

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 Бойко Максим Віталійович

(П.І.Б.)

академічної групи 151-18-1

(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 технологічного процесу підготовки природних та попутних нафтових газів

(назва за наказом ректора)

Консультанти	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинг.	інституційною	
Керівник кваліфікаційної роботи	ст. викл. Шевченко В.І.			
Провідний консультант	ст. викл. Шевченко В.І.			
Розробка апаратного забезпечення системи керування	ст. викл. Проценко С.М,			
Визначення моделі об'єкта керування	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
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
кіберфізичних та інформаційно-
вимірювальних систем
(повна назва)
Бубліков А.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)
« _____ » _____ 2022 року

**ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеня бакалавр**

студенту Бойко М.В.
(прізвище та ініціали)

академічної групи 151-18-1
(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 технологічного процесу підготовки природних та попутних нафтових газів

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 217-с від №26.04.2022 р.

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.	11.05.2022
Розробка апаратного забезпечення системи керування	Обрання датчиків, виконавчих пристроїв та пристрою керування, розробка структурних схем, функціональної схеми автоматизації та принципової схеми електричної.	18.05.2022
Визначення моделі об'єкта керування	Виконання експерименту. Обробка результатів експерименту. Створення моделі об'єкта керування. Перевірка отриманої моделі на адекватність.	25.05.2022
Економічна частина	Економічне обґрунтування доцільності витрат на створення системи керування.	01.06.2022
Охорона праці	Розробка організаційно-технічних заходів, щодо реалізації правил безпеки при експлуатації системи.	05.06.2022

Завдання видано

_____ (підпис керівника)

ст. викл. Шевченко В.І.
(прізвище, ініціали)

Дата видачі

04.05.2022

Дата подання до екзаменаційної комісії

10.06.2022

Прийнято до виконання

_____ (підпис студента)

Бойко М.В.
(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Об'єкт розробки – система автоматичного керування технологічним процесом підготовки природних та попутних нафтових газів.

Об'єкт дослідження – сепаратор поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200.

Предмет дослідження – здійснити структурну і параметричну ідентифікацію та визначити математичну модель об'єкта.

Принцип роботи сепараторів заснований на гравітаційних і інерційних методах розділення трифазних систем, в результаті цього частинки твердої або рідкої фази осідають в нижній частині сепаратора, а потім можуть бути виведені з сепаратору.

В нашому випадку, для створення підсистеми автоматизації технологічного процесу керування сепаратором поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200, обрано один з каналів керування - «підігрівач нафти → температура нафти у сепараторі».

Підсистема керування має підтримувати задану температуру нафти у сепараторі в межах діапазону температур 35...65 °С завдяки регулюючим можливостям електро-підігрівача нафти, потужність якого може змінюватись в межах діапазону 0...90 кВт. Номінальне значення температури нафти залежить від технологічних параметрів розподілу попутних газів.

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

СУПУТНІЙ НАФТОВИЙ ГАЗ, СЕПАРАТОР, НАФТА, НАСОС, ПІДІГРІВАЧ, ДАТЧИК, ТЕМПЕРАТУРА, СИСТЕМА КЕРУВАННЯ, ВИКОНАВЧИЙ ПРИСТРІЙ, СИНТЕЗ СИСТЕМИ, ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ

ЗМІСТ

Зміст	4
Перелік скорочень	7
Вступ	8
1 Стан питання та постановка завдання	9
1.1 Сировина та продукти газо-нафтопереробних заводів	9
1.2 Технологічний процес	16
1.2.1 Основні об'єкти газопереробного заводу	16
1.2.2 Підготовка газів, промислова сепарація	20
1.3 Об'єкт керування	29
1.3.2 Структура об'єкту керування	32
1.3.3 Принцип функціонування об'єкту керування	33
1.4 Структура системи керування	34
1.5 Формулювання задачі дослідження	34
1.6 Висновки за розділом	34
2 Розробка апаратного забезпечення системи керування	36
2.1 Розробка структурної схеми підсистеми керування	36
2.2 Розробка структурної схеми інформаційних потоків	38
2.3 Вибір апаратного забезпечення підсистеми керування	38
2.3.1 Вибір датчиків	38
2.3.2 Вибір виконавчих пристроїв	42
2.3.3 Вибір пристроїв керування	46
2.3.4 Вибір джерел живлення	51
2.4 Розробка функціональної схеми автоматизації	53
2.5 Розробка схеми електричної принципової	54
2.6 Висновки за розділом	55
3 Визначення моделі об'єкта керування	57
3.1 Розробка структурної схеми інформаційних потоків дослідницької системи	58
3.2 Розробка методики дослідження об'єкта керування	60

	5
3.3 Виконання експерименту	62
3.4 Обробка результатів експерименту	65
3.4.1 Підготовка даних	65
3.4.2 Структурна ідентифікація	67
3.4.3 Параметрична ідентифікація	72
3.4.4 Розробка моделі об'єкта керування в Simulink	76
3.4.5 Перевірка моделі на адекватність	78
3.5 Висновки за розділом	80
4 Економічна частина	82
4.1 Техніко-економічне обґрунтування впровадження системи керування	82
4.2 Розрахунок капітальних витрат пов'язаних з впровадженням системи керування	82
4.3 Розрахунок капітальних витрат на програмне забезпечення	83
4.3.1 Розрахунок часу на розробку програмного забезпечення	83
4.3.2 Розрахунок витрат на розробку програмного забезпечення	86
4.4 Розрахунок експлуатаційних витрат	87
4.4.1 Амортизація основних фондів	88
4.4.2 Розрахунок фонду заробітної плати	88
4.4.3 Відрахування на соціальні заходи	89
4.4.4 Розрахунок витрат на технічне обслуговування та ремонт	89
4.4.5 Витрати на електроенергію	90
4.4.6 Інші витрати	90
4.5 Висновки за розділом	91
5 Охорона праці	92
5.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на автоматизованій колоні	92
5.2 Інженерно-технічні заходи з охорони праці	93
5.3 Пожежна профілактика	97
5.4 Висновки по розділу	98
Висновки	99
Перелік посилань	101

	6
Додаток А	105
Додаток Б	106
Відгуки консультантів кваліфікаційної роботи	107
Відгук	109
Рецензія	110

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АСК ТП	- автоматизована систему керування технологічним процесом
БП	- біологічне паливо;
ВВП	- внутрішній валовий продукт;
ЕОМ	- електронна обчислювальна машина;
ОУ	- об'єкт керування;
САК	- система автоматичного керування;
ПЛК	- програмований логічний контролер;

ВСТУП

Сучасна хімічна і нафтохімічна промисловість в якості сировини широко використовує індивідуальні вуглеводні високого ступеня чистоти, що стало основною причиною розділення і виділення їх з природних і попутних нафтових газів. Хімічною сировиною є метан - основний компонент природного газу, етилен є практично універсальним видом сировини для проведення багатьох процесів органічного і нафтохімічного синтезу для отримання цілого ряду цінних хімічних продуктів. Разом з самим метаном, що містяться в природному газі етан, пропан, бутани, пентани і інші високомолекулярні вуглеводні також є вельми цінною хімічною сировиною. Компоненти природних і попутних нафтових газів використовуються як пальне для різних видів транспорту, як паливо для комунально-побутового споживання і енергетичних установок. Саме тому останніми роками надається значна увага здобичі і розділенню природних і попутних газів нафтовидобутку на індивідуальні компоненти і збагачені фракції компонентів.

Джерелами газової сировини є природні газы, попутні газы нафтових родовищ, рідкі і газоподібні вуглеводні газоконденсатних родовищ, газы, виділені при стабілізації нафт і нафтопродуктів, газові суміші і нафто-заводські газы, які одержані в результаті первинної і глибокої переробки нафти на нафтохімічних заводах.

У складі природних газів знаходяться вуглеводні насичені граничні, відповідають загальній формулі гомологічного ряду C_nH_{2n+2} , а також вуглеводні ненасичені, відповідають загальній формулі вигляду C_nH_{2n} [6].

1 СТАН ПИТАННЯ ТА ПОСТАНОВКА ЗАВДАННЯ

1.1 Сировина та продукти газо-нафтопереробних заводів

Природний газ - це суміш вуглеводневих і неуглеводневих речовин, які в умовах пласту перебувають у газоподібному стані (у вигляді окремих скупчень - газові поклади або у вигляді газових шапок нафтогазових покладів - вільний газ), або розчиненому (у нафті або у воді) стані, а в стандартних умовах (0,101325 МПа та 20 °С) - тільки в газовій фазі. Природний газ безбарвний, а за відсутності в ньому сірководню не має запаху.

Природні гази поділяють на три групи:

- гази, що добуваються із газових родовищ;
- гази, що добуваються з газоконденсатних родовищ;
- гази, що добуваються разом із нафтою з нафтових родовищ.

Усі гази - це суміші парафінових вуглеводнів з азотом, сірководнем, вуглекислим газом та іншими компонентами, але в різних пропорціях. Гази чисто газових родовищ найбільш легкі, вони на 90 % і більше складаються з метану. Гази нафтових родовищ (попутний нафтовий газ) найбільш важкі, метану в них від 30 до 70 %. Гази газоконденсатних родовищ дещо важчі, ніж гази чисто газових родовищ, але легші, ніж нафтовий газ, метану в них від 80 до 90 %.

Усі попутні гази належать до жирних газів, тому що у їх складі, крім метану, міститься значна кількість етану, пропану, бутану та ін.

Склад попутних газів залежить від природи нафти, у якій вони укладені в природних підземних резервуарах, а також від прийнятої схеми відділення газу від нафти під час виходу зі свердловини. Застосування чотириступінчастої системи сепарації дозволяє значною мірою звільнитися від більш важких газоподібних гомологів метану й одержати попутний газ, близький за складом до природного. Застосування менш опрацьованих схем сепарації і незадовільний режим їх роботи приводять до одержання жирних попутних газів, тобто газів, збагачених гомологами метану - пропаном, бутаном.

Тип нафти і природа розчинених у ній газів, що залягають разом із нею, також впливають на склад попутних газів, які одержуються.

Попутні гази, які одержують з газових шапок нафтового покладу, як правило, міститимуть менше важких вуглеводневих газів, ніж гази, які одержують з чисто нафтових родовищ, де вони були цілком розчинені в нафті.

Більшість із попутних газів є цінною сировиною для одержання зріджених газів і для хімічної переробки. Густина попутних газів, як і всіх вуглеводневих газів, зменшується з підвищенням вмісту метану. Теплота згоряння попутних газів значно вища, ніж газів із чисто газових родовищ і коливається від 39 до 58 МДж/м³.

Найбільшу цінність для одержання рідких вуглеводневих газів мають попутні нафтові гази. Нафта на виході сепараторів, залежно від режиму сепарації, також містить значну кількість розчинених у ній важких вуглеводневих газів. Гази, які виділяються з нафти, після сепараторів, містять близько 30 % пропану, 30...35% бутану і близько 30 % газового бензину. Ці гази, тобто гази, отримані в результаті стабілізації нафти, є цінними для виробництва зріджених газів, що, як правило, і вилучаються на газо-бензинових заводах.

Штучні нафтові гази, тобто гази, отримані під час деструктивної, термічної і термокаталітичної переробки нафти, різко відрізняються за своїм складом як від попутних, так і від природних газів. Ця розбіжність полягає в тому, що штучні нафтові гази містять значну кількість ненасичених олефінових вуглеводнів, які є дуже цінною сировиною для різноманітних реакцій органічного синтезу.

До них відносяться коксовий газ, який утворюється при переробці кам'яного вугілля на кокс, вихід коксового газу складає до 350 м³ на тону вугілля, при цьому до 20 % вихідного палива переходить в коксовий газ. У доменних печах металургійних виробництв утворюється доменний газ, що містить до 40% теплопродуктивності вихідного палива.

При піролізній переробці 1 т нафти в процесі піролізу в залежності від застосовуваного способу і глибини крекінгу утворюється до 500 м³ газоподібних продуктів розщеплення високомолекулярних вуглеводнів. Довгий час джерелом отримання багатьох хімічних продуктів служила технологія сухої перегонки деревини. Для отримання штучних газів піддають сухій перегонці деякі види низькокалорійних палив.

В даний час створюються установки для переробки побутових відходів, отримання та розподілу біогазу.

Основними компонентами, які входять до складу природного газу, є вуглеводні насиченого ряду (метан, етан, пропан, бутан, пентан, гексан і ін.). Значно в меншому об'ємі до складу попутних нафтових газів входять вуглеводні ненасиченого ряду (етилен, пропилен, бутилен і ін.).

Метан (CH_4) - основний компонент природних і попутних нафтових газів - характеризується низькою температурою конденсації і тому практично завжди поступає на поверхню в газоподібному стані. За нормальних фізичних умов метан є безбарвним, не має запаху газом, здатним утворювати вибухонебезпечні суміші з повітрям при концентраціях метану 5...15 % об (% від об'єму).

Метан є основним видом газового палива і використовується для отримання синтез-газу в хімічній промисловості у виробництвах аміаку і метанолу, для отримання ацетилену, а також для отримання водню в хімічних і нафтохімічних виробництвах.

Етан (C_2H_6) - входить до складу природних газів в невеликих кількостях (0,5...5 % об), але у складі попутних нафтових газів його зміст складає 5...20 % об. Етан - безбарвний газ - вельми цінна хімічна сировина для отримання етилену - основного продукту багатьох виробництв хімічного, нафтохімічного і органічного синтезу, а також для виробництва пластмас. Оскільки етан має помірні критичні параметри ($P_{\text{кр}} = 4,98 \text{ МПа}$ і $T_{\text{кр}} = 32,3 \text{ }^\circ\text{C}$), то його нескладно виділити в рідку фазу методами низькотемпературної конденсації.

Пропан (C_3H_8) і бутан (C_4H_{10}) входять до складу природних газів в незначній кількості, в той же час в газоконденсатних сумішах і особливо в попутних газах нафтовидобутку вміст цих компонентів досягає 6...30 % об. Вони легко можуть бути зріджені і використовуються в основному як побутове паливо, що поставляється в балонах в дальні населені пункти. На газо-переробному заводі (ГПЗ) ці компоненти виділяють з попутних газів при отриманні стабільного газового бензину. Одночасно ці гази є цінною сировиною для хімічної промисловості у виробництві пластмас і синтетичного каучуку.

Пропан використовують також на ГПЗ як холодоагент в холодильних установках для потреб власного виробництва.

Пентан (C_5H_{12}) і його гомологи (ізопентан, неопентан) містяться в попутних газах нафтовидобутку в кількості 1...5 % об., при переробці таких газів компоненти (C_{5+} вищі) входять до складу моторних палив.

Особливістю роботи газопереробних заводів є те, що в процесі добування і переробки вуглеводневої сировини змінюється його склад і зменшується пластовий тиск, у зв'язку з чим на ГПЗ вимагається вводити додаткові блоки і установки (компресорні станції, насосні і сепараційні установки і ін.).

Природні горючі гази є сумішами вуглеводнів переважно метанового ряду, що включають домішки інших газів (азоту, окислу і двоокису вуглецю, сірководню, аргону, гелію і ін.). Природні гази залежно від вмісту в них метанової фракції умовно розділяють на три групи:

- худі (бідні), із вмістом метану 92...94 % об.;
- проміжні - із вмістом вуглеводнів етан-пропан-бутанової групи менше 12% об.;
- жирні (багаті) - із вмістом важких вуглеводнів більше 150 г/м³ газової суміші (вміст етан-пропанової фракції більше 12 % об.). Чим вище вміст фракцій важких вуглеводнів в газовій сировині, тим вигідніше гази переробляти і розділяти.

У продуктивних пластах нафтогазових родовищ одночасно із видобуванням нафти одержують попутні нафтові гази, які накопичені в зведенні куполу пласта, а також при надмірному тиску газу розчинені в нафті. При пониженні тиску розчинені в нафті гази виділяються у вигляді газової суміші, що містить вуглеводні етан-пентанової групи. Попутні гази нафтовидобутку, окрім вуглеводневих і домішок інших газів, містять газовий конденсат, а також вологу.

Нафта, що в більшості випадків видобувається, поступає на дільничні установки сепарації, де проводять перший ступінь сепарації з метою відділення розчинених низько киплячих компонентів. Видобутий на першому ступені сепарації газ транспортується по трубопроводу на ГПЗ по безкомпресорній або компресорній схемі. Потім нафта транспортується на центральний пункт збору,

де проводять другий і третій ступені сепарації. Відсепарована нафта транспортується на нафтопереробний завод (НПЗ), а відсепарований газ передають на найближчий газопереробний завод.

Для збору нафти і попутного газу застосовується напірна герметизована система, представлена на рисунку 1.1.

Як найменший вміст важких вуглеводнів виділяється на першому ступені сепарації, що проводиться під тиском до 0,7 МПа, найбільше - в газах третього ступеня сепарації, що проводиться при тиску, близькому до атмосферного. Гази другого і третього ступеня сепарації дожимаються на компресорній станції для транспортування на ГПЗ і подальшого їх розділення.

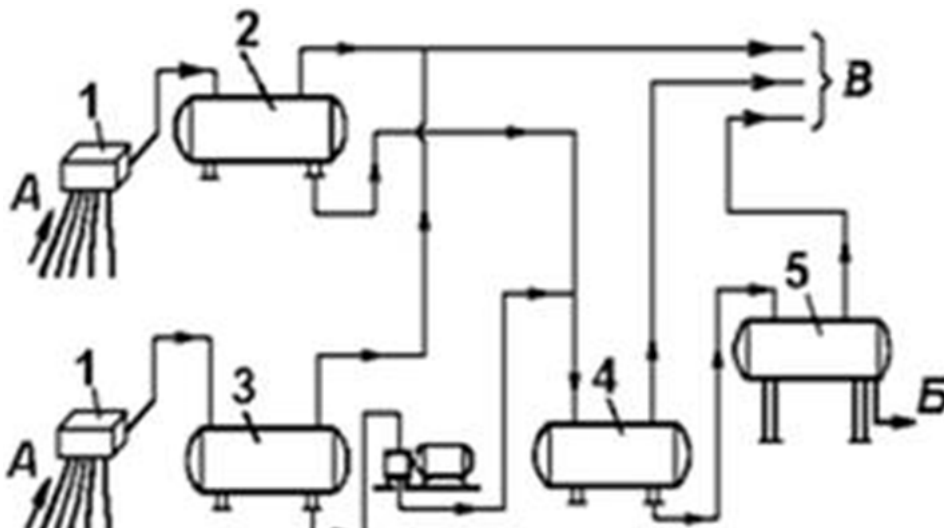


Рисунок 1.1 - Напірна герметизована система збору нафти і попутних газів

A - нафтогазова суміш від свердловин;

Б - нафта на підготовку до переробки;

В - газ на ГПЗ;

1 - групові пункти вимірювання;

2 - сепараційна установка високого тиску;

3 - сепараційно-дотискувальна установка;

4 - сепараційна установка першого ступеню;

5 - сепараційна установка другого ступеню.

З метою зниження втрат вуглеводневої сировини з нафти в процесі її транспортування на деяких центральних пунктах збору нафти на етапі останнього ступеня сепарації нафту піддають стабілізації в колонних апаратах під атмосферним тиском при температурі 45...50°C. Відпарені з нафти легколетучі компоненти охолоджуються і конденсуються, одержаний конденсат, який являє собою суміш зріджених газів і легкого бензину, званий широкою фракцією легких вуглеводнів (ШФЛВ), транспортується на газопереробний завод.

Технічні вимоги на ШФЛВ встановлюють вуглеводневий склад (% мас.) фракцій (C_1+C_2), C_3 , (C_4+C_5), (C_{6+} вищі), який залежить від типу родовища і з урахуванням мети переробки. Окрім цього в ШФЛВ нормується вміст сірчистих з'єднань (тіолової сірки і сірководня), вільної води і луку.

У газах, що здобуваються на газоконденсатних родовищах, окрім низькокиплячих компонентів (метану і етану), містяться у вигляді рідкої фази (конденсату) деякі вуглеводневі гази, що містять більше 4 атомів вуглецю в молекулі, розчинені в нафті під дією пластового тиску. При зниженні тиску розчинені гази виділяються в газову фазу. Таким чином, газовий конденсат являє собою сконденсовану рідку фазу з середньо- і висококиплячих вуглеводневих газів (пропан-бутан-пентанових фракцій) з частково розчиненими в ній низькокиплячими газами (метаном і етаном).

На деяких газоконденсатних родовищах на 1 м^3 видобутого газу припадає до 500 см^3 конденсату. При зниженні тиску відбувається виділення в газову фазу частини розчинених в конденсаті низькокиплячих газів - деетанізація (переважно етану і пропану), конденсат направляється на ГПЗ і піддається розділенню з метою отримання газового бензину і зріджених газів.

Конденсати різних родовищ відрізняються по фракційному складу вхідних в них вуглеводнів. Крім того, в процесі експлуатації родовища також відбувається зміна фракційного складу компонентів. Якість конденсату оцінюється як його складом (стабільний - нестабільний), так і вмістом легших (чим C_{5+}) компонентів, пружністю пари компонентів і відсотком википання його при температурах нижче 50 C і атмосферному тиску. Стабільним є такий конденсат, який можна зберігати в рідкому стані при атмосферному тиску і при температурі нижче 40 C .

Окрім вуглеводневих компонентів, до складу природних і попутних нафтових газів входять пари води, азот, вуглекислий газ, інертні гази, сірководень і ін.

Значне місце в технологіях переробки різних видів сировини займають штучні гази, що виділяються в багатьох хімічних і нафтохімічних технологічних процесах. До них відносяться коксівний газ, що утворюється при переробці

кам'яного вугілля на кокс, вихід коксівного газу складає до 350 м³ на тонну вугілля, при цьому до 20 % початкового палива переходить в коксівний газ. У доменних печах металургійних виробництв утворюється доменний газ, що містить до 40% теплопродуктивності початкового палива.

В даний час створюються установки для переробки побутових відходів, отримання і розділення біогазу.

ГПЗ, газопереробні і газо-роздільні установки (ГПУ і ГРУ), а також газо-фракціонуючі установки (ГФУ), призначені для переробки і розділення газових і газорідинних сумішей (конденсату), які одержують при здобичі і переробці вуглеводневої сировини.

Метою газо-переробки є повніше і економічно обґрунтоване використання компонентів вуглеводневої сировини при його комплексній переробці. Згідно прийнятої класифікації продукція ГПЗ і промислових установок підрозділяється на 5 груп:

- до першої групи входять газові суміші, які використовуються в якості енергетичного палива, ці суміші переважно складаються з метану з домішками інших вуглеводнів в кількості до 10 % об.;
- друга група включає газоподібні технічні вуглеводні із заданим складом;
- третя група об'єднує рідкі вуглеводні, зокрема широку фракцію легких вуглеводнів (ШФЛВ), а також зріджені суміші пропану, бутану і ін.;
- до четвертої групи входять продукти - газовий конденсат і продукти його переробки, які за нормальних умов знаходяться в зрідженому стані;
- до п'ятої групи продуктів відносяться тверді продукти: газова сажа, технічний вуглець, канална сажа.

В результаті переробки початкової сировини за допомогою фізичних методів на ГПЗ залежно від технології і повноти розділення можна одержувати наступні продукти:

- метан - паливний газ як технологічна сировина для металургічної і енергетичної промисловості;
- метан-етанова фракція - як енергетичне паливо;
- етан - сировина для виробництва етилену на нафтохімічних підприємствах;
- пропан і бутан - сировина для виробництв органічного синтезу або як паливо (зріджений побутовий газ);
- стабільний конденсат - високоефективний аналог нафти;
- нестабільний бензин - суміш широкої фракції легких вуглеводнів (ШФЛВ);
- стабільний газовий бензин, дизельне паливо і інші вуглеводні.

Нестабільний газовий бензин - конденсат, звільнений від метану і етану (допускається домішка метану + етану в межах 4...6 % мас.).

Стабільний газовий бензин - суміш легко-киплячих вуглеводнів (C_3+C_5) з температурою википання в інтервалі температур 35...150 °C [6].

1.2 Технологічний процес

1.2.1 Основні об'єкти газопереробного заводу

Газопереробний завод в залежності від потужності родовища може включати одну або декілька технологічних ліній.

До складу основних технологічних об'єктів ГПЗ входять пункти прийому та підготовки газу, компресорні станції, установки очистки та осушки газу, холодильні та газофракціонуючі установки, товарні парки і перекачують станції. Крім того, до складу ГПЗ входять об'єкти загальнозаводського господарства: цех контрольно-вимірювальних приладів (КВП) і автоматизації, ремонтно-механічний цех, служби зв'язку та сигналізації, споруди та мережі паро-та енергопостачання, водопроводу і каналізації, охорони навколишнього середовища та безпечної експлуатації, та ін.

Принципова схема взаємозв'язку основних об'єктів і технологічних потоків ГПЗ представлена на рисунку 1.2.

Специфічними особливостями ГПЗ є зміни складу вихідної сировини і вмісті в ній домішок, тиску і температури, що змушує в процесі експлуатації встановлювати додаткове обладнання (дотискні компресорні станції, насоси, сепаратори тощо) і установки.

Газопроводи сирого газу, які йдуть від промислів, сходяться в пункті прийому, сепарації, виміру і редукування (пониження тиску) газу. У прийомних сепараторах з газу відокремлюються механічні домішки - пісок, продукти корозії, крапельки нафти, води і вуглеводневого конденсату.

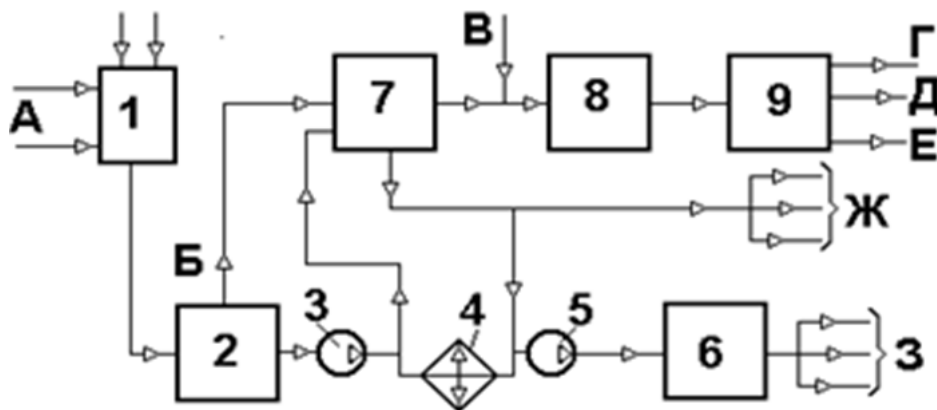


Рисунок 1.2 - Основні технологічні об'єкти і потоки ГПЗ

А - газ з промислів;

Б - конденсат;

В - нестабільний бензин, що надходить ззовні;

Г - газовий бензин;

Д - пропан;

Е - бутан;

Ж - газ ближнім споживачам;

З - газ далеким споживачам;

1 - пункт прийому та заміру кількості газу;

2 - установка очищення;

3, 5 - компресорні станції 1 і 2 ступені відповідно;

4 - теплообмінник газу;

6 - установка осушки газу;

7 - установки відбензинення;

8 – газороздільних установки;

9 - товарне наливне господарство

Принцип роботи сепараторів заснований на гравітаційних і інерційних методах розділення двох - і трифазних систем, в результаті цього частинки твердої або рідкої фази осідають в нижній частині сепаратора, а потім можуть бути виведені із системи. Сепаратори встановлюють на відкритих майданчиках у вигляді вертикальних або горизонтальних циліндричних ємностей. Прилади для вимірювання кількості газу та установки редукування встановлюють в утеплених приміщеннях.

Для подальшої переробки з метою подальшого розділення відсепарований газ піддають очищенню від компонентів кислих газів (двоокису вуглецю,

сірководню та інших сірковмісних газів). Вибір методу очищення залежить від тиску газу, який надходить на переробку, вмісту домішок, мети і глибини подальшої переробки. Попереднє очищення і осушення газу багато в чому визначає успішну роботу основного технологічного обладнання.

