідливих виробничих факторів [15-17]:

- повітря робочої зони;
- враження електричним струмом;
- вплив високих температур;
- пожежна безпека та вибухонебезпека.

5.2 Інженерно-технічні заходи з охорони праці

З метою уникнення ураження електричним струмом і запобігання випадків травмування на енергетичному обладнанні слід дотримуватися вимог «Правил охорони електричних мереж». Правилами визначені охоронні зони повітряних і кабельних ліній, трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів та встановлені заборони на виконання в них будь-яких дій, що можуть порушити

нормальну роботу електричних мереж, спричинити їх пошкодження або призвести до нещасних випадків.

З метою недопущення травмування від дії електричного струму слід пам'ятати [20]:

- забороняється виконувати будь-які дії в охоронних зонах електромереж
- (розташування об'єктів, проведення будь-яких робіт, заходів, інших дій);
- забороняється торкатись до оголених і не підходити до провисаючих, або лежачих на землі проводів електроліній на відстань ближче 8 м. Виявивши такі проводи, необхідно забезпечити їх охорону з метою недопущення до проводів сторонніх осіб або худоби, та повідомити чергового диспетчера району електромереж, або в коллцентр;
- забороняється в охоронних зонах: саджати дерева та інші багаторічні рослини, влаштовувати звалища, розпалювати вогнища, складати будь-які матеріали, влаштовувати майданчики, запускати повітряних зміїв, без дозволу електропостачальної організації виконувати земляні роботи на глибині більше 0,3 м з метою недопущення пошкодження електрокабелів;
- у разі виявлення обірваних або провислих проводів, пошкодження опор або небезпеки їх падіння, пошкодження кабелів та інших об'єктів і елементів електричних мереж – негайно повідомити про це диспетчерську службу РЕМ або коллцентр;
- усунення пошкоджень в електромережах виконується виключно бригадами РЕМ.

При недотриманні норм і правил безпеки в робочій зоні заводу, можуть виникнути різні аварійні ситуації. Для їх запобігання вводяться інженерно-технічні заходи з охорони праці.

Короткочасне вдихання бензолу викликає пригнічення центральної нервової системи, що супроводжується сонливістю, запамороченням, головним болем, нудотою, втратою координації, сплутаністю думок і втратою свідомості.

Довгостроковий вплив бензолу знижує кількість червоних і білих кров'яних тілець та уражує кістковий мозок. Для запобігання цього уся тара, де видобувається, транспортується та зберігається бензол мають бути герметичні, маркіровані написом «Бензол», також періодично треба перевіряти усі вузли агрегату на витік парів бензолу. Згідно зі статтею 9 «Конвенції з безпеки, гігієни та умов праці № 136 про небезпеку отруєнням бензолу» усі співробітники які виконують роботи пов'язані з бензолом мають проходити попередній ретельний медичний огляд, а також періодичні огляди які включають біологічні дослідження та дослідження крові.

При добуванні бензолу використовується пара з високою температурою, це може спричинити сильне підвищення температури колони та трубопроводу з парою, що у свою чергу призведе до підвищення температури у безпосередній близькості до колони, що може призвести до унеможливлення роботи обслуговуючого персоналу. Згідно ДСТУ EN 563-2001, опіковий поріг для металевих поверхонь складає 51 градус. Для вимірювання температури поверхні використовується електричний термометр з контактним датчиком із металу невеликої теплоємності. При цьому похибка приладу повинна бути не більшою ніж 1°C.

Для зниження температури у безпосередній близькості до колони всі поверхні агрегату обладнано теплоізоляційним матеріалом. Також персонал працюючи у безпосередній близькості до установок повинні носити спецодяг(термостійкий комбінезон та рукавиці).

У зв'язку з можливістю ураження електричним струмом, всі електропроводи прокладені в захисних коробках. Обслуговуючий електротехнічний персонал ознайомлений з діючими правилами улаштування електроустановок, правила технічної експлуатації електроустановок споживачів і правила техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів, а також знає прийоми звільнення потерпілого від дії електричного струму і надання долікарської допомоги.

