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

ДУНЕЦЬ Андрій Володимирович
(прізвище, ім’я по-батькові)

Система автоматизації процесу переміщення і розділення продуктів нафтопереробного виробництва / The system of automation of the process of moving and separating products of oil refining production

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

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри СКС
_____ А.І.Сегін
"____"_____20__ р.

З А В Д А Н Н Я
НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

ДУНЕЦЬ Андрій Володимирович
(прізвище, ім'я по-батькові)

1. Тема випускної кваліфікаційної роботи
Система автоматизації процесу переміщення і розділення продуктів нафтопереробного виробництва / The system of automation of the process of moving and separating products of oil refining production
керівник роботи д.т.н., професор Н.Я.Возна

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

2. Строк подання студентом закінченої випускної кваліфікаційної роботи:
30 листопада 2024р.

3. Вихідні дані до випускної кваліфікаційної роботи:

1. Технологічна схема транспортування і розділення

2. Опис процесу розділення

2. Схема розташування обладнання

3. Характеристики обладнання

4. Основні питання, які потрібно розробити:

1. Аналіз предметної області

__2. Розроблення функціональної схеми автоматизації та вибір технічних засобів_

__3. Розроблення системи автоматичного керування переміщенням і розділенням продуктів нафтоперебного виробництва_____

5. Перелік графічного матеріалу у роботі:

_1. Технологічна схема нафтоперекачуваної насосної станції_____

_2. Функціональна схема автоматизації_____

_3. Структурна схема САР тиску_____

6. Консультанти розділів випускної кваліфікаційної роботи

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

7. Дата видачі завдання 20 жовтня 2023р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назви етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз предметної області	11.2023р. – 12.2023р.	
2	Розроблення функціональної схеми автоматизації та вибір технічних засобів	01.2024р. – 04.2024р.	
3	Розроблення системи автоматичного керування переміщенням і розділенням продуктів нафтоперебного виробництва	04.2024р. – 10.2024р.	

Студент _____ Дунець А.В.
(підпис)

Керівник роботи _____ д.т.н., проф. Возна Н.Я.
(підпис)

РЕФЕРАТ

Дунець А.В. Система автоматизації процесу переміщення і розділення продуктів нафтоперебного виробництва. – Рукопис.

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

У роботі проаналізовано роботу нафтоперекачквальних станцій, визначено показники якості продуктів нафтопереробного виробництва. Розроблено функціональну схему автоматизації, здійснено вибір технічних засобів автоматизації, розроблено математичні моделі системи регулювання витрат через зміну швидкості обертання валового насоса та втрати тиску при перекачуванні рідин, здійснено імітаційне моделювання та розроблено SCADA систему автоматичного керування переміщенням і розділенням продуктів нафтоперебного виробництва

ABSTRACT

A.V. Dunets The system of automation of the process of moving and separating products of oil refining production. - Manuscript.

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

In the work of oil pumping stations was investigated and analyzed, the quality indicators of oil refining products were determined. A functional scheme of automation was developed, the technical means of automation were selected, mathematical models of the cost control system were developed due to the change in the rotation speed of the bulk pump and pressure loss during liquid pumping, simulation modeling was carried out, and a SCADA automatic control system for the movement and separation of oil refining products was developed.

ЗМІСТ

ВСТУП ……. 5
1. АНАЛІЗ ПРЕДМЕТНОЇ ОБЛАСТІ…… 8
1.1 Аналіз роботи нафтоперекачавальних станцій..…….. 12
1.2 Аналіз показників якості нафтопродуктів…… 15
2. РОЗРОБЛЕННЯ ФУНКЦІОНАЛЬНОЇ СХЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ ТА ВИБІР ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ…….. 18
2.1 Розроблення функціональної схеми автоматизації……. 18
2.2 Вибір технічних засобів автоматизації……. 21
3. РОЗРОБЛЕННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ ПЕРЕМІЩЕННЯМ І РОЗДІЛЕННЯМ ПРОДУКТІВ НАФТОПЕРЕБНОГО ВИРОБНИЦТВА…….. 40
3.1 Розроблення математичної моделі об’єкта…….. 40
3.1.1 Математична модель системи регулювання витрат через зміну швидкості обертання валового насоса……. 40
3.1.2 Втрати тиску при перекачуванні рідин…… 41
3.2 Імітаційне моделювання системи в пакеті Matlab…… 43
3.3 Розроблення SCADA системи…… 47
3.3.1 Розробка керуючої програми для ПЛК…… 49
3.3.2 Створення програми керування мовою FBD……. 51
3.3.3 Створення програмного забезпечення для АРМ оператора…….. 55
ВИСНОВКИ……..…… 58
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ……..….. 59
ДОДАТОК А Копії публікацій..…..... 61
ДОДАТОК Б Довідка про перевірку на плагіат…….....

ВСТУП

Процвітання будь-якої країни світу залежить від забезпеченості потреб промисловості вуглеводневими сировинними енергоносіями. Незалежно від того, чи ці енергоносії власного видобутку, чи імпортуються вони повинні транспортуватися певним видом транспорту: залізничним, водним, трубопровідним. Кожний з цих видів транспорту енергоносіїв має свою економічно обґрунтовану сферу використання, яка залежить від об’ємів нафтопродуктів, та відстані транспортування.

Найбільш економічно та технічно вигідним рішення для транспортування нафти і нафтопродуктів серед всіх видів є трубопровідний , оскільки він в порівнянні з іншими має ряд суттєвих переваг: низька собівартість транспортування, невеликі питомі капітальні затрати на одиницю транспортної роботи, швидка окупність затрат, безперервний хід технологічного процесу транспортування, який практично не залежить від кліматичних умов, незначні втрати нафтопродукту при транспортуванні. Саме ці переваги зумовили широке застосування як в Україні так і в більшості промислово розвинених країнах світу для транспортування нафти та нафтопродуктів трубопровідних систем, основним завданням яких є зв’язок джерел видобутку нафти з місцями їх переробки чи споживання та забезпечення в повному обсязі потреб держави.

Магістральні трубопровідні системи є основним видом транспорту нафти і газу. У зв'язку з цим виникають багатокритеріальні (з економічних та екологічних показників) задачі оптимального управління магістральними трубопроводами. Тому питання формалізації та розробки ефективних методів вирішення цих задач на базі сучасних математичних методів, і комп'ютерних систем, є особливо важливими і в теоретичному, і в практичному плані.

Розвиток мережі магістральних трубопроводів супроводжується безперервним підвищенням рівня технічної оснащеності нафтопроводів. Основним завдання при послідовній перекачці нафтопродуктів є визначення

границь зони змішування та максимальне зменшення об’єму суміші перекачуваних нафтопродуктів.

Метою роботи є створення системи автоматизації процесу переміщення і розділення нафтопродуктів, що полягає у зменшенні об'єму створюваної суміші при послідовному транспортуванні по трубопроводу за рахунок точного контролю показників в'язкості.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі завдання:

- провести аналіз процесу перекачування сирої нафти по магістральних трубопроводах;

- провести теоретичний аналіз методів сепарації нафтопродуктів при їх послідовному транспортуванні по трубопроводах;

- розробити функціональну схему автоматизації;

- здійснити вибір технічних засобів автоматизації та провести моделювання у середовищі MatLab.

Об’єктом дослідження є магістральні та трубопровідні системи, як один з основних видів транспортування нафти та газу.

Предметом дослідження є САУ послідовного транспортування суміші нафтопродуктів по трубопроводу.

Наукова новизна одержаних результатів Впровадження запропонованих методів визначення, контролю та стабілізації параметрів роботи в системах автоматизації дозволить забезпечити збалансованість матеріальних потоків та їх раціональне використання.

Практичне значення отриманих результатів. Розроблено ефективні методи розв'язання задач оптимального управління магістральними трубопроводами на основі сучасних математичних методів і комп'ютерних систем, оскільки основною проблемою стабільного транспортування сирої нафти по магістральних трубопроводах є конвективна дифузія в зоні контакту між різними потоками, а також активне змішування, спричинене процесами масообміну. Залежно від типів продукції нафтової промисловості, обсяг суміші, яка утворюється, може бути значним, що робить прямий контакт вкрай

невигідним.

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

Кінь.І. Комп’ютеризовані системи автоматизації технологічних процесів у промисловому виробництві / Ірина Кінь, Андрій Дунець, Роман Дякун // Збірник матеріалів науково-практичного симпозіуму «Технології інтернету речей: системи та рішення» (ТІР СТ - 2024), Тернопіль, 2024. - С.32-35.

1. АНАЛІЗ ПРЕДМЕТНОЇ ОБЛАСТІ

Метод послідовного перекачування нафтопродуктів полягає в транспортуванні різних нафтопродуктів послідовно, партія за партією. Цей підхід дозволив зменшити витрати на будівництво численних паралельних трубопроводів. Оскільки майже 90% витрат припадає на будівництво лінійної частини, цей метод значно скоротив капіталовкладення в прокладання трубопроводів. Крім того, завдяки зекономленим коштам стало можливим побудувати широку мережу продуктопроводів, що з’єднують нафтопереробні заводи з перевалочними і розподільчими базами, а також великими споживачами нафтопродуктів.

Серед недоліків цього методу варто відзначити змішування різних нафтопродуктів у зоні їх контакту, що призводить до втрати якості. Проте витрати на переробку цієї суміші є значно меншими порівняно з будівництвом додаткових трубопроводів. Також цей метод вимагає облаштування на головних НПС великих резервуарних парків для створення запасів нафтопродуктів.

Послідовне перекачування нафти і нафтопродуктів дозволяє підвищити коефіцієнт використання трубопроводів, але знижує якість перекачування, а також відбувається змішування складу рухомих рідин. Фізико-хімічні властивості суміші, що утворюється, відрізняються від властивостей перекачуваних нафтопродуктів.

Даний спосіб транспортування при всіх своїх перевагах – це підвищення ефективності використання магістральних трубопроводів, зниження собівартості перекачування та інші – все ж таки характеризується суттєвими недоліками, які пов'язані з утворенням суміші в зонах контакту різносортних рідин.

Українські підприємства транспортують нафтопродукти через систему магістральних трубопроводів і відводів до великих споживачів як на території України, так і за її межами. Нафтопереробні об'єкти розташовані в семи областях України: Житомирській, Хмельницькій, Рівненській, Волинській,

Тернопільській, Львівській та Закарпатській (рисунок 1.1). Загальна протяжність цих трубопроводів перевищує 1200 км, а місткість резервуарних парків для зберігання нафтопродуктів становить понад 124000 м^3.

Рисунок 1.1 - Нафтопровідна система України

Метод перекачування нафти і нафтопродуктів виникає в транспортуванні різних за якістю вуглеводневих рідин окремими партіями через один трубопровід. Це дозволяє максимально ефективно використовувати пропускну здатність трубопроводів і зменшити навантаження на інші види транспорту, такі як залізничний, водний та автомобільний.

Використання трубопроводів великого діаметру при цьому знижує собівартість транспортування. Окреме надходження нафти на переробку значно знижує витрати, що компенсує додаткові витрати на організацію комплексного перекачування. Для покращення витіснення високов'язкої нафти малов'язкою можна додавати спеціальні речовини, що знижують її в'язкість.

При послідовному перекачуванні нафти або ж за наявності вузлів зміщення використовують резервуарні парки, які служать для накопичення окремих сортів нафти або нафтопродуктів. Послідовне перекачування нафти по магістральних трубопроводах відбувається завдяки конвективній дифузії в зоні контакту різних потоків, а також внаслідок масообмінних явищ між відкладеннями високомолекулярних (смолисто-парафінистих) з'єднань та потоком нафти - відбувається інтенсивне утворення суміші. Від сортів нафт залежить кількість суміші, що утвориться і може досягати розмірів, рівних декільком обсягам трубопроводу. У зв'язку із цим послідовна перекачка нафти прямим контактуванням є досить нерентабельною.

При послідовному перекачуванні нафти використовують манжетні роздільники, оснащені манжетами з поліетилену. Їхній діаметр та форма розроблені так, щоб між манжетами та стінками трубопроводу залишалася тонка плівки нафти, що забезпечує роботу в режимі напівпровідникового тертя. Це значно знижує знос манжету. Сучасні манжетні роздільники мають діаметр від 500 до 1200 мм. Використання таких роздільників під час перекачування сирої та знесоленої нафти дозволяє скоротити втрати нафти в п'ять разів — від 15% до 3% від обсягу нафтопроводу.

Сутність послідовного перекачування нафти з прямим контактом виникає в тому, що нафти різних сортів об'єднуються в окремі партії, кожна з яких становить кілька тисяч або десятків тисяч тонн. Ці партії закачують у трубопровід, одну за одною, і транспортують до споживача. Кожна партія витісняє попередню і, у свій час, витісняється наступною. Таким чином, нафтопродукти по всій тривалості заповнені послідовними партіями різних нафт, як ланцюжок - і контактують одна з одною в місцях стику між партіями. Під час організації такого транспортування необхідно дотримуватисяь технічних норм, щоб зберегти якість нафтопродуктів. Число циклів циклічного перекачування нафти і нафтопродуктів відбувається техніко-економічними розрахунками.

Найбільш розширеним методом є послідовне перекачування нафти та нафтопродуктів із використанням роздільників. Застосовуються два основних типи роздільників: рідинні та механічні.

Особливості гідравлічного розрахунку послідовного перекачування нафти обумовлені тим, що в трубопроводі одночасно присутні нафти з різною густиною та в'язкістю. Це призводить до поступових змін робочих параметрів окремих ділянок трубопроводу. Якщо різниця у щільності та в'язкості нафт незначна, то рух партій майже не впливає на гідравлічні характеристики системи. Однак, при значних відмінностях можуть виникати проблеми, такі як: зниження ефективності перекачувальних агрегатів, хвилі тиску під час проходження партій через станції, зміна самопливних ділянок та необхідність регулювання насосів для забезпечення мінімального тиску перед станціями і запобігання перевантаженням у нагнітальних лініях.

Ефективна експлуатація трубопроводів при послідовному перекачуванні нафти та нафтопродуктів можлива за умови дотримання організаційних та технологічних заходів контролю і зменшення змішування на основі техніко-економічного аналізу кожного конкретного нафтопроводу. При транспортуванні через магістральні нафтопроводи допускається послідовне перекачування нафти різного ступеня підготовки, згідно з встановленими нормами та вимогами для цього процесу.

У практиці вітчизняних магістральних трубопроводів при послідовному перекачуванні нафти та нафтопродуктів використовуються механічні роздільники кількох конструкцій. На ділянках трубопроводу, де здійснюється таке перекачування, можуть бути присутні самопливні відрізки. У цих місцях - потік лише частково заповнює перетин труби, що змінює процес змішування рідин через перебудову профілю швидкості, зміну інтенсивності турбулентності та розтікання рідин. Недостатня технічна оснащеність і відсутність належної підготовки для організації послідовного перекачування різносортних нафт і нафтопродуктів негативно впливають на ефективність завантаження трубопроводів.