Якщо видобутий газ надходить на ГПЗ під досить високим тиском (1,5...5 МПа), то цього тиску, як правило, достатньо для подальшої переробки з метою розділення його на окремі продукти і фракції (газовий стабільний і нестабільний бензин, а також пропан-бутанову фракцію, широку фракцію легких вуглеводнів (ШФЛВ) та ін.).

Газ, який видобувається на родовищі, в залежності від тиску в продуктивному пласті, надходить на поверхню під тиском 1,2...2,0 МПа, достатньому для первинної переробки його на ГПЗ. Якщо ж продуктивна свердловина знаходиться далеко від ГПЗ, то після сепарації та очищення газу безпосередньо на промислі встановлюють дотискні компресорні станції для стиснення газу до тиску 6...10 МПа, а потім вже стиснений газ транспортують на ГПЗ. Одночасно в складі ГПЗ і його окремих блоків і установок також є компресорні станції.

В залежності від повноти розділення газової сировини на ГПЗ стиснення газу здійснюють в одну, дві або три ступені з проміжним охолодженням в міжступінчастих теплообмінниках - холодильниках водяного або повітряного охолодження. При низькому вмісті фракцій ($C_3 + C_5$) в стиснутому газі використовують компресорні установки без проміжної сепарації. Якщо в газі, який стискається, міститься підвищена кількість важких вуглеводневих фракцій, то використовують схеми стиснення з проміжною сепарацією. Після дотискувальних компресорів може бути реалізована додаткове осушення газу в абсорбційних або адсорбційних установках.

Очищений і осушений газ направляють на установки відбензинювання з метою попереднього поділу його на кілька фракцій: нестабільний газовий бензин, відбензинений газ і скидний газ, який використовується для внутрішніх потреб власного виробництва. Відбензинений газ направляють в магістральний газопровід ближнім і далеким споживачам. Використовується кілька видів

установок відбензинювання в залежності від складу газу, його тиску і повноти подальшого поділу газової суміші. На деяких заводах установки відбензинювання суміщені з комплексними газо-фракціонуючими установками.

Газову суміш, до складу якої входять помітні кількості цінних і рідкісних газів (таких як етан і гелій), піддають переробці на спеціальних установках. Для підвищення концентрації та подальшого вилучення етану процес ведуть при низьких температурах і високих тисках на установках низькотемпературної конденсації (НТК), виділяючи в рідку фазу всі вуглеводні складу C_3 і вище. Потім проводять конденсацію етану і розділюють рідку фазу на установках низькотемпературної ректифікації (НТР) з отриманням етану високої чистоти.

На газо-фракціонуючих установках з нестабільного газового бензину отримують стабільний газовий бензин і виділяють широку фракцію вуглеводнів (ШФВ) складу $C_3 + C_5$. Виділену фракцію ШФЛВ розділяють на окремі фракції типу пропан-бутан або на індивідуальні технічно чисті вуглеводні: пропан, ізобутан, н-бутан і ін. Кінцеві цільові продукти газо-фракціонуючих установок відкачують в товарний парк і відвантажують споживачам.

У деяких родовищах в природних газах містяться домішки інших газів (азоту, двоокису вуглецю, гелію та ін.), які знижують енергетичну цінність газу. Гелій є цінним компонентом, він надзвичайно сильно розсіяний в природі і тому його вилучення з газів завжди доцільно. При глибокій комплексній переробці газів і наявності на ГПЗ холодильних установок в якості побічних продуктів можуть одержувати азот і вуглекислоту.

Чим більш глибокій переробці піддаються природні і нафтові гази, тим потужніше на ГПЗ використовуються холодильні установки. У схемах новітніх ГПЗ використовують холодильні установки, в яких як хладагентів застосовують аміак, етан, пропан, бутан і етилен, а також установки для отримання температур глибокого холоду з детандерними циклами.

На сучасних ГПЗ у складі допоміжних цехів будують повітря-роздільні установки, що забезпечують азотом основні газо-роздільні установки. Азот використовується як інертний газ для створення газової подушки в резервуарах,

для продувки апаратів перед виведенням їх на ремонт, для забезпечення заходів безпеки [6].

1.2.2 Підготовка газів, промислова сепарація

Добутий з надр природний і попутний нафтовий газ містять механічні домішки у вигляді частинок глини, піщинок, окалини металу, а також крапельну вологу: краплі води, конденсату, масла, нафти.

Для подальшої переробки газу з метою захисту трубопроводів, контрольно-вимірювальних приладів і обладнання від забруднень і зносу проводять очищення природного газу в промислових і заводських сепараторах. Конструкція сепаратора обирається в залежності від вмісту і розмірів механічних частинок, розмірів крапель краплинної вологи і необхідного ступеня очищення.

Для вловлювання твердих частинок і крапель вологи з розмірами 100...1000 мкм зазвичай використовують сепаратори горизонтальні, вертикальні і сферичні об'ємного типу. В сепараторах відділення дисперсних частинок з газового потоку відбувається за рахунок зниження швидкості потоку газу, а також за рахунок створення в апарату інерційних та відцентрових сил при тангенціальному введенні газу в сепаратор.

Вертикальні сепаратори займають невелику площу для свого розміщення, їх застосовують переважно тоді, коли в потоці газу міститься багато бруду і піску, з таких апаратів після відділення легко виводиться бруд в дренажну систему.

Горизонтальні сепаратори застосовують при очищенні великих об'ємів газу з підвищеним вмістом в них вологи, в них вдаліше компонується сепаруючі і відбійні пристрої, вони зручні при обслуговуванні та ремонті. До недоліків їх відносять труднощі з відведенням осілих механічних частинок.

Для обробки великих об'ємів газу високого тиску застосовують сферичні сепаратори, які найменш металосміні по відношенню до одиниці об'єму витрати газу, компактні щодо займаної площі, зручні в обслуговуванні та ремонті.

Деякі з існуючих конструкцій сепараторів представлені на рисунку 1.3.

По конструктивному оформленню будь сепаратор включає в себе вхідну сепараційні зону, осаджувальну, основну сепараційну зону та пристрої для виходу газу і для відводу рідини.

Вузол вводу газу в сепаратор виконують у вигляді патрубку, привареного в середній частині апарату і закритого відбійною пластиною, яка знижує швидкість газу і розподіляє потік газу рівномірно по перетину апарату (рис. 1.3, а, б). В деяких сепараторах патрубків введення газу приварений до корпусу тангенціально, що сприяє руху газу з великою швидкістю вздовж стінки і виникнення в потоці відцентрових сил, під дією яких відбувається відділення дисперсної фази - твердих частинок або крапель вологи.

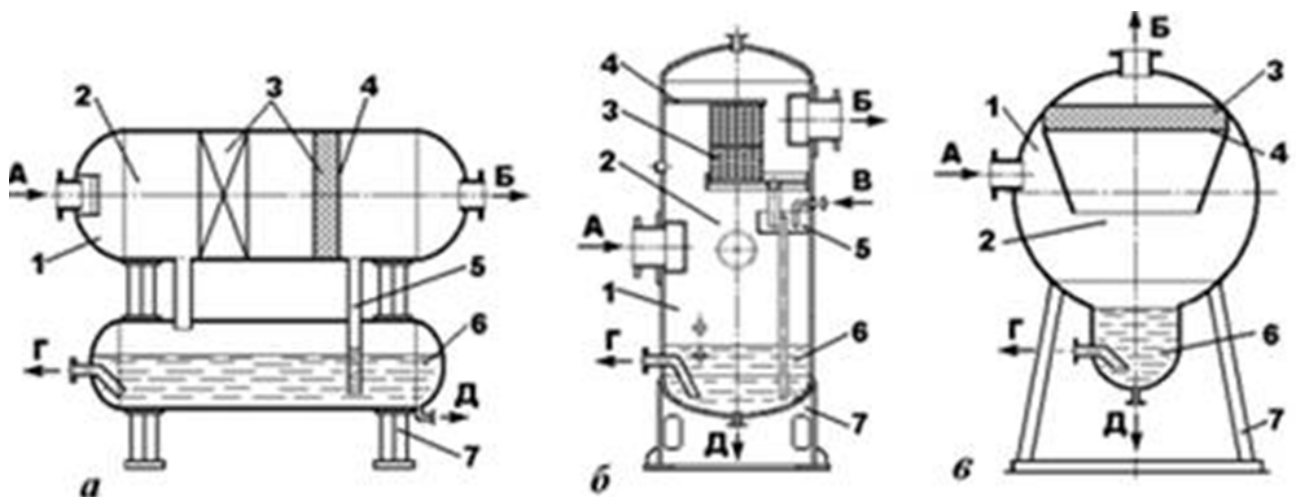


Рисунок 1.3 - Конструкції сепараторів для очищення газів:

- | | | |
|------------------------------|--------------------------------|------------------------|
| а - горизонтальний; | б - вертикальний; | в – сферичний |
| А - вхід сирого газу; | Б - відведення очищеного газу; | В - подача рідини; |
| Г - відведення конденсату; | Д - відвід осаду; | 1 - корпус; |
| 2 - вхідна сепараційні зона; | 3 - основна сепараційні зона; | 4 - кріплення насадки; |
| 5 - гідрозатвір; | 6 - збірник рідини; | 7 - опора |

У деяких конструкціях сепараторів інерційного типу газовий потік направляють вертикально вниз, при цьому газ контактує з шаром рідини, і з нього виділяються дисперсні частинки.

В осаджувальній зоні сепаратора при зниженій швидкості руху газу відбувається гравітаційне або інерційне відділення великих частинок і крапель під дією сил тяжіння або інерції.

В основній сепараційній зоні відбувається уловлювання дрібнодисперсних частинок, крапель вологи і туману, що досягається при проходженні газу через

шар насадки, що працює в плівковому режимі. Високий ступінь очищення газу (до 99,5 %) досягається в волокнистих туман вловлювачах типу фільтр - сепаратор.

Для відділення дрібних частинок і крапель вологи використовують сепаратори з насадками з кілець Рашига, дротів і дротяних сіток, а також фільтри - сепаратори зі різноманітними фільтруючими матеріалами.

Для очищення газу та уловлювання твердих часток розміром менше 1 мкм використовують сепаратори мокрого типу з використанням змочуються агентів - бензину або дизельного палива (рис. 1.4).

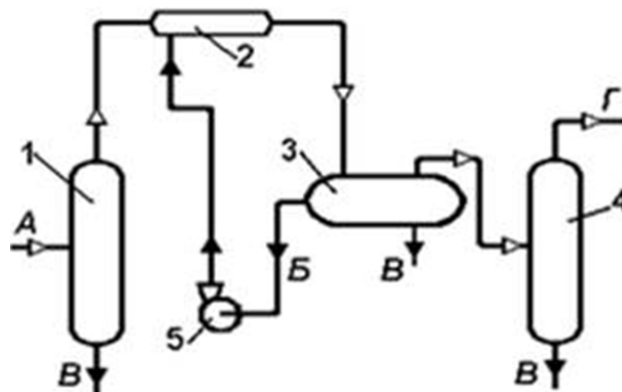


Рисунок 1.4 - Установка очищення газу від механічних домішок із застосуванням рідини

А - сирий газ;

Б - бензин;

В - виділені домішки;

Г - очищений газ;

1 - сепаратор;

2 – змішувач;

3 - сепаратор відділення бензину; 4 - газовий сепаратор;

5 – насос

Потік газу, який очищується, проходить спочатку через сепаратор 1 попереднього очищення від грубих частинок і крапель вологи, потім надходить у змішувач 2, де зрошується бензиновою фракцією. У сепараторі 3 відбувається відділення бензину і уловлювання частинок, що лишилися, шламу відводять у відстійник, бензин насосом 5 подається в змішувач. Остаточне очищення газу завершується в газовому сепараторі 4.

Очищення від механічних домішок відбувається також і в наступних установках очищення газу від домішок кислих газів і в установці осушення газу при контакті з рідкими поглиначами.

У процесах осушування газу від вологи та очищення його від домішок кислих газів при барботуванні газу через контактні елементи утворюються

краплі рідини, при цьому також виникає необхідність їх вловлювати або безпосередньо в апарату, або в окремо винесеному сепараторі.

Краплі рідини також утворюються при стисненні і охолодженні газу в результаті конденсації високо-киплячих компонентів газової суміші, тому сепаратори встановлюють між ступенями стиснення компресора, а також між блоками охолоджуючих теплообмінників.

Збирання газу та газового конденсату зі свердловин на промислах відбувається за однією з наступних схем: лінійною, кільцевою або груповою. Конкретний вибір схеми збирання газу залежить від багатьох причин, у числі яких геологічні умови родовища, склад та властивості продукції, яка видобувається, газових свердловин, способу підготовки газу та газового конденсату до транспортування, вимог споживачів та інші фактори. Кожна газова свердловина з'єднується з газозбірними колекторами газопроводами-шлейфами. Газозбірні колектори з'єднують газопроводи-шлейфи з установками комплексної підготовки газу (УКПГ). При наявності на родовищі декількох УКПГ їх з'єднують між собою сполучними газопроводами. Найбільше застосування на нових газових і газоконденсатних родовищах одержала централізована система збирання. Газ і газовий конденсат від групи свердловин по індивідуальних газопроводах-шлейфах надходять на УКПГ, потім після підготовки на кожній УКПГ потрапляють у газозбірний колектор і далі на головні спорудження (ГС). Слід зазначити, що на перших стадіях розробки газових родовищ широко застосовувалися індивідуальні схеми збирання газу, коли на кожну свердловину встановлювали свій комплекс устаткування для підготовки газу. Така схема збирання газу відрізнялася високим ступенем надійності, тому що вихід з ладу однієї індивідуальної установки не припиняв роботу всієї системи. Однак через ряд суттєвих недоліків (велика металоємність та розгалуженість об'єктів, підвищена чисельність обслуговуючого персоналу, складна система водо- і теплопостачання) така система сьогодні не застосовується.

На сучасних газових родовищах система збирання і підготовки газу включає наступні спорудження: установку попередньої підготовки газу (УППГ),

УКПГ і ГС. Це загальна схема, тому що залежно від характеру родовища (газове або газоконденсатне) та інших факторів процеси підготовки газу можуть в основному зосереджуватися на УППГ, УКПГ або на УКПГ і ГС. Наприклад, якщо родовище газове, то вся підготовка газу зосереджується на УКПГ, а на УППГ здійснюють тільки вимірювання обсягів продукції, що отримано з кожної газової свердловини. На газоконденсатних родовищах на УППГ здійснюють не тільки вимірювання обсягу продукції кожної свердловини, а й часткове відділення вологи та конденсату.

При промисловій підготовці газу в основному для видалення вологи та конденсату застосовують три технологічні процеси: низькотемпературну сепарацію (НТС), абсорбційне та адсорбційне осушування. Області застосування кожного з цих технологічних процесів визначаються конкретними умовами кожного газового родовища. Так, для підготовки газу на газових родовищах для видалення вологи широко застосовують абсорбційне, а також адсорбційне осушування. При наявності в газі конденсату поряд з абсорбційним і адсорбційним осушуванням, особливо в умовах північних газоконденсатних родовищ, широко застосовують низькотемпературну сепарацію (НТС), а при вмісті конденсату в газі більше $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$ застосовують також і низькотемпературну абсорбцію (НТА). Якщо газ містить підвищену кількість сірководню та вуглекислого газу (кислі домішки), то газ додатково очищають від сірководню та вуглекислого газу на спеціальних установках, а на великих родовищах на ГПЗ.

Основними технологічними способами підготовки газу до транспортування на газових і газоконденсатних родовищах є процеси сепарації. Принцип дії цих процесів заснований на зміні фазових співвідношень газоконденсатних сумішей при зміні параметрів систем.

Зниження температури газу при постійному тиску супроводжується переходом частини вуглеводнів у рідку фазу. При цьому ступінь конденсації компонентів обернено пропорційна значенням їх констант рівноваги.

Вплив тиску на ступінь конденсації як суміші, так і окремих компонентів неоднозначний і є наслідком залежності констант рівноваги компонентів природного газу від тиску.

Низькотемпературна сепарація - процес отримання рідких вуглеводнів з газів шляхом однократної конденсації при понижених температурах з розділенням рівноважних газової та рідинної фаз.

Низькотемпературна сепарація здійснюється при температурах від $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ у гравітаційно-інерційних сепараторах з попереднім охолодженням газу. Охолодження газу до низьких температур дозволяє більш глибоко провести видалення вологи та конденсату. Температуру газу можна понизити за рахунок ізоентальпійного або ізоентропійного розширення. Ізоентальпійне розширення газу здійснюється з використанням дросельних пристроїв, а ізоентропійне - із застосуванням турбодетандерів. Для охолодження газу та газового конденсату при НТС використовують два методи: дроселювання газу і застосування спеціальних холодильних машин. Початковий пластовий тиск практично всіх газових і газоконденсатних родовищ вище, ніж тиск у газопроводі, призначеному для транспортування підготовленого газу. Тому при підготовці газу до транспортування тиск газу знижують дроселюванням. Метод дроселювання заснований на «дросель-ефекті» Джоуля-Томсона. Суть цього ефекту полягає в зміні температури газу при зниженні тиску на дроселі, тобто на місцевій перешкоді потоку газу. При позитивному ефекті Джоуля-Томсона газ у процесі дроселювання охолоджується, а при негативному - нагрівається. Для природного газу, що складається в основному з метану, ефект Джоуля-Томсона позитивний, тобто відбувається з охолодженням газу. Для дроселювання газу перед входом у сепаратор встановлюють дросель, тобто пластину з вузьким прохідним отвором. Дроселювання газу широко застосовують при низькотемпературній сепарації через простоту пристрою дроселя та відсутність складного холодильного встаткування. Однак дроселювання ефективно для охолодження газу тільки при певному пластовому тиску газової свердловини. Для досягнення необхідного ступеня зневоднювання необхідний достатній перепад тиску між мережею збирання родовища та колектором розподілу газу по газопроводах. Для

задовільної роботи установок необхідний перепад тиску 6...7 МПа. Значення цього перепаду визначається, з одного боку, пластовим тиском свердловин, з іншого боку - тиском, встановленим для вихідного колектору газопроводів, який зазвичай постійний, а тиск у свердловинах поступово знижується. Внаслідок цього з часом «дросель-ефект» не забезпечує одержання низьких температур сепарації, а, отже, необхідну точку роси як по воді, так і по важких вуглеводнях. Тому застосування дроселювання на пізніх стадіях розробки родовища неефективно в результаті падіння тиску газу. У цьому випадку для охолодження газу до низьких температур обробки перед сепарацією установки простої сепарації доповнюють спеціальними холодильними машинами. Застосування таких машин дозволяє вести підготовку газу до кінця розробки родовища, але при цьому зростають (приблизно в 2...2,5 рази) капітальні вкладення в облаштування промислів. У якості холодоагенту застосовують аміак, пропан та інші низько-киплячі речовини. Для запобігання утворення гідратів у сирий газ вводять водяний розчин гліколей.

Типова схема установки низькотемпературної сепарації (УНТС) представлена на рисунку 1.5.

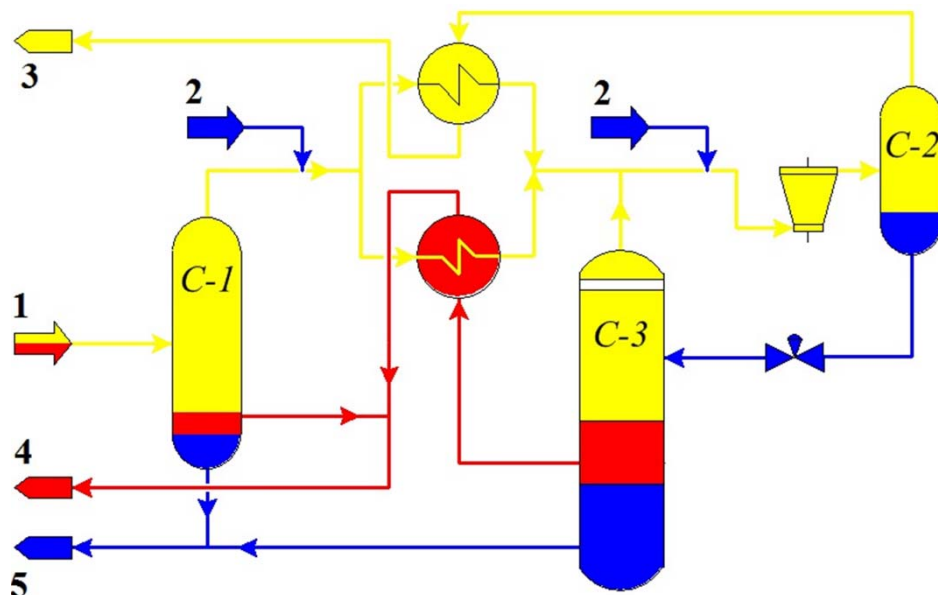


Рисунок 1.5 - Принципова технологічна схема УНТС

- | | | |
|-----------------------|----------------------------------|-------------------------|
| 1 - сирий газ; | 2 - діетиленгліколь; | 3 - відсепарований газ; |
| 4 - конденсат на УСК; | 5 - розчин інгібітору та гліколю | |

Сирий газ зі свердловин надходить у перший ступінь сепарації С-1, де відділяється рідинна фаза (пластова вода з розчиненими інгібіторами та

сконденсований вуглеводневий конденсат). Відсепарований газ направляється до рекуперативних теплообмінників для рекуперації холоду з дросельованих потоків газу та конденсату. Для попередження гідрато-утворення в потік газу перед теплообмінниками впорскують моно-, діетиленгліколь або метанол. При наявності вільного перепаду тиску (надлишкового тиску промислового газу) охолоджений газ з теплообмінників надходить у розширювальний пристрій (дросель або детандер). При відсутності вільного перепаду тиску газ направляють у випарник холодильного циклу, де використовується зовнішній холодоагент, наприклад зріджений пропан. Після охолодження в розширювальному пристрої або випарнику газ надходить у низькотемпературний сепаратор С-2, де з потоку газу відділяються рідкі вуглеводні, що сконденсувалися, і водяний розчин інгібітору гідратоутворення. Газ з сепаратора С-2 через теплообмінник подається в магістральний газопровід. Рідка фаза через дросель надходить у трифазний сепаратор С-3, звідки газ вивітрювання ежектором повертається в основний потік. Водяний розчин інгібітору, відведений знизу сепаратора С-3, направляється на регенерацію, а вивітрений конденсат через теплообмінник направляється на стабілізацію до установки стабілізації конденсату (УСК).

До основних факторів, які суттєво впливають на ефективність роботи УНТС відносяться склад сировинного газу, температура, тиск, ефективність устаткування та число ступенів сепарації.

Вплив складу сировинного газу такий, що чим важче склад вихідної суміші (чим більше середня молекулярна маса газу), тим вище ступінь отримання рідинних вуглеводнів. Однак, починаючи з деякого складу (середня молярна температура кипіння близько -133°C , молекулярна маса приблизно $M \approx 22$), обважнення складу вихідної суміші практично не виявляє впливу на ступінь отримання компонентів C_{5+} . Підвищення ступеня добування рідких вуглеводнів з легких вихідних сумішей іноді досягають використовуючи метод сорбції в потоці, тобто здійснюють упорскування в потік вихідної суміші стабільного конденсату або інших вуглеводневих рідин на деякій відстані від сепаратора.

Таким чином збільшується вага суміші, а отже, і підвищується ступінь отримання компонентів C_{5+} .

Температуру газу на УНТС обирають виходячи з необхідної точки роси для транспортування газу по трубопроводу в однофазному стані. Для легких газів ($M \leq 22$, середня молекулярна температура кипіння $-156 \dots -133$ °C) зниження температури сепарації від 0 до -40 °C забезпечує істотне зростання ступеня отримання компонентів, які утворюють конденсати. Для жирних газів ($M > 22$, середня молекулярна температура кипіння більше -133 °C) вплив температури на ступінь отримання рідких вуглеводнів незначний. Таким чином, чим легше склад вихідної суміші, тим більш низька температура потрібна для виділення рідких вуглеводнів на УНТС для досягнення заданої точки роси.

Тиск сепарації визначається тиском магістрального трубопроводу та у межах звичайно використовуваних тисків ($5,0 \dots 7,5$ МПа) мало впливає на ступінь отримання компонентів C_5 і вище. Більш важливий вільний перепад тиску, що дозволяє досягати низьких температур сепарації. У період зниження пластового тиску ефективність роботи УНТС підтримується на колишньому рівні за рахунок уведення дотискувального компресора та зовнішнього холодильного циклу.

На ефективність роботи УНТС впливає використовуване джерело холоду. У процесі тривалої експлуатації свердловин і при зниженні пластового тиску заміна ізоентальпійного розширення (дроселювання) на ізоентропійне (розширення в детандерах) дозволяє ефективніше використовувати вільний перепад тиску і при тому самому перепаді тиску при детандуванні потоку досягати більш низьких температур сепарації. На пізніх стадіях експлуатації свердловин, коли вільний перепад тиску практично відсутній, на ефективність роботи УНТС буде впливати обраний холодоагент, його витрата у випарнику і поверхня теплообміну.

На газоконденсатних родовищах при підготовці до транспортування використовують двох- та триступеневі схеми НТС (рис. 1.6).



Рисунок 1.6 – Технологіяна ланка низькотемпературної сепарації

При однакових параметрах (тиск і температура) останнього ступеня охолодження чим менше число ступенів сепарації, тим більше вихід рідкої фази та менше вміст вуглеводнів C_{5+} у товарному газі. Але при одноступеневій сепарації надмірно високі втрати компонентів газу з вуглеводневим конденсатом. Збільшення ступенів сепарації підвищує чіткість розділення газової та рідкої фаз.

УНТС виправдовують себе на початкових стадіях експлуатації свердловин або на невеликих родовищах, коли більш складні установки не встигають себе окупати. Закордонний досвід свідчить про доцільність заміни УНТС на великих родовищах на процеси низькотемпературної конденсації, що проводяться при суттєво більш низьких температурах ($-120\dots-90^{\circ}\text{C}$) з розділенням вуглеводневих сумішей на вузькі фракції або індивідуальні вуглеводні [6].

1.3 Об'єкт керування

На нафтових промислах, зокрема і в Україні, залежно від пластового тиску та прийнятої технологічної схеми збору нафти і попутного газу видобування нафти з свердловин ведеться фонтанним, газліфтними способами або глибинними насосами [7]. За всіх способів видобування устаткування, встановлене на свердловині, працює без постійної присутності оперативного обслуговуючого персоналу. До основних параметрів належать витрата, тиск, рівень, температура та якісні показники [8].

Актуальною задачею на сьогоднішній день є питання оптимізації

технологічних процесів збору та підготовки нафти і газу з метою ефективного використання технологічного обладнання. Тобто йдеться про часткове об'єднання процесу першого ступеню сепарації із груповими замірними установками для свердловин, що мають низький дебіт, яким і є більшість нафтових родовищ в Україні.

В кваліфікаційній роботі в якості об'єкту управління обрано розподільчий газовий сепаратор.

Розподільчі газові сепаратори - це фільтрувальні установки, які використовуються в нафтових і газовидобувних родовищах для очищення нафтового газу від механічних домішок, крапельної нафти і води, перш ніж подаватися в магістральні газопроводи. Нафтові вуглеводні містять метан, пропан, бутан і більш важкі сполуки, тому вони є цінною сировиною для хімічної та енергетичної промисловості. Однак їх використання в чистому вигляді утруднене через велику кількість різних включень.

Використання сепараторів дає можливість ізолювати вуглеводні, які відповідають вимогам ГОСТ при нафтопереробці, і запобігти їх спалюванню у факелах.

Загальний принцип роботи фільтруючих модулів заснований на використанні відцентрових і гравітаційних сил і виглядає наступним чином:

Волого-вмісна нафто-газова речовина подається в газовий сепаратор через спеціальну гілкову трубу. Навколо мішка поділу, розташованого всередині, створюється обертальний рух вхідної суміші. Під час відділення дрібні частинки відокремлюються в відсік для зберігання, після чого очищена речовина видаляється з фільтрувального обладнання.

