

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

(повне найменування вищого навчального закладу)

Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і робототехніки

(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій

(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

магістр

(ступінь вищої освіти)

на тему **Модернізація системи автоматизації азотної станції на
об'єктах нафтогазової промисловості**

Виконав: студент 6 курсу, групи 601МЕ
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Малород В.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник Захарченко Р.В.

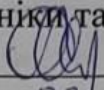
(прізвище та ініціали)

Рецензент Сідін Я.В.

(прізвище та ініціали)

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Інститут Навчально-науковий інститут інформаційних технологій та
робототехніки
Кафедра Автоматики, електроніки та телекомунікацій
Ступінь вищої освіти Магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри автоматки,
електроніки та телекомунікацій

О.В. Шефер
« 02 » вересня 2024 р.

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Малороду Віталію Олександровичу

1. Тема проекту (роботи) **«Модернізація системи автоматизації азотної станції на об'єктах нафтогазової промисловості»**.
Керівник проекту (Захарченко Р.В., к.т.н., доцент), затверджена наказом вищого навчального закладу №818-ф.а.від «09» серпня 2024 року.
2. Строк подання студентом проекту (роботи) 20.12.2024р.
3. Вихідні дані до проекту (роботи) продуктивність подачі азоту – 0,5 м³/с; потужність двигуна компресора – 132 кВт; перерегулювання у межах 20%, час регулювання не більше 3,0 с.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Аналіз технологічного процесу освоєння свердловин. Аналіз технологічного процесу отримання азоту як об'єкта модернізації. Аналіз технологічних рішень модернізації азотної станції. Розрахунок та вибір електропривода компресора. Розрахунок та вибір електродвигуна. Перевірка електродвигуна за нагрівом. Перевірка електродвигуна за умовою пуску та перевантажувальною здатністю. Вибір перетворювача частоти. Розробка структурної та функціональної схем керування електроприводом компресора. Розрахунок характеристик електродвигуна та системи ПЧ-АД компресора. Розробка функціональної схеми модернізації системи автоматизації системи подачі азоту. Вибір програмованого контролера. Вибір засобів автоматизації. Дослідження автоматичного регулювання технологічним параметром системи автоматизації азотної станції. Розробка схеми АВР. Вибір елементів схеми АВР. Розробка системи електрообігріву клапанів.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових плакатів):
 1. Аналіз технологічного процесу освоєння свердловин.
 2. Аналіз технологічного процесу отримання азоту.
 3. Функціональна схема САК електропривода компресора.
 4. Структурна схема САК електропривода компресора.

5. Характеристики електродвигуна та системи ПЧ-АД компресора.
 6. Автоматизована система подачі азоту та її елементна база.
 7. Дослідження САК азотної станції.
 8. Розробка системи АВР азотної станції.
 9. Розробка системи електрообігріву клапанів.
6. Дата видачі завдання 02.09.2024р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи			Примітка (плакати)
		Дата	Квартал	Відсоток	
1	Аналіз технологічного процесу освоєння свердловин	07.10.24		10%	Пл. 1
2	Аналіз технологічного процесу отримання азоту як об'єкта модернізації	13.10.24		20%	Пл. 2
3	Аналіз технологічних рішень модернізації азотної станції. Розрахунок та вибір електропривода компресора	16.10.24	I	30%	Пл. 3
4	Розрахунок та вибір електродвигуна. Перевірка електродвигуна за нагрівом. Перевірка електродвигуна за умовою пуску та перевантажувальною здатністю	28.10.24		40%	Пл. 4
5	Вибір перетворювача частоти. Розробка структурної та функціональної схем керування електроприводом компресора. Розрахунок характеристик електродвигуна та системи ПЧ-АД компресора	06.11.24		50 %	Пл. 5
6	Розробка функціональної схеми модернізації системи автоматизації системи подачі азоту. Вибір програмованого контролера	19.11.24	II	60%	Пл. 6
7	Вибір засобів автоматизації. Дослідження автоматичного регулювання технологічним параметром системи автоматизації азотної станції	24.11.24		70%	Пл. 7
8	Розробка схеми АВР. Вибір елементів схеми АВР	02.12.24		80%	Пл. 8
9	Розробка системи електрообігріву клапанів	14.12.24		90%	Пл. 9
10	Оформлення магістерської роботи	20.12.24	III	100%	

Магістрант

(підпис)

Малород В.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Захарченко Р.В.

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	6
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН ТА ОБГРУНТУВАННЯ НАПРЯМКУ МОДЕРНІЗАЦІЇ АЗОТНОЇ СТАНЦІЇ	
1.1 Аналіз технологічного процесу освоєння свердловин	9
1.2 Аналіз технологічного процесу отримання азоту як об'єкта модернізації	20
1.3 Аналіз технологічних рішень модернізації азотної станції	25
1.4 Висновки за розділом	27
РОЗДІЛ 2 МОДЕРНІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРОПРИВОДУ КОМПРЕСОРА	
2.1 Розрахунок та вибір електропривода компресора	28
2.1.1 Розрахунок та вибір електродвигуна	28
2.1.2 Перевірка електродвигуна за нагрівом	30
2.1.3 Перевірка електродвигуна за умовою пуску та перевантажувальною здатністю	34
2.2 Вибір перетворювача частоти	35
2.3 Розробка структурної та функціональної схем керування електроприводом компресора	37
2.4 Розрахунок характеристик електродвигуна та системи ПЧ-АД компресора повітря	40
2.5 Висновки за розділом	59
РОЗДІЛ 3 МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ АЗОТНОЇ СТАНЦІЇ	
3.1 Розробка функціональної схеми модернізації системи автоматизації системи подачі азоту	60
3.2 Вибір програмованого контролера	61
3.3 Вибір засобів автоматизації	63
3.4 Дослідження САК азотної станції	72

	5
3.5 Висновки за розділом	80
РОЗДІЛ 4 МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ АЗОТНОЇ СТАНЦІЇ	
4.1 Розробка схеми АВР	81
4.2 Вибір елементів системи АВР	85
4.3 Розробка системи електрообігріву клапанів та трубопроводів	91
4.4 Висновки за розділом	95
ВИСНОВКИ	96
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	98
ДОДАТОК А	101
ДОДАТОК Б	119
ДОДАТОК В	128

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ПАР – поверхнево-активні речовини

САК – система автоматичного керування

АВОА - автоматизований вузол обліку азоту

АРМ - автоматизоване робоче місце

АЦП - аналого-цифровий перетворювач

БВЛ - блок вимірювальних ліній

КВПіА – контрольно-вимірювальні прилади та автоматика

ПЛК - програмований логічний контролер

ФСА – функціональна схема автоматизації

КС – компресорна станція

ГРУ – газорозподільна установка

НКТ – насосно-компресорні труби

ДЕС – дизельелектростанція

ВСТУП

Актуальність роботи. Сучасний стан нафтогазової галузі України відзначається нестачею газу власного видобутку та значним виснаженням запасів вуглеводнів у газових і газоконденсатних родовищах. Освоєння нових родовищ газу відбувається повільно, і в найближчій перспективі вони не можуть істотно підвищити загальний обсяг видобутку газу і конденсату. У зв'язку з цим залишається актуальною проблема підвищення поточного видобутку та ступеня вилучення вуглеводнів з розроблюваних родовищ. Основними напрямками підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення газових родовищ у газовому режимі є: зменшення кінцевого пластового тиску в зоні дренавання видобувних свердловин; інтенсифікація видобутку газу з малодренованих і низькопроникних ділянок родовища з підвищеним пластовим тиском та витіснення залишкового природного газу з виснажених родовищ неуглеводневими газами і рідинами, а також їх поєднанням. Для досягнення високих значень кінцевого коефіцієнта газовилучення родовищ необхідно забезпечити стабільну роботу видобувних свердловин з підвищеними дебітами газу шляхом покращення стану привибійної зони пласта та боротьби з ускладненнями у свердловинах і викидних лініях під час видобування газу.

Використання неуглеводневих газів у промисловості почало розглядатися ще в 10-20-х роках минулого століття. Неуглеводневі гази та рідини знаходять дедалі більше застосування в нафтогазовій галузі. Зокрема, їх використовують у промислових масштабах для підтримки пластового тиску в нафтових родовищах або в якості замітника буферного газу в підземних газосховищах. Результати відомих лабораторних і теоретичних досліджень свідчать про високу технологічну ефективність застосування неуглеводневих газів для підвищення газовилучення з виснажених газових покладів.

Отже, питання підвищення ефективності використання нафтогазових родовищ є актуальним, що потребують невідкладних пошуків сучасних рішень та досліджень можливості їх впровадження. Тому метою магістерської роботи є модернізація системи автоматизації азотної станції на об'єктах нафтогазової промисловості. Одночасно повинні вирішитись питання енергозбереження з використанням сучасного електроприводу та елементної бази.

Об'єктом дослідження є технологічний процес освоєння свердловин компресорним способом з використанням азоту.

Предметом дослідження є модернізація азотної станції на об'єктах нафтогазової промисловості.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати наступні **завдання**:

- проаналізувати технологічний процес освоєння свердловин;
- провести аналіз технологічного процесу отримання азоту компресорним способом як об'єкта модернізації;
- обґрунтувати напрямки модернізації азотної станції;
- здійснити модернізацію електропривода та систем керування;
- розробити функціональну та структурну схеми електропривода азотної станції;
- здійснити дослідження статичних та динамічних режимів роботи електропривода азотної станції;
- розробити систему керування електрообігрівом та вузлом обліку азоту;
- здійснити вибір засобів автоматизації та алгоритмів керування ними;
- модернізувати систему електропостачання азотної станції, а саме передбачити АВР;
- розробити схему АВР, вибрати засоби захисту та обрати переріз провідників.

Для вирішення поставлених завдань в роботі використана методика, що включає в себе методи теорії автоматичного керування та методи математичного моделювання на ПК.

РОЗДІЛ 1

ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН ТА ОБГРУНТУВАННЯ НАПРЯМКУ МОДЕРНІЗАЦІЇ АЗОТНОЇ СТАНЦІЇ

1.1 Аналіз технологічного процесу освоєння свердловин

Освоєння свердловини – це комплекс узгоджених дій, направлених на розробку родовища, для забезпечення його безперебійної ефективної роботи враховуючи особливості ділянки.

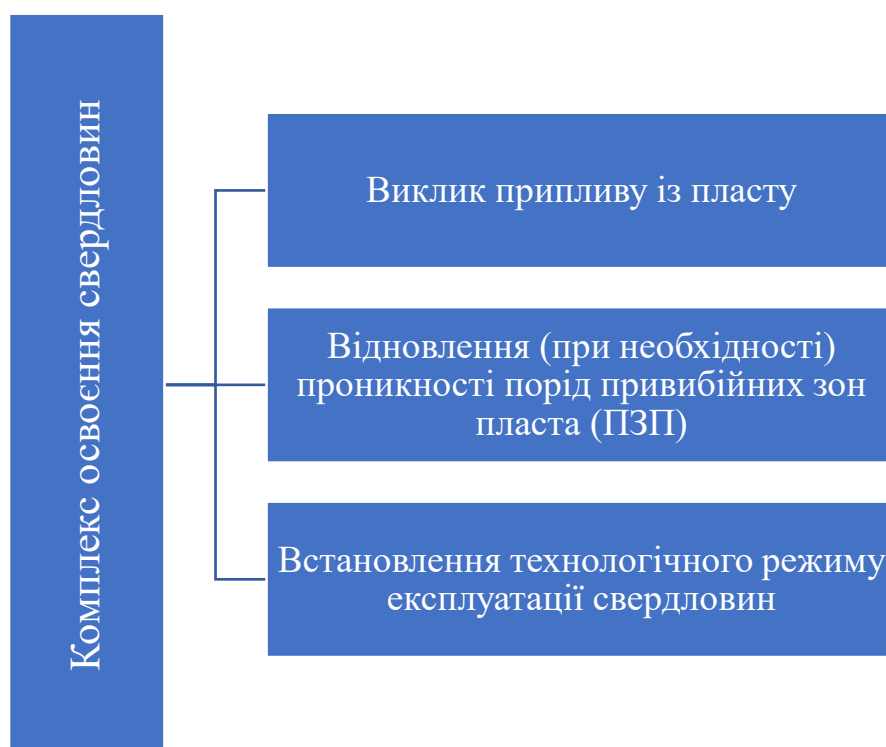


Рисунок 1.1 – Комплекс робіт з освоєння свердловин

Розглянемо нормативно-законодавчі документи, що регулюють процес освоєння свердловин. Серед таких:

1. Закон України «Про нафту і газ» від 12.07.2001 № 2665-III.

2. Положення про Міністерство екології та природних ресурсів України, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 21 січня 2015 року № 32.

3. Правила розробки нафтових і газових родовищ від 15.03.2017 № 118.

Ступінь гідродинамічного зв'язку свердловини з пластом, якісні та кількісні характеристики профілю, що впадає в свердловину, тривалість експлуатації свердловини без ускладнень, надійність, безвідмовність та довговічність конструктивних функцій поверхні свердловини багато в чому визначаються кількістю нафтових свердловин, видом та якістю робіт в процесі розробки нафтового родовища. Вибір технології розробки нафтової свердловини щільно пов'язаний з геолого-фізичними характеристиками пласта, а також фільтраційним та напруженим станом пласта буріння. Фільтраційний стан біля свердловини формується у процесі первинного та вторинного розтину продуктивного пласта. Фільтраційний стан привибійної зони відчутно видозмінюється при капітальному ремонті свердловини та несуттєво змінюється при природній експлуатації свердловини [7].

Вибір методів та процесів розробки нафтового родовища залежить, насамперед, від місця знаходження свердловини, величини пластового тиску, розташування міжфлюїдальних розділів відносно інтервалів перфорації, призначення свердловини та визначеного способу видобутку нафти.

Після спуску до свердловини колон насосно-компресорних труб (НКТ), спеціального обладнання, установки та відповідної обв'язки гирлової арматури можна розпочинати її освоєння. Залежно від обставин, нижній кінець (черевик) колон НКТ може бути встановлений всередині секції перфорації, а в деяких випадках вище або нижче останньої секції перфорації. Отже, більш ефективно промивання стовбура свердловини можна отримати, якщо розташувати черевик НКТ у зумпфі нафтової свердловини [12].

Промивання свердловин з метою очищення, підключення компресорних та насосних агрегатів, аналіз проб, вимір тиску та

температури, занурення у свердловину необхідних приладів, виокремлення газу від нафти та спалювання газу, що вивільнився повинна забезпечувати гирлова арматура та її обов'язка. Також до її обов'язків входять регулювання поточної роботи свердловин, вміст свердловин, збір нафтової продукції на промислі.

Призначення, спосіб експлуатації та категорія визначає конструктивні особливості гирлової арматури нафтової свердловини.

Коли спеціальне обладнання занурили в свердловину, встановили та підключили гирлову арматуру, можна розпочати роботи з освоєння нафтової свердловини. Надалі максимально інтенсивно свердловина промивається, для подальшого виклику притоку [19].

Процес виклику притоку є головною складовою освоєння експлуатаційних свердловин. Продуктивна товща пласта перебуває під репресією стовпа рідини чи розчину після здійснення перфорації. У якості такої рідини може виступати чиста вода, спеціально приготований розчин поверхнево-активних речовин (ПАР), буровий розчин тощо. Основними властивостями вищенаведеної рідини мають бути інертність до металу обсадних колон та свердловинного спецобладнання, а також занижена проникність породи продуктивного пласта в зоні навколо нафтової свердловини. Це пов'язано, в першу чергу, з тим, що проміжок часу між перфорацією і освоєнням може обчислюватися різними періодами (наприклад, цілодобово, тижнями, місяцями тощо).