Досвід експлуатації трубопроводів, призначених для послідовного перекачування нафти або нафтопродуктів, показує, що максимальна швидкість потоку не перевищує 2 м/с. Рекомендовані швидкості для цього процесу знаходяться в діапазоні від 0,6 до 2 м/с. Оптимальну швидкість перекачування можна визначити за допомогою відповідних формул, які мінімізують витрати на перекачування і змішування рідин. Під час роботи насосних станцій у постійному режимі при послідовному перекачуванні нафт або нафтопродуктів з різною щільністю і в'язкістю відбуваються зміни витрат та тиску по всьому трубопроводу.

Ці зміни виникають у міру засмічення труб або утворення повітряних мішків. Наприклад, при перекачуванні нафтопродуктів із сильно різною щільністю та в'язкістю тиск на межі розділу рідин у середині трубопроводу може змінюватися до 1,5 МПа, а при перекачуванні нафти — до 0,5-0,8 МПа. Для підтримки стабільної роботи необхідно регулювати тиск на прийомі та нагнітанні, а також подавати рідину відповідно до режиму роботи трубопроводу. Методи регулювання визначаються індивідуально для кожного трубопроводу залежно від його призначення і робочого режиму. Іноді доцільно використовувати ступінчасте регулювання шляхом зміни кількості працюючих насосних агрегатів.

1.1 Аналіз роботи нафтоперекачавальних станцій

Режим роботи магістрального нафтопроводу визначається схемою роботи перекачувальних станцій (рисунок 1.2):

- "через ємність";
- "з підключеною ємністю";
- "без ємності".

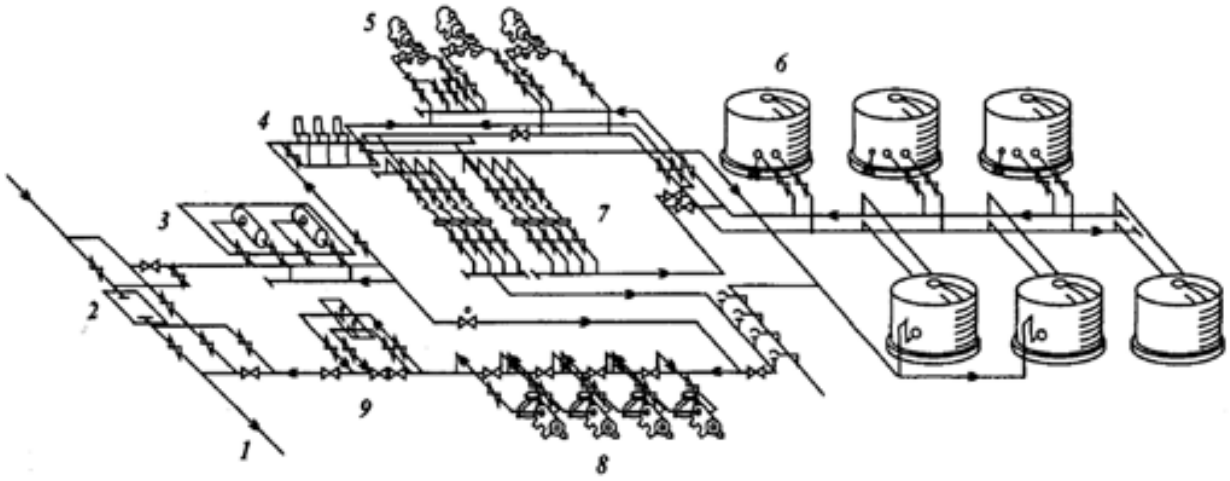

Рисунок 1. 2 - Технологічна схема нафтоперекачуваної насосної станції (1-магістральний трубопровід; 2-пристрій запуску скребка; 3-площадка фільтрів; 4-площадка з попереджувальними пристроями; 5-підпірна насосна; 6-резервуарний парк; 7-приміщення лічильників; 8-перекачувальна насосна; 9-приміщення регульованої апаратури.)

При режимі "через ємність" на насосно-перекачувальну станцію (НПС) надходить нафта, яка зберігається в одному або кількох резервуарах, в той час як підпірна НПС відбирає рідину з іншого резервуара для подачі в магістральний трубопровід. Цей режим зазвичай використовується на головних НПС, де немає засобів для вимірювання обсягу та якості нафти; відповідні значення визначаються на основі вимірювань у резервуарах. Для цього способу роботи потрібно забезпечити НПС достатньою кількістю резервуарів.

При режимі "з підключеною ємністю" основний потік нафти подається безпосередньо на всмоктування підпірної НПС, а в резервуари або з них надходить лише частина нафти, що дорівнює різниці між потоками до і після станції. Цей спосіб перекачування вимагає наявності меншої кількості резервуарів.

При режимі "без ємності" ("з насоса в насос") весь потік нафти, що надходить на прийомній станції, спрямовується безпосередньо на всмоктування основної магістральної НПС.

Схема перекачування "з насоса в насос" отримала широке поширення. У рамках цієї схеми весь трубопровід поділяється на кілька експлуатаційних ділянок завдовжки 400-600 км. На початку кожної ділянки зводяться станція з резервуарним парком, підпірна станція та магістральна насосна станція. Проміжні насосні станції розташовуються через кожні 60 км. Відстань між станціями визначається таким чином, щоб тиск нафти, що надходить на проміжну НПС, перевищував кавітаційний запас магістральних насосних агрегатів. До цього тиску додається напір, створюваний проміжною НПС. Використовуючи цю схему, всі насосні ділянки з’єднані єдиним потоком нафти, що означає, що умови роботи кожної НПС впливають на ефективність інших.

Якщо одна НПС вийде з ладу, це призведе до зупинки всього нафтопроводу. У такій ситуації ділянка нафтопроводу перед несправною НПС, зупиняється, що збільшує опір нової ділянки. Для зменшення витрат попередня НПС працює з меншою подачею. Цей режим роботи називається "через станцію".

Пуск і зупинку НПС або окремих її агрегатів, а також перехід з одного агрегату на інший, повинні супроводжуватись відповідним листом розпорядженням або дозволом диспетчера НВ УМН. В аварійних ситуаціях зупинка може проводитися без узгодження з диспетчером, але з наступним повідомленням.

Після підготовки енергопостачання та технологічних схем допоміжних систем необхідно підготувати до роботи системи автоматики і включити допоміжні системи в роботу.

Підготовка технологічної схеми перекачування здійснюється за розпорядженням диспетчера. Оператору НПС слід перевірити відкриття засувок на вході та виході, а також заслінок регуляторів тиску, і провести технологічні переключення засувок на скребком.

Нафта від підпірної насосної станції надходить на прийом магістральної насосної через засувку.

Підготовка системи енергопостачання виконується черговим електромонтером за вказівкою оператора НПС відповідно до інструкцій та правил.

Підготовка технологічних схем допоміжних систем проводиться оператором НПС та черговим електромонтером згідно з відповідними інструкціями. Після завершення підготовки енергопостачання та технологічних схем допоміжних систем необхідно підготувати до роботи системи автоматики та включити допоміжні системи в експлуатацію.

1.2 Аналіз показників якості нафтопродуктів

До основних фізико-механічних властивостей рідин відносять густину, динамічну та кінематичну в’язкість. Щоб створити і підтримувати стаціонарний потік, зовнішні сили повинні виконувати роботу для подолання внутрішнього опору рідини або газу, що перешкоджає деформації. Ця робота розподіляється на два компоненти: 1) механічна передача руху від одного шару рідини до іншого; 2) робота внутрішнього тертя, яка переходить у тепло. Робота першого типу пов’язана з подоланням інерції при зміні швидкості, а відповідний опір називається інерційним і залежить від швидкості та маси рідини або газу. Робота внутрішнього тертя, яка визначається в’язкістю, створює сили опору, відомі як в’язкісний опір.

В’язкість визначає швидкість потоку рідини під час руху через вузькі труби, шпарини (особливо у вузлах тертя), фільтри та вздовж твердих поверхонь. За однакових показників в’язкості та швидкості, турбулентність виникає швидше в широких трубах, ніж у вузьких. Вплив в’язкості на рух рідини також залежить від її густини. Окрім протидії руху, в’язкість сприяє передаванню швидкості від одного шару рідини до іншого, формуючи неперервне поле швидкостей у потоці.

В’язкість має особливе значення для змащувальних масел, оскільки визначає їхню змащувальну здатність у режимах повного змащування, де граничні ефекти мінімальні, і допомагає запобігати витісненню масел з

поверхонь тертя. Роль в’язкості при використанні різних видів нафтопродуктів безпосередньо пов’язана з її величиною. Зазвичай мінеральні масла та більш в’язкі нафтопродукти мають ламінарний характер потоку, і в’язкість стає основним фактором, що опирається руху.

Світлі нафтопродукти через їх низьку в’язкість швидше переходять до турбулентного руху, де інерційний опір стає головним регулятором потоку, а вплив в’язкості зменшується. У таких випадках опір потоку більше залежить від умов течії (швидкість, переріз потоку), ніж від властивостей рідини, що полегшує розрахунки в гідравліці для перекачування таких рідин.

Для консистентних мастил і бітумів значення в’язкості порівняно з мінеральними маслами менше, оскільки їх опір деформації додатково визначається пружністю і граничним напруженням зсуву. При збільшенні швидкості протікання в’язкість пластичних матеріалів зростає, а для світлих нафтопродуктів вона знижується, оскільки перші проходять поріг текучості і входять у зону аномальної в’язкості, тоді як у других ламінарний потік переходить у турбулентний.

Використання моторних палив визначається передусім їхніми характеристиками, що впливають на процес згоряння в двигунах внутрішнього згоряння. Проте механічні властивості цих нафтопродуктів також мають важливе технічне значення, особливо для керосину і дизельного палива, в яких стандарти нормують в'язкість і температуру застигання.

Бензини, як найменш в'язка група нафтопродуктів, зазвичай не створюють проблем під час експлуатації, тож їхні механічні властивості зазвичай не привертають особливої уваги споживачів і технологів. Виняток становлять окремі спеціальні палива, такі як піробензольні суміші, які мають підвищену температуру застигання. Утворення граничного статичного напруження зсуву в таких палив перешкоджає їхньому використанню при низьких температурах.

В’язкість бензину впливає на швидкість подачі палива до двигуна через паливопровід і, меншою мірою, на його розпилення в карбюраторі. Оскільки ці процеси зазвичай відбуваються в турбулентному режимі, значення в’язкості тут

знижується. Водночас, в’язкість різних марок бензину коливається в межах 0,3–0,7 сП при 20°С, що дозволяє вважати її постійною при розрахунку бензинопроводів і карбюраторів.

Для дизельного палива в’язкість є однією з найважливіших характеристик. У швидкохідних дизелях вона разом із цетановим числом впливає на процес згорання. Швидкість подачі палива до форсунки залежить від його в’язкості: надто в’язке паливо надходитиме в камеру згорання у недостатній кількості, а надто низька в’язкість може знижувати герметичність камери, сприяючи проникненню газів через нещільні з’єднання форсунок.

2. РОЗРОБЛЕННЯ ФУНКЦІОНАЛЬНОЇ СХЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ ТА ВИБІР ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ

2.1 Розроблення функціональної схеми автоматизації

Автоматизоване керування процесами дозволяє уникнути суб'єктивних помилок персоналу, що забезпечує умови для стабільної роботи обладнання, а також сприяє підвищенню ефективності виробництва. Відповідно до технологічного процесу, обираються параметри для реєстрації, сигналізації, керування, індикації, блокування та регулювання. На основі цього складається таблиця (таблиця 2.1), що містить інформацію про всі контури автоматичного контролю, регулювання, сигналізації та блокування для даного технологічного процесу:

Таблиця 2.1 – Параметри об’єкта керування

№ п/п	Обсяг автоматизації / Назва параметра	Індикація	Реєстрація	Сигналізація	Блокування	Дискретне управління	Регулювання
1.	Витратаи нафтопродукту на трубопроводі 1	●	●	●			
2.	Витратаи нафтопродукту на трубопроводі 2	●	●	●			
3.	Об’єм нафтопродукту на трубопроводі 1	●	●	●			
4.	Об’єм нафтопродукту на трубопроводі 2	●	●	●			
5.	Тиск в резервуарах	●	●	●	●		
6.	Температура в резервуарах	●	●	●	●		
7.	Рівень в резервуарах	●	●	●	●		

8.	Витратаи чистого продукту на вході в резервуар	●	●	●			
9.	Об’єм чистого продукту на вході в резервуар	●	●	●			
10.	Тиск на вході в магістраль	●	●	●			
11.	Витрати на вході в магістраль	●	●	●			●
12.	В’язкість нафтопродукту	●	●	●			

Функціональна схема автоматизації (рисунок 2.1) розробляється на основі технологічної карти параметрів і технологічної схеми автоматизації. Вона повинна відповідати всім вимогам і виконувати функції, передбачені технологічною картою.

Ця схема є документом, що відображає як функціональну, так і блокову структуру системи автоматизації технологічного процесу, а також показує обладнання об'єкта керування, оснащеного приладами та засобами автоматизації. Схема містить спрощені зображення агрегатів, які підлягають автоматизації, а також приладів і засобів управління, позначених умовними символами згідно з діючими стандартами, разом із лініями зв'язку між ними.

Контур обліку вхідного потоку нафтопродукту включає датчики витрати та об'єму нафтопродукту, забезпечуючи індикацію та реєстрацію їхніх сигналів. Контур регулювання тиску в магістральному трубопроводі містить датчики витрат та тиску, перетворювач частоти і контактори. Цей контур регулює тиск у трубопроводі шляхом зміни частоти напруги живлення, що впливає на продуктивність насоса, а також здійснює перемикання між основним і резервним насосом.

