

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ЖИТОМИРСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
Факультет комп'ютерно-інтегрованих технологій,
мехатроніки і робототехніки
Кафедра робототехніки, електроенергетики та автоматизації
ім. проф. Б.Б. Самотокіна

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
до кваліфікаційної роботи магістра

на тему: Автоматизована система управління нафто перекачувальної станції

Виконав студент 2 курсу, групи ЗАТ-23м
спеціальності 174 «Автоматизація,
комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка»

Штепінський Владислав Віталійович

(прізвище та ініціали студента)

Керівник: к.т.н., доцент

Гуменюк Анна Анатоліївна

(науковий ступінь, вчене звання, посада, прізвище та ініціали)

Рецензент: к.т.н., доц.

Чепюк Ларіна Олексіївна

(науковий ступінь, вчене звання, посада, прізвище та ініціали)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ЖИТОМИРСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
Факультет комп'ютерно-інтегрованих технологій,
мехатроніки і робототехніки
Кафедра робототехніки, електроенергетики та автоматизації
ім. проф. Б.Б. Самотокіна
Спеціальність 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології
та робототехніка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри робототехніки,
електроенергетики та автоматизації
ім. проф. Б.Б. Самотокіна

_____ к.т.н., доц. Громовий О.А.
“ _____ ” _____ 2024 року

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу магістра

Студент Штепінський Владислав Віталійович

1. Тема роботи: Автоматизована система управління нафто перекачувальної станції

Затверджена Наказом по університету від «12» листопада 2024 р. № 647/с.

2. Термін здачі закінченої роботи на кафедру «20» грудня 2024 р.

3. Вихідні дані до роботи: виконати аналіз існуючих систем управління нафто перекачувальними станціями, виявити їх недоліки та сформувані пропозиції щодо їх подолання та покращення їх техніко-економічних показників.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які підлягають розробці) аналіз об'єкта дослідження, розробка структурної та функціональної схеми системи, вибір виконавчих пристроїв, вимірювальних засобів системи, розробка та дослідження математичної моделі та алгоритму роботи автоматизованої системи.

5. Перелік презентативного матеріалу (з точним визначенням обов'язкових слайдів/креслень) структурна схема автоматизованої системи управління станції перекачування нафти, функціональна схема, функціональна схема автоматизованої системи управління станції перекачування нафти, блок-схема алгоритму роботи, схема електрична підключень.

6. Консультанти з кваліфікаційної роботи магістра із зазначенням розділів роботи, що їх стосуються

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Технічна частина	Гуменюк А.А.	21.09.24	21.09.24

Дата видачі завдання 21.09.24

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз об'єкта дослідження	21.09.2024 – 25.09.2024	виконано
2	Розробка структурної схеми системи	25.09.2024 – 12.10.2024	виконано
3	Розробка функціональної схеми системи	12.10.2024 – 01.11.2024	виконано
4	Вибір виконавчих пристроїв, вимірювальних засобів системи	01.11.2024 – 09.11.2024	виконано
5	Розробка та дослідження математичної моделі та алгоритму роботи автоматизованої системи	09.11.2024 – 29.11.2024	виконано
6	Оформлення проєкту	29.11.2024 – 16.12.2024	виконано

Студент _____ Штепінський В.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Гуменюк А.А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

У даній роботі розроблено та досліджено автоматизовану систему управління нафто перекачувальної станції. Проведено дослідження насосної станції як об'єкта автоматизації та керування; вибрано контрольовані та регульовані параметри, на основі яких розроблено структуру АСУТП. Проведено моделювання розроблюваної системи, синтезовано передатну функцію об'єкта керування, а також замкнутої системи регулювання. Для підвищення рівня автоматизації, покращення показників роботи системи керування та зручності управління та обслуговування технологічного процесу перекачування нафти пропонується впровадити мікропроцесорну систему керування. У роботі використано сучасні засоби автоматизації, що мають зручний інтерфейс для роботи оператора, забезпечують достатній рівень точності та безперервний вимір показників процесу перекачування нафти, що сприяє покращенню якості технологічного процесу.

THE ANNOTATION

In the work, the automated control system for an oil pumping station developed and studied. The research of the oil pumping station as an object of automation and control was performed; the selection of controlled and regulated parameters and development of the structure of the automated process control system on their basis was made. The simulation of the system being developed, the synthesized transfer function of the control object, and also the closed control system were carried out. To improve the level of automation, improve the performance of the control system, ease of management and maintenance of the technological process oil pumping, it is proposed to introduce a microprocessor control system.

In the work modern automation tools are chosen which have a convenient interface for the operator's work, provide a sufficient level of accuracy, continuous measurement of oil pumping indicators, and contribute to improving the quality of technological process.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ПЕРЕКАЧУВАННЯ НАФТИ.....	8
1.1. Будова та складові трубопровідного транспорту.....	8
1.2. Будова нафто перекачувальної станції.....	17
2. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ СТАНЦІЄЮ ПЕРЕКАЧУВАННЯ НАФТИ	21
2.1. Аналіз об'єкта автоматизації.....	21
2.2. Розробка структурної та функціональної схеми системи	22
2.3. Обчислювальні засоби системи	26
2.4. Вимірювальні засоби системи	28
2.4.1. Датчик температури Rosemount 3144P	28
2.4.2. Датчик тиску Rosemount 3051C.....	30
2.4.3. Датчик рівня Rosemount 5300	32
2.4.4. Датчик перепаду тиску ДМ5017ЕХ	34
2.4.5. Датчик витрати Rosemount 8700	35
2.5. Вибір виконавчих пристроїв	35
2.5.1. Вибір насосного агрегату.....	36
2.5.2. Вибір регулювального клапана	37
3. РОЗРОБКА ТА ДОСЛІДЖЕННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ТА АЛГОРИТМУ РОБОТИ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ СТАНЦІЄЮ ПЕРЕКАЧУВАННЯ НАФТИ	40
3.1. Алгоритм автоматичного регулювання тиску магістральної насосної станції за допомогою АРС управління	40
3.2. Регулювання запірно-регулюючої арматури	41
3.2. Регулювання запірно-регулюючої арматури	41
3.3. Регулювання насосним агрегатом	45
3.4. Режими роботи системи управління станції перекачування нафти	47

3.5. Розробка екранної форми.....	52
3.6. Розробка програмного забезпечення системи	53
3.7. Розробка алгоритму запуску.....	58
3.5. Розробка алгоритму зупинки.....	60
ВИСНОВКИ	61
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ	63
ДОДАТКИ	65

ВСТУП

Актуальність теми. Нафтогазова галузь має стратегічне значення для економіки України. Її результати визначають забезпечення національного господарства основними енергоресурсами та постачання хімічних виробництв сировиною.

Одним з ключових елементів паливо-енергетичного комплексу України є система магістральних трубопроводів для транспортування нафти і її продуктів. Географічне розташування родовищ нафти та її споживачів робить трубопровідний транспорт найефективнішим серед усіх інших. Тільки трубопроводи можуть забезпечити безперебійне та рівномірне постачання значних обсягів нафти з мінімальними економічними затратами. Крім того, важливою перевагою трубопровідного транспорту є можливість значної автоматизації технологічного процесу.

Успішний процес переробки і перекачування нафти і газу залежить від строгого контролю і підтримки на заданому рівні тиску, температури, витрати, а також від контролю якості вихідного продукту. Підтримка із заданою точністю на заданому рівні параметрів швидкоплинних процесів при ручному управлінні виявляється не можливою. Тому сучасне нафтохімічне і нафтопереробні виробництво можливе тільки при оснащенні технічних установок відповідними автоматичними вимірювальними приладами, інформаційно-вимірювальними системами і системами автоматичного управління. Таким чином, сучасний етап розвитку здобичі і переробки нафти і газу немислимий без застосування контрольно-вимірювальних приладів і мікропроцесорної техніки.

У зв'язку з тим, що обладнання на більшості нафто перекачувальних станцій було побудовано і запущено в експлуатацію в кінці 80-х років, прилади і засоби автоматизації на даний момент морально застаріли і не надавали достатній рівень інформативності і керованості системи. Для того, щоб спростити процес експлуатації, підвищити надійність системи в даному

проекті була проведена заміна старих приладів і датчиків на нових сучасніші і застосований мікропроцесорний контроллер для централізованого управління технологічним процесом.

Розробка, спрямована на вдосконалення технологічного процесу перекачування нафти, є актуальною.

Об'єкт дослідження — методи побудови та моделювання автоматизованої системи управління нафто перекачувальної станції.

Предмет дослідження — автоматизована система управління нафто перекачувальної станції.

1. АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ПЕРЕКАЧУВАННЯ НАФТИ

1.1 Будова та складові трубопровідного транспорту

Нафтопроводи і нафтопродуктопроводи за своєю будовою не мають суттєвих відзнак і складаються власно із трубопроводу та насосних (перекачувальних) станцій, які розташовують уздовж траси трубопроводу.

Основними спорудами магістрального нафтопроводу або нафтопродуктопроводу є: головна перекачувальна станція, у резервуарі якої поступають нафта або нафтопродукти, при цьому нафта закачується по трубопроводах з нафтопромислів, а нафтопродукти – від нафтопереробних заводів; проміжні перекачувальні станції, що забезпечують подальше переміщення нафти і нафтопродуктів по трубопроводу; кінцевий пункт або нафтобаза, де здійснюється прийом нафти або нафтопродукту з трубопроводу для подальшого відправлення споживачам, і власно трубопровід з відгалуженнями і лінійними спорудами, до яких належать будинки лінійних ремонтників та аварійно-ремонтні пункти, пристрої лінійного і станційного зв'язків, установки корозійного захисту та допоміжні споруди.

На магістральних нафтопроводах використовується в основному три види нафто перекачувальних станцій (НПС): головні нафто перекачувальні станції нафтопроводів (ГНПС), проміжні нафто перекачувальні станції (ПНПС) і головні нафто перекачувальні станції експлуатаційних ділянок нафтопроводу (ГНПС експлуатаційних ділянок). ГНПС призначені головним чином для прийняття нафти з промислів і подачі її в нафтопровід. Вони мають резервуарний парк, який грає роль буферної місткості між промислами і магістраллю і роль аварійної місткості при аварії на магістралі або промислах. ПНПС служать для поповнення втрат енергії рідини, що виникають при русі потоку нафти по магістралі. Дані станції розташовуються вздовж нафтопроводу через 100 – 150 км. ГНПС

експлуатаційних діляниць нафтопроводу в основному призначені для гідродинамічного роз'єднання магістралей на відносно невеликі ділянки (400 – 600 км) з метою полегшення керування перекачуванням і локалізацією гідродинамічних збурень потоку (гідроударів) у межах цих ділянок. Ця функція подібних НПС виконується за рахунок розміщення на них резервуарних парків. Останні є засобом гідродинамічного розділення магістралей на експлуатаційні ділянки. Технологічні схеми ГНПС і ГНПС експлуатаційних діляниць практично аналогічні (рис. 1.1).

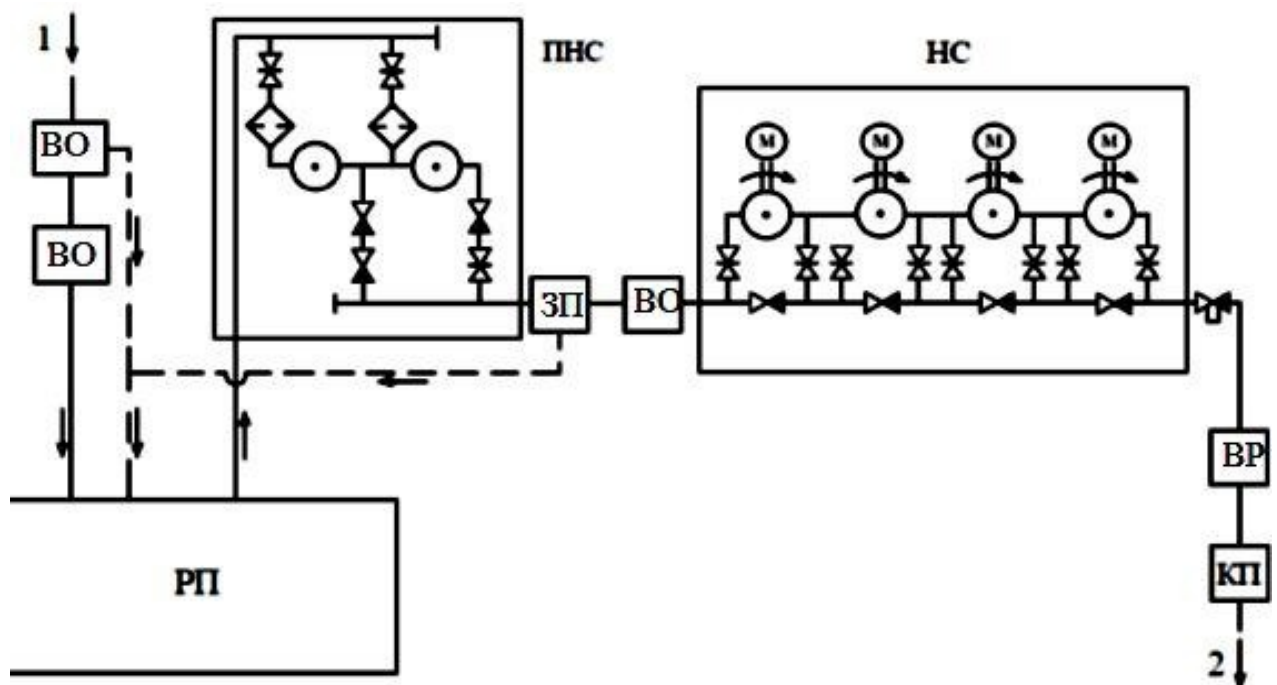


Рис. 1.1. Технологічна схема ГНПС нафтопроводу

Основний шлях проходження нафти показаний суцільними лініями і стрілками. Нафта з промислів надходить на ГНПС і проходить послідовно вузол запобіжних пристроїв (ЗП), що захищають обладнання і трубопроводи від підвищеного тиску, потім – вузол обліку (ВО), де вимірюється кількість нафти, яка надходить з промислів, і далі прямує в

резервуарний парк (РП). Звідси нафта відбирається насосами підпірної станції (ПНС) і подається з необхідним підпором на вхід насосів головної насосної станції (ГНС). Між ПНС і ГНС нафта проходить другий вузол запобіжних пристроїв і другий вузол обліку. Другий вузол обліку використовується для вимірювання кількості нафти, що надходить у магістраль. Після ГНС нафта через вузол регулювання тиску (ВР) і камеру пуску скребка (КП) направляється безпосередньо в магістральний нафтопровід. Вузол регулювання тиску служить для зміни продуктивності й тиску на виході ГНПС за допомогою дроселювання потоку на регулюючих заслінках або в регуляторах тиску, встановлених на вузлі.

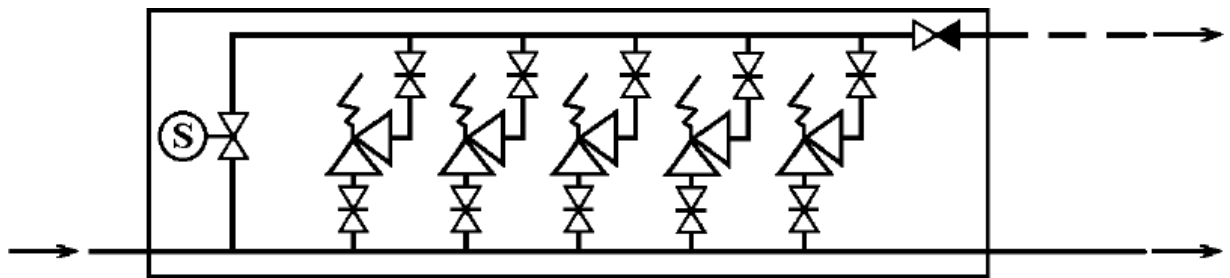


Рис. 1.2. Вузол запобіжних пристроїв

Камера пуску скребка являє собою пристрій, призначений для запуску в магістраль засобів очищення її від внутрішніх забруднень. Вузол запобіжних пристроїв (рис. 1.2) складається із з'єднаних паралельно охоронних клапанів підйомного типу, пружина яких відрегульована на відповідний тиск. При підвищенні тиску в трубопроводі, який захищається даними клапанами, вони відкриваються і направляють частину нафти по трубопроводу скидання в резервуарний парк РП, де для її прийняття передбачається не менше двох резервуарів. Вузли обліку існуючих ГНПС як засіб вимірювання кількості перекачуваної нафти в основному мають турбінні лічильники типу «Турбоквант» (рис. 1.3).