Конструкція сепараторів для поділу і збагачення супутнього нафтового газу залежить від багатьох факторів, обов'язковими елементами сепараційних комплексів є гілкові труби і люки, призначені для:

- подачі газової суміші;
- виходу очищеного продукту;
- видалення отриманого конденсату;
- монтаж датчиків, манометрів, приладів, запірного обладнання.



Рисунок 1.7 – Сепаратор поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200

Усередині газового сепаратора знаходяться:

- передподільна камера, оснащена спеціальними пластинами, на яких відбувається первинне відділення механічних частинок, великих крапель нафти і води резервуара;
- камера з центрифугою для створення вихору вологовмісної масляно-газової суміші і з дефлектором, що дозволяє регулювати швидкість обертання;
- проміжний резервуар для збору крапель для збору дрібних частинок;
- контейнер для збору і вилучення готового виробу з агрегату.

Очищений газ використовується для подачі на магістральний газопровід або як паливо для газових електростанцій.

Технічні параметри сепаратору поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200:

- | | |
|---|------------|
| – робочий об'єм, м ³ | 200; |
| – продуктивність по нафті, м ³ /доба | 6 000; |
| – продуктивність по газу, нм ³ /т | 50; |
| – рівень нафти у сепараторі, м | 0...3,2; |
| – робочий тиск газу у сепараторі, МПа | 0,6...2,5; |
| – номінальний тиск газу у сепараторі, МПа | 1,6; |
| – робоча температура нафти у сепараторі, °С | 35...65; |
| – верхній рівень конденсату у сепараторі, м | 0,75; |

- нижній рівень конденсату у сепараторі, м 0,25;
- номінальна температура нафти у сепараторі, °С 50;
- насос подачі сирової нафти, В / кВт ~380 / 16кВт;
- насос видалення очищеного газу, В / кВт ~380 / 3,6кВт;
- насос видалення конденсату, В / кВт ~380 / 2кВт;
- насос видалення отриманої нафти, В / кВт ~380 / 16 кВт;
- підігрівач нафти, В / кВт ~380 / 90 кВт;
- конструкція матеріалу, сталь 10Х17Н13М2Т
- нижній тип апарату еліптичний
- температура навколишня, °С: -60...+45.
- висота, довжина, ширина, м 4,22 x 22,0 x 3,55;
- маса, т 44;
- відстань між опорами, м 13,0.

1.3.2 Структура об'єкту керування

Схема моделі трифазного сепаратора як газопереробної пристрою (ГПП) представлено на рисунку 1.8 [9].

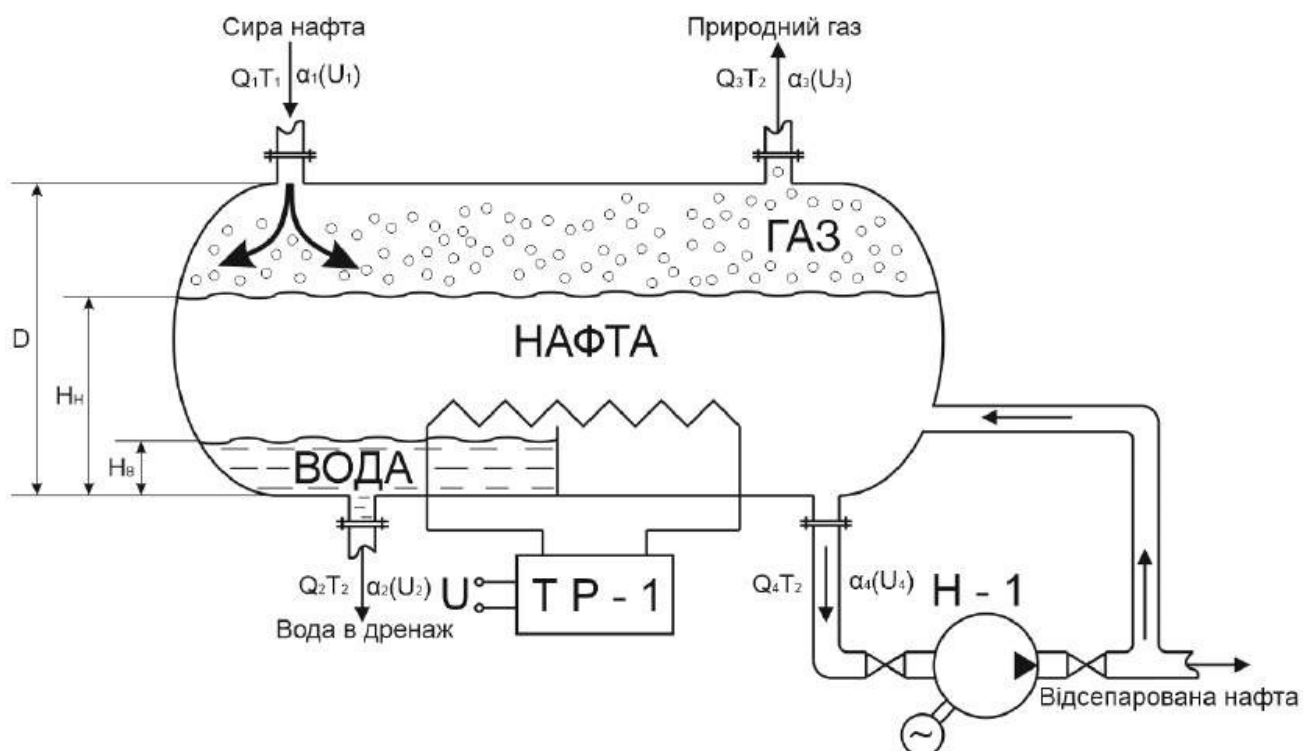


Рисунок 1.8 - Експериментальна модель трифазного сепаратора

Принцип роботи сепараторів заснований на гравітаційних і інерційних методах розділення трифазних систем, в результаті цього частинки твердої або рідкої фази осідають в нижній частині сепаратора, а потім можуть бути виведені із системи. Сепаратори встановлюють на відкритих майданчиках у вигляді горизонтальних циліндричних ємностей. Прилади для вимірювання кількості газу та установки редукування встановлюють в утеплених приміщеннях.

Об'єкт керування має наступні основні параметри:

Вхідні сигнали:

- насос подачі сирої нафти, В / кВт ~380 / 16кВт;
- насос видалення очищеного газу, В / кВт ~380 / 3,6кВт;
- насос видалення конденсату, В / кВт ~380 / 2кВт;
- насос видалення отриманої нафти, В / кВт ~380 / 16 кВт;
- підігрівач нафти, В / кВт ~380 / 90 кВт;

Вихідні:

- тиск газу у сепараторі, МПа 0,6...2,5;
- температура нафти у сепараторі, °С 35...65;
- рівень нафти у сепараторі, м 0...3,2;
- верхній рівень конденсату у сепараторі, м 0,75;
- нижній рівень конденсату у сепараторі, м 0,25;

На рисунку 1.9 представлена структура об'єкту керування.

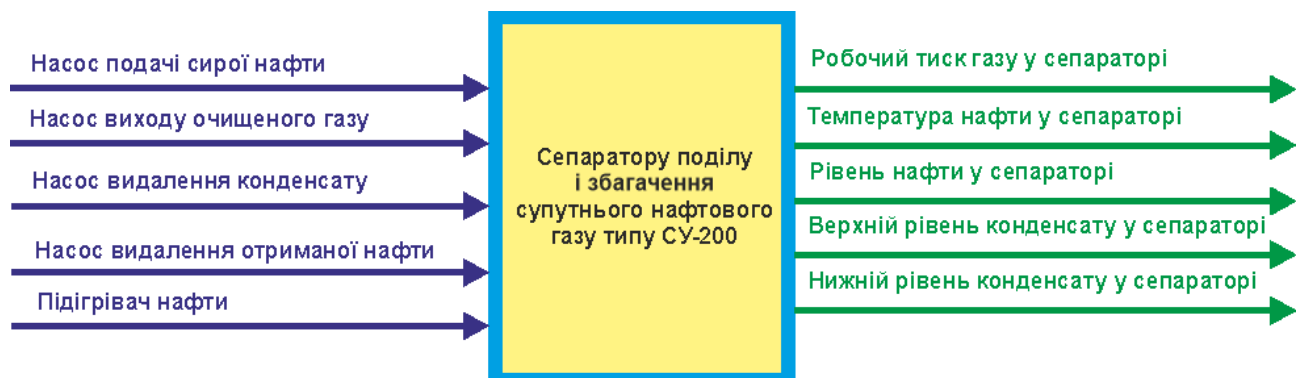


Рисунок 1.9 – Структура об'єкту керування

1.3.3 Принцип функціонування об'єкту керування

Згідно рисунку 1.9, де наведена структурна об'єкту керування, можна визначити основні канали керування:

- «насос подачі сирої нафти → тиск газу у сепараторі»;
- «насос подачі сирої нафти → температура нафти у сепараторі»;
- «насос подачі сирої нафти → рівень нафти у сепараторі»;
- «підігрівач нафти → температура нафти у сепараторі».

1.4 Структура системи керування

Роботою сепаратору поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200 керує автоматичний регулюючий прилад, який має автоматично підтримувати задані технологічні параметри, які визначені технологічною картою.

1.5 Формулювання задачі дослідження

В нашому випадку, для створення підсистеми автоматичного керування сепаратору поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200, обрано один із головних каналів - «підігрівач нафти → температура нафти у сепараторі».

З метою побудови підсистеми керування за обраним каналом керування, необхідно провести активний експеримент для визначення параметрів передавальної функції об'єкту керування – сепаратору поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200.

Підсистема керування має підтримувати задану температуру нафти у сепараторі в межах діапазону температур 35...65 °С завдяки регулюючим можливостям електро-підігрівача нафти, потужність якого може змінюватись в межах 0...90 кВт. Номінальне значення температури нафти залежить від технологічних параметрів розподілу попутних газів.

1.6 Висновки за розділом

Актуальність роботи пояснюється необхідністю модернізації систем керування, які використовуються на підприємствах нафтопереробної промисловості. Сучасна система керування дозволить оперативно контролювати значену кількість технологічних параметрів, дозволяючи отримувати режими

роботи технологічного обладнання з заданими показниками якості. Також ця система керування матиме можливість фіксації та збереження параметрів роботи технологічного обладнання.

2 РОЗРОБКА АПАРАТНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ

2.1 Розробка структурної схеми підсистеми керування

У кваліфікаційній роботі, в якості об'єкту керування, обрано технологічне обладнання - сепаратор поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200.

До мінімального складу структури підсистема керування, за вхідними і вихідними сигналами, мають входити наступні сигнали.

Вхідні сигнали:

- | | |
|---|------------|
| – тиск газу у сепараторі, МПа | 0,6...2,5; |
| – температура нафти у сепараторі, °С | 35...65; |
| – рівень нафти у сепараторі, м | 0...3,2; |
| – верхній рівень конденсату у сепараторі, м | 0,75; |
| – нижній рівень конденсату у сепараторі, м | 0,25; |

Вихідні сигнали керування:

- | | |
|--|----------------|
| – насос подачі сирової нафти, В / кВт | ~380 / 16кВт; |
| – насос видалення очищеного газу, В / кВт | ~380 / 3,6кВт; |
| – насос видалення конденсату, В / кВт | ~380 / 2кВт; |
| – насос видалення отриманої нафти, В / кВт | ~380 / 16 кВт; |
| – підігрівач нафти, В / кВт | ~380 / 90 кВт; |

Слід окремо відзначити, що для організації економічної та стабільної роботи сепаратору поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200 треба забезпечити можливість регулювання потужності для всіх вихідних сигналів керування, тобто забезпечити «лінійний» режим для насосів, підігрівача нафти.

Роботою технологічного обладнання - сепаратору поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200 керує програмований логічний контролер (рис. 2.1).

Підсистема керування має підтримувати задану параметри температури нафти у сепараторі (можлива температура з діапазону 35...65 °С), та тиск газу у

сепараторі (можливий тиск з діапазону 0,6...2,5 МПа) завдяки регулюючим можливостям за наступними основними каналами керування:

- «насос подачі сирової нафти → тиск газу у сепараторі»;
- «насос подачі сирової нафти → температура нафти у сепараторі»;
- «насос подачі сирової нафти → рівень нафти у сепараторі»;
- «підігрівач нафти → температура нафти у сепараторі»;

На рисунку 2.1 показана структурна схема підсистеми керування

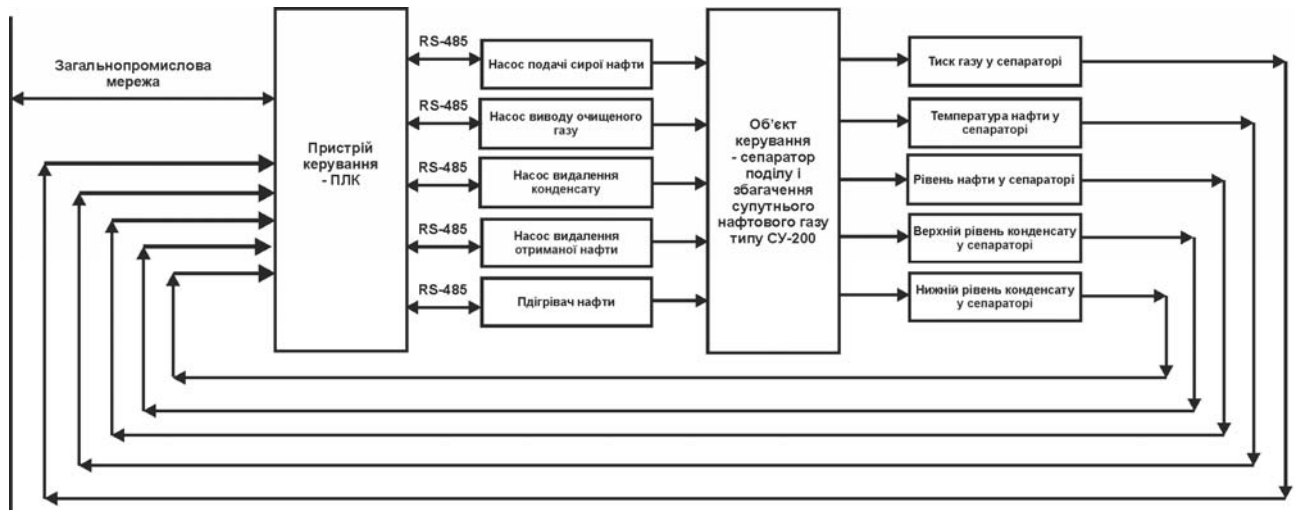


Рисунок 2.1 – Структурна схема підсистеми керування

Датчики тиск газу, температури і рівню нафти, верхнього і нижнього рівню конденсату у сепараторі забезпечують необхідною інформацією систему керування з метою організації заданої за технологічними параметрами роботи з урахуванням можливої економічної роботи технологічного обладнання.

Підсистема керування має підтримувати задану за технологічними параметрами температуру нафти і тиск газу у сепараторі поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200 межах заданих параметрів, які входять до складу технологічного обладнання з сепарації і збагачення супутнього нафтового.

Роботою сепараторі поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200 керує автоматичний регулюючий прилад, який має вихідні сигнали керування:

- насос подачі сирової нафти (лінійне управління);
- насос видалення очищеного газу (лінійне управління);
- насос видалення конденсату (лінійне управління);

- насос видалення отриманої нафти (лінійне управління);
- підігрівач нафти (лінійне управління).

2.2 Розробка структурної схеми інформаційних потоків

Підсистема керування обладнанням відповідає класичним вимогам до підсистем автоматизованого керування технологічним обладнанням. До неї входять пристрої збору інформації (датчики температури, тиску), еталони стану обладнання (температура, тиск), система автоматичного контролю стану обладнання, програма керування, яка повинна реалізувати формування керуючих впливів для підтримки заданого тиску газу та температурного режиму нафти у технологічного апарату - сепараторі СУ-200 на заданому рівні, мати протиаварійний захист та блок переводу до ручного режиму керування, виконавчі пристрої - електродвигуни (вентиляторів), електропідігрівача нафти.

Розроблена структурна схема інформаційних потоків наведена на рисунку 2.2.



Рисунок 2.2 – Структурна схема інформаційних потоків

2.3 Вибір апаратного забезпечення підсистеми керування

2.3.1 Вибір датчиків

Для вимірювання тиску газу у сепараторі у діапазоні 0,6...2,5 МПа будемо використовувати датчик тиску серії MBS 3000 з діапазонами вимірювання 0...3 МПа (рис. 2.3). Датчик тиску має відповідно два стандартний вихід 4...20 мА для підключення до програмованого логічного контролера [10].



Рисунок 2.3 – Датчик тиску серії MBS 3000

Таблиця 2.1 – Технічні параметри датчику тиску серії MBS 3000

№	Найменування параметра	Значення
1	Тип	Комплексне вимірювання
2	Діапазон вимірювання, МПа	0...3
3	Похибка вимірювання, %	±0,5%
4	Частота відгуку, Гц	0,1
5	Напруга живлення, В	12...24
6	Потужність споживання, Вт	1
7	Діапазон температур, °С	-40 до 85
8	Вихідний сигнал, мА	4...20

За технічними параметрами необхідно вимірювати температура нафти у сепараторі 35...65 °С. Використаємо датчик температури Т.ХА-420-Кл1-1 (рис. 2.4) з діапазоном вимірювання 0...100 °С, який має вихідний сигнал у стандартному струмовому діапазоні 4...20 мА, який полегшить підключення його до програмованого логічного контролера.

Технічні характеристики датчика наведені в таблиці 2.2 [11].



Рисунок 2.4 – Датчик температури Т.ХА-420-Кл1-1

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики датчика температури Т.ХА-420-Кл1-1

№	Найменування параметра	Значення
1	Тип	НСХ: Pt100
2	Діапазон вимірюваних температур, °С	0...100
3	Клас допуску	1
4	Точність, %	±0,5
5	Діапазон вихідного сигналу, мА	4...20
6	Напруга живлення, В	12...36
7	Потужність споживання, Вт	1

За технічними параметрами необхідно вимірювати рівень нафти у сепараторі у діапазоні 0...3,2 м.

Використаємо магнітострикційний рівнемір FineTek EG-5000 (рис. 2.5) з діапазоном вимірювання 0...5 м, який має вихідний сигнал у стандартному струмовому діапазоні 4...20 мА, який полегшить підключення його до програмованого логічного контролера.

Технічні характеристики датчика наведені в таблиці 2.4 [12].



Рисунок 2.5 – Магнітострикційний рівнемір FineTek EG-5000

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики магнітострикційного рівнеміра FineTek EG-5000

№	Найменування параметра	Значення
1	Тип	магнітострикційний
2	Діапазон вимірювання, м	0...5
3	Інтервал робочих температур, °С	-20...70
4	Точність, %	0,01
5	Максимальний тиск, бар	30
6	Діапазон вихідного сигналу, мА	4...20
7	Напруга живлення, В	12...24
8	Потужність споживання, Вт	4

За технічними параметрами необхідно вимірювати нижній (0,25 м) та верхній (0,75 м) рівень конденсату у сепараторі.

Рефлексний рівнемір VEGAFLEX 67 призначений для безперервного вимірювання рівня розділу фаз рідин. Типові області застосування: масло / вода в сепараторах або нафтопродукти / підтоварна вода в резервуарах. Завдяки спеціалізованому для задач вимірювання міжфазного рівня програмного

забезпечення, датчик є ідеальним рішенням для використання в усіх галузях промисловості. Робота VEGAFLEX 67 не залежить від оточуючих впливів, таких як пар, налипання і конденсація, а також зміни щільності рідини.

Рефлексний рівнемір VEGAFLEX 67 (рис. 2.6) з діапазоном вимірювання 0...6 м, який має вихідний сигнал у стандартному струмовому діапазоні 4...20 мА, який полегшить підключення його до програмованого логічного контролера.

Технічні характеристики датчика наведені в таблиці 2.5 [13].



Рисунок 2.6 – Рефлексний рівнемір VEGAFLEX 67

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики рефлексного рівнеміра VEGAFLEX 67

№	Найменування параметра	Значення
1	Тип	магнітострикційний
2	Діапазон вимірювання, м	0...6
3	Інтервал робочих температур, °С	-200...400
4	Точність, мм	10
5	Тиск, бар (МПа)	-1...+400(-100...+400 00)
6	Діапазон вихідного сигналу, мА	4...20
7	Напруга живлення, В	12...24
8	Потужність споживання, Вт	2

На підставі обраних датчиків та їх технічних характеристик складена таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Датчики

№	Назва параметру	Принцип дії	Тип	Діапазон змінення	Точність	Значення виходу	Період оброблення	Напруга живлення	Потужність споживання
1	Тиску газу	Комплексне вимір.	Аналоговий	0...3 МПа	±0,5 %	4...20 мА	0,1 с	12...24 В	1 Вт
2	Температура нафти	НСХ: Pt100	Аналоговий	0...100°C	±0,5 %	4...20 мА	0,1 с	12...36 В	1 Вт
3	Рівень нафти	Магнітострикційний	Аналоговий	0...5 м	±0,01 %	4...20 мА	0,1 с	12...24 В	4 Вт
4	Нижній рівень конденсату	Магнітострикційний	Аналоговий	0...0,25 м	±10 мм	4...20 мА	0,1 с	12...24 В	2 Вт
5	Верхній рівень конденсату	Магнітострикційний	Аналоговий	0...0,75 м	±10 мм	4...20 мА	0,1 с	12...24 В	2 Вт

2.3.2 Вибір виконавчих пристроїв

В системі керування мають бути вихідні ланцюг узгодження з наступним технологічним електрообладнанням:

Для приводів насосів подачі та видалення отриманої нафти у дію використовуються асинхронні трьох фазні електроприводи потужністю по 16 кВт. Згідно з завданням система керування повинна реалізовувати плавне регулювання продуктивності їх роботи. Таким чином керування електроприводом повинно бути лінійним (безперервним), тобто треба забезпечувати пропорційне керування. Таким чином для керування їх електроприводами обрано трьох фазний частотний перетворювач Altivar Process ATV930D22N4 на потужність 22,0 кВт з аналоговим входом 4...20 мА, та RS-485 (рис. 2.7) [14].

Технічні характеристики частотного перетворювача наведені в таблиці 2.7.



Рисунок 2.7 – Частотний перетворювач Altivar Process ATV930D22N4

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики частотного перетворювача Altivar Process ATV930D22N4

Найменування параметра	Значення
Тип	Скалярний
Напруга живлення, В	~320...~550
Потужність, кВт	22,0
Діапазон частот, Гц	0...240
Діапазон аналогового сигналу управління, мА	4...20
Ступінь захисту	IP20

Для приводу насосів видалення очищеного газу та видалення конденсату у дію використовуються асинхронні трьох фазні електроприводи потужністю 3,6 кВт та 2 кВт. Згідно з завданням система керування повинна реалізовувати плавне регулювання продуктивності її роботи. Таким чином керування електроприводом повинно бути лінійним (безперервним), тобто треба забезпечувати пропорційне керування. Таким чином для керування електроприводом обрано трьох фазний частотний перетворювач Altivar Process ATV930U55N4 на потужність 5,5 кВт з аналоговим входом 4...20 мА, та RS-485 (рис. 2.8) [14].

Технічні характеристики частотного перетворювача наведені в таблиці 2.8.



Рисунок 2.8 – Частотний перетворювач Altivar Process ATV930U55N4

Таблиця 2.8 – Технічні характеристики частотного перетворювача Altivar Process ATV930U55N4

Найменування параметра	Значення
Тип	Скалярний
Напруга живлення, В	~320...~550
Потужність, кВт	5,5
Діапазон частот, Гц	0...240
Діапазон аналогового сигналу управління, мА	4...20
Ступінь захисту	IP20

Для підігрівання нафти використовуються трьох-фазні ТЕН загальною потужністю 90 кВт. Згідно з завданням система керування повинна реалізовувати плавне регулювання потужності їх роботи. Таким чином керування повинно бути лінійним (безперервним), тобто треба забезпечувати пропорційне керування. Таким чином для керування електроприводом обрано трьох-фазний тиристорні промислові джерела живлення серії Autonics DPU.

Autonics DPU це комплексне рішення для регулювання параметрів електроживлення і застосовуються в різних промислових технологічних процесах. Завдяки малому опору тиристорів у відкритому стані, всі наявні моделі регуляторів потужності серії Autonics DPU мають компактні розміри, виділяють мінімальну кількість тепла і, для більшої надійності, забезпечені вбудованим вентилятором охолодження. У товарній номенклатурі регуляторів потужності серії Autonics DPU представлені моделі виробів, що працюють від мереж змінного струму з напругою в діапазоні від 110 В до 440 В, для навантажувального струму від 25 А до 600 А [15].

Таблиця 2.9 – Технічні характеристики DPU

Серія	DPU	
	1 фаза	3 фази
Напруга	110/220/380/440 В~	
Діапазон відхилення напруги	90–110 %	85–115 %
Частота	50/60 Гц ±2 Гц	
Мин. струм навантаження	1 А	
Діапазон виходу	Фазове управління: 5–98 %. Циклічне керування: 0–100 %	
Навантаження	Фазове керування: резистивне навантаження, індуктивне навантаження. Дискретне, циклічне керування: резистивне навантаження	
Вхід керування	Автоматичне керування: 4–20 мА=0–20 мА=0–5 В=1–5 В=0–10 В=імпульс напруга (0/12 В=) /вхід зв'язку (RS-485).	
Умови зберігання і експлуатації	Температура	-10...+50 °С, зберігання: -20...+80 °С
	Вологість	5–90 % відносної вологості

Вхідна змінна напруга може бути одне - або трьох-фазним.

Комунікаційний інтерфейс регуляторів потужності серії Autonics DPU - RS485. Значення контрольованих параметрів і їх установка відображаються на крупній LED-панелі.

У нашому випадку для керування підігріву нафти з пропорційним керуванням будемо використовувати тиристорне промислове джерело живлення Autonics DPU 33C150R (3x380 В, 150 А).

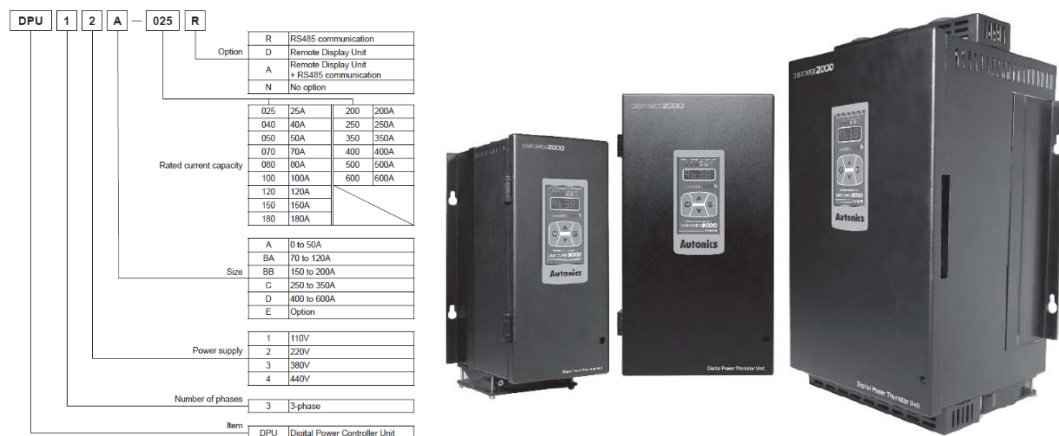


Рисунок 2.9 – Тиристорні промислові джерела живлення Autonics DPU

На підставі наведеного вище для виконавчих пристроїв, та їх технічних характеристик складена таблиця 2.10.

