

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Кафедра комп'ютерних наук
Секція комп'ютеризованих систем управління

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри

_____ Довбиш А. С.

“ ____ “ _____ 2020 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

зі спеціальності 151- Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
на тему: "Автоматизація системи насосних агрегатів на базі регульованого
приводу"

Керівник роботи:

к. ф.-м. н., доцент

Соколов С.В

Дипломник:

студент групи СУ.м-91

Шкарупа М.С.

Суми – 2020

Сумський державний університет

(назва вузу)

Факультет _____ ЕЛІТ _____ Кафедра Комп'ютерних наук
Спеціальність «Комп'ютеризовані системи управління та робототехніка»

Затверджую:

зав.кафедрою _____

«_____» _____ 20__ р.

**ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

ШКАРУПІ МАКСИМУ СЕРГІЙОВИЧУ

(прізвище, ім'я по батькові)

1. Тема наукової роботи: Автоматизація системи насосних агрегатів на базі регульованого приводу затверджую наказом по інституту від «25» листопада 2020р. № 1820-III
2. Термін здачі студентом закінченого наукової роботи «14» грудня 2020р.
3. Вхідні дані до наукової роботи: Наукові публікації статей, автоматизація технологічного процесу, технічна документація та перелік використаних літературних джерел.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки: 1) Аналіз стану системи магістральних нафтопроводів України; 2) Математичне моделювання насосного агрегата; 3) Створення АСУ; 4) Вибір засобів автоматизації.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

Функціональна схема автоматизації, Алгоритм роботи.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів наукової роботи	Термін виконання наукової роботи	Примітка
1.	Аналіз об'єкта управління та стану системи магістральних нафтопроводів України	09.09.20 – 24.09.20	
2.	Математичне моделювання насосного агрегата та створення АСУ	26.09.20 – 10.10.20	
3.	Вибір засобів автоматизації	15.10.20 – 10.11.20	
4.	Охорона праці	13.11.20 – 30.11.20	
5.	Оформлення пояснювальної записки до наукової роботи	03.12.20 – 13.12.20	

Студент – дипломник

(підпис)

Керівник наукової роботи

(підпис)

РЕФЕРАТ

Шкарупа Максим Сергійович. Автоматизація системи насосних агрегатів на базі регульованого приводу. Наукова робота. Сумський державний університет. Суми, 2020 р. Робота містить 69 - сторінок, 27 - рисунків, 5 - таблиць, 2 додатки, конструкторську документацію, що містить 2 креслення. При виконанні кваліфікаційної роботи було використано - літературних джерел.

Розроблено функціональну схему автоматизації системи і складено алгоритм для керування насосним агрегатом. Досліджено параметри роботи двигуна та насоса. Обрано датчики та виконуючі механізми, описана структура системи керування.

Ключові слова: Математичне та імітаційне моделювання, функціональну схему автоматизації, алгоритмічне забезпечення, функціональна схема.

ABSTRACT

Shkarupa Maksym Sergeevich. Automation of the system of pump units on the basis of the adjustable drive. Scientific work. Sumy State University. Sumy, 2020. The work contains 69 - pages, 27 - figures, 5 - tables, 2 appendices, design documentation containing 2 drawings. In performing the qualifying work was used - literature sources.

The functional scheme of system automation is developed and the algorithm for control of the pump unit is made. The parameters of engine and pump operation are investigated. Sensors and actuators are selected, the structure of the control system is described.

Keywords: Mathematical and simulation modeling, functional scheme of automation, algorithmic support, functional scheme.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	7
1 АНАЛІЗ ОБ'ЄКТА УПРАВЛІННЯ ТА СТАНУ СИСТЕМИ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВІДІВ УКРАЇНИ	9
1.1 Аналіз сучасного стану системи транспортування нафти України	9
1.2 Аналіз методів регулювання режимів роботи насосних агрегатів	11
1.3 Технологічна схема роботи магістрального насосного агрегату НМ- 180-500.....	19
1.4 Алгоритм управління роботи магістрального насосного агрегату НМ- 180-500.....	21
2 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ НАСОСНОГО АГРЕГАТА ТА СТВОРЕННЯ АСУ	25
2.1 Моделювання роботи електроприводу	25
2.2 Моделювання роботи насосного агрегату.....	30
2.3 Функціональна структура системи управління та її опис	35
3 ВИБІР ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ	41
3.1 Вибір давачів	41
3.2 Вибір регулюючих органів та виконавчих механізмів	48
3.3 Вибір мікропроцесорних засобів.....	52
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	60
ВИСНОВКИ.....	64
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	65
ДОДАТОК А - АЛГОРИТМ УПРАВЛІННЯ РОБОТИ НАСОСНОГО АГРЕГАТУ.....	68
ДОДАТОК Б - ФУНКЦІОНАЛЬНА СХЕМА АВТОМАТИЗАЦІЇ НАСОСНОГО АГРЕГАТУ	69

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

МН- Магістральний насос;

НА- Насосний агрегат;

PCY- Розподілена система управління;

CAУ- Система автоматичного управління;

NPSH3 - Критичне значення кавітаційного тиску.

АСУ ТП- Автоматична система управління технологічним процесом;

ПЛК- Програмований логічний контролер;

ПОХ- Посудина охолоджуючої рідини;

ПХК- Помірний і холодний клімат;

ЦАП- Цифро-аналоговий перетворювач;

АЦП- Аналогово-цифровий перетворювач;

СПЗ- Система протиаварійного захисту;

ПЧ- Перетворювач частоти;

ПО- Панель оператора;

ПЗ- Програмне забезпечення;

ОЗП- Оперативний запам'ятовувальний пристрій;

ЕОМ- Персональний комп'ютер;

ВСТУП

Актуальність: частка нафти і газу в енергетичному балансі України становить близько 75-80 %. Незважаючи на великі зусилля по використанню нетрадиційних джерел енергії. Необхідність транспортування великих обсягів нафти і газу призвело до посиленого розвитку трубопровідного транспорту як найбільш економічно ефективного.

Проблему дослідження: транспортування нафти вимагає вагомих енерговитрат на привід насосних агрегатів. Тому зниження енерговитрат шляхом розробки та введення нового енергозберігаючого обладнання в систему автоматичного регулювання насосними агрегатами.

Мету дослідження: змоделювати роботу електроприводу та насосного агрегату, розробити функціональну систему для їх управління.

Об'єкт дослідження: систему регульованого приводу та регулювання насосними агрегатами.

Предмет дослідження: система керування електроприводом насосної станції, яка забезпечує мінімізацію споживаної потужності електроенергії для різних значень обертової частоти.

Завдання дослідження:

1. дослідити методи регулювання режимів роботи насосних агрегатів;
2. розглянути технологічну схему роботи насосного агрегату НМ-180-500;
3. змоделювати роботу електроприводу та роботу насосного агрегату;
4. розробити функціональну систему управління.

Новизна: дослідження сумарного натиска, який діє на гідродинамічну, зробивши моделювати роботу насосного агрегату.

Теоретичну значущість з математичного та імітаційного моделювання було виявлено, що частотне та дросельне регулювання насосним агрегатом дає чітку та стабільну роботу агрегату.

Практичну цінність: завдяки частотному перетворювачу керування електроприводом було досягнуто значної економії електроенергії до 21% та було досягнуто стабільну роботу агрегата.

1 АНАЛІЗ ОБ'ЄКТА УПРАВЛІННЯ ТА СТАНУ СИСТЕМИ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ УКРАЇНИ

1.1 Аналіз сучасного стану системи транспортування нафти України

У розвинених країнах частина нафти й газу в енергетичному балансі становить приблизно 75-80%. Незважаючи на зусилля по застосуванню відновлювальних та нешаблонних джерел такий принцип зберігається протягом останніх років і надалі [1].

Україна на сьогоднішній день є потужним транзитером нафти та газу, що можна спостерігати на (рисунку 1.1). Потреба в транспортуванні значної кількості корисних копалин призвела до прийняття рішень та дій, щодо створення трубопровідного транспорту, який виступає в результаті, як найбільш економічно-ефективний засіб переміщення нафти та газу [2].



Рисунок 1.1 - Система магістральних трубопроводів України

Процес будівництва нафтопроводів в Україні почався в 1960-х роках, а саме в 1962 році був збудований перший в Україні нафтопровід «Долина-Дрогобич» протяжністю 58,4 км, для перевезення нафти на Дрогобицький нафтопереробний завод, необхідність будівництва пов'язана з початком

експлуатації Північно-Долинського нафтового родовища. Особливість першого нафтопроводу полягає в тому, що ним транспортується нафта українського походження.

Наступним в Україні нафтопроводом стала перша нитка «Дружба» на ділянці «Мозир-Броди-Ужгород», що вводився у використання та роботу етапами в 1962-1963 роках. Суцільна протяжність на території України 684 км. Переміщення корисних копалин забезпечували нафтоперекачувальні станції в кількості семи штук, а станція наливу нафти на залізничний транспорт була побудована в Львівській області м. Броди [3].

Потужність нафтопроводу на Україні по проекту на вході сягала 17,5 млн. т/рік, на виході – 8,5 млн. т/рік. Нафтопровід використовувався для транспортування суміші башкирської, татарської і західносибірської нафти на експорт в Угорщину, тоді ще існуючу Чехословаччину та для наливу на транспорт залізничного призначення в м. Броди для вивезення через нафтоперекачуючі комплекси в містах Одеса та Рені, знаходиться на кордоні України, Румунії та Молдови.

Наступним етапом стало введення в експлуатації у 1985 році другої нитки нафтопроводу «Тихорецьк-Лисичанськ» діаметром 720 мм, а довжиною 185 км по Україні. Потужність цих нафтопроводів від Лисичанська до Тихорецька станціями нафтоперекачувального склала 34 млн. т/рік[3].

З метою диверсифікації поставок нафти на нафтопереробні заводи (НПЗ) України та розширення її транзитних можливостей на початку 90-х років було розроблено обґрунтування економічного та технічного спрямування, щодо спорудження морського нафтоперекачуючого комплексу (НПК) – терміналу потужністю 40 млн. т/рік в порту «Південний», через рік в 1994 році було завершено розробку проекту будівництва першої черги терміналу потужністю 12 млн. т/рік, а сам процес будівництва почалося в 1995 році.

У вересні 2005 року введено в дію перша черга нафтопроводу «Жулин-Надвірна» на відрізу «Долина-Надвірна». Цей нафтопровід, з'єднав шостий – Надвірнянський НПЗ до трубопроводної системи України. Загальна

протяжність нафтопроводу –110 км, потужність – 4,3 млн. т/рік. Робота нафтопроводу дозволяє зменшити екологічні ризики шляхом виключення перевезень нафти залізничним транспортом.

Система України на сьогоднішній день магістральних нафтопроводів включає 19 штук діаметром до 1220 мм загальною протяжністю близько 4800 км, 51 нафтоперекачувальну станцію (НПС), роботу яких забезпечують 176 насосних агрегатів, одиничною продуктивністю до 12500 м³/год. Сумарна електрична потужність електроприводів становить близько 360 тис. кВт. Пропускна здатність системи дорівнює 114 млн. т/рік на вході і більше 56 млн.т/рік на виході. Загальна номінальна ємність одинадцяти резервуарних парків системи магістральних нафтопроводів більше 1 млн. кубометрів.

Магістральні трубопроводи проектуються таким чином, що задані проектом значення їх продуктивності забезпечуються насосними (для нафти і нафтопродуктів) або компресорними (для газу) станціями. При цьому передбачається робота перекачувальних агрегатів станцій на номінальних режимах, відповідних номінальній частоті обертання їх роторів і максимальному ККД.

Наведені відомості показують масштабність і актуальність завдання енергозбереження на об'єктах магістрального транспортування нафти і газу в Україні.

1.2 Аналіз методів регулювання режимів роботи насосних агрегатів

Складність задачі керування роботою НПС обумовлена нерівномірністю її режимів. На режим роботи МН впливають 3 групи факторів [4]: зміни в роботі обладнання НПС, зміни умов роботи технологічної ділянки нафтопроводу та зміни властивостей рідини, що перекачується. Тому відбувається зміщення робочої точки системи НПС-МН і виникає необхідність її підтримання в зоні високих к.к.д. НА шляхом регулювання режимів.

Спільний режим роботи НА та МН визначається з умови енергетичного

балансу, який забезпечується в робочій точці А перетину напірних характеристик насоса $H_D^{НС}$ та трубопроводу $H_{Тр}$ (рисунок.1.2).

Даний режим може бути реалізований тільки в тому випадку коли забезпечується міцність трубопроводу. Максимально допустимий із умови міцності напір $H_{доп}$ повинен бути більший за напір, що створений насосами $H_D^{НС}$.

Під час експлуатації систем трубопровідного транспорту має місце нерівномірність режимів роботи, яка полягає у зміні витрати та тиску в нафтопроводі в часі. Зміст регулювання режимів полягає в тому, щоб характеристики $H - Q$ МН та НПС перетинались в оптимальній робочій точці. Дана робоча точка системи визначає робочі точки окремих ВН, що входять в систему.

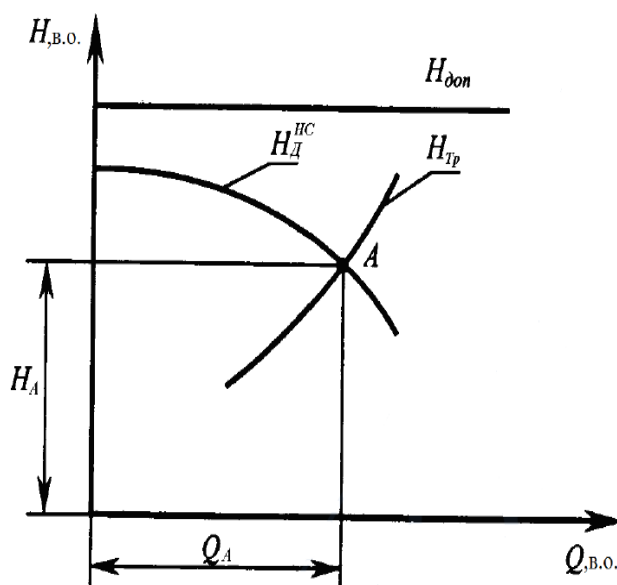


Рисунок. 1.2 - Суміщені напірні характеристики насосів НПС ($H_D^{НС}$) та трубопроводу ($H_{Тр}$)

Аналіз методів регулювання режимів роботи МН розглядали такі вітчизняні та зарубіжні вчені, як Яремак І.І., Костишин В.С., Сорохтей І.І., Бесараб Р.Н, які в своїх роботах виділили наступні методи: зміна параметрів

НПС (зміна кількості робочих НА НПС, зміна схеми з'єднання НА НПС, заміна роторів (робочих коліс) насосів, зміна діаметрів (обточування) робочого колеса насосів, регулювання швидкості обертання вала і методи, пов'язані зі міною параметрів МН (дроселювання, байпасування).