Робота з парою під тиском завжди супроводжується підвищеною вібрацією у трубах під тиском. Взаємодія людини з поверхнею що вібрує призводить до

коливання рук, ніг, спини або всього організму. Від точки зіткнення механічні коливання можуть досягти голови, хребта, органів грудної порожнини. Ці фактори можуть сприяти швидкому розвитку втоми або призвести до тимчасової втрати працездатності через вібраційну хворобу. Згідно з ДНС 3.3.6.039-99 «Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації» нормований діапазон частот встановлюється октавна та 1/3 октавних смуг із середньо-геометричними частотами від 8 до 80Гц. Захист від вібрацій повинен досягаться шляхом встановлення гумової віброізоляції між трубами та опорами на яких вони закріплені, а також введення у коливальну систему додатковий коливальний контур, який перешкоджає вібрації основної системи. Додаткова система коливається з такою ж частотою що і джерело коливань, але з протилежними реакціями.

Дане виробництво є пожежонебезпечним, виробничі приміщення та приміщення операторів обладнано датчиками диму, сигналізацією; майданчик безпосередньо біля колони та проїзди між будівлями дозволяють під'їзд пожежної техніки до колони та адміністративних будівель.

Для запобігання можливості вибуху парів бензолу у середині колони встановлюється додатковий захист у вигляді іскрозахистного бар'єру який встановлюється у вибухобезпечній зоні та з'єднує датчик температури(який знаходиться у вибухонебезпечній зоні) у середині колони та систему керування(яка знаходиться у вибухобезпечній зоні).

Так як робота установки залежить від пару, що подається під тиском, приміщення для працівників ізолювано від майданчика з колоною з метою запобігання травм працівників в разі розриву колони від тиску всередині неї. Сам майданчик огорожений сіткою. Крім того, контролюються небезпечні витоки із запобіжних клапанів та тиск з урахуванням призначення устаткування. Таким чином, паропровід повинен мати запобіжні клапани (на випадок надмірного тиску) та манометри. При цьому запобіжні клапани розташовуються так, щоб доступ до них було обмежено для запобігання випадкового потрапляння гарячого пару на робітників, які обслуговують колону.

5.3 Пожежна профілактика

Найбільш ймовірною і основною причиною виникнення пожежі в приміщенні експлуатації ПК є займання електропроводки внаслідок короткого замикання та з інших причин. Тому система запобігання пожежі повинна включати наступні заходи:

- виконання правил пожежної безпеки при роботі з комп'ютером;
- періодичний контроль цілісності і надійності електроізоляції;
- експлуатація електрообладнання без перевантаження;
- наявність протипожежних інструкцій;
- навчання, атестація і переатестація персоналу з пожежної безпеки;
- наявність системи захисту від атмосферної електрики;
- періодичне зняття зарядів статичної електрики;
- заборона куріння в приміщенні.

Таблиця 5.2 - Аналіз пожежної профілактики на досліджуваному об'єкті

Категорія виробництва з пожежної та вибухової небезпеки	ступень вогнестійкості	Пожежного зв'язку та сигналізації
категорія Б	II	ОХП-10, ОУ-5

Місцезнаходження первинних засобів пожежогасіння та пожежного інвентарю повинно бути погоджено з органами пожежного нагляду. Пожежні щити з набором інвентарю (вогнегасниками ОХП-10, ОУ-5 для гасіння електрообладнання, відра, лопати, сокира), і ящиками для піску $V = 1,0 \text{ м}^3$ що передбачаються на виході з приміщень і будівлі цеху таким чином, щоб не перешкоджати вимушеної евакуації людей. Також весь промисловий комплекс має пожежну сигналізацію (автоматичну, що спрацьовує від датчиків диму, та наявні кнопки примусового включення сигналізації в коридорах и приміщеннях) та аварійні виходи для персоналу на випадок евакуації у наслідок пожежі або вибуху. Кількість евакуаційних виходів з приміщень має бути не менше двох, причому вони повинні розташовуватися розосереджена і доступ до них не загорожено виробничими елементами.

Таким чином, забезпечення пожежної безпеки досягається наступними заходами:

- постійний контроль і перевірка стану обладнання;
- постійним утриманням території в чистоті шляхом її очищення від сміття, опалого листя, снігу тощо;
- наявність робочої вентиляції;
- заборона паління на території;
- наявність протипожежної сигналізації;
- забезпечення системи пожежогасіння, і наявність первинних засобів пожежогасіння (ящик з піском, пожежний рукав і порошкові вогнегасники).