Таблиця 2.10 – Виконавчих пристроїв

№	Назва параметру	Принцип дії	Тип	Діапазон зміння	Лінійність	Значення входу	Період оновлення	Напруга живлення	Потужність споживання
1	Насос подачі сирової нафти	4...20 мА	Пропорційний	0...100 %	Лінійний	-	115 кбод/с	-	-
2	Насос видалення отриманої нафти	4...20 мА	Пропорційний	0...100 %	Лінійний	-	115 кбод/с	-	-
3	Насос видалення очищеного газу	4...20 мА	Пропорційний	0...100 %	Лінійний	-	115 кбод/с	-	-
4	Насос видалення конденсату	4...20 мА	Пропорційний	0...100 %	Лінійний	-	115 кбод/с	-	-
5	Підігрівач нафти	RS-485 (MOD BUS)	Пропорційний	0...100 %	Лінійний	-	115 кбод/с	-	-

2.3.3 Вибір пристроїв керування

Відповідно вимогам до підсистеми керування, що розробляється, в якості пристрою керування, треба використовуватися програмований логічний контролер компанії VIPA. Цикл роботи контролера повинен бути не більше 100 мс, для забезпечення необхідної реакції на змінення стану технологічних датчиків. Крім того контролер повинен мати не менш 1 кбайт вільної робочої пам'яті для реалізації програми керування.

Контролер повинен мати модульну структуру, що забезпечить підключення тільки обраного обладнання, та забезпечить легке розширення подальшого функціоналу.

До контролеру повинні бути підключені п'ять датчиків, які мають уніфікований стандартний тип виходу 4...20 мА – це датчику тиску газу, температури нафти, рівень нафти, нижнього та верхнього рівнів конденсату.

Трьох фазний частотний перетворювач Altivar Process ATV930D16N4 за допомогою аналогового входу 4...20 мА керує продуктивністю насосу подачі сирої нафти.

Трьох фазний частотний перетворювач Altivar Process ATV930D16N4 за допомогою аналогового входу 4...20 мА керує продуктивністю насосу видалення отриманої нафти.

Трьох фазний частотний перетворювач Altivar Process ATV930D55N4 за допомогою аналогового входу 4...20 мА керує продуктивністю насосу видалення очищеного газу.

Трьох фазний частотний перетворювач Altivar Process ATV930D55N4 за допомогою аналогового входу 4...20 мА керує продуктивністю насосу видалення конденсату .

Для керування підігрівом будемо використовувати тиристорне промислове джерело живлення Autonics DPU 33C150R з каналом керування RS-485.

Так як підсистема керування технологічним обладнанням - сепаратором поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200, повинена інтегруватися у загально-заводську автоматизовану систему керування технологічним обладнанням (АСК ТП), то вона повинна мати стандартний

послідовний канал зв'язку, визначений раніше - RS-485 з протоколом MODBUS, або мережевий канал Ethernet.

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. 2.10). Технічні характеристики контролеру наведені в таблиці 2.11.



Рисунок 2.10 – Програмований логічний контролер VIPA 214-2BS33

Таблиця 2.8 – 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

Для підключення усіх п'яти датчиків, які мають стандартний струмовий сигнал 4...20 мА, обрано два модулі аналогового вводу VIPA 231-1BD40, кожних з яких який має по чотири аналогові входи (рис. 2.11). Технічні характеристики модуля наведені в таблиці 2.12.



Рисунок 2.11 – Модуль аналогового вводу VIPA 231-1BD40

Таблиця 2.12 – 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...20
5	Довжина екранованого провідника, м	200
6	Споживана потужність, Вт	0.6

Приклад схема підключення датчика з типом вихідного сигналу 4...20 мА до модуля аналогового вводу наведена на рисунку 2.12.

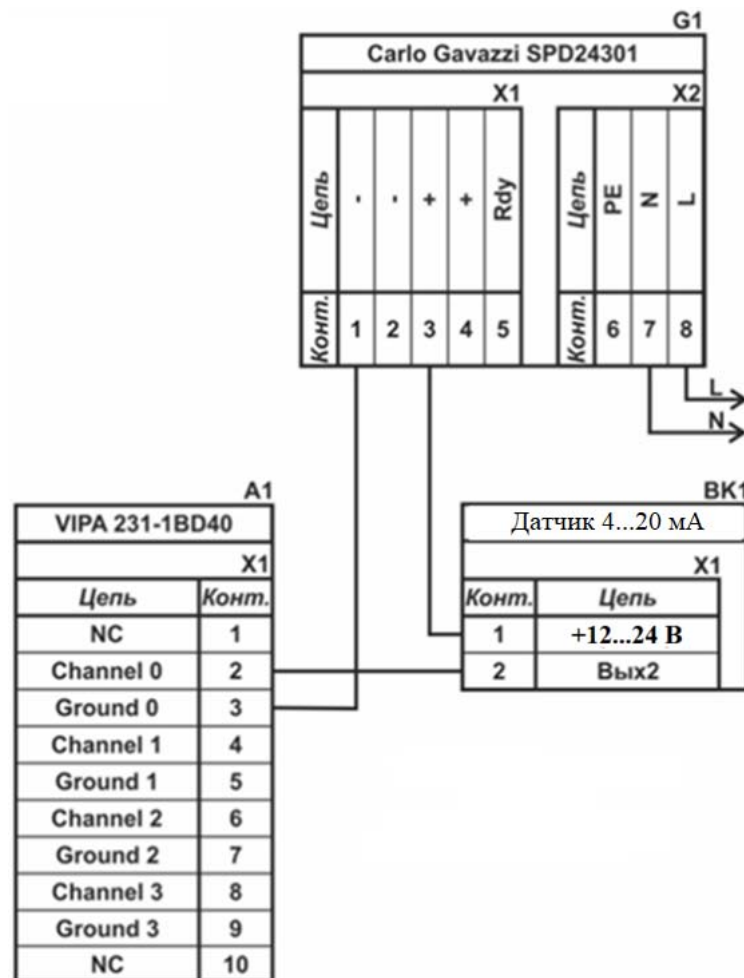


Рисунок 2.12 – Схема підключення датчика з типом вихідного сигналу
4...20 мА

До контролера також має бути підключено чотири частотних перетворювача для управління насосами подачі сирової нафти, видалення отриманої нафти, видалення очищеного газу, видалення конденсату, які мають вхідний струмовий канал керування 4...20 мА, тому потрібен один канал аналогового виводу з діапазоном аналогового сигналу 4...20 мА. Оберемо

модуль VIPA 232-1BD40 у якому є чотириох аналогових виходу 4...20 мА (рис. 2.13).

Технічні характеристики модуля наведені в таблиці 2.13.



Рисунок 2.13 – Модуль аналогового виводу VIPA 232-1BD40

Таблиця 2.13 – Технічні характеристики модуля дискретного виводу VIPA 232-1BD40

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

Схема підключення до модуля аналогового виводу наведена на рисунку 2.14.

Для керування підігрівом нафти за допомогою тиристорного промислового джерела живлення Autonics DPU 33C150R з каналом керування RS-485, та згідно з вимогами до підсистеми керування, в якості котрого виступає програмований логічний контролер, та пультом оператора, в якості якого виступає персональний комп'ютер, необхідно організувати мережу за допомогою інтерфейсу RS-485. Обраний програмований логічний контролер VIPA 214-2BS33 має інтерфейс RS-485. Схема підключення персонального комп'ютеру до програмованого логічного контролеру наведена на рисунку 2.15.

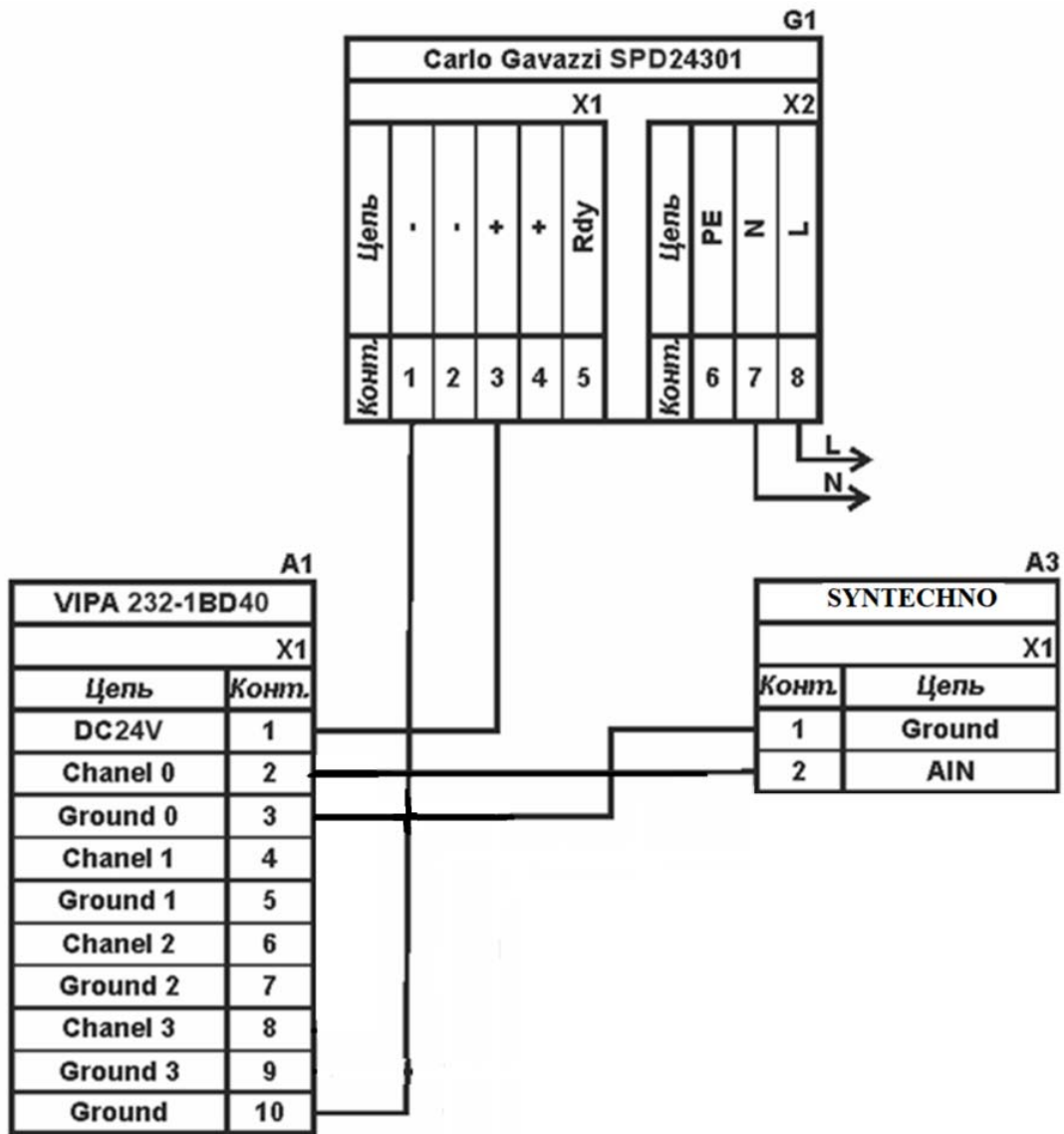


Рисунок 2.14 – Схема підключення до модуля аналогового виводу

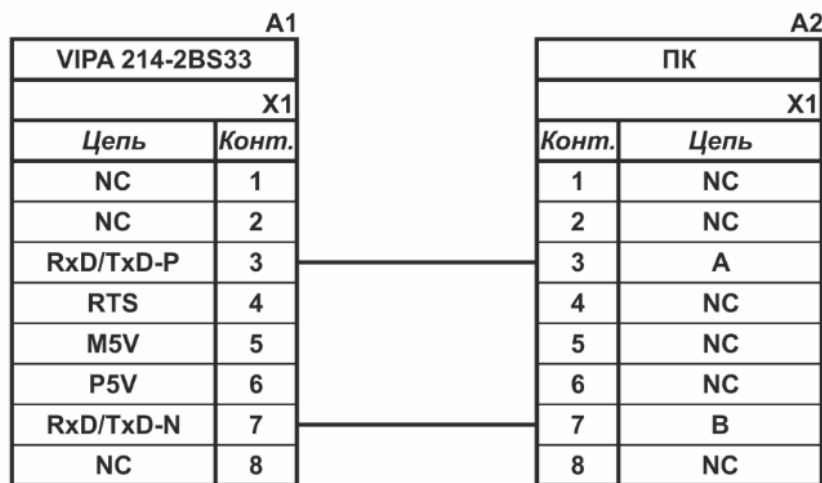


Рисунок 2.15 – Схема підключення по інтерфейсу RS-485

На підставі обраного програмованого логічного контролера та його модулів складена таблиця 2.14.

Таблиця 2.12 – Пристрій керування та його модулі

№	Назва модуля	Пристрій	Напруга живлення	Потужність споживання
1	VIPА 214-2BS33	Центральний процесорний модуль	24 В	5.00 Вт
		Зв'язок - АСК ТП		
		Зв'язок – підігрів нафти		
2	VIPА 231-1BD40	Модуль аналогового вводу	24 В	0.6 Вт
		Тиску газу	24 В	1.0 Вт
		Температура нафти	24 В	1.0 Вт
		Рівень нафти	24 В	1.0 Вт
3	VIPА 231-1BD40	Модуль аналогового вводу	24 В	4.0 Вт
		Нижній рівень конденсату	24 В	2.0 Вт
		Верхній рівень конденсату	24 В	2.0 Вт
4	VIPА 232-1BD40	Модуль аналогового вводу	24 В	2.0 Вт
		Насос подачі сирої нафти	24 В	1.0 Вт
		Насос видалення отриманої нафти	24 В	1.0 Вт
		Насос видалення очищеного газу	24 В	1.0 Вт
		Насос видалення конденсату	24 В	1.0 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:

$$P = 5,0 + 2 * 0,6 + 1 * 2,0 = 8,2 \text{ Вт.} \quad (2.1)$$

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. 2.16). Технічні характеристики блока живлення наведені в таблиця 2.13.



Рисунок 2.16 – Блок живлення Carlo Gavazzi SPD24301

Таблиця 2.13 – Технічні характеристики блока живлення Carlo Gavazzi SPD24301

№	Найменування параметра	Значення
1	Напруга живлення, В	~85...~264
2	Вихідна напруга, В	24
3	Потужність, Вт	30
4	Максимальний вихідний струм, А	1,25

Схему підключення програмованого логічного контролера до блока живлення наведена на рисунку 2.17.

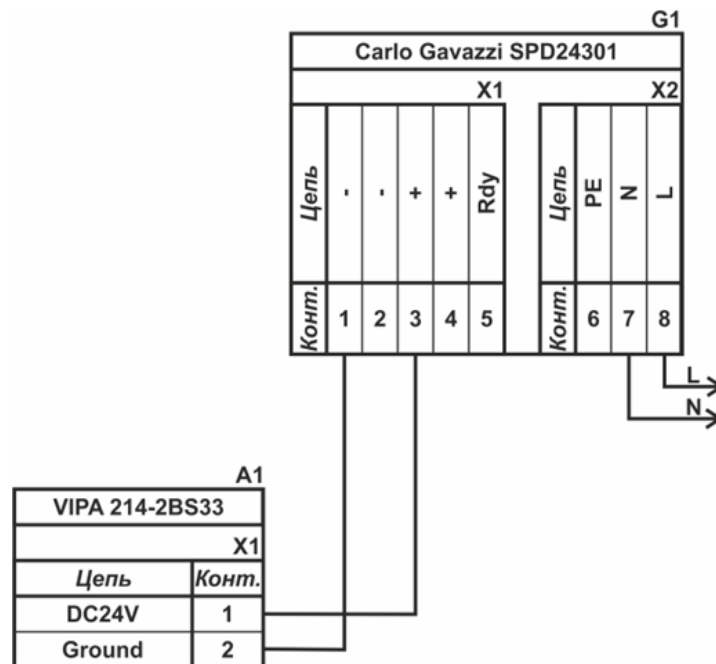


Рисунок 2.17 – Схема підключення програмованого логічного до блока живлення

Виконавши аналіз обраного обладнання можливо зробити вивід, що зовнішній блок живлення потрібен для датчиків 5: тиску газу, температури нафти, рівню нафти, нижнього та верхнього рівнів конденсату та чотирьох каналів керування частотними перетворювачами: насосів подачі сирої нафти, видалення отриманої нафти, видалення очищеного газу та насос видалення конденсату. Таким чином потужність споживання за напругу живлення +24 В становитиме:

$$P = 2 * 1,0 + 4 + 2 * 2,0 + 5 * 1,0 = 15,0 \text{ Вт.} \quad (2.2)$$

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.

2.4 Розробка функціональної схеми автоматизації

Виходячи з вимог до підсистеми керування технологічним обладнанням - сепаратором поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200 розроблена функціональна схема автоматизації, яка наведена на рисунку 2.18.

У якості пристрою керування сепаратором поділом і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200 використовується програмований логічний контролер (UY 11) – VIPA 214-2BS33. Програмований логічний контролер підключено до технологічного обладнання АСУ ТП, за що відповідає система автоматизації більш високого рівня (UY 12), зв'язок між ними реалізовано за допомогою інтерфейсу RS-485.

Для вимірювання тиску газу у сепараторі використовується датчик (PE 1-1 - MBS 3000-3) та перетворювачів 4...20 мА (PT 1-2 - MBS 3000-3).

Для вимірювання температури нафти у сепараторі використаємо датчик (TE 2.1 - Т.ХА-420-Кл1-1) та перетворювачів 4...20 мА (ТТ 2.2 - - Т.ХА-420-Кл1-1).

Для вимірювання рівня нафти у сепараторі використаємо датчик (LE 3.1 - FineTek EG-5000) та перетворювачів 4...20 мА (LT 3.2 - FineTek EG-5000).

Для вимірювання нижнього та верхнього рівнів конденсату у сепараторі використаємо датчики (LE 4.1, LE 5.1 - VEGAFLEX 67) та перетворювачів 4...20 мА (LT 4.2, LT 5.2 - VEGAFLEX 67).

На підставі отриманих первинних значень з відповідних датчиків програмований логічний контролер (UY 11 – VIPA 214-2BS33) формує керуючі впливи по підтримці заданого температурного режиму роботи сепаратору поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200.

Для керування продуктивністю насосів подачі та видалення отриманої нафти використовуються трьох-фазні частотний перетворювачі (NS-6, NS-7 Altivar Process ATV930D22N4).

Для керування продуктивністю насосів видалення очищеного газу та видалення конденсату використовуються трьох-фазні частотний перетворювачі (NS-8, NS-9 Altivar Process ATV930D55N4).

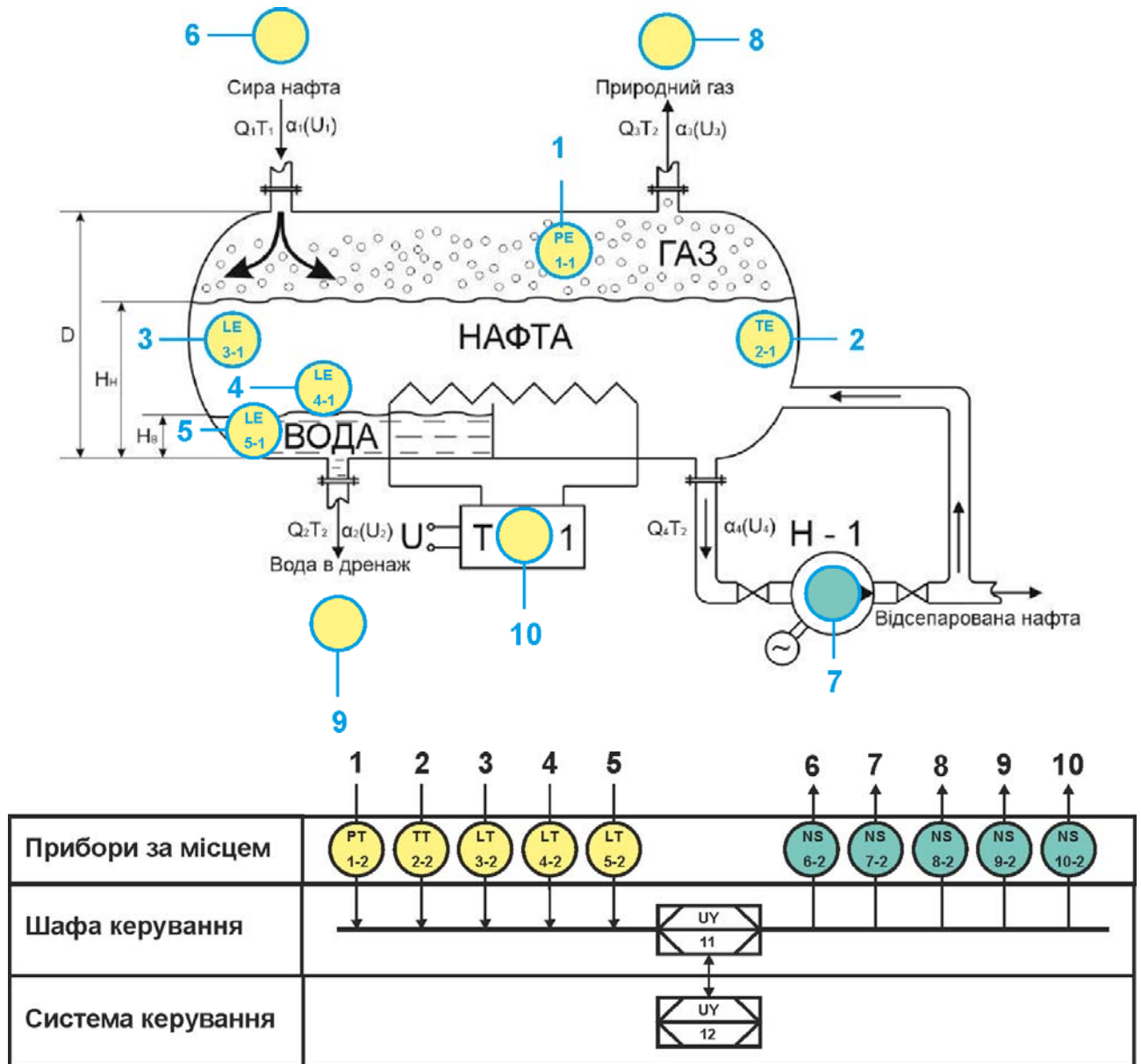


Рисунок 2.18 – Функціональна схема автоматизації сепаратора СУ-200

Для керування підігріванням нафти використовуються трьох-фазне тиристорне промислове джерело живлення (NS-10 Autonics DPU 33C150R) з каналом керування RS-485.

2.5 Розробка схеми електричної принципової

На основі функціональної схеми автоматизації та обраного апаратного забезпечення розроблена схема електрична принципова підсистеми

технологічним обладнанням - сепаратором поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200 (рис. 2.19).

В підсистемі використовуються два блока живлення. Блок живлення Carlo Gavazzi SPD24301 (G1) підключено до програмованого логічного контролеру VIPA 214-2BS33 (A1). Блок живлення Carlo Gavazzi SPD24301 (G2) підключено до модулю аналогового виводу VIPA 232-1BF00 (A1 – X5), к датчикам тиску газу (BK1), температури нафти (BK2), рівню нафти (BK3), нижнього (BK4) та верхнього рівнів конденсату (BK5).

Усі п'ять аналогових датчиків підключені до двох модулів аналогового вводу VIPA 231-1BD53 (A1 – X3) до каналів 0, 1, 2 та (A1 – X4) до каналів 0, 1 за допомогою стандартного сигналу 4...20 мА.

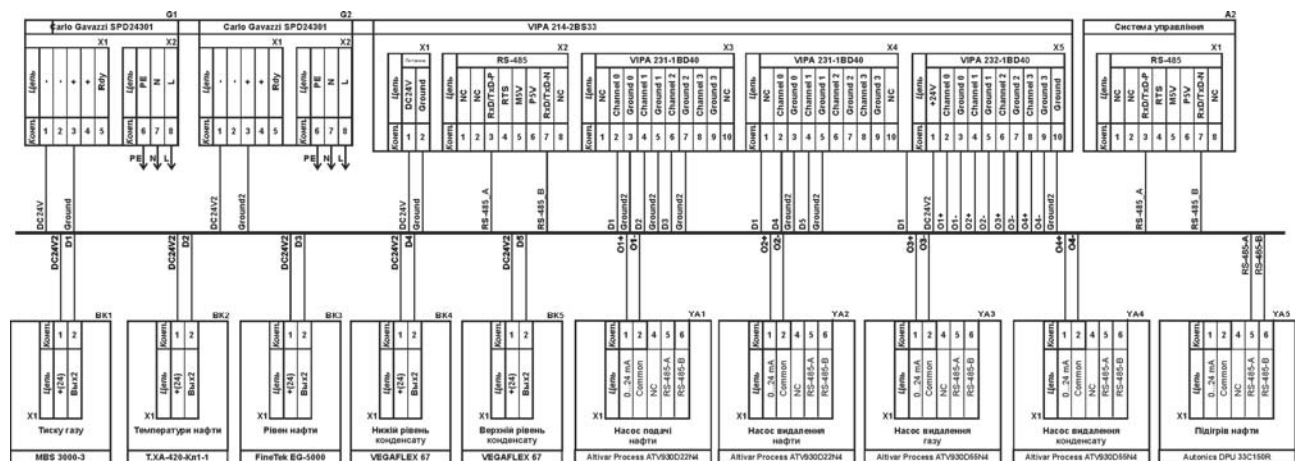


Рисунок 2.18 – Схема електрична принципова підсистеми керування

Для керування продуктивністю насосів видалення очищеного газу та видалення конденсату використовуються трьох-фазні частотний перетворювачі YA1...YA4.

Для керування підігріванням нафти використовуються трьох-фазне тиристорне промислове джерело живлення YA5.

Зв'язок між програмованим логічним контролером VIPA 214-2BS33 (A1) та АСК ТП верхнього рівня (A2) реалізовано за допомогою інтерфейсу RS-485 (A1 – X2).

2.6 Висновки за розділом

У якості об'єкта керування виступає технологічне обладнання - сепаратор поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200.

У цьому розділі вибрано апаратно-програмні засоби для створення підсистеми, розроблена функціональна схема автоматизації, розроблена схема принципова підсистеми керування, складено перелік елементів до схеми електричної принципової.

3 ВИЗНАЧЕННЯ МОДЕЛІ ОБ'ЄКТА КЕРУВАННЯ

У кваліфікаційній роботі, в якості об'єкту керування, обрано технологічне обладнання - сепаратор поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200.

Розподільчі газові сепаратори - це фільтрувальні установки, які використовуються в нафтових і газовидобувних родовищах для очищення нафтового газу від механічних домішок, крапельної нафти і води, перш ніж подаватися в магістральні газопроводи. Нафтові вуглеводні містять метан, пропан, бутан і більш важкі сполуки, тому вони є цінною сировиною для хімічної та енергетичної промисловості. Однак їх використання в чистому вигляді утруднене через велику кількість різних включень.

Використання сепараторів дає можливість ізолювати вуглеводні, які відповідають вимогам ГОСТ при нафтопереробці, і запобігти їх спалювання у факелах.

Актуальною задачею на сьогоднішній день є питання оптимізації технологічних процесів збору та підготовки нафти і газу з метою ефективного використання технологічного обладнання.

Принцип роботи сепараторів заснований на гравітаційних і інерційних методах розділення трифазних систем, в результаті цього частинки твердої або рідкої фази осідають в нижній частині сепаратора, а потім можуть бути виведені з сепаратору.

В нашому випадку, для створення підсистеми автоматизації технологічного процесу керування сепаратором поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200, обрано один з каналів керування - «підігрівач нафти → температура нафти у сепараторі».

Підсистема керування має підтримувати задану температуру нафти у сепараторі в межах діапазону температур 35...65 °С завдяки регулюючим можливостям електро-підігрівача нафти, потужність якого може змінюватись в межах діапазону 0...90 кВт. Номінальне значення температури нафти залежить від технологічних параметрів розподілу попутних газів.

Таким чином - номінальний режим температури нафти у сепараторі може бути в межах діапазону температур 35...65°C. Конкретне значення температури залежить від технологічної карти. Номінальне значення потужності електро-підігрівача нафти, яке відповідає номінальному температурному режиму нафти у сепараторі, невідомо.