У випадку необхідності суттєвої зміни режиму роботи системи НПС трубопровід використовують регулювання шляхом зміни кількості працюючих агрегатів на НПС [5]. Даний спосіб можна використовувати лише у випадку, коли наявний напір НПС відрізняється від необхідного на величину, що перевищує напір одного магістрального ВН при заданій витраті рідини в трубопроводі.

Науковці досліджували також спосіб регулювання режиму роботи НПС методом дроселюванням, який отримав найбільше практичного застосування. Він відноситься до способів плавного регулювання і полягає в зміні опору потоку рідини шляхом звуження площі його поперечного перерізу за допомогою регуляторів тиску, встановлених на вузлах регулювання НПС. Проте дроселювання – це неекономічний спосіб регулювання, оскільки НПС непродуктивно розвиває надлишковий напір, що збільшує вартість транспортування нафти [6]. Втрати під час дроселювання можуть досягати більше 15-20% від потужності затраченої електроенергії на привод насосів.

В режимі малих витрат для попередження нестійкого режиму застосовують перепускання частини рідини через паралельний нафтопровід (байпасування) з виходу насосу знову на його вхід [5]. При цьому змінюється характеристика трубопровідної системи, на яку працює насос і зміщується положення робочої точки НПС. Це спричиняє зміни режиму роботи нафтопроводу і додаткові втрати енергії. При цьому продуктивність нафтопроводу завжди лише знижується. На практиці експлуатації систем МН даний метод застосовують рідко.

Більшість магістральних ВН обладнані змінними робочими колесами на 0,5; 0,7 та 1,25 від номінальної подачі, які мають різні гідравлічні характеристики. Такий метод регулювання не є плавним, оскільки часта зміна

коліс практично неможлива [5]. Використання обточування робочого колеса насоса у разі гарантованого, тривалого існування розрахункового режиму дозволяє покращити характеристики установки [5]. Даний метод має основний недолік – не можливо повернути початковий діаметр робочого колеса, крім того обточка не допускається більше ніж на 20 % , при цьому к.к.д. насоса зменшується більш ніж на 1-3%.

Автори Ахмадуллин К. Р., Бархатов А. Ф., Шабанов В. А., доводять, що найефективнішим способом регулювання режимами роботи МН є частотне регулювання швидкості обертання робочого колеса магістрального ВН, що забезпечує підтримання робочих параметрів в необхідному діапазоні. Напірні характеристики насоса при зміні витрати залишаються подібними та зміщуються по вертикалі в координатах Q, H на графіку спільної роботи насоса і трубопроводу. Перетин характеристик $H_{\omega_1}, H_{\omega_2}, H_{\omega_3}$ насоса та трубопроводу а визначає положення робочих точок А, В, С ($\omega_3 < \omega_2 < \omega_1$) Даним точкам відповідають значення робочих параметрів насоса: напору H_A, H_B, H_C та витрати Q_A, Q_B, Q_C .

Робочі точки характеристики насоса для різних швидкостей обертання розміщені на характеристиці мережі (рисунок 1.3).

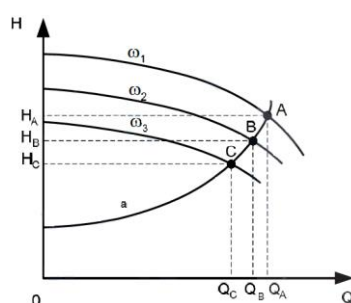


Рисунок. 1.3 - Напірні характеристики регульованого насосного агрегата

Регулювання кутової швидкості обертання насоса перешкоджає поширенню підвищеного тиску та зменшує споживання потужності насосної установки.

В працях Костишина В.С. показано, що під час регулювання режиму роботи НПС зміною кутової швидкості обертання робочого колеса насосів відбувається зміна напірних характеристик ВН без зміни к.к.д. Зокрема значення к.к.д. ВН. η_2 при забезпеченні необхідної продуктивності Q_H є більшим (рисунок 1.4) для роботи ВН з кутовою швидкістю обертання ω_2 ($\omega_2 < \omega_1$) Тому даний метод більш економічний, проте для його реалізації необхідні додаткові капіталовкладення на придбання та монтаж обладнання, за допомогою якого можна змінювати швидкість обертання робочого колеса. Застосування даного методу на НПС систем МН дає змогу полегшити синхронізацію роботи станцій та уникнути гідравлічних ударів у нафтопроводі.

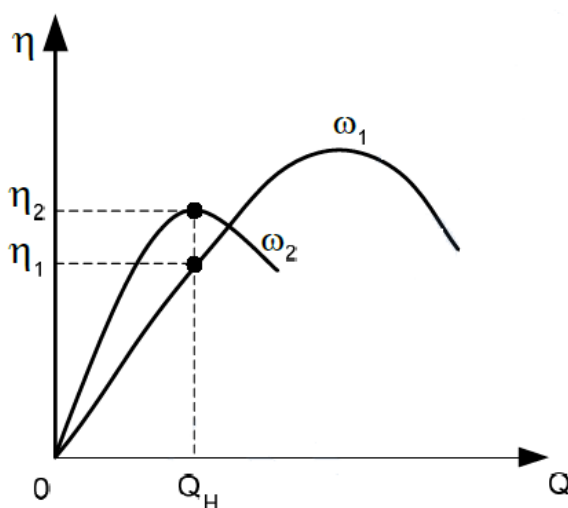


Рисунок. 1.4 - Графіки залежностей к.к.д. НА від навантаження при різних значеннях швидкостей обертання електроприводу

Науковець Бархатов А.Ф. наводить порівняння енергоспоживання магістральних НА при застосуванні регулювання шляхом дроселювання, байпасування та частотного регулювання за допомогою ПЧ для насосів НМ 7000-210 та НМ 1250-260. На всіх розглянутих НПС витрата електроенергії при застосуванні ПЧ менша, ніж при дроселюванні. Максимальна економія за рахунок застосування ПЧ досягає 21%, мінімальна - 3%. Значна економія

електроенергії (21%) НА пов'язана з неправильним підбором характеристик насосів, оскільки тривалий час НПС працювала на подачах, що не перевищують 50% від номінальної, що призвело до значного дроселювання. Тому, для зниження втрат на дроселювання, необхідно також перевірити правильність підбору характеристик насосів на НПС. Витрата електроенергії при застосуванні перепуску більша, ніж при дроселюванні. Максимальна перевитрата електроенергії при перепуску складає близько 12%, мінімальна - близько 3%. Пов'язано це з тим, що при перепуску зростає подача насосів і, як наслідок, їхня потужність. Таким чином, з точки зору енергозбереження спосіб регулювання тиску за допомогою ПЧ є найдоцільнішим, оскільки в розглянутих в При зміщенні напірної характеристики відцентрового насоса пропорційно зміщується характеристика ККД. Тому цей метод більш економічний, але його реалізація вимагає додаткових капітальних витрат на додаткове обладнання, наприклад, напівпровідникові перетворювачі частоти [7].

Застосування даного методу на НПС систем магістральних нафтопроводів дозволяє полегшити синхронізацію роботи станцій і уникнути гідравлічних ударів в нафтопроводі.

Частоту обертання робочого колеса відцентрового насоса можливо змінювати декількома способами [8]:

- застосування двигунів із змінною частотою обертання;
- установка спеціальних муфт з регульованим коефіцієнтом ковзання (гідравлічних, електромагнітних, струмовихрових);

Застосування частотно-регульованого привиду в магістральних насосних агрегатах доцільно при великій нерівномірності перекачування нафти по трубопроводу. Характеристики способів регулювання насосів НПС показані на (рисунок 1.5).

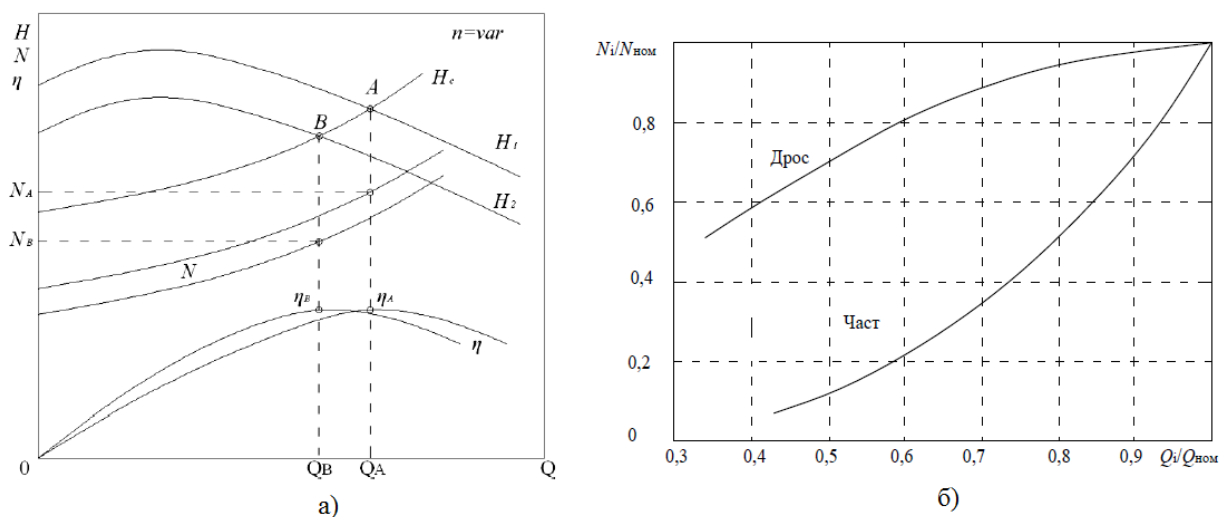


Рисунок 1.5 - Енергетичні характеристики різних методів регулювання де, а) – характеристики насоса і мережі при регулюванні частотою обертання робочого колеса; б) – порівняльна характеристика ефективності частотного і дросельного регулювання

Перші ПЧ магістральних НА НПС на території СНГ були введені в експлуатацію в 2002 році на станції "Каламкас" в Каз Транс Ойл [28]. Встановлення ЧРП дало такі результати: плавний пуск електродвигунів, зникнення гідравлічних ударів в трубопроводі, зниження динамічних навантажень на торцеві ущільнення і радіально-упорні підшипники НА, суттєва економія електроенергії (питомий розхід електроенергії на перекачування 1 тони нафти зменшився в 2,5 рази), додатковим результатом стало зниження шумів і вібрацій в електродвигуні та насосі (рівень вібрації при застосуванні ПЧ знизився в 3-5 разів).

Правильний вибір системи регульованого електроприводу, розробка законів оптимального керування ЕД і перетворювачем повинні опиратися на точну ідентифікацію параметрів математичних моделей ЕД, та МН. Необхідно отримати взаємозалежності основних параметрів режимів роботи трубопроводу, насоса, двигуна і перетворювача, як складових єдиної системи.

Для здійснення наведених вище методів регулювання режимів на МН

встановлено АСК. На сьогодні існує стійка тенденція заміни релейних засобів автоматизації НПС на мікропроцесорні, що дозволяє збільшити швидкодію АСК, підвищити їхню ефективність і зменшити кількість аварій. Дослідженню роботи АСК присвячено роботи Г. Н. Семенцова, О. В. Кучмистенка.

В роботі Кучмистенко О. В., Шавранського М. В. наведено аналіз перспектив застосування дистанційного контролю і керування технологічними об'єктами транспорту нафти. В даних роботах розглядається задача створення на базі методів нечіткої логіки моделі автоматизованого контролю несанкціонованого витікання нафти з нафтопроводу, яка враховувала б різні режими експлуатації, нелінійний характер діаграми тисків і витрат, а також скорочувала б час обробки отриманої інформації. Також розроблено алгоритмічне і програмне забезпечення для верхнього рівня автоматизованої системи контролю технічного стану нафтопроводу та розглянуто питання застосування дистанційних засобів комунікації в системі контролю [9].

Аналіз перелічених праць доводить, що АСК НПС, які оснащені системою автоматики виробництва, що базується на релейних елементах, потребує заміни на сучасні мікропроцесорні АСК. АСК ТП на НПС, повинні давати змогу здійснювати централізоване управління основними та допоміжними спорудами, а також безперервний моніторинг ТП на базі сучасних комп'ютерних технологій та програмних засобів, які забезпечать оперативну та безпечну експлуатацію об'єктів НПС.

АСК комплексом технологічних споруд основного й допоміжного призначення повинна вирішувати задачі контролю, захисту, сигналізації, регулювання та керування технологічними процесами об'єктів, які входять до комплексу НПС [10].

АСК ТП дає можливість:

- організувати централізований контроль й керування ТП на НПС;
- забезпечити надійну роботи технологічних споруд та запобігати

аварійним ситуаціям;

- підвищити ефективність ТП перекачування нафти за рахунок оперативності представлення інформації диспетчерській службі та діагностування стану обладнання;

- знизити витрати на збір і обробку даних і підвищення інформованості користувачів системи;

- збільшити періодичність технічного обслуговування та скорочення терміну проведення ремонтних робіт.

Оскільки критерієм керування є встановлення параметрів режиму функціонування в заданих межах допустимих технологічних значень та зменшення витрат на експлуатацію та ремонт, то актуальною є задача визначення оптимального режиму роботи НПС.