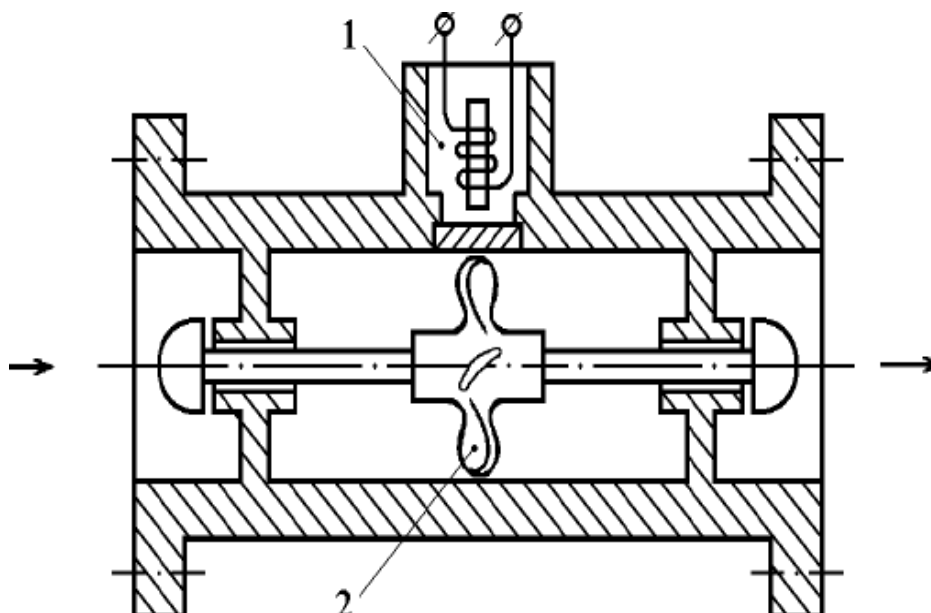


Рис. 1.3. Принципова схема лічильника «Турбоквант»

Число обертів крильчатки 2, яке залежить від швидкості потоку нафти (або пропускної здатності), зчитується за допомогою датчика 1. Він реагує на частоту проходження повз нього феромагнітних лопатей крильчатки 2. Точність показання лічильника «Турбоквант» досить висока лише для певного діапазону продуктивності. Тому для забезпечення вимірів високої точності при будь-якій продуктивності трубопроводу вузли обліку обладнуються кількома паралельно встановленими лічильниками (рис. 1.4)

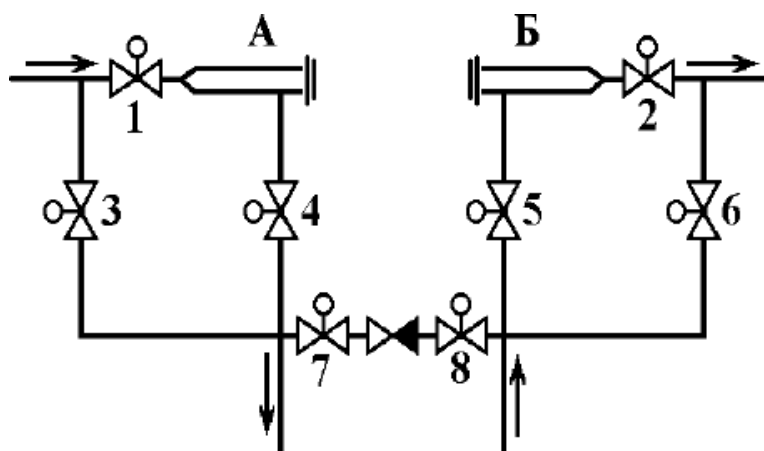


Рис. 1.4. Камера пуску скребка

При цьому кількість робочих лічильників варіюється залежно від продуктивності. Лічильники розміщуються на вимірювальних лініях. Перед кожним з них на лінії знаходиться сітчастий фільтр і струмене випрямляч, які забезпечують лічильникам нормальні умови роботи. Крім робочих вимірювальних ліній, у вузол обліку входить контрольна вимірювальна лінія для перевірки робочих лічильників і турбо поршнева установка ТПУ, яка використовується для цих же цілей. Остання входить до складу комерційних вузлів обліку, якими є вузли ГНПС нафтопроводу.

Технологічна схема ПНПС показана на рис. 1.5. Нафта від вузла підключення НПС до магістралі (ВМ) рухається на вхід насосної станції через майданчик фільтрів - уловлювачів бруду (ФБ) і систему згладжування хвиль тиску (СЗХТ), потім після НС знову надходить у магістраль через вузол регуляторів тиску (ВР) та вузол (ВМ).

Пристрій для очистки трубопроводу від забруднень і парафіну являє собою об'єднані в одне ціле камери прийняття А і пуску скребка Б (рис. 1.4). При нормальному режимі роботи ПНПС нафта рухається через відкриті засувки 3 і 6 (засувки 7 і 8 також відкриті).

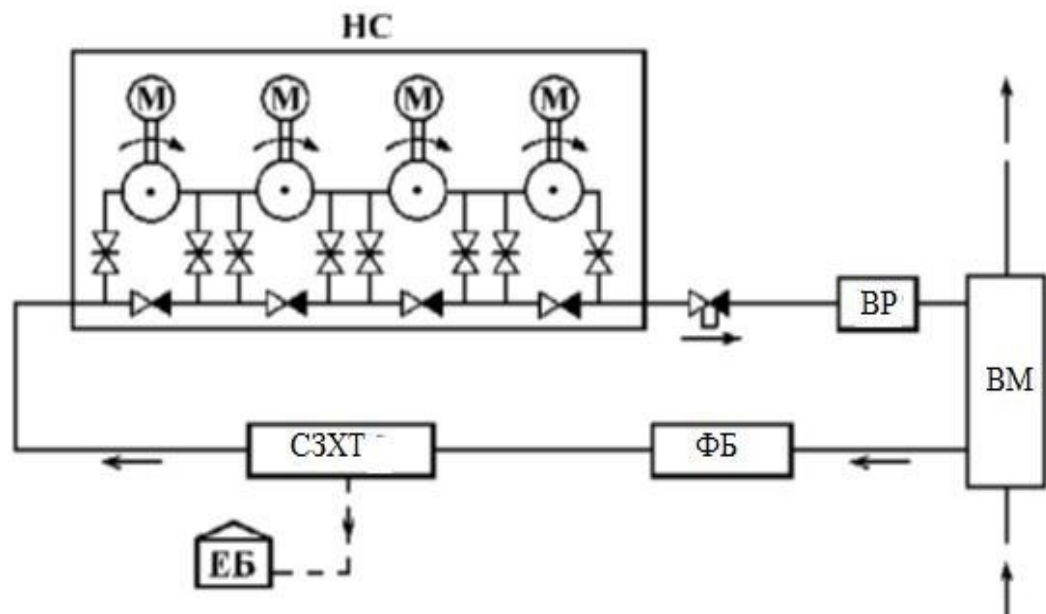


Рис. 1.5. Технологічна схема ПНПС

Перед отриманням скребка, запущеного на попередній станції, засувка 3 закривається і відкриваються раніше закриті засувки 1 і 4. Скребок струменем нафти заноситься в камеру А. Після цього засувки 1 і 4 знову закриваються і відкривається засувка 3, скребок з камери А вилучається через люк в її торці. За аналогічним принципом здійснюється запуск скребка через камеру Б. Камера пуску скребка ГНПС подібна камері пуску скребка ПНПС.

На майданчику фільтрів-брудовловлювачів знаходиться три паралельно сполучених фільтри (рис. 1.6), що являють собою конструкцію типу «труба в трубі» (рис. 1.7). Очищення фільтрів проводиться через люк 1, розташований на одному з торців апарату.

Система згладжування хвиль тиску (СЗХТ) застосовується на нафтопроводах діаметром 720 мм і вище для захисту лінійної частини магістралей і устаткування НПС від гідравлічного удару – інтенсивного наростання тиску при різкому прикритті засувки, зупинках насосів і т. п.

За принципом перекачування нафти застосовують дві системи: постанційну і транзитну.

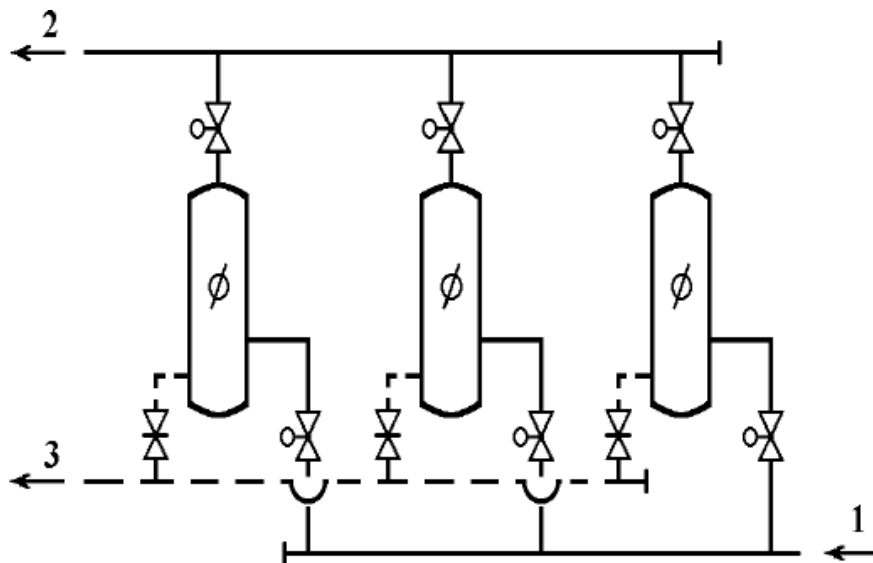


Рис. 1.6. Схема майданчика фільтрів

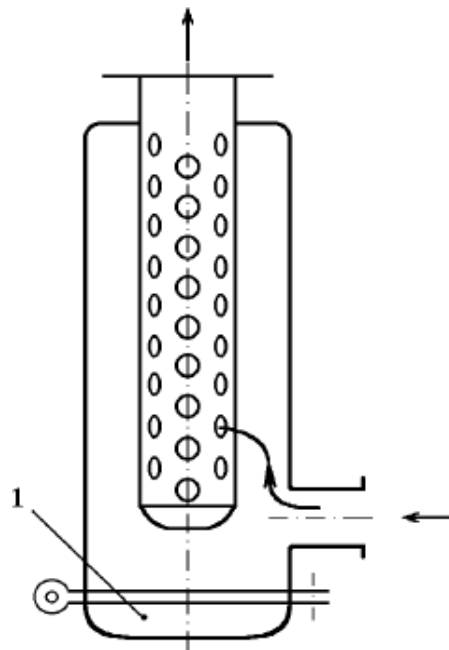


Рис. 1.7. Схема фільтра

Постанційна система перекачування характеризується тим, що нафта або нафтопродукти поступають у резервуари проміжних перекачувальних станцій, з яких потім їх відкачують на наступну станцію. Для забезпечення безперервності роботи трубопроводу для кожного сорту нафти або нафтопродукту на станціях передбачається не менше двох резервуарів, причому в один резервуар продукт закачується, а з іншого – одночасно відкачується і подається у трубопровід. За цією схемою для трубопроводів значної пропускної здатності необхідна велика кількість резервуарів відповідного об'єму, що пов'язано з ускладненням умов експлуатації та додатковими витратами.

Нині в основному застосовують *транзитну систему* перекачування, особливість якої полягає в тому, що перекачування здійснюється безпосередньо з насоса в насос. У цьому випадку продукт з попередньої станції поступає у всмоктувальний трубопровід даної станції і насосом перекачується до наступної.

Перекачування «з насоса в насос» є найбільш досконалою та

економічною системою, оскільки при її використанні забезпечується максимальна герметизація системи і виключаються втрати від випаровування продукту в резервуарах. Останні при такій системі можуть споруджуватися з мінімальним об'ємом для вивільнення трубопроводу під час пуску та ремонту.

Як перекачувальні агрегати найбільш ефективними вважаються відцентрові насоси, які легко піддаються синхронізації та автоматичному регулюванню. У разі використання поршневих насосів для запобігання надлишкового тиску через порушення синхронності їх роботи у всмоктувальній та нагнітальній лініях встановлюють запобіжні клапани, відрегульовані на відповідний тиск. Для прийняття надлишку рідини від них передбачаються спеціальні резервуари. Іноді користуються схемою перекачування нафти «увімкнутий резервуар». У цій схемі для перекачування нафти

«з насоса в насос» передбачається відгалуження у вигляді проміжних резервуарів, у які частина нафти поступає лише в момент порушення синхронності роботи насосів. Об'єм резервуарів при цьому незначний, оскільки до них надходить лише надлишок нафти.

Головна перекачувальна станція розташовується на початковій ділянці трубопроводу (у головній частині магістралі), тобто у районі нафтових промислів або нафтопереробного заводу, оскільки вона слугує для прийняття нафти або нафтопродуктів і подальшої подачі їх у трубопровід.

Проміжні станції, що призначені для додаткового підвищення тиску рідини, розташовують уздовж трубопроводу, якщо можливо, то на рівних відстанях з урахуванням рівномірного розподілу тиску по всіх станціях трубопроводу. З економічної точки зору проміжні станції намагаються розміщати поблизу населених пунктів, залізниць, автомобільних доріг, джерел електро - та водопостачання. Головні – на майданчиках нафтопереробних заводів і установок переробки нафти, а також поблизу резервуарних парків з використанням їх об'єму.

До складу виробничо-технологічних споруд перекачувальних станцій, окрім власно перекачувальних (основної та підпорної), входять: резервуарний парк (для головних наливних станцій), пристрої для пуску скребків або роз'єднувачів, установки для фільтрів, а також окремі місткості для збросу витоків і прийняття рідини із запобіжних систем захисту. На кінцевих (наливних) станціях та на проміжних (коли передбачено налив продуктів у залізничні цистерни) споруджують відповідні залізничні наливні пристрої (естакади).

Окрім технологічних споруд, на майданчиках розміщують виробничо-допоміжні об'єкти водоспоживання, каналізації та електропостачання, а також адміністративно-господарські споруди.

Споруди перекачувальних станцій розташовують на території у вигляді зон. Відстань між зонами та розриви між окремими будівлями у самих зонах регламентуються відповідними нормативами та правилами проектування.

Усі технологічні споруди перекачувальних станцій пов'язані між собою системою трубопроводів, яка дозволяє виконувати такі основні операції: прийняття нафти в резервуари та подачу її по магістральному трубопроводу до наступної перекачувальної станції з необхідним підпором (проти кавітаційним запасом), прийняття з магістрального нафтопроводу і пуск у нього скребка без зупинки станції; автоматичний перехід на перекачування нафти по магістральному трубопроводу, обминаючи наступну станцію у разі її зупинки; скидання нафти із системи розвантаження насосів у резервуари-приймачі у разі надлишкового підвищення тиску з наступною відкачкою у приймальний трубопровід основних насосів; внутрішньо паркові перекачування, що здійснюються підпорними насосами; подачу нафти через розмивні головки з метою запобігання відкладам парафіну та зачистки резервуару.

Основні магістральні насоси на головних та проміжних станціях з резервуарами зазвичай працюють синхронно з підпорними насосами,

призначеними для створення підпору на вході у насос для виключення негативного впливу парів нафти і нафтопродуктів. Підпорні насоси нерідко розміщують в окремій будівлі, що зветься підпорною станцією.

Нафто перекачувальні насосні станції забезпечуються як основним, так і допоміжним обладнанням. До основного відносять насосні агрегати (насоси разом з двигунами), що здійснюють перекачування нафти і нафтопродуктів по магістральному трубопроводу, до допоміжного – обладнання, що обслуговує основні агрегати, наприклад: місцеві водяні та паливні насоси, компресори та інші повітророзподільні пристрої, установка забезпечення мастилом для системи змашування, вентилятори, живильні бачки, теплообмінники тощо.

Основним типом насосного агрегату є відцентровий насос (із приводом від електродвигуна), подача якого складає до 50 тис. м³/год, а напір до 200 м.

Розрахунки та практика проектування показали, що завжди ефективніша робота двох або трьох послідовно встановлених насосів (замість одного високо напірного). Тому зазвичай у магістральних насосних встановлюють груповий насосний агрегат з двох або трьох послідовно з'єднаних насосів, що забезпечують напір у 400 – 600 м із збереженням подачі кожного з насосів і мінімальної потужності електродвигунів. Кількість робочих насосів визначається, виходячи з розрахункового робочого тиску, характеристики насосів та режиму перекачування (з урахуванням автоматичного регулювання параметрів процесу).

1.2. Будова нафто перекачувальної станції

На головній нафто перекачувальній станції нафту з резервуарів закачують у трубопровід. Завантаження здійснюють так звані основні насоси, встановлені в насосному цеху станції, з'єднані послідовно або паралельно. На рис. 1.8 зображено поперечний розріз насосного цеху нафто

перекачувальної станції з трьома послідовно з'єднаними насосними агрегатами.