Попередньо можна стверджувати, що збільшення потужності підігрівача нафти створе підвищення температури нафти у сепараторі, а зменшення потужності – зменшення температури.

Отже для визначення параметрів в моделі об'єкту керування - сепаратору поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200 за керуючий вплив обрано потужність електро-підігрівача нафти, а дійсним значенням - температура нафти у сепараторі.

3.1 Розробка структурної схеми інформаційних потоків дослідницької системи

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

У кваліфікаційній роботі, в якості об'єкту керування, обрано сепаратор поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200 з метою побудови підсистеми керування за обраним каналом керування «підігрівач нафти → температура нафти у сепараторі».

Згідно з завданням та розробленим апаратним забезпеченням підсистеми, до контуру керування входить сепаратор поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200, а в якості пристрою керування обрано програмований логічний контролер VІРА 214-2BS33 з цифровим каналом передачі даних типу RS-485, який необхідний для керування заданою температурою нафти у сепараторі в межах діапазону температур 35...65 °С завдяки регулюючим можливостям електро-підігрівача нафти, потужність якого

може змінюватись в межах діапазону 0...90 кВт, завдяки використанню тиристорного промислового джерела живлення Autonics DPU 33C150R з інформаційним каналом зв'язку RS-485 з протоколом MODBUS.

Візуалізація процесу керування відбувається за допомогою персонального комп'ютера з SCADA системою zenon. Така підсистема дозволяє, крім функцій керування, 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 рисунку 3.1.

Згідно зі структурною схемою, система дослідження може формувати керуючий вплив, в якості якого виступає потужність електро-підігрівача нафти, за рахунок якої виконується нагрів нафти у сепараторі і яка може змінюватись у межах діапазону 0...90 кВт (0...100 %). Номінальна температура нафти у сепараторі, визначена технологічними параметрами, і має бути в межах діапазону температур 35...65 °С.

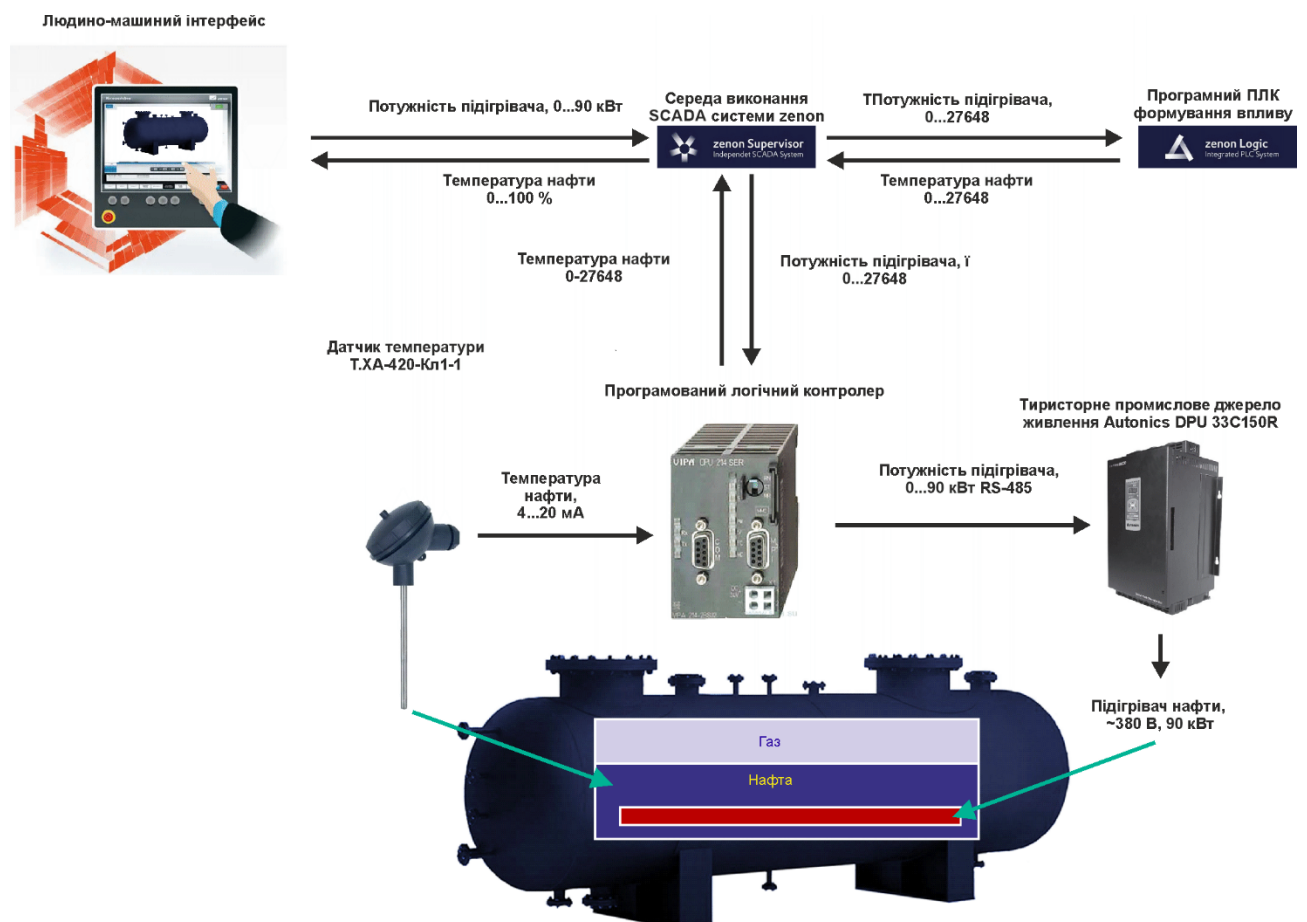


Рисунок 3.1 – Структурна схема інформаційних потоків дослідницької системи

Програмований логічний контролер виконує керування активним експериментом з метою отримання необхідних даних для побудови математичної моделі сепаратору поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200 за обраним каналом - «підігрівач нафти → температура нафти у сепараторі».

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

3.2 Розробка методики дослідження об'єкта керування

Система дослідження дозволяє формування різноманітних керуючих впливів, та поданнях їх на підсистему керування - сепаратор поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200. При цьому об'єкт керування не накладає ні яких обмежень на керуючий вплив. Виходячи з цього об'єкт керування можливо дослідити за допомогою метода активного експерименту.

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

1. Налаштувати систему дослідження.
2. Отримати динамічну характеристику.
 - 2.1. Привести об'єкт керування до початкових умов, дочекатися досягнення усталеного режиму – керуючий сигнал дорівнює мінімальному значенню.
 - 2.2. Запустити процес реєстрування.
 - 2.3. Задати керуючий сигнал на рівні 100 %, дочекатися досягнення усталеного режиму.
 - 2.5. Зупинити процес реєстрації.
3. Отримання даних за для побудови статичної характеристики.
 - 3.1. Привести об'єкт керування до початкових умов (дивись п. 2.1).
 - 3.2. Запустити процес реєстрування.

3.3. Задати керуючий сигнал на рівні 0 %, дочекатися досягнення усталеного режиму.

3.4. Задати керуючий сигнал на рівні 20 %, дочекатися досягнення усталеного режиму.

3.5. Задати керуючий сигнал на рівні 40 %, дочекатися досягнення усталеного режиму.

3.6. Задати керуючий сигнал на рівні 60 %, дочекатися досягнення усталеного режиму.

3.7. Задати керуючий сигнал на рівні 80 %, дочекатися досягнення усталеного режиму.

3.7. Задати керуючий сигнал на рівні 100 %, дочекатися досягнення усталеного режиму.

3.8. Зупинити процес реєстрації.

4. Отримання даних при П-образному впливі.

4.1 Привести об'єкт керування до початкових умов (дивись п. 2.1).

4.2 Запустити процес реєстрування.

4.3. Задати керуючий сигнал на рівні 100 %, дочекатися досягнення усталеного режиму.

4.4. Задати керуючий сигнал на рівні 0 %, дочекатися досягнення усталеного режиму.

4.5. Зупинити процес реєстрації.

5. Отримання перевірочних даних.

5.1. Привести об'єкт керування до початкових умов (дивись п. 2.1).

5.2. Налаштувати псевдовипадковий керуючий вплив таким чином, щоб період зміни впливу бажано був у п'ять разів менший за час перехідного процесу та плюс два інтервали затримки, а амплітуда впливу змінювалася (бажано випадково) в дискретно на рівні 0...100 %.

5.3. Запустити процес реєстрування.

5.4. Запустити формування псевдовипадкового впливу.

5.5. Виконувати реєстрацію бажано на протязі часу не менш ніж за десяти перехідних процесів.

5.6. Зупинити процес реєстрації.

3.3 Виконання експерименту

Початкова температура нафти становить 20 °С, що дорівнює температурі навколишнього середовища, при керуючому сигналі підігрівача нафти 0 кВт (0 %).

Кінцева температура нафти має бути не менше 65 °С при керуючому сигналі – потужність підігрівача нафти 90 кВт (100 %).

На першому етапі проведення експерименту виконано налаштування системи дослідження таким чином, що керуючий вплив може знаходитися дискретно: фактичне значення потужності 0 або 90 кВт, що становить 0 або 100 %.

На другому етапі було виконано отримання динамічної характеристики об'єкта керування (рис. 3.2).

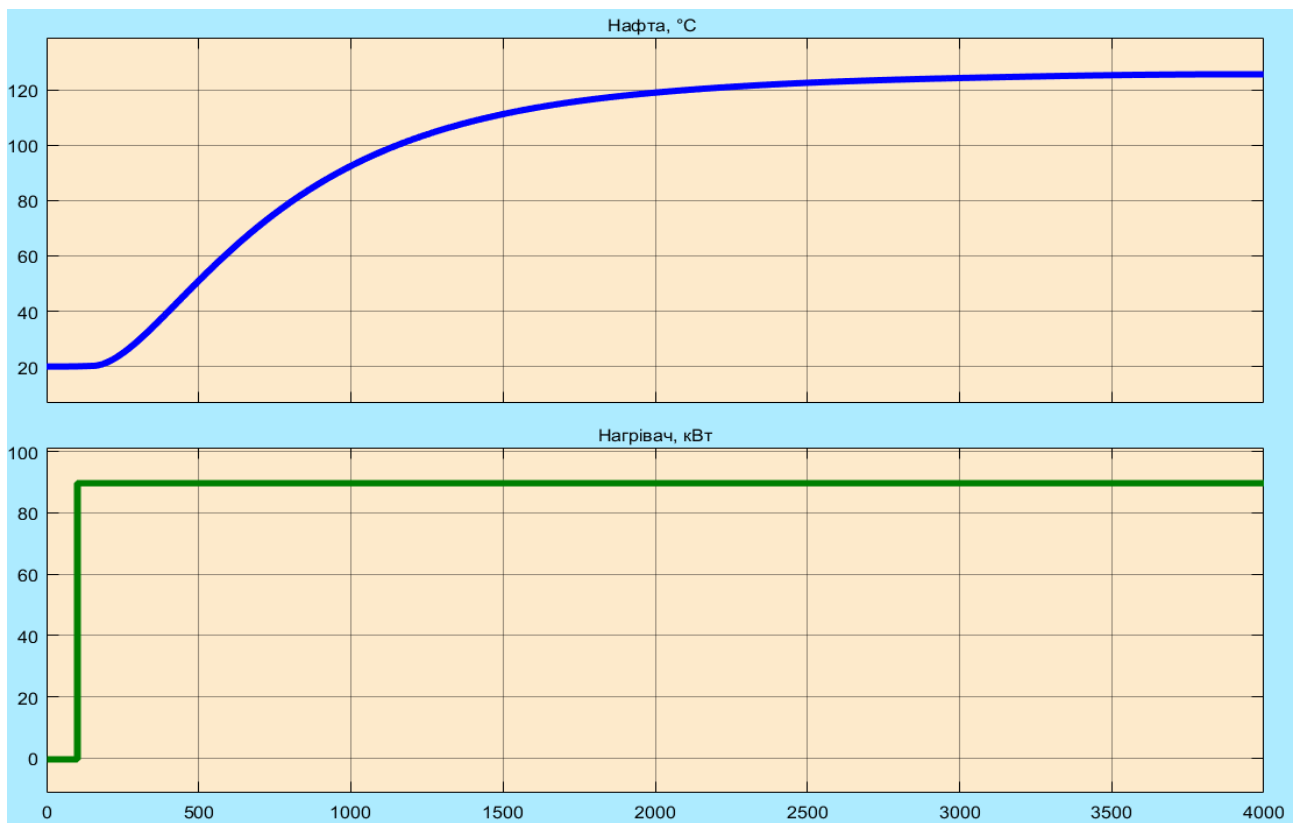


Рисунок 3.2 – Отримання динамічної характеристики

Для цього було встановлено керуючий сигнал 0 кВт (0 %). Після досягнення усталеного режиму – температура нафти 20 °С, керуючий сигнал

було встановлено на 90 кВт (100 %). Після досягнення усталеного режиму – температури нафти близько 125 °С експеримент було закінчено.

На третьому етапі було виконано отримання даних для побудови статичної характеристики (рис. 3.3).

Для цього було встановлено керуючий сигнал 18 кВт (0 %).

Після досягнення усталеного режиму керуючий сигнал було встановлено на значення 18 кВт (20 %).

Після досягнення усталеного режиму керуючий сигнал було встановлено на значення 36 кВт (40 %).

Після досягнення усталеного режиму керуючий сигнал було встановлено на значення 54 кВт (60 %).

Після досягнення усталеного режиму керуючий сигнал було встановлено на значення 72 кВт (80 %).

Після досягнення усталеного режиму керуючий сигнал було встановлено на значення 90 кВт (100 %).

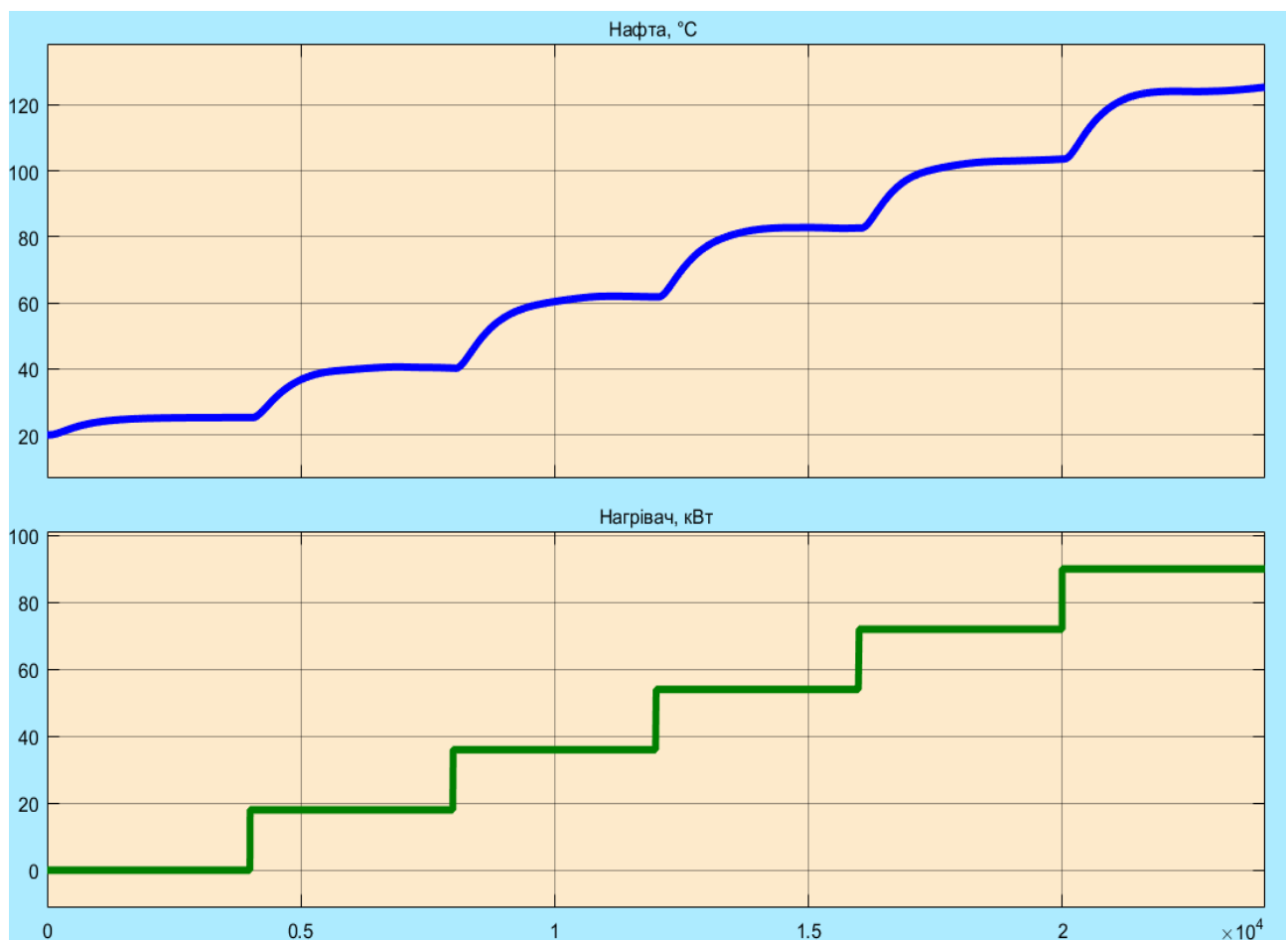


Рисунок 3.3 – Отримання даних для побудови статичної характеристики

Після досягнення усталеного режиму експеримент було закінчено.

На четвертому етапі було виконано отримання даних П-образному керуючому впливі (рис. 3.4). Для цього було встановлено керуючий вплив на значення 0 кВт (0 %). Після досягнення усталеного режиму було встановлено керуючий вплив на значення 90 кВт (100 %). Після досягнення усталеного режиму було встановлено керуючий вплив на значення 0 кВт (0 %). Після досягнення усталеного режиму експеримент було закінчено.

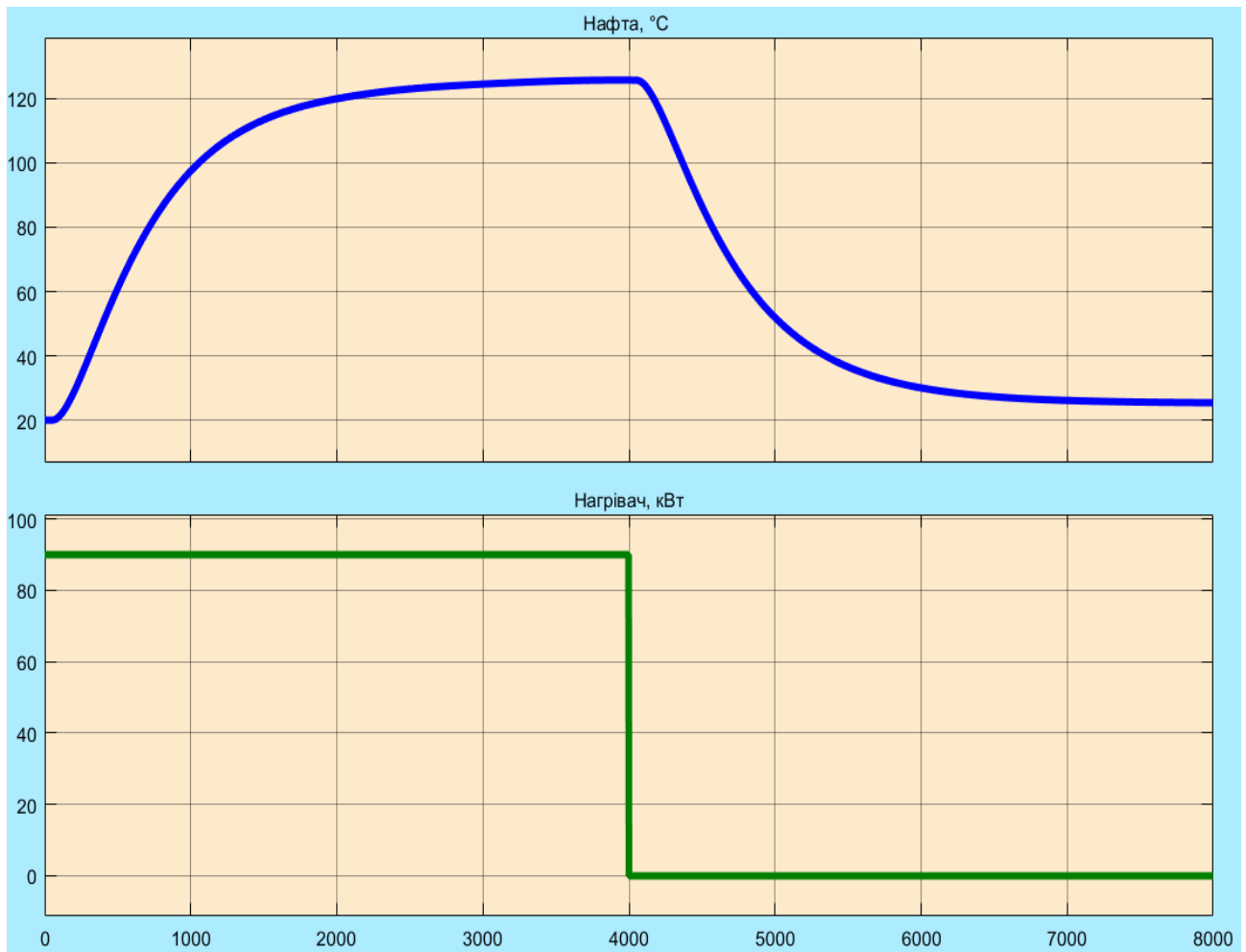


Рисунок 3.4 – Отримання даних при П-образному керуючому впливі

На п'ятому етапі було виконано отримання перевірочних даних (рис. 3.5).

Для цього було встановлено керуючий вплив на значення 0 кВт (0 %). Після досягнення усталеного режиму було встановлено керуючий вплив на випадкову в діапазоні 0...90 кВт (0...100 %), з інтервалом зміни 230 с (з попереднього аналізу рисунку 3.2 маємо - перехідний процес 4000 с, тобто постійна часу близько $4000 / 5 \approx 800$ с, затримка ~ 60 с), а сама реєстрація відбувалася на протязі 24 000 с.

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

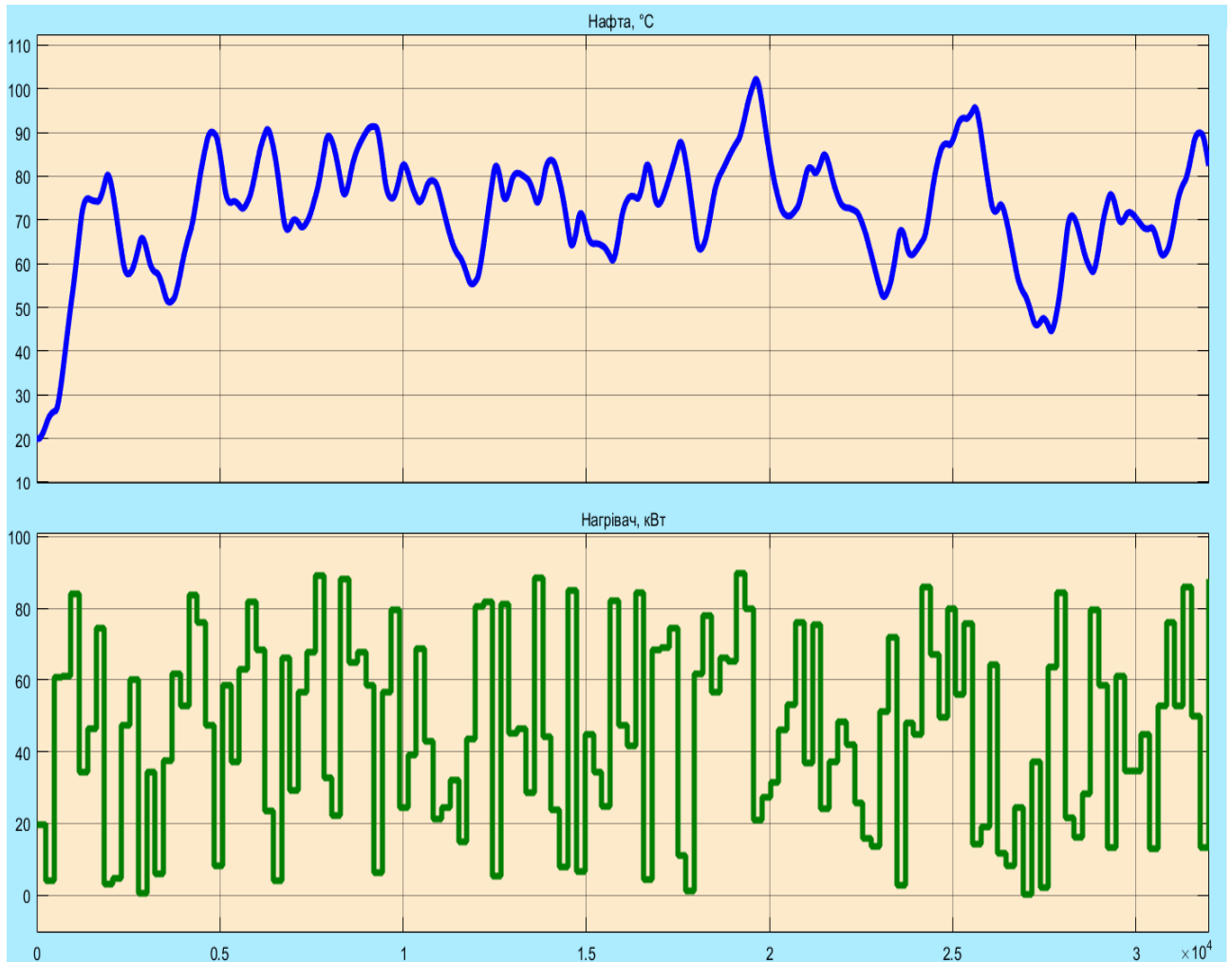


Рисунок 3.5 – Отримання перевірочних даних

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_Input”, “Dynamic_Output”, даним для побудови статичної характеристики “Static_Input”, “Static_Output”, даним отриманим при П-образному керуючому впливі “P_Input”, “P_Output”, перевірочним даним “Check_Input”, “Check_Ootput”. Суфікс “_Input” позначає керуючий вплив, а суфікс “_Output” дійсне значення.

The screenshot shows the MATLAB Workspace window with a table of variables. Each variable is preceded by a small yellow icon representing a data array.

Name ^	Value
Check_Input	32001x1 double
Check_Output	32001x1 double
Dynamic_Input	4001x1 double
Dynamic_Output	4001x1 double
P_Input	8001x1 double
P_Output	8001x1 double
Static_Input	24001x1 double
Static_Output	24001x1 double

Рисунок 3.6 – Імпортовані данні

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

```
Dynamic_Raw=iddata(Dynamic_Output, Dynamic_Input, 1);
Static_Raw=iddata(Static_Output, Static_Input, 1);
P_Raw=iddata(P_Output, P_Input, 1);
Check_Raw=iddata(Check_Output, Check_Input, 1);
```

З отриманих даних була видалена статична складова:

```
offset = min(Dynamic_Raw.OutputData);
trend = getTrend(Dynamic_Raw);
trend.OutputOffset = offset;
Dynamic = detrend(Dynamic_Raw, trend);

offset = min(Static_Raw.OutputData);
trend = getTrend(Static_Raw);
trend.OutputOffset = offset;
Static = detrend(Static_Raw, trend);

offset = min(P_Raw.OutputData);
trend = getTrend(P_Raw);
trend.OutputOffset = offset;
P = detrend(P_Raw, trend);

offset = min(Check_Raw.OutputData);
trend = getTrend(Check_Raw);
trend.OutputOffset = offset;
Check = detrend(Check_Raw, trend);
```

На рисунку 3.7 показані результати з видалення статичної складової для динамічної, статичної, П-образної та перевірконої характеристик.