1.3 Технологічна схема роботи магістрального насосного агрегату НМ-180-500

Агрегат виготовлений в кліматичному виконанні ПХК, категорії розміщення (експлуатація в закритих приміщеннях з штучно регульованими кліматичними умовами при значенні температури навколишнього повітря від +5 до +40 °С. Агрегат допускає транспортування і зберігання при температурі навколишнього повітря до мінус 60 °С. Електротехнічні вироби (крім електродвигуна) і контрольно-вимірювальні прилади повинні зберігатися при температурі від +5 °С до +40 °С («Інструкція з консервації, упакуванні, транспортуванню і зберіганню»РН12.025.000.00І) [11].

Агрегат виготовлений у вибухозахищеному виконанні і призначений для експлуатації в приміщенні, в якому існує ймовірність присутності вибухонебезпечної газової суміші в нормальних умовах експлуатації, що відповідає вибухонебезпечній зоні 2 класу 1.

- категорія вибухонебезпечної газової суміші-II А;

- група вибухонебезпечної газової суміші - ТЗ, що відповідає

температурі самозаймання 200-300 °С;

- насос у складі агрегату відноситься до виробів конкретного призначення виду І (відновлювані);

Агрегат призначений для розміщення в приміщенні, що періодично обслуговуються, режим роботи агрегату - постійний. Агрегат виготовлений для експлуатації в районах з інтенсивністю землетрусу майданчика - 6 балів за шкалою Ріхтера [12].

Дані технічні вимоги призначені для розробки системи автоматичного управління (САУ) насосом НМ 180-500 на параметри: $Q = 180\text{м}^3/\text{год}$.
 $H = 500\text{ м}$.

Насос (агрегат) повинен виготовлятися для експлуатації в мікрокліматичних районах з помірним і холодним кліматом ПХК категорії розміщення 4 з граничними робочими температурами навколишнього повітря від плюс 5 до 40°С. Мінімальна температура при транспортуванні мінус 60°С.

Агрегат складається з наступних основних механізмів і засобів КВП:

- насоса НМ180-500 ($Q = 180\text{ м}^3/\text{год}$, $H = 500\text{ м}$);
- приводного електродвигуна ВАО2-450-315Д-4, номінальна потужність 315 кВт, напруга 10 000 В, частота 50 Гц;
- системи замикання торцевого ущільнення;
- датчиків, перетворювачів, кнопкових постів управління, сигнальних постів і розподільних коробок, встановлених на агрегаті, стійкі приладової та місцевої панелі управління.
- кабельних розводок, що забезпечують підключення датчиків і перетворювачів до розподільних коробок.

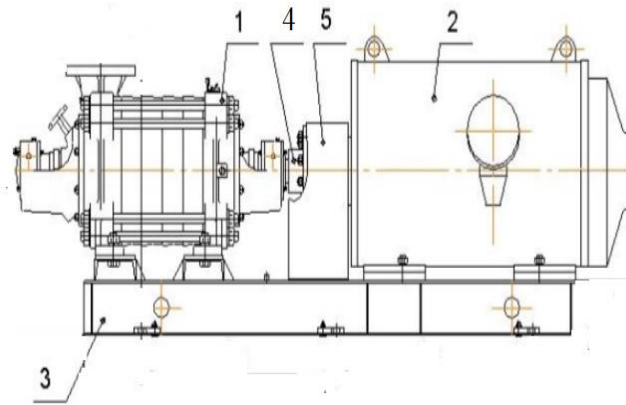


Рисунок 1.6 - Схема насосного агрегату.

1) - насос, 2) - електродвигун, 3) - рама, 4) - муфта, 5) - кожух охолодження муфти

Відцентрові насоси - основний вид нагнітаючого обладнання для перекачки нафти по МН. Вони відповідають вимогам, що пред'являються до МНА для перекачування значних обсягів нафти на далекі відстані.

Все обладнання агрегату розміщується на одній рамі. Датчики і перетворювачі через розподільні коробки, встановлені на агрегаті, повинні підключатися до САУ, що входить до складу розподіленої системи управління (PCУ)[13].

Актуальність створення автоматизації систем управління магістральним насосним НМ-180-500 зросла в зв'язку з низьким рівнем автоматики, наявності морально застарілих релейних схем, низької надійності і складністю обслуговування. Це вимагає заміни існуючих систем на мікропроцесорну систему автоматики.

1.4 Алгоритм управління роботи магістрального насосного агрегату НМ-180-500

Підготовка агрегату до пуску повинна здійснюватися відповідно до посібників з експлуатації на агрегат і двигун, де вказані обсяг і послідовність

виконання операцій обслуговуючим персоналом.

Перед пуском агрегату мають бути виконані наступні умови:

- засувка на виході з насоса закрита;
- робота насоса на повністю закриту засувку допускається не більше 2 хв;

- можливий пуск насоса на відкриту засувку на виході з насоса, за наявності протитиску в напірному трубопроводі, що забезпечує подачу при повному розвороті двигуна не більше $0,05 \text{ м}^3/\text{с}$ ($180 \text{ м}^3/\text{год.}$);

- робоча зона подач насоса від $0,015 \text{ м}^3/\text{с}$ ($54 \text{ м}^3/\text{год.}$) до $0,05 \text{ м}^3/\text{с}$ ($180 \text{ м}^3/\text{год.}$).

Контроль протитиску контролюється, при цьому за зворотним клапаном:

- засувка на вході в насос відкрита;
- рівень замикаючої середовища у судинах-бачках системи замикання торцевого ущільнення вище мінімально допустимого, але нижче максимального;

- насос заповнений перекачувальної рідиною (до замикання контактів сигналізатора рівня);

- наявність тиску на вході в насос: $P_{\text{вх.}} < 250 \text{ кПа}$ ($+2,5 \text{ кгс/см}^2$), але не менше значення, що забезпечує безкавітаційну роботу насоса ($-0,5 \text{ кгс/см}^2$);

- температура продукту, що перекачується на вході в насос $5-31,2^\circ\text{C}$ (визначається загальностанційним виміром);

- температура підшипників насоса і двигуна $> 15^\circ\text{C}$ і $< 70^\circ\text{C}$;

- встановлено огорожу над сполучної муфтою.

Режими пуску агрегату:

- автоматичний режим пуску з РСУ;

- перемикач на місцевій панелі управління встановлюється в положення «Управління з РСУ».

Після подачі команди "Пуск" перевіряється наявність пускових параметрів агрегату, включається приводний двигун агрегату.

Після досягнення тиску на виході насоса, відповідного нульовій подачі ($P_{\text{вх}} + 34,2 \text{ кгс/см}^2$), подається команда на відкриття напірної засувки.

На час пуску, зупинки агрегату (час відкриття (закриття) засувки на виході з насоса) виводяться з дії захисти по вібрації і падіння тиску на виході насоса.

Під час пуску здійснюється контроль виконання команд:

- на включення високовольтного вимикача (якщо після подачі команди на включення високовольтний вимикач не включили протягом 3с);

- на відкриття засувки на виході з насоса (якщо засувка протягом 3с не почала відкриватися – кінцевий вимикач засувки положення «закрито» не розірвався);

- на повне відкриття засувки на виході з насоса (якщо засувка на протязі 2хв. не відчинилася – кінцевий вимикач засувки положення "відкрито" не замкнувся.

При пуску насоса на відкриту напірну засувку контроль протитиску виконується за приладом, встановленому за зворотним клапаном (загальностанційне вимірювання).

При невідповідності одного з пускових параметрів вимогам запуск насоса зупиняється з видачою сигналу про невідповідність (наприклад: «Тиск на вході високий»).

Кнопковий режим пуску з РСУ управління електромеханізмами виконується роздільно, оператором з РСУ. За наявності пускових параметрів, включити приводний двигун насоса. Після досягнення тиску на виході насоса відповідного нульовій подачі відкрити напірну засувку. В іншому алгоритм пуску аналогічний автоматичному режиму пуску. Кнопковий режим пуску з місцевої панелі управління перемикач на місцевій панелі управління встановлюється в положення «Управління за місцем». Управління проводиться кнопками із місцевої контрольної панелі [14].

При появі сигналу «Агрегат готовий до пуску» (наявності пускових параметрів) включити приводний двигун насоса. В іншому алгоритм пуску

аналогічний кнопковому режиму пуску з РСУ.

При відхиленні параметрів від заданих значень повинна бути виконана попереджувальна сигналізація:

- аварійна сигналізація.

Зупин агрегату може здійснюватися:

- оператором;

- автоматично (технологічними захистами і електричними захистами двигуна);

- аварійною кнопкою, встановленою у агрегату.

При відключенні оператором повинна закритися засувка на виході з насоса, відключитися двигун, а при відключенні захистами або аварійною кнопкою відключається двигун, закривається засувка на виході з насоса.

Під час зупину здійснюється контроль виконання команди на закриття засувки на виході з насоса. Якщо засувка не закрилася (кінцевий вимикач не розірвали), протягом часу закриття засувки +5с видається сигнал «Невиконання команди на зупинення». Повторний пуск насосного агрегату можливий при відключенні захистами, тільки після усунення причин відключення. [14] Алгоритм управління роботи магістрального насосного агрегату НМ-180-500. На ведений в додатку А

2 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ НАСОСНОГО АГРЕГАТА ТА СТВОРЕННЯ АСУ

2.1 Моделювання роботи електроприводу

При розрахунку математичної моделі та математичного опису НА, а ще приводу насоса. Модель зобов'язана бути виконана у відповідності з технічними даними двигуна та насоса. Дані які відсутні потрібно знайти завдяки математичному розрахунку. Зробивши розрахунок необхідно переконатися в правильності роботи агрегату, як що значені дані відповідатимуть номінальним даними. Всі технічні вимоги значенні таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Технічні вимоги двигуна

Найменування параметра, одиниця виміру	Чисельне значення
Потужність, кВт	315
Напруга, В	10000
Частота мережі, Гц	50
Частота обертання, об / хв	1500
Момент інерції, кг м ²	13
Число пар полюсів	4
Ковзання, %	1.0
ККД, %	93.5
Коефіцієнт потужності, $\cos \varphi$.	0.86
Додаткові дані	$r_1 = 0.46, x_k = 3.6.$
$M_{\text{пуск}}/M_n$	1.2

При розрахунку асинхронного двигун використаємо ланку першого

порядку (2.1).

$$h_{\text{дв}} = -\frac{h_u}{1+T_2 \cdot \rho} \quad (2.1)$$

де T_2 постійна часу, h_u знаходимо за формулою (2.2)

$$h_u = \frac{2 \cdot M_K}{\omega_H \cdot S_K} \quad (2.2)$$

де M_K - максимальний момент (Н м), - номінальна частота обертання ротора (рад/с), S_K - ковзання, визначаємо за такою формулою (2.3):

$$S_K = S_H \cdot (\lambda + \sqrt{\lambda^2 - 1}) \quad (2.3)$$

де λ - здатність перевантажувальна, є 2.4

$$S_K = 0.01 \left(2.4 + \sqrt{2.4^2 - 1} \right) = 0.052$$

Момент інерції насоса знаходимо таким чином (2.4):

$$J = 1.2J_{\text{д}} \quad (2.4)$$

де J - інерції двигуна

$$J = 1.2 \cdot 13 = 15.5 \text{ кг/м}^2$$

Номінальна швидкість асинхронного двигуна (2.5):

$$\omega_H = \frac{\pi \cdot n_H}{30} \quad (2.5)$$

$$\omega_H = \frac{3.14 \cdot 150}{30} = 157 \left(\frac{\text{рад}}{\text{с}}\right)$$

Номінальний момент двигуна розраховується за формулою (2.6):

$$M_H = \frac{P_H \cdot 10^3}{\omega_H} \quad (2.6)$$

де P_H номінальна потужність

$$M_H = \frac{315 \cdot 10^3}{157} = 2006 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Адже критичний момент розраховується з номінальних даних:

$$M_K = 1.2 \cdot 2006 = 2407 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Опір ротора на обмотці статора визначаємо за формулою (2.7)

$$r_2 = 0.01 \left(\frac{4 \cdot 10000^2}{2 \cdot 157 \cdot 2006} - 0.46 \right) + 0.01 \cdot \sqrt{\left(\frac{4 \cdot 10000^2}{2 \cdot 157 \cdot 2006} - 0.46 \right)^2 - (0.46^2 + 3.6^2)} = 0.520 (\text{Ом}) \quad (2.7)$$

де U_H - номінальна напруга

Індуктивні опору ротора і статора визначається за формулою (2.8):

$$x_1 \approx x_2 = \frac{x_k}{2} \quad (2.8)$$

$$x_1 \approx x_2 \frac{3.6}{2} = 1.8(\text{Ом})$$

Можна розрахувати за формулою (2.2) h_u :

$$h_u = \frac{2 \cdot 2407}{157 \cdot 0.052} = 590$$

Структурна схема електроприводу та управління на робочій частині механічної характеристики зображена на рисунку 2.1:

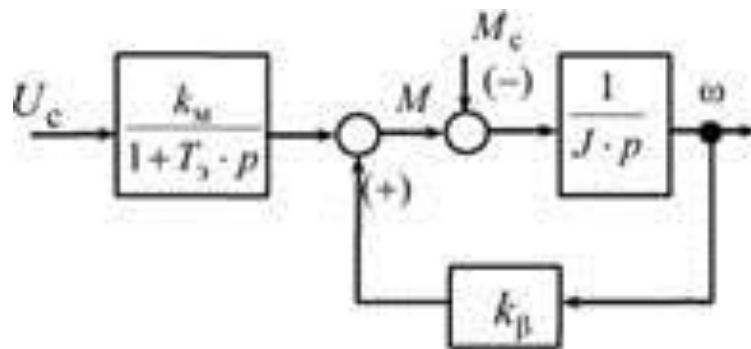


Рисунок 2.1 - Структурна схема електропривода

Імітаційна модель електропривода представлена на рисунку 2.2.