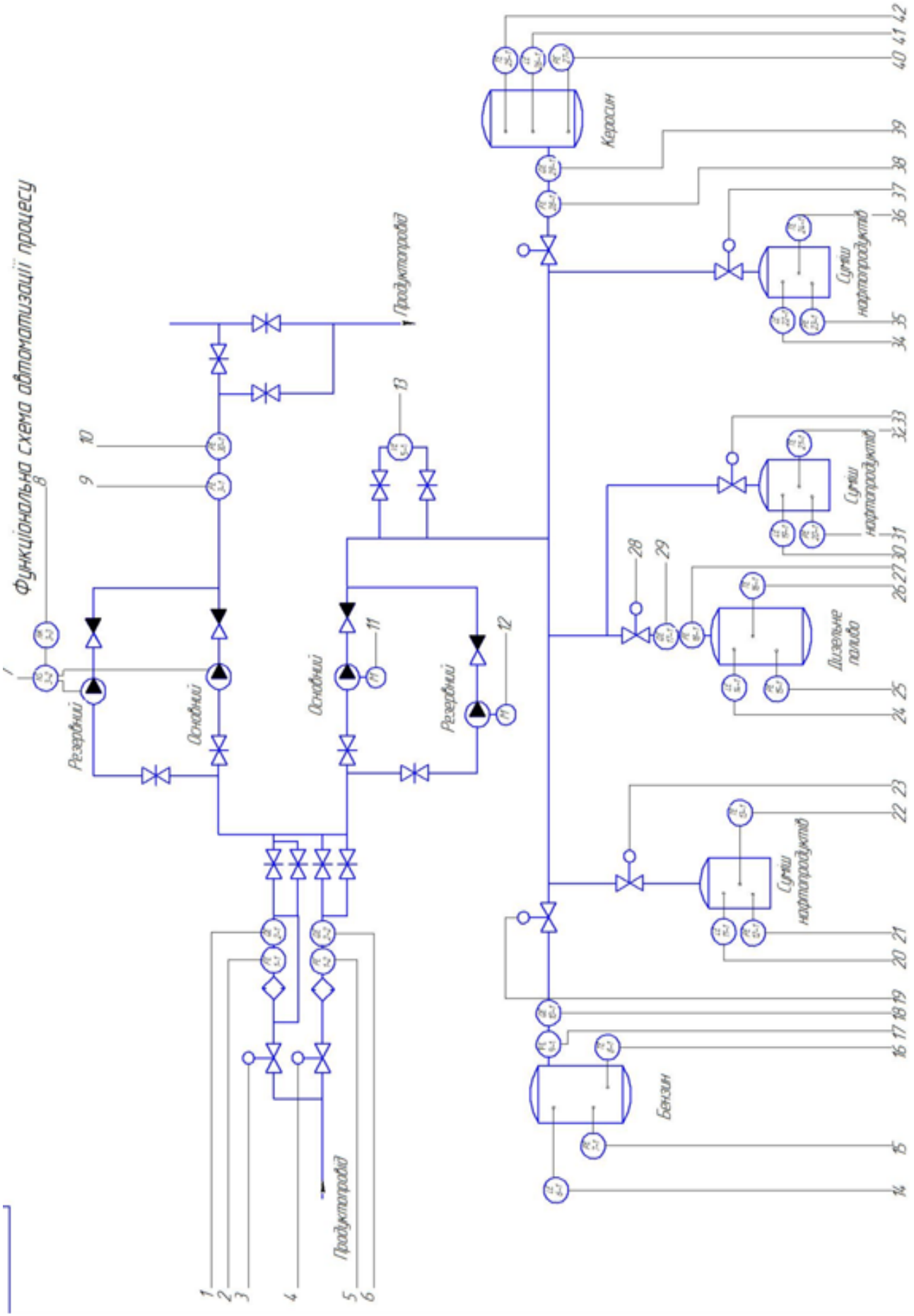

Рисунок 2.1 - Функціональна схема автоматизації

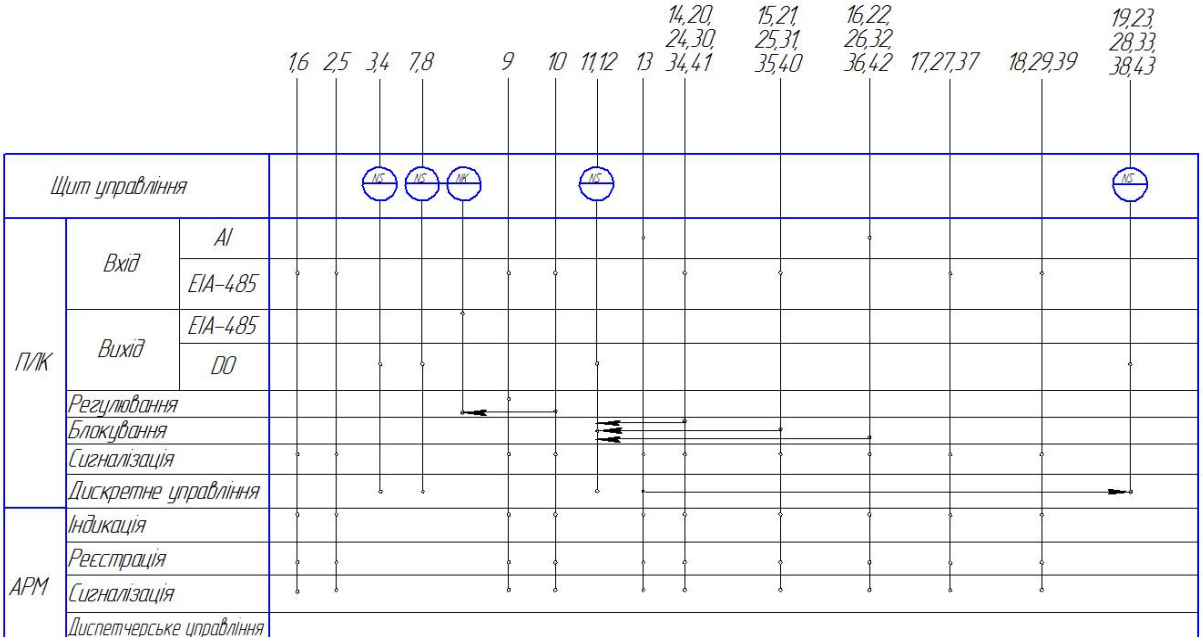

Рисунок 2.1 - Функціональна схема автоматизації (продовження)

Контур розподілу нафтопродукту виконує розподіл на основі показників в'язкості, забезпечуючи відкриття та закриття клапанів - 19, 23, 28, 33, 37 і 43, що дозволяє розподіляти нафтопродукти до резервуарів з бензином, дизельним паливом, керосином та їх сумішами.

Система включає шість однакових контурів для індикації та сигналізації температури, тиску та рівня, а також три однакові контури для вимірювання витрати і об'єму чистих нафтопродуктів (бензину, керосину та дизельного палива).

2.2 Вибір технічних засобів автоматизації

Для апаратурної реалізації системи автоматизації використовуються прилади, засоби автоматики та обчислювальна техніка серійного виробництва. Вибір цих компонентів залежить від параметрів контрольованого та навколишнього середовища (таких як температура, тиск, механічні впливи, вологість, умови контролю і вимірювання), а також від характеристик і розмірів об'єкта контролю, відстані між вимірювальними та вторинними приладами, і вимог щодо охорони праці.

До засобів автоматизації також враховуються вимоги стосовно точності, чутливості та інерційності. Використання уніфікованої апаратури значно спрощує експлуатацію системи. Виходячи з цих критеріїв, для апаратурної реалізації системи управління процесом транспортування та розподілу обрано відповідні технічні засоби автоматизації.

Програмовано-логічний контролер.

Для забезпечення оптимального режиму роботи, що досягається за допомогою автоматичного контролю і регулювання параметрів технологічних процесів, використовується програмований логічний контролер ОВЕН ПЛК160 (рисунок 2.2). Входи і виходи цього контролера наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Характеристики ОВЕН ПЛК160

Контролер	ОВЕН ПЛК160
Дискретні входи	16
Дискретні виходи	12
Аналогові входи	8
Аналогові виходи	4

Контролер містить потужні обчислювальні ресурси, незважаючи на відсутність операційної системи:

- високопродуктивний процесор з архітектурою RISC ARM9 від компанії Atmel, з частотою 180 МГц;

- обсяг оперативної пам'яті - 8 МБ;

- обсяг постійної пам'яті - 4 МБ Flash-пам'яті;

- до 16 КБ незалежної пам'яті для збереження значень змінних;

- час циклу за замовчуванням складає 1 мс при виконанні 50 логічних операцій за умови відсутності мережевого обміну.

Додатково:

- широкі можливості для самодіагностики контролера;

- вбудований акумулятор, що дозволяє працювати під час відсутності живлення: виконувати програму і переводити вихідні елементи в «безпечний

стан». Тривалість роботи без живлення налаштовується користувачем під час створення проєкту;

- вбудований годинник реального часу;

- можливість створювати та зберігати архіви на вбудованій Flash-пам'яті контролера.

Рисунок 2.2 - Зовнішній вигляд контролера ОВЕН ПЛК160

Умови експлуатації: робочий температурний діапазон навколишнього середовища від -10 °С до +50 °С. Контролер призначений для використання в закритих вибухобезпечних приміщеннях або в шафах електрообладнання без наявності агресивних парів і газів. Максимальна відносна вологість повітря становить 80% при температурі 25 °С або нижче, без утворення конденсату. Допустимий атмосферний тиск - від 84 до 106,7 кПа. Корпус контролера відповідає вимогам щодо стійкості до займання і поширення полум’я класу FV1.

Є два варіанти живлення для кожного контролера:

- змінний струм: (90-265) У, (47 ... 63) Гц;

- постійний струм: (18-29) В.

Невелика споживана потужність до 10 Вт.

Усі дискретні входи контролера працюють з сигналом 24В, причому тип сигналу може бути як npn, так і pnp. Кількість «швидких» дискретних входів варіюється залежно від модифікації контролера. Дискретні виходи представлені типом Р - релейні. Кількість «швидких» дискретних виходів також залежить від модифікації. Контролер має «швидкі» аналогові входи для підключення уніфікованих датчиків струму та напруги. Дискретні виходи цієї лінійки контролерів можна налаштовувати для генерації ШІМ або сигналів з високою точністю.

Інтерфейси та протоколи ПЛК приведені у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Підтримучі інтерфейси та протоколи

Протокол	Інтерфейс	Примітка
ОВЕН	RS-232 RS-485	Підтримка модулів ОВЕН Мх110. Работа в мережах ОВЕН спільно з ТРМ2хх, ТРМ151, ТРМ148, ТРМ133 і т.д.
Modbus RTU Modbus ASCII	RS-232 RS-485	Підтримка модулів вводу/виводу та операторських панелей, зв'язок із SCADA-системами
Modbus TCP	Ethernet 10/100 Mbps	Підтримка модулів вводу/виводу наприклад ADAM-6000, зв'язок зі SCADA-системами
DCON	RS-232 RS-485	Підтримка модулів вводу/виводу I-7000, ADAM-4000, операторських панелей
GateWay (протокол CoDeSys)	RS-232 Ethernet 10/100 Mbps USB-Device	Контролер підтримує роботу з файлами на вбудованому Flash-диску. Забезпечується зв'язок з контролерами інших виробників, побудованими на базі CoDeSys. Також контролер може працювати з OPC-сервером CoDeSys

Mass Storage Device	USB-Device	Представлення Flash-диска ПЛК як зовнішнього файлового накопичувача. Робота з файлами, архівування даних

Програмування контролерів здійснюється в професійному середовищі CoDeSys v.2.3.x, яке повністю відповідає стандарту МЕК 61131. Серед основних можливостей:

- підтримка п'яти мов програмування, що підходять для спеціалістів з різних галузей;

- потужні засоби для розробки та налагодження складних проєктів автоматизації на базі контролерів;

- функції документування проєктів;

- кількість логічних операцій обмежується тільки обсягом доступної пам'яті контролера;

- практично необмежена кількість лічильників, тригерів і генераторів, які можна використовувати в проєкті.

Модуль дискретного виведення ОВЕН МУ110-8Р.

Призначення модуля дискретного виходу ОВЕН МУ110-8Р (рисунок 2.3). Цей прилад призначений для управління за сигналами з мережі RS-485 за допомогою вбудованих дискретних виходів (ВЕ), які використовуються для підключення виконавчих механізмів з дискретним управлінням. Вбудовані ВЕ можуть функціонувати в режимі ШІМ. МУ110 працює в мережі RS-485 за протоколами ОВЕН, ModBus-RTU, ModBus-ASCII та DCON.

МУ110 не виконує функцій Майстра мережі, тому в мережі RS-485 має бути присутній Майстер, наприклад, ПК з працюючою SCADA-системою, контролер або регулятор. Приладу надається безкоштовний OPC-драйвер і бібліотека стандарту WIN DLL, які рекомендується використовувати для підключення до SCADA-систем та контролерів інших виробників.

Конфігурація МУ110 виконується на ПК через адаптер інтерфейсу RS-485/RS-232 або RS-485/USB (наприклад, ОВЕН АСЗ-М або АС4) за допомогою програми «Конфігуратор М110», що входить до комплекту поставки. Прилад відповідає вимогам стійкості до перешкод для обладнання класу А.

Рисунок 2.3 - Модуль дискретного виведення

Основні особливості модуля дискретного виходу ОВЕН МУ110-8Р:

- 8 каналів дискретного виходу;
- типи вихідних елементів: релейні (Р) на 4 А при ~ 250 В або = 24 В;
- можливість генерувати ШІМ-сигнал з будь-якого виходу;
- напруга живлення: ~ 220 В і = 24 В (універсальне джерело живлення).

Давач температури.

Перетворювач температури типу CTR-4(6,8)/PZ призначений для вимірювання температури середовища в діапазоні від -40 до +140°С. Вимірювальним елементом є платиновий термометр опору, з'єднаний з цифровим перетворювачем типу АТ, який видає уніфікований сигнал 4 ... 20 мА (рисунок 2.4).

Рисунок 2.4 - Давач температури Аплісенс CTR – 8

Корпус перетворювача виготовлений повністю з нержавіючої сталі та має ступінь захисту IP-66. Доступні способи підключення до процесу дозволяють використовувати перетворювач в асептичних умовах харчової та фармацевтичної промисловості.

Вимірювальний елемент розташований на кінці датчика, який повинен бути встановлений у місці, де проводитиметься вимірювання. Довжина монтажної частини датчика (L) варіюється від 15 до 200 мм.

Технічні параметри:

- діапазон вимірювань: -40 ... +140°C;
- мінімальна ширина вимірювального діапазону: 30°C;
- основна похибка: ± 0,16%;
- похибка при змінах температури навколишнього середовища: 0,1%/10°C;
- похибка при змінах напруги живлення: 0,1%;
- вихідний сигнал: 4 ... 20 мА (двопровідна лінія зв'язку);
- напруга живлення (Uz): 7 ... 29 В постійного струму;
- сигналізація обриву датчика: 23 мА або 3,8 мА;
- діапазон температури навколишнього середовища: -25 ... +80 °C;
- матеріали: оболонка датчика - 00H17N14M2 (316Lss), корпус - 0H18N9 (304 ss).

Давач рівня ультразвукової ДУ-У.

Датчик ДУ-У (рисунок 2.5) призначений для безперервного вимірювання рівня рідин (таких як нафта, темні та світлі нафтопродукти, розчинники, водні розчини тощо) у резервуарах, а також у відкритих каналах. Принцип його роботи

базується на вимірюванні часового інтервалу між моментом відправлення ультразвукового сигналу і прийомом відбитого сигналу.

Рисунок 2.5 - Давач рівня ультразвуковий

Датчики ДУ-У є економічним та надійним рішенням для безперервного моніторингу рівня. Вони прості в установці та обслуговуванні, не мають частин, що контактують із контрольованим середовищем, та не містять рухомих елементів. Всі модифікації датчиків мають вибухозахищене виконання.

Модифікації ДУ-У-1-200 та ДУ-У-2-200 мають діапазон вимірювання від 100 мм до 1000 мм. Використання частоти 200 кГц дозволяє їм працювати у вузьких трубах діаметром до 20 мм. Модифікації ДУ-У-1-75 та ДУ-У-2-75 мають розширений діапазон вимірювання від 300 мм до 5000 мм. Похибка вимірювань датчиків ДУ-У становить ± 5 мм у всьому діапазоні (таблиця 2.4).

Для моделей ДУ-У-1 живлення та зв'язок здійснюються через двопровідну лінію (інтерфейс 4-20 мА).

Для моделей ДУ-У-2 живлення та зв'язок реалізуються через чотирипровідну лінію (інтерфейс RS-485). Використання інтерфейсу RS-485 дозволяє підключити до 32 датчиків по одному чотирипровідному кабелю.