Схема вертикальної нафтової свердловини, що очікує освоєння, зображена на рисунку 1.1. Значення тиску на забої ($P_{заб}$) такої свердловини визначається формулою [12]:

$$P_{заб} = P_p \cdot g \cdot H_{ст}; \quad (1.1)$$

де: p_p – щільність розчину, що заповнює свердловину, $кг/м^3$;

g – прискорення вільного падіння, $м/с^2$;

$H_{ст}$ – значення стовпа розчину, м.

Відзначимо, що нафтова свердловина може мати складний профіль, а, отже, може бути похилою, горизонтальною тощо. У такому випадку за величину стовпа приймаємо різницю між абсолютною глибиною положення забою та глибиною положення рівня розчину в свердловині. Абсолютну позначку площини у межах інтервалу перфорації приймаємо за глибину забою.

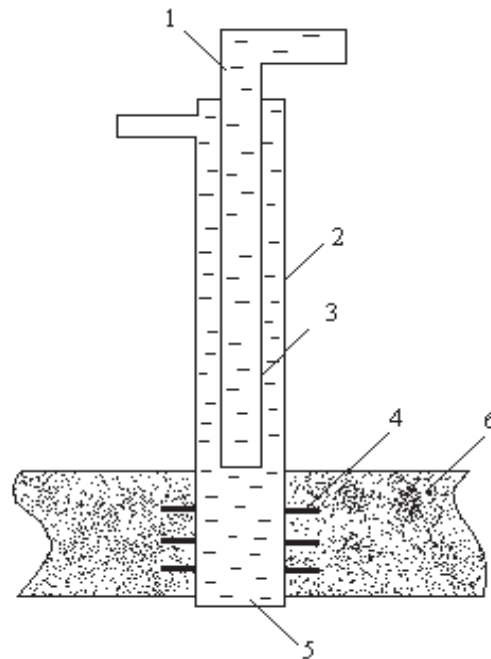


Рисунок 1.2 – Схематичне зображення свердловин перед викликом припливу:
1 – гирло обладнання; 2 – обсадна експлуатаційна колона; 3 – колона НКТ;
4 – перфорований забій; 5 – зумпф; 6 – продуктивний пласт

Принцип зниження тиску на забої свердловин нижче рівня пластового, а також створення мінімальної депресії, при якій починається приплив із пласта в нафтову свердловину покладений в основу застосування всіх без виключення способів виклику припливу.

Зниженням щільності розчину, що надходить у нафтову свердловину, а також зменшення рівня розчину в обсадній експлуатаційній колоні (зниження стовпа розчину) є засобами зменшення тиску на забої свердловин, як доводить нам формули (1.1).

Відзначимо, що умови виклику припливу з пласта суттєво впливають на ефективність розробки та на технічний режим експлуатації нафтової

свердловини, а також на її надійність. Зауважимо, що при виборі методу та технології виклику припливів з пласта важливим показником є значення пластового тиску [7].

Виокремимо основні фактори, що впливають на вибір методу технології виклику припливів, серед них:

- характер та ступінь проникності залежної породи;
- склад та характеристики продуктивної породи;
- ступінь цементації породи;
- ступінь неоднорідності пласта;
- склад та характеристики флюїду;
- наявність або відсутність газових шапок;
- технічні умови кам'яного облицювання.

На практиці при освоєнні нафтової свердловин не рідким явищем є аварійні ситуації та різні ускладнення. Такими ускладненнями можуть бути деформація обсадної колони, порушення цілісності цементного каменю за колоною, руйнування гірських порід в привибійній зоні, верхні або нижні прориви води у зонах пластових швів . Не врахування складу та характеристик пласта, також негативно впливають на видобуток нафти та газу через можливе деформування цементу обсадної колони [12].

У нафтогазовій промисловості виділяють наступні способи виклику припливу з пласта в свердловину, які схематично зображені на рисунку 1.3.

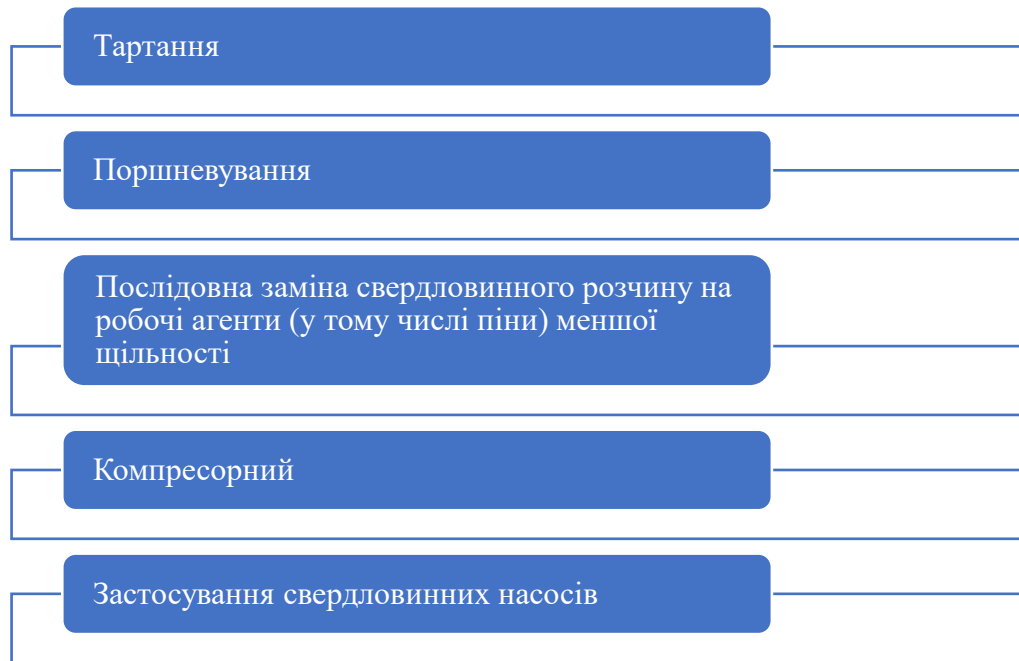


Рисунок 1.3 – Основні способи виклику припливу з пласту

Процес неодноразового спускання в свердловину спеціальної желонки є тартанням. Желонка – це довгий циліндр певного діаметру з тарілчастим клапаном в нижній донній частині та скобою зверху, до якої кріпиться канат необхідної товщини. Довжина вищезазначеної желонки може досягати 15 метрів, а зовнішній діаметр має бути не більше ніж 70% від внутрішнього діаметра обсадної колони. Якщо збільшити діаметр желонки, то суттєво збільшиться гідравлічний опір при спускопідйомних маніпуляціях. За допомогою спеціальної лебідки здійснюється спуск та підйом. Функція тартання має доцільність застосування в тих свердловинах, де не очікується фонтанування нафти, адже свердловини не мають колон НКТ та гирлової арматури [19].

Спосіб тартання використовується для зниження рівня стовпа розчину в свердловині поряд з одночасним очищенням свердловин від осілої породи, глинистих або цементних розчинів тощо. Наступним кроком є опускання порожньої желонки на канаті на забій. При упорі штока клапана об дно нафтової свердловини, де накопичились забруднюючі речовини, клапан автоматично відкривається, що призводить до інтенсивного всмоктування в желонку рідини разом із забруднюючими речовинами. Відзначимо, що

основною перевагою тартання є можливість видалення із свердловин забруднюючих речовин та залишків. Тартанням можна експлуатувати свердловину механізованим способом, а не лише її освоювати.

Поряд з перевагами, спосіб виклику припливу з пласту як тартання все ж таки характеризується низьким коефіцієнтом корисної дії та високими енергетичними витратами. Деякі експерти відзначають цей спосіб як малопродуктивний та трудомісткий. Канат, обсадна колона та спеціальна желонка інтенсивно зношуються та підлягають регулярній заміні. Біля гирла нафтової свердловини розташовується відповідна ємність, в яку зливається вміст піднятої рідини зі свердловини желонки. Враховуючи вищенаведене, спосіб тартання доцільно застосовувати у неглибоких свердловинах, коли пластовий тиск значно нижчий за гідростатичний тиск. У тих нафтових свердловинах, де присутній сірководень, заборонено застосовувати желонку.

Зміст способу виклику припливу з пласту як поршневування полягає у зниженні рівня рідини у свердловині за допомогою $C_{\text{ваб}}$. Поршень зі спеціальними ущільнювальними елементами, що спускається та витягається з нафтової свердловини на сталевому канаті має назву $C_{\text{ваб}}$. Такий $C_{\text{ваб}}$ може бути оснащений перепускним або зворотнім клапаном. Ущільнювальними елементами $C_{\text{ваб}}$ можуть бути пластини із гуми або металу, а також полімерні манжети тощо. Щоб уникнути або мінімізувати виток стовпа рідини, яка піднімається, ущільнюючий ефект має бути виключно при русі $C_{\text{ваб}}$ вгору.

Отже, функція свабування полягає в періодичному підйомі певних порцій рідини з нафтової свердловини одночасно з послідовним ступінчастим зниженням рівня рідини та ступінчастій зміні глибин спуску $C_{\text{ваб}}$ або желонки зі $C_{\text{ваб}}$ при кожній операції спуску-підйому. Розглянемо схематично поршневування як спосіб виклику припливу з пласту на рисунку 1.4.

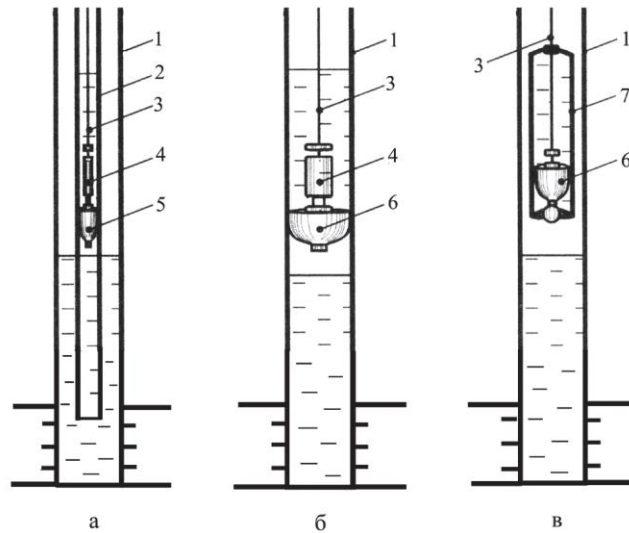


Рисунок 1.4 – Варіант підйому рідини зі свердловин поршневуванням
 а – свабування по колоні насосно-компресорних труб; б – свабування без колон НКТ (по експлуатаційній колоні); в – свабування за допомогою желонки в експлуатаційній колоні; 1 – обсадна експлуатаційна колона; 2 – колона НКТ; 3 – гнучкий тяговий орган; 4 – вантаж; 5, 6 – свая; 7 – желонка

Відзначимо, що технологія виклику припливу поршневування при освоєнні нафтогазової свердловин повинна виконувати ряд завдань, серед яких [7]:

- збереження від деформації обсадної експлуатаційної колон;
- виключення з газової шапки у свердловину прориву води або газу;
- захист від руйнування породи у призабійній зоні;
- збереження герметичності цементного кільця за колоною;
- відновлення, захист або збільшення проникності породи у призабійній зоні;
- охорона надр та безпека проведення всіх робіт.

Серед переваг витoku припливу поршневуванням виділяють простоту технології, відсутність проникнення в пласт технологічних рідин зі стовбура нафтових свердловин, можливість плавного застосування, широкий діапазон регулювання тиску на пласт, сумісність з різноманітними методами інтенсифікації притоку, екологічна чистота, захист від пожежі. Також, поршневування залишається ефективним при високій в'язкості нафти,

підвищеному газоутриманні, низькому пластовому тиску, слабозцементованими породами в привибійній зоні [7].

Очищенням нафтової свердловини можна назвати послідовну заміну свердловинного розчину робочим агентом. Робочий агент, що очищує, має меншу щільність, ніж середовище, що заповнює свердловину. Послідовна заміна є найбільш популярним методом забезпечення припливу через його універсальність. Послідовну заміну свердловинного розчину на робочі агенти можна застосовувати, навіть коли пласт складається з погано з'єднаних ґрунтових порід.

Розберемо детально суть методу послідовної заміни свердловинного розчину на робочі агенти. Операція виклику припливу виконується в свердловинах, де завершені бурильні роботи, а також у свердловинах, де закінчився ремонт. Якщо у свердловині вже завершилися бурильні роботи, то вона заповнюється щільним буровим розчином. Об'єм бурового розчину регулюється нормативними документами з встановлених правил безпеки. У другому варіанті свердловину заповнюють спеціально приготованим водним розчином необхідної мінералізації з додаванням певних активних речовин. Але в обох випадках пласт повинен перебувати під тиском, значення якого регулюється чіткими правилами безпеки у нафтогазовій галузі [12].

При використанні методу послідовної заміни припливу рідини з борту в нафтову свердловину, використовується два шляхи створення необхідних поглиблень. Перший шлях передбачає отримання розчинів низької щільності з технічною водою у поєднанні з поверхнево-активними речовинами для дегазації нафти, налаштування пласта, а також буріння свердловин на воду або інших спеціально підготовлених розчинів. Другий шлях передбачає використання пінної системи.

Згідно з встановленими правилами безпеки, різниця в щільності послідовно введених препаратів не повинна бути більшою ніж 600 кг/м³. Відхилення буде прийнятним лише різниця у випадку якісно зацементованої породи та високоякісного монтажу обсадної колони. При потребі припливу

рідини рідкі реагенти потрібно подавати через кільце за допомогою насосного агрегату. Також популярним є використання цементувальної установки та бурових насосів. Автоцистерни зазвичай доставляють рідкий реагент до нафтогазової свердловини. Ті залишки, що були вилучені зі свердловини мають бути зібрані в спеціальні контейнери для повторного використання, або, у разі неможливості подальшого використання, мають бути закопані або знешкоджені.

У разі використання системи спінювання або пінної системи може бути викликаний низький пластовий тиск припливу води з резервуара в свердловину. Наявна технічна можливість створити систему спінювання у діапазоні від 900 до 100 кг/м³.

Отже, розглянемо детально поняття піни. Піна – це певна структура дисперсної системи, у якій дисперсною фазою є пухирці газу, що розділені тонкими прошарками рідкого дисперсного середовища [19].

По своїй структурі піна може бути двофазною або трифазною, а також однокомпонентною або багатокомпонентною. На рисунку 1.5, у якості прикладу, наведемо двофазну однокомпонентну піну, що утворилась з рідини, газу та поверхнево-активної речовини. Більше двох відсотків становить масова частка ПАР у пінах, де поверхнево-активні речовини виступають піноутворювачами [7].

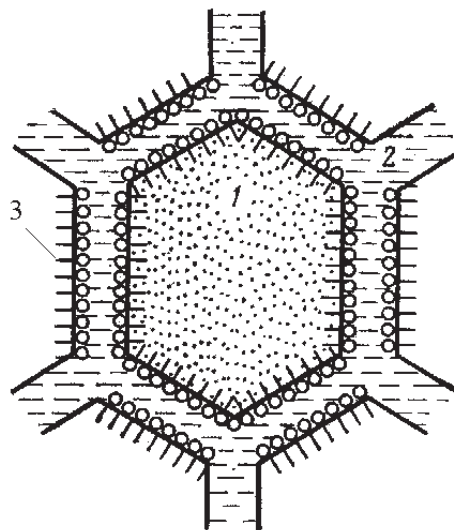


Рисунок 1.5 – Схема будови двофазної піни:

1 – газ; 2 – рідина; 3 – молекула поверхнево-активної речовини

Відзначимо, що трифазна піна містить тверду фазу. Тверда фаза у вигляді дрібних частинок (наприклад, глини) розподіляється в шарі рідкого дисперсійного середовища, зміцнюючи рідкий каркас та надаючи піні відновні (тиксотропні) властивості вихідної структури. Отже, стійкість до пошкоджень трифазного контакту значно вище, ніж у двофазного.