У цьому випадку насосний цех розділений на два зали особливою протипожежною (брандмауерною) стінкою. Ліва зала цеху призначена для встановлення приводів насосних установок (як правило, це потужні електродвигуни); у правому залі цеху поміщають відцентрові нагнітачі, які, власне, здійснюють перекачування нафти.

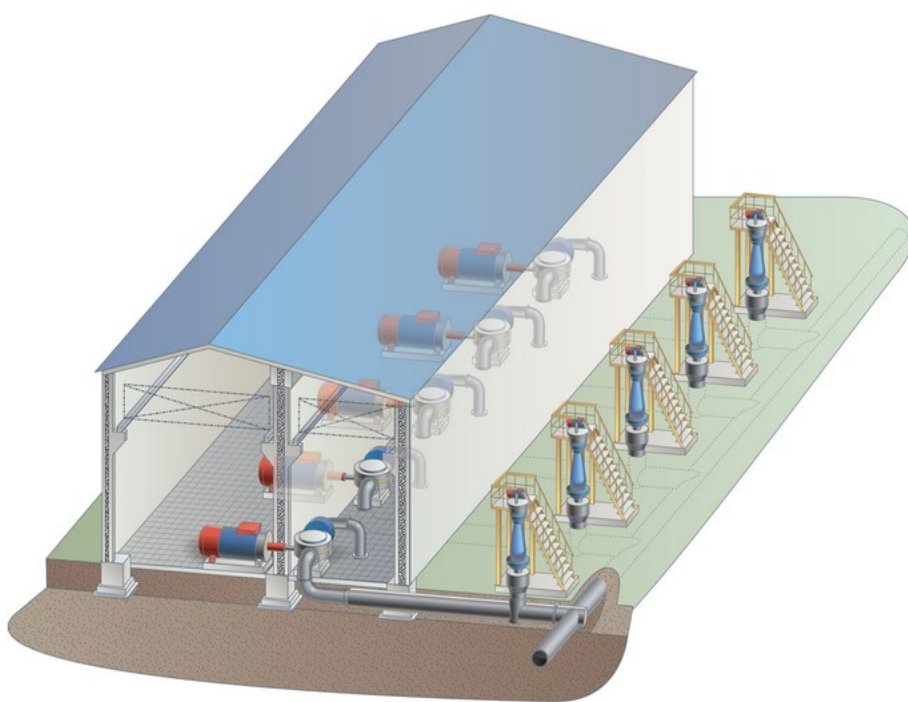


Рис. 1.8 Поперечний розріз насосного цеху нафто перекачувальної станції

Привід та відцентровий нагнітач (дві частини нафто перекачувального агрегату) з'єднані валом, що проходить через брандмауерну стінку. Отвори, через які проходять вали приводів, щоб уникнути попадання парів нафти в приміщення з електродвигунами, закриті гнучкими гумовими шторками, до них підведена припливна вентиляція.

Насоси – це пристрої для примусового переміщення рідини від перерізу з меншим значенням тиску (лінії всмоктування) до перерізу з більшим значенням тиску (лінію нагнітання).

Рух рідини проти тиску досягається примусовим шляхом. Зокрема, у відцентрових насосах, що використовуються для перекачування нафти та нафтопродуктів, рідина переміщається від перерізу з меншим тиском до перерізу з великим тиском відцентровою силою, що виникає при швидкому обертанні робочого колеса з профільними лопатками

Кожен відцентровий нафто перекачувальний агрегат складається з двох основних частин: приводу, завдання якого входить створення обертання вала насоса (як правило, це потужний електродвигун), і відцентрового нагнітач, що містить усередині свого корпусу (статора), робоче колесо з профільними лопатками. За допомогою лопаток робочого колеса нафта переміщається з низького тиску (лінії всмоктування), в область високого тиску (лінію нагнітання). Відцентрова сила інерції змушує нафту рухатися вздовж лопаток колеса від центральної частини навколо валу до периферії. Ця сила здатна подолати досить великий перепад тиску. Зрозуміло, що для такого примусового переміщення необхідні витрати зовнішньої енергії на обертання робочого колеса, що робить привід насоса — як правило, потужний електродвигун.

Відцентрові насоси складають основний вид нагнітального обладнання для перекачування нафти магістральними трубопроводами і застосовуються як на головній, так і на проміжних станціях, що перекачують.

Основні насоси НПС, тобто. насоси, які роблять найбільш істотний внесок у створення загального тиску нафто перекачувальних станцій, на більшості російських нафтопроводів з'єднують послідовно, оскільки кожен з вітчизняних насосів здатний розвинути тільки частину сумарного тиску,

необхідного для перекачування. Крім того, включенням або відключенням окремих насосів на НПС можна здійснювати гнучке управління режимами транспортування нафти в залежності від плану поставок.

Нафта із резервуарів парку самопливом, тобто. під дією тяжкості стовпів рідини, що подається до основних насосів через підпірні насоси. Відцентрова сила, що діє на нафту, що потрапляє в робоче колесо підпірного насоса (приблизно 1000 об/хв), з силою викидає рідину з нижньої частини склянки корпусу насоса в напірний трубопровід, з якого вже стиснута нафта з тиском, як правило, 5-7 атм, Спрямовується до основних насосів НПС.

Підпірні насоси зазвичай з'єднують паралельно для того, щоб зменшити подачу нафти на кожен з них, адже підпірним насосам доводиться забирати рідину з дуже малим напором на вході. Зазвичай підпірні насоси встановлюють не в самій будівлі насосної, а поряд з ним безпосередньо просто неба.

З підпірних насосів нафта потрапляє у вузол обліку, у якому встановлено пристрої вимірювання витрати рідини на потоці. Для того, щоб ці пристрої могли працювати, потрібен певна швидкість рідини, яку якраз і забезпечують підпірні насоси.

На проміжних НПС, що працюють за схемою «з насоса — насос», установка підпірних насосів не потрібна. Підпір, необхідний нормального функціонування основних насосів, створюється попередньої НПС

2. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ СТАНЦІЄЮ ПЕРЕКАЧУВАННЯ НАФТИ

2.1. Аналіз об'єкта автоматизації

Нафто перекачувальна станція – це комплекс споруд і технологічних вузлів, призначених для транспортування нафти магістральним нафтопроводом та забезпечення необхідної якості технологічного процесу. Для накопичення нафти використовуються резервуари (Р). Нафта надходить до резервуарів із нафтопромислу магістральним нафтопроводом. Для транспортування нафти через магістральний нафтопровід використовуються відцентрові насоси.

Щоб забезпечити нормальне функціонування основних магістральних насосів, на вході необхідний надлишковий тиск. Для створення цього тиску використовуються підпірні насоси, які перекачують нафту з резервуарів до входу магістральних насосів. У резервуарах нафта зберігається таким чином, щоб ефективно використовувати їх обсяг і підтримувати рівень нафти у межах технологічного режиму. Крім того, у резервуарах відбувається осадження механічних домішок і підтоварної води.

Система автоматичного управління тиском на станції перекачування нафти (рис. 2.1) забезпечує підтримання необхідного тиску нафти в нафтопроводі.

У схемі технологічного процесу нафта надходить у резервуар з нафтопроводу через фільтр (Ф-1) та регульований клапан (К-1).

Температура і рівень нафти у резервуарі контролюються. З резервуару нафта через фільтр (Ф-2) подається підпірним насосом (Н-1) до входу магістрального насоса (Н-2) через регульований клапан (К-2) і надходить до магістрального нафтопроводу. Клапан (К-3) на виході насоса управляється електроприводом (П). Сигнал управління формується програмованим логічним контролером (ПЛК).

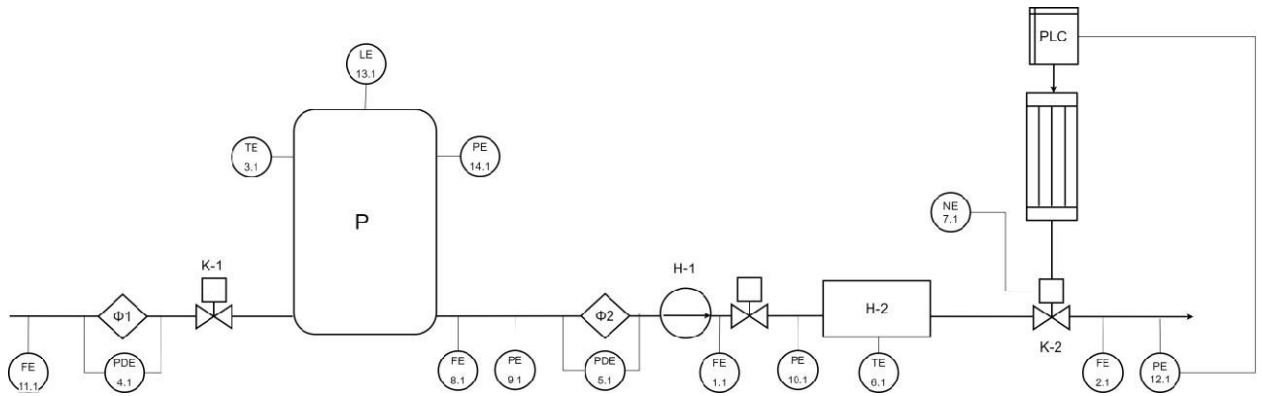


Рис. 2.1. Схема системи автоматичного управління тиском на станції перекачування нафти

2.2. Розробка структурної та функціональної схеми системи

Об'єктом керування є клапан, а управління технологічним процесом зводиться до підтримання заданого тиску нафти в трубопроводі. Централізоване керування здійснюється шляхом завдання напрямку руху заслінки клапана за допомогою зміни обертання валу двигуна. На польовому рівні управління полягає в автоматичному регулюванні тиску в трубопроводі.

Призначення та цілі створення автоматизованої системи управління станції перекачування нафти

Автоматизована система управління станції перекачування нафти призначена для підтримання тиску в трубопроводі та забезпечення доставки нафти до місця призначення. Цілі створення АСУ ТП включають:

- автоматичну підтримку тиску нафти в трубопроводі станції перекачування нафти ;
- контроль параметрів нафти в трубопроводі та резервуарі станції перекачування нафти ;
- зменшення потреби в трудових ресурсах та зниження впливу людського фактора;

- забезпечення ефективного управління технологічним процесом станції перекачування нафти через надання оперативному персоналу необхідної інформації в достатньому обсязі;
- передавання даних на верхній рівень.

Структурна схема автоматизованої системи управління тиском на станції перекачування нафти представлена на рис. 2.2. і має три рівні.

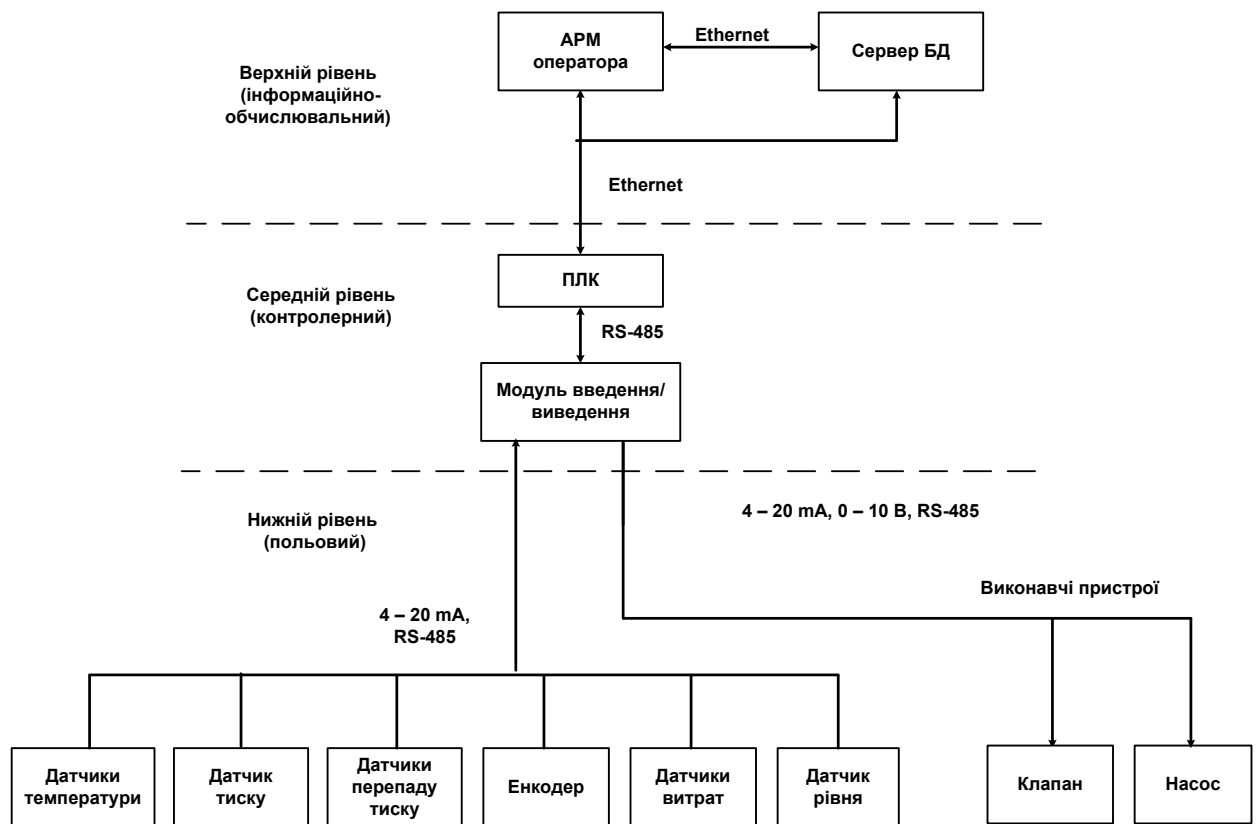


Рис. 2.2. Структурна схема автоматизованої системи управління станції перекачування нафти

Нижній рівень системи управління станції перекачування нафти (польовий) складається з вимірювальних пристроїв (перетворювачів), які збирають сигнали про параметри технологічного процесу, та виконавчих

пристроїв, які реалізують керуючі дії. До виконавчих пристроїв належать відцентровий насос, підпірний насос та регульований клапан.

Середній рівень системи управління станції перекачування нафти (контролерний) складається з програмованого логічного контролера (ПЛК), що виконує такі функції:

- виконання команд верхнього рівня системи управління станції перекачування нафти;
- обмін інформацією з верхнім рівнем системи управління станції перекачування нафти;
- збір та обробка інформації про параметри технологічного процесу станції перекачування нафти
- збір та обробка інформації про стан вимірювальних і виконавчих пристроїв станції перекачування нафти;
- автоматичне регулювання.

На верхньому рівні системи управління станції перекачування нафти встановлено комп'ютера автоматизованого робочого місця оператора. Він з'єднаний з програмованим логічним контролером ПЛК через інтерфейс Ethernet.

На рисунку 2.3 представлена функціональна схема автоматизованої системи управління нафто перекачувальною станцією.

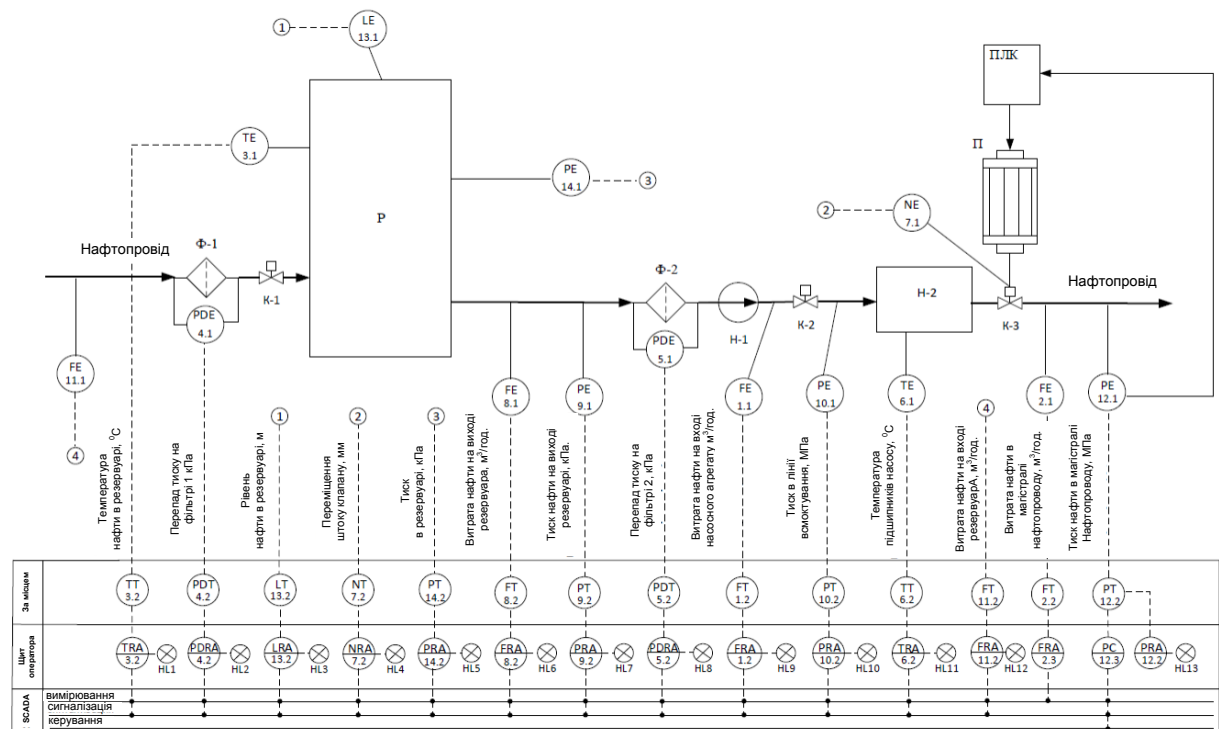


Рис. 2.3. Функціональна схема автоматизованої системи управління станції перекачування нафти

Перелік параметрів, які контролює система:

1. Перепад тиску на фільтрі 1
2. Перепад тиску на фільтрі 2
3. Температура нафти у резервуарі
4. Рівень нафти у резервуарі
5. Витрата нафти на виході з резервуару
6. Тиск нафти на виході з резервуару
7. Витрата нафти на вході до резервуару
8. Тиск нафти у резервуарі
9. Витрата нафти у лінії всмоктування
10. Тиск нафти у лінії всмоктування
11. Температура підшипників насоса
12. Положення клапана
13. Витрата нафти у магістральному нафтопроводі
14. Тиск нафти у магістральному нафтопроводі

В табл. 2.1. наведено технічні характеристики програмованого логічного контролера SIMATIC S7-1200.