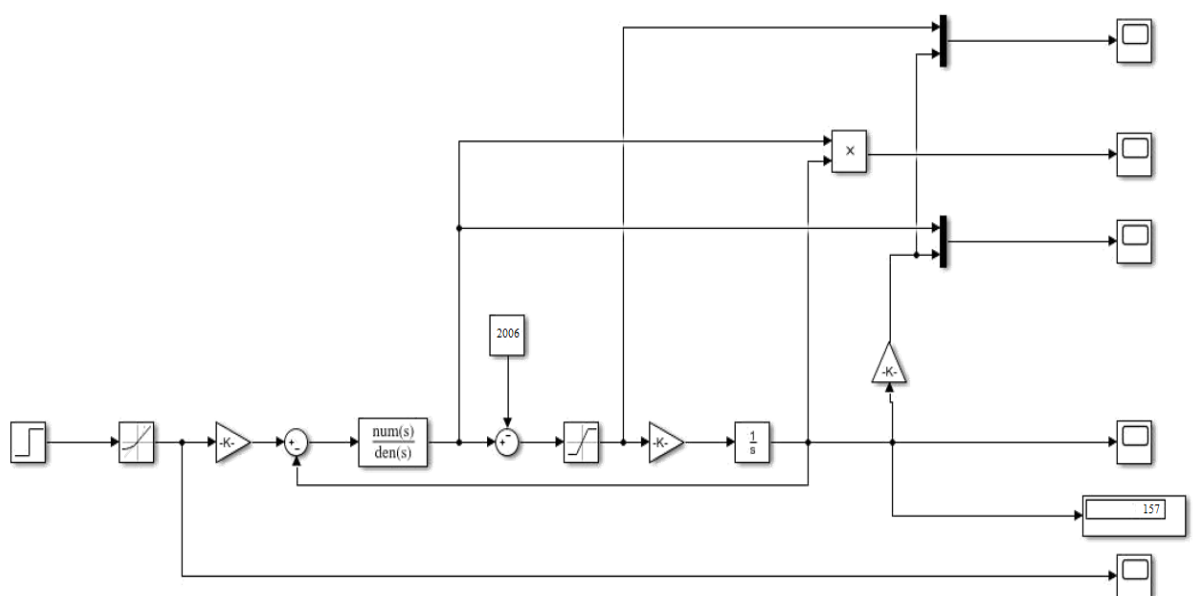


Рисунок 2.2 - Модель електропривода в Simulink

На графіку представлені момент і швидкість рисунку 2.3. І установилися значення однакові номінальним значенням.

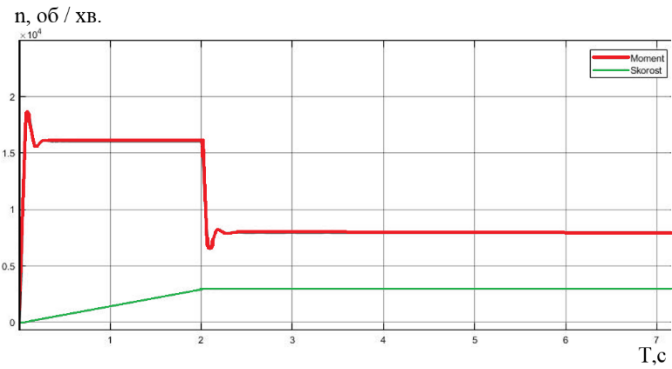


Рисунок 2.3 - Графік моменту і швидкості

Потужність електроприводу зображено на рисунку 2.4.

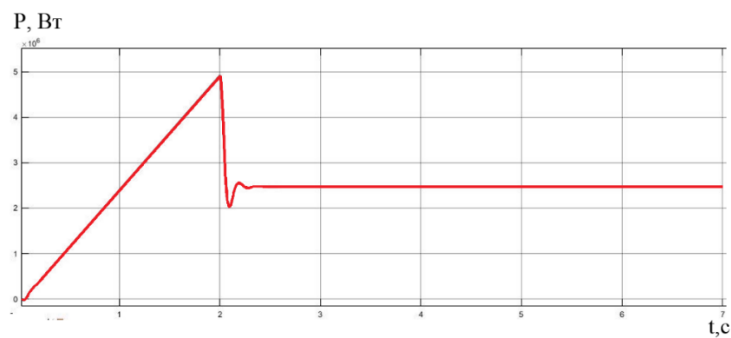


Рисунок 2.4 – Потужність електроприводу



Рисунок 2.5 – Сигнал завдання на розгін електропривода

На базі наведених вище графіків зроблено висновок, де всі отримані результати моделювання відповідають технічним вимогам електропривода ВАО2-450-315Д-4. Так як електропривод працює штатному режимі.

2.2 Моделювання роботи насосного агрегату

Гідродинамічна частина насосного агрегату складається з насоса:

- зворотного клапана;
- засувки на напірному нафтопроводі;
- напірного трубопроводу.

Дані на насос НМ 180-500, які потрібні для математичного розрахунку наведені в таблиці 2.2:

Таблиця 2.2 - Номінальні дані насоса

Найменування параметра, одиниця виміру	Числове значені
Частота обертання, об/хв	3000
Подача, м ³ /с, (м ³ /год)	0.05 (180)
Напір, м	500
Номінальний напір при закритій засувці, м	550
Густина нафти, кг/м ³	888
КПД, %	86
Тиск на вході в насос, МПа	5

Напір, який створює насос при певній частоті обертання відповідає напору при нульовій витраті, тобто нулю. Визнаємо напір за співвідношенням подібності.

$$\frac{H_1}{H_2} = \frac{\omega_1^2}{\omega_2^2} \quad (2.9)$$

де H_1, ω_1 - номінальні тиск і частота обертання, H_2, ω_2 - довільні значення. Формулу можна представити в наступному вигляді:

$$H_{oH} = k_H \cdot \omega_H^2 \quad (2.10)$$

звідсіть коефіцієнт передачі:

$$k_H = \frac{H_{oH}}{\omega_H^2} \quad (2.11)$$

де H_{oH} - натиск нульовий передачі, рівний 550 м.

$$k_H = \frac{550}{157^2} = 0.022$$

Структурна схема НА зображена на рисунку 2.6. Стаціонарний тиск на вході.

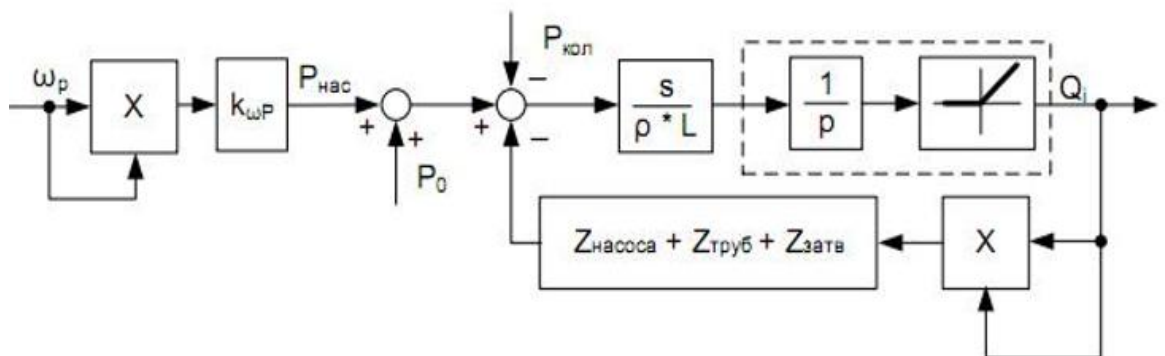


Рисунок 2.6 - Структурна схема гідродинамічної частини НА

Зробивши розрахунок математичної моделі окремого насоса. При цьому проаналізувавши динамічні процеси, що створюється в гідродинамічній частини насосного агрегату. Представимо, що нафту, яка знаходиться в гідродинамічній частини НА, яка має вигляді нестисливого тіла, в'язкість якої становить 888 (кг / м³). Що знаходиться в певному трубопроводі довгою L. Затим зміна витрати зможемо пояснюватися зміною швидкості руху нафти під дією сил, яку визначають гідравлічним опором. Сумарний натиск, діє на гідродинамічну частини насосного агрегату в якому визначається витрата перекачувальної нафти і рівняється з падінням тиску через опір в насосі.

Перетин трубопроводу визначається за формулою (2.12):

$$s = \pi \cdot R^2 \quad (2.12)$$

де R – радіус нагнетательного патрубку насоса

$$s = 3.14 \cdot 0.492^2 = 0.76 \text{ м}^2$$

Наведемо аналітично загальну характеристику насоса за допомогою наступного виразу (2.13):

$$H_{НК} = H_0 - Z_H \cdot Q^2 \quad (2.13)$$

де $H_{НК} = 500$ (м) - натиск на напірному колекторі; $H_0 = 550$ (м) - натиск при закритій засувці;

Z_H - опір від вхідного фільтра до напірного колектора, а також насоса і засувки;

$$Q = 0.05 \text{ (м}^3\text{/с)} - \text{подача.}$$

Далі перейдемо до системи СІ і замінимо натиск на тиск, які пов'язані один з одним виразом (2.14):

$$P = \rho \cdot g \cdot H \quad (2.14)$$

де P - тиск (Па)

H - напір (м);

$\rho = 888$ (кг / м³) - щільність нафти;

$g = 9.8$ (м / с²) - прискорення вільного падіння.

Тоді після переходу до СІ загальна характеристика насоса буде мати наступний вигляд (2.15):

$$P_{НК} = P_0 - Z_H \cdot Q^2 \quad (2.15)$$

Знайдемо Z_H :

$$500 \cdot 888 \cdot 9.8 = 550 \cdot 9.8 \cdot 888 - Z_H \cdot 0.05^2$$

$$Z_H = 8706320$$

Знайдемо опір мережі. Її рівняння має такий вигляд (2.16):

$$H = H_{СТ} + Z \cdot Q^2 \quad (2.16)$$

В системі СІ вираз буде виглядати наступним чином (2.17)

$$P = P_{СТ} + Z \cdot Q^2 \quad (2.17)$$

де P - тиск корисного напору, Па; $P_{СТ}$ - тиск статичного напору.

Опір мережі в цьому випадку буде

$$1.5 \cdot 9.8 \cdot 888 = 1 \cdot 888 \cdot 9.8 + Z \cdot 0.05^2$$

$$Z = 1740480$$

Імітаційна модель насосного агрегату представлена на рисунку 2.7:

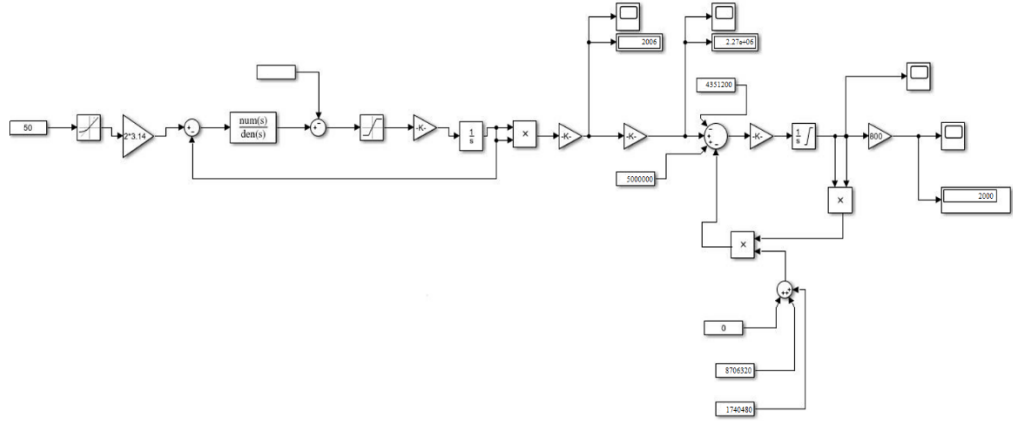


Рисунок 2.7 - Модель роботи насосного агрегату

Графік зміни витрат (подачі) представлений на рисунку 3.8:

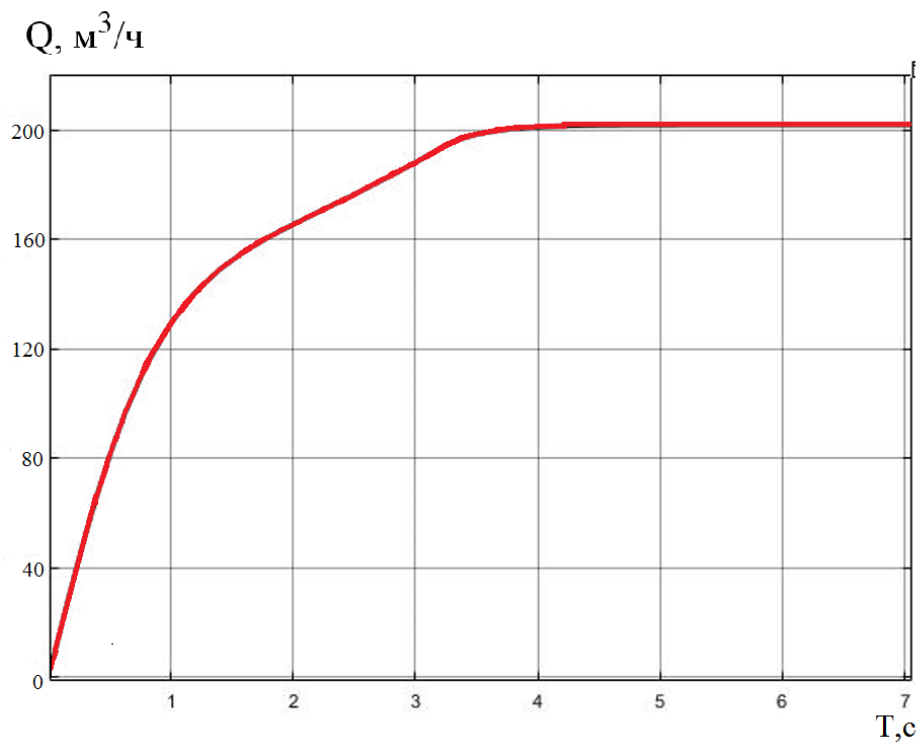


Рисунок 2.8 - Подача насоса

Графік тиску показаний на рисунку 2.9:

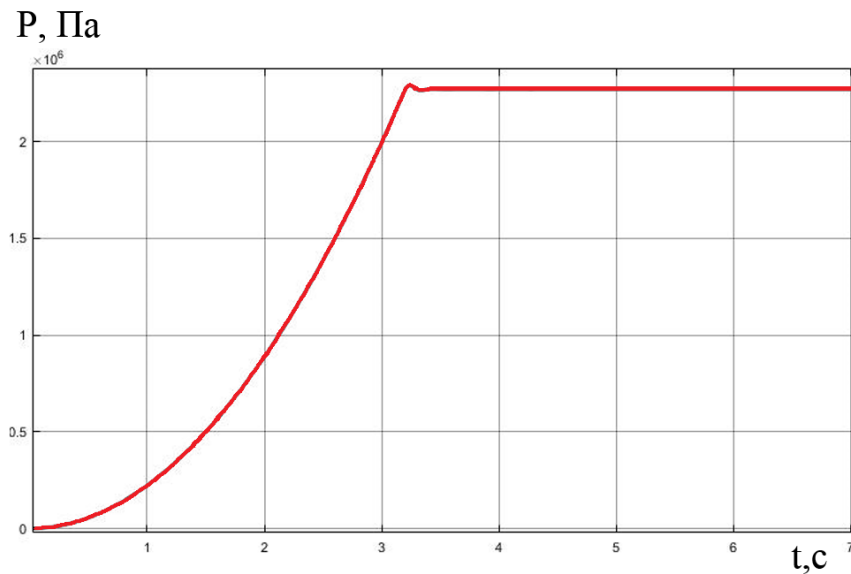


Рисунок 2.9 – Тиск насоса

За представленими графіками помітно, що встановилися значення тиску насоса дорівнюють номінальним даними. Тобто зробивши висновок, що насосний агрегат функціонує нормально, без порушення роботи.