При облаштуванні нафтогазових свердловин застосовують як однокомпонентні, так і багатокомпонентні двофазні піни. Відомо, що навіть найпростіша система спінювання має в'язкопластичні та еластичні властивості, які, в свою чергу, можуть позитивно вплинути на ефективність подачі води з пласта в свердловину.

Наступний, компресорний спосіб, широко застосовується при розробці нафтових і газових свердловин, які планується експлуатувати фонтанним або газліфтним методом. Оскільки для створення припливу тут використовуються гази (вуглеводні, азот, вуглекислий газ тощо), компресорний спосіб широко використовується для розробки свердловин у зимовий період, адже відсутній ризик замерзання робочого агента.

Суть компресорного способу полягає у видаленні робочого агента в середині нафтогазової свердловини та закачування стисненого газу в цю свердловину для зниження стовпа цього ж агента [12].

Для якісного застосування компресорного способу виклику припливу, свердловина обладнується спеціальними трубами та фонтанної арматурою. Пересувний компресор використовується для закачування газу в свердловину. Необхідними отворами для відкривання, а також запірними клапанами оснащується колона труб.

Природньою є ситуація, коли стиснений газ потрапляє у свердловинний агент з башмака (або нижнього кінця) колони труб. Відзначимо, що тиск, який маємо на вході з компресора, при якому робочий агент розпочинає вхід в свердловинний компонент, приймаємо за пусковий

тиск. Отже, чим глибше занурюється башмак колони труб, тим вищий буде пусковий тиск, а отже, потрібно більше часу щоб стиснений газ досяг башмака. Тобто, існує пряма залежність між часом проходження стисненого газу до башмака та потужністю самого компресора. Виявлено, що у глибоких нафтогазових свердловинах пусковий тиск може досягти сотні бар. Проміжок часу, за який відбувається реалізація газу, може бути більшим ніж дві доби.

На практиці нафтові свердловини можуть буритися в пластах, де тиск значно нижчий за гідростатичний. Також, свердловина може розроблятися після капітального ремонту, якщо до цього вона деякий час експлуатувалася механізованим способом. У даному випадку, зазвичай, відсутній ефект фонтану у свердловині [19].

У тих свердловинах, де відбувається зменшення стовпа рідини, потік у можна викликати за допомогою спеціальних насосів. Такими насосами можуть бути ті, що ми розглядали вище. Зазвичай такий насос занурюють на проектну глибину в залежності від очікуваного дебіту та положення динамічного рівня при експлуатації нафтогазової свердловини в розрахованому технічному режимі.

Вищерозглянутий метод прийнято вважати економічним методом індукції припливу. Проте його застосування буде можливим та доцільним, лише за умови ретельного очищення стовбура свердловини та відсутності рухомих механічних домішок, які заважають роботі свердловинного насоса у нормальному режимі [7].

Аналіз всіх методів інтенсифікації припливу з пласта дозволив зробити висновки, що найбільш поширеним, простим та ефективним є компресорний метод виклику потоку.

Саме тому, наступний розділ нашого дослідження присвячений детальному аналізу компресорному способу виклику припливу з пласта.

1.2 Аналіз технологічного процесу отримання азоту як об'єкта модернізації

Як зазначалось у вищерозглянутому розділі у якості газу для виклику припливу може використовуватись вуглеводний, вуглекислий газ або азот. Переваги азоту представлено на рисунку 1.6.

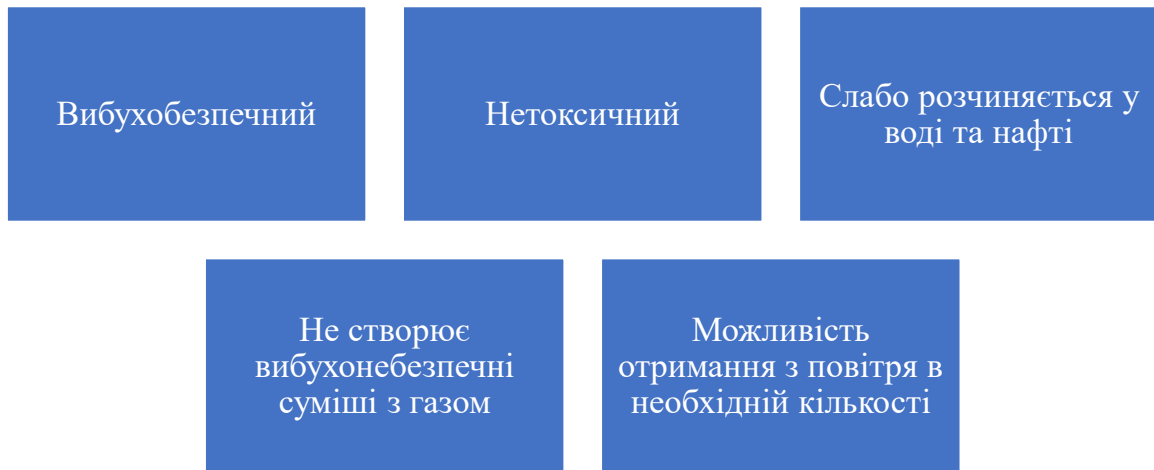


Рисунок 1.6 – Переваги азоту над іншими газами

У результаті проведених досліджень було виявлено, що доцільніше використовувати азот як неуглеводневий газ для поновлення газо-нафтових родовищ, які були виснажені. Відомо, що азот це легкодоступний газ, який можна отримати з повітря. Порівняно з іншими процесами, отримати азот з повітря можна досить дешево, якщо використовувати криогенні або мембранні установки Також, цей газ має низьку схильність до корозії, що, в свою чергу, запобігає корозії свердловинного обладнання. Отже, маємо суттєву економію на відсутності необхідності застосування антикорозійного захисту обладнання та використання спеціальних корозійностійких матеріалів [19].

Такі властивості азоту зумовлюють його широке застосування в різноманітних галузях промисловості, у тому числі і нафтогазовій. У вітчизняній нафтогазовій галузі установки для отримання азоту застосовуються для нормалізації пластового тиску при бурінні нафтової свердловини. Також, вищерозглянуті азотні установки використовуються для запобігання пожеж на промислах або їх гасіння, якщо пожежа все ж таки

сталась. Відомо, що для ремонту свердловин та очищення трубопроводів також застосовують установки для отримання азоту.

Однак, як і будь-який газ, азот має ряд недоліків. Наприклад, нагнітання азоту в газоконденсатний пласт стрімко збільшує тиск конденсату в вуглеводневій суміші, що, в свою чергу, викликає передчасне випадання конденсату з газу в пласт [12].

Враховуючи переваги та недоліки азоту приходимо до висновку, що для компресорного методу виклику приливу з пласта все ж таки азот буде найперспективнішим газом.

У сучасній нафтогазовій промисловості зазвичай прийнято використовувати два методи видобутку азоту: або виділення азоту з повітря (екстракція), або отримання азоту з відпрацьованих газів. Відомо, що відпрацьовані гази складаються на 85% азоту та на 15% з вуглекислого газу.

Якщо видобувати азот з повітря, яке складається на 78,12% з азоту, на 20,95% з кисню та на 0,93% з аргону, отримаємо самий економічний та ефективний спосіб у нафтогазовій промисловості. Нагадаємо, що у повітрі також знаходяться пари води, питома вага яких може досягати два відсотки.

Розглянемо детально способи отримання азоту з атмосферного повітря. Виокремлюють три основних: мембранний, адсорбційний та кріогенний. Газоподібний азот отримують мембранним та адсорбційним способами. За допомогою кріогенного способу отримують рідкий азот [7].

У високорозвинених країнах сучасні мембранні установки практично стовідсотково замінили альтернативні методи виробництва технологічного азоту, не використовуючи великі обсяги азоту та високу чистоту.

Виробництво азоту мембранним методом здійснюється за допомогою азотної станції, що схематично зображена на рисунку 1.7. На схемі видно, що на вхід мембранної установки подається повітря нормально стиснене, осушене та очищене від механічних частинок. Потім маємо рівномірне розподілення повітря між порожнистими волокнами. Порожністі волокна закріплюються відповідно на корпусі установки. Повітря всередині кожної

полієфірної мембрани розшаровується за рахунок різниці парціального тиску між зовнішньою та внутрішньою поверхнями мембрани. Надалі, проникні гази, що циркулюють через міжмембранний простір, розподіляються на два потоки. Один потік є повітря, що збагачене азотом. Другий потік – повітря, що збагачене киснем. Відомо, що збагачене азотом повітря подається кінцевим споживачам газу, а збагачене киснем повітря викидається в атмосферу. Чистота азоту, що виробляється в мембранним способом, є досить високою та коливається у межах від 95% до 99,5%.

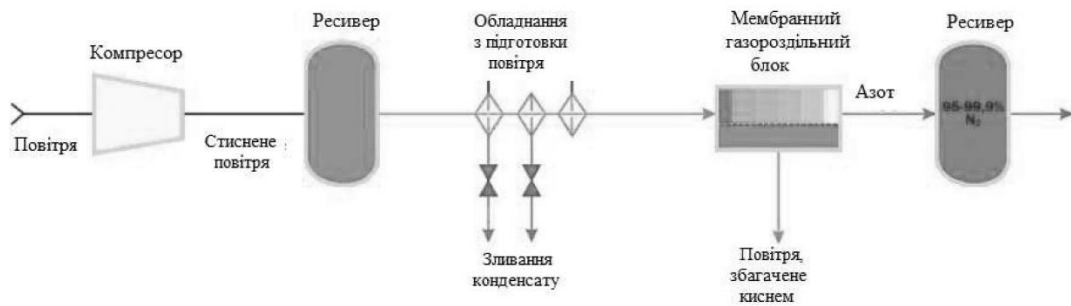


Рисунок 1.7 - Схема отримання азоту з повітря на основі мембранних газороздільних блоків

Мембранна технологія отримання азоту була популяризована у 70-х роках минулого століття. В області відділення азоту від інших компонентів атмосфери мембранний метод займав перше місце. Звичайно, у реаліях сьогодення вищерозглянутий метод вдосконалюється щодня, враховуючи зовнішні фактори та сучасні вимоги у нафтогазовій галузі [7].

Далі приділимо увагу наступному методу отримання азоту – адсорбції. Як видно з рисунку 1.8 адсорбція здійснюється за допомогою азотної станції.

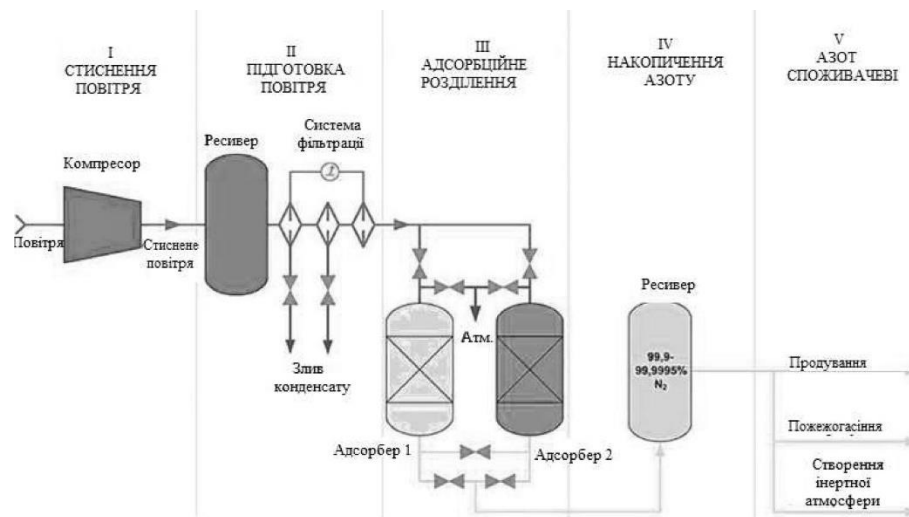


Рисунок 1.8 - Схема отримання азоту з повітря адсорбційним способом

Власне процес отримання азоту з повітря технологічно аналогічний мембранному методу. Стиснута атмосфера проходить через молекулярні сита (адсорбенти), які поглинають в себе всі компоненти газу, окрім азоту. При адсорбційному методі отримують азот майже стовідсоткової чистоти, при максимально низькій вартості отримання азоту з повітря. Проте, обладнання для застосування адсорбційного методу має меншу продуктивність, а також потребує спеціальних адсорбентів у значній кількості [12].

Останній спосіб отримання азоту з повітря є криогенний. Специфіка цього способу полягає у виникненні різниці температур між зрідженням кисню та азоту в умовах значного охолодження повітря. В подальшому повітря в атмосфері сильно стискається, для виокремлення частинок пилу, а потім активно охолоджується. На цьому етапі прийнято використовувати спеціальні компресори, які не потребують попереднього змащення мастилом.

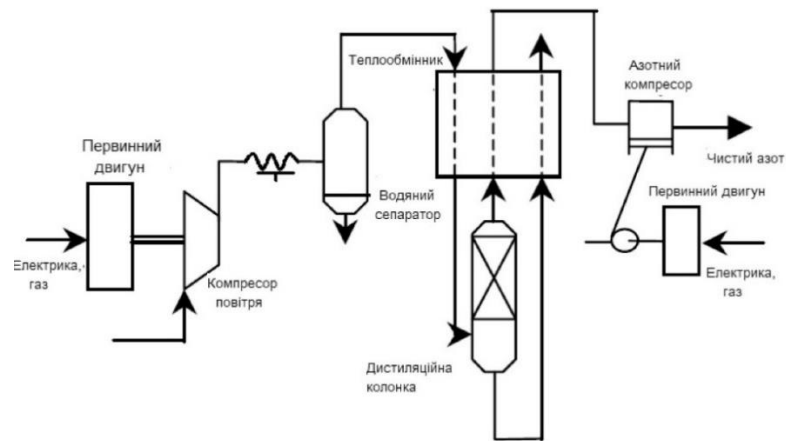


Рисунок 1.9 - Схема отримання азоту з повітря кріогенним способом

Проведемо порівняльну характеристику переваг та недоліків різних способів отримання азоту з повітря, які згрупуємо у таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 - Основні переваги та недоліки різних способів отримання азоту з повітря

Переваги та недоліки	Спосіб отримання азоту		
	Мембранний	Адсорбційний	Кріогенний
Переваги	<p>У газорозділювальних блоках повністю відсутні рухомі частини, що забезпечує надійність установок.</p> <p>Мембрани дуже стійкі до вібрацій і ударів, функціонують у широкому діапазоні температур – від мінус 40 °С до плюс 60 °С.</p> <p>При дотриманні умов експлуатації ресурс мембранного блоку складає від 130 000 до 180 000 годин.</p>	<p>Можливість отримання азоту високої чистоти – до 99,9999 %</p> <p>Відсутні рухомі частини</p>	<p>Можливість отримання надчистого азоту (у наближенні до 100 %)</p> <p>Можливість отримання інших компонентів повітря</p> <p>Можливість отримання компонентів повітря в рідкому стані</p>
Недоліки	<p>Обмежена продуктивність вибраної установки</p> <p>Максимальна концентрація азоту – 99,5 %</p>	<p>Необхідність періодичної заміни адсорбенту</p>	<p>Висока вартість обладнання</p> <p>Значні витрати на виробництво</p> <p>Великі габарити обладнання</p> <p>Тривалий пусковий період</p>

Завдання нашого магістерського дослідження полягає у розробці універсальних напрямків модернізації, які б максимально підійшли до будь-якого способу отримання азоту, а також для всіх видів стаціонарних та пересувних азотних станцій.