Таблиця 2.1. Технічні характеристики програмованого логічного контролера SIMATIC S7-1200

Напруга живлення	~85..264В Номінальна (~115/230) В
Струм споживання процесором	100 мА при ~120 В, 50 мА при ~230
Постійна пам'ять	4 МБ, розширюється картою пам'яті до 2ГБ
Енергонезалежна пам'ять	10кб
Типовий час виконання	Логічних операцій - 0,08мкс, операцій зі словами - 1.7мкс, математичних операцій з плаваючою крапкою - 2.3мкс.
Вбудовані високочастотні лічильники	6х100/30кГц
<i>Дискретні входи</i>	Кількість 14
Гальванічна розв'язка	групова
Вхідна напруга/ струм	24 В/ 4 мА
Довжина кабелю, не більше – екранований – звичайний	500м, 50м для високочастотного лічильника; 300м
<i>Дискретні виходи</i>	Кількість 10
Тип виходів	Замикаючі контакти реле
Вихідна напруга	=5 ... 30 В/ ~5 ... 250 В
Гальванічна розв'язка	індивідуальна
Частота перемикання релейних виходів, не більше	1 Гц
Довжина кабелю, не більше	

– екранований	500м;
– звичайний	150м
<i>Аналогові входи</i>	Кількість 2
Діапазон вимірювання вхідних сигналів	0..10 В
Точність перетворення	±3%, при t 25°C; ±3,5% при t 0..+55°C
Довжина екранованого кабелю	100м, вита пара
<i>Аналогові виходи</i>	Кількість 2
Діапазон вимірювання вхідних сигналів	0..10 В
Точність перетворення	±3%, при t 25°C; ±3,5% при t 0..+60°C
Тип вихідного сигналу	0..20мА
<i>Інтерфейси зв'язку</i>	
Вбудовані інтерфейси	Ethernet/PROFINET
Обмін даними через мережі	Industrial Ethernet/ PROFINET/ PROFIBUS DP, PtP (Point-to-Point)
Протоколи	TCP/IP, ISO, MODBUS TCP
Програмування	Середовище програмування STEP 7 від V11 SP2 + HSP

Програмування контролера здійснюється у середовищі TIA Portal з підтримкою трьох мов програмування: LAD, FBD, SCL.

2.4. Вимірювальні засоби системи

2.4.1. Датчик температури Rosemount 3144P

Для вимірювання температури нафти вибираємо датчик Rosemount 3144P (рис. 2.6). Цей температурний перетворювач має значний термін служби, який становить 5 років, що більше порівняно з іншими датчиками.

Крім того, він відзначається високою точністю та широким діапазоном робочих температур, що забезпечує його ефективну роботу в різних умовах навколишнього середовища [11].



Рис. 2.6. Датчик температури Rosemount 3144P

Вимірювальний перетворювач температури характеризується високою точністю, стабільністю і надійністю. Вбудована технологія статистичного контролю процесу (SPM) і діагностики забезпечує постійний контроль умов процесу і діагностику контуру термopари.

Технічні характеристики:

- Вихідний сигнал: 4-20 мА, протокол HART або FOUNDATION Fieldbus.
 - Корпус: з двома відсіками для монтажу в польових умовах
 - Інтерфейс: РК-дисплей
 - Період оновлення показань: 0,5 і 1 с
 - Ущільнювальні кільця: Buna-N
-

- Температура навколишнього середовища: -51 - +85 °C - опція K1005; -60 - +85 °C - опція BR6
 - Інтервал між перевірками: 5 років
 - Можливість вимірювань середньої температури і різниці температур: є
 - Контроль опору петлі термопари: є
 - Конфігуратор: перетворювачі опору
-

Чутливим елементом датчика температури Rosemount 3144P є мідний або платиновий вимірювальний перетворювач. Його вихідним сигналом – струмова петля (4-20 мА або 0-5 мА). Омічний опір терморезистора змінюється при зміні температури на чутливому елементі датчика. Вимірювальний перетворювач перетворює вихідну напругу термо чутливого елемента у сигнал для передачі на середній рівень системи управління станції перекачування нафти.

2.4.2. Датчик тиску Rosemount 3051C

Для вимірювання тиску системи управління станції перекачування нафти обираємо датчик Rosemount 3051C (рис. 2.7). Цей датчик має такі переваги [12]:

- точність вимірювань забезпечує мала відносна похибка.
- високу надійність при зовнішніх впливах забезпечує широкий діапазон робочих температур.
- Довгий термін служби, що робить його ефективним і довговічним вибором.
- для зручності інтеграції з іншими системами є в наявності інтерфейсний вихід RS-485.

Параметри датчика тиску Rosemount 3051C наведено в таблиці 2.4.

- Таблиця 2.4. Порівняння датчиків тиску

Параметр	Rosemount 3051C
Діапазон вимірювання	-0.1...2.5 МПа
Точність вимірювання	±0.1%
Робоча температура	-40...+85 °С
Вихідний сигнал	4-20 мА
Матеріал корпусу	Нержавіюча сталь
Живлення	24 В DC
Термін служби	10 років
Вартість	Висока



Рис. 2.7. Датчик тиску Rosemount 3051C

Датчик тиску складається з чутливого елемента та перетворювача. У складі чутливого елемента знаходяться вимірювальний блок та плата аналого-цифрового перетворювача (АЦП). Тиск впливає на чутливий елемент (ємнісну вимірювальну комірку) та розділові мембрани, що призводить до зміни їх положення. Це, в свою чергу, створює різницю ємностей між вимірювальною мембраною та пластинами конденсатора, розташованим по обидва боки від вимірювальної мембрани. Різниця ємностей передається на АЦП і перетворюється електронним перетворювачем у вихідний сигнал датчика [12].

2.4.3. Датчик рівня Rosemount 5300

Для вимірювання рівня нафти системи управління станції перекачування нафти обираємо датчик Rosemount 5300 (рис. 2.8), оскільки він має найкращий діапазон робочих температур і широкий діапазон вимірювання. Вихідні сигнали з цифровим інтерфейсом дозволяють проводити розширену діагностику та обслуговування приладу [13].

Таблиця 2.5. Характеристики датчика Rosemount 5300

Параметр	Rosemount 5300
Діапазон вимірювання рівня	0-20 м
Точність вимірювання	$\pm 0.1\%$
Робоча температура	-40...+100 °C
Вихідний сигнал	4-20 мА
Матеріал корпусу	Нержавіюча сталь
Живлення	24 В DC
Термін служби	10 років

Параметр	Rosemount 5300
Вартість	Висока

Принцип дії рівнемірів серії Rosemount 5300 базується на технології рефлектометрії з часовою роздільною здатністю. Випромінювач генерує мікрохвильові імпульси малої потужності, які проходять через занурювальний елемент, що знаходиться в технологічному середовищі (рідинах або газах). Коли імпульс досягає межі розділу фаз (середовища з іншими властивостями проникності), він відбивається у зворотному напрямку. Рівень рідини або рівень межі розділу двох середовищ розраховується на основі різниці в часі між передачею і прийомом імпульсу [13].



Рис. 2.8. Датчик рівня Rosemount 5300

2.4.4. Датчик перепаду тиску ДМ5017ЕХ

Як датчик перепаду тиску виберемо датчик ДМ5017ЕХ (рис. 2.9.).



Рис. 2.9. Датчик перепаду тиску ДМ5017ЕХ

Характеристики датчика перепаду тиску ДМ5017ЕХ представлені у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6. Характеристики датчика перепаду тиску ДМ-5017

Параметр	Значення
Вимірюване середовище	Газ, рідина, пара
Діапазони вимірів	(0 – 40) МПа
Межа допустимої похибки	$\pm 0,25 \%$
Вихідний сигнал	(4 – 20) мА, RS-485
Вибухозахищеність	+
Температура навколишнього середовища	(мінус 55 – 85) °C
Середній термін служби, років	8

Датчик має високу точність, широкий діапазон температур та досить довгий термін служби [14].

2.4.5. Датчик витрати Rosemount 8700

Для вимірювання витрати нафти обираємо витратомір Rosemount 8700 (рис. 2.10). Цей витратомір має відповідний діапазон робочих температур та межі вимірювання [15]. На відміну від інших моделей, електромагнітний витратомір є безконтактним, що спрощує його встановлення та збільшує термін служби.



Рис. 2.10. Витратомір Rosemount 8700

2.5. Вибір виконавчих механізмів

Виконавчий пристрій – це пристрій в автоматизованих системах, який здійснює керуючий вплив регулятора на об’єкт керування, змінюючи положення регулюючого органу.

Як виконавчі механізми в системі управління, що розробляється, використовуються клапани з електроприводом і насосні агрегати.

2.5.1. Вибір насосного агрегату

Для перекачування нафти було обрано насос 1Д 630-90а (рис. 2.11).
 Параметри насоса. Параметри насоса наведено у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8. Параметри насоса 1Д 630-90а

Параметр	
Продуктивність	630 м ³ /год
Напір	90 м
ККД	87%
Споживана потужність	240 кВт
Робочий тиск	1.6 МПа
Вага	1400 кг
Вартість	Середня

Насос 1Д 630-90а забезпечує достатню швидкість подачі, має високий напір [16].

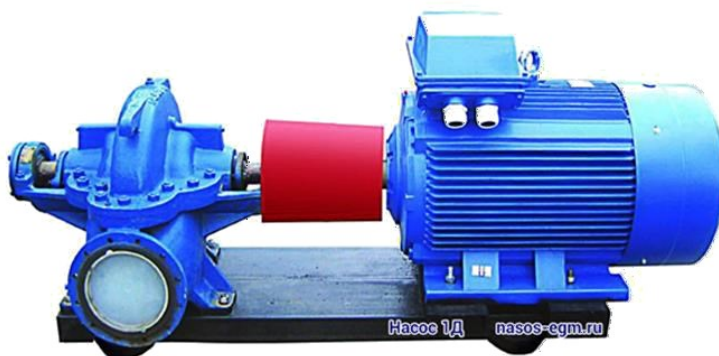
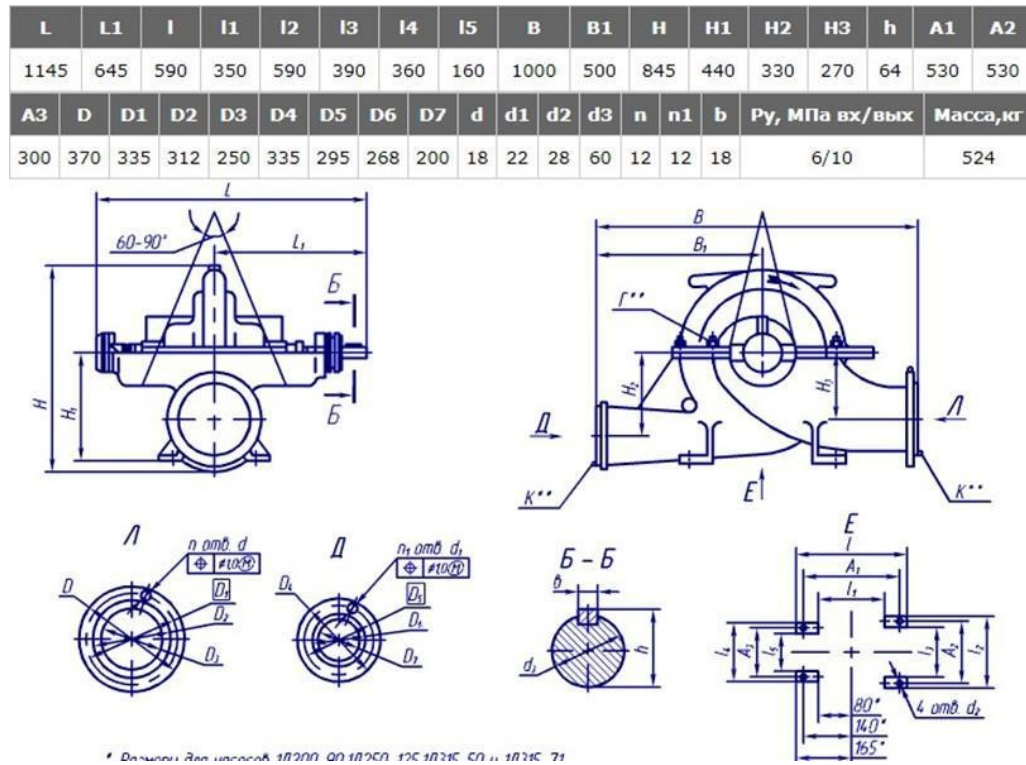


Рис. 2.11. Насос 1Д 630-90а

Габаритні розміри насоса наведено 1Д 630-90а на рис. 2.12.



Клапан – це пристрій, що забезпечує автоматичне регулювання технологічних процесів, перекриваючи площу проходу продукту трубопроводом. Параметри клапана представлені у таблиці 2.9 [17].

Таблиця 2.9. Характеристики клапана КЗР 25ч945п

Параметр	Значення
Тип клапана	Регулюючий
Матеріал корпусу	Нержавіюча сталь
Максимальний робочий тиск	2.5 МПа
Діапазон робочих температур	-40...+200 °С
Діаметр умовного проходу	50 мм
Тип приводу	Електропривод
Вихідний сигнал	4-20 мА
ККД	90%
Термін служби	10 років

Принцип дії клапанів КЗР полягає в регулюванні потоку робочого середовища шляхом переміщення плунжера відносно сідла клапана. Це змінює пропускну здатність клапана відповідно до сигналів, що надходять на електропривод, який регулює площу відкритого прохідного отвору сідла.

Клапани КЗР 25ч945п комплектуються електроприводом «Regada» різних типів виконання. Електричне приєднання здійснюється до клемної колодки. Механічне приєднання виконується фланцевим методом, приєднувальна муфта має різьбове з'єднання.

Технічні характеристики електроприводу представлені в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10. Технічні дані електроприводу «Regada»

Параметр	Значення
Тип виконання	Загальнопромислове, вибухозахищене, помірне кліматичне
Напруга живлення	220 В АС
Потужність	150 Вт
Діапазон робочих температур	-40...+60 °С
Швидкість переміщення	0.5-1.5 мм/с
Маса	12 кг
Керування	Аналоговий сигнал 4-20 мА або цифровий інтерфейс

3. РОЗРОБКА ТА ДОСЛІДЖЕННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ТА АЛГОРИТМУ РОБОТИ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ СТАНЦІЄЮ ПЕРЕКАЧУВАННЯ НАФТИ

3.1 Алгоритм автоматичного регулювання тиску магістральної насосної станції за допомогою APC управління

Метою цього розділу є розробка алгоритму стабілізації тиску у трубопроводі магістрального нафтопроводу, що забезпечує зниження споживання електричної енергії виконавчими пристроями у процесі експлуатації. Очевидним є те, що при дросельному керуванні з використанням клапана робочий режим стабілізації може виявитися поблизу повного закриття трубопроводу. В цьому випадку потік насоса на викиді «упреться» в стінку клапана і вся енергія, що споживається насосом, буде спрямована на подолання цього штучного загородження. Такий режим буде енерговитратним. У той же час при використанні тільки часто керованого контуру насосним агрегатом виникатимуть безперервні перехідні процеси стабілізації, що призводять до розгону та гальмування інерційних тіл обертання насосного агрегату, що також буде енерговитратним. Тому підходящим варіантом може бути змінна структура САР, така, що при невеликих змінах тиску забезпечується стабілізація тиску з використанням клапана, а при значних стабілізаціях тиску бере на себе контур автоматичного регулювання подачі нафти насосним агрегатом.