2.3 Функціональна структура системи управління та її опис

Основними цілями створення АСУ ТП є:

- забезпечення транспортування нафти з заданою продуктивністю при мінімальних експлуатаційних витратах;
- підвищення надійності роботи нафтопровідного транспорту і запобігання аварійних ситуацій;
- скорочення втрат нафти при транспортуванні та зберіганні;
- забезпечення якості поставлених нафтопродуктів;
- здійснення оперативного обліку матеріальних та енергетичних ресурсів і витрат;

- скорочення (до мінімуму) часу і обсягу обслуговування і ремонту нафтопроводу.

У науковій роботі була розроблена схема автоматизації насосного агрегату призначена для оптимальної подачі нафти на основний магістральний насос і подальшого її транспортування.

На основі розглянутих особливостей функціонування насосного агрегату НМ 180-500 можна сформулювати основні вимоги до автоматизації:

- контроль температури охолоджувальної рідини;
- контроль температури корпусу двигуна;
- контроль температури навколишнього середовища;
- регулювання подачі охолоджувальної рідини в бачки охолодження;
- регулювання подачі нафти на виході з насоса;
- контроль тиску на вході в насос;
- контроль вібрації горизонтальної та вертикальної насоса та двигуна;
- контроль обертів вала насоса та двигуна;
- контроль загазованості в вибухонебезпечній зоні.

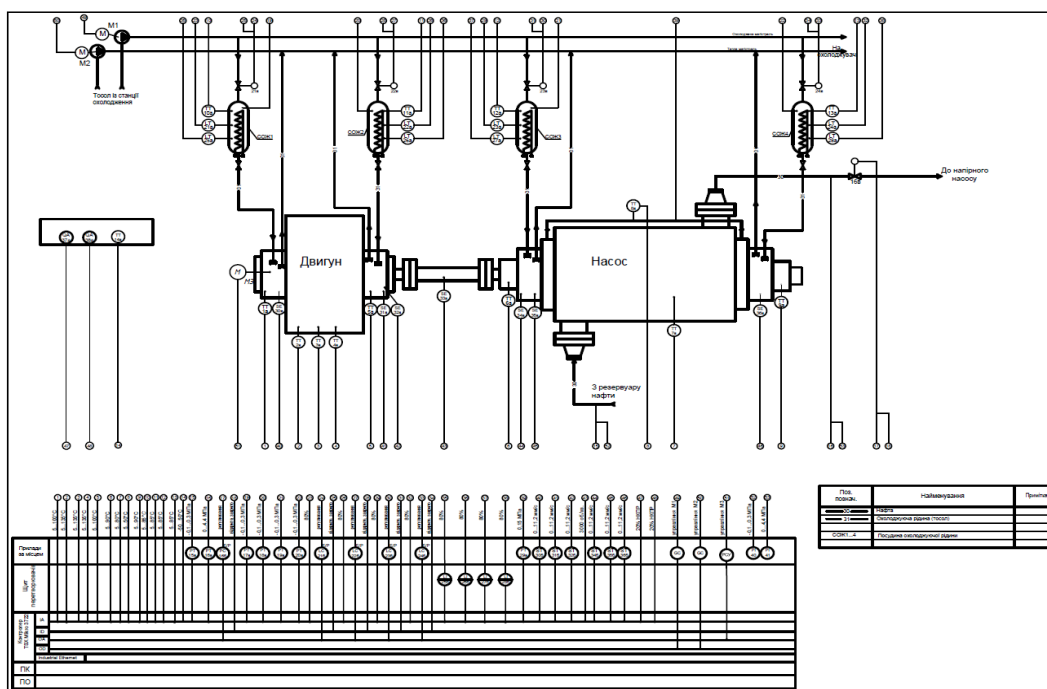


Рисунок 2.10 - Схема автоматизації магістрального насосного агрегату

Для уникнення аварії, до якої може привести перегрів підшипників двигуна та насоса система автоматизації, система автоматизації передбачає контроль температури цих параметрів. Датчики - інтелектуальні перетворювачі температури YTA310 (поз.1а,5а,6а,9а, рисунок 2.10). З них уніфікований сигнал 4-20 мА поступає до вхідного модуля TSX AEY 1600 контролера, який зв'язаний з ЕОМ, для програмної обробки.

Контроль температури обмотки двигуна, в камері розвантаження, заторного середовища в ПОХ1...ПОХ4 та навколишнього середовища відбувається за допомогою інтелектуальних перетворювачів температури YTA310 (поз.2а...4а,7а,8а,10а...14а рисунок 2.10), з яких уніфікований сигнал 4-20 мА поступає до вхідного модуля TSX AEY 1600 контролера, який зв'язаний з ЕОМ, для програмної обробки.

Управління напором на виході з насосу теж повинен бути не більше 4,4 МПа, допустиме відхилення по напору від +3% до мінус 2% від номінального значення. Зниження напору після виробітки середнього ресурсу до капітального ремонту із заліком використання запасних частин – не більше 3%.

Регулювання подачі нафти на виході з насосу відбувається таким чином: в трубопроводі нафти після насоса вимірюється тиск за допомогою датчика надлишкового тиску EJX 430А (поз.16а рисунок 2.10), він перетворює сигнал тиску в уніфікований токовий сигнал 4...20 мА, який надходить до вхідного модуля TSX AEY 1600 контролера, де обробляються програмою, після цього з вихідного модуля TSX ASY 800 на регулюючий клапан фірми SAMSON із вбудованим електропневмоперетворювачем типу 241-7 (поз.16б,в рисунок 2.10), який змінює витрату некондиційної нафти в трубопроводі.

Контроль тиску заторного середовища в збірниках охолоджуючої рідини ПОХ1...ПОХ4 і тиску в камері розвантаження відбувається за допомогою датчиків надлишкового тиску EJX 430А (поз.17а...20а, 29а, рисунок 2.10), він перетворює сигнал тиску в уніфікований токовий сигнал 4...20 мА, який

надходить до вхідного модуля TSX AEY 1600 контролера, який зв'язаний з ЕОМ оператора, де обробляються програмою та архівується.

При недостатній подачі охолоджувальної рідини на підшипники вони перегріються і вийдуть з строю, що спричинить до аварійної зупинки насосного агрегату і подальшого його ремонту пов'язаного з заміною підшипників (які в свою чергу мають дуже високу ціну). Тому схемою автоматизації передбачений контур регулювання рівня в ПОХ1...ПОХ4. Радарний рівнемір з рупорною антеною OPTIWA-VE 7300 С встановлений на кожному бачку (поз.21а...24а, рисунок 2.10), уніфікований сигнал з якого поступає до вхідного модуля TSX AEY 1600 контролера, після перетворення в цифровий сигнал МПК програмно реалізує ПІ-регулятор і видає сигнал на вихідний модуль TSX ASY800, з нього управляючий сигнал регулює клапан, який розташований на трубопроводі охолоджуючої рідини до ПОХ1...ПОХ4 (поз. 21б,в...24б,в рисунок 2.10).

За нормами проектування в нафтопереробній промисловості на кожному збірнику для сигналізації переливу встановлюється ще один датчик рівня. В нашій схемі автоматизації OPTIWA-VE 7300 С (поз.25а...28а, рисунок 2.10), з нього сигнал надходить до вхідного модуля TSX AEY 1600, далі обробляється програмою, а також на щиті в операторській встановлені прилади для сигналізації верхнього та нижнього аварійних рівнів – перетворювачі вимірювальні МТМ-402-ИТ-С (поз.25б...28б, рисунок 2.10).

Акселеномір METRIX SA6200 (поз. 30а...32а, 34а...36а, рисунок 2.10) разом з перетворювачем пероксиметром METRIX-5535 (позиція 30б...32б, 34б...36б, рисунок 2.10) забезпечують ідеальне рішення для виміру віброзміщень і передачі сигналу 4-20мА безпосередньо на вхідний модуль контролера TSX AEY 1600 і TSX AEY 800 . По каналу зв'язку комп'ютер отримує данні про стан віброзміщення підшипників насоса і двигуна, оброблює їх і виводить мнемосхему на монітор у вигляді аналогових стовпчиків, що вказують на поточний стан прискорення віброзміщення вертикального та горизонтального напрямків в міліметрах за секунду.

Контроль обертів двигуна міряється комплектом тахометра-частотоміра Веха-Т (поз.33а,б, рисунок 2.10), вторинний прилад якого розташовується на щиті, сигнал 4...20 мА надходить на вхідний модуль контролера TSX AEY 800.

Загазованість в приміщенні котельної вимірюється термокatalитичним датчиком для контролю загазованості газів Drager PEX 3000 тип XTR 0000 (поз.37а, 38а, рисунок 2.10). Уніфікований 4-20 мА надходить на вхідний аналоговий модуль контролера TSX AEY 800 контролера, який зв'язаний з ЕОМ оператора, де обробляються програмою та архівується. Живлення приладів автоматизації здійснюється за допомогою блоків живлення Метран-608 (поз.42... 45, рисунок 2.10).

Системою автоматизації передбачено управління роботою насосів за допомогою двигунів М1,М2. Вмикання двигунів можна здійснювати як в ручному режимі (по місцю), так і в автоматичному (з дисплейної мнемосхеми) режимі. З дисплейної мнемосхеми можна працювати також в ручному дистанційному режимі. Для попередження обслуговуючого персоналу про роботу насосів передбачено виробничу сигналізацію.

Пуск двигуна забезпечується через частотний перетворювач Altivar (позиція 39) синхронного електродвигуна. З клавіатури комп'ютера диспетчерського пункту вводиться пароль змінного диспетчера і вибирається закладка «Автоматичний пуск» для вибраного агрегату, потім натискається «ОК» для підтвердження введення. При правильному зборі передпускових умов починається автоматичний пуск, що відображається жовтим кольором на мнемосхемі монітора комп'ютера в верхній лівій частині як «АП». За заданим алгоритмом синхронний електродвигун виходить на встановлений режим обертів.

Автоматична зупинка агрегатів станції відбувається послідовно за програмою, за винятком випадку спрацьовування захисту по загазованості. При підвищеній концентрації парів нафти в приміщенні насосів відбувається одночасне відключення усіх споживачів електроенергії, крім вентиляторів і

приладів контролю. Якщо в схемі автоматизації насосної станції передбачається захист по пожежонебезпеці (встановлені датчики, що реагують на появу диму, полум'я або підвищеної температури в приміщенні), то при їх спрацьовуванні відключаються всі споживачі електроенергії без винятку. [15], функціональна схема автоматизації насосного агрегату і додатку Б.

3 ВИБІР ЗАСОБІВ АВТОМАТИЗАЦІЇ

3.1 Вибір давачів

Система автоматичного регулювання складається з об'єкта регулювання (магістральний насос) і взаємодіючих з ним автоматичних регуляторів з датчиками.

При автоматизації технологічного процесу в працюючому насосі повинні підтримуватися на заданому рівні ті параметри, які визначають нормальний перебіг технологічних процесів. Управління цими процесами вимагає установки апаратури для контролю, регулювання та управління параметрами і режимами роботи. Такий апаратурою є контрольно-вимірювальні прилади, за допомогою яких здійснюється оперативне управління технологічними процесами, що забезпечує надійну, безпечну і економічну роботу устаткування.

Мінімально необхідне число приладів на магістральному встановлюють відповідно до нормативних вимог, під дію яких підпадає робота нафтоперекачуючої установки [16].

Інформація про стан об'єкта керування за допомогою датчиків і перетворювачів в вигляді уніфікованих струмових сигналів 4-20 мА та дискретних сигналів напруги 0-24В., надходить на вхідні модулі контролера. Датчики, перетворювачі, виконавчі механізми, індикатори, виносна мнемосхема з індикацією параметрів - дозволяє одержувати інформацію про роботу процесу перекачки нафти і управляти ним в ручному (дистанційному) і автоматичному режимі. При розробці системи автоматизації в дипломному проекті використані інтелектуальні датчики.

В даному дипломному проекті використовуються такі типи датчиків і виконавчі механізми:

- вимірювання тиску (перетворювачі) – EJX 430A;
- вимірювання температури – YTA310;
- вимірювання загазованості – Drager PEX 3000;

- вимірювання віброшвидкості – Metrix 5535;
- вимірювання рівня – OPTIWA-VE 7300 C.

Давач температури

Інтелектуальний перетворювач температури YTA310, представляють собою високоточні вимірювальні перетворювачі температури, що приймають вхідні сигнали від термопар, термометрів опору, омичних або мілівольти пристроїв постійного струму і перетворюють їх для передачі у вигляді сигналу 4 ... 20 мА постійного струму. Прилад YTA310 є моделлю з одним вхідним сигналом датчика. Дана модель підтримує протокол зв'язку BRAIN або HART.