Датчики оснащені вбудованою функцією автоматичної термокомпенсації, що усуває залежність їх показань від температури навколишнього середовища. Завдяки швидкому опрацюванню інформації, вони підходять для використання

в швидкопроцесуючих технологічних процесах, наприклад, у системах зі швидкісним наливом ємностей.

Таблиця 2.4 - Технічні характеристики

Параметер	ДУ-У-1-200	ДУ-У-2-200	ДУ-У-1-75	ДУ-У-2-75
Напруга, В	DC 12...24			
Струм, не більше, мА	20	70	20	70
Діапазон, мм	100...1000		300...5000	
Частота, кГц	200		75	
Похибка вимірювань, мм*	±5			
Термокомпенсація вимірювань	є			
Інтерфейс	4-20мА	RS-485	4-20мА	RS-485
Матеріал корпусу	АК 12 по ДСТУ 1583-93, покриття хим.окс.			
Матеріал випромінювача	PVDF полівініліденфторид (ПВДФ)			
Підключение до техпроцесу	різьба G1/2-A			
Маркування вибухозахисту	OExiallAT6X или 1Exd[ia]IIBT6			
Температура навколишнього середовища,°С	-40...+70			
Захист від пилу і вологи	IP67			

Давач тиску.

Інтелектуальний датчик тиску призначений для простого та швидкого вимірювання надлишкового (датчик ZET 7012-I) або абсолютного (датчик ZET 7012-A) тиску (рисунок 2.6).

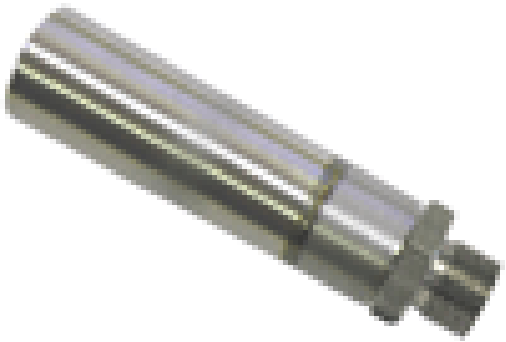

Рисунок 2.6 - Інтелектуальний давач тиску

Схема розподіленої системи вимірювання тиску включає в себе перетворювач тиску та модуль ZET 7012, який відповідає за перетворення сигналу з датчика в значення тиску. Отримані дані передаються через протокол Modbus по інтерфейсу RS-485. Завдяки використанню інтелектуальних датчиків, користувачеві не потрібно налаштовувати вимірювальні канали.

На основі інтелектуальних датчиків можна створювати розподілені вимірювальні мережі. Для підключення вимірювальної мережі до систем ZETLab і ZETView застосовується перетворювач інтерфейсу ZET 7070. Кількість підключених датчиків до модуля ZET 7070 обмежена: при використанні внутрішнього блоку живлення — не більше 8, а при зовнішньому — не більше 30. Програмне забезпечення ZETLab підтримує підключення до 200 датчиків до одного комп'ютера. Вимірювальні мережі також можна підключити до будь-якої системи, що використовує протокол Modbus через інтерфейс RS-485 (рисунок 2.7).

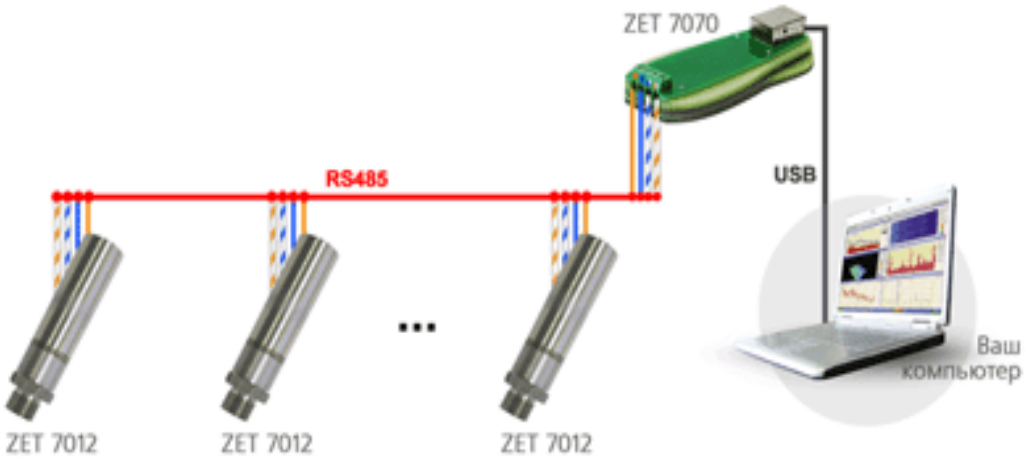

Рисунок 2.7 – Спосіб передавання даних про вимірювання тиску

Основні характеристики модулів ZET 7012:

- клас точності: 0,1;
- частота опитування: від 1 до 10 Гц;
- інтерфейс передавання даних: RS-485;
- напруга живлення: 9 - 24 В.

Таблиця 2.5 - Технічні характеристики ZET 7012-И та ZET 7012-А

Параметр	ZET 7012-И	ZET 7012-А
Сфера застосування	Системи контролю і регулювання	
Робоче середовище	Рідини і гази неагресивних до титанових сплавів та нержавіючим сплавів	
Діапазони вимірювальних тисків	0-0,006; 0-0,01; 0-0,016; 0-0,025; 0-0,04; 0-0,06; 0-0,1; 0-0,16; 0-0,25; 0-0,4; 0-0,6; 0-1; 0-1,6; 0-2,5; 0-4; 0-6; 0-10; 0-16; 0-25; 0-40; 0-60; 0-100; 0-160 МПа	0-0,04; 0-0,06; 0-0,1; 0-0,16; 0-0,25; 0-0,4; 0-0,6; 0-1; 0-1,6; 0-2,5; 0-4; 0-6; 0-10 МПа
Похибка (нелінійність, варіація)	0,1 (0,2) %	
Початкове значення вихідного сигналу давача тиску	±0,2 мВ/В при похибці 0,1% ±0,3 мВ/В при похибці 0,2% ±0,5 мВ/В для діапазону 0-0,006 МПа	±0,2 мВ/В при похибці 0,1% ±0,3 мВ/В при похибці 0,2%
Діапазон зміни вихідного сигналу	(5±0,2) мВ/В при похибці 0,1% (5±0,3) мВ/В при похибці 0,2% (1,5±0,2) мВ/В для діапазону 0-0,006 при похибці 0,1% (1,5±0,3) мВ/В для діапазону 0-0,006 при похибці 0,2%	(5±0,2) мВ/В при похибці 0,1% (5±0,3) мВ/В при похибці 0,2%
Діапазон робочих температур	-40...+120 °С	
Температурний коєфіциент компенсації	-40...+120 °С	

Перевантаження	2 $P_{ном}$ для діапазонів від 0-0,006 до 0-2,5 МПа 1,5 $P_{ном}$ для діапазонів від 0-4 до 0-60 МПа 1,25 $P_{ном}$ для діапазонів від 0-100 до 0-160 МПа	1,5 $P_{ном}$

Витратомір-лічильник.

Ультразвуковий витратомір-лічильник ЗЛІТ МР призначений для систем підтримки пластового тиску та забезпечує вимірювання середньої об'ємної витрати і обсягу рідких середовищ (мінералізованої оборотної води, прісної води) у трубопроводах високого тиску (рисунок 2.8).

Рисунок 2.8 - Ультразвуковий витратомір-лічильник ЗЛІТ МР

Основні характеристики (таблиця 2.6):

- двопроменева схема вимірювання;

- повнопрохідні витратоміри, які не викликають втрат тиску на вимірювальній ділянці;

- відсутність впливу струмопровідного осаду на процес вимірювання;

- використання спеціальних конструкційних матеріалів, що гарантують високу надійність протягом усього терміну служби;

- конструктивна взаємозамінність при монтажі з поширеними вихровими витратомірами.

Виведення інформації: по послідовному інтерфейсу RS-485; у вигляді імпульсів з нормованою вагою.

Таблиця 2.6 - Технічні характеристики витратоміра-лічильника

Характеристика	Значення	
Типорозмір витратоміра, мм	32/50	50/100
Найбільший вимірювальний середній об’єм витрати рідини, Qv найб, $м^3$/год	34,8	84,9
Найменший вимірювальний середній об’єм витрати рідини, Qv найм, $м^3$/год	0,3	0,85
Тиск в трубопроводі, МПа	не більше 25	
Температура навколишнього середовища, °С	-40 - 50	
Ступінь захисту	IP65	
Напруга живлення, В	=24	
Середній час напрацювань, год	75 000	
Середній термін роботи, роки	8	
Гарантійний термін експлуатації, міс.	21	

Давач в'язкості.

Давач в'язкості DEVIL - це віскозиметр міцної конструкції, що забезпечує широкий діапазон вимірювання в'язкості, відповідний властивостям нафти. Прилад дозволяє безперервно вимірювати динамічну і кінематичну в'язкість, а також температуру в реальному часі. Компактний, міцний та повністю цифровий, DEVIL® є інструментом вибору для різних застосувань (рисунок 2.9).

Сфера застосування:

- важкі паливні масла, залишкові мазути, рідкі палива;

- морські дизельні палива, MgO, МДО, IFO, МФО, ТНТ;

- дизельні двигуни HFO (ін'єкційні), котли, обігрівачі, когенераційні установки;

- морські, промислові та електрогенеруючі двигуни;

- характеристика сирої нафти;

- використання у вибухонебезпечних середовищах.

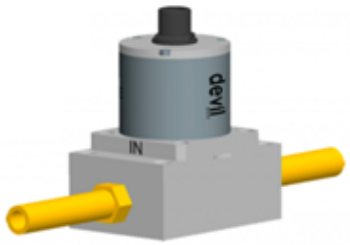

Рисунок 2.9 - Давач в’язкості DEVIL

DEVIL забезпечує безперервне вимірювання динамічної та кінематичної в'язкості при нормальних температурах, таких як 40°C, 50°C і 100°C, без потреби у додаткових теплових системах регулювання (технологія Selfbalancit). Цей прилад здійснює онлайн-моніторинг в'язкості важких масел для великих двигунів і розроблений для максимального підвищення продуктивності в морських та енергетичних системах. Вбудований у систему впорскування пального, цей датчик оптимізує ефективність спалювання пального шляхом безперервного вимірювання в'язкості. Крім того, він дозволяє отримувати індекс в'язкості в режимі реального часу. Використання двох приладів DEVIL® при різних температурах є розумним і економічним способом визначення індексу в'язкості рідини.

Перетворювач частоти.

Частотний перетворювач вибирається відповідно до характеристик насоса (потужність насоса становить 65 кВт). У такому випадку доцільно обрати

перетворювач з потужністю не менше 75 кВт, наприклад, модель ПЧ В3-75К-В (перетворювач частоти векторний, серія 3) (рисунок 2.10).

ПЧВ3 є новою лінійкою частотних перетворювачів, яка переважно використовується в приводах систем опалення, вентиляції та кондиціонування повітря (HVAC). Модельний ряд ПЧВ3 складається з 27 модифікацій: 9 з трифазною напругою живлення 220 В потужністю від 0,25 до 11 кВт та 18 модифікацій з трифазною напругою живлення 380 В потужністю від 0,37 до 90 кВт.

Ця лінійка зберегла більшість функцій, що були у раніше випущених частотних перетворювачах ПЧВ1 і ПЧВ2, але значно розширила апаратну частину та функціональні можливості. ПЧВ3 обладнані двома релейними і двома аналоговими виходами, які за потреби можуть функціонувати як цифрові. Це розширює можливості застосування ПЧВ в системах каскадного управління насосами та покращує організацію роботи додаткових автоматизованих систем.

Рисунок 2.10 - Перетворювач частоти ПЧВ3

У частотному перетворювачі ПЧВ3 впроваджено нові спеціалізовані функції для систем HVAC, зокрема режими: «пожежний», «сплячий» та контроль «обриву ременя», які реалізують спеціальні алгоритми роботи приводів.

«Пожежний» режим розроблений для критичних ситуацій під час пожежі, коли двигун повинен діяти відповідно до строго визначеного алгоритму, наприклад, здійснювати вентиляцію або подавати воду на максимальній частоті обертання електродвигуна з блокуванням його відключення.

Режим «сплячий» дозволяє вимкнути холостий хід приводу, що сприяє додатковій економії електроенергії.

Контроль «обриву ременя» забезпечує автоматичний перехід приводу в безаварійний режим роботи.

Окрім інтерфейсу Modbus, ПЧВ3 підтримує кілька додаткових інтерфейсів, що спрощують інтеграцію в системи розумного будинку, такі як BACNet, Metasys N, FLN Apogee.

Реле електромагнітне.

Таблиця 2.7 - Характеристики реле

Назва	Реле R2-2012-23-1024-WT
Тип	промислове
Габарити, В х Ш х Г, мм	27.5x21.2x35.6 mm
Вага	0.035 кг.
Аксесуари	Модуль M41G (42V), Колодка GZT2, Скоба GZT4-0040, Кліпса G41052
Монтаж	панелька
Температура навколишнього середовища	-40...70°C
Серія	R2
Максимальна напруга комутації	max 250В DC, макс. 440В AC
Максимальний струм комутації	24 А
Конфігурація контактів	2 C\O
Спосіб монтажу	Din-рейку 35мм
Напруга управління	24V DC

Контактори.

Контактори серії CI 110-180 (рисунок 2.11) мають однаковий типорозмір і оснащені трьома нормально розімкнутими основними контактами, а також одним додатковим контактним блоком з нормально замкнутим контактом. У комплект входять також додаткові контакти.

Під час ремонту, при відкритті кришки, система, що знаходиться під напругою, автоматично блокується. При заміні контактів необхідно від'єднати дроти від клем. Контактори моделі CI 110-180 відрізняються тривалим терміном служби, що дозволяє їх використання з різними навантаженнями, типовими для сучасної промисловості. Разом з тепловими реле перевантаження або електронними реле, які забезпечують захист двигуна, ці контактори призначені для комутації асинхронних електродвигунів та їх захисту від перепадів напруги і перевантажень.

Пристрої активно використовуються виробниками комплектного обладнання та панелей управління. Ця модель електроприладів також оснащена таймерами, спеціальними обмежувачами струму (для захисту від перевантажень), заводськими табличками та механічними блокуваннями, що робить їх корисними в сучасній промисловості.

Рисунок 2.11 - Контактор серії CI 110-180

Контактори серії CI 110-180 мають такі функції:

- ергономічна конструкція;
- кріплення за допомогою гвинтів;

- потужність від 55 кВт до 90 кВт;

- базові модулі, що включають допоміжні контакти (нормально розімкнуті та нормально замкнуті);

- система, призначена для роботи з котушками змінного струму.

Засувки.

Засувки призначені для установки на особливо небезпечних ділянках магістральних нафтопроводів, забезпечуючи надійне перекриття потоку робочого середовища. Вони можуть бути встановлені як підземно (без необхідності спорудження колодязів із засипанням в траншеї), так і стаціонарно на поверхні, без захисту від атмосферних впливів. Засувки здатні працювати в умовах сейсмічності до 8 балів за шкалою Ріхтера і зберігати свою працездатність під час та після сейсмічних подій.