1.3 Аналіз технологічних рішень модернізації азотної станції

Враховуючи сучасні тенденції у світовій нафтогазовій практиці та енергетичні вимоги до нафтогазових об'єктів, пропонуємо у магістерській роботі наступні ефективні технологічні рішення (рис. 1.10).



Рисунок 1.10 – Напрямки модернізації азотної станції

Якщо говорити про впровадження сучасного енергозберігаючого електричного приводу компресора, то фактично відбувається заміна синхронного двигуна на асинхронний двигун з частотним регулюванням. Така заміна буде доцільною та виправданою, адже підвищить продуктивність технічного процесу отримання азоту, значно зросте енергоефективність, що,

в свою чергу, збільшить термін служби механічної складової електроприводу.

Контролювати кількість отримання азоту та його якість можливо за допомогою установки спеціальних вузлів обліку азоту [7].

Ряд переваг має використання АВР в енергетичних системах та об'єктах з високими вимогами до надійності та ефективності, серед них:

1. Безперервне та безперебійне живлення критичних систем для надійного захисту нафтових об'єктів від можливих втрат під час можливих перебоїв електропостачання.

2. Автоматизований процес, що покликаний перемикає джерела живлення автоматично без «ручного» втручання у даний процес.

3. Підвищення надійності використання резервного джерела живлення для мінімізації ризику відмови системи, якщо відбувся збій в основному джерелі живлення.

4. Економія часу, що дозволить миттєво реагувати на відмову системи живлення, що, в свою чергу, запобігає простою всієї системи.

Розберемо детально основні переваги електричної системи промислового опалення в нафтовій промисловості, серед них: обігрів по всій довжині трубопроводу має постійну потужність, основна конструкція є фундаментальною з високою потужністю, процес є екологічним, після довготривалої перерви в електроживленні можна легко відновити роботу трубопроводу, температури об'єкта піддається регулюванню у будь-який бік, можлива значна економія за рахунок оптимальних витрат електричної енергії. Також, процес є автоматизованим, має довгий термін служби та високий рівень безпеки [19].

На початку процесу опалення промислових об'єктів здійснювалося з використанням гарячої води, пари, газу, масла або рідини. Найчастіше застосовується водяна пара. Поряд з тим, водяна пара є має високу вартість, що значно здорожує саме виробництво. Також виникає необхідність

відведення конденсату та існує неможливість автоматизації процесу та відходи.

Отже, завдяки впровадженню вищепроаналізованих заходів в існуючі сучасні автоматизовані системи азотних установок, власне процес виробництва азоту може бути більш надійним, а отримання азоту з нафтового родовища більш ефективним.

1.4 Висновки за розділом

Проведено детальний аналіз технологічних процесів, що власне провокують виклик припливу з пласту. Був обраний найбільш перспективний метод, що вартий сучасних досліджень у нафтогазовій галузі та потребує впровадження сучасних засобів автоматизації та алгоритмів керування. Проаналізовані технічні процеси виробництва азоту з детальним вивченням переваг та недоліків цих методів отримання азоту.

Враховуючи потреби сучасної вітчизняної нафтогазової промисловості, визначили основні напрямки модернізації існуючої системи автоматизації азотної станції.

РОЗДІЛ 2 МОДЕРНІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРОПРИВОДУ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ КОМПРЕСОРА

2.1 Розрахунок та вибір електропривода компресора

2.1.1 Розрахунок та вибір електродвигуна

Методи, які ми розглядали у першому розділі магістерської роботи, можна використовувати на стаціонарних та на мобільних станціях моніторингу. Відомо, що основною складовою будь-якої азотної станції є компресор, який безпосередньо закачує азот в ресивер. Такі компресори за складом поділяють на роторні та поршневі. У роторних моделях стиснення повітря досягається за рахунок використання обертового компонента, що має вигляд поворотної платини із вбудованими мембранами та спіралями. Переважна кількість вищенаведених типів створені спеціально для побутового використання. Вони використовують відповідну систему клапанів з автоматичним керуванням для подальшого перерозподілу води.

Оскільки використання ротаційних компресорів є популярним на азотних станціях, відповідна установка буде основою дослідження магістерської роботи. Відомо, що ефективність виробництва залежить від призначення, потужності та характеру процесу. Механізми процесу, що відповідальні за цю групу, потребують періодичного регулювання для підтримки оптимальних параметрів повітря. Також, вони можуть мати ширший діапазон регулювання, щоб відповідати коливанням продуктивності.

Маємо формулу розрахунку потужності двигуна компресора:

$$P_{\text{дв.к.}} = k_3 \cdot \frac{Q \cdot A \cdot 10^{-3}}{\eta_k \cdot \eta_{\text{п}}} ; \quad (2.1)$$

де Q - продуктивність (подача) компресора, $0,5 \text{ м}^3/\text{с}$;

A - робота ізотермічного та адіабатичного стиснення $\text{Дж}/\text{м}^3$ (таблиця 2.1).

η_k - індикаторний ККД компресора, що враховує втрати потужності при реальному процесі стиснення повітря і рівний 0,6 - 0,8;

η_n - ККД механічної передачі між компресором і двигуном (0,9 - 0,95);

k_3 - коефіцієнт запасу, який дорівнює 1,05 - 1,15 [14].

Таблиця 2.1 – Табличні значення роботи ізотермічного та адіабатичного стиснення

$P_2 \cdot 10^5, \text{ Па}$	3	4	5	6	7	8	9	10
$A, \text{ Дж/м}^3$	132	164	190	213	230	245	260	272

У результаті розрахункова потужність двигуна буде мати наступний вигляд:

$$P_{\text{дв.к.}} = 1,05 \cdot \frac{0,5 \cdot 132 \cdot 10^{-3}}{0,7 \cdot 0,925} = 107,03 \text{ кВт.}$$

Визначаючи найбільш підходящий двигун (АД чи СД) для робочої машини, важливо враховувати наступні фактори:

1. Від мережі трифазної напруги відбувається живлення обмоток статорів АД та СД. Проте для живлення роторної обмотки СД додатково потрібно мати джерело постійного струму.

2. Вважається, що процес пуску синхронного двигуна є дещо складнішим, ніж двигуна АД. Отже, враховуючи пускові властивостей двигуна АД з КЗ ротором він має переваги перед двигуном СД.

3. Синхронні двигуни мають абсолютно жорстку робочу ділянку механічних властивостей, тоді як двигуни змінного струму мають жорстку ділянку. Тобто, частота обертання ротора синхронного двигуна не залежить від зміни навантаження на валу машини, в той час як двигун АД має постійну зміну частоти обертання ротора при зміні навантаження на валу машини.

4. Існують різні способи регулювання частоти обертання ротора АД. Використання аналогічних способів для регулювання частоти обертання ротора СД майже неможливе або занадто складне в експлуатації. Тому АД прийнято називати двигунами з нерегульованою частотою обертання ротора.

5. Струмом збудження СД можна регулювати $\cos\phi$ двигуна у широких межах (від -1 до $+1$). У АД $\cos\phi$ завжди буде мати додатні значення.

6. Процес реверсування та гальмування ротору СД відбувається аналогічно як і у АД.

7. Через несуттєві втрати потужності у роторі та обмотці статора, при роботі з високим $\cos\phi$ ККД у СД більший, поряд з меншою масою та габаритами, ніж у АД аналогічної потужності.

Враховуючи вищенаведене, для компресора азотної станції доцільним буде застосування загальнопромислового асинхронного двигуна АІР потужністю 132кВт.

Таблиця 2.2 – Параметри електродвигуна АІР280М2 [22]

Двигун	АІР280М2 (5АМ280М2)
Потужність, кВт	132
Номінальна частота обертання, об/хв	2965
ККД, %	94,5
$\cos \phi$	0,92
Номінальний струм при 380В, А	231
Номінальний крутний момент, Н·м	425
$I_{\text{пуск}}/I_{\text{ном}}$	7,2
$M_{\text{пуск}}/M_{\text{ном}}$	1,8
$M_{\text{макс}}/M_{\text{ном}}$	2,5
Динамічний момент інерції ротора, кг·м ²	1,02
Маса, кг	770

2.1.2 Перевірка електродвигуна за нагрівом

Нагрівання вибраного двигуна можна перевірити прямим або непрямим методом. Якщо мова іде про прямий метод перевірки, то необхідна складна різнопланова математична модель нагріву двигуна. Якщо перевіряємо непрямим методом, то маємо справу з методом середніх втрат та його похідні. Отже метод середніх втрат, які визначаються під час циклу навантаження, отримаємо за допомогою рівняння нижче:

$$\Delta P_{CP} = \frac{\Delta A_{\Pi} + \Delta P_y + t_y + \Delta A_{\Gamma}}{\beta_{\Pi} \cdot t_{\Pi} + \beta_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma} + \beta_y \cdot t_y + \beta_0 \cdot t_0}; \quad (2.2)$$

де: ΔA_{Π} і ΔA_{Γ} – втрати енергії у двигуні при пуску та гальмуванні, Дж;

ΔP_y – втрати потужності в режимі, Вт;

$\beta_{\Pi}, \beta_y, \beta_{\Gamma}, \beta_0$ – коефіцієнти, що характеризують умови охолодження АД при пуску, роботі в режимі, гальмуванні та зупинки (паузи).

Маємо наступну залежність, що визначає втрати енергії двигуна під час пуску та гальмування [14]:

$$\Delta A_{\Pi/\Gamma} = K \cdot \left(J^* \cdot \omega_{2H}^2 \pm M_C^* \cdot \omega_{2H} \cdot t_{\Pi/\Gamma} \right); \quad (2.3)$$

де: K – коефіцієнт, рівний одиниці при пуску і динамічному гальмуванні;

ω_{2H} – номінальна кутова швидкість обертання ротора двигуна, рад/с.;

M_C^* – наведений момент опору механізму в перехідних режимах, Н·м;

$$M_C^* = M^{\min} \cdot i; \quad (2.4)$$

де: M_{\min} – мінімальний момент опору механізму, Н·м;

i – передатне відношення приводу.

$$i = \frac{\omega_M}{\omega_{2H}}; \quad (2.5)$$

У вищенаведеній знак формулі знак плюс відповідає пуску, а мінус – гальмуванню.

Вираз, що описує номінальну кутову швидкість обертання ротора електродвигуна має наступний вигляд:

$$\omega_{2H} = \omega_1 \cdot (1 - S_H); \quad (2.6)$$

де: ω_1 – синхронна швидкість обертання, об/хв.

$$\omega_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot n_{\text{ш}}}{60}; \quad (2.7)$$

$$\omega_1 = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 3000}{60} = 314 \text{ рад / с.}$$

S_H – номінальне ковзання, %;

$$\omega_{2H} = 314 \cdot (1 - 0,0117) = 310,34 \text{ рад / с.}$$

Потрібно розрахувати передатне відношення привода, тоді маємо:

$$i = \frac{263,79}{310,34} = 0,85.$$

Тоді M_C^* зможемо розрахувати наступним чином:

$$M_C^* = 42,53 \cdot 0,85 = 36,15 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Наведений момент інерції приводу прямо залежить від моменту інерції механізму J_M та динамічного моменту інерції ротора J_D . Момент інерції розраховується за наступною формулою [1]:

$$J^* = J_M \cdot i^2 + J_D; \quad (2.8)$$

$$J^* = 0,25 \cdot 0,85^2 + 1,02 = 1,2 \text{ кг} \cdot \text{м}^2.$$

Наступна залежність між часом пуску та гальмуванням має вигляд:

$$t = J^* \cdot \frac{\omega_{2H}}{M_{П/Г} \mp M_C}; \quad (2.9)$$

де: $M_{П/Г}$ – момент електродвигуна за час пуску та гальмування

У вищенаведеній залежності мінус відповідає пуску, а плюс – гальмуванню.

Розрахуємо момент $M_{П/Г}$ електродвигуна наступним чином:

$$M_{П} = m_{П} \cdot M_{2H}; \quad (2.10)$$

$$M_{Г} = m_{К} \cdot M_{2H}; \quad (2.11)$$

де: $m_{П}$ – відносний пусковий момент,

M_{2H} – номінальний момент обертання ротора електродвигуна, Н · м.

$$M_{2H} = \frac{P_{2H}}{\omega_{2H}}; \quad (2.12)$$

$$M_{2H} = \frac{132000}{310,34} = 425,34 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Розрахуємо момент пуску (гальмування) наступним чином:

$$M_{\Pi} = 1,8 \cdot 425,34 = 765,61 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

$$M_{\Gamma} = 2,5 \cdot 425,34 = 1063,35 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Маємо наступні значення:

$$t_{\Pi} = 1,2 \cdot \frac{310,34}{425,34 - 36,15} = 0,96 \text{ с.}$$

$$t_{\Gamma} = 1,2 \cdot \frac{310,34}{425,34 + 36,15} = 0,81 \text{ с.}$$

Формула розрахунку часу зупинки має вигляд:

$$t_0 = t_{\Pi} \cdot (1 - \varepsilon); \quad (2.13)$$

де: ε – відносна тривалість включення, %. Прийmemo $\varepsilon = 50 \%$

$$t_0 = 120 \cdot (1 - 0,5) = 60 \text{ с.}$$

Отриманий час роботи в режимі t_y буде розрахований [14]:

$$t_y = t_{\Pi} - t_{\Pi} - t_{\Gamma} - t_0; \quad (2.14)$$

$$t_y = 120 - 0,96 - 0,81 - 60 = 58,23 \text{ с.}$$

Наразі можемо обчислити втрати енергії в електродвигуні, спираючись на отримані вище значення. У момент пуску будемо мати наступний розрахунок:

$$\Delta A_{\Pi} = 1 \cdot (1,2 \cdot 310,34^2 + 36,15 \cdot 310,34 \cdot 0,96) = 126343 \text{ Дж.}$$

При динамічному гальмуванні будемо мати наступний розрахунок:

$$\Delta A_{\Gamma} = 1 \cdot (1,2 \cdot 310,34^2 - 36,15 \cdot 310,34 \cdot 0,81) = 106485 \text{ Дж.}$$

У подальшому потрібно визначити значення коефіцієнтів погіршення охолодження β , β_0 . Для цього необхідно скористатися довідковими даними. Для обраного двигуна таке значення становить 0,3 [22].

$$\beta_{\Pi} = \beta_{\Gamma} = \frac{(1 - \beta_0)}{2}; \quad (2.15)$$

$$\beta_{\Pi} = \beta_{\Gamma} = \frac{(1 - 0,3)}{2} = 0,65.$$

$$\beta_y = \beta_0 + (1 - \beta_0) \cdot \frac{\omega_0}{\omega_H}; \quad (2.16)$$

$$\beta_y = 0,3 + (1 - 0,3) \cdot \frac{314}{310,34} = 1,008.$$

Залежність, що визначає втрати потужності обраного двигуна на робочій ділянці графіка має вигляд:

$$\Delta P_H = P_{2H} \cdot \frac{1 - \eta_{ДВ}}{\eta_{ДВ}}; \quad (2.17)$$

$$\Delta P_H = 132000 \cdot \frac{1 - 0,945}{0,945} = 7682,54 \text{ Вт.}$$

Розрахунок втрат потужності в режимі, що встановився, розраховується за наступною формулою:

$$\Delta P_y = P_H \cdot \left(\frac{1}{\eta_{ДВ}} - 1 \right) - \Delta P_H; \quad (2.18)$$

$$\Delta P_y = 132000 \cdot \left(\frac{1}{0,915} - 1 \right) - 7682,54 = 4579,76 \text{ Вт.}$$

В результаті наведених вище розрахунків можна визначити середні втрати енергії під час роботи електродвигуна [1]:

$$\Delta P_{CP} = \frac{126343 + 4579,76 \cdot 58,23 + 106485}{0,65 \cdot 0,96 + 0,65 \cdot 0,81 + 1,008 \cdot 58,23 + 0,3 \cdot 60} = 6416,28 \text{ Вт.}$$

Для уникнення перегріву двигуна обов'язковим є виконання умови відповідно до методу середніх втрат:

$$\Delta P_H > \Delta P_{CP}; \quad (2.19)$$

Якщо підставити числові значення, отримаємо наступний вигляд умови:

$$7682,54 > 6416,28.$$

Підсумовуючи вищенаведене, приходимо до висновку, що обраний нами електродвигун АІР280М2 відповідає вимогам до перегріву, а отже, його можна використовувати для динамічного гальмування компресора.