Таке регулювання може виконуватися у вигляді APC управління. Придатними для керування двома контурами керування тиском у трубопроводі є заміщувальне, Override керування та селективне керування Split-range control (вибіркове керування). У таких алгоритмах один або кілька контурів керування залишаються неактивними, доки значення уставки не буде досягнуто або перевищено. У моменти вибору важливіший у цей момент контур бере управління на себе. Для реалізації перемикування

використовується «High Selector Switch» (HSS) або «Low Selector Switch» (LSS). HSS використовується, коли потрібно, щоб змінна не перевищувала верхню межу. LSS працює аналогічно, тільки має нижню межу запірно-регулюючого клапана. Для регулювання використовується ПІД алгоритм. Пропорційно-інтегрально-диференціальний регулятор – пристрій у ланцюзі зворотного зв'язку, який використовується в системах автоматичного керування для формування керуючого сигналу. ПІД-регулятор формує керуючий сигнал, що є сумою трьох доданків, пропорційної, інтегральної, диференціальної складової вхідного сигналу.

Об'єктом управління є ділянка магістрального нафтопроводу між датчиком вимірювання тиску після клапана та подальша ділянка нафтопроводу.

Модельована САР працює таким чином: оператор встановлює необхідний тиск у нафтопроводі, для його досягнення є два контури регулювання тиску в магістральному нафтопроводі. Перший контур – регулювання тиску за допомогою запірно-регулюючої арматури. Другий – за допомогою насосного агрегату. Вибір контуру регулювання тиску здійснюється шляхом контролю швидкості зміни тиску в трубопроводі: коли швидкість зміни тиску стає більше 10 кПа в секунду вмикається насосний агрегат, інакше виконується дросельне керування клапаном.

Для початку змодельуємо кожну гілку управління окремо для знаходження коефіцієнтів ПІД-регулятора.

3.2. Регулювання запірно-регулюючої арматури

Для знаходження коефіцієнтів ПІД регулятора гілки керування тиском запірно-регулюючої арматурою знайдемо передавальні функції.

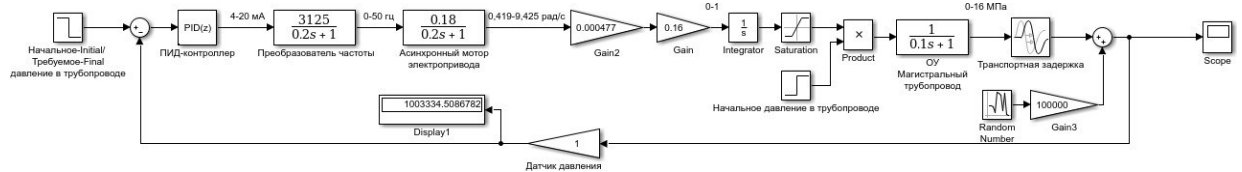


Рис. 3.1 САР управління тиском запірно-регулюючою арматурою

Передатна функція (ПФ) перетворювача частоти асинхронного двигуна електроприводу може бути апроксимована аперіодичним ланкою:

$$W_{\text{ПЧ}} = \frac{K_{\text{ПЧ}}}{T_{\text{ПЧ}} \times s + 1}, \quad (3.1)$$

$T_{\text{ПЧ}}$ приймаємо рівним 0,2 с.

Нехай керуючим сигналом перетворювача є уніфікований струмовий 4 - 20 мА. Вважатимемо робочими частотами ПЧ 0-50 Гц. Тоді в

лінійному наближенні

$$K_{\text{ПЧ}} = \frac{50 \text{ Гц}}{(20-4) \text{ мА}} = 3125 \frac{\text{Гц}}{\text{А}}.$$

ПФ асинхронного мотора може бути представлена також аперіодичною ланкою:

$$W_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{АМ}}}{T_{\text{АМ}} \times s + 1}; \quad (3.2)$$

$T_{\text{ПЧ}}$ приймаємо рівним 0,2 с.

Асинхронний двигун електроприводу з технічних характеристик (9,425-0,419) рад може обертати клапан від 0,419 до 9,425 рад/с, тому

$$K_{\text{АМ}} = \frac{(9,425-0,419) \frac{\text{рад}}{\text{с}}}{50 \text{ Гц}} = 0,18 \frac{\text{рад}}{\text{Гц} \cdot \text{с}}.$$

Редуктор повинен прокрутити шток у регулювальному клапані, щоб підняти сідло клапана на 12,9 мм (з технічних характеристик) за 40 секунд (заданий час), від положення закрито до повністю відкритого.

Значить швидкість має бути $\frac{12,9}{40} = 0,3225 \frac{\text{мм}}{\text{с}} \approx 0,003 \frac{\text{м}}{\text{с}}$. Редуктор піднімає клапан за один поворот $2\pi \approx 6,28$ рад. Перетворимо передатну функцію редуктора (рис. 3.2) так, щоб вихідний сигнал був від 0 до 1 (закрито-відкрито).

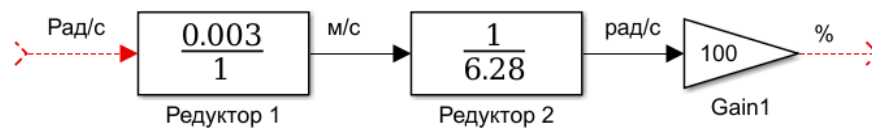


Рис. 3.2– Передатна функція редуктора

У результаті передатна функція редуктора:

$$K_p = \frac{0,003 \cdot 100}{6,28} \approx 0,0477 \frac{\text{м} * \%}{\text{с} * \text{рад}};$$

Нехай максимальним тиском насосного агрегату є 16 Мпа (це значення не перевищує меж механічних характеристик запірно-регулюючої арматури та магістрального нафтопроводу).

Апроксимована ПФ ОУ в лінійному наближенні:

$$W_{ou} = \frac{1}{T_{ou} \times s + 1} e^{-\tau s}; \quad (3.3)$$

T_{ou} приймаємо 0,1 с, а транспортну затримку – τ в 0,3 с, в розрахунку на поширення тиску по 300 км трубопроводу зі швидкістю звуку.

Налаштовуємо ПІД-регулятор під близький до аперіодичного перехідного процесу.

При налаштуванні з використанням ПЗ MATLAB було отримано такі значення ПІД коефіцієнтів:

- Пропорційна складова: 2.46317781096442e-06;
- Інтегральна: 1.36723438703664e-07;
- Диференційна: 1.8408797770976e-06.

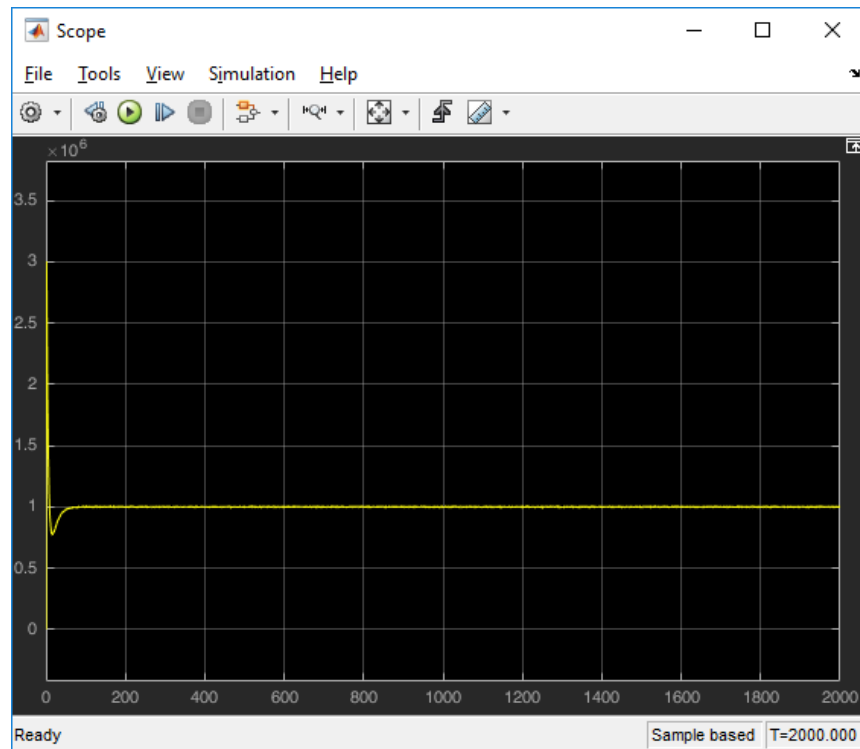


Рис. 3.3 Перехідна характеристика моделі САР при керуванні запірною регулювальною арматурою

Як видно з малюнку 20, час перехідного процесу становить близько 100 секунд, при зміні тиску в трубопроводі з 3 МПа до 1 МПа. Невелике перерегулювання не є критичним при налаштуванні регулятора на низьке споживання енергії виконавчим пристроєм.

3.3. Регулювання насосним агрегатом

Контур автоматичної стабілізації тиску з використанням насосного агрегату показаний на рис. 3.4. З використанням MATLAB знайдемо коефіцієнти ПДД регулятора.

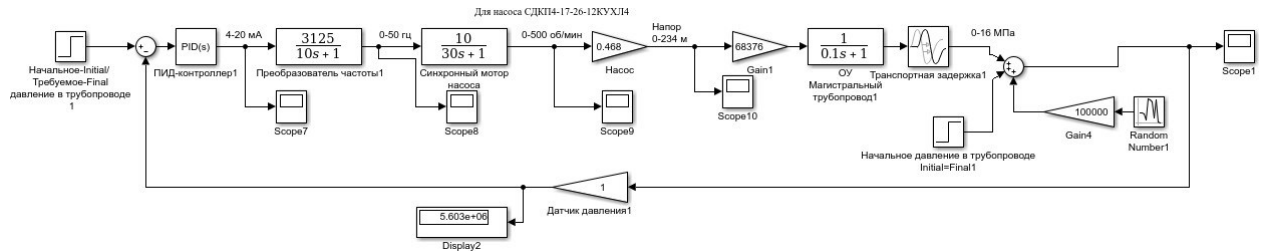


Рис. 3.4. САР керування тиском насосним агрегатом

Передатна функція (ПФ) перетворювача частоти насоса має наступний вигляд:

$$W_{\text{ПЧН}} = \frac{K_{\text{ПЧН}}}{T_{\text{ПЧН}} \times s + 1}, \quad (3.4)$$

$T_{\text{ПЧН}}$ приймаємо рівним 10 с.

Також, як і в попередньому випадку вважатимемо контролер видає сигнал від 4 до 20 мА, а перетворювач частоти видає частоту від 0 до 50 Гц.

Тоді в лінійному наближенні

$$W_{\text{СМН}} = \frac{K_{\text{СМН}}}{T_{\text{СМН}} \times s + 1}, \quad (3.5)$$

$T_{\text{СМН}}$ приймаємо рівним 30 с.

Синхронний мотор із технічних характеристик може обертати вал від

0 до 500 об/хв, тому $K_{\text{снн}} = \frac{500 \frac{\text{об}}{\text{мин}}}{50 \text{ Гц}} = 10 \frac{\text{об}}{\text{мин} \cdot \text{Гц}}$.

ПФ насоса має вигляд пропорційної ланки, оскільки залежить від швидкості кручення валу двигуна:

$$W_H = K_H; \quad (3.6)$$

Двигун насосного агрегату може обертати вал з максимальною швидкістю 500 об/хв. При цьому відомо, що насос при максимальних обертах може видавати натиск 234 м. Для апроксимації припустимо, що залежність обертів насоса від напору лінійна.

Тоді, $K_H = \frac{234 \text{ м}}{500 \frac{\text{об}}{\text{мин}}} = 0,468 \frac{\text{м} \cdot \text{мин}}{\text{об}}$.

При налаштуванні з використанням ПЗ MATLAB було отримано такі значення ПІ коефіцієнтів:

- Пропорційна складова: $9.41082235240543\text{e-}10$;
- Інтегральна: $3.16928117477031\text{e-}11$;
- Коефіцієнт фільтрації: 100.

На рис. 3.5. наведена перехідна характеристика моделі САР при керуванні насосним агрегатом.

З рис. 3.5 видно, час перехідного процесу становить близько 150 секунд, при зміні тиску в трубопроводі з 3,4 МПа до 5,6 МПа.

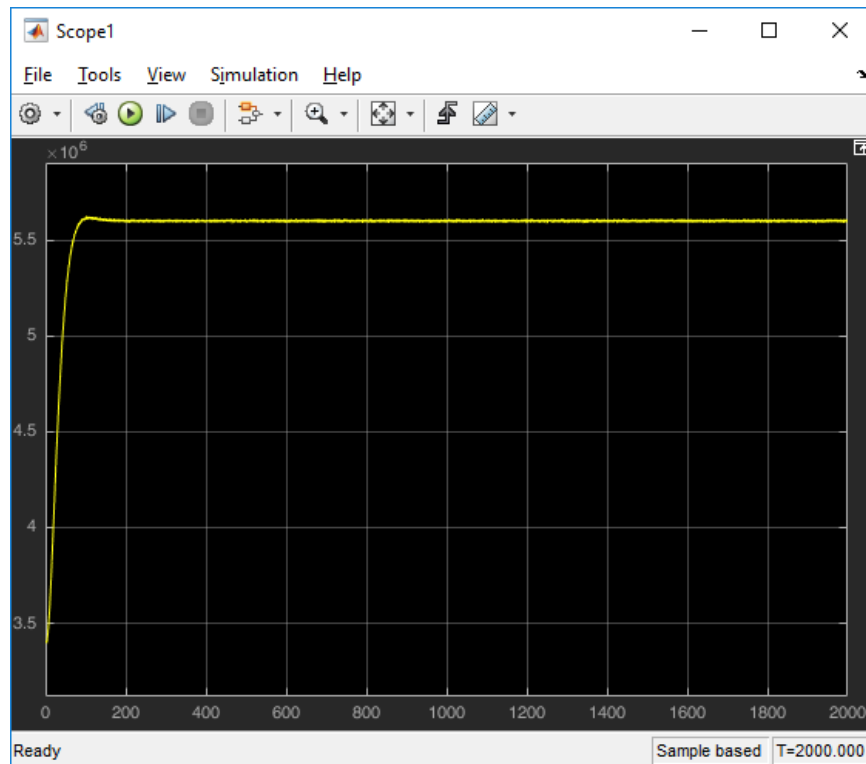


Рис. 3.5 – Перехідна характеристика моделі САР при керуванні насосним агрегатом

3.4. Режими роботи системи управління станції перекачування нафти

Для перемикання САР в режимі override управління будемо використовувати швидкість зміни тиску в трубопроводі.

Для override управління використовуємо математичну логіку в моделі. Ставимо умову, якщо швидкість зміни тиску більше 10 кПа, то для керування тиском використовується насосний агрегат, інакше використовується лінія керування електроприводом(рис. 3.6).

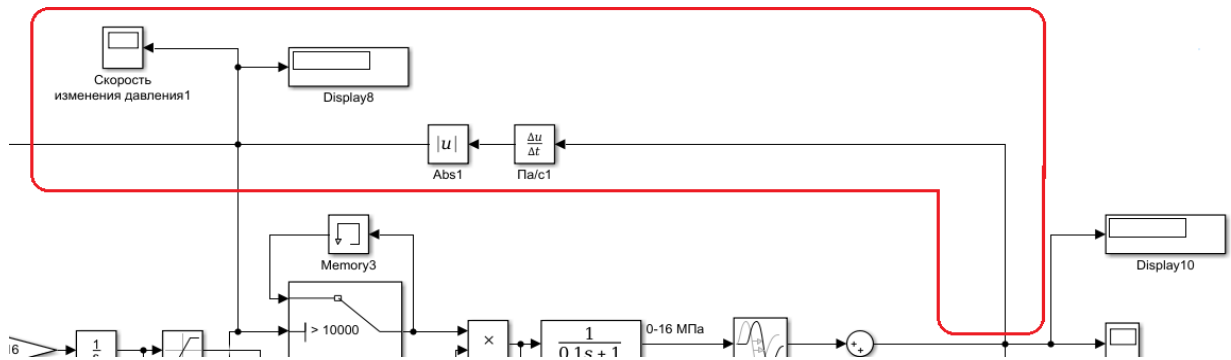


Рис. 3.6 – Частина моделі, що відповідає за зняття швидкості зміни тиску у трубопроводі

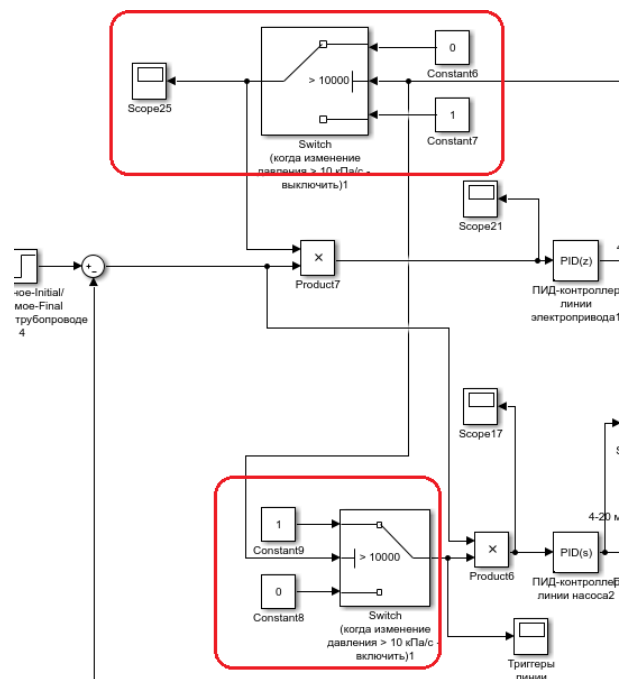


Рис. 3.7 Частина моделі, що відповідає за керування логікою перемикання ліній управління

При перемиканні роботи контурів управління насосним агрегатом або електроприводу мається на увазі, що контур, що відключається, продовжує працювати зі збереженням останніх параметрів. Для цього знову

використовується матлогіка із збереженням останнього значення за допомогою блоку Memory.