Основні функції засувок:

- відкриття і закриття при перепаді тиску на затворі до 3 МПа;

- герметичність відносно зовнішнього середовища;

- герметичність затвора відповідно до класу "С" і класу "А";

- пропуск засобів очищення та лінійної діагностики.

Технічні характеристики засувок:

- робочий тиск (Рр): до 8,0 Мпа;

- клас герметичності: "С" за ДСТУ 9544-93;

- щільність затвора для води: не більше 1,8 см³/хв;

- щільність затвора для повітря: не більше 180 см³/хв;

- час повного відкриття (закриття): 8 хв;

- температура робочого середовища: від +80 °С до -15 °С.

Конструкція засувки: виготовлена з використанням ряду оригінальних технічних рішень. Основні елементи конструкції включають:

Корпус: циліндричний, штампозварний, посудина з двома патрубками, еліптичним днищем і знімною кришкою, виготовлений з низьколегованої сталі.

Вузол затвора забезпечує комбіноване ущільнення, що поєднує методи "метал по металу" і "метал по еластомеру". Він складається з двох пружних патрубків сідел та листового шибера з прохідним отвором у верхній частині, який встановлюється між ними.

Ущільнення: торцеві поверхні сідел оснащені кільцевими виступами та канавками, в яких розміщені еластомерові ущільнювальні кільця. Контактуючі поверхні сідел і шибера захищені зносостійкими антикорозійними наплавленнями та кластерним хромовим покриттям, що забезпечує високу надійність протягом усього терміну експлуатації.

Шпиндель: висувний шпиндель з нержавіючої сталі з різьбовою головкою під Т-подібний паз шибера забезпечує переміщення шибера через передачу "гвинт-гайка". Введення шпинделя всередину корпусу здійснюється через сальникове ущільнення.

Ущільнення: в нижній частині шпинделя передбачено торцеве "верхнє" ущільнення, яке розвантажує чепцеве ущільнення в положенні шибера "Закрито". Наявність додаткового кільця в кришці та елементів притиснення в стійці дозволяє розвантажити сальниковий вузол у положенні шибера "Відкрито".

Фіксатор: в кришці корпусу засувки передбачено фіксатор, що дозволяє замінювати стійку бугельного вузла і приводу без зниження тиску в трубопроводі.

Показник: передбачено покажчик візуального контролю положення шибера.

Привід затвора електромеханічний, полегшений, вибухозахищений, з обертовим моментом до 10 000 Нм і ручним дублером.

3. РОЗРОБЛЕННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ ПЕРЕМІЩЕННЯМ І РОЗДІЛЕННЯМ ПРОДУКТІВ НАФТОПЕРЕБНОГО ВИРОБНИЦТВА

3.1 Розроблення математичної моделі об’єкта

3.1.1 Математична модель системи регулювання витрат через зміну швидкості обертання валового насоса.

Для забезпечення високої ефективності корисної дії, регулюючи зміни частоти обертання валового насоса (рисунок 3.1).

Для цього методу регулювання рівня втрати наступної форми:

$$\frac{\rho L}{S}\frac{dQ}{dt} = p_{вх} - p_{вих} - \Delta p_m + \Delta p_н - \Delta p_C . \qquad (3.1)$$

За умови рівності вхідного та вихідного тиску їх різниця дорівнює «0» рівняння (3.1) набуде вигляду:

$$\frac{\rho L}{S}\frac{dQ}{dt} = \Delta p_н - \Delta p_m . \qquad (3.2)$$

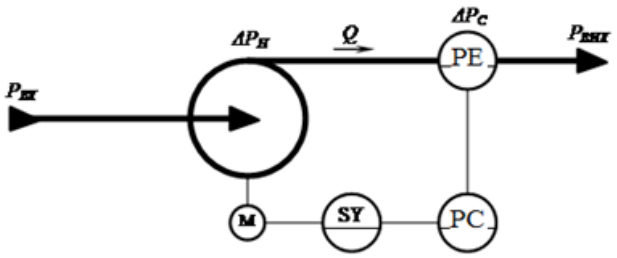

Рисунок 3.1 - Функціональна схема системи регулювання витрат шляхом зміни частоти обертання валового насоса

Функціональній схемі (рисунок 3.1) відповідає структурна схема контуру регулювання тиску, яка зображена на рисунку 3.2.

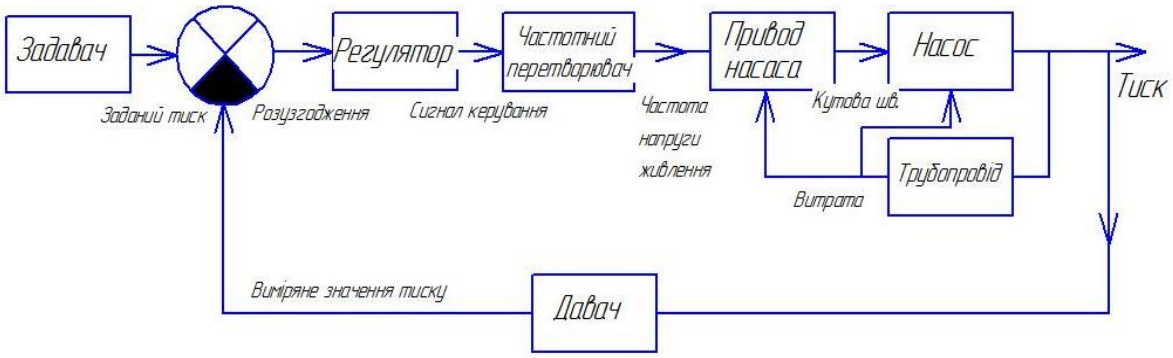

Рисунок 3.2 - Структурна схема САР тиску

3.1.2 Втрати тиску при перекачуванні рідин.

Втрати тиску на опір включають статичну складову (викликану зміною потенціальної енергії рідини через різницю геодезичних рівнів між входом і виходом трубопроводу) та динамічну складову (пов'язану з подоланням).

$$\Delta p_{ОП} = \Delta p_{ОП}^{СТ} + \Delta p_{ОП}^{Д}. \tag{3.3}$$

Величина $\Delta p_{ОП}^{СТ}$ визначається за співвідношенням:

$$\Delta p_{ОП}^{СТ} = \rho \cdot g \cdot \Delta h \tag{3.4}$$

де ρ - густина рідини в трубопроводі ($кг/м^3$); $g = 9{,}81\ м/с^2$ - прискорення вільного падіння; Δh - різниця геодезичних рівнів входу та виходу трубопроводу.

Динамічні втрати включають місцеві втрати $\Delta p_{ОП}^{ДМ}$ (викликані різкими змінами діаметра трубопроводу через встановлення діафрагм, клапанів, датчиків) та розподілені втрати $\Delta p_{ОП}^{ДР}$ (викликані силами тертя під час протікання рідини).

$$\Delta p_{ОП}^{Д} = \Delta p_{ОП}^{ДМ} + \Delta p_{ОП}^{ДР} \tag{3.5}$$

Місцеві втрати тиску можна визначити за співвідношенням:

$$\Delta p_{ОП}^{ДМ} = k\frac{\mathrm{Re}^2 \nu^2 \rho}{d^2} = k\frac{\left(\frac{4Q\rho}{\pi d\mu}\right)^2 \nu^2 \rho}{d^2} = 16\frac{k\cdot\rho}{\pi^2 d^4}Q^2 \tag{3.6}$$

де $k = 0{,}952$ - для нафтопродуктів, d – еквівалентний діаметр ділянки звуження.

Розподілені втрати визначаються за співвідношенням:

$$\Delta p_{ОП}^{ДР} = \lambda \frac{L}{D} \frac{\rho \vartheta^2}{2}, \tag{3.7}$$

де $\Delta p_{ОП}^{ДР}$ - розподілені втрати тиску ($Па$); ρ та ϑ - густина ($кг/м^3$) та швидкість ($м/с$) рідини в трубопроводі ($кг/м^3$); L і D - довжина ($м$) і діаметр поперечного перерізу ($м$) трубопроводу; λ - безрозмірна величина - коефіцієнт гідравлічного тертя, який відображається між силами тертя та інерції.

Враховуючи, що $\vartheta = 4Q/\pi D^2$ (3.7), також можна переписати у виді:

$$\Delta p_{ОП}^{ДР} = \lambda \frac{L}{D} \frac{\rho (4Q/\pi D^2)^2}{2} = 8 \cdot \lambda \cdot \frac{L \cdot \rho}{\pi^2 D^5} Q^2, \tag{3.8}$$

де Q - об'ємна витрата речовини через трубопровід ($м^3/с$).

Значення коефіцієнта тертя λ буде залежати від режиму течії, та характеризуватиметься критерієм (числом) Рейнольдса:

$$\mathrm{Re} = \frac{4Q\rho}{\pi D \mu}, \tag{3.9}$$

де ρ та μ - густина ($кг/м^3$) та динамічна в'язкість ($Па \cdot с$) рідини в трубопроводі ($кг/м^3$); D - діаметр поперечного перерізу ($м$) трубопроводу; Q - об'ємна витрата речовини через трубопровід ($м^3/с$).

Коєфіцієнт тертя λ при розрахунках у магістральних трубопроводах виражається формулою регламентованою нормативами.

$$\lambda_{тр} = 0{,}067\left(\frac{158}{\mathrm{Re}} + \frac{2K_{ek}}{D}\right)^{0,2}, \tag{3.10}$$

де $К_{ек}$ - еквівалентна шорсткість трубопроводу, приймаємо $К_{ек}$=0,03мм.

Напірна характеристика насосу НПВ300-60 апроксимується функцією:

$$\Delta p = p_0 + bQ^2, \tag{3.11}$$

де p_0=770085Па, b=199*10^{-6}год^2/м^5.

Лінеаризована модель асинхронного двигуна представлена на рисунку 3.3.

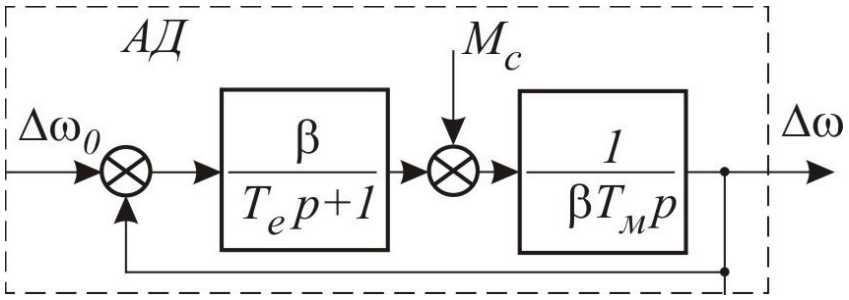

Рисунок 3.3 - Лінеаризована модель асинхронного двигуна

$$T_e = \frac{1}{2\pi \frac{n_0}{60} S_k} = 0{,}0167c,$$

$$\beta = \frac{\mathrm{M_k}}{\mathrm{S_к} \cdot \omega} = \frac{\mathrm{P_н}}{\omega_н} \cdot \mathrm{m_k} \cdot \frac{1}{\mathrm{S_к} \cdot \omega} = \frac{\mathrm{P_н} \cdot \mathrm{m_k}}{(2\pi \cdot n_0 / 60)^2 \cdot \mathrm{S_к} \cdot (1 - \mathrm{S_н})} = 0{,}136,$$

$$T_м = \frac{J}{\beta} = 85.29c.$$

Оскільки датчик тиску використовує практично безінерційний чутливий елемент, найбільший внесок у затримку сигналу буде забезпечений обміном інформацією за протоколом Modbus RTU. Зважаючи на те, що мінімальна швидкість, яку підтримують пристрої, становить 38400 кБіт/с у перетворювача частоти, час опитування всіх 66 регістрів становить приблизно 0,1 с. Таким чином, датчик тиску можна представити як ланку чистого запізнення тривалістю 0,1с.

3.2 Імітаційне моделювання системи в пакеті Matlab

На основі математичних моделей елементів системи у середовищі Matlab/Simulink створена модель системи, яка показана на рисунки 3.4-3.10.