2.1.3 Перевірка електродвигуна за умовою пуску та перевантажувальною здатністю

Наступна умова має виконуватись для уникнення перевантаження двигуна:

$$M_{\max} > M_{\text{мех.}} \cdot M_{2H}; \quad (2.20)$$

де: M_{\max} – максимально допустиме навантаження на двигун, Н·м.

$$M_{\max} = m_{\max} \cdot M_{2H}; \quad (2.21)$$

$$M_{\text{мех}}^* = M_{\text{мех}} \cdot i; \quad (2.22)$$

де: m_{\max} – максимальний критичний момент.

$$M_{\max} = 2,5 \cdot 425,34 = 1063,35 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

$$M_{\text{MECH}}^* = 60 \cdot 0,85 = 51 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

$$1063,35 > 51.$$

Таким чином, обраний нами електродвигун відповідає умові здатності до перевантаження.

Умовою перевірки у момент пуску є:

$$M_{\Pi} > M_{\text{MECH}}^{\text{min}*}; \quad (2.23)$$

де: M_{Π} – пусковий момент двигуна, Н·м.

$$M_{\Pi} = m_{\Pi} \cdot M_{2H}; \quad (2.24)$$

$$M_{\Pi} = 1,8 \cdot 425,34 = 765,61 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

$$M_{\text{max}}^{\text{min}*} = M_{2H} \cdot i; \quad (2.25)$$

$$M_{\text{max}}^{\text{min}*} = 425,34 \cdot 0,85 = 361,54 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Підставивши числа в умову маємо:

$$765,61 > 361,54.$$

Вищенаведені розрахунки підтверджують правильність вибору електродвигуна, що відповідає умові запуску.

2.2 Вибір перетворювача частоти

Відомо, що для ефективності роботи асинхронних двигунів необхідне ефективне належне керування ними. Під таким керуванням слід розуміти регулювання швидкості обертання різних пристроїв, що використовуються для приводу асинхронного двигуна. Такими регуляторами виступають перетворювачі частоти.

В цілому регулятор має ряд переваг, серед них:

- економити електроенергію більш ніж на п'ятдесят відсотків дозволяє частотне регулювання;
- асинхронний перетворювач частоти може мати ККД до 100%, що говорить про значну ефективність приладів;
- через можливість вибору режиму роботи двигуна досягається суттєве підвищення якості та кількості виробленого продукту;
- коли пускові струми є максимальними під час старту відбувається зменшення навантаження на деталі електромотора.

Необхідне виконання наступних умов при виборі ПЧ:

$$I_{\text{вих.пч}} \geq I_{1\text{н}}; \quad (2.26)$$

$$U_{\text{вих.пч}} \geq U_{1\text{н}}; \quad (2.27)$$

Для електродвигуна компресора вдалим буде вибір перетворювача частоти Danfoss LT AQUA Drive FC 202. Згрупуємо основні параметри перетворювача частоти Danfoss LT AQUA Drive FC 202 у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Параметри перетворювача частоти Danfoss LT AQUA Drive FC 202 [23]

Перетворювач частоти	Danfoss VLT HVAC Basic Drive FC102
Потужність, кВт	160
Напруга, В	380
Підключення	Трифазне
Cos φ	0,92
Номинальний струм при 380В, А	315

Зазвичай до складу ПЧ включається випрямляч на тиристорах, силовий фільтр та автономний інвертор на IGBT-транзисторах, що покликаний перетворювати постійну напругу в змінну відповідної частоти та величини.

2.3 Розробка структурної та функціональної схем керування електроприводом компресора

У попередніх розділах магістерської роботи для компресора був обраний асинхронний двигун AIP280M2 та ПЧ Danfoss VLT HVAC. Відчутно підвищиться якість роботи та суттєво знизяться витрати на обслуговування та ремонт, якщо додати в систему частотний перетворювач для нормального керування компресорами [1].

До основних методів частотного управління належить скалярне та векторне керування. Методи частотного управління покликані регулювати швидкість та момент в ПЧ-АД.

Електропривод компресора базується на скалярній системі керування. Відповідно частота, що визначає частоту обертання двигуна, розглядається як незалежний вплив, а значення напруги на цій частоті визначають швидкість потоку двигуна i , отже, тип механічних властивостей, а також значення пускового та граничного моментів двигуна.

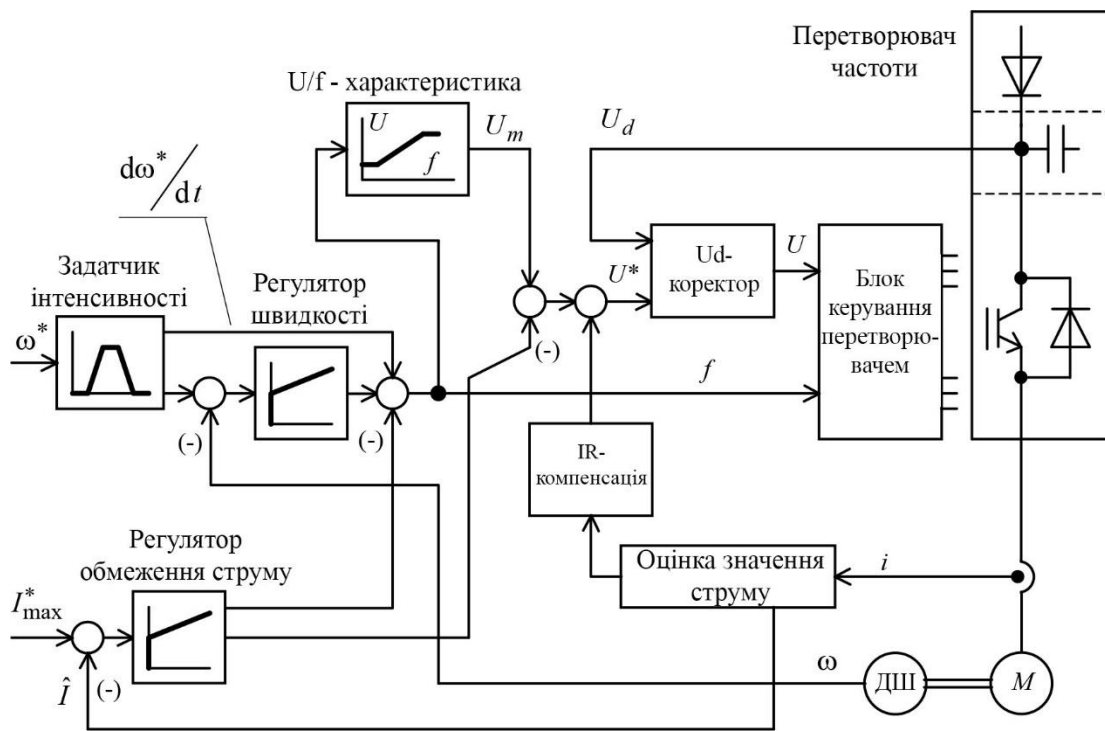


Рисунок 2.1 - Функціональна схема асинхронного електроприводу зі скалярним частотним керуванням із датчиком швидкості

Відзначимо, що при скалярному регулюванні перевантажувальна здатність приводу залишається на постійному рівні. Якщо частота змінюється виключно в більш високому діапазоні значень, то при більш низьких частотах пусковий та максимальний крутний момент значно знижуються.

Обраний нами асинхронний двигун ПЧ Danfoss VLT HVAC Basic Drive FC102 налаштований на скалярний метод керування.

Прийнятною є аксіома, коли зворотний зв'язок за швидкістю застосовується у поєднанні з коригуванням вольт-частотної характеристики $U_1(f_1)$ або з IR-компенсацією. Доведено, що значно збільшити діапазон регулювання швидкості асинхронного електроприводу зі скалярним частотним керуванням до 1:50...1:100 можна шляхом застосування зворотного зв'язку за швидкістю. Проте такий широкий діапазон регулювання швидкості може не забезпечити задовільну продуктивність приводу.

Зобразимо на рисунку 2.2 структурну схему контуру швидкості асинхронного електроприводу із частотним скалярним керуванням.

Формула 2.28 описує параметри ланок структурної схеми асинхронного двигуна під час управління зміною частоти та має наступний вигляд:

$$\beta = \frac{\Delta M}{\Delta \omega} = \frac{2 \cdot M_k}{\omega_{0f_{1H}} \cdot s_k} = \frac{M_k \cdot p_z}{\pi \cdot f_{1H} \cdot s_k}. \quad (2.28)$$

- відзначимо, що модуль жорсткості лінеаризованої механічної характеристики асинхронного двигуна має вигляд;

$$T_e = \frac{1}{\omega_{ел1ном} \cdot s_k} = \frac{1}{2\pi \cdot f_{1H} \cdot s_k}. \quad (2.29)$$

- таким чином, еквівалентна електромагнітна постійна часу ланцюгів статора та ротора асинхронного двигуна виглядає;

$$T_M = \frac{J_e}{\beta}. \quad (2.30)$$

- електромеханічна постійна часу електроприводу матиме наступний вигляд,

де J_e – наведений момент інерції електроприводу, $\text{кг} \cdot \text{м}^2$;

$$k_\omega = \frac{\Delta \omega_0}{\Delta f_1} = \frac{2\pi}{p_z}.$$

- маємо коефіцієнт зміни швидкості ідеального холостого ходу асинхронного двигуна від відхилення частоти напруги живлення у наступному вигляді [15].

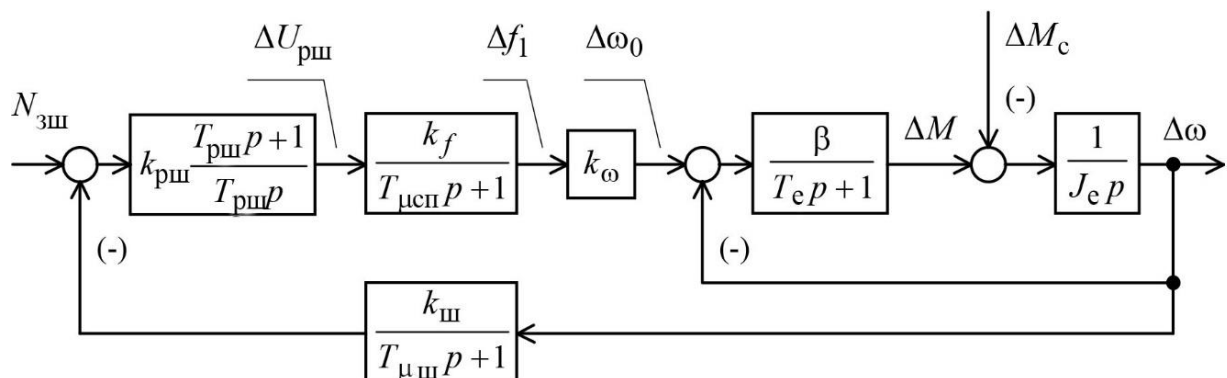


Рисунок 2.2 – Структурна схема контуру швидкості асинхронного електроприводу зі скалярним частотним керуванням

На рисунку 2.3 наведено принцип роботи системи ПЧ-АД компресора при частотному регулюванні.

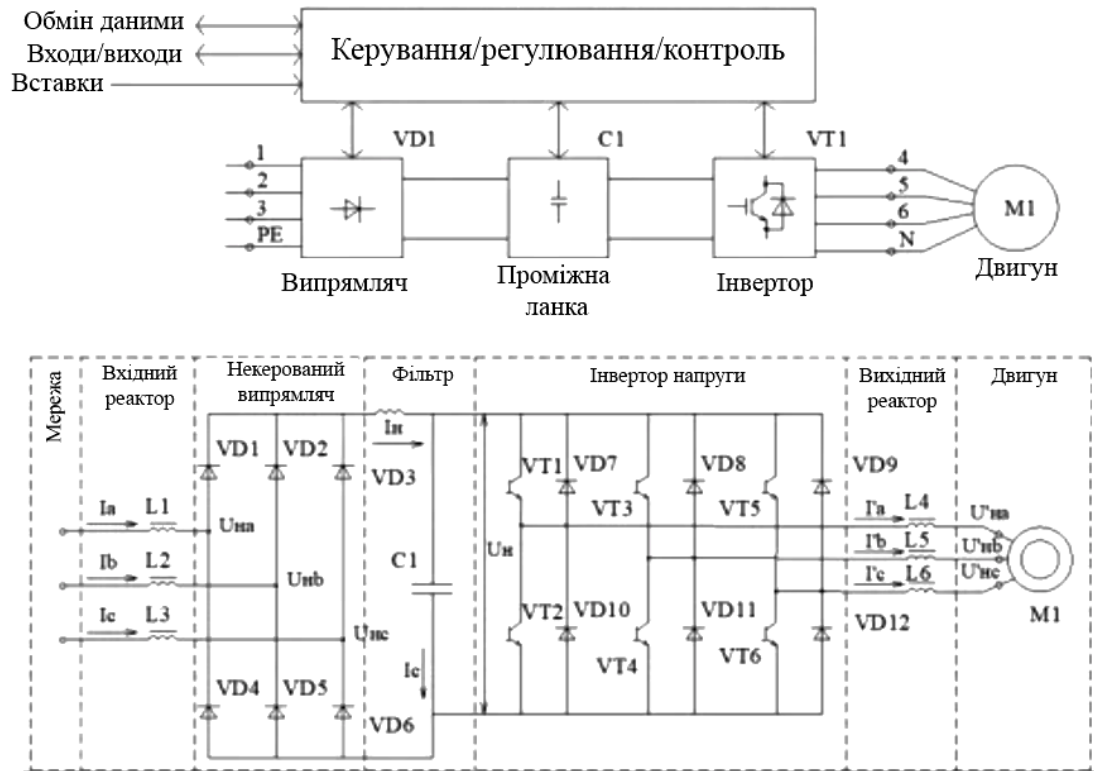


Рисунок 2.3 – Принцип роботи схеми системи ПЧ-АД

У той час, коли датчики виявляють, що рівень тиску в трубопроводі або рівень води в резервуарі впав нижче мінімального значення, то сигнал відповідно надходить на перетворювач. У той же час, перетворювач плавно запускає двигун насоса, уникаючи ударних навантажень на трубопровід та мережу. Можливим є встановлення індивідуального відповідного часу розгону двигуна. Відзначимо, що відповідні датчики передають перетворювачу інформацію в реальному часі під час процесу розгону. У подальшому при досягненні необхідного значення ПЧ зупиняється прискорення та відбувається природня підтримка швидкості двигуна. Якщо рівень води суттєво починає падати або підніматися, мікропроцесор автоматично регулює тиск та коригує потужність насоса. Одночасно ПЧ

покликаний захищати, тобто знеструмлювати обладнання при сильних коливань струму в електромережі [10].