Запобігання впливу на робочих небезпечних і шкідливих виробничих факторів, що виникають в результаті вибуху, і збереження матеріальних цінностей забезпечується:

- встановленням мінімальних кількостей вибухонебезпечних речовин, які застосовуються в даних технологічних процесах;
- застосуванням вогнепінопереутворювачів, гідрозатворів, водяних і пилових заслонів, інертних (що не підтримують горіння) газових або парових завіс;
- застосуванням обладнання, розрахованого на тиск вибуху;
- обвалуванням та бункеруванням вибухонебезпечних ділянок виробництва;
- захистом обладнання від руйнування під час вибуху за допомогою пристроїв аварійного скидання тиску (запобіжні мембрани і клапани);
- застосуванням швидкодіючих відсічних і зворотних клапанів;
- застосуванням засобів попереджувальної сигналізації.

5.4 Висновки по розділу

У цьому розділі були розглянуті питання, пов'язані з безпекою праці обслуговуючого персоналу.

ВИСНОВКИ

У якості об'єкта управління виступає підсистема автоматичного управління підсистема автоматичного управління піччю трубчастою нагрівальною горизонтальною ПТНГ-V-30,0-Г-СД для підтримки заданої температури сировини на виході печі. Головною метою роботи є розробка моделі підсистема автоматичного управління піччю трубчастою нагрівальною горизонтальною ПТНГ-V-30,0-Г-СД для підтримки заданої температури сировини на виході печі. Актуальність роботи підтримується необхідністю модернізації системи управління технологічним обладнанням з переробки нафтопродуктів, яке використовуються з кінця минулого століття та вже встали морально та фізично застарілим.

В кваліфікаційній роботі проведено аналіз технологічного процесу з переробки нафти.

Відповідно до вимог до підсистеми управління виконаний вибір апаратного забезпечення для розробки автоматизованої підсистеми управління.

Виходячи з отриманих результатів можливо зробити висновок, що модель відповідає об'єкту управління, та може бути використана для подальшої розробки підсистеми управління.

Подальше вдосконалення моделі можливе у рамках більш детального аналізу впливів збурення та модифікації програмного коду з метою підвищення швидкодії.

Отримана модель може бути використана для розробки програмного забезпечення підсистеми управління.

Проведено техніко-економічного обґрунтування ефективності результатів проектування Проведено аналіз небезпечних і шкідливих виробничих чинників, розроблено інженерно-технічні заходи по охороні праці.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Методичні рекомендації для студентів бакалаврів спеціальності 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» Ткачов В.В., Бубліков А.В., Цвіркун Л.І., Проценко С.М., Бойко О.О., Славинський Д.В., – Д.: «НГУ», 2016. – 27 с.
2. Бойко О.О. Методичні вказівки до лабораторних робіт з проектування систем автоматизації для студентів напрямку підготовки «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» / О.О. Бойко – Д.: Державний ВНЗ «НГУ», 2017. – 109 с. – Режим доступу: <https://goo.gl/Ev6J4Z>. – Назва з домашньої сторінки Інтернету.
3. Бойко О.О., Проценко С.М. Методичні вказівки до лабораторних робіт з програмування систем реального часу для студентів напрямків підготовки «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології», «Комп'ютерна інженерія» / О.О. Бойко, С.М. Проценко – Д.: Державний ВНЗ «НГУ», 2017. – 168 с. – Режим доступу: <https://goo.gl/rVf8Zm>. – Назва з домашньої сторінки Інтернету.
4. Бойко О.О. Методичні вказівки до лабораторних робіт з теорії автоматичного управління для студентів напрямку підготовки «Комп'ютерна інженерія» / Укл.: О.О. Бойко – Д.: Державний ВНЗ «НГУ», 2017. – 107 с. – Режим доступу: <https://goo.gl/nUMtFE>. – Назва з домашньої сторінки Інтернету.
5. Електроний ресурс:
https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D1%80%D0%B5%D0%BC%D0%B5%D0%BD%D1%87%D1%83%D1%86%D1%8C%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D0%BD%D0%B0%D1%84%D1%82%D0%BE%D0%BF%D0%B5%D1%80%D0%B5%D1%80%D0%BE%D0%B1%D0%BD%D0%B8%D0%B9_%D0%B7%D0%B0%D0%B2%D0%BE%D0%B4
6. 7. Електроний ресурс: <http://ukrneftemash.com/ua/tube-horizontal-furnaces/>
7. Електроний ресурс: <https://studfile.net/preview/5350038/page:40/>