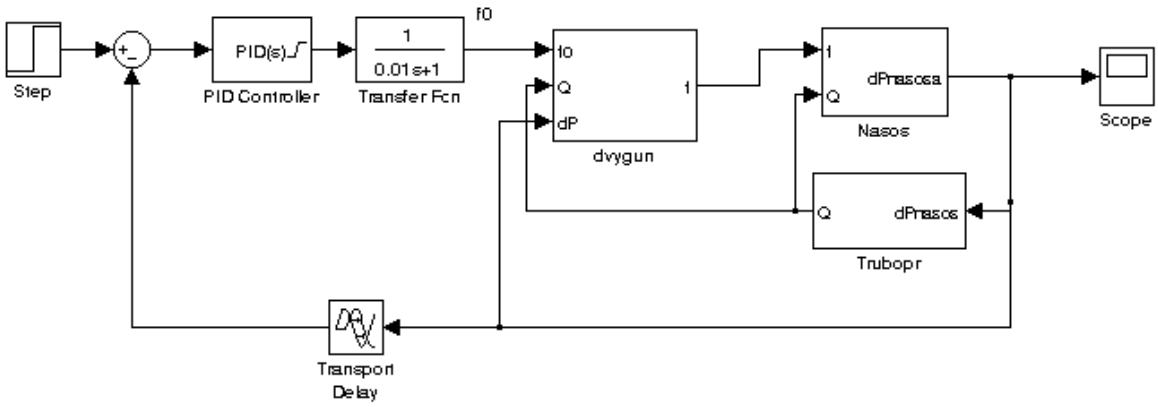

Рисунок 3.4 - Модель системи регулювання тиску

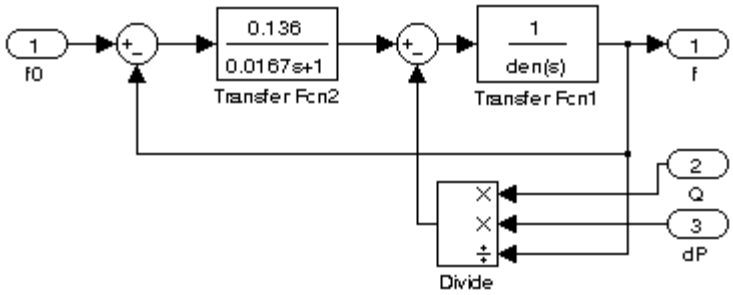

Рисунок 3.5 - Модель двигуна

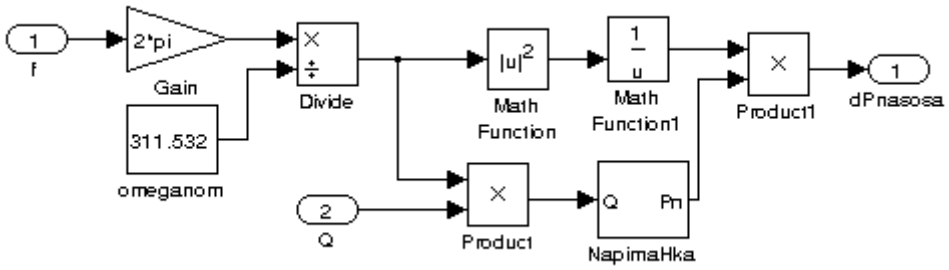

Рисунок 3.6 - Модель насосу

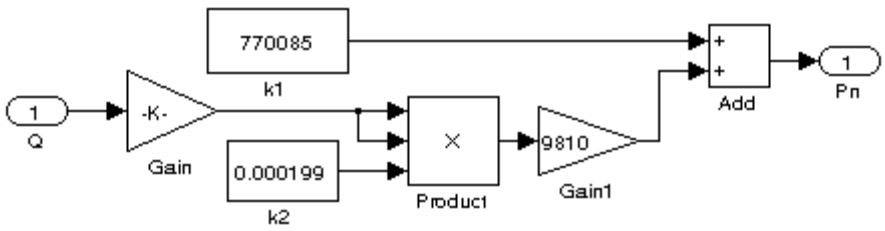

Рисунок 3.7 - Реалізація напірної характеристики насосу

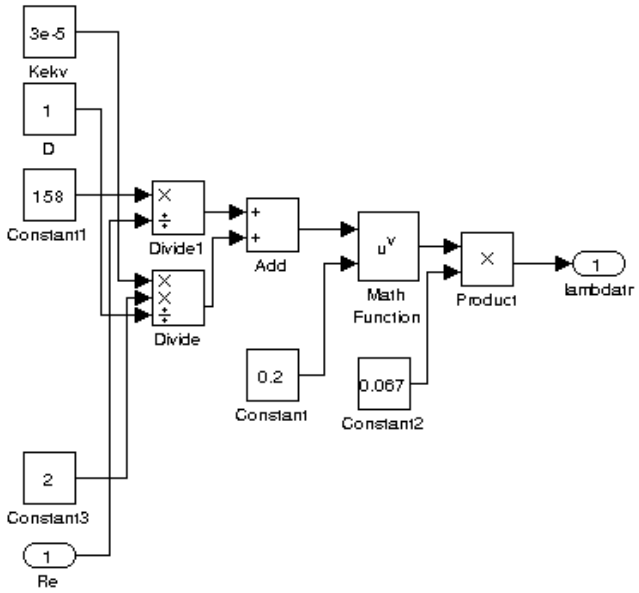

Рисунок 3.8 - Обчислення коєфіцієнту тертя

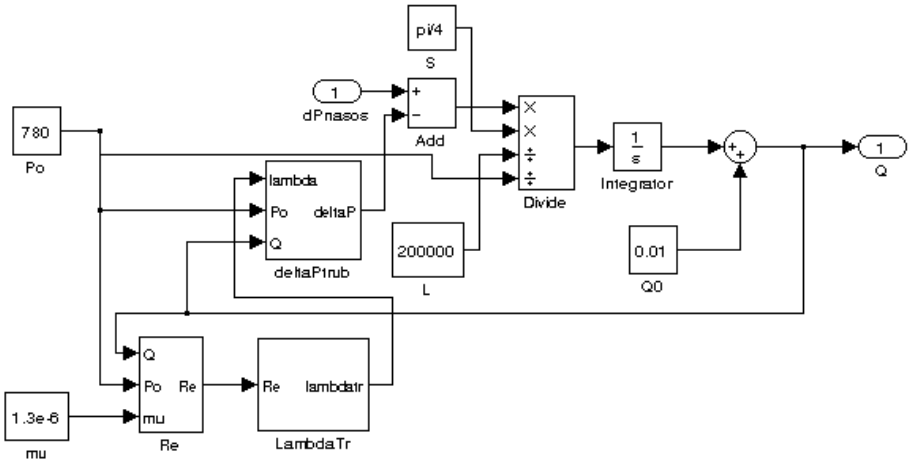

Рисунок 3.9 - Обчислення диференціального рівняння 3.2.

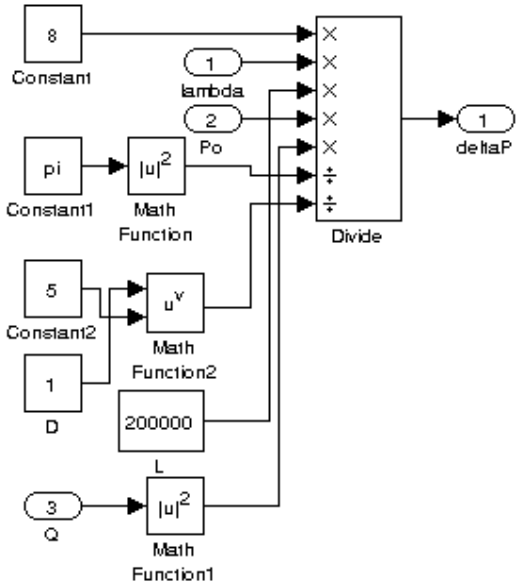

Рисунок 3.10 - Обчислення падіння тиску по довжині трубопроводу

У результаті проведення параметричної оптимізації, де критерієм оптимальності використовувалася інтегральна середня квадратична помилка, були отримані такі оптимальні коефіцієнти налаштування.

Оптимізовані параметри регулятора:

>> kp = 0,55

>> ki = 0.0002

>> kd= 0.

Диференціальна складова була обрана нульовою, останній сигнал з датчика тиску містить високочастотні завади, які можуть підсилюватися в диференціальній ланці.

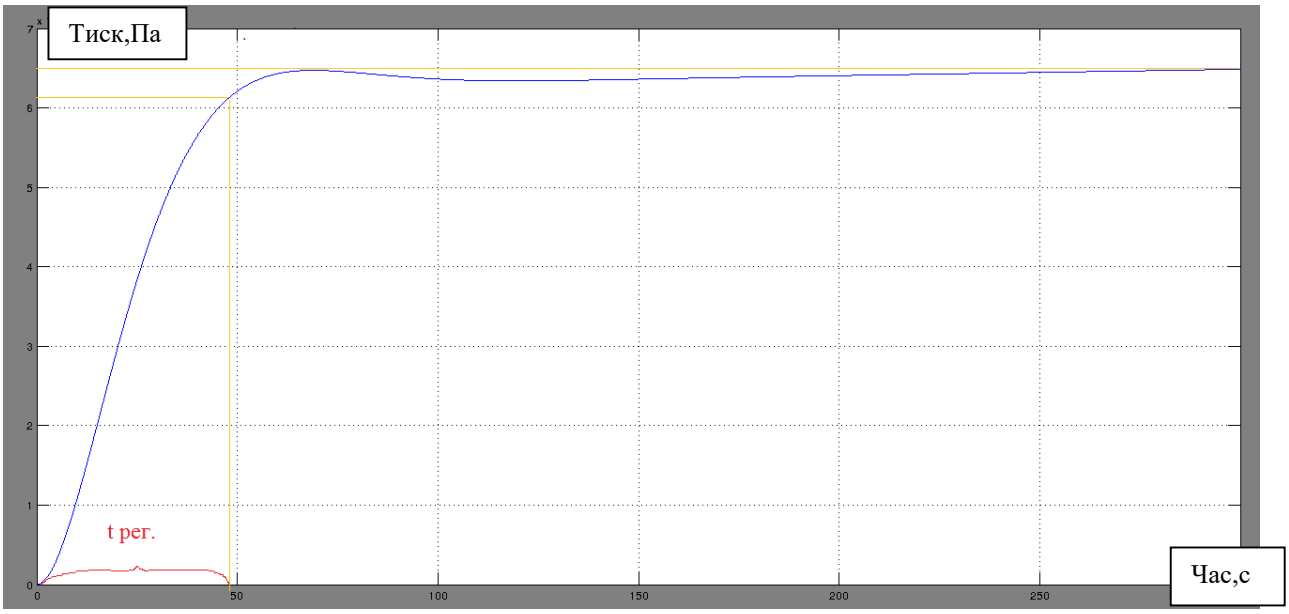

Рисунок 3.11 - Крива розгону системи регулювання тиску

Показники якості перехідного процесу:

перерегулювання – відсутнє;

усталена похибка $\delta_{уст} = 0$;

час регулювання $t_{рег} = 48c$.

Аналізуючи ці показники, можна стверджувати, що система функціонує задовільно і відповідає всім необхідним показникам якості.

3.3 Розроблення SCADA системи

Система SCADA TRACEMODE по своїй функціональності давно вийшла за межі традиційного SCADA, хоча її SCADA-компонент як і раніше залишається найбільш затребуваним та популярним. Є обов'язкові функції, у кожній SCADA-системі, TRACEMODE 6 має низку особливостей, які виділяють її серед подібних продуктів класу SCADA/HMI. Головною перевагою є інтегроване середовище розробки, яке завдяки понад 10 різних редакторів для створення проектів АСУ ТП та АСУП. SCADA/HMI-функції в TRACEMODE 6 гармонійно доповнені системою SOFTLOGIC для програмування контролерів та економічних модулів T-FACTORY, що робить між ними межу, яка майже непомітна.

Важливим інструментом для створення проєктів у SCADA-системі TRACEMODE 6 є унікальна технологія автогенерації. Вона дозволяє за кілька кліків миші встановлювати зв’язки між вузлами розподіленої системи управління (РСУ), налаштовувати джерела даних SCADA та канали, а також автоматично створювати джерела даних на основі конфігурації контролера. Завдяки принципу єдиного проєкту для розподіленої АСУТП можна одночасно з’єднувати компоненти різних вузлів. Наприклад, можливо відобразити значення каналу одного вузла SCADA на екрані іншого без створення додаткового каналу для зв'язку між ними.

Для програмування алгоритмів керування технологічними процесами в SCADA-системі TRACEMODE 6 підтримуються всі мови міжнародного стандарту IEC 61131-3. Серед них є візуальні види мови — TechnoFBD, TechnoLD, TechnoSFC, а також процедурні мови — TechnoST і TechnoIL. Різноманіття засобів програмування дозволяє фахівцям будь-якого профілю обрати оптимальний інструмент для реалізації будь-яких завдань АСУ ТП і АСУП.

Система SCADA/HMI TRACEMODE 6 підтримує майже всі формати даних, що робить її універсальним середовищем візуального програмування.

Крім додаткових звичних форматів зберігання для дискретних сигналів і значення із плаваючою крапкою, в цій версії SCADA додано підтримку рядків, змінних подвійної довжини (doublefloat, hex32), а також також міток часу (як самостійних каналів).

Графіка в SCADA-системі TRACEMODE 6 є не лише естетично привабливою, а й надзвичайно функціональною: кожен графічний елемент може змінювати свої властивості, розміри та положення на екрані в реальному часі, відповідно до змінюваних параметрів, а також виконувати функцію кнопки. Для зручного редагування складних мнемосхем у графічному редакторі TRACEMODE 6 реалізовано підтримку шарів, видимістю яких можна керувати. Крім того, видимість цих шарів можна змінювати в реальному часі, що дає можливість відображати різні підсистеми технологічного об'єкта на одній мнемосхемі за бажанням користувача.

Глибина тренду обмежується лише обсягом архіву вбудованої промислової СУБД SIAD/SQL 6 для конкретного параметра. Зручна система навігації дозволяє переглядати стан технологічного процесу за будь-який часовий інтервал та збільшувати виділену частину тренда. На одному тренді з загальною смугою прокрутки часу можна відображати необмежену кількість дискретних і аналогових параметрів АСУТП. Для кожного параметра можна налаштувати не лише колір лінії, а й її стиль. Інтервали невизначеності значення параметра, що виникають, наприклад, через втрату зв'язку SCADA із датчиком, можуть бути позначені особливим кольором та стилем. Точне значення контрольованих параметрів у будь-який момент часу можна дізнатися за допомогою візира одним кліком миші. Зовнішній вигляд і набір доступних елементів навігації можна налаштувати індивідуально для кожного тренда.

У SCADA системі TRACEMODE 6 реалізовано новий підхід до створення мнемосхем, зокрема підтримка спливаючих (Pop-up) вікон. Ці вікна розташовуються поверх основної мнемосхеми і виконують допоміжні функції. Можна одночасно відкривати кілька спливаючих вікон, з якими можна працювати, як із звичайними вікнами Windows: переміщувати, змінювати розмір,

закривати, а також переводити на передній план або накривати іншими Pop-up вікнами.

SCADATRACEMODE також має власний генератор звітів, який дозволяє створювати чіткі та функціональні HTML-звіти в реальному часі.

Генератор звітів інтегровано в деякі виконавчі модулі та є окремим сервером (сервер документування). Шаблони звітів створюються в Редакторі шаблонів інтегрованого середовища розробки SCADATRACEMODE. Редактор шаблонів – це WYSIWYG інструмент із широкими можливостями для ілюстрації звітів та глибокою інтеграцією з системою програмування SCADATRACEMODE.

У шостій версії SCADATRACEMODE технології гарячого резервування досягли нового рівня. Тепер у проекті SCADA можна автоматично створювати не тільки дубльовані (DoubleForce), але й потрійні (TriForce) вузли.

Особливу увагу в SCADATRACEMODE 6 приділено можливостям інтеграції з базами даних і іншими програмами. Тому в цій SCADA-системі вбудовано підтримку найбільш популярних програмних інтерфейсів, таких як ODBC, OPC, DDE. Для полегшення налаштування взаємодії із зовнішніми базами даних в інтегроване середовище розробки TRACEMODE додано редактор SQL-запитів. Крім того, SCADA-система TRACEMODE 6 підтримує підключення компонентів ACTIVEX, що підтверджує її високу відкритість.

Крім того, існує можливість підключення компонентів ACTIVEX, що свідчить про високий ступінь відкритості SCADA-системи TRACEMODE 6.

3.3.1 Розробка керуючої програми для ПЛК

Основу комплексу CODESYS складає середовище для розробки прикладних програм для програмованих логічних контролерів (ПЛК). Це середовище розповсюджується безкоштовно і може бути встановлене без обмежень на декількох робочих місцях. У CODESYS для програмування доступні всі п'ять мов, визначених стандартом IEC 61131-3 (МЕК 61131-3):

- IL (Instruction List) - асемблероподібна мова;

- ST (Structured Text) - мова, подібна до Pascal ;
- LD (Ladder Diagram) - мова релейних схем;
- FBD (Function Block Diagram) - мова функціональних блоків.

Також на додаток є SFC (Sequential Function Chart) — мова діаграм станів. Окрім FBD, в CODESYS також підтримується мова програмування CFC (Continuous Function Chart), яка дозволяє вільно розміщувати блоки та визначати порядок їх виконання.

CODESYS реалізує низку інших розширень до специфікації стандарту IEC 61131-3. Одним із найважливіших є підтримка об'єктно-орієнтованого програмування (ООП), що дозволяє використовувати об'єкти та класи для створення більш гнучких та масштабованих програмних рішень.

Вбудовані компілятори CODESYS генерують машинний код (двійковий код), який можна завантажити разом у контролері. Система підтримує основні 16- і 32-розрядні процесори, зокрема Infineon C166, TriCore, 80x86, ARM, PowerPC, SH, MIPS, Analog Devices Blackfin, TI C2000/28x та ін.

Після підключення до контролера середовище програмування переходить у режим налагодження, що дозволяє здійснювати моніторинг, зміну та фіксацію значень змінеснх, ставити точки зупинки, контролювати потік виконання, підтримувати гаряче оновлення коду, а також використовувати графічне відстеження в реальному часі та ін.

CODESYS версії V3 побудований на основі платформи автоматизації CODESYS Automation Platform, яка дає можливість виробникам обладнання розширювати систему через підключення власних плагінів.