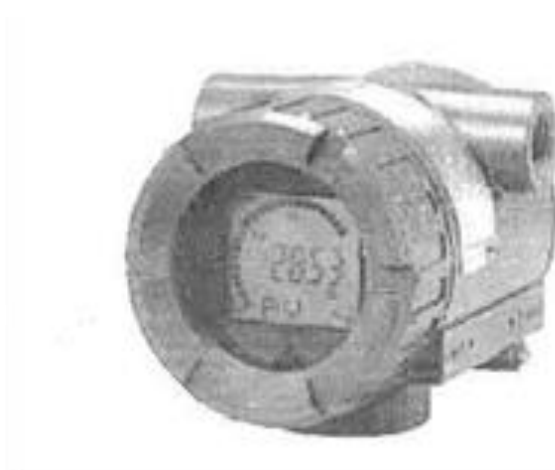


Рисунок 3.1 – Перетворювач температури YTA310

У стандартній конфігурації перетворювачі температури YTA310, крім версії з протоколом зв'язку Fieldbus, сертифіковані TUV, як задовольняють вимогам безпеки SIL 2.

Двосекційний корпус має високу стійкість до жорстких умов навколишнього середовища і YTA310 задовольняє вимогам безпеки рівня SIL2. Технічні характеристики давача YTA310 зображено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Технічні характеристики

Точність (типова)	УТА310 : $\pm 0.05\%$ від прольоту
Вхідний сигнал	УТА310: одиночний вхід, Вибір типу вводу: термопар, 2-, 3- та 4-провідні RTD.
Вихідні дані	Два дротяних сигналу від 4 до 20 мА
Температура	Від -40 до 85 град С (-40 до 185 град. F)
Ступені захисту	IP66, IP67.

Сертифікація SIL 2 для використання одного перетворювача, сертифікація SIL 3 для використання двох перетворювачів.

Дальність зв'язку: До 2 км при використанні кабелів CEV з поліетиленовою ізоляцією і в полівінілхлоридові оболонці.

Давач тиску

Датчик надлишкового тиску EJX430A – це високоефективні багато параметричні перетворювачі тиску з чутливим елементом з монокристалічного кремнію, що використовуються для вимірювання тиску, витрати рідини, газу та пара.

У датчиках тиску EJX430A реалізована технологія DPharφ, що дозволяє одночасно вимірювати диференціальне та статичний тиск. Дана технологія виключає необхідність у використанні додаткових датчиків тиску. Прилади серії DPharφ представлені широким розмаїттям моделей, включаючи датчики надлишкового тиску і датчики диференціального тиску з виносними розділовими мембранами, датчики надлишкового тиску і багато параметричні датчики диференціального і абсолютного тиску з функціями обчислення об'ємної та масової витрати.



Рисунок 3.2 – Датчик надлишкового тиску EJX430A

Основні характеристики датчика надлишкового тиску EJX430 у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Технічна характеристика

Капсула	Діапазон вимірювання, МПа	Діапазон перенастроювання шкали, МПа
Н	-100 ... 500 кПа	0-2,5 ... 0-500
А	-0,1 ... 3,5	0-0,0157 ... 0-3,5
В	-0,1 ... 16	0-0,08 ... 0-16

Вихідний сигнал: 4 ... 20 мА з функцією цифрового зв'язку по BRAIN або HART протоколу, Foundation Fieldbus. Вихідний сигнал програмно може бути заданий лінійним, v або довільно сегментна лінерізован.

Давач рівня

Принцип дії всіх відомих радарних рівнемірів ґрунтується на вимірюванні часу розповсюдження радіохвилі від антени рівнеміра до поверхні продукту, рівень до якого вимірюється, і назад, при відомій швидкості її розповсюдження.

Рівнемір радарний OPTIWAVE 7300 C призначений для вимірювання рівня рідин, наст, шламів, пульп різної агресивності в закритих ємностях з надлишковим тиском або вакуумом [16].

Рівнемір застосовується для автоматизації вимірювань рівня в парках ємностей і в особливо складних технологічних процесах, а також застосовується в системах комерційного обліку резервуарних запасів готової продукції і в складі систем протиаварійного захисту для обертання технологічного обладнання від переповнення і сухого пуску.



Рисунок 3.3 – Рівнемір радарний OPTIWAVE 7300 C

Рівнемір складається з антени і змонтованим на ній вторинним приладом з дисплеєм на рідких кристалах. Антена генерує мікрохвильове випромінювання, спрямоване до поверхні рідини. Мікрохвильове випромінювання йде вниз у напрямку до поверхні рідини, від якої потім відбивається і вловляється антеною.

Відбите випромінювання приходить в антену зсунутим по фазі по відношенню до переданого випромінювання, на величину залежно від відстані від антени до поверхні рідини. Рівнемір OPTIWAVE 7300 C може застосовуватися в системах комерційного обліку резервуарних запасів готової продукції і в складі систем протиаварійного захисту (ПАЗ) для обертання технологічного обладнання від переповнення і сухого пуску. Технічні характеристики наведенні в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 - Основні технічні характеристики

Діапазон вимірювання, м	0,5-40
Межі абсолютної похибки, мм,	± 3
Надлишковий тиск, кгс/см ²	від 1 до 40
Температура °С	від -40 до 80
Вид захисту	IP 66/67
Напруга живлення, В	24
Вихідний сигнал, мА	4-20

Даний рівнемір підходить для вимірювання рівня самих різних рідких речовин і може застосовуватися на різноманітних установках. Рівнемір здатний проводити точні вимірювання в умовах неспокійної поверхні, до яких відносяться, наприклад, завихрення від мішалок, а також при наявності піни.

Давач віброшвидкості

Пероксиметри Metrix 5535, призначені для перетворення параметрів вібрації машин, механізмів та їх складових частин, а саме - віброприскорення (максимального чи середньоквадратичного значення) або віброшвидкості (максимальної або середньоквадратичного значення) в пропорційні електричні сигнали.

Застосовується детектор істинного СКЗ, при цьому калібрування може бути в пікових значеннях або СКЗ. Перетворювачі дозволяють виконувати вимірювання істинного СКЗ відповідно до ISO 2954. Зелений світлодіод на корпусі сигналізує про підключення датчика.

У разі відмови датчика, світлодіод гасне, а вихідний струм падає нижче 4 мА для сигналізації про відмову. Роз'єм BNC дає можливість підключення через буфер віброаналізатор. В якості опції можна замовити формувач сигналу з фільтрами, гальванічною розв'язкою між входом, виходом і харчуванням,

рідкокристалічним дисплеєм. Моделі Metrix 5535 призначені для використання з датчиками прискорення (акселерометрами) і формують сигнал пропорційний прискоренню або віброшвидкості.

Особливості пероксиметрів Metrix:

- формування вихідного сигналу 4 ... 20 мА пропорційного рівню вібрацій;
- є можливість установки фільтрів, гальванічної розв'язки і індикатора поточного значення;
- економічна альтернатива моніторів в стоечному виконанні сумісні з більшістю датчиків.



Рисунок 3.4 - Пероксиметр Metrix 5535

Давач загазованості

Загазованість в приміщенні вимірюється датчиком Drager PEX 3000. Це – економічна і надійна вимірювальна головка з виходом 4-20 мА для контролю концентрації горючих газів і парів у навколишньому повітрі. Вимірювальна головка містить вибухобезпечний герметизований перетворювач 4-20 мА з дисплеєм і кнопками управління, для доступу до яких необхідно відкрити корпус головки.

Для виявлення дуже низьких концентрацій в діапазоні 0.html - 10% НГЗ призначені головки XTR 0010.html або XTR 0011. Drager PEX 3000.



Рисунок 3.5 – Датчик загазованості Drager PEX 3000

3.2 Вибір регулюючих органів та виконавчих механізмів

Пневматичний сервопривід, тип 3277 під інтегровані позиціонери, призначаються для виконавчих органів, таких як регулювальні клапани конструкцій 240, 250, 280 і регулюють заслінки.



Рисунок 3.6 – Пневматичний сервопривід тип 3277 під інтегровані позиціонери

Пневматичні сервоприводи типу 3277 є діафрагмовими приводами з тарільчатою діафрагмою і інтегрованими ексцентричними пружинами..

Подібне пряме з'єднання дає наступні плюси:

- механічно точне і жорстке з'єднання, яке не допускає порушення регулювання при транспортуванні;

- механізм захищений від небажаних контактів і зовнішніх впливів, відповідно до вимог UVV (VBG 5);
- легке пневматична сполучення між позиціонером і приводом.

Виконавчих механізмів

Регулюючі клапани типового ряду 240 випускаються на умовні діаметри Ду 15 до Ду 250 (1 / 2 "до 10") і номінальний тиск Ру 40 (клас 300). У стандартному виконанні регулюючі клапани придатні для температур від -10 до +220 °С (від 15 до 430 °F). Понад це, діапазон температур може бути розширений за рахунок установки ізолюючої частини до -200 ... +450 °С.

Регулюючі клапани типу 241 можуть бути забезпечені обігрівальною сорочкою, яка може захоплювати також сільфонну частину. Виконавчий клапан з магнітним клапаном і брудовловлювачем.



Рисунок 3.7 - Регулюючий клапан типу 241-7

Прохідний клапан тип 241 оснащується:

- пневматичним виконавчим приводом тип 271 (регулюючий клапан тип 241-1);
- пневматичним виконавчим приводом тип 271 (регулюючий клапан тип 241-1);
- пневматичним виконавчим приводом тип 3277 (регулюючий клапан тип 241-7) для інтегрованого монтажу опозиціонера.

Одно сидельний прохідний клапан типу 241 може комплектуватися приводом, утворюючи пневматичний або електричний виконавчий орган, в залежності від виду обраного приводу. Також можлива установка ручного приводу.

Перетворювачів частоти

Використання новітніх технологій, зокрема, силових інтегральних або інтелектуальних модулів на базі польових і біполярних транзисторів з ізольованим затвором, а також входить до складу перетворювача мікропроцесорної системи управління, контролю, захисту та діагностування, дозволило значно поліпшити малогабаритні, енергетичні та експлуатаційні показники. Завдяки чому регульовані асинхронні електроприводи на основі таких перетворювачів зайняли провідні позиції в автоматизації виробництва [17].

До числа якостей, що забезпечують високі техніко-економічні показники гами перетворювачів Altivar, можуть бути віднесені:

- висока надійність, що забезпечується, зокрема використанням розроблених фірмою Telemecanique (для деяких типів ПЧ - спільно з фірмою Toshiba) спеціальних мікросхем;

- малі габарити перетворювача, що досягається як за рахунок використання інтегральних модулів і IGBT транзисторів, так і застосуванням високоефективного охолодження при малогабаритних радіаторах, а також вдалою конструкцією виробу;

- відмінні статичні і динамічні характеристики, що роблять привід на базі Altivar конкурентоздатним з приводом постійного струму, які є результатом використання нових алгоритмів векторного керування потоком;

- простота введення приводу в експлуатацію, завдяки наявності автоматичного підстроювання перетворювача до характеристик двигуна.



Рисунок 3.8 – Зовнішній вигляд перетворювача частоти Altivar 31

Встановлюючи частотний перетворювач, потрібно дотримати наступні вимоги:

- відсутність попадання прямих сонячних променів;
- відсутність поблизу легкозаймистих рідин;
- відсутність крапель олії, пилу, металевої стружки;
- хороша вентиляція;
- температура повітря від -10 градусів до +45 °;
- не допускати потрапляння води, вологість менше 90%;
- поруч з частотним перетворювачем не повинно бути дерев'яних конструкцій і легкозаймистих матеріалів;
- монтаж перетворювача повинен здійснюватися на твердій стійкій поверхні;
- не встановлювати частотний перетворювач в зоні дії електромагнітних завад;

- встановлювати частотний перетворювач вертикально, для здійснення простоти руху охолодженого повітря без відсутності перешкод на його шляху.

3.3 Вибір мікропроцесорних засобів

Контролер

Для функціональної схеми був вибраний контролер ПЛК Modicon TSX Premium. Програмовані логічні контролери TSX Premium розроблені з урахуванням вимог виготовлювачів комплектного устаткування, верстатів і агрегатів. Ці контролери дозволяють вирішувати найрізноманітніші завдання, що виникають в цій області: введення, обробку і формування дискретних і аналогових сигналів, PID5 регулювання, позиціювання, швидкий рахунок, організацію діалогу з оператором, скорочення часу реакції пристрою управління на зовнішні впливи і т.д.



Рисунок 3.9 - ПЛК Modicon TSX Premium

Контролер TSX Premium є повністю модульним. Він складається з шасі, модулів джерела живлення, процесора, дискретних і аналогових входів-виходів і інших модулів.

Контролер має 2 типу шасі:

- стандартне, на 6, 8 і 12 позицій. Вони можуть утворювати окремий ПЛК обмежений одиночним шасі;

- розширюване, на 4, 6, 8 і 12 позицій. Вони можуть утворювати ПЛК, що містить максимум 8 шасі.

Шасі складаються з

- Металевої пластини, яка служить як:

- основа для електронної карти шини XBus та захисту шини від перешкод;

- основа модулів;

- механічне посилення шасі.

- Апертури для закріплення штирків модуля;

- 48-голкового 1/2 DIN з'єднувача для підключення кожного модуля до шасі і отворів з внутрішнім різьбленням для гвинта кріплення модуля;

- Апертури, яка гарантує правильне розташування джерела живлення.

Так як модуль джерела живлення має виступ на тильній стороні панелі, його неможливо встановити в іншій позиції.

Модулі живлення

Кожне шасі вимагає установки модуля джерела живлення, що розрізняються за типом мережі живлення, від змінного - АС або постійного - DC струму, і потужністю, необхідної для живлення шасі.

Модулі живлення мають два формати:

- стандартний формат, для модулів TSX PSY 2600 і TSX PSY 1610;

- подвійний формат, для модулів TSX PSY 5500/3610/5520.