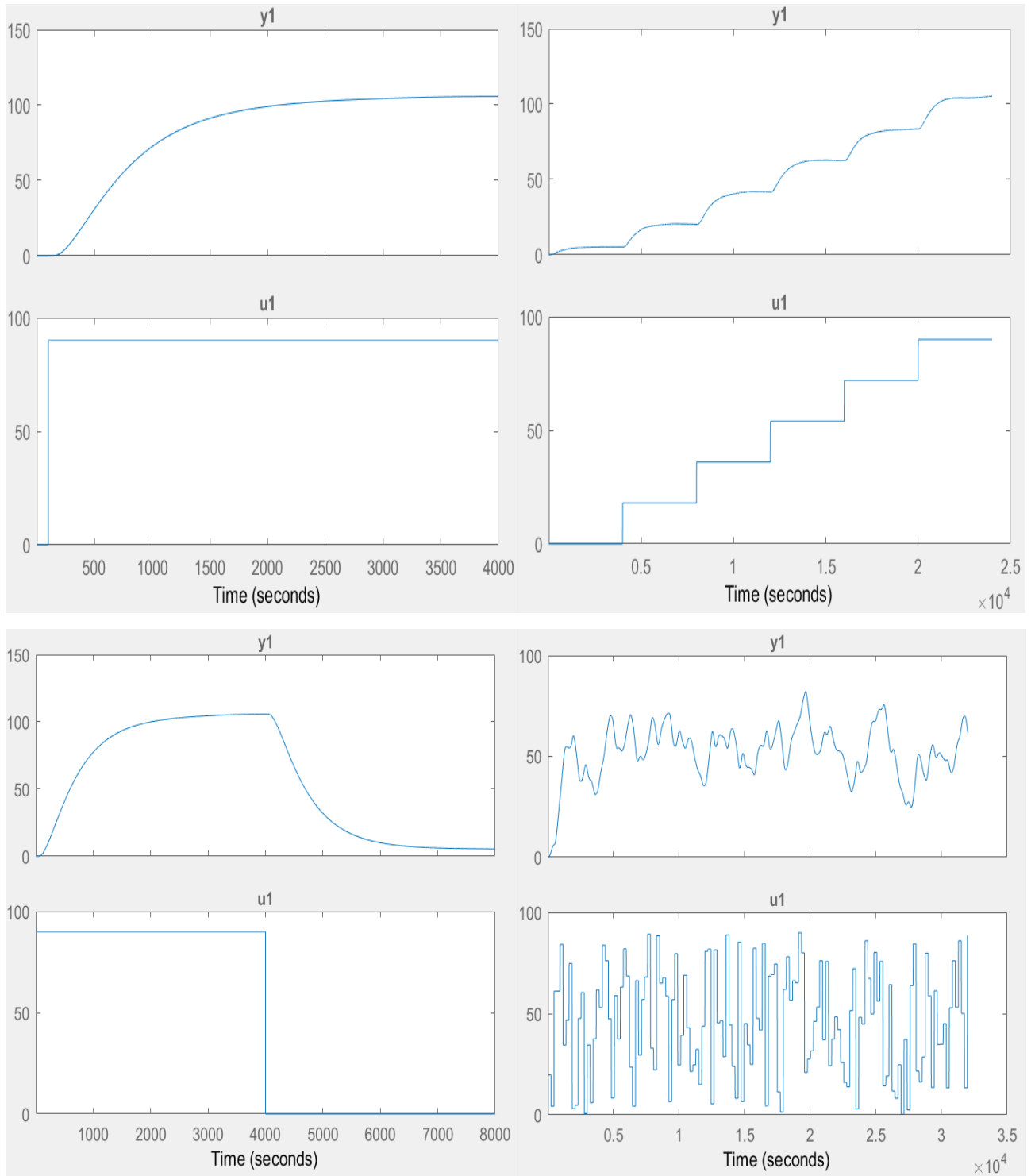


Рисунок 3.7 – Динамічна, статична, П-образна та перевірна характеристики з видаленими статичними складовими

3.4.2 Структурна ідентифікація

З метою оцінки структури моделі об'єкта керування проаналізуємо динамічну характеристику об'єкта керування (рис. 3.8).

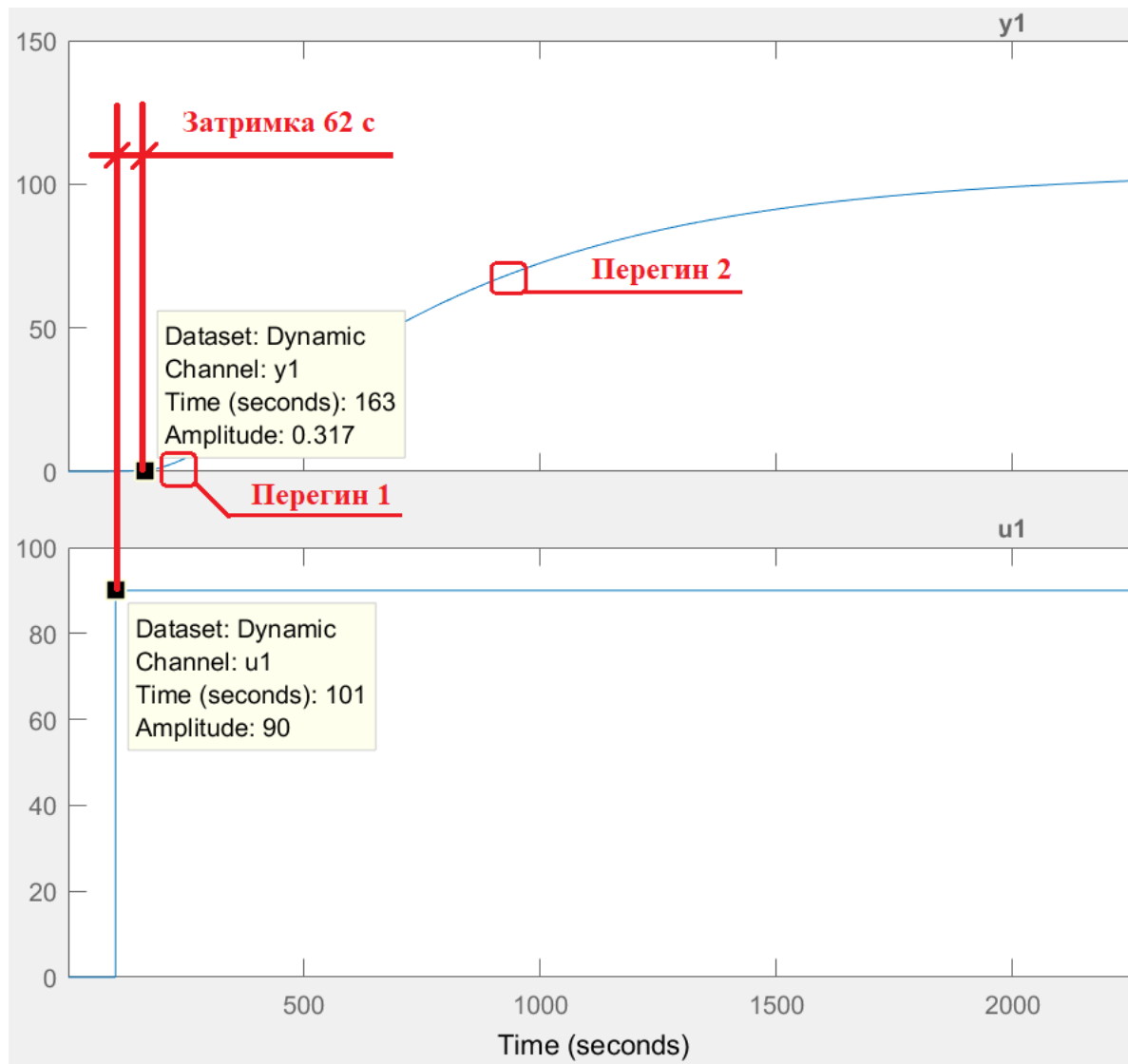


Рисунок 3.8 – Динамічна характеристика

Після подачі керуючого впливу 90 кВт (100 %) вихідний сигнал - температура не зразу змінюється, виходячи з цього можливо зробити висновок, що об'єкт володіє запізненням приблизно $163-101=62$ с, це може бути пов'язано з інерційністю датчика температури, та інерційністю процесу теплообміну у технологічному обладнанні.

Крім того на динамічній характеристиці відсутня інерція, характер перехідного процесу монотонний, а кількість перегинів дорівнює двом, час перехідного процесу 4 000 с, постійна часу $4\ 000 / 5 = 800$ с. На підставі цього можливо зробити висновок, що модель об'єкта керування може бути представлена у вигляді аперіодичної ланки другого порядку з запізненням.

Проаналізуємо об'єкт керування на лінійність для цього побудуємо його статичну характеристику (рис. 3.9).

`Static_In = [20.8, 41.9, 63.5, 84.0, 105.0];`

```
Static_Out = [ 18, 36, 54, 72, 90];
```

```
figure('Name', 'Статична характеристика');
plot(Static_In, Static_Out, 'LineWidth', 2.0, 'Color', 'g',...
     'Marker', 'o', 'MarkerSize', 10.0, 'MarkerEdgeColor', 'b',...
     'MarkerFaceColor', 'y');
xlabel('Нагрівач, кВт');
ylabel('Нафта, °C');
```

```
set(findall(gcf, '-property', 'FontSize'), 'FontSize', 14);
set(findall(gcf, '-property', 'FontName'), 'FontName', 'Times New Roman');
set(findall(gcf, '-property', 'FontWeight'), 'FontWeight', 'bold');
```

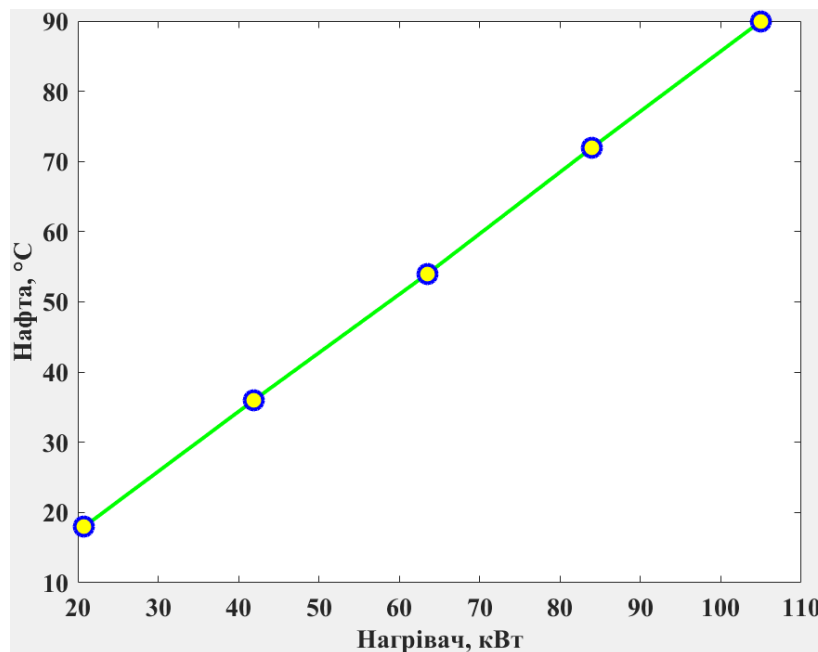
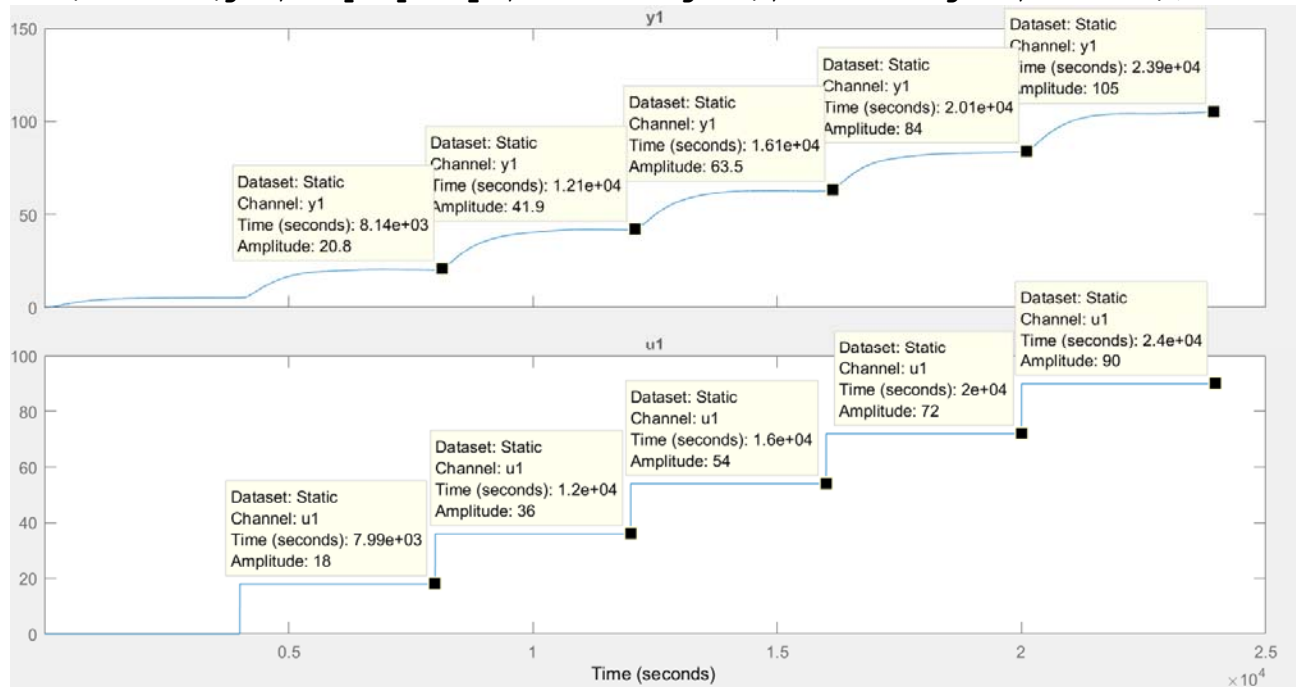


Рисунок 3.9 – Статична характеристика

Для перевірки статичної характеристики на лінійність розраховано коефіцієнти посилення для усіх потужностей крім нульової:

```
>> Static_Gain = Static_Out(2 : end) ./ Static_In(2 : end)
```

Максимальне відхилення коефіцієнту підсилення

```
Static_Gain_min = min(Static_Gain);
Static_Gain_max = max(Static_Gain);
Static_Gain_Compare = abs((Static_Gain_min - Static_Gain_max) /
Static_Gain_max * 100);
fprintf('\nМаксимальне відхилення коефіцієнту підсилення: %.2f %%\n\n',
Static_Gain_Compare);
Static_Gain =
0.8654 0.8592 0.8504 0.8571 0.8571
Максимальне відхилення коефіцієнту підсилення: 1.73 %
```

За статичною характеристикою та отриманими коефіцієнтами посилення об'єкт керування є лінійним в усьому досліджуваному діапазоні керуючих впливів та для його опису можуть бути використані лінійні моделі, так як відхилення коефіцієнту посилення у всьому діапазоні менше ніж величина технічної похибки 10 %.

Проаналізуємо характеристику, отриману при П-образному керуючому впливі (рис. 3.10). Як видно з рисунку, збільшення потужності з 0 кВт (0 %) до 90 кВт (100 %) приводить до збільшення температури з 0 °С до 105 °С, а відповідне зменшення цієї ж потужності з 90 кВт (100 %) до 0 кВт (0 %), приводить до відповідного зменшення температури з 105 °С до 0 °С. На підставі цього можливо зробити висновок, що об'єкт не володіє інтегруючими властивостями і є об'єктом з самовирівнюванням.

З метою аналізу симетричності об'єкта керування його характеристика отримана при П-образному впливі була поділена на ділянки підйому та спаду (рис. 3.10):

```
nRiseStart = find(P.InputData ~= 0, 1, 'first');
nRiseStop = find(P.InputData ~= 0, 1, 'last');
nFallStart = nRiseStop + 1;
nFallStop = length(P.InputData);

P_Rise = P.OutputDat(nRiseStart : nRiseStop);
P_Fall = P.OutputDat(nFallStart : nFallStop);

if (length(P_Rise) > length(P_Fall))
    P_Rise = P_Rise(1 : length(P_Fall));
else
    P_Fall = P_Fall(1 : length(P_Rise));
end

figure('Name', 'Аналіз симетричності П-характеристики');
hold('on');
plot(P_Rise, 'LineWidth', 4.0, 'Color', 'y');
plot(P_Fall, 'LineWidth', 4.0, 'Color', 'g');
hold('off');
xlabel('Час, c');
```

```

ylabel('Нафта, °C');
set(findall(gcf, '-property', 'FontSize'), 'FontSize', 14);
set(findall(gcf, '-property', 'FontName'), 'FontName', 'Times New Roman');
set(findall(gcf, '-property', 'FontWeight'), 'FontWeight', 'bold');

```

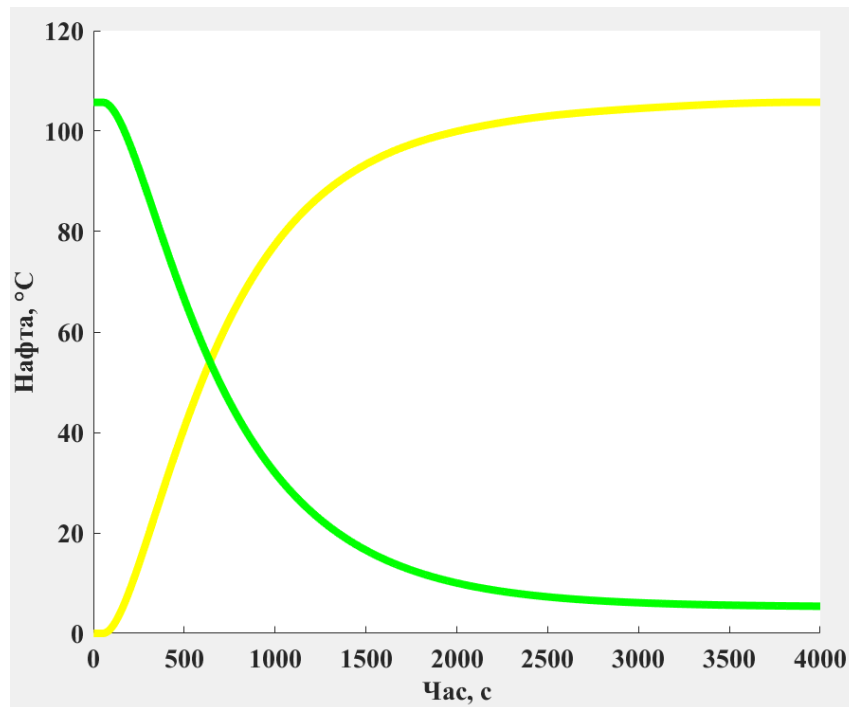


Рисунок 3.10 – Аналіз симетричності характеристика при П-образному керуючому впливі

Порівняння ділянок підйому та спаду виконувалася через порівняння стандартних середнє квадратичних відхилень:

```

compareRiseFall = abs(1 - (std(P_Fall) / std(P_Rise))) * 100;
fprintf('\nПорівняння ділянок підйому та спаду: %.2f %%\n\n',
compareRiseFall);
    Порівняння ділянок підйому та спаду: 4.78 %

```

За отриманою П-характеристикою при аналізі симетричності середнє квадратичнє відхилення менше ніж величина технічної похибки 10 %. Тобто можна стверджувати, що час перехідного процесу, форма та стандартнє середнє квадратичні відхилення ділянок підйому та спаду співпадають, таким чином об'єкт керування є симетричним та може бути представлений однією лінійною моделлю.

За результатами структурної ідентифікації встановлено, що об'єкт керування є лінійним, симетричним, має два дійсні від'ємні домінуючі корені та ланку чистого запізнення. На підставі цього об'єкт керування може бути описано аперіодичною ланкою другого, або більш високого порядку с запізненням:

$$W(s) = \frac{k \cdot e^{-\tau s}}{(T_1 s + 1) \cdot (T_2 s + 1)}, \quad (3.1)$$

де $W(s)$ – передавальна функція моделі об'єкта керування;

s – оператор диференціювання;

k – коефіцієнт посилення;

τ – час запізнення, с;

T_1, T_2 – постійні часу, с.

3.4.3 Параметрична ідентифікація

Параметрична ідентифікація виконувалася у програмному забезпеченні System Identification Toolbox яке входить до складу математичного пакета MATLAB та запускається командою `ident`.

До програмного забезпечення System Identification Toolbox (рис. 3.11) імпортувалися підготовлені дані без статичної складової – «Dynamic». Дані динамічної характеристики використовувалися для розрахунку параметрів моделі об'єкта керування, а перевірочні дані «Check», для оцінки відповідності отриманої моделі до об'єкта керування.

Для визначення параметрів моделі об'єкта керування використано метод «Process Models». Налаштування параметрів ідентифікації наведено на рис. 3.12.

Перевірка результатів розрахунків наведена на рис. 3.12 та в табл. 3.1.

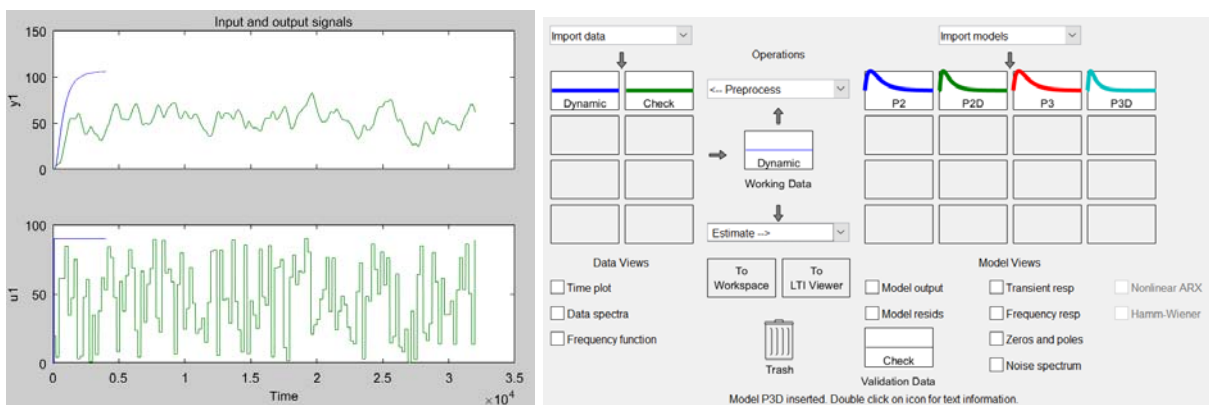


Рисунок 3.11 – Налаштування System Identification Toolbox

Розрахунок параметрів виконувався через метод Process Models для аперіодичних ланок другого та третього порядку без запізнення та с запізненням (рис. 3.12).

Параметри ідентифікації за методом Process Models P2:

$$G(s) = \frac{K_p}{(1+T_{p1}s)(1+T_{p2}s)}$$

$$K_p = 1.1723 \pm 0.00013118$$

$$T_{p1} = 581.2 \pm 0.71498$$

$$T_{p2} = 176.18 \pm 0.69321$$

Fit to estimation data: 98.82%

FPE: 0.1477, MSE: 0.1473

Параметри ідентифікації за методом Process Models P2D:

$$G(s) = \frac{K_p}{(1+T_{p1}s)(1+T_{p2}s)} * \exp(-T_d*s)$$

$$K_p = 1.1737 \pm 7.7715e-05$$

$$T_{p1} = 598.2 \pm 0.40256$$

$$T_{p2} = 136.8 \pm 0.57736$$

$$T_d = 58.272 \pm 0.54583$$

Fit to estimation data: 99.31%

FPE: 0.05104, MSE: 0.05088

Параметри ідентифікації за методом Process Models P3:

$$G(s) = \frac{K_p}{(1+T_{p1}s)(1+T_{p2}s)(1+T_{p3}s)}$$

$$K_p = 1.1723 \pm 0.00013174$$

$$T_{p1} = 581.22 \pm 0.7884$$

$$T_{p2} = 176.16 \pm 1.0101$$

$$T_{p3} = 0.013255 \pm 1.4407$$

Fit to estimation data: 98.83%

FPE: 0.1469, MSE: 0.1464

Параметри ідентифікації за методом Process Models P3D:

$$G(s) = \frac{K_p}{(1+T_{p1}s)(1+T_{p2}s)(1+T_{p3}s)} * \exp(-T_d*s)$$

$$K_p = 1.1734 \pm 9.3128e-05$$

$$T_{p1} = 602.8 \pm 0.5642$$

$$T_{p2} = 125.69 \pm 2.0698$$

$$T_{p3} = 51.773 \pm 3.7166$$

$$T_d = 12.214 \pm 3.0965$$

Fit to estimation data: 99.29%

FPE: 0.05348, MSE: 0.05326

За допомогою «Model output» показана відповідність отриманих моделей P2, P2D, P3 та P3D до перевірючих даних отриманих на об'єкті керування Check наведена на рисунку 3.12 та представлена у таблиці 3.1.

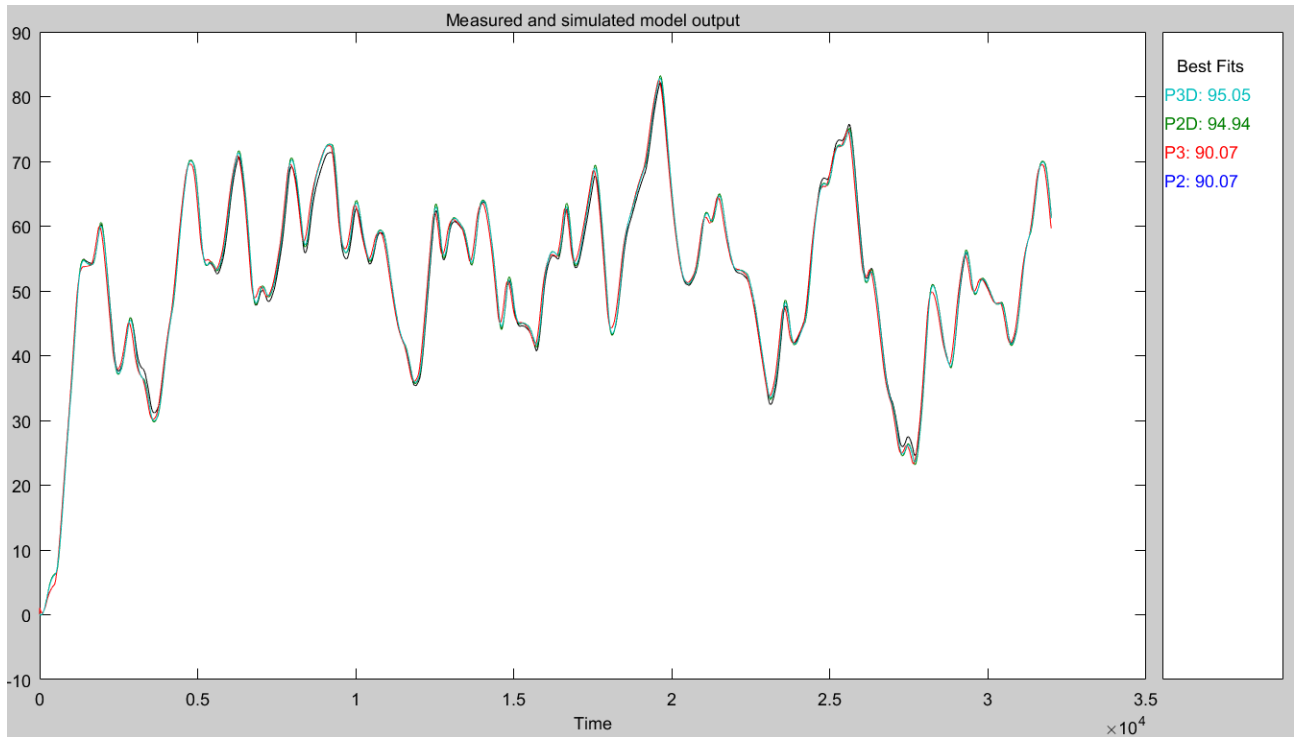


Рисунок 3.12 – Перевірка результатів розрахунків

Таблиця 3.1 – Відповідність отриманих моделей до перевірочних даних об'єкта керування

Назва параметру	P2	P2D	P3	P3D
k	1,1723	1,1737	1,1723	1,1734
T_1, c	581,2	598,2	581,22	602,8
T_2, c	176,18	136,8	176,16	125,69
T_3, c	–	–	0,013255	51,773
τ	–	58,272	–	12,214
Динамічна характеристика				
НСКП, %	98,82	99,31	98,83	99,29
ПОП	0,1477	0,05104	0,1469	0,05348
СКП	0,147	0,05088	0,1464	0,05326
Перевірочні дані				
НСКП, %	90,07	94,94	90,07	95,05

Аналіз відмінностей між оцінками моделей P2 – другого порядку без затримки, P2D – другого порядку з затримкою, P3 – третього порядку без затримки та P3D – третього порядку з затримкою, по динамічній характеристиці показав, що за нормалізованим середньоквадратичним похибкам (НСКП), краще всього підходять моделі P2D (99,31 %) та P2D (99,29 %). Вони майже не відрізняються за цим показником, помилка остаточного передбачення (ПОП) для P3D та P2D майже однакові ($0,05348 / 0,05104 \approx 1$). Тобто на даний момент аналізу найкраща модель P2D.