Розширена професійна версія розробки середовища, CODESYS має назву Professional Developer Вона включає підтримку UML-діаграм класів та станів, також підключення системи контролю версій Subversion, статичний аналізатор та профілювальник коду, розповсюджується по ліцензії.

Інструмент CODESYS Application Composer дозволяє переходити від програмування до швидкого складання практичних додатків. Користувач створює базу об'єктів, що відповідають певним приладам, механічним вузлам та

ін. Кожен об'єкт включає програмну реалізацію та візуальні подання. Заключний додаток складається з кількох об'єктів, на які виключається та автоматично генерується програма на мовах МЕК 61131-3

3.3.2 Створення програми керування мовою FBD

Під час роботи програми створення циклічного опитування датчиків, підключених через інтерфейс RS-485, а також аналогових входів. Також перевіряються умови блокування, формування сигналу управління для частотного перетворювача, який передається в мережу Modbus RTU. Програма виконує інсталяцію або скидання дискретних виходів та обмін даними з вищим рівнем системи з інтерфейсом RS-232.

Адресний простір ПЛК, який працює як Slave-пристрій, наведений у таблиці 3.1, а також відповідний фрагмент у середовищі розробки зображень на рисунку 3.12.

Таблиця 3.1 - Розміщення змінних в регістрах Modbus

Адреса першого регістра змінної		Змінна
десяткова	шістнадцяткова	
0	0	Тиск в резервуарі із бензином
2	2	Температура в резервуарі з бензином
4	4	Рівень в резервуарі з бензином
6	6	Витрата в резервуар з бензином
8	8	Об’єм продукту в резервуарі з бензином
10	A	Тиск в резервуарі із сумішшю бензину й дизпалива
12	C	Температура в резервуарі із сумішшю бензину й дизпалива
14	E	Рівень в резервуарі із сумішшю бензину та дизпалива
16	10	Тиск в резервуарі з дизпаливом

18	12	Температура в резервуарі з дизпаливом
20	14	Рівень в резервуарі з дизпаливом
22	16	Витрата в резервуар з дизпаливом
24	18	Об’єм продукту в резервуарі з дизпаливом
26	1A	Тиск в резервуарі з сумішшю дизпалива й керосину
28	1C	Температура в резервуарі з сумішшю дизпалива й керосину
30	1E	Рівень в резервуарі з сумішшю дизпалива й керосину
32	20	Тиск в резервуарі з керосином
34	22	Температура в резервуарі з керосином
36	24	Рівень в резервуарі з керосином
38	26	Витрата в резервуар з керосином
40	28	Об’єм продукту в резервуарі з керосином
42	2A	Тиск в резервуарі зі сумішшю бензину й керосину
44	2C	Температура в резервуарі зі сумішшю бензину й керосину
46	2E	Рівень в резервуарі зі сумішшю бензину й керосину
48	30	В’язкість
50	32	Витрата на вході трубопроводу1
52	34	Витрата на вході трубопроводу2
54	36	Об‘єм на вході трубопроводу1
56	38	Об‘єм на вході трубопроводу2
58	3A	Витрата в магістральному трубопроводі
60	3C	Тиск в магістральному трубопроводі
62	3E	Керування на частотний перетворювач
64	40	Керування живленням основного насосу
65	41	Керування живленням резервного насосу

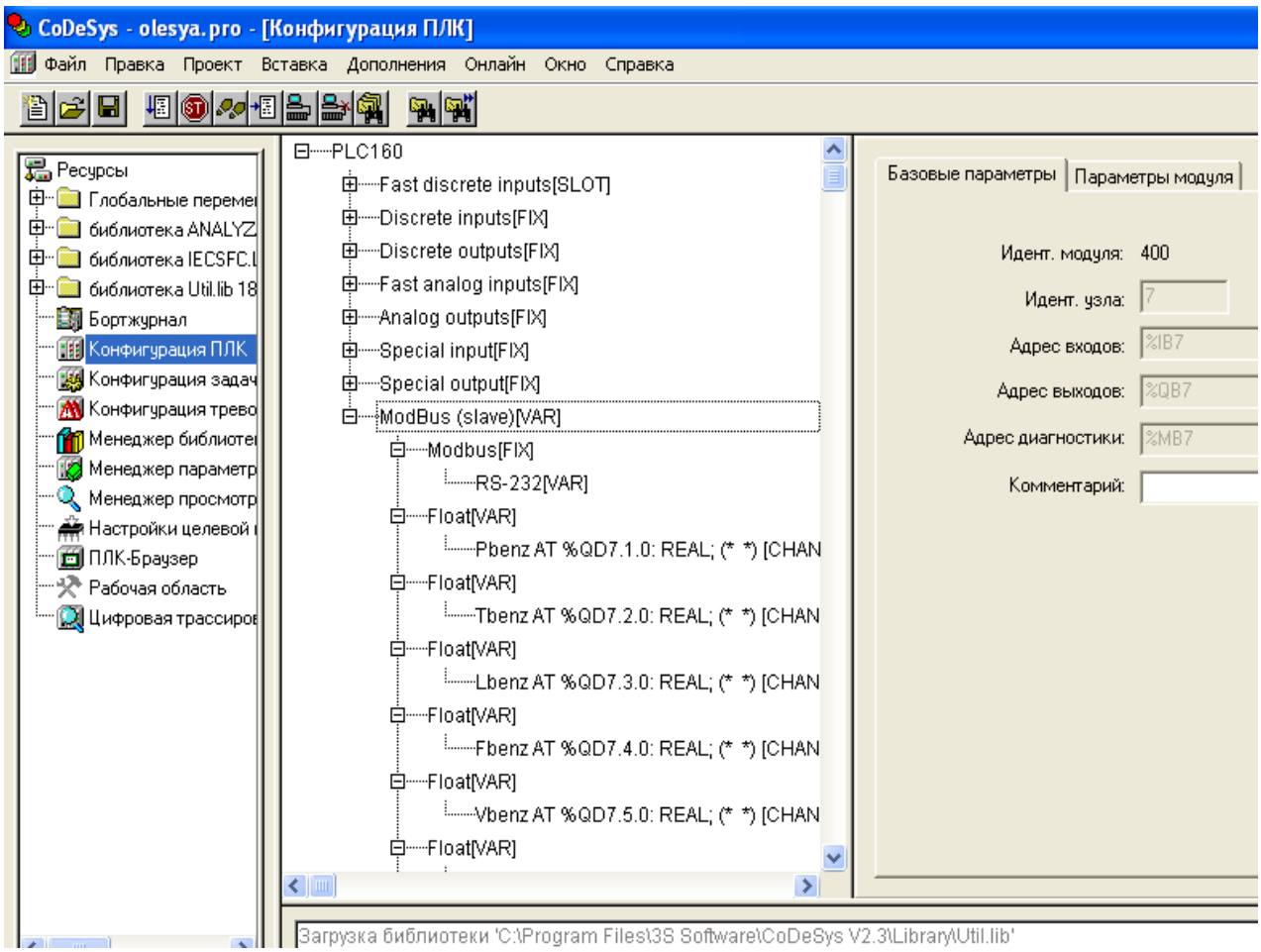

Рисунок 3.12 - Змінні у конфігурації ПЛК 160

Рисунок 3.13 є схемою з програмного забезпечення для автоматизації, що відображає блоки сигналізації ліміту (LIMITALARM) для різних параметрів. Кожен блок сигналізації пов'язаний з параметром, показаним зліва, такими як P_b, P_{dp}, P_k, P_{sbk} тощо, із зазначеними значеннями (1960 і 0). Всі блоки мають входи для сигналів IN, HIGH, і LOW, а також виходи, позначені індикаторами, які можуть включати вивід сигналу тривоги (наприклад, StopPidpN).

Ця схема є частиною системи для моніторингу та контролю процесів, де кожен блок перевіряє значення параметра на досягнення граничних значень і запускає певний сигнал або дію (наприклад, зупинку процесу), якщо значення виходять за межі визначеного діапазону.

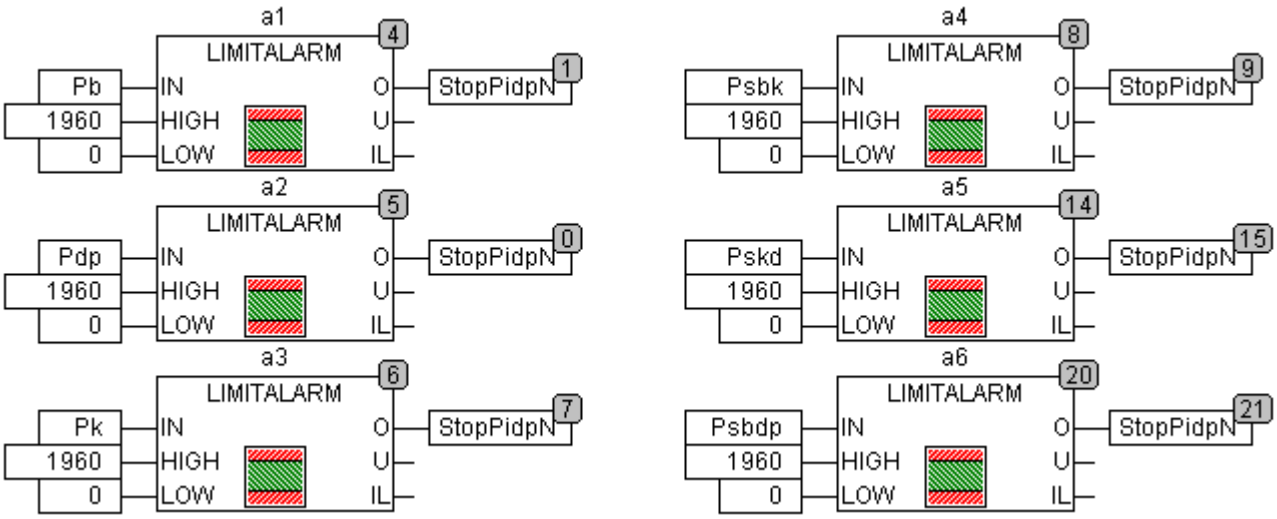

Рисунок 3.13 – Схема програмного забезпечення блокування роботи насосів при перевищенні тиску

Рисунок 3.14 ілюструє частину логіки релейного керування з використанням RS-тригера. Вона містить два блоки тригерів RS, позначені як rs1 та rs2. Кожен тригер має входи SET і RESET, які використовуються для встановлення або скидання стану виходу (Q1).

Дана схема використовується для перемикання між основним і резервним режимами роботи, де MainOn і ReservOn сигналізують про ввімкнення основного чи резервного режиму відповідно.

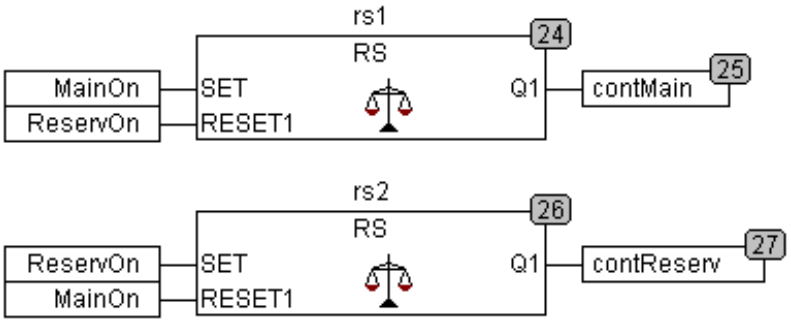

Рисунок 3.14 – Схема програми перемикання режимів роботи основного та резервного насосів

Рисунок 3.15 є схемою PID-регулятора. PID-регулятори використовуються для автоматичного керування процесами, підтримуючи параметр процесу на заданому рівні (SET_POINT).

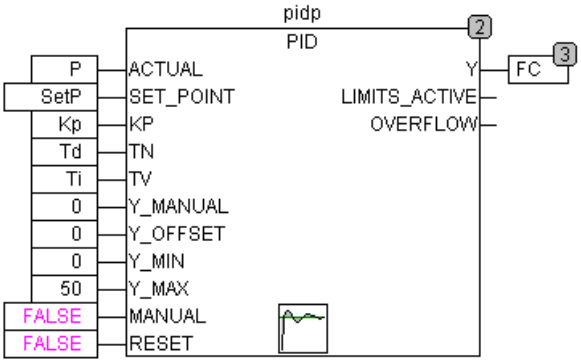

Рисунок 3.15 - Програма регулювання тиску

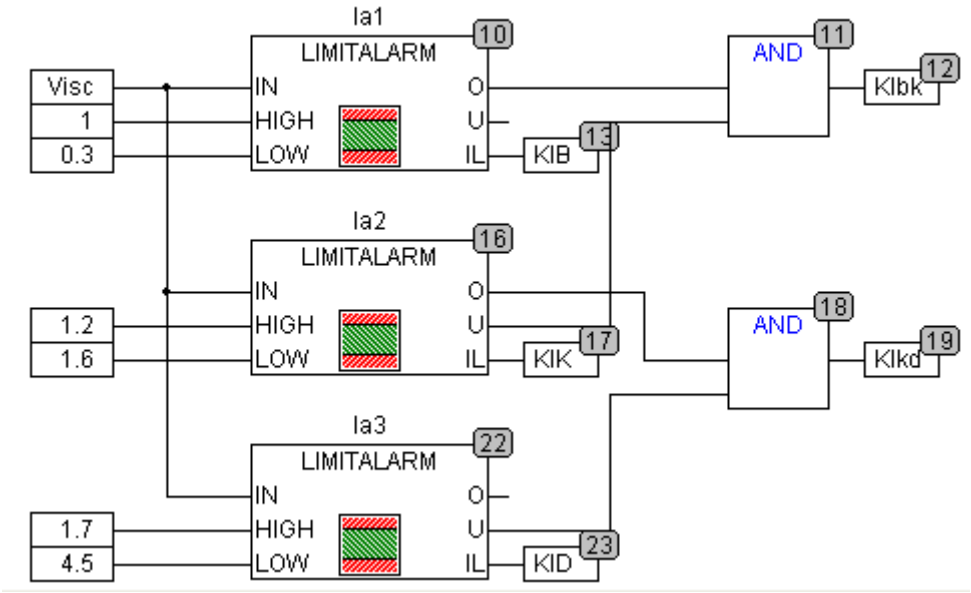

Рисунок 3.16 – Схема програми розподілу нафтопродуктів за показником в’язкості

3.3.3 Створення програмного забезпечення для АРМ оператора

Програмне забезпечення АРМ забезпечує обмін даними з ПЛК, індикацію, реєстрацію та сигналізацію параметрів технологічного процесу, що дозволяє змінювати налаштування регулятора тиску та відстежувати тренди зміни параметрів контролю.