Модуль живлення (рисунок 3.11) містить:

- дисплейний блок, що включає:

- індикаторну лампу ОК (зелена), включена, якщо напруга присутня і в нормі;

- індикаторну лампу ВАТ (червона), включена, якщо батарейка відсутня або несправна;

- індикаторну лампу 24V (зелена), включена, якщо напруга живлення датчиків присутня.

Виводи під гвинт для підключення:

- мережі живлення;
- контактів сигнального реле;
- живлення датчиків для модулів TSX PSY 2600/5500 живлення АС.

Селектор напруги 110/220 В, встановлений на джерелах змінного струму TSX PSY 5500.

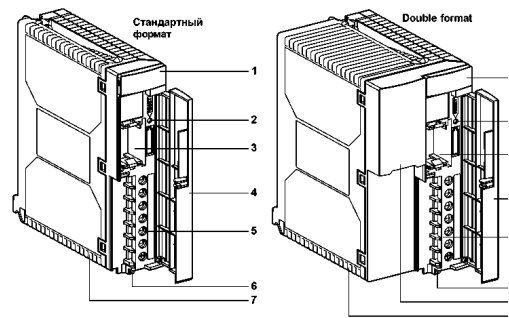


Рисунок 3.10 – Модулі джерела живлення

Кожен ПЛК має процесор, який вибирається в залежності від:

- типу установки: встановлений на шасі (стандартного або подвійного формату) або вбудований в РС;
- необхідної потужності обробки: кількість дискретних/аналогових I/O, і т.д.;
- типу обробки: послідовна або послідовна управління процесом.

Процесор

Процесор включає в себе:

- дисплейний блок, що складається з 4 або 5 індикаторних ламп:

- індикаторна лампа RUN (зелена): включена при працюючому процесорі (програма виконується);
- індикаторна лампа ERR (червона): при включенні вказує на несправність процесора або встановлених пристроїв (карта пам'яті PCMCIA і комунікаційна карта PCMCIA);
- індикаторна лампа I/O (червона): при включенні вказує на несправність інших модулів станції або помилки в конфігурації;
- індикаторна лампа TER (жовта): при миганні вказує на роботу термінального порту. Частота мигання визначається частотою передачі;
- індикаторна лампа FIP (жовта): при миганні вказує на активність шини FIPIO (тільки на процесорах TSX/TPMX P57 i52). Частота мигання визначається частотою передачі;

Кнопка під олівець RESET, при натисканні якої, виконується холодний рестарт ПЛК;

Термінальний порт (TER з'єднувач): дає можливість для підключення до нього периферійних пристроїв (з або без власного харчування): пульт програмування і налагодження, засоби людино-машинного інтерфейсу, принтер та ін.;

Термінальний порт (AUX з'єднувач): дає можливість для підключення до нього периферійних пристроїв (з або без власного живлення): пульт програмування і налагодження, засоби людино-машинного інтерфейсу, принтер та ін.;

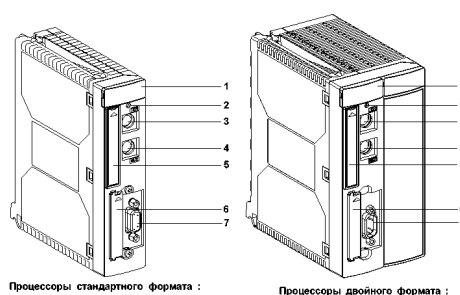


Рисунок 3.11 – Процесори

Панель оператора

Для забезпечення можливості зручного взаємодії людини з системою автоматизації служить панель оператора, що представляє собою пристрій введення-виведення інформації, і тим самим є головним засобом людино-машинного взаємодії. Найчастіше панель оператора буває пов'язана з одним або декількома контролерами, що в різних галузях промисловості аж ніяк не рідкість.

Панель оператора програмується спеціально під кероване обладнання так, щоб оператор міг легко вибрати режим роботи системи, ввести параметри для управління обладнанням, контролювати робочий процес, і отримувати інформацію як про поточний стан системи, так і про попередні станах (можливо збереження даних). Крім того, панель оператора дозволяє вчасно виявити аварію або неполадку. Пов'язаний з панеллю контролер здійснює автоматичне управління, будучи з'єднаний з панеллю через сучасний інтерфейс. Так, панелі оператора знаходять саме широке застосування в промисловості, в медичній сфері, в системах автоматизованого управління будівлями і т.д.



Рисунок 3.12 – Приклад сенсорної панелі оператора GP-S070 від Autonics.

Завдяки панелям операторів відпадає необхідність в установці великої кількості керуючої і сигнальної апаратури, як це традиційно буває в звичайних

системах автоматизації. Панель і контролери автоматичних систем управління технологічними процесами (АСУ ТП) з'єднуються за допомогою телекомунікаційних каналів, а дисплей відображає в віртуальному вигляді сигналізують і керуючі елементи, мнемосхеми, - загалом все те, що входить у функціонал конкретного пристрою (панелі)[18].

Панель при цьому володіє достатнім класом захисту оболонки ІР. Ось головні складові частини типової панелі оператора:

- дисплей, який може бути графічним, текстовим або текстово-графічним;
- пристрій введення, яким може бути клавіатура, сенсорний екран або джойстик;
- пам'ять, ОЗУ і Flash, наприклад у вигляді карти пам'яті;
- у деяких моделях є вбудований програмований логічний контролер;
- інтерфейси для зв'язку з зовнішніми контролерами і для програмування;
- у комплект входить спеціалізоване ПЗ.

Організація каналу зв'язку.

Програмне забезпечення нижнього рівня.

Програмне забезпечення нижнього рівня, що функціонує в контролері, складається з драйвера обміну інформацією через COM2 по протоколу RS-422; програми обслуговування аналогових і дискретних входів і виходів, регуляторів і т.п. елементів, описаних у вигляді бази даних;

Драйвер обміну інформацією забезпечує:

- консольний вхід-вихід;
- керування даних, отриманих в результаті обробки аналогової та дискретної інформації;

Багатозадачний монітор функціонує під управлінням MS-DOS і виконує три завдання:

- власне MS-DOS (або програму, запущену під нею);
- програму прорахунку бази даних;
- програму користувача, зчитану з енергонезалежного ОЗП.

Була повністю вирішена проблема нерентабельності MS-DOS, що дає можливість програмі користувача застосовувати будь-які бібліотечні функції.

Програмне забезпечення верхнього рівня.

Програмне забезпечення верхнього рівня, що функціонує в ЕОМ, являє собою пакет програм, який забезпечує створення і редагування мнемосхем;

- формування аварійних і технологічних повідомлень;
- формування історичних трендів і звітів;
- відображення інформації в режимі реального часу.

Драйвери для обміну даними між ЕОМ і одним або кількома контролерами оформлені у вигляді динамічних бібліотек DLL, що дає можливість змінювати протоколи обміну без перекомпіляції основних модулів. При введенні в експлуатацію систем автоматизації окремих технологічних станцій з'являється можливість комплексної автоматизації всього заводу за рахунок впровадження єдиної загальнозаводської інформаційної мережі, що забезпечує обмін та обробку інформації окремих підсистем.[18]

Програмне забезпечення мережевого об'єднання робочих станцій побудовано на використанні мережевих можливостей Windows. Інформація з робочих станцій надходить на сервер, який дозволяє переглядати мнемосхеми всіх робочих станцій і веде власну історію по всіх станціях.

До сервера підключаються технологічні станції, які встановлюються в кабінетах головних спеціалістів. З технологічної станції здійснюється перегляд мнемосхем робочих станцій, а також перегляд історії, що зберігається на сервері.

Крім того, мережевий пакет дозволяє представляти керівникам заводу інформацію про кількість виробленої продукції, витрати на одиницю виробленої продукції по кожній зміні і за будь-який проміжок часу.

Ethernet - базова технологія локальних обчислювальних (комп'ютерних) мереж з комутацією пакетів, що використовує протокол CSMA/CD (множинний доступ з контролем несучої та виявленням колізій). Цей протокол дозволяє в кожний момент часу лише один сеанс передачі в логічному сегменті мережі. При появі двох і більше сеансів передачі одночасно виникає колізія, яка фіксується станцією, що ініціює передачу. Станція аварійно зупиняє процес і очікує закінчення поточного сеансу передачі, а потім знову намагається повторити передачу.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

У нафтодобувній промисловості для перекачування нафти використовуються насосні агрегати. Насосний агрегат призначений для перекачування нафти в технологічні резервуари та по магістральним трубопроводам (для транспортування) на інші, проміжні, перекачувальні станції і до кінцевої точки, пункту розливу нафти або нафтопереробного заводу. Основне завдання насосного агрегату НМ 180 – 500 це перекачувати нафту під тиском в заданому діапазоні. Вдосконалення системи автоматизації насосної станції направлене не лише на підвищення якості технологічного процесу, а й на полегшення обслуговування технологічного обладнання, зниження рівня впливу шкідливих та небезпечних факторів та покращення умов праці. Це досягається за рахунок впровадження автоматичної системи регулювання, дотримання встановленого інструкцією технологічного режиму та створення комфортних умов праці.[19]

Служба охорони праці на підприємстві організовує і контролює роботу в галузі охорони праці. Функції служби охорони праці на насосній станції виконує інженер з охорони праці. Він підпорядковується безпосередньо керівникові підприємства.

Професія чи робота працівників визнається роботою зі шкідливими та важкими умовами праці за умови, по-перше, наявності на робочому місці шкідливих виробничих факторів. По-друге, професія чи посада у певних правових актах має бути визначена як шкідлива. По-третє, має бути проведена атестація робочого місця, яка б підтвердила наявність шкідливого впливу виробничих факторів на працівника. Виконання другої умови не завжди є обов'язковим. Наразі за результатами атестації робочого місця і обґрунтованих пропозицій щодо його шкідливості в нормативно-правові документи можуть бути внесені зміни та доповнення.

Робоче місце оператора насосної станції знаходиться як у виробничому приміщенні біля апаратів та засобів автоматизації по місцю, так і в операторському пункті де розташований щит живлення і перетворювачів,

мікропроцесорний контролер та ПЕОМ. У виробничому приміщенні присутні такі шкідливі та небезпечні фактори:

- підвищена температура повітря робочої зони;
- наявність сірчистого ангідриду в повітрі робочої зони;
- інфрачервоне випромінювання;
- шум та вібрація;
- рівень освітленості робочої зони;
- наявність обладнання працюючого під тиском;
- електро- та пожежонебезпека.

Не допускається замазученість виробничої території, приміщень і встаткування, забруднення легкозаймистими й горючими рідинами (сміттям і відходами виробництва. В приміщеннях насосної станції не допускається розміщувати апаратуру і устаткування, технологічно і конструктивно не пов'язані з насосами. На робочих місцях, а також у всіх місцях небезпечного виробничого об'єкта, де можливий вплив на людину шкідливих і (або) небезпечних виробничих факторів, повинні бути попереджувальні знаки й написи. Робочі місця, об'єкти, проїзди й підходи до них, проходи й переходи в темний час доби повинні бути освітлені.[20]

Штучне висвітлення повинне бути виконане відповідно до встановлених нормативів, і крім особливих випадків, застережених справжніми Правилами, забезпечити встановлений санітарними нормами рівень висвітлення. Виміри рівня освітленості варто проводити перед уведенням об'єкта в експлуатацію, після реконструкції приміщень, систем висвітлення, а також щорічно на робочих місцях.

Шум та вібрація негативно впливають на органи слуху, серцево-судинну та нервові системи людини, що веде до загальної втоми і зниження працездатності. Згідно ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ “Шум. Общие требования безопасности” рівень шуму на робочому місці оператора у виробничому приміщенні не перевищує 80 дБА, а в операторському пункті не повинен перевищувати 60-65 дБА. Згідно

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ “Вибрационная безопасность. Общие требования” загальна вібрація у виробничому приміщенні на робочих місцях не перевищує 81-83 дБ, а в операторському пункті не повинна перевищувати 73-75 дБ. Для зменшення шуму та вібрації насосної станції застосовують такі заходи:

- своєчасний ремонт та профілактика обладнання;
- віброактивне обладнання ізолюють від несучих конструкцій будівлі та встановлюють на гумові прокладки;
- обладнання, що створює шум та вібрацію (насоси, електродвигуни) розташоване на першому поверсі в окремому приміщенні;
- встановлення звукоізолюючих кожухів на електроприводи;
- дистанційне керування процесом з операторського пункту.

Дільниця насосної станції та ПК, згідно ПВЕ “Правила влаштування електроустановок” класифікуються як приміщення з підвищеною небезпекою. Безпечна експлуатація електроустановок здійснюється у відповідності з вимогами ПВЕ, ДНАОП 00-1.21-98 “Правила експлуатації електроустановок» - ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ “Электробезопасность. Общие требования безопасности и номенклатура видов защиты” та ВСН 205-84. "Инструкция по проектированию электроустановок систем автоматизации технологического оборудования" [20] і передбачає такі заходи та засоби:

- недоступність струмоведучих частин, прокладання електрокабелів під підлогою, в спеціальних каналах, скрите виконання освітлювальної проводки, ізоляцію струмо-провідних елементів ($R_{iz} \geq 0.5 \text{ МОм}$);
- захисне заземлення всіх металевих струмопровідних частин електроустановок, корпусів електродвигунів, щитів живлення, мікропроцесорного контролера та ПЕОМ ($R_{з доп} \leq 4 \text{ Ом}$);
- застосування автоматичних вимикачів типу АП 50-2МТ від струмів короткого замикання;
- використання пониженої напруги 36 В (для аварійного освітлення щита) в операторському пункті та виробничому приміщенні;

- застосування попереджувальної сигналізації, написів, плакатів при проведенні планово-попереджувальних ремонтів і профілактичних випробувань електрообладнання;
- для ремонту та обслуговування електрообладнання допускаються спеціалісти з групою допуску не нижче III;
- проведення організаційних заходів (спеціальне навчання, атестація та переатестація осіб електротехнічного персоналу, інструктажі тощо).