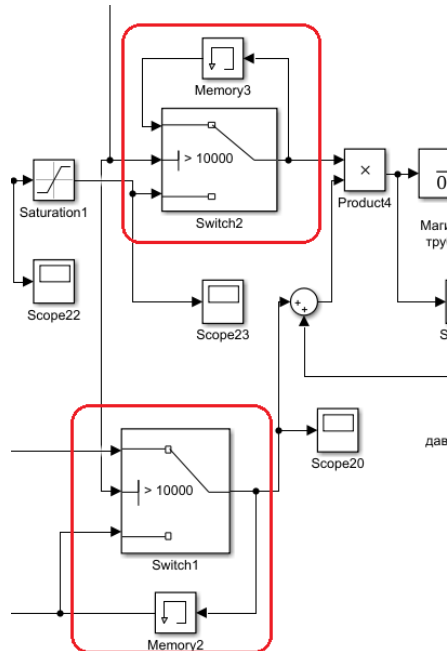


Рис. 3.8 – Частина моделі, що відповідає за керування логікою збереження попередніх значень роботи ліній

Перевіримо роботу АРС керування. поставимо початкове значення тиску в трубопроводі 1,4 МПа, і задаємо уставку в 5,6 МПа (рис. 3.9). Як видно з графіка перехідного процесу, спочатку тиск у трубопроводі піднімається за рахунок підвищення обертів двигуна насоса, потім же при падінні швидкості зміни тиску, він регулюється запірно-регулюючим клапаном.

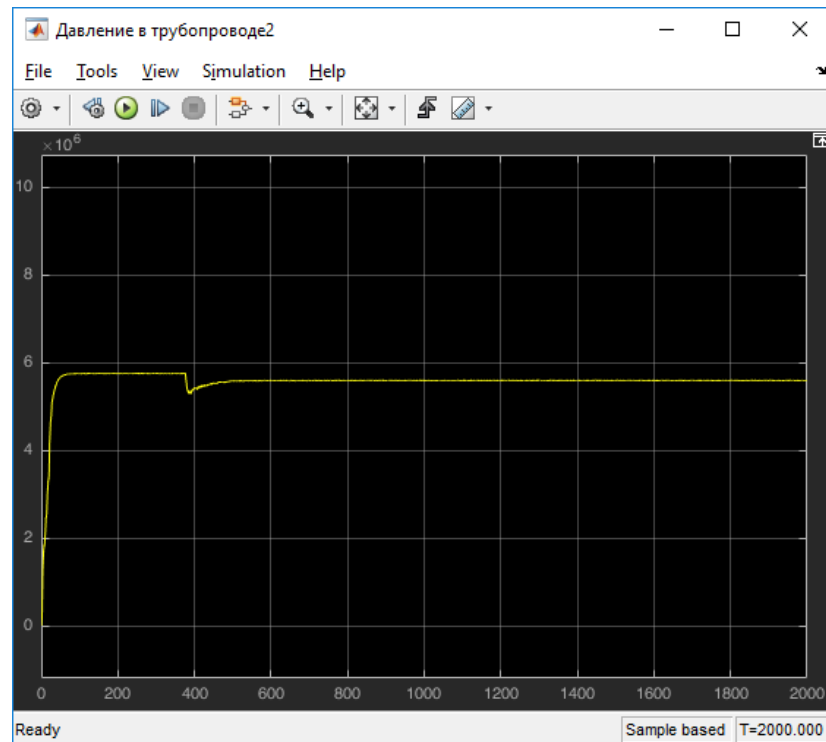


Рис. 3.9 – Результат роботи АРС управління станції перекачування нафти

Проведемо дослідження у вигравші електроенергії в динамічному режимі роботи стабілізації тиску в трубопроводі при АРС керуванні та звичайним регулюванням насосного агрегату без використання запірно-регулюючої арматури.

Вважатимемо, що інтеграл від квадрата управління оборотами електродвигуна пропорційний витраті енергії на управління. Час регулювання приймаємо 4000 с. Вимірювати витрату енергії будемо в режимі, що встановився, з відпрацюванням системи стабілізації тиску збурень випадкового характеру. Для цього додамо транспортну затримку 1000 секунд. Вимірювання в динамічному режимі проводиться відніманням встановлених оборотів синхронного двигуна.

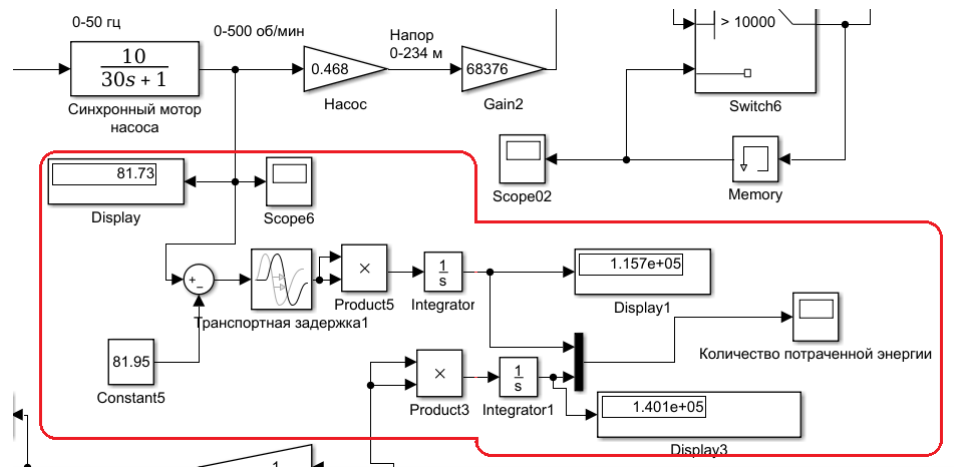


Рис. 3.10 – Частина моделі, відповідальна за облік електроенергії

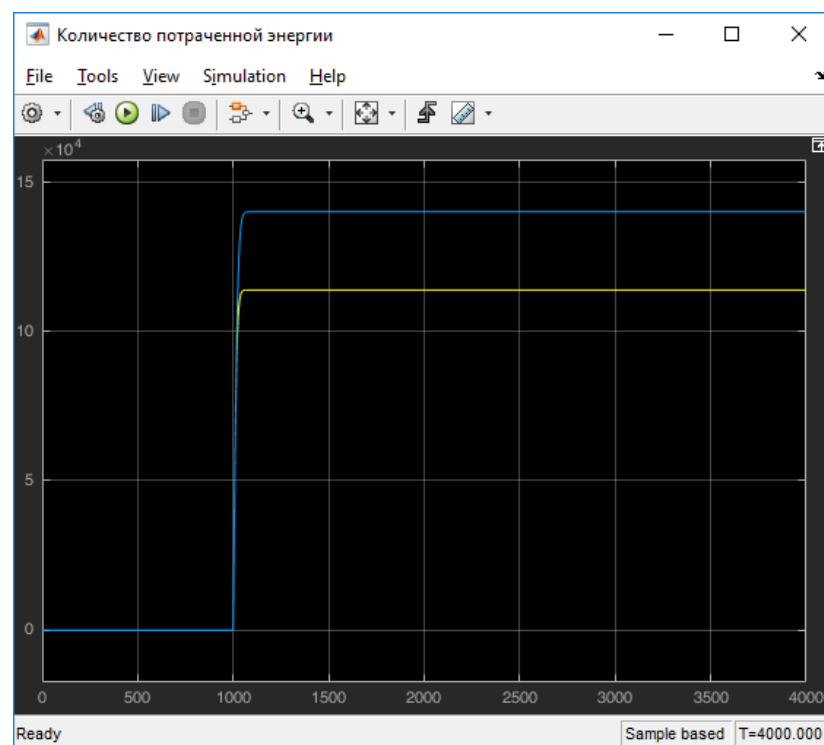


Рис. 3.11 – Витрачена енергія при APC керуванні (жовтий колір) та керуванні двигуном насосного агрегату (синій колір)

У результаті споживання електроенергії у динамічному режимі:

- APC управління: $1,139 \cdot 10^5$;

- Управління двигуном насосного агрегату: $1,401 \cdot 10^5$.

У результаті споживання енергії в моделі АРС управління: $\frac{100-1,139}{1,401} \approx 81,3\%$. Тобто. виграш в електроенергії за динамічного режиму роботи: 18,7%.

3.5. Розробка екранної форми

Управління в АС НПС реалізовано за допомогою екранної форми, на якій за допомогою мнемосхем представлений технологічний процес, значення його параметрів.

Управління реалізовано за допомогою Tia Portal WinCC Advanced [18]. Дане ПЗ призначене для роботи на діючих технологічних установках у реальному часі та потребує використання комп'ютерної техніки у промисловому виконанні.

Основні можливості SCADA-систем:

- збір даних з пристроїв нижнього рівня та контролерів;
- архівація та зберігання даних для подальшої обробки;
- візуалізація технологічних процесів;
- реалізація алгоритмів управління, математичних та логічних обчислень, передача сигналів, що управляють, на об'єкти;
- документування процесу управління;
- мережеві функції (LAN, SQL).

3.6. Розробка програмного забезпечення системи

На нижньому рівні знаходиться польове обладнання, яке включає датчики, виконавчі механізми та їх вторинні прилади, щити станцій керування. Завдання цього рівня – вимірювання фізичних параметрів і їх перетворення на стандартні електричні сигнали, отримання керуючих сигналів від контролерів середнього рівня та безпосереднє управління технологічним обладнанням.

Для передачі та прийому даних буде використовуватися стандарт фізичного рівня RS-485, який передбачає використання крученої пари проводів з диференціальними сигналами. На основі цього стандарту обрано протокол збору та обробки даних Modbus RTU, який працює за архітектурою ведучий-ведений (master-slave).

У розробленій системі присутній головний (master) пристрій, як правило, ПЛК, який надсилає запити, та кілька підлеглих (slave) пристроїв, включаючи датчики та польові пристрої. Головний пристрій може адресувати запити індивідуально кожному підлеглому пристрою або надсилати широкомовні повідомлення всім пристроям одночасно. Підлеглий пристрій, отримавши запит, адресований йому, відповідає на нього, а при отриманні широкомовного запиту відповідь не формується.

У системі середнього рівня автоматизації використовуються програмовані логічні контролери (ПЛК), модулі вводу/виводу та медіа конвертори для перетворення інтерфейсів і протоколів зв'язку. ПЛК здійснює обмін інформацією з нижнім рівнем і передає сигнали на верхній рівень для відображення на АРМ (автоматизоване робоче місце).

У системи управління станції перекачування нафти використовується контролер SIMATIC S7-1200 і модуль з підтримкою інтерфейсу RS-485 CB-1241 (рис. 3.12).

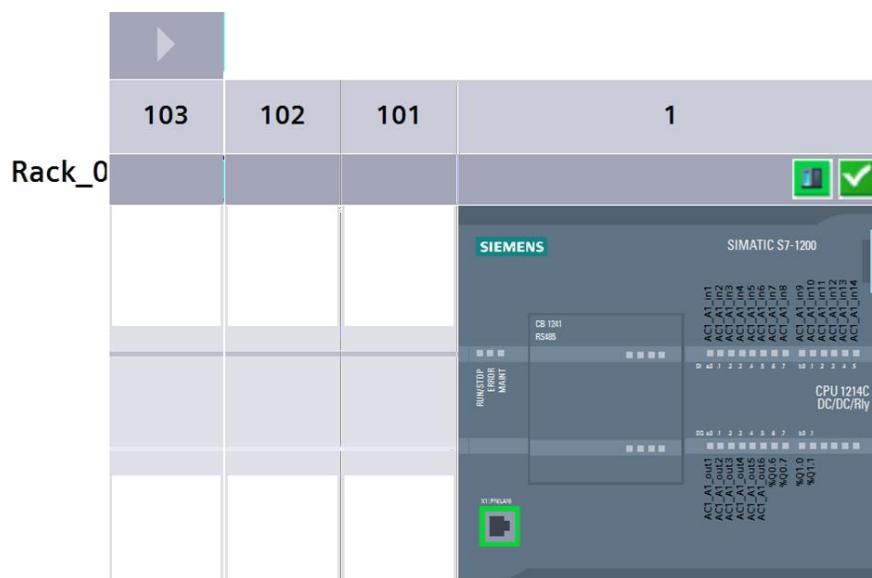


Рис. 3.12. Склад середнього рівня системи управління станції перекачування нафти

У контролера є багато дискретних входів і виходів, але він не підтримує підключення аналогових сигналів від пристроїв введення та виведення. Тому використано модуль CB-124. Він дає можливість підключати як дискретні, так і аналогові пристрої через інтерфейс RS-485 і протокол Modbus RTU.

Алгоритми середнього рівня реалізовані в середовищі TIA Portal, який сумісний з контролерами Siemens. Всі алгоритми збору та обробки даних реалізовані мовою релейних діаграм (LAD) з використанням вбудованих блоків. Ці блоки написані на мові SCL (схожій на мову програмування C) (рис. 3.13).

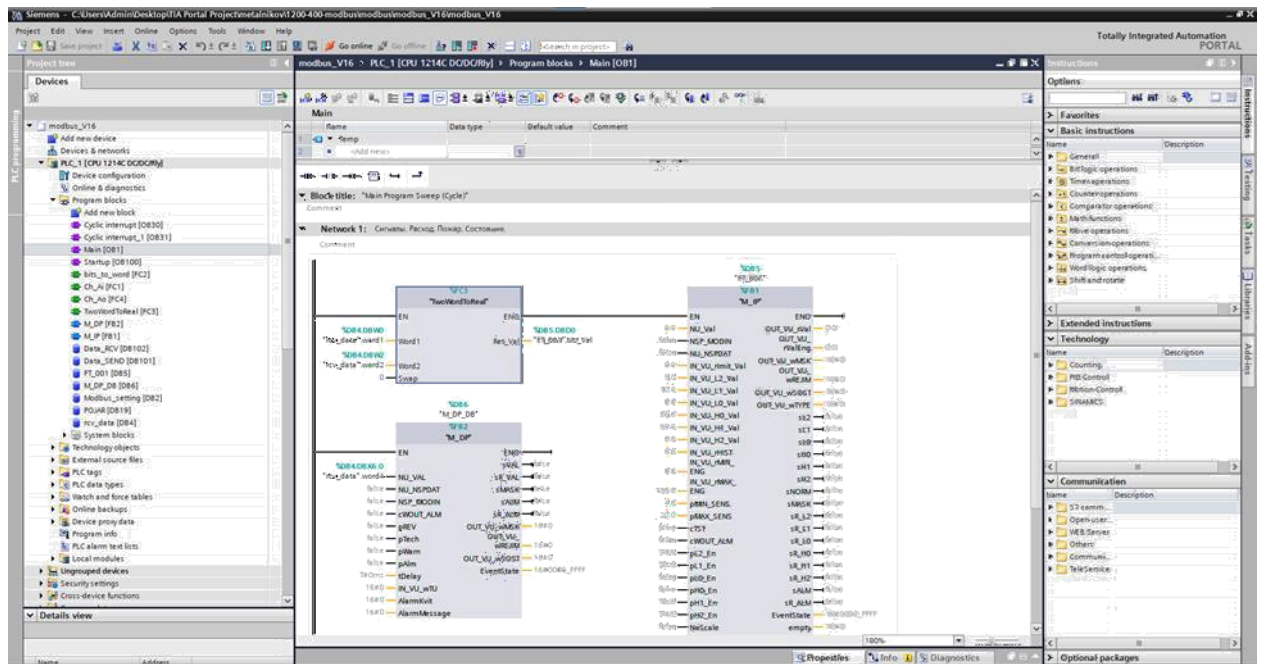


Рис. 3.13 Головне вікно середовища TIA Portal для програмування ПЛК

Інформація з нижнього рівня системи управління станції перекачування нафти через протокол Modbus передається на середній рівень. На ньому реалізується обробка вхідних даних (рис. 3.14).