Розглянемо детально алгоритм самого ПЧ, що працює наступним чином. Отже, напруга мережі подається через вхідний пригнічувач пульсацій на трифазний непрямої випрямляч. Потім відбувається передача постійної напруги через обмежувач перенапруги на транзисторний інвертор, який виробляє змінний струм відповідної частоти і напруги. Після проходження через вихідний реактор, який згладжує імпульси струму, змінний струм заданої частоти і напруги подається на обраний у магістерській роботі електродвигун.

2.4 Розрахунок характеристик електродвигуна та системи ПЧ-АД компресора

T-подібна схема заміщення асинхронного двигуна схематично зображена на рисунку 2.4.

Проведемо відповідні розрахунки для двигуна з $f_1 = 50$ Гц.

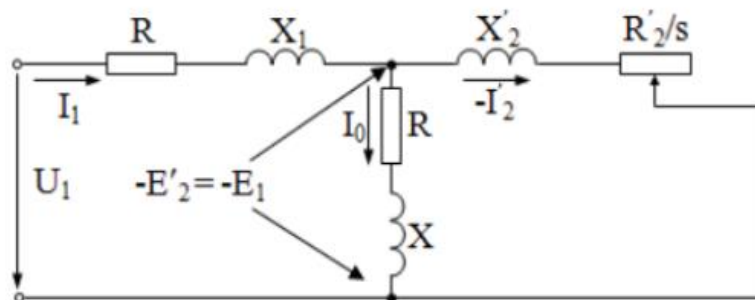


Рисунок 2.4 – T-подібна схема заміщення асинхронного двигуна

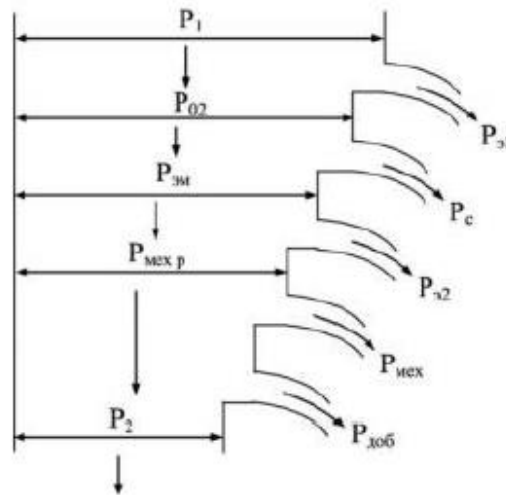


Рисунок 2.5 – Енергетична діаграма асинхронного двигуна з короткозамкненим двигуном

1. Маємо вираз, що розраховує номінальну фазну напругу, кількість пар полюсів, коефіцієнти електрорушійних сил (ЕРС) та розсіювання обмотки статора [1]:

$$U_1 = \frac{U_{дл}}{\sqrt{3}}; \quad (2.31)$$

$$U_1 = \frac{380}{\sqrt{3}} = 220 \text{ В.}$$

$$k_E = 0,985 - 0,005 \cdot p; \quad (2.32)$$

$$k_E = 0,985 - 0,005 \cdot 1 = 0,98.$$

$$\sigma_1 = \frac{1}{k_E}; \quad (2.33)$$

$$\sigma_1 = \frac{1}{0,98} = 1,02.$$

Наступним виразом обрахуємо синхронну кутову швидкість обертання двигуна при $f_1 = 50$ Гц:

$$\omega_0 = \frac{\pi \cdot f_1 \cdot 60}{30}; \quad (2.34)$$

$$\omega_0 = \frac{3,14 \cdot 50 \cdot 60}{30} = 314 \text{ рад / с.}$$

Звідси маємо номінальну частоту обертання двигуна при $f_1 = 50$ Гц:

$$n_{\text{НОМ}} = (1 - s_{\text{НОМ}}) \cdot n_{50}; \quad (2.35)$$

$$n_{\text{НОМ}} = (1 - 0,0117) \cdot 50 \cdot 60 = 2965 \text{ об / хв.}$$

В свою чергу номінальна кутова швидкість обертання двигуна виглядає:

$$\omega_{\text{H}} = \frac{\pi \cdot n_{\text{НОМ}}}{30}; \quad (2.36)$$

$$\omega_{\text{H}} = \frac{3,14 \cdot 2965}{30} = 310,34 \text{ рад / с.}$$

2. По формулі 2.36 обчислимо номінальний фазний струм обмотки статора та його активні та реактивні складові:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{H.ДВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \eta_{\text{H}} \cdot \cos \varphi_{\text{H}}}; \quad (2.37)$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{132000}{3 \cdot 220 \cdot 0,945 \cdot 0,92} = 230,04 \text{ А.}$$

$$I_{\text{Ia}} = I_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{H}}; \quad (2.38)$$

$$I_{\text{Ia}} = 230,04 \cdot 0,92 = 211,64 \text{ А.}$$

$$I_{\text{Iр}} = I_{\text{НОМ}} \cdot \sin \varphi_{\text{H}}; \quad (2.39)$$

$$I_{\text{Iр}} = 230,04 \cdot 0,39 = 89,72 \text{ А.}$$

3. Значення ефективного опору та номінального струму обмоток ротора наведені нижче. (отримано з використанням [9, 10, 11]):

$$R'_2 = s_{\text{НОМ}} \cdot \frac{U_1}{I_{\text{НОМ}}}; \quad (2.40)$$

$$R'_2 = 0,0117 \cdot \frac{220}{230,04} = 0,011 \text{ Ом.}$$

$$I'_2 = I_{\text{НОМ}} \cdot (0,2 + 0,8 \cdot \cos \varphi_{\text{H}}); \quad (2.41)$$

$$I'_2 = 230,04 \cdot (0,2 + 0,8 \cdot 0,92) = 215,32 \text{ А.}$$

4. Номінальні значення електричних втрат в обмотках роторів, електромагнітних сил в машинах та механічних сил в роторах (за рисунками 1 та 2):

$$P_{e2} = m_1 \cdot R_2' \cdot (I_2')^2; \quad (2.42)$$

$$P_{e2} = 3 \cdot 0,011 \cdot 215,32^2 = 1530 \text{ Вт.}$$

$$P_{емн} = m_1 \cdot \left(\frac{R_2'}{S_H} \right) \cdot (I_2')^2; \quad (2.43)$$

$$P_{емн} = 3 \cdot \left(\frac{0,011}{0,0117} \right) \cdot 215,32^2 = 130766 \text{ Вт.}$$

$$P_{мехрн} = P_{емн} \cdot (1 - s_H); \quad (2.44)$$

$$P_{мех.р} = 130766 \cdot (1 - 0,0117) = 129236 \text{ Вт.}$$

5. Маємо відношення номінальної споживаної потужності та допоміжних потужностей:

$$P_{н1} = \frac{P_{н.дв}}{\eta_H}; \quad (2.45)$$

$$P_{1H} = \frac{132000}{0,92} = 143478 \text{ Вт.}$$

$$P_{мехрн}'' = P_{мехрн} \cdot \sqrt[4]{1 - S_H}; \quad (2.46)$$

$$P_{мехрн}'' = 129236 \cdot \sqrt[4]{1 - 0,0117} = 128856 \text{ Вт.}$$

$$P_{02}' \approx 0,5 \cdot \left(\sqrt{P_{емн}} + \sqrt{P_{н.дв}} \right) \cdot \sqrt{P_{1H}}; \quad (2.47)$$

$$P_{02}' \approx 0,5 \cdot \left(\sqrt{130766} + \sqrt{132000} \right) \cdot \sqrt{143478} = 137296 \text{ Вт.}$$

$$P_{02}'' \approx 0,5 \cdot \left(\sqrt{P_{емн}} + \sqrt{P_{мехрн}''} \right) \cdot \sqrt{P_{1H}}; \quad (2.48)$$

$$P_{02}'' \approx 0,5 \cdot \left(\sqrt{130766} + \sqrt{129236} \right) \cdot \sqrt{143478} = 136570 \text{ Вт.}$$

6. Визначити електричні втрати обмотки статора, перше та друге наближення її ефективного опору, а також бажане значення цього опору та електричних втрат обмотки статора [14]:

$$P'_{E1} = P_{1H} - P'_{02}; \quad (2.49)$$

$$P'_{e1} = 143478 - 137296 = 6182 \text{ Вт.}$$

$$P''_{E1} = P_{1H} - P''_{02}; \quad (2.50)$$

$$P''_{e1} = 143478 - 136570 = 6908 \text{ Вт.}$$

$$R'_1 = \frac{P'_{e1}}{m_1 \cdot (I'_2)^2}; \quad (2.51)$$

$$R'_1 = \frac{6182}{3 \cdot 215,32^2} = 0,044 \text{ Ом.}$$

$$R''_1 = \frac{P''_{e1}}{m_1 \cdot (I'_2)^2}; \quad (2.52)$$

$${}^3R''_1 = \frac{6908}{3 \cdot 215,32^2} = 0,05 \text{ Ом.}$$

За допомогою формули 2.52 активний опір статора обмотки має вигляд:

$$R_1 = 0,5 \cdot (R'_1 + R''_1); \quad (2.53)$$

$$R_1 = 0,5 \cdot (0,044 + 0,05) = 0,047 \text{ Ом.}$$

$$P_{e1} = m_1 \cdot R_1 \cdot I_H^2; \quad (2.54)$$

$$P_{e1} = 3 \cdot 0,047 \cdot 230,04^2 = 7462 \text{ Вт.}$$

7. Отже, потужність асинхронного двигуна за вирахуванням електричних втрат в обмотках статора, а також втрат в сталі визначається за допомогою діаграми потужності на рисунку 2.2:

$$P_{02} = P_{1H} - P_{e1}; \quad (2.55)$$

$$P_{02} = 143478 - 7462 = 136016 \text{ Вт.}$$

$$P_c = P_{02} - P_{емн}; \quad (2.56)$$

$$P_c = 136570 - 130766 = 5804 \text{ Вт.}$$

8. На рисунку 2.3 визначено наступні фізичні величини:

$$I''_2 = \frac{I'_2}{\sigma_1}; \quad (2.57)$$

$$I_2'' = \frac{215,32}{1,02} = 211,1 \text{ A.}$$

$$Z_2'' = \frac{U_1}{I_2''}; \quad (2.58)$$

$$Z_2'' = \frac{220}{211,1} = 1,04 \text{ Ом.}$$

$$R_2'' = \sigma_1 \cdot R_1 + \sigma_1^2 \cdot \frac{R_2'}{S_H}; \quad (2.59)$$

$$R_2'' = 1,02 \cdot 0,047 + 1,02^2 \cdot \frac{0,011}{0,0117} = 1,03 \text{ Ом.}$$

$$X_2'' = \sqrt{Z_2''^2 - R_2''^2}; \quad (2.60)$$

$$X_2'' = \sqrt{1,04^2 - 1,03^2} = 0,144 \text{ Ом.}$$

$$\cos \varphi_2'' = \frac{R_2''}{Z_2''}; \quad (2.61)$$

$$\cos \varphi_2'' = \frac{1,03}{1,04} = 0,99.$$

$$I_{2a}'' = I_2'' \cdot \cos \varphi_2''; \quad (2.62)$$

$$I_{2a}'' = 211,1 \cdot 0,99 = 208,99 \text{ A.}$$

$$I_{2p}'' = I_2'' \cdot \sin \varphi_2''; \quad (2.63)$$

$$I_{2p}'' = 211,1 \cdot 0,141 = 29,76 \text{ A.}$$

$$I_{002} = I_{1a}' - I_{2a}''; \quad (2.64)$$

$$I_{00a} = 211,64 - 208,99 = 2,65 \text{ A.}$$

$$I_{00p} = I_{1p}' - I_{2p}''; \quad (2.65)$$

$$I_{00p} = 89,72 - 29,76 = 59,96 \text{ A.}$$

Маємо необхідність обчислення струму холостого ходу за наступною формулою:

$$I_{00} = \sqrt{I_{00a}^2 + I_{00p}^2}; \quad (2.66)$$

$$I_{00} = \sqrt{2,65^2 + 59,96^2} = 60,02 \text{ A.}$$

$$Z_{00} = \frac{U_1}{I_{00}}; \quad (2.67)$$

$$Z_{00} = \frac{220}{60,02} = 3,66 \text{ Ом.}$$

$$\cos \varphi_{00} = \frac{I_{00a}}{I_{00}}; \quad (2.68)$$

$$\cos \varphi_{00} = \frac{2,65}{60,02} = 0,044.$$

$$\sin \varphi_{00} = \frac{I_{00p}}{I_{00}}; \quad (2.69)$$

$$\sin \varphi_{00} = \frac{59,96}{60,02} = 0,99.$$

$$R_{00} = Z_{00} \cdot \cos \varphi_{00}; \quad (2.70)$$

$$R_{00} = 3,66 \cdot 0,044 = 0,161 \text{ Ом.}$$

$$X_{00} = Z_{00} \cdot \sin \varphi_{00}; \quad (2.71)$$

$$X_{00} = 3,66 \cdot 0,99 = 3,62 \text{ Ом.}$$

$$R_0 = R_{00} - R_1; \quad (2.72)$$

$$R_0 = 0,161 - 0,047 = 0,114 \text{ Ом.}$$

$$X_0 = \frac{X_{00}}{\sigma_1}; \quad (2.73)$$

$$X_0 = \frac{3,62}{1,02} = 3,549 \text{ Ом.}$$

$$Z_0 = \sqrt{R_0^2 + X_0^2}; \quad (2.74)$$

$$Z_0 = \sqrt{0,114^2 + 3,55^2} = 3,552 \text{ Ом.}$$

Отримаємо розрахунок індуктивного опору обмотки ротора, приведений до обмотки статора:

$$X_{1\sigma} = (\sigma_1 - 1) \cdot X_{00}; \quad (2.75)$$

$$X_{1\sigma} = (1,02 - 1) \cdot 3,55 = 0,071 \text{ Ом.}$$

9. У подальшому виникає необхідність в обчисленні наступних величин:

$$I_2''' = \sigma_1 \cdot I_2'; \quad (2.76)$$

$$I_2''' = 215,32 \cdot 1,02 = 219,63 \text{ А.}$$

$$R_2''' = R_1 + \frac{R_2'}{S_H}; \quad (2.77)$$

$$R_2''' = 0,047 + \frac{0,011}{0,0117} = 0,987 \text{ Ом.}$$

$$Z_2''' = \frac{U_1}{I_2'''}; \quad (2.78)$$

$$Z_2''' = \frac{220}{219,63} = 1,0 \text{ Ом.}$$

$$X_{кн} = X_2''' = \sqrt{Z_2'''^2 - R_2'''^2}; \quad (2.79)$$

$$X_{кн} = X_2''' = \sqrt{1,0^2 - 0,987^2} = 0,161 \text{ Ом.}$$

Розрахунок індуктивного опору обмотки статора має наступний вигляд:

$$X_{2\sigma}' = X_{кн} - X_{1\sigma}; \quad (2.80)$$

$$X_{2\sigma}' = 0,161 - 0,071 = 0,09 \text{ Ом.}$$

$$E_2' = E_1 = Z_0 \cdot I_{00}; \quad (2.81)$$

$$E_2' = 3,55 \cdot 60,02 = 213,07 \text{ В.}$$

$$k_E = \frac{E_1}{U_1}; \quad (2.82)$$

$$k_E = \frac{213,07}{220} = 0,97.$$

Наступний вираз визначає момент критичного рухового режиму:

$$M_k = \frac{m_1 \cdot U_1^2}{2 \cdot \omega_{\text{НОМ}} \cdot \left[R_1 + \sqrt{R_1^2 + X_{кн}^2} \right]}; \quad (2.83)$$

$$M_k = \frac{3 \cdot 220^2}{2 \cdot 310,34 \cdot \left[0,047 + \sqrt{0,047^2 + 0,161^2} \right]} = 1089 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Таблиця 2.4 – Значення опорів, отримані за наведеним вище алгоритму

№ п/п	Опір	Розмірність	Значення
1	R_1	Ом	0,047
2	X_1	Ом	0,071
3	R_2'	Ом	0,011
4	X_2'	Ом	0,09
5	X_k	Ом	0,161
6	X_0	Ом	3,549
7	Z_0	Ом	3,552

Виразом 2.83 вираховується критичне ковзання:

$$S_k = \pm \frac{R_2'}{\sqrt{R_1^2 + X_k^2}}; \quad (2.84)$$

$$S_k = \pm \frac{0,011}{\sqrt{0,047^2 + 0,161^2}} = \pm 0,066.$$

Формула 2.84 дає змогу визначити механічну характеристику асинхронного електродвигуна:

$$M(s) = \frac{m_1 \cdot U_1^2 \cdot R_2'}{\omega_0 \cdot s \cdot \left[\left(R_1 + \frac{R_2'}{s} \right)^2 + (X_{1\sigma} + X_{2\sigma}')^2 \right]}; \quad (2.85)$$

$$\begin{aligned} M(s) &= \frac{3 \cdot 220^2 \cdot 0,011}{314 \cdot s \cdot \left[\left(0,047 + \frac{0,011}{s} \right)^2 + (0,071 + 0,09)^2 \right]} = \\ &= \frac{1597}{s \cdot \left[\left(0,047 + \frac{0,011}{s} \right)^2 + 0,026 \right]}. \end{aligned}$$

У таблицю 2.5 згруповані чисельні значення механічної характеристики.