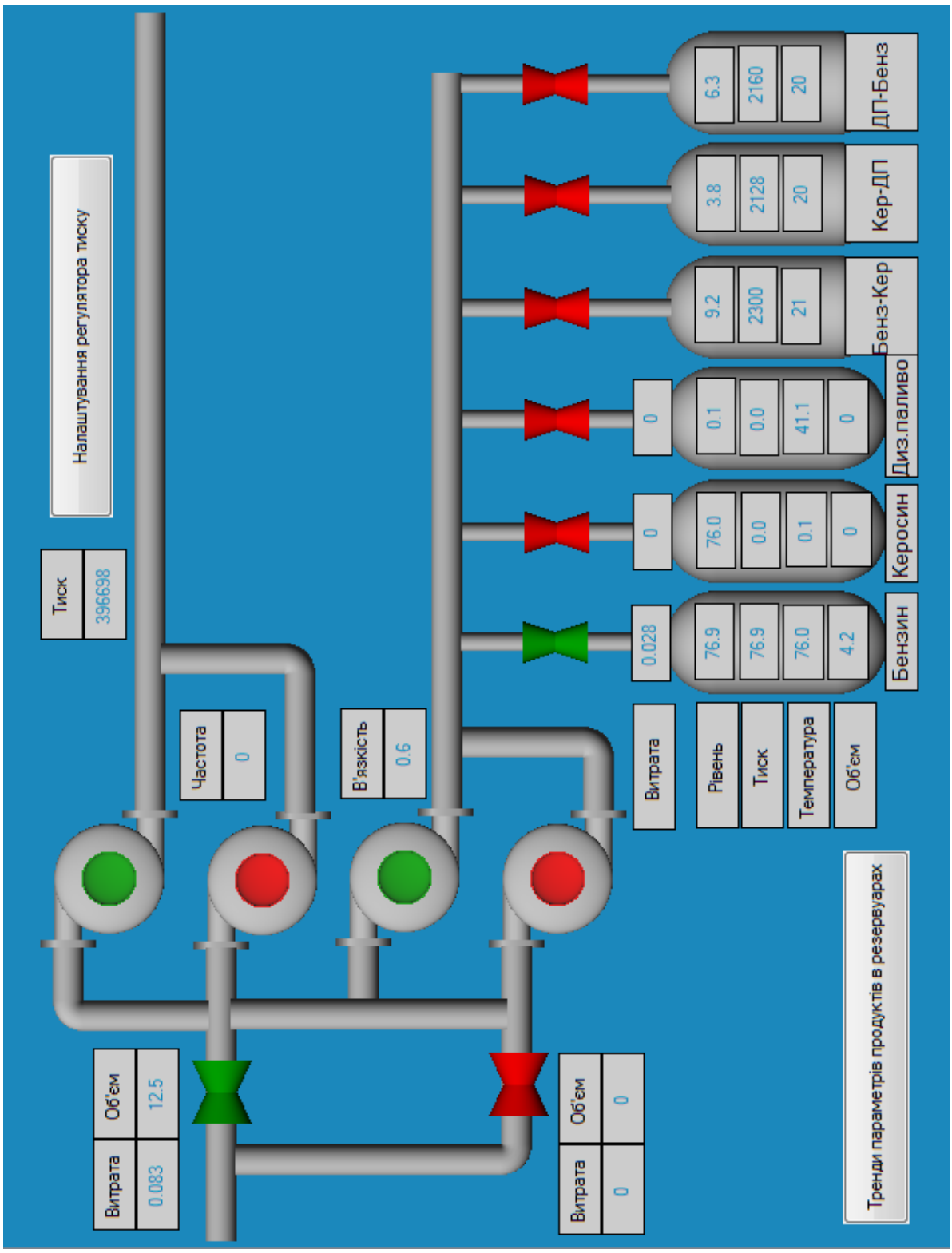

Рисунок 3.17 - Головний екран АРМ оператора

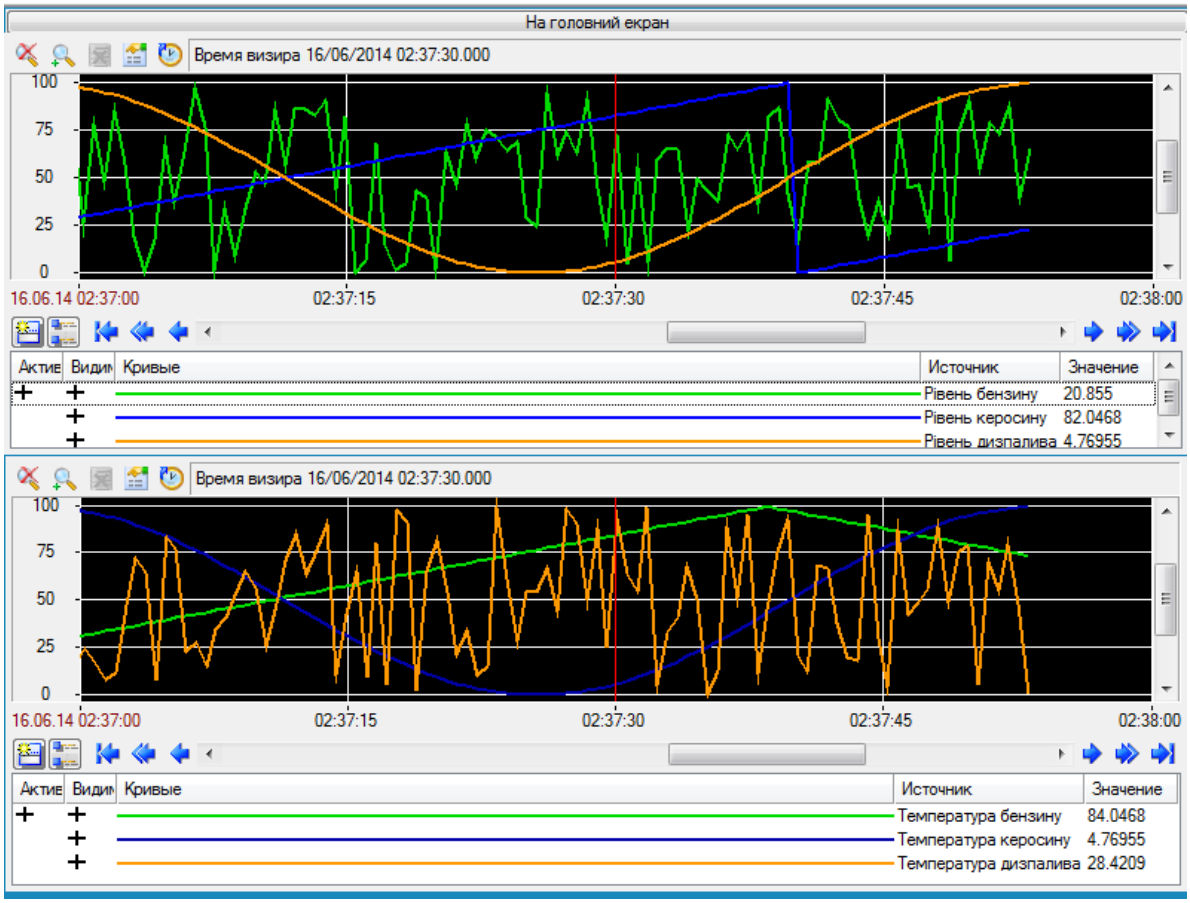

Рисунок 3.18 - Екран з тендами зміни технологічних параметрів

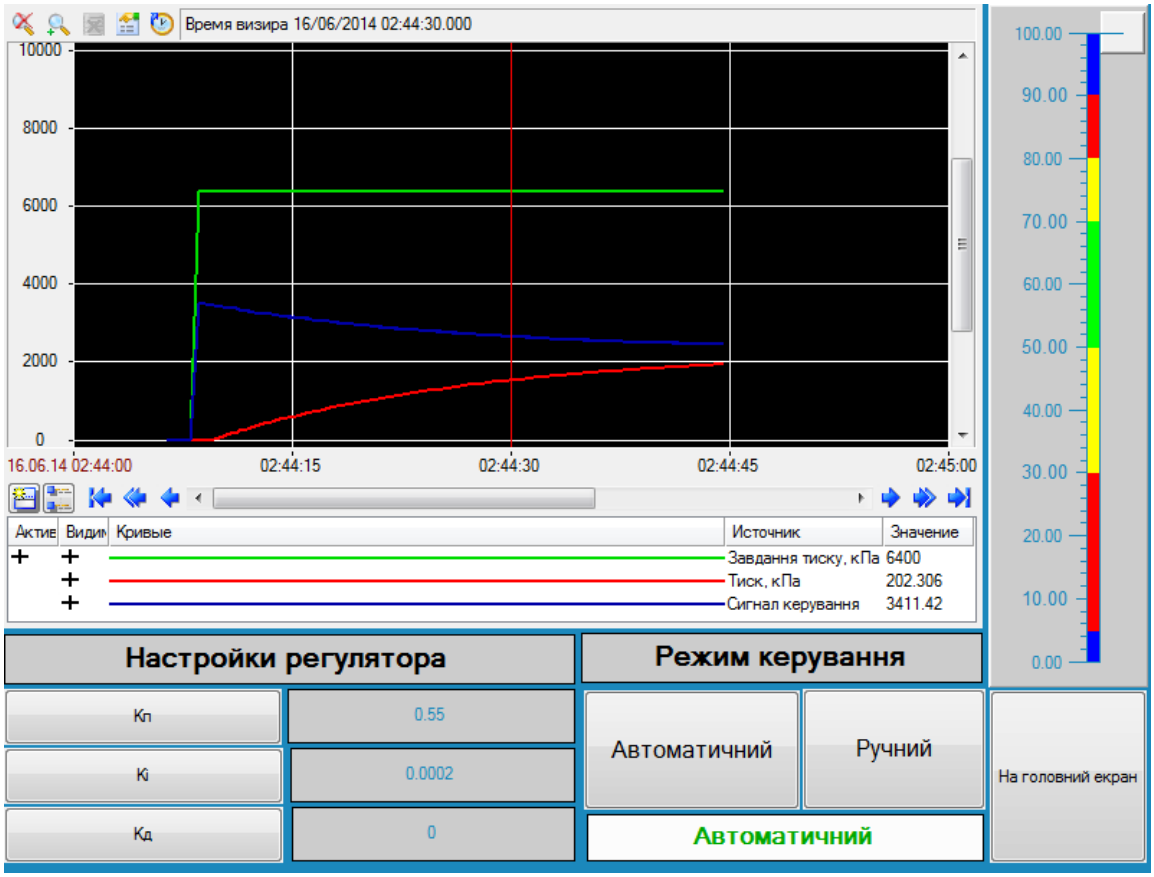

Рисунок 3.19 - Екран налаштування регулятора тиску

ВИСНОВКИ

При виконанні магістерської роботи досліджено та розроблено автоматизовану систему управління процесом переміщення і розділення продуктів нафтоперебного виробництва.

Для вирішення поставлених завдань у роботі проведено аналіз технології промислового транспортування нафти та нафтопродуктів трубопровідними системами послідовним способом. Також проводились дослідження для встановлення оптимального значення показників в'язкості продуктів нафтопереробної промисловості.

Для чіткого розуміння структури системи автоматизації, визначення необхідних апаратних і програмних засобів, розташування компонентів розроблено структурну схему автоматизації.

На основі аналізу ТП, технологічної схеми та дослідженої інформація про компоненти системи побудована функціональна схема САР, яка деталізує алгоритм роботи системи, її елементи та їх функціональні зв'язки.

На основі розроблених математичних моделей: системи регулювання витрати шляхом зміни швидкості обертання валу насоса та втрати тиску при перекачуванні рідин побудовано імітаційні моделі системи в середовищі Matlab/Simulink. Це дало змогу дослідити поведінку системи, оцінити реакції на вхідні сигнали, зовнішні впливи та змінні параметри та отримати оптимальні коєфіцієнти настроювання ПІД регулятора.

Розроблено програмне забезпечення для роботи ПЛК мовою FBD на платформі CODESYS.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Smith P. E., Zappe M. W. Applied Process Control: Essential Methods / P. E. Smith, M. W. Zappe. – Cambridge: Cambridge University Press, 2020. – 358 p.

2. Гідродинамічні методи і прилади вимірювання в’язкості та густини нафтопродуктів / Древецький В.В. – Київ «НАУ» 2009. -25с

3. Singh R. Introduction to Automation for Oil & Gas Industry / R. Singh. – London: Wiley, 2018. – 410 p.

4. Rao D. G. Industrial Automation and Control Systems / D. G. Rao. – Oxford: Elsevier, 2015. – 485 p.

5. Whittaker S. M., Foss B. Control System Applications in Petroleum and Chemical Industries / S. M. Whittaker, B. Foss. – New York: Springer, 2017. – 302 p.

6. Gowid S. Process Automation Handbook: A Guide to Theory and Practice / S. Gowid. – London: Springer, 2018. – 240 p.

7. Зінченко С. В. Автоматизація технологічних процесів: навч. посіб. / С. В. Зінченко. – Київ: Видавничий центр "Академія", 2012. – 256 с.

8. Кучеренко В. І., Бурак В. М., Вороненко І. І. Системи автоматизації технологічних процесів та виробництв: підручник / В. І. Кучеренко, В. М. Бурак, І. І. Вороненко. – Київ: Освіта, 2019. – 304 с.

9. Гуменюк М. І. Контроль та управління процесами у хімічній промисловості / М. І. Гуменюк. – Харків: ХНУ, 2017. – 220 с.

10. Маляр В. М., Куценко О. А., Горбунов М. О. Системи автоматичного керування в нафтогазовій промисловості / В. М. Маляр, О. А. Куценко, М. О. Горбунов. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2016. – 330 с.

11. Табачков П. С. Автоматизація нафтопереробних процесів / П. С. Табачков. – Одеса: ОНТУ, 2021. – 148 с.

12. Масюк В. В. Системи моніторингу та керування технологічними процесами у хімічній промисловості / В. В. Масюк. – Львів: НУ "Львівська політехніка", 2018. – 275 с.

13. Математичне моделювання технологічних об’єктів керування: Навч. Посібник / Стенцель Й. І. – К.: ІСДО, 1993.-320 с.

14. Теорія автоматичного керування: Підручник. – 2-ге вид., перероб. і доп. / Попович М.Г., Ковальчук О.В. – К.: Либідь, 2007. – 656с.

15. Бойко О. П. Теорія автоматичного управління: навч. посіб. / О. П. Бойко. – Київ: Кондор, 2019. – 432 с.

16. Бех М. С., Сергієнко М. І., Козак Ю. Г. Основи теорії автоматичного управління: підручник / М. С. Бех, М. І. Сергієнко, Ю. Г. Козак. – Харків: ХНУ, 2017. – 380 с.

17. Мачуський В. В., Коваленко Л. О. Основи теорії автоматичного керування / В. В. Мачуський, Л. О. Коваленко. – Львів: НУ "Львівська політехніка", 2021. – 320 с.

18. Воробйов П. В., Стрельников О. Ю. Системи автоматичного управління: навч. посіб. / П. В. Воробйов, О. Ю. Стрельников. – Одеса: ОНПУ, 2015. – 275 с.

19. Іваненко В. П. Теорія автоматичного керування: практикум / В.П. Іваненко. – Київ: КНЕУ, 2020. – 300 с.

20. Хомутов В. А. Теорія автоматичного регулювання: підручник / В.А. Хомутов. – Вінниця: ВНТУ, 2018. – 355 с.

21. Dorf R. C., Bishop R. H. Modern Control Systems / R. C. Dorf, R. H. Bishop. – London: Pearson, 2020. – 864 p.

22. Ogata K. Modern Control Engineering / K. Ogata. – Boston: Prentice Hall, 2019. – 912 p.