Протипожежний режим на насосній станції та у ПК забезпечується згідно вимог ГОСТ 12.1.004-85.ССБТ “Пожарная безопасность. Общие требования” та ДНАОП 0.01-1.01-95 “Правила пожежної безпеки в Україні“. та НАПБ В.01.027-85/112 «Правила пожежної безпеки в нафтової промисловості».

ВИСНОВКИ

1. Проведено аналіз існуючих методів регулювання насосних агрегатів, серед яких було обрано методи дроселювання та частотний, серед яких просеці аналізу було виявлено значні переваги.

2. В результаті математичного моделювання були визначені номінальні режими насосного агрегату де переконалися в правильності роботи агрегату.

3. Було розроблено функціональну схему управління, яка призначена для оптимальної подачі нафти на основний магістральний насос і подальшого її транспортування детальний опис якої наведений в підрозділах роботи.

4. Обрано засоби автоматизації: перетворювач температури YTA310, датчик надлишкового тиску EJX430A, рівнемір радарний OPTIWAVE 7300 C, пероксиметр Metrix 5535, датчик загазованості Drager PEX 3000, пневматичний сервопривід тип 3277, регулюючий клапан типу 241-7, перетворювача частоти Altivar 31, ПЛК Modicon TSX Premium, панелі оператора GP-S070 від Autonics які забезпечують правильну роботу агрегату та економічно доцільними.

5. Було розглянуто правила поводження з насосним агрегатом, шум та вібрація, захисне заземлення всіх металевих струмопровідних частин і протипожежний режим який регулюється згідно вимог ДНАОП 0.01-1.01-95

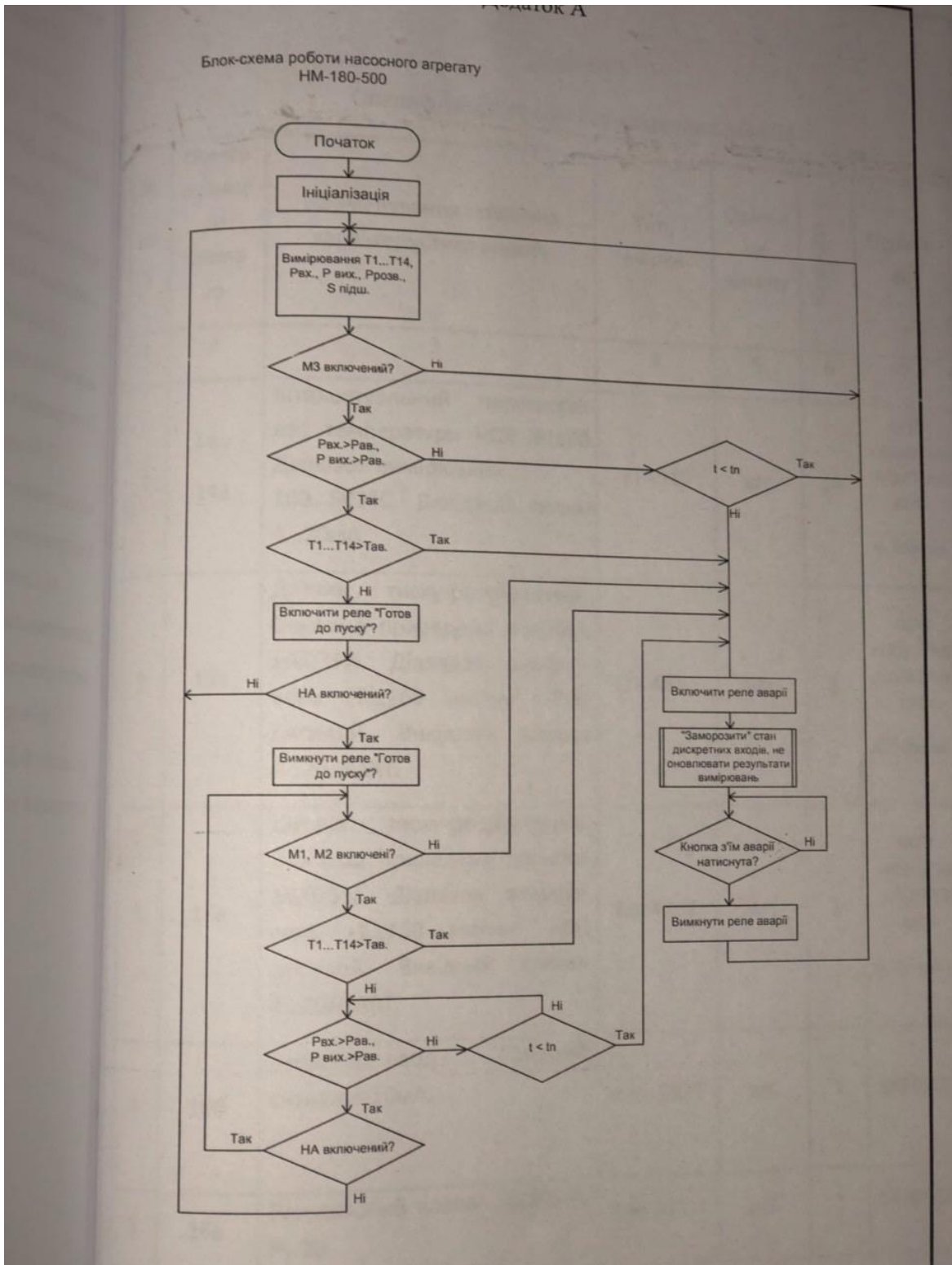
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Канюк Г.І., Андреев О.В., Мезеря Ю.А., Князева В.М. Анализ резервов энергосбережения при управлении насосными агрегатами нефтеперекачивающих станций Украины // Інтегровані технології та енергозбереження / Щоквартальний науковопрактичний журнал. – Харків: НТУ «ХПІ», 2015. - №4. С.3-14. ISSN 2078-5364
2. Ахметов Р.М. Диспетчеризация и учет на нефтепроводах / Р.М. Ахметов, Ю.В. Ливанов, А.В. Матвиенко – М.: Недра, 2018. – 351 с.
3. Історія розвитку трубопровідного транспорту нафти і нафтопродуктів в Україні [Електронний ресурс]. – 2012. – Режим доступу до ресурсу: <http://oilcity.dp.ua/korisni-posilannya/istoriya-rozvitku-truboprovidnogo-transportu-nafti-i-naftoproduktiv-v-ukrayini>.
4. Федоров П. В. Совершенствование методов планирования технологических режимов и контроля процесса транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам : дис. ...канд. техн. наук : 25.00.19. Ухта, 2011. 130 с.
5. Лезнов Б. С. Энергосбережение и регулируемый привод в насосных и воздуходувных установках. Москва : Энергоатомиздат, 2016. 360 с
6. Пфлейдерер К. Лопаточные машины для жидкостей и газов: водяные насосы, вентиляторы, турбовоздуходувки, турбокомпрессоры. Москва : Машиностроение, 2015. 684 с
7. Шабанов В.А. Требования к выполнению ЗПП при установке ЧРЭП на всех магистральных насосах НПС //Інноваційні напрямки розвитку електропривода, електротехнології і електрооборудовання: міжвуз. сб. науч. тр. (по материалам науч.- техн. семинара с международ. участием). Уфа: изд-во УГНТУ, 2016. С. 3–10.
8. Туманский А.П. Оптимизация режимов перекачки по магистральным трубопроводам с перекачивающими станциями, оборудованными

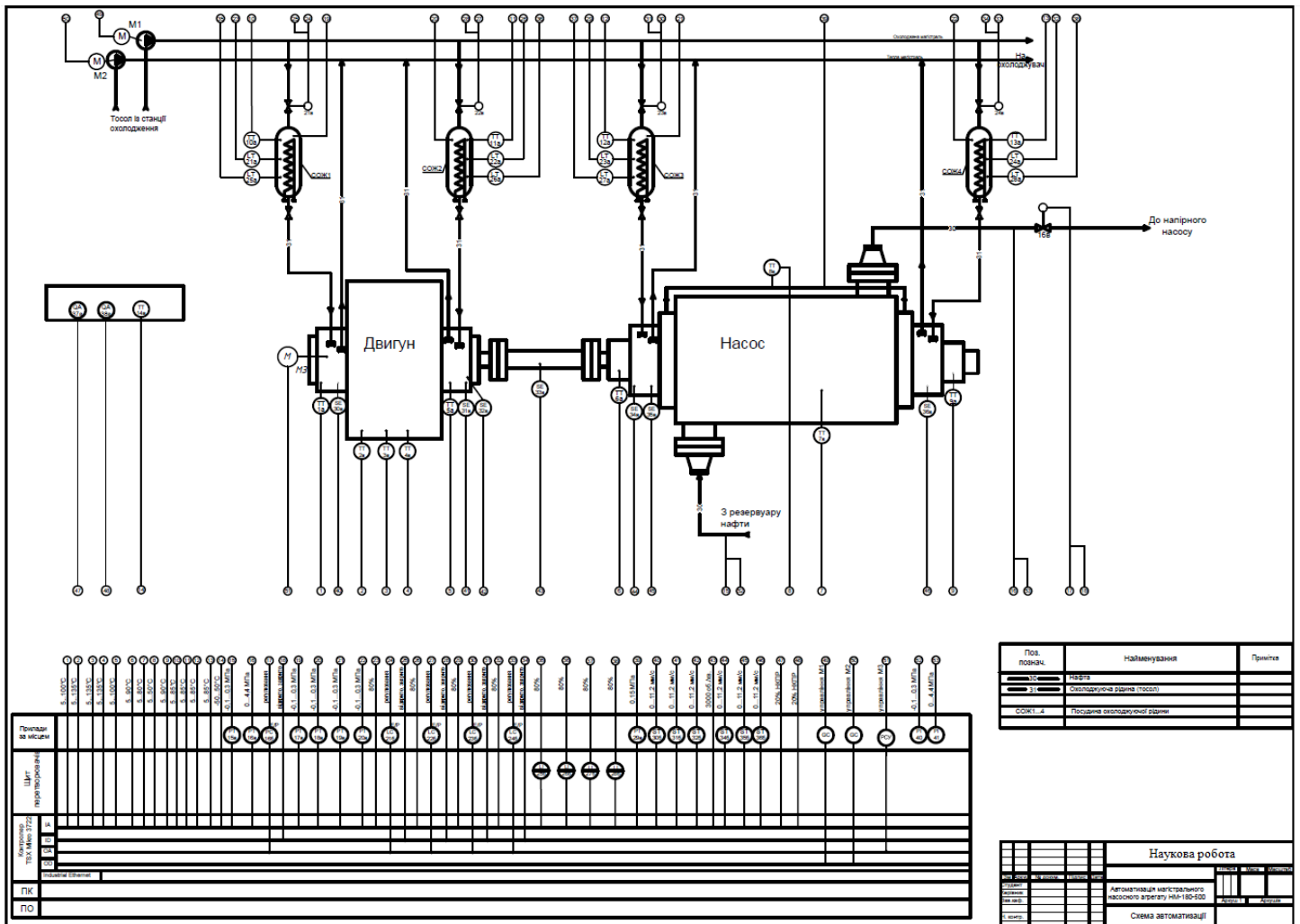
- частотно-регулируемым приводом // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2015. № 8. С. 11-14
9. Кучмистенко О. В., Шавранський М. В. Перспективи застосування дистанційного контролю і керування технологічними об'єктами транспорту нафти. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2015. №1(23). С. 32–38.
 10. Трегуб В.Т. "Проектирование, монтаж и эксплуатация систем автоматизации": Учеб. пособие. - К.: УМК ВО, 2015. - 80с.
 11. Боченков Б.М., Филюшов Ю.П. Алгоритм управления, обеспечивающий желаемое сочетание энергетических и динамических свойств электропривода переменного тока// Электротехника – 2016.- 90с.
 12. Luo Y., Yuan S., Tang Y., Yuan J., and Zhang J. Modeling Optimal Scheduling for Pumping System to Minimize Operation Cost and Enhance Operation Reliability. *Journal of Applied Mathematics*. 2012. Vol. 2012. P. 1–19. URL: <https://www.hindawi.com/journals/jam/2012/370502/>.
 13. Barringer P. A Life Cycle Cost Summary. *International Conference of Maintenance Societies (ICOMS-2003)*, West Australia, Perth, May 20-23, 2003. Perth, Australia, 2003. P. 1–10.
 14. Luo Y., Yuan S., Sun H., Guo Y. Energy-saving control model of inverter forcentrifugal pump systems. *Advances in Mechanical Engineering*. 2015. Vol. 7(7) P. 1–12. URL: <http://journals.sagepub.com/doi/pdf/10.1177/1687814015589491>.
 15. Sementsov G. N., Chugur I. I. Fuzzy identification of rock layers with anomalous pressure. *Proceeding of Third Conference of the European Society for Fuzzy Logic and Technology (EUSFLAT)*, Zittay (Germany), 2003. P. 570–573.
 16. А.М. Нечваль. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. Учебное пособие-Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2018. С. 62 – 68.

17. Нечваль А.М. Основные задачи при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. С. 6 – 42.
18. Колпаков Л.Г. Эксплуатация магистральных центробежных насосов: Учебное пособие. – 2-е изд., перераб. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. С. 76 – 86.
19. Бойчук Ю.Д., Солошенко Е.М., Бугай О.В. Екологія і охорона навколишнього середовища: Навчальний посібник. - 2-ге вид., стер. - Суми: ВТД "Університетська книга", 2016 - 284с.
20. Основи охорони праці : підруч. для студ. вищих навч. закладів / М. П. Гандзюк, Є. П. Желібо, М. О. Халімовський ; за ред. М. П. Гандзюка. – К. : Каравела, 2015. – 408 с.

ДОДАТОК А - АЛГОРИТМ УПРАВЛІННЯ РОБОТИ НАСОСНОГО АГРЕГАТУ



ДОДАТОК Б - ФУНКЦІОНАЛЬНА СХЕМА АВТОМАТИЗАЦІЇ НАСОСНОГО АГРЕГАТУ



Поз. познач.	Найменування	Примітка
02	нафта	
01	Оперуючі рівні тиску	
00K1-4	Рівніня керування	

Научова робота	
Виконав	Автоматизація напірного насосного агрегату МВ-180-500
Перевірив	Схема автоматизації