Головним показником, який впливає на остаточний вибір між моделями є розбіжність у відповідності за перевірочними даними за показником НСКП. Найкращі і майже однакові між собою мають ті ж самі моделі P2D (94,94 %) та P3D (95,05 %).

Виходячи з усього, що наведе вище можна сміливо обрати більш просту модель P2D і стверджувати, що обрана модель має достатню відповідність до перевірочних даних, яка і складає більше ніж граничне неприпустиме значення у 80 %.

Для параметричної перевірки обраної моделі (рис. 3.8) можна звернути увагу на наступне, що за динамічною характеристикою час перехідного процесу складає близько біля $\sim 4000 / 5 \approx 800$ с, затримка близько 62 с, а для отриманої моделі другого порядку постійна часу становить $598,2 + 136,8 = 735$ с, а затримка 58,272 с, що додатково підтверджує об'єкту керування дійсно краще всього відповідає обрана модель P2D - аперіодична ланка другого порядку з запізненням.

І насамкінець необхідно отримати основні характеристики для моделі об'єкта керування P2D (рис. 3.14) за допомогою «To LTI Viewer», і через меню «Edit / Plot Configurations...» і налаштувати зображення відповідно до рис. 3.13.

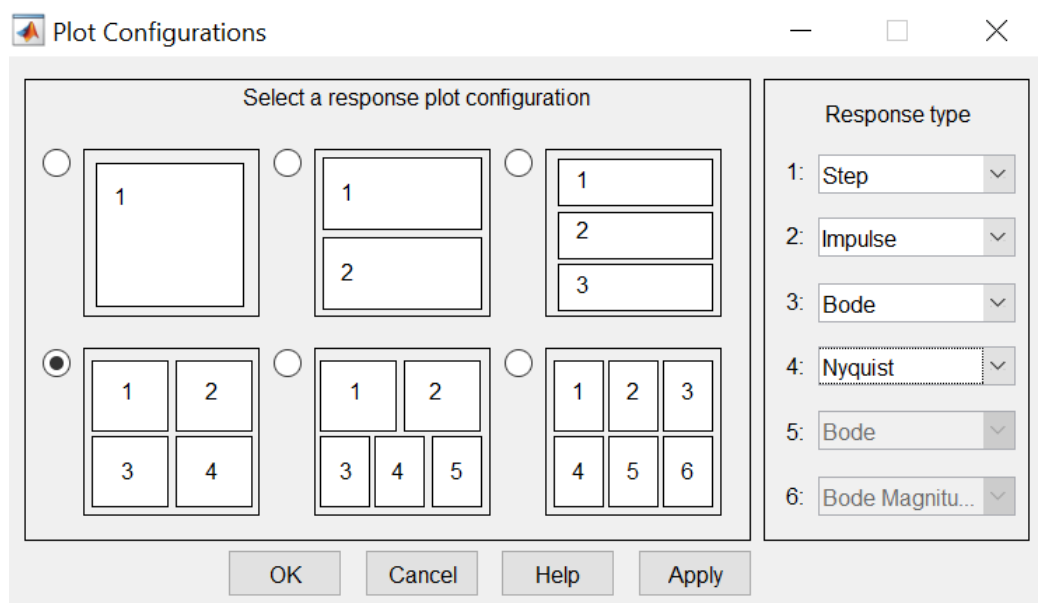


Рисунок 3.13 – Отримання характеристик моделі керування

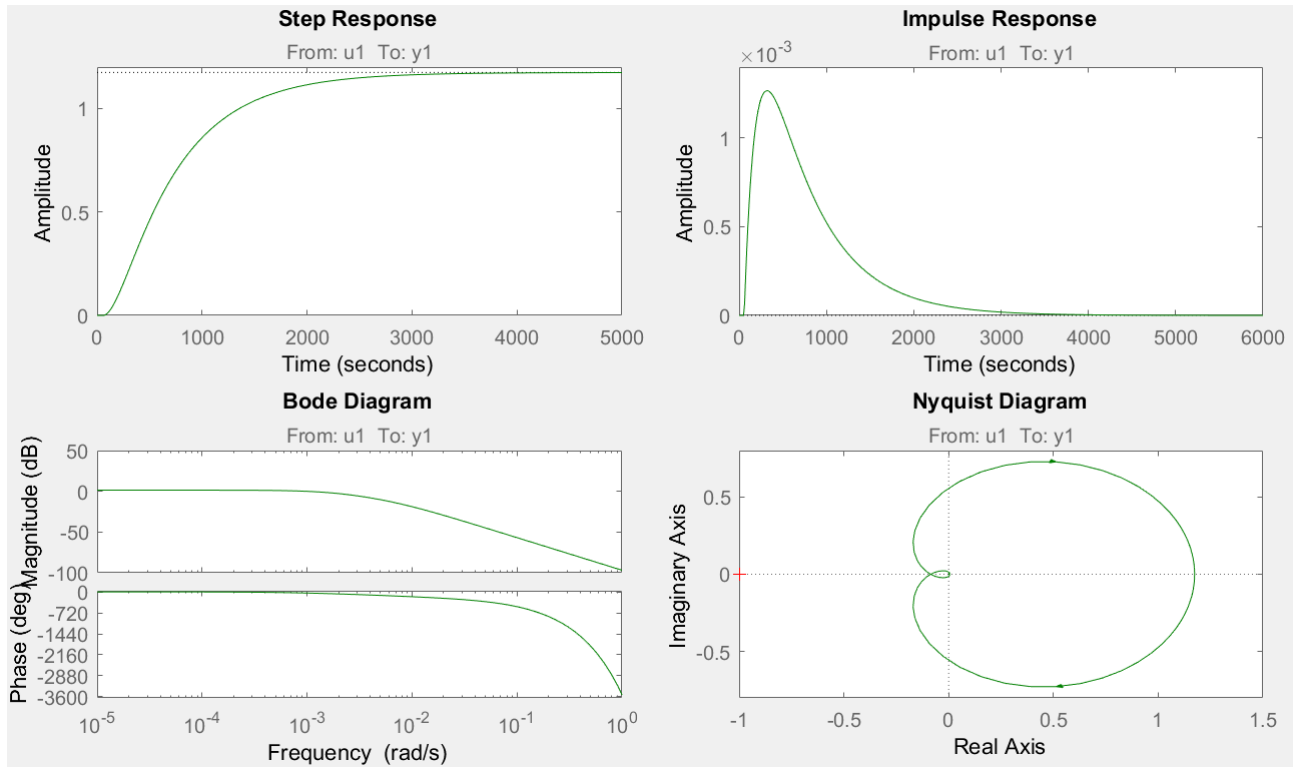


Рисунок 3.14 – Характеристики моделі керування

За результатами параметричної ідентифікації отримана модель P2D у вигляді передавальної функції, яка відповідає об'єкту керування за перевірочними даними на 94,94 % (табл. 3.1):

$$W(s) = \frac{1,1737 \cdot e^{-58,272}}{(598,2s + 1) \cdot (136,8s + 1)}. \quad (3.2)$$

3.4.4 Розробка моделі об'єкта керування в Simulink

Використовуючи передавальну функцію (3.2) у графічному середовищі імітаційного моделювання Simulink математичного пакету MATLAB розроблена модель отримання даних для перевірки на адекватність (рис. 3.15).

При налаштуванні час моделювання задано 32 000 с, що дорівнює кількості перевірочних даних. Додані блоки запису перевірочних даних та результатів моделювання до змінних Object і Model відповідно. Крок запису задано 1 с, що відповідає первинним даним.

На рисунку 3.15 показана модель об'єкта керування. На виході моделей додано статичний коригуючий зсув характеристики 20 (температура навколишнього середовища, °C), який корегує вихідну характеристику відповідно до реальних даних, отриманих з об'єкта керування.

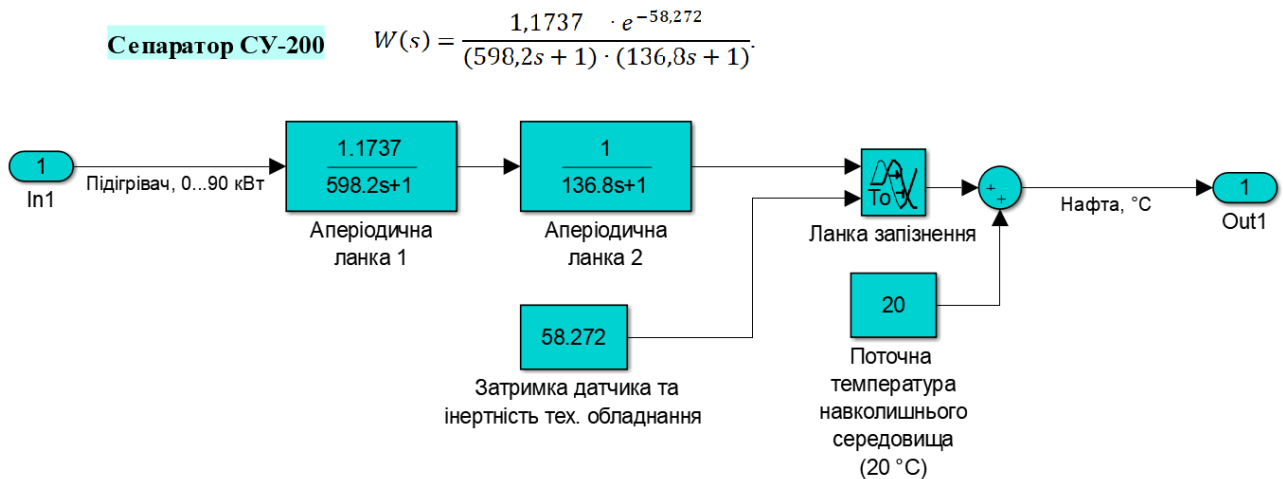


Рисунок 3.15 – Модель об'єкту керування

На рисунку 3.16 показана модель отримання даних для перевірки на адекватність. На вихід моделі P2D доданий статичний зсув характеристики 20 (температура навколишнього середовища, °C), який є корегує вихідну характеристику відповідно до реальних даних, отриманих з об'єкту керування, так як для ідентифікації у System Identification Toolbox вони були видалені.

Порівняння відбувається з чистими перевірочними даними над якими не виконувалися дії які могли б їх «скомпрометувати».

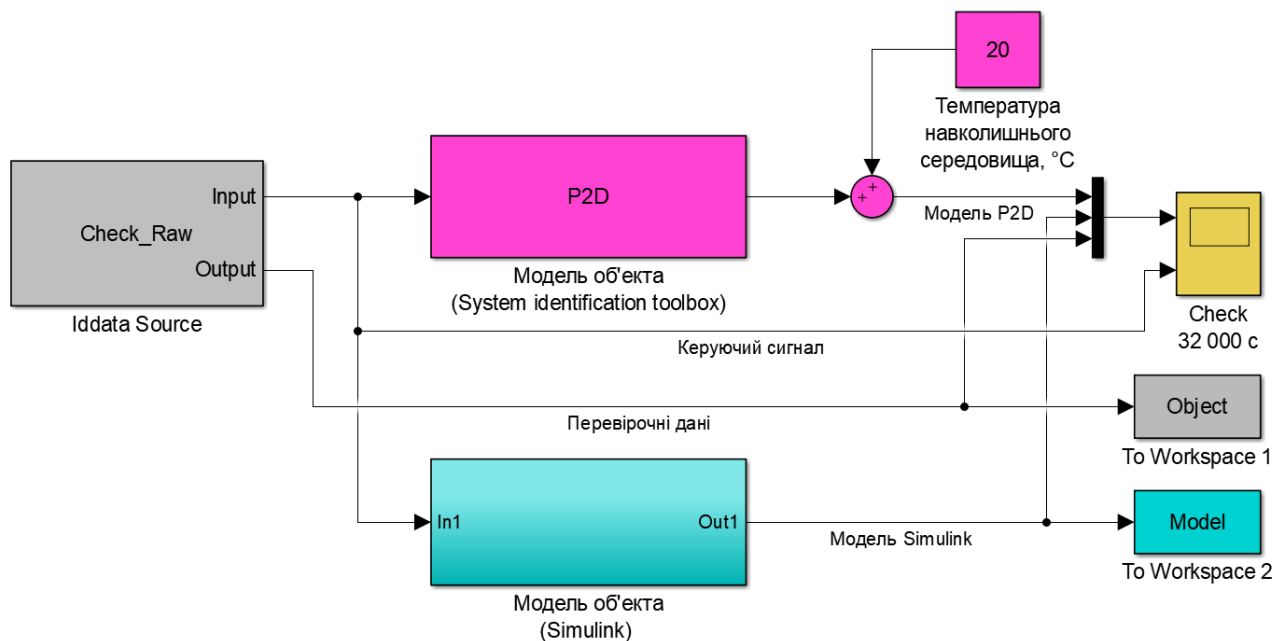


Рисунок 3.16 – Модель отримання даних для перевірки на адекватність

За результатами моделювання бачимо, що дійсні значення отримані на виході моделі System Identification Toolbox (сигнал – «Модель P2D») та моделі розробленій на базі передавальної функції (сигнал – «Модель Simulink») співпадають з перевірочними даними (рис. 3.16).

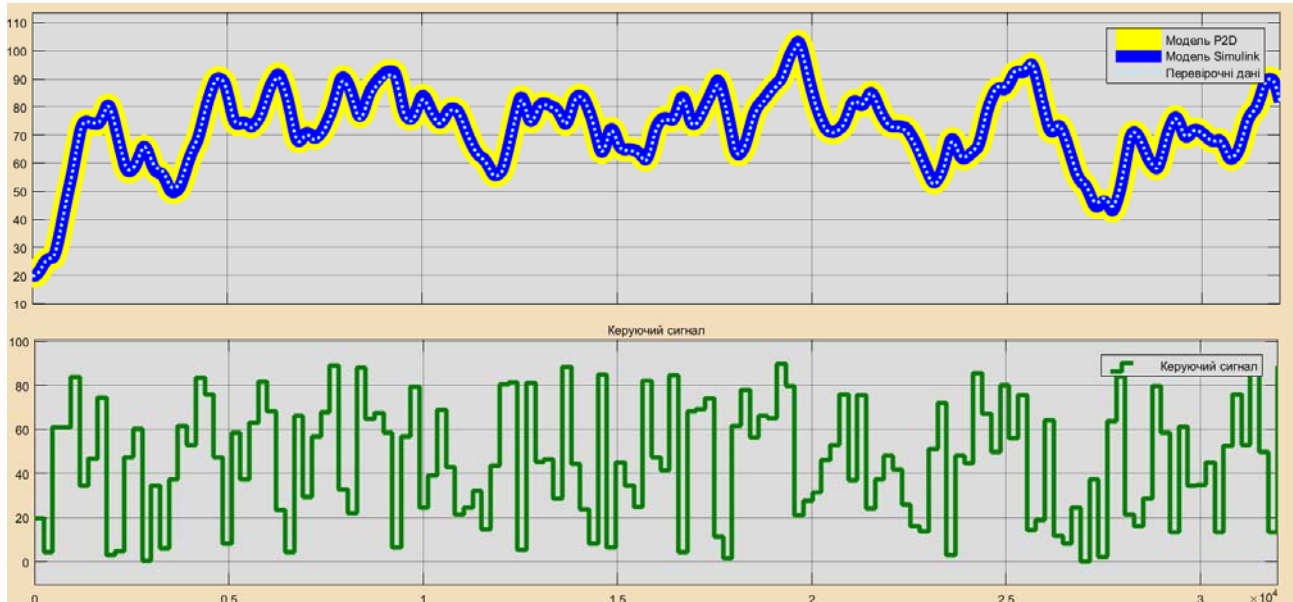


Рисунок 3.17 - Результат отримання даних для перевірки на адекватність
 Наступним етапом є перевірка моделі на адекватність.

3.4.5 Перевірка моделі на адекватність

При перевірці на відповідність її значення у більшості випадків повинно бути вище 80 %, при перевірці на адекватність коефіцієнт кореляції повинен бути вище 0,8, а довірчий інтервал відповідати 0,9. У деяких випадках ці значення можуть бути змінені.

Перевірка на адекватність виконувалася за допомогою скрипту GetAdequacy.m, який реалізує відповідний розрахунок перевірки на адекватність:

```
function GetAdequacy(x, y)
    fprintf('\nПеревірка моделі об'єкта керування на адекватність
v1.0\n');
    nSX = sqrt(mean(x.^2) - mean(x)^2);
    nSXref = sqrt(mean(y.^2) - mean(y)^2);
    nR = (mean(x.*y) - mean(x) * mean(y)) / (nSX * nSXref);
    fprintf('\nКоефіцієнт кореляції: %.3f\n', nR);
    nN = size(x, 1);
    nM = size(x, 2);
    nV = nN - nM - 1;
    nF = nR^2 / (1 - nR^2) * nV / nM;
    nP = 0.90;
    nFk = finv(nP, nM, nV);
    fprintf('Статистичний критерій Фішера: %.3f\n', nF);
    fprintf('Критичне значення статистики Фішера: %.3f\n', nFk);
    if (nF > nFk)
        fprintf('\nСтатистичний критерій Фішера більший критичного
значення, модель є адекватною до об'єкта керування.\n\n');
```

```

else
    fprintf('\nСтатистичний критерій фішера менший критичного
значення, модель не є адекватною до об'єкта керування.\n\n');
end
end
end

```

Результат виконання статистичного аналізу (виклику функції):

```

>> GetAdequacy(Model, Object)
Перевірка моделі об'єкта керування на адекватність v1.0

Коефіцієнт кореляції: 0.999
Статистичний критерій фішера: 16913645.489
Критичне значення статистики фішера: 2.706

```

Статистичний критерій фішера більший критичного значення, модель є адекватною до об'єкта керування.

Використовуючи скрипт `GetAdequacy.m` встановлено, що між перевірочними даними та результатами моделювання присутній дуже високий зв'язок, коефіцієнт кореляції перевищує 0,999 та задовольняє вимогам, статистичний критерій Фішера перевищує критичне значення за відповідною статистикою, а отримана модель є адекватною до об'єкту керування за цим критерієм.

Статистичний критерій Фішера більший критичного значення, модель є адекватною до об'єкта керування.

Враховуючи аналіз технологічного процесу, структури об'єкта керування, характеристик отриманих за результатами експериментів, результатів структурної та параметричної ідентифікації та перевірки на адекватність зроблено висновок, що розроблена модель є адекватною до об'єкта керування та може бути використана у подальшому при синтезі системи керування в умовах досліджуваного технологічного процесу.

Остаточна модель об'єкта керування у графічному середовищі імітаційного моделювання Simulink наведена на рисунку 3.15, схема моделювання динамічної характеристики наведена на рисунку 3.18, а результат моделювання динамічної характеристики об'єкта керування наведено на рис. 3.19.



Рисунок 3.18 - Модель об'єкта керування

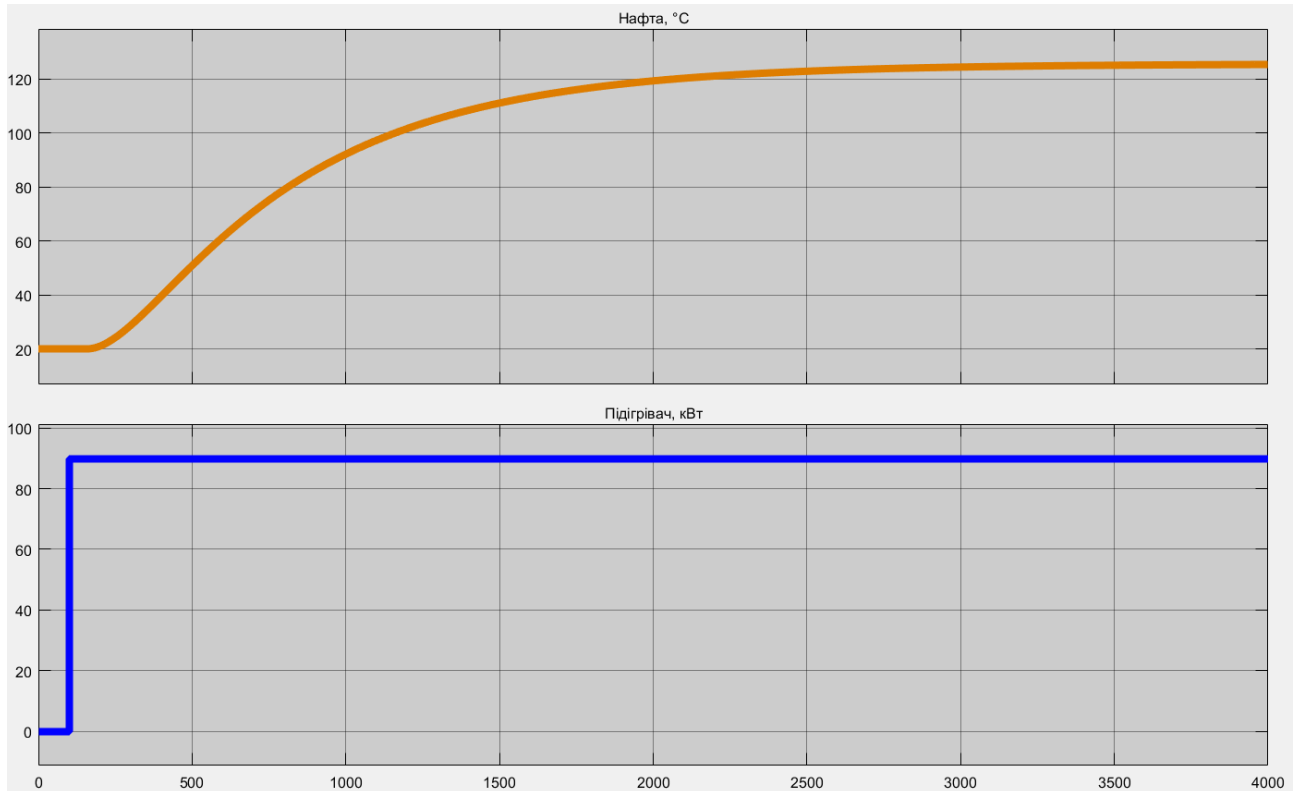


Рисунок 3.19 - Результат моделювання динамічної характеристики об'єкта керування

3.5 Висновки за розділом

При виконанні структурної ідентифікації, яка проведена на підставі експериментальних даних отриманих на об'єкті керування (динамічної характеристики, даних для побудови статичної характеристики, даних отриманих при П-образному керуючому впливі) встановлено, що структурно модель об'єкта керування може бути представлена як аперіодична ланка другого, або більш високого порядку з запізненням.

За результатами параметричної ідентифікації встановлено, що структура моделі об'єкта керування відповідає аперіодичній ланці другого порядку з

запізненням та розраховані параметрами моделі: коефіцієнт підсилення 1,1737 і постійні часу 598,2 с та 136,8 с, а запізнення становить 58,272 с.

Комплексна перевірка на адекватність моделі до об'єкта керування за перевірочними даними об'єкта керування показала високу відповідність 94,94 %, сильний кореляційний зв'язок 0,999 та статичний критерій Фішера 16 913 645 значно більшу критичного значення 2,707. Велике значення статичного критерію адекватності Фішера обумовлено великою кількістю вибірових даних та близьким до 1 значенням коефіцієнта кореляції.

Враховуючи аналіз технологічного процесу, структури об'єкта керування, характеристик отриманих за результатами експериментів, результатів структурної та параметричної ідентифікації та статистичного аналізу модель є адекватною до об'єкта керування та може бути використана у подальшому при синтезі системи керування в умовах досліджуваного технологічного обладнання - сепаратору поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Техніко-економічне обґрунтування впровадження системи керування

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

У кваліфікаційній роботі бакалавра розглядається економічна доцільність розробки автоматизованої системи керування технологічним процесом підготовки природних та попутних нафтових газів.

Автоматизована система керування, що розроблена в кваліфікаційній роботі бакалавра, має такі переваги:

- висока точність підтримки заданих технологічних параметрів;
- висока інформативність, яка дає гарні передумови для створення повністю автоматизованої системи керування підприємством;
- висока надійність обладнання сучасної технічної бази системи керування.

4.2 Розрахунок капітальних витрат пов'язаних з впровадженням системи керування

Розрахуємо капітальні витрати, що пов'язані з виготовленням та впровадженням автоматизованої системи керування. Визначення проектних капітальних витрат виконується відповідно до:

$$K_{\text{ПКВ}} = C_{\text{ОБ}} + D_{\text{ТР}} + M_{\text{МН}} + K_{\text{ПЗ}}, \quad (4.1)$$

де $K_{\text{ПКВ}}$ – проектні капітальні витрати (грв.);

$C_{\text{ОБ}}$ – вартість основного та допоміжного обладнання (грн.);

$D_{\text{ТР}}$ – транспортно-заготівельні витрати (грн.);

$M_{\text{МН}}$ – витрати на монтаж і налагодження системи (грн.);

$K_{\text{ПЗ}}$ – витрати на розробку програмного забезпечення (грн.).

Вартість основного та допоміжного обладнання наведена в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Зведення капітальних витрат C_{OB} [9...12]

№	Найменування	Одиниці виміру	Кількість	Вартість (грн.)	Сума (грн.)
1	ПЛЛ VIPA 214DPM (214-1BM02)	од.	1	13 774,40	13 774,40
2	Модуль аналогового вводу VIPA 231-1BD40	од.	2	4 740,30	9 480,60
3	Модуль аналогового виводу VIPA 232-1BD40	од.	1	5 137,70	5 137,70
4	Датчик температури Т.ХА-420-Кл1-1	од.	1	690,00	690,00
5	Датчик тиску серії MBS 3000	од.	1	1 398,22	1 398,22
6	Магнітострикційний рівнемір FineTek EG-5000	од.	1	5 797,88	5 797,88
6	Рефлексний рівнемір VEGAFLEX 67	од.	2	4 323,40	8 646,80
7	Частотний перетворювач Altivar Process ATV930D22N4	од.	2	104 855,30	209 710,60
8	Частотний перетворювач Altivar Process ATV930D55N4	од.	2	42 696,30	85 392,60
9	Тиристорне джерело DPU 33C025R	од.	1	25 400,00	25 400,00
10	Мережний кабель	м	125	25,60	3 200,00
11	Система керування, виконана на базі ПК	од.	1	31 200,30	31 200,30
12	Блок живлення Carlo Gavazzi SPD24301	од.	2	1 450,00	2 900,00
	Разом				402 729,10

Вартість основного та допоміжного обладнання $C_{OB} = 402\,729,10$ грн.