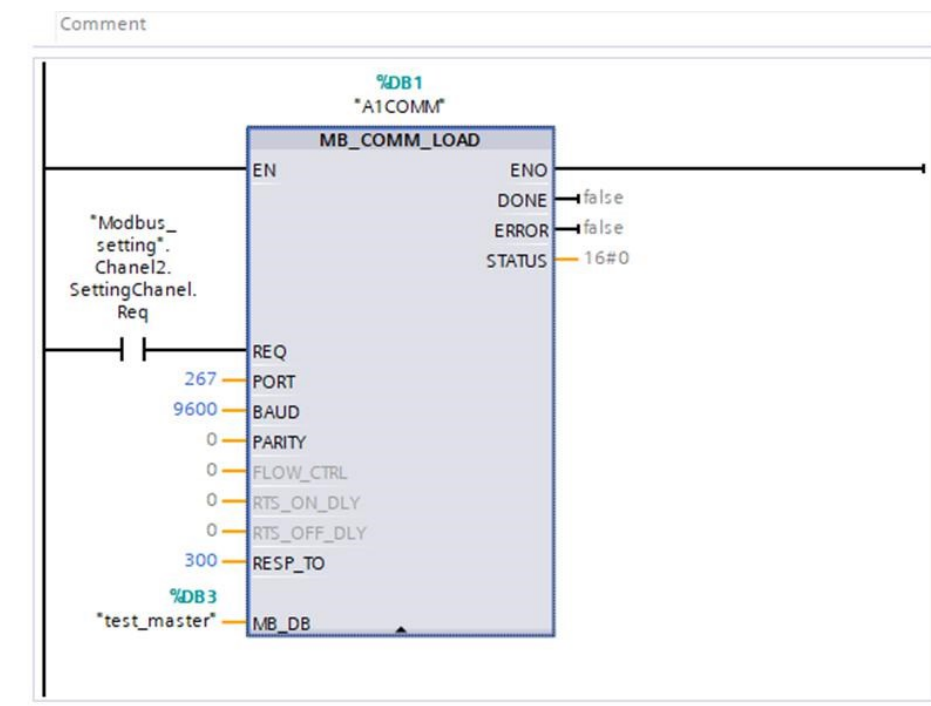


Рис. 3.14. Приклад роботи блоку обробки Modbus RTU

Після блоку обробки Modbus RTU дані надходять блок даних (DB) (рис. 3.15).

	Name	Data type	Address	Retain	Access...	Write...	Visibl...	Comment
1	AC1_A2_ch0	Int	%W96	☐	☒	☒	☒	Давление в трубопроводе
2	AC1_A2_ch1	Int	%W98	☐	☒	☒	☒	Уровень жидкости в резервуаре
3	AC1_A2_ch2	Int	%W100	☐	☒	☒	☒	Давление в резервуаре
4	AC1_A2_ch3	Int	%W102	☐	☒	☒	☒	Давление на линии всасывания
5	AC1_A2_ch4	Int	%W104	☐	☒	☒	☒	Давление в магистрали
6	AC1_A2_ch5	Int	%W106	☐	☒	☒	☒	положение клапана
7	AC1_A2_ch6	Int	%W108	☐	☒	☒	☒	
8	AC1_A2_ch7	Int	%W110	☐	☒	☒	☒	
9	AC1_A1_in1	Bool	%I0.0	☐	☒	☒	☒	ZVD-1, открыто
10	AC1_A1_in2	Bool	%I0.1	☐	☒	☒	☒	ZVD-1, закрыто
11	AC1_A1_in3	Bool	%I0.2	☐	☒	☒	☒	ZVD-1, муфта
12	AC1_A1_in4	Bool	%I0.3	☐	☒	☒	☒	ZVD-1, авария
13	AC1_A1_in5	Bool	%I0.4	☐	☒	☒	☒	Насос в работе
14	AC1_A1_in6	Bool	%I0.5	☐	☒	☒	☒	Пожар
15	AC1_A1_in7	Bool	%I0.6	☐	☒	☒	☒	Клапан открыт
16	AC1_A1_in8	Bool	%I0.7	☐	☒	☒	☒	Клапан закрыт
17	AC1_A1_in9	Bool	%I1.0	☐	☒	☒	☒	Клапан неисправность
18	AC1_A1_in10	Bool	%I1.1	☐	☒	☒	☒	
19	AC1_A1_in11	Bool	%I1.2	☐	☒	☒	☒	
20	AC1_A1_in12	Bool	%I1.3	☐	☒	☒	☒	
21	AC1_A1_in13	Bool	%I1.4	☐	☒	☒	☒	
22	AC1_A1_in14	Bool	%I1.5	☐	☒	☒	☒	
23	AC1_A1_out1	Bool	%Q0.0	☐	☒	☒	☒	ZVD-1, открыт
24	AC1_A1_out2	Bool	%Q0.1	☐	☒	☒	☒	ZVD-1, закрыт
25	AC1_A1_out3	Bool	%Q0.2	☐	☒	☒	☒	ZVD-1, стоп/резерв
26	AC1_A1_out4	Bool	%Q0.3	☐	☒	☒	☒	Насос(Пуск/Стоп)
27	AC1_A3_ch0	Int	%W64	☐	☒	☒	☒	
28	AC1_A3_ch1	Int	%W66	☐	☒	☒	☒	
29	AC1_A3_ch0	Int	%W112	☐	☒	☒	☒	Расход, Выход с Р
30	AC1_A3_ch1	Int	%W114	☐	☒	☒	☒	Расход, Линия всасывания
31	AC1_A3_ch2	Int	%W116	☐	☒	☒	☒	Расход, Вхoд в Р
32	AC1_A3_ch3	Int	%W118	☐	☒	☒	☒	Расход, Магистраль
33	AC1_A3_ch4	Int	%W120	☐	☒	☒	☒	Температура, Р
34	AC1_A3_ch5	Int	%W122	☐	☒	☒	☒	Температура, Насос
35	AC1_A3_ch6	Int	%W124	☐	☒	☒	☒	Перепад давления, Ф1
36	AC1_A3_ch7	Int	%W126	☐	☒	☒	☒	Перепад давления, Ф2
37	AC1_A4_ch0	Int	%W128	☐	☒	☒	☒	Клапан открыт
38	AC1_A4_ch1	Int	%W130	☐	☒	☒	☒	Клапан закрыт
39	AC1_A4_ch2	Int	%W132	☐	☒	☒	☒	Клапан неисправность
40	AC1_A4_ch3	Int	%W134	☐	☒	☒	☒	

Рис. 3.15. Приклад роботи блоку даних DB

Далі інформація передається до основного організаційного блоку обробки алгоритму середнього рівня (Main) системи управління станції перекачування нафти. Там дані за допомогою блоків переведення типів даних направляються на блоки обробки дискретних (M_IP) та аналогових (M_DP) параметрів. Після цього сигнали передаються на верхній рівень системи управління станції перекачування нафти обробки для сигналізації на автоматизоване робоче місце (АРМ) оператора (рис. 3.16).

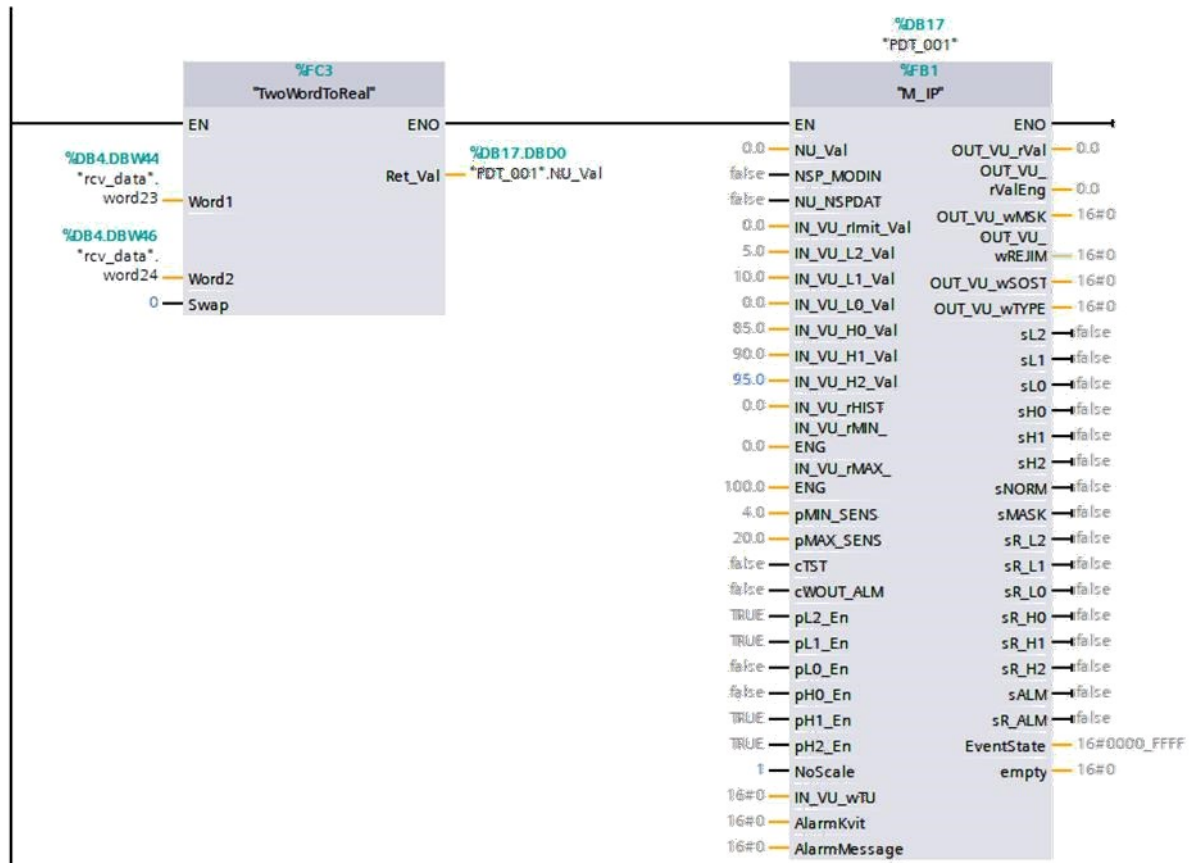


Рис. 3.16 Головний блок Main системи управління станції перекачування нафти

Верхній рівень включає обладнання, що зазвичай встановлюється на робочих місцях операторів і диспетчерів для надання інформації про технологічний процес у зрозумілій формі. Для обміну інформацією обладнання верхнього та середнього рівнів системи управління станції перекачування нафти об'єднуються в єдину технологічну мережу. Залежно від обладнання на середньому рівні, мережа може бути побудована на базі широко застосовуваних комунікаційних протоколів або вузькоспеціалізованих промислових протоколів обміну даними.

У даній системі використовується програмний пакет WINCC, що вбудовано у програмне середовище TIA Portal і призначено для конфігурації панелей оператора. Для наочного відображення створена SCADA-система,

що базується на функціональній схемі автоматизації, де відображені всі значущі вузли та пристрої збору і обробки параметрів (рис. 3.17).

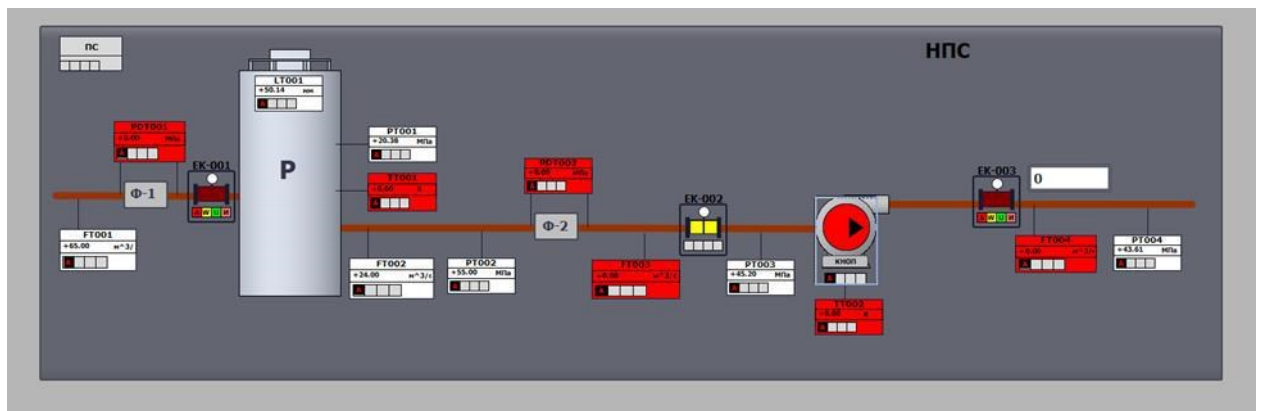


Рис. 3.17 Приклад мнемосхеми роботи системи управління станції перекачування нафти, створений у SCADA-систем проекту

3.7. Розробка алгоритму запуску

Алгоритм запуску насосного агрегату та відкриття клапана включає наступні кроки:

- Перевіряється надходження команди від оператора. Якщо команда не надходить то нічого не відбувається.
- Перевірка наявності тиску лінії всмоктування (наявність нафти): якщо тиск не в нормі, то видається повідомлення про знижений тиск.
- Перевірка температури підшипників насоса. Якщо температура не в нормі, видається повідомлення про підвищену температуру.
- Перевірка перепаду тиску на фільтрах 1 та 2: якщо перепад не в нормі, формується повідомлення про забруднення фільтра.
- Надсилання команди на відкриття клапана.
- Надсилання команди на запуск привода.

Блок-схема алгоритму запуску насосного агрегату та відкриття клапана показана на рис. 3.18.

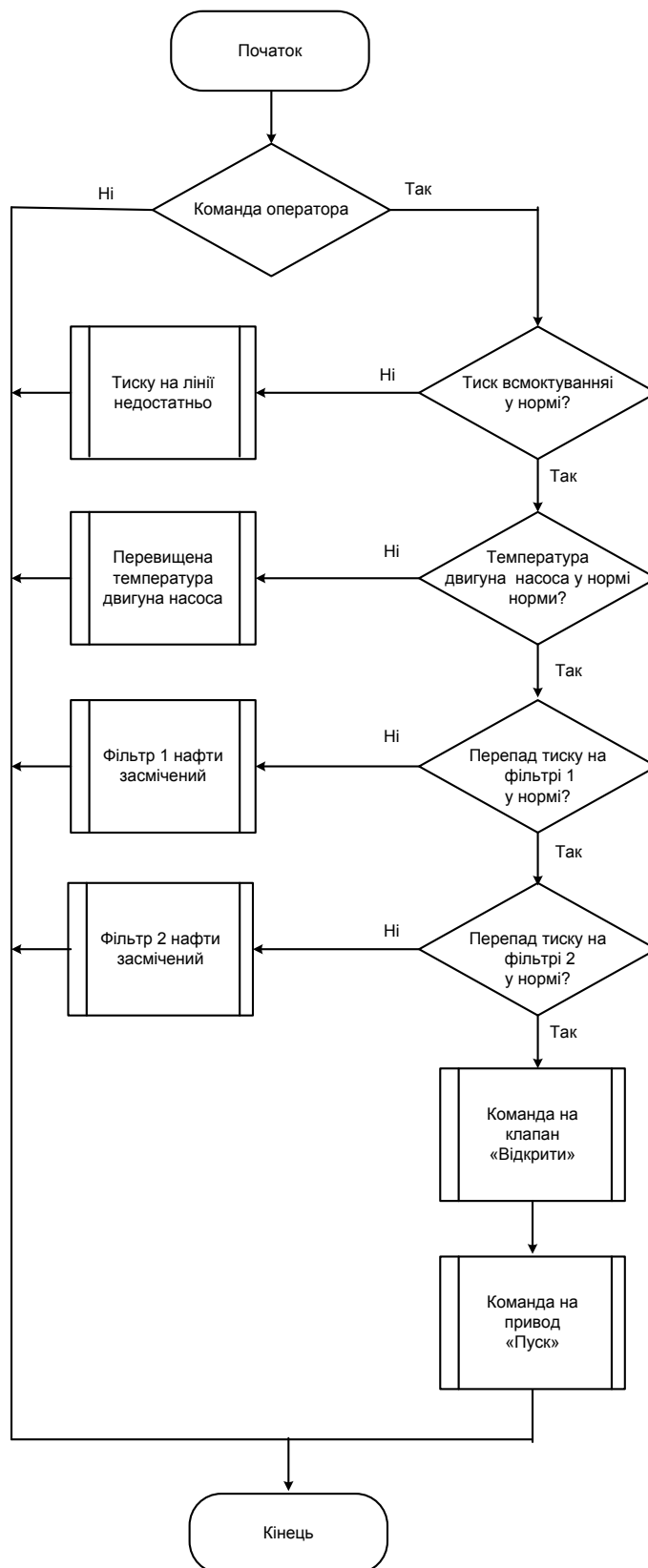


Рис. 3.18. Блок-схема алгоритму запуску насосного агрегату та відкриття клапана

3.8. Розробка алгоритму зупинки

Алгоритм зупинки насосного агрегату та закриття клапана включає наступні кроки:

- Перевіряється надходження команди від оператора: якщо команда не надходить, нічого не відбувається.
- Надсилання команди на закриття клапана.
- Зупинка насосного агрегату.