8. Електроний ресурс:
http://filippov.samgtu.ru/sites/filippov.samgtu.ru/files/kurs_zf_c/WEB/2.htm
9. Електроний ресурс: <https://pronpz.ru/neft/fraktsionnyj-sostav.html>
10. Електроний ресурс: <https://pronpz.ru/neft/fraktsionnyj-sostav.html>
11. Електроний ресурс: <https://lolapp.ru/uk/pedikyur/osnovnye-frakcii-peregonki-nefti-sposoby-peregonki-nefti/>
12. Електроний ресурс: <https://lolapp.ru/uk/pedikyur/osnovnye-frakcii-peregonki-nefti-sposoby-peregonki-nefti/>
13. Електроний ресурс: <https://220volt.com.ua/elektromagnitnij-klapan-dlya-vodi-ode-21w8kb650/>
14. Електроний ресурс: <https://ensol.llc/gorelki/gazovye-gorelki/>
15. Міждержавний стандарт ГОСТ 12.0.003-74 (1999) ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
16. ДСН 3.3.6.042-99 „Державні санітарні норми параметрів мікроклімату” - К.: МОЗ України, 2000.
17. ДБН В.2.5-67:2013 Опалення, вентиляція та кондиціонування.
18. ДСТУ Б.А.3.2-12:2009. Система стандартів безпеки праці. Системи вентиляційні. Загальні вимоги
19. ДНАОП 0.03-33.14-85. Санітарні норми допустимих рівнів шуму на робочих місцях.
20. Правила улаштування електроустановок Мінпаливвугілля України. – 2017 – 617с.
21. «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості на небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». № 528 - 2001.
22. Голінько В.І., Фрундін В.Ю. Охорона праці в галузі електротехніки та електромеханіки – Д.: Державний ВНЗ «НГУ», 2011. – 235с
23. Вимоги щодо безпеки та захисту здоров'я працівників під час роботи з екранними пристроями, затверджені наказом Мінсоцполітики від 14.02.2018 № 207.

24. Охорона праці в галузі. Конспект лекцій для студентів Інституту електроенергетики. / Уклад. В.І. Голінько, В.Ю. Фрундін, Ю.І. Чеберячко, М.Ю. Іконніков. - Дніпропетровськ: Державний ВНЗ «Національний гірничий університет», 2013. – 86 с.
25. Методичні рекомендації з виконання заходів стосовно охорони праці при роботі з ПЕОМ та розрахунку освітлення у дипломних проектах студентів усіх спеціальностей/ Уклад. В.І. Голінько, В.Ю. Фрундін, Ю.І. Чеберячко, М.Ю. Іконніков. - Дніпропетровськ: ДВНЗ «Національний гірничий університет», 2013.- 12 с.
26. ДСанПіН 3.3.2-007-98 Державні санітарні правила і норми. Гігієнічні вимоги до організації роботи з візуальними дисплейними терміналами електронно-обчислювальних машин
27. ДСТУ 7234:2011 Дизайн і ергономіка. Обладнання виробниче. Загальні вимоги дизайну та ергономіки
28. ДСТУ 7950:2015 Дизайн і ергономіка. Робоче місце під час виконання робіт стоячи. Загальні ергономічні вимоги.
29. ДСТУ 8604:2015 Дизайн і ергономіка. Робоче місце для виконання робіт у положенні сидячи. Загальні ергономічні вимоги
30. ДСТУ 3191-95 (ГОСТ 12 2.137-96) Обладнання для кондиціонування повітря та вентиляції. Загальні вимоги безпеки.

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№ рядка	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Шифр документу	Примітка	
1			<u>Документація</u>				
2							
3	A4	KIBС.KBP.151.18.11.ПЗ	Пояснювальна записка		ПЗ		
4							
5			<u>Графічна частина</u>				
6							
7	A2	KIBС.KBP.151.18.11.E2	Функціональна схема				
8			автоматизації	1	E2		
9							
10	A2	KIBС.KBP.151.18.11.E3	Схема електрична				
11			принципова	1	E3		
12							
13	A4	KIBС.KBP.151.18.11.ПЕЗ	Перелік елементів	1	ПЕ		
14							
15	A4	KIBС.KBP.151.18.11.Д	Презентація		Д		
16							
17		KIBС.KBP.151.18.11.ВДЕ	Носій інформації	1	ВДЕ		
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
29							
			Підп.	Дата	KIBС.KBP.151.18.11.ТП		
Зм.	Арк.	№ докум.			Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив		Шаповал		25.05.21		1	1
П. конс.					Національний ТУ «Дніпровська політехніка», ЕТФ, 151-18ск-1		
Н. контр.							
					Автоматизація процесів управління нафтоперегінною колоною. Відомість проекту		