Таблиця 2.5 – Чисельні значення механічної характеристики

s	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
w	0	31,4	62,8	94,2	125,6	157	188,4	219,8	251,2	282,6	314
M	23,7	26,3	29,6	33,8	39,5	47,4	59,22	78,9	118,5	236,9	0

Механічні характеристики залежності крутного моменту від частоти обертання ротора асинхронного двигуна показані на рисунку 2.6.

$$\omega(s, f) = \omega_0(f) \cdot (1 - s); \quad (2.86)$$

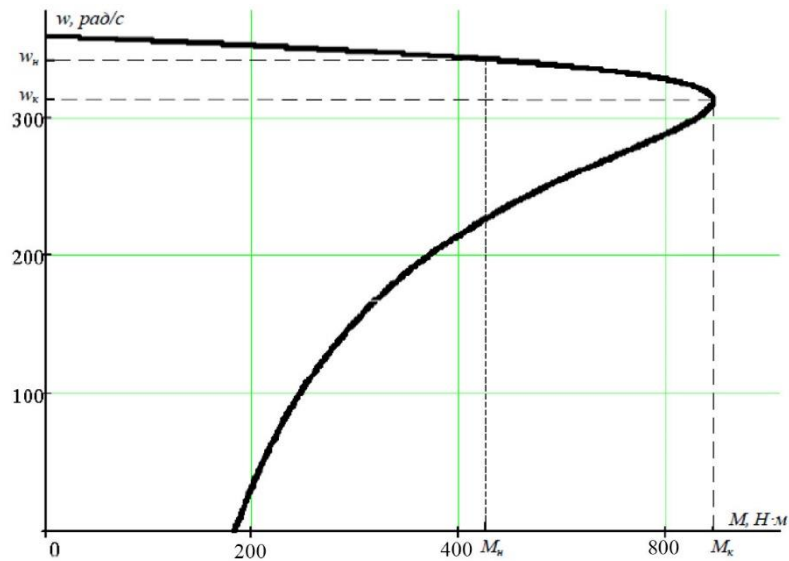


Рисунок 2.6 – Механічна характеристика асинхронного електродвигуна

Наступний вираз визначає залежність струму ротора I'_2 , наведеного до обмотки статора, від ковзання S :

$$I'_2 = \frac{U_1}{\pm \sqrt{\left(R_1 + \frac{R'_2}{s}\right)^2 + X_H^2}}; \quad (2.87)$$

$$I'_2 = \frac{220}{\pm \sqrt{\left(0,047 + \frac{0,011}{s}\right)^2 + 0,161^2}}$$

$$I'_2 = \frac{1386}{\pm \sqrt{\left(3 + \frac{2,69}{s}\right)^2 + 420,25}}$$

У таблицю 2.6 згруповані чисельні значення характеристики струму ротора.

Таблиця 2.6 – Чисельні значення характеристики струму ротора

s	-1	-0,8	-0,6	-0,4	-0,2	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1
w	628	565,2	502,4	439,6	376,8	31	251,2	188,4	125,6	62,8	0

						4					
I_2'	1333,5	1338,2	1345,3	1356,5	1364,8	0	1154,3	1240,1	1266,2	1278,5	1285,6

На рисунку 2.7 зображено рафік електромеханічної характеристики $\omega = f(I_2')$

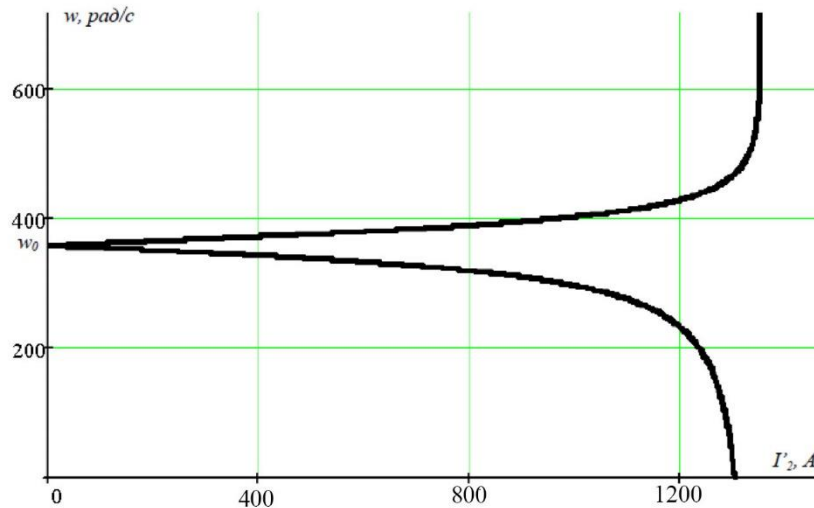


Рисунок 2.7 – Графік електромеханічної характеристики струму обмотки ротора $\omega = f(I_2')$

Наступним виразом визначається електромеханічна характеристика струму статора обмотки:

$$I_1 = \sqrt{I_0'^2 + I_2'^2 + 2 \cdot I_0' \cdot I_2' \cdot \sin \varphi_2}; \quad (2.88)$$

$$I_1 = \sqrt{60,02^2 + I_2'^2 + 2 \cdot 60,02 \cdot I_2' \cdot \sin \varphi_2};$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{X_{KH}}{\sqrt{\left(R_1 + \frac{R_2'}{s}\right)^2 + X_{KH}^2}}; \quad (2.89)$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{20,5}{\sqrt{\left(3 + \frac{2,69}{s}\right)^2 + 20,5^2}}.$$

В таблиці 2.7 наведені чисельні значення характеристики статору струму.

Таблиця 2.7 – Чисельні значення характеристики струму статора

S	-1	-0,8	-0,6	-0,4	-0,2	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1
$\sin \varphi_2$	0,976	0,979	0,984	0,993	0,999	0,000	0,845	0,908	0,927	0,936	0,94
W	628	565,2	502,4	439,6	376,8	314	251,2	188,4	125,6	62,8	0
I_1	1392,1	1397	1404,4	1416,1	1424,7	60,02	1205,4	1294,8	1322	1334,8	1342,2

На рисунку 2.8 схематично зображені електромеханічні характеристики статора двигуна.

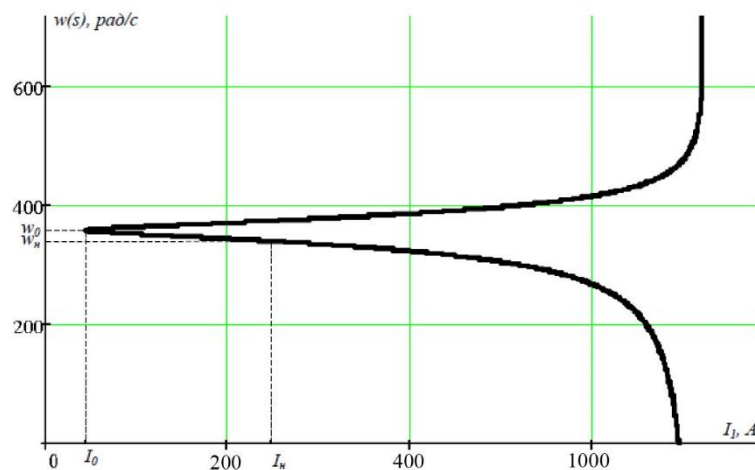


Рисунок 2.8 – Графік природної електромеханічної характеристики $I_1 = f(s)$ асинхронного двигуна

За формулою 2.90 визначаємо номінальний струм ротора визначимо при номінальному ковзанні:

$$I_2' = \frac{U_1}{\pm \sqrt{\left(R_1 + \frac{R_2'}{s_H}\right)^2 + X_K^2}}; \quad (2.90)$$

$$I_2' = \frac{220}{\pm \sqrt{\left(0,047 + \frac{0,011}{0,0117}\right)^2 + 0,161^2}} = 219,95 \text{ A.}$$

Залежність 2.90 визначає синус кута між вектором фазної напруги $I_{1\phi}$ та сполученим вектором струму ротора I_2' :

$$\sin \varphi_2 = \frac{X_K}{\sqrt{\left(R_1 + \frac{R'_2}{s_H}\right)^2 + X_K^2}}; \quad (2.91)$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{0,161}{\sqrt{\left(0,047 + \frac{0,011}{0,0117}\right)^2 + 0,161^2}} = 0,16.$$

Формула 2.91 вираховує номінальний струм статора двигуна:

$$I_1 = \sqrt{I_0'^2 + I_2'^2 + 2 \cdot I_0' \cdot I_2' \cdot \sin \varphi_{2H}}; \quad (2.92)$$

$$I_1 = \sqrt{60,02^2 + 219,95^2 + 2 \cdot 60,02 \cdot 219,95 \cdot 0,16} = 237,13 \text{ А.}$$

Розраховані значення показників маємо для частот $f_1=50; 40; 30; 20$ Гц, адже прийнятний ККД електровідцентрового насоса забезпечується в цьому діапазоні частот напруги живлення.

Маємо формулу 2.92 як закон регулювання [21]:

$$Z_p = \frac{U_{1H}}{f^3}; \quad (2.93)$$

$$Z_p = \frac{220}{50^3} = 0,00176.$$

Наступна залежність визначає відносні значення частот напруги живлення:

$$\text{при } f_{1H1} = 50 \text{ Гц} \quad f_{1,1} = \frac{f_{1H}}{f_{1H}}; \quad (2.94)$$

$$f_{1,1} = \frac{50}{50} = 1.$$

$$\text{при } f_{1H2} = 40 \text{ Гц} \quad f_{1,2} = \frac{f_{2H}}{f_{1H}}; \quad (2.95)$$

$$f_{1,2} = \frac{40}{50} = 0,8.$$

$$\text{при } f_{1H3} = 30 \text{ Гц} \quad f_{1,3} = \frac{f_{3H}}{f_{1H}}; \quad (2.96)$$

$$f_{1,3} = \frac{30}{50} = 0,6.$$

$$\text{при } f_{1H3} = 20 \text{ Гц} \quad f_{1,4} = \frac{f_{4H}}{f_{1H}}; \quad (2.97)$$

$$f_{1,4} = \frac{20}{50} = 0,4.$$

Наступним логічним кроком буде розрахунок фазної напруги обмотки статора асинхронного двигуна, який отримаємо за допомогою наступної формули [14]:

$$U_{1H1} = Z_p \cdot f_{1H1}^3; \quad (2.98)$$

$$U_{1H1} = 0,00176 \cdot 50^3 = 220 \text{ В.}$$

$$U_{1H2} = Z_p \cdot f_{1H2}^3; \quad (2.99)$$

$$U_{1H2} = 0,00176 \cdot 40^3 = 112,64 \text{ В.}$$

$$U_{1H3} = Z_p \cdot f_{1H3}^3; \quad (2.100)$$

$$U_{1H3} = 0,00176 \cdot 30^3 = 47,52 \text{ В.}$$

$$U_{1H} = Z_p \cdot f_{1H4}^3; \quad (2.101)$$

$$U_{1H4} = 0,00176 \cdot 20^3 = 14,08 \text{ В.}$$

Розрахуємо значення швидкості ідеального холостого ходу відповідно до представлених частот живильної напруги [1]:

$$\omega_{01} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f_{1H1}}{p}; \quad (2.102)$$

$$\omega_{01} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 50}{1} = 314 \text{ рад / с.}$$

$$\omega_{02} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f_{1H2}}{p}; \quad (2.103)$$

$$\omega_{02} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 40}{1} = 251,2 \text{ рад / с.}$$

$$\omega_{03} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f_{1H3}}{p}; \quad (2.104)$$

$$\omega_{03} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 30}{1} = 188,4 \text{ рад / с.}$$

$$\omega_{04} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f_{1H4}}{p}; \quad (2.105)$$

$$\omega_{04} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 20}{1} = 125,6 \text{ рад / с.}$$

Наступна залежність визначає струми холостого ходу при даних частотах регулювання:

$$I_{01} = \frac{U_{1H1}}{X_{\mu H} \cdot f_{1,1}}; \quad (2.106)$$

$$I_{01} = \frac{220}{3,552 \cdot 1} = 61,94 \text{ А.}$$

$$I_{02} = \frac{U_{1H2}}{X_{\mu H} \cdot f_{1,2}}; \quad (2.107)$$

$$I_{02} = \frac{112,64}{3,552 \cdot 0,8} = 39,64 \text{ А.}$$

$$I_{03} = \frac{U_{1H3}}{X_{\mu H} \cdot f_{1,3}}; \quad (2.108)$$

$$I_{03} = \frac{47,52}{3,552 \cdot 0,6} = 22,30 \text{ А.}$$

$$I_{04} = \frac{U_{1H4}}{X_{\mu H} \cdot f_{1,4}}; \quad (2.109)$$

$$I_{04} = \frac{14,08}{3,552 \cdot 0,4} = 9,91 \text{ А.}$$

За допомогою нижченаведених виразів рахуються електромеханічні характеристики (рис.2.9) $\dot{I}_2(\omega)$ для обраних частот:

$$I_2'(f, s) = \frac{U_{1H}(f)}{\pm \sqrt{\left(R_1 + \frac{R_2'}{s}\right)^2 + X_{KH}^2 \cdot f_{1*}(f)^2 + \frac{R_1 \cdot R_2'}{s \cdot X_{\mu H} \cdot f_{1*}(f)}}}; \quad (2.110)$$

$$(f, s) = \omega_0(f) \cdot (1 - s); \quad (2.111)$$

$$I_2'(f_{1H}, s) = \frac{220}{\pm \sqrt{\left(0,047 + \frac{0,011}{s}\right)^2 + 0,161^2 \cdot 1^2 + \frac{0,047 \cdot 0,011}{s \cdot 3,552 \cdot 1}}}$$

$$I_2'(f_{2H}, s) = \frac{112,64}{\pm \sqrt{\left(0,047 + \frac{0,011}{s}\right)^2 + 0,161^2 \cdot 0,8^2 + \frac{0,047 \cdot 0,011}{s \cdot 3,552 \cdot 0,8}}}$$

$$I_2'(f_{3H}, s) = \frac{47,52}{\pm \sqrt{\left(0,047 + \frac{0,011}{s}\right)^2 + 0,161^2 \cdot 0,6^2 + \frac{0,047 \cdot 0,011}{s \cdot 3,552 \cdot 0,6}}}$$

$$I_2'(f_{4H}, s) = \frac{14,08}{\pm \sqrt{\left(0,047 + \frac{0,011}{s}\right)^2 + 0,161^2 \cdot 0,4^2 + \frac{0,047 \cdot 0,011}{s \cdot 3,552 \cdot 0,4}}}$$