Витрати на транспортно-заготівельні і складські роботи визначаються в залежності від вартості обладнання, як 8 % від загальної вартості:

$$D_{TR} = C_{OB} \cdot 0,08. \quad (4.2)$$

Витрати на транспортно-заготівельні і складські роботи складають:

$$D_{TR} = 402\,729,10 \cdot 0,08 = 32\,218,33 \text{ (грн.)}$$

Вартість монтажних-налагоджувальних робіт приймаються на рівні 7 % від вартості обладнання:

$$M_{MH} = C_{OB} \cdot 0,07. \quad (4.3)$$

Витрати на монтажні-налагоджувальні роботи складають:

$$M_{MH} = 402\,729,10 \cdot 0,07 = 28\,191,04 \text{ (грн.)}$$

4.3 Розрахунок капітальних витрат на програмне забезпечення

4.3.1 Розрахунок часу на розробку програмного забезпечення

Трудомісткість розробки програмного забезпечення розраховується як:

$$t = t_o + t_u + t_a + t_n + t_{OT} + t_g. \quad (4.4)$$

- де t – трудомісткість розробки програмного забезпечення (люд.-год.);
- t_o – витрати праці на підготовку і опис поставленого завдання (люд.-год.);
- t_u – витрати праці на дослідження алгоритму керування (люд.-год.);
- t_a – витрати праці на розробку схеми алгоритму (люд.-год.);
- t_n – витрати праці на програмування по готовій схемі алгоритму (люд.-год.);
- t_H – витрати праці на налаштування програмного забезпечення (люд.-год.);
- t_g – витрати праці на підготовку документації по завданню (люд.-год.).

Складові витрат праці визначаються на підставі умовної кількості оброблюваних операторів у програмному забезпеченні:

$$Q = q \cdot c \cdot (1 + p), \quad (4.5)$$

- де Q – умовна кількість операторів в програмному забезпеченні;
- q – кількість операторів у програмному забезпеченні;
- c – коефіцієнт складності програми (приймаємо $c = 1,35$);
- p – коефіцієнт корекції програми в процесі її обробки (приймаємо $p = 0,1$).

Виходячи з програмного забезпечення, як правило розробленого на мові Structured Text типове значення для подібних систем керування має діапазон 250... 500, приймаємо $q = 400$);

Таким чином для програмного забезпечення, що розробляється, кількість операторів складає:

$$Q = 400 * 1,35 * (1 + 0,1) \approx 594$$

Витрат праці на підготовку і опис завдання в кваліфікаційній роботі складають $t_o = 60$ (люд. – год.).

Витрати праці на вивчення опису завдання визначаються з урахуванням уточнення опису та кваліфікації програміста як:

$$t_u = \frac{Q \cdot B}{(75 \dots 85) \cdot k}, \quad (4.6)$$

де B – коефіцієнт збільшення витрат праці (приймаємо $B = 1,5$);
 k – коефіцієнт кваліфікації програміста (приймаємо $k = 1,2$).

Для програмного забезпечення, що розробляється:

$$t_u = 594 \cdot 1,5 / (80 \cdot 1,2) \approx 10 \text{ (люд. – год.)}.$$

Витрати на розробку алгоритму керування визначаються як:

$$t_a = \frac{Q}{(20 \dots 25) \cdot k}. \quad (4.7)$$

Для програмного забезпечення, що розробляється:

$$t_a = 594 / (20 \cdot 1,2) \approx 25 \text{ (люд. – год.)}.$$

Витрати праці на складання програми по готовій схемі алгоритму визначаються як:

$$t_n = \frac{Q}{(20 \dots 25) \cdot k}. \quad (4.8)$$

Для програмного забезпечення, що розробляється:

$$t_n = 594 / (20 \cdot 1,2) \approx 25 \text{ (люд. – год.)}.$$

Витрати праці на налаштування програми розраховуються як:

$$t_H = \frac{Q}{(4 \dots 5) \cdot k}. \quad (4.9)$$

Для програмного забезпечення, що розробляється:

$$t_H = 594 / (4 \cdot 1,2) \approx 124 \text{ (люд. – год.)}.$$

Витрати праці на підготовку документації по завданню визначаються як:

$$t_g = t_{\text{ДР}} + t_{\text{ДО}}, \quad (4.10)$$

де $t_{\text{ДР}}$ – трудомісткість підготовки матеріалів до написання;
 $t_{\text{ДО}}$ – трудомісткість редагування, друку та оформлення документації.

Трудомісткість підготовки матеріалів до написання визначається як:

$$t_{\text{ДР}} = \frac{Q}{(15 \dots 20) \cdot k}. \quad (4.11)$$

Для програмного забезпечення, що розробляється:

$$t_{\text{ДР}} = 594 / (15 \cdot 1,2) \approx 33 \text{ (люд. – год.)}.$$

Трудомісткість редагування, друку та оформлення документації визначається як:

$$t_{\text{ДО}} = 0,75 \cdot t_{\text{ДР}}. \quad (5.12)$$

Для програмного забезпечення, що розробляється:

$$t_{\text{ДО}} = 0,75 \cdot 33 = 25 \text{ (люд. – год.)}.$$

Для розробленого програмного забезпечення витрати праці на підготовку документації по завданню:

$$t_g = 33 + 25 = 58 \text{ (люд. – год.)}.$$

Таким чином трудомісткість розробки програмного забезпечення становить:

$$t = 60 + 10 + 25 + 25 + 124 + 58 = 302 \text{ (люд. – год.)}$$

4.3.2 Розрахунок витрат на розробку програмного забезпечення

Витрати на розробку програмного забезпечення (ПЗ) визначається як:

$$K_{\text{ПЗ}} = Z_{\text{ЗП}} + Z_{\text{МІ}}, \quad (4.13)$$

де $Z_{\text{ЗП}}$ – витрати на заробітну плату розробника ПЗ (грн.);

$Z_{\text{МІ}}$ – вартість машинного часу, необхідного для налаштування ПЗ (грн.).

Заробітна плата розробника програмного забезпечення визначається як:

$$Z_{\text{ЗП}} = t \cdot C_{\text{ПР}}, \quad (4.14)$$

де t – час розробки ПЗ, год;

$C_{\text{ПР}}$ – середня годинна тарифна ставка розробника програмного забезпечення (приймаємо $C_{\text{ПР}} = 98,50$ (грн./год.)).

Для програмного забезпечення, що розробляється:

$$Z_{\text{ЗП}} = 302 \cdot 98,50 = 29\,747,32 \text{ (грн.)}.$$

Вартість машинного часу, необхідного для налаштування програми визначається як:

$$Z_{\text{МІ}} = t_n \cdot C_{\text{МЧ}}, \quad (4.15)$$

де t_n – час налаштування ПЗ, год;

$C_{\text{МЧ}}$ – вартість машинного часу (приймаємо $C_{\text{МЧ}} = 11,75$ (грн./год.)).

Для програмного забезпечення, що розробляється:

$$З_{MI} = 25 * 11,75 = 293,75 \text{ (грн.)}$$

Витрати на розробку програмного забезпечення системи керування становлять:

$$K_{ПЗ} = 29\,747,32 + 293,75 = 30\,041,07 \text{ (грн.)}$$

Очікувана тривалість розробки програмного забезпечення:

$$T = \frac{t}{B_k \cdot F_p}, \quad (4.16)$$

де T – тривалість розробки програмного забезпечення (міс.);

B_k – кількість розробників (приймаємо $B_k = 1$);

F_p – місячний фонд робочого часу ($F_p = 176$ (год./міс.)).

$$T = 302 / (1 * 176) \approx 1,75 \text{ (міс.)}$$

Таким чином проектні капітальні витрати:

$$K_{ПКВ} = 402\,729,10 + 32\,218,33 + 28\,191,04 + 30\,041,07 \approx \\ \approx 493\,179,54 \text{ (грн.)}$$

4.4 Розрахунок експлуатаційних витрат

Річні експлуатаційні витрати розраховуються як:

$$C_e = C_a + C_3 + C_c + C_{PO} + C_{ee} + C_{\text{Інш}}, \quad (4.17)$$

де C_e – річні поточні витрати, пов'язані із застосуванням системи керування (грн.);

C_a – амортизація основних фондів (грн.);

C_3 – заробітна плата обслуговуючого персоналу (грн.);

C_c – відрахування на соціальні заходи (грн.);

C_{PO} – витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт обладнання (грн.);

C_{ee} – вартість електроенергії (грн.);

$C_{\text{Інш}}$ – інші витрати (грн.).

Визначимо експлуатаційні витрати при впровадженні системи керування.

4.4.1 Амортизація основних фондів

Залежно від групи, до якої віднесено той, чи інший об'єкт основних засобів, встановлено мінімально-допустимі строки їх амортизації

Обладнання, розробленої в кваліфікаційній роботі системи керування, належить до 4 групи (машини та обладнання). Передбачуваний термін експлуатації системи становить 5 років.

При використанні методу прискореного зменшення залишкової вартості норма амортизації визначається як:

$$H_a = \frac{2}{T} \cdot 100 \%, \quad (4.18)$$

де H_a – норма амортизації (%);

T – термін корисного використання об'єкта (років).

Амортизація основних фондів визначається як:

$$C_a = \frac{ПВ \cdot H_a}{100 \%}, \quad (4.19)$$

де C_a – річна амортизація основних фондів (грн.);

ПВ – первинна вартість (ПВ = $K_{ПКВ}$) (грн).

Отже, норма амортизації для проектованої системи керування складає:

$$H_a = \frac{2}{5} \cdot 100 \% = 40 \%.$$

Сума амортизації для проектованої і базової системи становить:

$$C_a = 493\,179,54 \cdot 40/100 = 197\,271,82 \text{ (грн.)},$$

4.4.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Номінальний річний фонд робочого часу одного працівника:

$$T_{НР} = (T_K - T_{ВС} - T_B) \cdot T_3, \quad (4.20)$$

де $T_{НР}$ – номінальний річний фонд робочого часу одного працівника (год.);

T_K – календарний фонд робочого часу ($T_K = 365$ (днів));

$T_{ВС}$ – вихідні дні та свята ($T_{ВС} = 114$ (днів));

T_B – відпустка ($T_B = 21$ (день));

T_3 – тривалість зміни ($T_3 = 8$ (год.)).

Таким чином, річний фонд робочого часу працівника складе:

$$T_{\text{НР}} = (365 - 114 - 21) \cdot 8 = 1\,840 \text{ (год.)}.$$

У процесі керування задіяний 1 оператор людино-машинного інтерфейсу та - кожна зміну та 1 інженер-технолог і 1 наладчик електроустаткування - одна зміна на добу. Графік роботи у три зміни, так як процес безперервний.

Розрахунок річного фонду заробітної плати виробничих робітників здійснюється у відповідності з формою, наведеною в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Розрахунок заробітної плати персоналу

№ П/П	Найменування професії робітників	Число працюючих, чол.	Годинна тарифна ставка, грн./год.	Річний фонд робочого часу (год.)	Пряма заробітна плата, грн.	Додаткова заробітна плата (8%), грн.	Доплати (7%), грн.	Всього заробітна плата, грн.
1	Оператор НМІ	3	92,45	1 840	510 324,00	40 825,92	35 722,68	586 872,60
2	Технолог	1	105,55		194 212,00	15 536,96	13 594,84	223 343,80
3	Наладчик	1	100,50		184 920,00	14 793,60	12 944,40	212 658,00
Разом								1 022 874,40

Заробітна плата персоналу проектної системи керування

$$C_3 = 1\,022\,874,40 \text{ (грн.)}.$$

4.4.3 Відрахування на соціальні заходи

Відрахування на соціальні заходи визначаються як:

$$C_c = 0,22 \cdot C_3. \quad (4.21)$$

Відповідно до цього відрахування становлять:

$$C_c = 0,22 \cdot 1\,022\,874,40 = 225\,032,37 \text{ (грн.)}.$$

4.4.4 Розрахунок витрат на технічне обслуговування та ремонт

Витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт обладнання та мережі приймаємо на рівні 5 % від величини капітальних витрат:

$$C_{\text{РО}} = 0,05 \cdot K_{\text{КВ}} \cdot (K_{\text{ПКВ}}) \quad (4.22)$$

Відповідно до цього витрати становлять:

$$C_{PO} = 0,05 * 493\,179,54 = 24\,658,98 \text{ (грн.)}$$

4.4.5 Витрати на електроенергію

Вартість електроенергії, споживаної системою керування, розробленої у проекті:

$$C_{ee} = K_e \cdot K_{pд} \cdot T_3 \cdot T_e, \quad (4.23)$$

де K_e – кількість електроенергії, спожите проектною системою керування (приймаємо $K_e = 0,33$ (кВт · год.));

T_3 – кількість часу роботи за сутки ($T_3 = 24$ (год.));

$K_{pд}$ – кількість робочих днів у році ($K_{pд} = 365$ (день));

T_e – тариф на електроенергію для підприємств (для користувачів електроенергії 2 класу тариф складає 2,26 грн·кВт без ПДВ, з урахуванням ПДВ тариф $T_e = 2,712$ (грн.)).

Таким чином вартість електроенергії становить:

$$C_{ee} = 0,33 * 365 * 24 * 2,712 = 7\,839,85 \text{ (грн.)},$$

4.4.6 Інші витрати

Інші витрати з експлуатації об'єкта проектування включають витрати з охорони праці, на спецодяг та інше згідно практики, ці витрати визначаються в розмірі 4 % від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу:

$$C_{інш} = 0,04 \cdot C_3. \quad (4.24)$$

Таким чином інші витрати становлять:

$$C_{інш} = 0,04 * 1\,022\,874,40 = 40\,914,98 \text{ (грн.)}.$$

Річні експлуатаційні витрати становлять (4.17), (табл. 4.3):

$$C = 197\,271,82 + 1\,022\,874,40 + 225\,032,37 + 24\,658,98 + 7\,839,85 \\ + 40\,914,98 = 1\,518\,592,40 \text{ (грн.)}.$$

Таблиця 4.4 – Експлуатаційні витрати

№ п/п	Назва показника	Сума, грн.
1	Амортизація	197 271,82
2	Фонд заробітної плати	1 022 874,40
3	Відрахування на соціальні виплати	225 032,37
4	Ремонт та технічне обслуговування	24 658,98
5	Електроенергія	7 839,85
6	Інше	40 914,98
7	Загалом	1 518 592,40

4.5 Висновки за розділом

При впровадженні проектованої системи капітальні витрати складають 494 тис. грн., час розробки ПЗ становитиме 1,75 місяці.

Річні експлуатаційні витрати, пов'язані з впровадженням системи становитимуть трохи більше 1,52 млн. грн.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

У роботі розглядається питання розробки автоматизованої системи керування технологічним процесом підготовки природних та попутних нафтових газів.

5.1 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів на автоматизованій колоні

Об'єктом дослідження є сепаратор поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200. До небезпечних виробничих факторів виробництва відносяться [6...9]:

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 [17...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: загально-токсичні, дратівливі, сенсibiliзуючі, канцерогенні, мутагенні, що впливають на репродуктивну (дітородну) функцію людського організму. У таблиці 5.1 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 інсталується в паропровід, перед нафтоперегінною колоною, також електропровід, для управління положенням заслінки.

Додатково встановлено датчик температури та бар'єр іскрозахисту. 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:

- 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:

- 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 паром, 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 °С.

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 вібує 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 80 Гц. 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

Актуальність роботи пояснюється необхідністю модернізації систем керування, які використовуються на підприємствах нафтопереробної промисловості. Сучасна система керування дозволить оперативно контролювати значену кількість технологічних параметрів, дозволяючи отримувати режими роботи технологічного обладнання з заданими показниками якості. Також ця система керування матиме можливість фіксації та збереження параметрів роботи технологічного обладнання.

У якості об'єкта керування виступає технологічне обладнання - сепаратор поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200, для якої вибрано апаратно-програмні засоби для створення підсистеми, розроблена функціональна схема автоматизації, розроблена схема принципова підсистеми керування, складено перелік елементів до схеми електричної принципової.

При виконанні структурної ідентифікації, яка проведена на підставі експериментальних даних отриманих на об'єкті керування (динамічної характеристики, даних для побудови статичної характеристики, даних отриманих при П-образному керуючому впливі) встановлено, що структурно модель об'єкта керування може бути представлена як аперіодична ланка другого, або більш високого порядку з запізненням.

За результатами параметричної ідентифікації встановлено, що структура моделі об'єкта керування відповідає аперіодичній ланці другого порядку з запізненням та розраховані параметрами моделі: коефіцієнт підсилення 1,1737 і постійні часу 598,2 с та 136,8 с, а запізнення становить 58,272 с.

Комплексна перевірка на адекватність моделі до об'єкта керування за перевірочними даними об'єкта керування показала високу відповідність 94,94 %, сильний кореляційний зв'язок 0,999 та статичний критерій Фішера 16 913 645 значно більшу критичного значення 2,707.

Враховуючи аналіз технологічного процесу, структури об'єкта керування, характеристик отриманих за результатами експериментів, результатів структурної та параметричної ідентифікації та статистичного аналізу модель є

адекватною до об'єкта керування та може бути використана у подальшому при синтезі системи керування в умовах досліджуваного технологічного обладнання - сепаратору поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200.

При впровадженні проекрованої системи капітальні витрати складають 494 тис. грн., час розробки ПЗ становитиме 1,75 місяці.

Річні експлуатаційні витрати, пов'язані з впровадженням системи становитимуть трохи більше 1,52 млн. грн.

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

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. Голінько В.І., Фрундін В.Ю. Охорона праці в галузі електротехніки та електромеханіки – Д.: Державний ВНЗ «НГУ», 2011. – 235 с.
6. Процеси та обладнання газо-роздільних установок (ПОГРУ). Режим доступу;
https://elearning.sumdu.edu.ua/free_content/lectured:a431440315da9066760766d0c931a08acfc9ca64/latest/5702/index.html#p2
7. Горбійчук М. І. Моделювання об'єктів і систем керування в нафтовій та газовій промисловості [Текст]: Частина II / М. І. Горбійчук. – Івано-Франківськ: Факел, 1999. – 226 с.

8. Навчальний посібник для студ. вищих навчальних закладів, які навчаються за напрямом «Автоматизація і комп'ютерно-інтегровані технології» / Г.Н. Семенцов, Я.Р. Когуч, Я.В. Куровець, М.М. Дранчук. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 300 с.
9. УДК 681.518.3:622.276.012. МОДЕЛЬ РОБОТИ ТРИФАЗНОГО СЕПАРАТОРА В УМОВАХ ЛУКВИНСЬКОГО НАФТОГАЗОВОГО РОДОВИЩА, Поварчук Д.Д., Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, 2017.
10. Датчик давления MBS 3000. Режим доступа: https://ianv.com.ua/datchik-davlenija-mbs-3000?gclid=Cj0KCQjwjN-SBhCkARIsACsrBz7AokIulIwCUekVbwn67pDtxr5UBbtySZm4neS6U3IZ5GK4OPIMxlMaAtYGEALw_wcB
11. Датчики температуры с токовым выходом 4...20 мА. Режим доступа: <https://mtd-proekt.ru/datchiki-temperature-s-tokovym-vykhodom-4-20-ma>
12. Магнітострикційний рівнемір FineTek EG. Режим доступа: <https://simpletech.com.ua/ua/datchyky-rivnia/mahnitostryktsiinyi-rivnemir-finetek-eg>
13. Уровнемер VEGAFLEX 67. Режим доступа: <http://www.koda.ua/products/desc.html?id=622>
14. e-protection (частотні перетворювачі Altivar 930). Режим доступа: <https://e-protection.com.ua/product-category/elektrooborudovanie/preobrazovateli-chastoty/preobrazovateli-chastoty-schneider-electric/altivar-930-preobrazovatel-chastoty/>
15. Autonics DPU Series - Digital Thyristor Power Controllers. Режим доступа: <https://www.tequipment.net/Autonics/DPU34A-040N/Power-Quality-Analyzer/>
16. Електронний ресурс: <https://prom.ua/ua/p1363387438-dtshh5-termosoprotivleniya-kommutatsionnoj.html>
17. Міждержавний стандарт ГОСТ 12.0.003-74 (1999) ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

18. ДСН 3.3.6.042-99 „Державні санітарні норми параметрів мікроклімату” - К.: МОЗ України, 2000.
19. ДБН В.2.5-67:2013 Опалення, вентиляція та кондиціонування.
20. ДСТУ Б.А.3.2-12:2009. Система стандартів безпеки праці. Системи вентиляційні. Загальні вимоги ДНАОП 0.03-33.14-85. Санітарні норми допустимих рівнів шуму на робочих місцях.
21. Правила улаштування електроустановок Мінпаливвугілля України. – 2017 – 617с.
22. «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості на небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». № 528 - 2001.
23. Вимоги щодо безпеки та захисту здоров'я працівників під час роботи з екранними пристроями, затверджені наказом Мінсоцполітики від 14.02.2018 № 207.
24. 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.
25. ДСанПіН 3.3.2-007-98 Державні санітарні правила і норми. Гігієнічні вимоги до організації роботи з візуальними дисплейними терміналами електронно-обчислювальних машин
26. ДСТУ 7234:2011 Дизайн і ергономіка. Обладнання виробниче. Загальні вимоги дизайну та ергономіки
27. ДСТУ 7950:2015 Дизайн і ергономіка. Робоче місце під час виконання робіт стоячи. Загальні ергономічні вимоги.
28. ДСТУ 8604:2015 Дизайн і ергономіка. Робоче місце для виконання робіт у положенні сидячи. Загальні ергономічні вимоги
29. ДСТУ 3191-95 (ГОСТ 12 2.137-96) Обладнання для кондиціонування повітря та вентиляції
30. ДСН 3.3.6.042-99 «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень».

31. Внутренние санитарно-технические устройства / Под ред. И. Г. Староверова: Ч.2. Вентиляция и кондиционирование воздуха. - М.: Стройиздат, 1978.-509.
32. ДБН В.2.5-28-2018 «Природне і штучне освітлення».
33. ДСН 3.3.6.037-99 «Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку».
34. ДСН 3.3.6.039-99 «Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації».
35. ДСТУ ГОСТ 26568: 2009 «Вибрация методы и средства защиты».
36. ДСТУ ІЕС 61140: 2015 «Захист проти ураження електричним струмом. Загальні аспекти щодо установок та обладнання».
37. ДБН В.1.1-7-2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва».
38. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 «Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухо-пожежною та пожежною небезпекою».
39. ДСТУ 3675-98 «Пожежна техніка. Вогнегасники переносні. Загальні технічні вимоги та методи випробувань».
40. ДБН В.2.5-56-2014 «Системи протипожежного захисту».
41. ДСТУ Б В.2.5-38:2008 «Улаштування блискавкозахисту будівель та споруд».

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№ рядка	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Шифр документу	Примітка	
1			<u>Документація</u>				
2							
3	A4	КІВС.КВР.151.18.01.ПЗ	Пояснювальна записка		ПЗ		
4							
5			<u>Графічна частина</u>				
6							
7	A2	КІВС.КВР.151.18.01.E2	Функціональна схема				
8			автоматизації	1	E2		
9							
10	A2	КІВС.КВР.151.18.01.E3	Схема електрична				
11			принципова	1	E3		
12							
13	A4	КІВС.КВР.151.18.01.ПЕЗ	Перелік елементів	1	ПЕ		
14							
15	A4	КІВС.КВР.151.18.01.Д	Презентація		Д		
16							
17		КІВС.КВР.151.18.01.ВДЕ	Носій інформації	1	ВДЕ		
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
			Підп.	Дата	КІВС.КВР.151.18.01.ТП		
Зм.	Арк.	№ докум.			Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив		Бойко		25.05.22		1	1
П. конс.		Шевченко			Національний ТУ «Дніпровська політехніка», ЕТФ, 151-18-1		
Н. контр.							
					Автоматизація технологічного процесу підготовки природних та попутних нафтових газів. Відомість проекту		

ВІДГУКИ КОНСУЛЬТАНТІВ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

ВІДГУК

кваліфікаційна робота бакалавра: «Автоматизація технологічного процесу підготовки природних та попутних нафтових газів»,
студент гр. 151-18-1 Бойко Максим Віталійович

Об'єкт розробки – система автоматичного керування технологічним процесом підготовки природних та попутних нафтових газів.

Об'єкт дослідження – сепаратор поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200.

Предмет дослідження – здійснити структурну і параметричну ідентифікацію та визначити математичну модель об'єкта.

Принцип роботи сепараторів заснований на гравітаційних і інерційних методах розділення трифазних систем, в результаті цього частинки твердої або рідкої фази осідають в нижній частині сепаратора, а потім можуть бути виведені з сепаратору.

В нашому випадку, для створення підсистеми автоматизації технологічного процесу керування сепаратором поділу і збагачення супутнього нафтового газу типу СУ-200, обрано один з каналів керування - «підігрівач нафти → температура нафти у сепараторі».

Підсистема керування має підтримувати задану температуру нафти у сепараторі в межах діапазону температур 35...65 °С завдяки регулюючим можливостям електро-підігрівача нафти, потужність якого може змінюватись в межах діапазону 0...90 кВт. Номінальне значення температури нафти залежить від технологічних параметрів розподілу попутних газів.

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

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» за спеціальністю «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології».

Керівник кваліфікаційної роботи, _____ ст. викл. Шевченко В.І.

____.06.2022

РЕЦЕНЗІЯ

кваліфікаційна робота бакалавра: «Автоматизація технологічного процесу підготовки природних та попутних нафтових газів»,
студент гр. 151-18-1 Бойко Максим Віталійович

1. Завдання і зміст кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра відповідає основній меті - перевірці 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 керування дозволить зменшити вплив основних недоліків технологічного обладнання.
3. Отримана модель може бути використана за для розробки програмного забезпечення підсистеми керування.
4. Повнота і глибина вирішення завдань, поставлених в завданні на кваліфікаційну роботу достатня.
5. В рамках кваліфікаційної роботи було визначено структуру об'єкта керування та побудована його модель.
6. В цілому кваліфікаційна робота ступеню бакалавра заслуговує оцінки «_____», за умови відповідного захисту.
7. Студент Бойко М.В. присвоєння йому кваліфікації «бакалавр» за спеціальністю «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології».

Рецензент, _____

____.06.2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувачем кафедри
кіберфізичних та інформаційно-
вимірювальних систем

_____ Бубліковим А.В.

«_____» _____ 2022 року

ВИСНОВОК

Про рівень запозичень у кваліфікаційній роботі бакалавра на тему «Автоматизація технологічного процесу підготовки природних та попутних нафтових газів», здобувача вищої освіти, групи 151-18-1, Бойко Максим Віталійович.

Загальний обсяг кваліфікаційної роботи без переліку посилань складає _____ сторінок. Програмне забезпечення використане для перевірки роботи “<https://unichек.com>”. Рівень запозичень у роботі складає _____ %, що є меншим 40 % запозичень з однієї роботи та відповідає вимогам Положення про систему запобігання та виявлення плагіату у Національному технічному університеті «Дніпровська політехніка».

Нормоконтролер,
посада, ас. каф. КФІВС
ступінь

(підпис)

Славінський Д.В.

(дата)

Ім'я користувача:
Олег Бойко

Дата перевірки:
02.06.2022 18:03:07 EEST

Дата звіту:
03.06.2022 17:24:31 EEST

ID перевірки:
1011437127

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

ID користувача:
100008838

Назва документа: 01_151_-18_Бойко_М_В_-_ПЗС

Кількість сторінок: 100 Кількість слів: 18526 Кількість символів: 136751 Розмір файлу: 2.91 MB ID файлу: 1011316939

39.9% Схожість

Найбільша схожість: 28.2% з Інтернет-джерелом (https://elearning.sumdu.edu.ua/free_content/lectured:a431440315da90)

39.9% Джерела з Інтернету

148

Сторінка 102

Не знайдено джерел з Бібліотеки

0% Цитат

Не знайдено жодних цитат

Не знайдено жодних посилань

3.85% Вилучень

Деякі джерела вилучено автоматично (фільтри вилучення: кількість знайдених слів є меншою за 8 слів та 0%)

0.09% Вилучення з Інтернету

7

Сторінка 103

3.85% Вилученого тексту з Бібліотеки

22

Сторінка 103

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи

113