Блок-схема алгоритму зупинки показана на рис. 3.19.

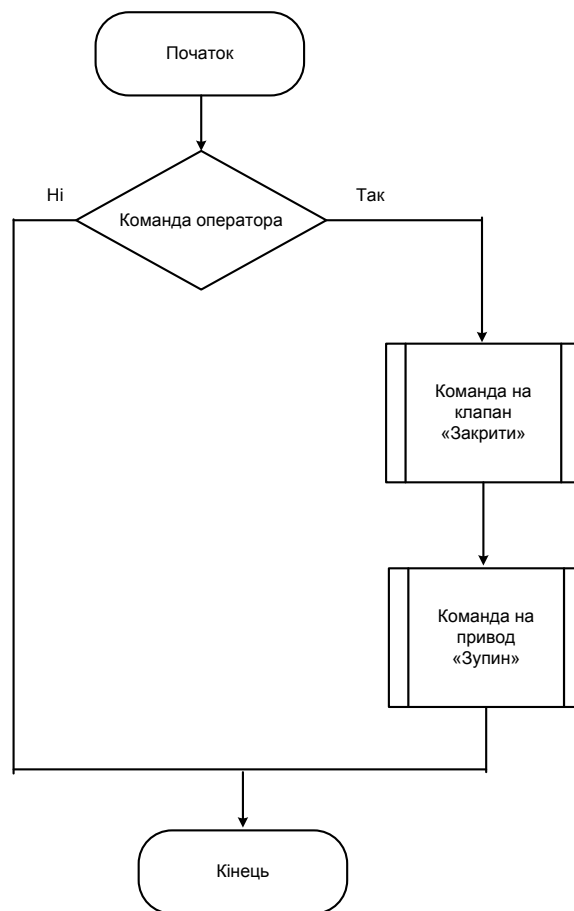


Рис. 3.19. Блок-схема алгоритму зупинки насосного агрегату

Висновки

Під час виконання магістерської дипломної роботи було створено автоматизовану систему управління станцією перекачування нафти, яка гарантує безпечну експлуатацію обладнання та стабільне протікання процесу транспортування нафти.

Основні етапи, які було виконано:

1. Досліджено станцію перекачування нафти як об'єкт автоматизації та управління, визначено її особливості та вимоги.
2. Визначено основні параметри, які потрібно контролювати і керувати, та обрано відповідні датчики і виконавчі механізми.
3. Створено технічну структуру автоматизованої системи управління технологічним процесом (АСУТП), яка включає всі необхідні компоненти для ефективного функціонування.
4. Розроблено структурну та функціональну схему автоматизованої системи управління станцією, що дозволяє візуалізувати всі взаємозв'язки між елементами системи.
5. Обрано необхідні вимірювальні прилади та елементи для побудови автоматизованої системи, враховуючи специфіку об'єкта.
6. Створено математичну модель станції перекачування, яка дозволяє моделювати поведінку системи та налаштовувати параметри регулятора.
7. Виконано вибір та налаштування параметрів регулятора для забезпечення оптимального функціонування системи.

Впровадження автоматизованої системи управління технологічним процесом (АСУТП) дозволить:

- Здійснювати безперервний збір та обробку первинної інформації від пристроїв нижнього рівня.
- Керувати стадіями процесу в автоматичному режимі, забезпечуючи безпеку та ефективність.

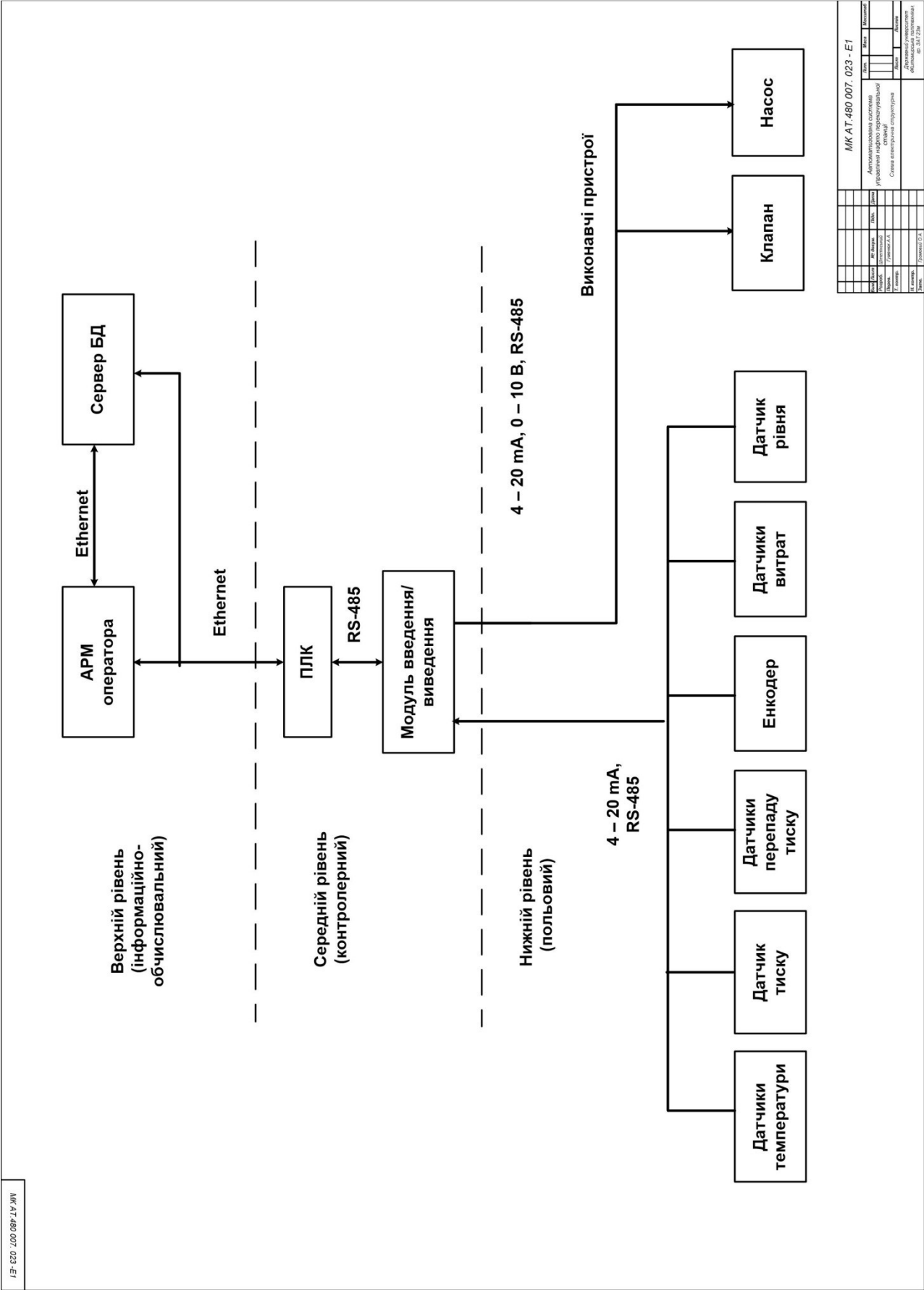
- Реєструвати спрацьовування сигналізації та історичні дані для аналізу та звітності.
- Зберігати інформацію з можливістю подальшої обробки та аналізу.
- Візуалізувати інформацію у вигляді мнемосхем та графіків для зручності користувачів.

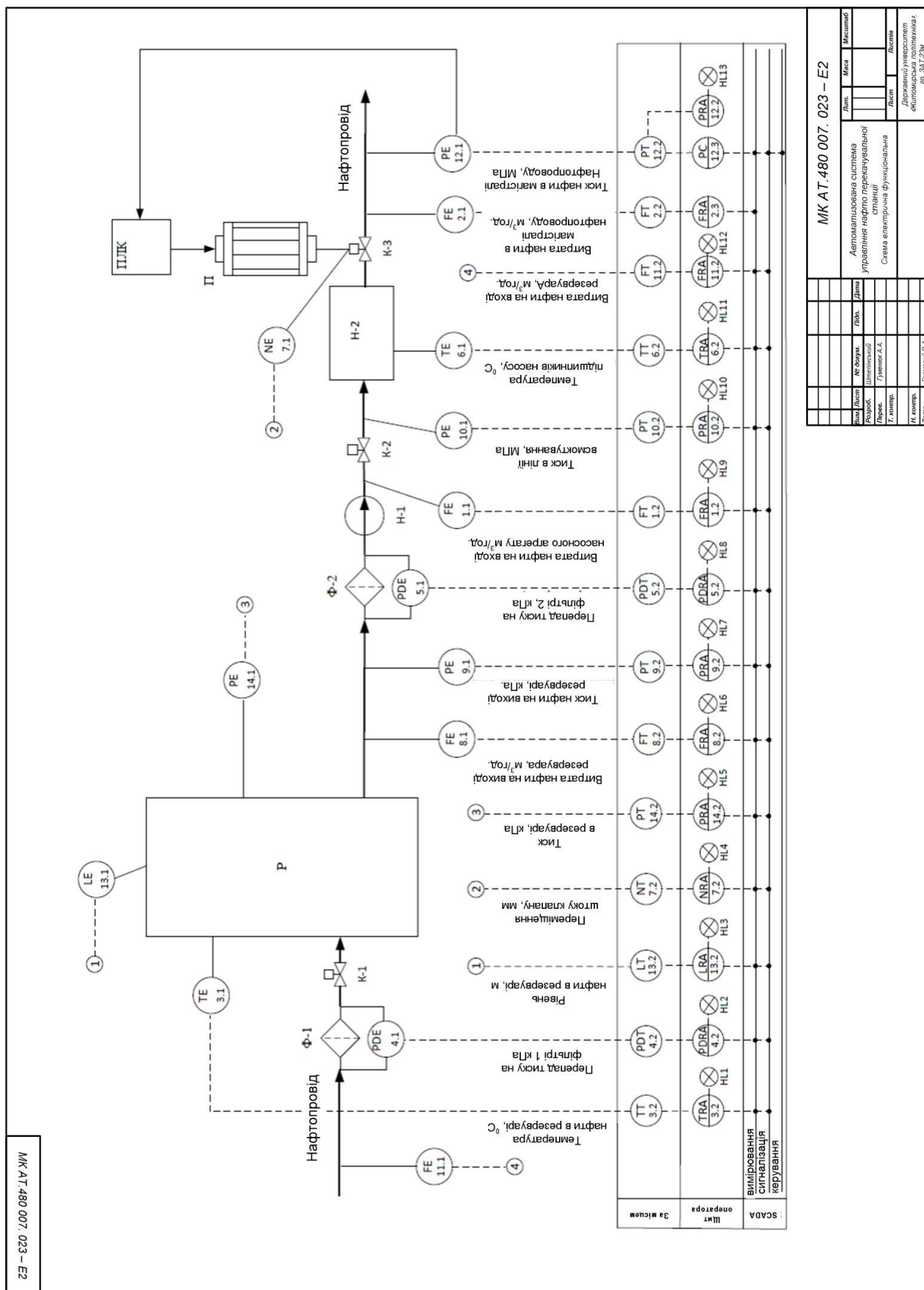
Список використаних літературних джерел

1. Васильєв Г.Г., Коробков Г.Є., Коршак А.А., та ін. Трубопровідний транспорт нафти / Під редакцією Вайнштока С.М.: Підручник для вишів. – ТОВ «Недра-Бізнесцентр», 2002. – Т.1. – 407с.
2. Бойко В.С. Технологія розробки нафтових родовищ: /В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2011. – 509 с..
3. Кологривов М.М. Інфраструктура і режими експлуатації систем газонафто транспорту: Навчальний посібник / Під ред. В.В. Притули. – Одеса: Видавничий центр ОДАХ, 2009. – 60 с.
4. СОУ "Магістральні нафтопроводи. Автоматизація і телемеханізація. Загальні положення" 60.3-31570412.012:2005. - Київ, ВАТ «Укртранснафта», 2005. - 70с.
5. Пилипов Л.Д. Основи нафтогазової справи - Івано-Франківськ: ІФТУНГ, 2012 – 312 с.
6. Кріль С.О. Застосування цифрових регуляторів у системі автоматичного регулювання тиску на нафтоперекачувальній станції // Вісник інженерної академії України. – Київ, 2015. - №1. – С.219-225.
7. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії (підручник для ВНЗ) / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. - Львів: «Новий Світ-2000», 2019 – 416 с.
8. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
9. Фик М. І., Хріпко О. І., Раєвський Я. О., Варавіна О. П. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посібник для студ. ВНЗ / під ред. д-ра. техн. наук, проф. І. М. Фика. – Харків, 2019. – 149 с.
10. <https://electrotechnics.com.ua/p674659190-siemens-simatic-1200.html>
11. <https://trade-control.com.ua/ua/products/rosemount-3144p>
12. <https://trade-control.com.ua/ua/rosemount-3051s>

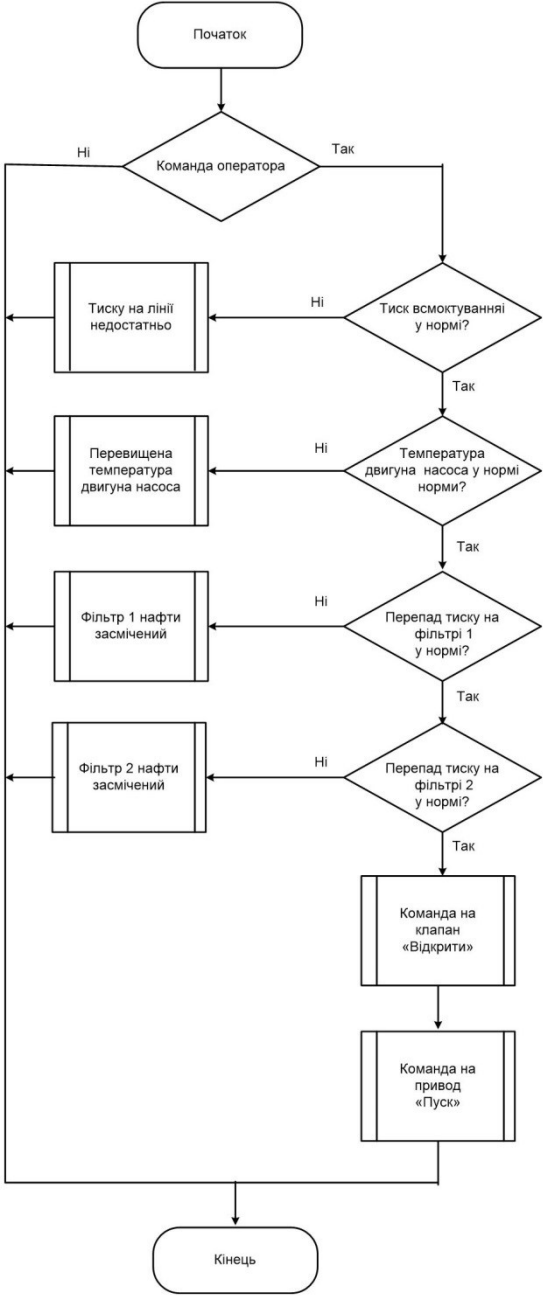
13. <https://trade-control.com.ua/products/rosemount-5300>
14. <https://manotom.com/catalog/elektronnye/datchiki-davleniya-/el/dm5017/>
15. <https://trade-control.com.ua/ua/products/rosemount-8700>
16. <https://ukrNASOSprom.com.ua/ua/p374125814-nasos-1d630-90a.html>
17. <https://megapribor.com/klapany-i-reguljatory/klapany-s-elektropridomo/25ch945p>
18. <https://www.siemens.com/ua/uk/kompaniya/navchalnyy-tsentr-sitrain-ukrayina/tia-wccs.html>

Додатки





Блок-схема алгоритму запуску



Блок-схема алгоритму зупинки