ДОДАТОК Б

Перелік компонентів для схеми електричної принципової

Позиційне позначення	Найменування				Кількість	Примітка	
A1	ПЛК VIPA 214-2BS33				1		
A1-X4	Модуль аналогового вводу VIPA 231-1BD40				1		
A1-X5	Модуль дискретного виводу VIPA 222-1BF00				1		
A3	Система управління нафтопереробкою				1		
BK1...BK2	Датчик температури ДТС015.И				2		
YA1...Y2	Клапан ODE 21W8KB650 2 1/2" НЗ				2		
A2	Газовий пальник MD-G-1250				1		
G1, G2	Блок живлення LRS-150-24 MEANWELL				2		
			Підп.	Дата	КІВС.КВР.151.18.11.ПЕЗ		
Зм.	Арк.	№ докум.					
Розробив	Шаповал			25.05.21			
Перевірів					Літ.	Аркуш	Аркушів
						1	1
Н. контроль					НТУ «Дніпровська політехніка», ЕТФ, 151-18ск-1		
Перевірів							

ВІДГУКИ КОНСУЛЬТАНТІВ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

ВІДГУК

на кваліфікаційну бакалавра по темі: «Автоматизація процесів управління нафтоперегінною колоною», студента гр. 151-18ск-1 Шаповал Андрій Сергійович

Кваліфікаційна робота представлена пояснювальною запискою об'ємом ___ стор. формату А4 і графічною частиною ___ стор. формату А4.

Об'єкт дослідження – підсистема автоматичного управління пичцю трубчастою нагрівальною горизонтальною ПТНГ-V-30,0-Г-СД.

Предмет дослідження – розробка моделі підсистема автоматичного управління пичцю трубчастою нагрівальною горизонтальною ПТНГ-V-30,0-Г-СД для підтримки заданої температури сировини на виході печі.

Актуальність роботи пояснюється необхідністю модернізації системи управління технологічним обладнанням з переробки нафтопродуктів, яке використовуються з кінця минулого століття, та вже стало морально та фізично застарілим.

Підсистема управління включає датчики температури, пристрої управління клапанами та газовим пальником, підтримує з системами верхнього рівня по загально промисловій мережі.

Основними функціями системи є формування, або реєстрування керуючого впливу, який подається на об'єкт управління, реєстрування дійсного значення на виході об'єкта, візуалізація отриманих даних та їх надання у зручному для подальшої обробки виді. Підсистема дослідження формує керуючий вплив, у якості котрого виступає потужність нагріву, за рахунок якого виконується нагрів камери.

Така система може бути затребувана для будь-яких технологічних процесів з переробки нафтопродуктів.

Тема кваліфікаційної роботи безпосередньо пов'язана з професійною діяльністю фахівця спеціальності 151 Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології.

Цілі, поставлені перед кваліфікаційною роботою, повністю виконані.

ПЗ і графічна частина кваліфікаційної роботи виконана відповідно до вимог ГОСТ і ЕСКД, зауважень до проекту немає.

При виконанні кваліфікаційної роботи і ухваленні рішень проявлена висока міра самостійності, технічної грамотності.

Оцінки по розділах кваліфікаційної роботи - «_____».

Кваліфікаційна робота в цілому заслуговує оцінку «_____», а студент привласнення освітнього рівня «бакалавр» в галузі знань 15 Автоматизація та приладобудування.

Керівник кваліфікаційної роботи, _____ ст. вик.. Козарь М.В.

___ .06.2021

РЕЦЕНЗІЯ

на кваліфікаційну бакалавра по темі: «Автоматизація процесів управління нафтоперегінною колоною», студента гр. 151-18ск-1 Шаповал Андрій Сергійович

1. Завдання і зміст кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра відповідає основній меті - перевірки знань і ступеня підготовленості студента за спеціальністю «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології».
2. Актуальність роботи полягає в тому, що розробка та дослідження нової підсистеми управління дозволить зменшити вплив основних недоліків технологічного обладнання.
3. Отримана модель може бути використана за для розробки програмного забезпечення підсистеми управління.
4. Повнота і глибина вирішення завдань, поставлених в завданні на кваліфікаційну роботу достатня.
5. В рамках кваліфікаційної роботи було визначено структуру регулятора та побудована його модель.
6. В цілому кваліфікаційна робота ступеню бакалавра заслуговує оцінки «_____», за умови відповідного захисту.
7. Студент Шаповал А.С. присвоєння йому кваліфікації «бакалавр» за спеціальністю «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології».

Рецензент, _____
____.06.2021