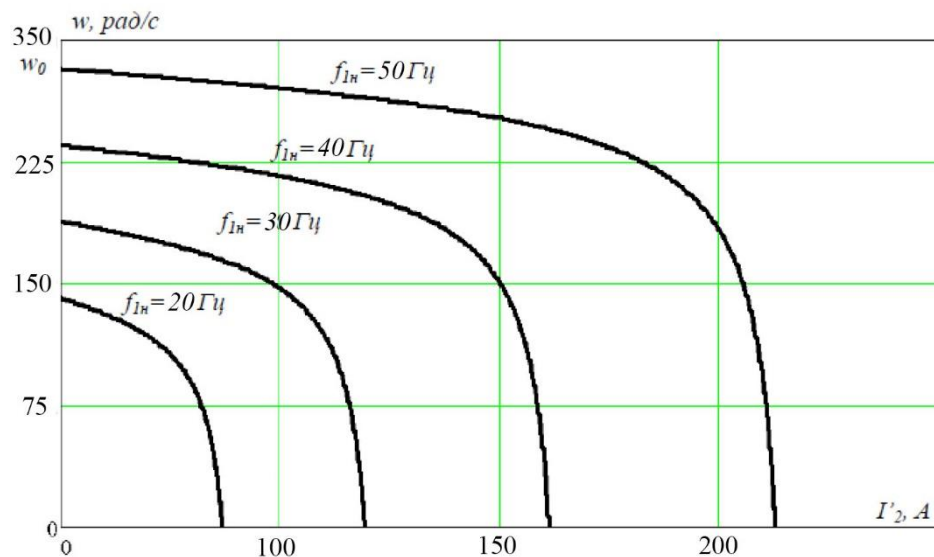


Рисунок 2.9 – Регулювальні електромеханічні характеристики $\dot{I}_2(\omega)$

Отже, електромеханічні характеристики $I_1(\omega)$ (рис. 2.10) доцільно розрахувати за наступною формулою:

$$I_1(f, s) = \sqrt{I_0 \cdot (f)^2 + I_2'(f, s)^2 + 2 \cdot I_0 \cdot (f) \cdot I_2'(f, s) \cdot \sin \varphi_2(f, s)}; \quad (2.112)$$

$$\sin \varphi_2(f, s) = \frac{X_{KH} \cdot f_{1*}(f)}{\sqrt{\left(R_1 + \frac{R_2'}{s}\right)^2 + X_{KH}^2}}; \quad (2.113)$$

$$I_1(f_{1H}, s) = \sqrt{61,94^2 + I_2' \cdot (f_{1H}, s)^2 + 2 \cdot 61,94 \cdot (f_{1H}, s) \cdot \sin \varphi_2 \cdot (f_{1H}, s)}.$$

$$\sin \varphi_2(f_{1H}, s) = \frac{0,161 \cdot 1}{\sqrt{\left(0,047 + \frac{0,011}{s}\right)^2 + 0,161^2 \cdot 1^2}}.$$

$$I_1(f_{2H}, s) = \sqrt{39,64^2 + I_2' \cdot (f_{2H}, s)^2 + 2 \cdot 39,64 \cdot I_2' \cdot (f_{2H}, s) \cdot \sin \varphi_2 \cdot (f_{2H}, s)}.$$

$$\sin \varphi_2(f_{2H}, s) = \frac{0,161 \cdot 0,8}{\sqrt{\left(0,047 + \frac{0,011}{s}\right)^2 + 0,161^2 \cdot 0,8^2}}.$$

$$I_1(f_{3H}, s) = \sqrt{22,30^2 + I_2' \cdot (f_{3H}, s)^2 + 2 \cdot 22,30 \cdot I_2' \cdot (f_{3H}, s) \cdot \sin \varphi_2 \cdot (f_{3H}, s)}.$$

$$\sin \varphi_2(f_{3H}, s) = \frac{0,161 \cdot 0,6}{\sqrt{\left(0,047 + \frac{0,011}{s}\right)^2 + 0,161^2 \cdot 0,6^2}}.$$

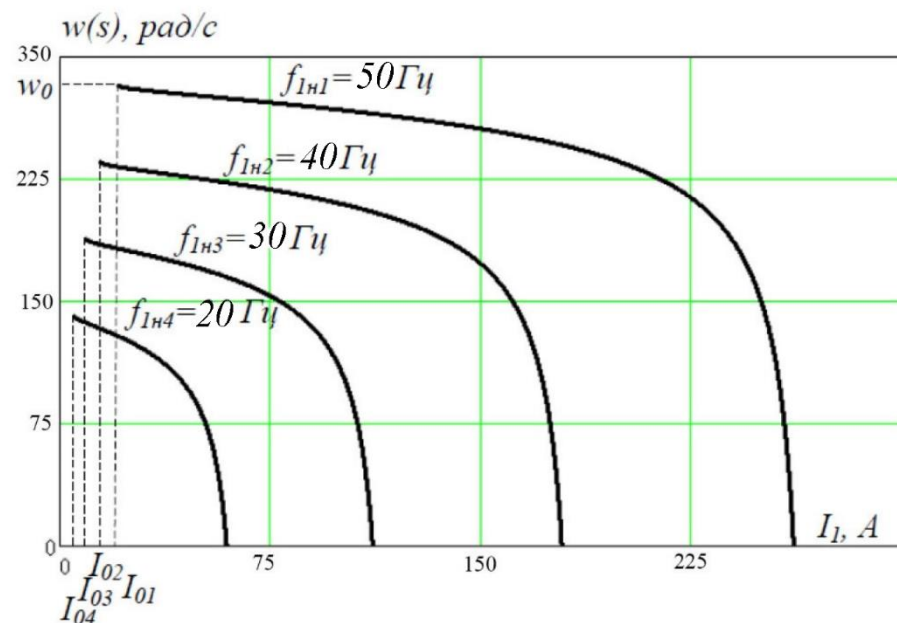


Рисунок 2.10 – Регулювальні електромеханічні характеристики $I_1(\omega)$

$$I_1(f_{4H}, s) = \sqrt{9,91^2 + I_2' \cdot (f_{4H}, s)^2 + 2 \cdot 9,91 \cdot I_2' \cdot (f_{4H}, s) \cdot \sin \varphi_2 \cdot (f_{4H}, s)}.$$

$$\sin \varphi_2(f_{4H}, s) = \frac{0,161 \cdot 0,4}{\sqrt{\left(0,047 + \frac{0,011}{s}\right)^2 + 0,161^2 \cdot 0,4^2}}.$$

Наступними виразами розрахуємо механічні характеристики асинхронного двигуна $M(\omega)$:

$$M(s, f) = \frac{m_1 \cdot U_{1H} \cdot (f)^2 \cdot R_2'}{\omega_0(f) \cdot s \cdot \left[\left(R_1 + \frac{R_2'}{s} \right)^2 + X_{KH}^2 \cdot f_{1*} \cdot (f)^2 + \frac{R_1 \cdot R_2'}{s \cdot X_{\mu H} \cdot f_{1*} \cdot (f)} \right]}; \quad (2.114)$$

$$M(f_{1H}, s) = \frac{3 \cdot 220^2 \cdot 0,047}{314 \cdot s \cdot \left[\left(0,047 + \frac{0,011}{s} \right)^2 + 0,161^2 \cdot 1,0^2 + \frac{0,047 \cdot 0,011}{s \cdot 3,552 \cdot 1,0} \right]}.$$

$$M(f_{2H}, s) = \frac{3 \cdot 112,64^2 \cdot 0,047}{251,2 \cdot s \cdot \left[\left(0,047 + \frac{0,011}{s} \right)^2 + 0,161^2 \cdot 0,8^2 + \frac{0,047 \cdot 0,011}{s \cdot 3,552 \cdot 0,8} \right]}.$$

$$M(f_{3H}, s) = \frac{3 \cdot 47,52^2 \cdot 0,047}{188,4 \cdot s \cdot \left[\left(0,047 + \frac{0,011}{s} \right)^2 + 0,161^2 \cdot 0,6^2 + \frac{0,047 \cdot 0,011}{s \cdot 3,552 \cdot 0,6} \right]}.$$

$$M(f_{4H}, s) = \frac{3 \cdot 14,08^2 \cdot 0,047}{125,6 \cdot s \cdot \left[\left(0,047 + \frac{0,011}{s} \right)^2 + 0,161^2 \cdot 0,4^2 + \frac{0,047 \cdot 0,011}{s \cdot 3,552 \cdot 0,4} \right]}.$$

Наступні відношення дають змогу послідовно розрахувати критичний момент та ковзання:

$$M_k(f) = \frac{3 \cdot U_{1H} \cdot (f)^2}{2 \cdot \omega_0(f) \cdot \left[R_1 + \sqrt{R_1^2 + X_{KH}^2 \cdot f_{1*} \cdot (f)^2} \cdot \left(1 + \frac{R_1^2}{X_{\mu H} \cdot f_{1*} \cdot (f)} \right) \right]}; \quad (2.115)$$

$$M_k(f_{1H}) = \frac{3 \cdot 220^2}{2 \cdot 314 \cdot \left[0,047 + \sqrt{0,047^2 + 0,161^2 \cdot 1,0^2} \cdot \left(1 + \frac{0,047^2}{3,552 \cdot 1,0} \right) \right]} = 50,6 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

$$M_k(f_{2H}) = \frac{3 \cdot 112,64^2}{2 \cdot 251,2 \cdot \left[0,047 + \sqrt{0,047^2 + 0,161^2 \cdot 0,8^2 \cdot \left(1 + \frac{0,047^2}{3,552 \cdot 0,8} \right)} \right]} = 19,34 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

$$M_k(f_{3H}) = \frac{3 \cdot 47,52^2}{2 \cdot 188,4 \cdot \left[0,047 + \sqrt{0,047^2 + 0,161^2 \cdot 0,6^2 \cdot \left(1 + \frac{0,047^2}{3,552 \cdot 0,6} \right)} \right]} = 5,47 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

$$M_k(f_{4H}) = \frac{3 \cdot 14,08^2}{2 \cdot 125,6 \cdot \left[0,047 + \sqrt{0,047^2 + 0,161^2 \cdot 0,4^2 \cdot \left(1 + \frac{0,047^2}{3,552 \cdot 0,4} \right)} \right]} = 0,88 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

$$s_k(f) = R_2' \cdot \sqrt{\frac{1 + \frac{R_1^2}{X_{\mu H} \cdot f_{1*} \cdot (f)}}{R_1^2 + X_{KH}^2 \cdot f_{1*} \cdot (f)^2}}; \quad (2.116)$$

$$s_k(f_{1H}) = 0,065. \omega(s_k, f_{1H}) = 293,4 \text{ рад / с}. \quad (2.117)$$

$$s_k(f_{2H}) = 0,072. \omega(s_k, f_{2H}) = 291,19 \text{ рад / с}. \quad (2.118)$$

$$s_k(f_{3H}) = 0,083. \omega(s_k, f_{3H}) = 288,07 \text{ рад / с}. \quad (2.119)$$

$$s_k(f_{4H}) = 0,098. \omega(s_k, f_{4H}) = 283,18 \text{ рад / с}. \quad (2.120)$$

Наступним послідовним кроком буде розрахунок функції навантаження. Прийємо момент тертя $M_0 = 1,2 \text{ Н} \cdot \text{м}$. При частоті $f_{1H1} = 50 \text{ Гц}$ навантаження пройде через точку номінального режиму двигуна. Коефіцієнт k обчислюємо за формулою:

$$k = \frac{M_H - M_0}{\omega_H^3}; \quad (2.121)$$

$$k = \frac{425,34 - 2,5}{310,34^3} = 0,0044.$$

Подальша функція детально описує насосне навантаження:

$$M_H = M_0 + k \cdot \omega^3; \quad (2.122)$$

$$M_H = 2,5 + 0,0044 \cdot \omega^3.$$

Рисунок 2.11 наглядно описує штучні механічні характеристики двигуна та навантаження.

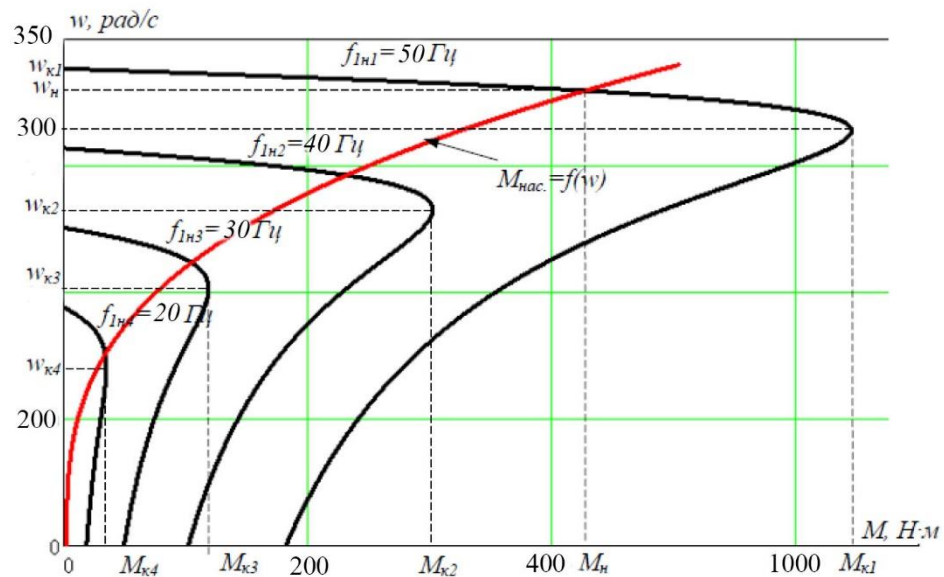


Рисунок 2.11 – Штучні механічні характеристики $M(\omega)$

2.5 Висновки за розділом

У магістерській роботі була обрана система керування ПЧ-АД для компресора. Асинхронний двигун АИР280М2 та ПЧ Danfoss VLT HVAC Basic Drive FC102 обрали для нової системи. Довели доцільність застосування скалярного методу як найбільш оптимального для системи керування ПЧ-АД. Детально дослідили функціональну та структурну схеми керування скалярним методом. Розрахували та побудували характеристики електродвигуна та системи ПЧ-АД компресора.

РОЗДІЛ 3 МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ

АЗОТНОЇ СТАНЦІЇ

3.1 Розробка функціональної схеми модернізації системи автоматизації подачі азоту

Як зазначалося в першому розділі магістерської роботи азот, що був вироблений будь-яким можливим методом, зберігається в ресивері для подальшої подачі на об'єкт використання. Процес складання функціональної схеми автоматизації системи подачі азоту покликаний вирішувати наступні завдання, серед яких:

- генерація первинної інформації про стан обладнання та власне технологічного процесу;
- безперервний контроль за станом технологічного обладнання, а також реєстрація технологічних параметрів процесів;
- вплив на технологічний процес для управління та стабілізації параметрів всього процесу.

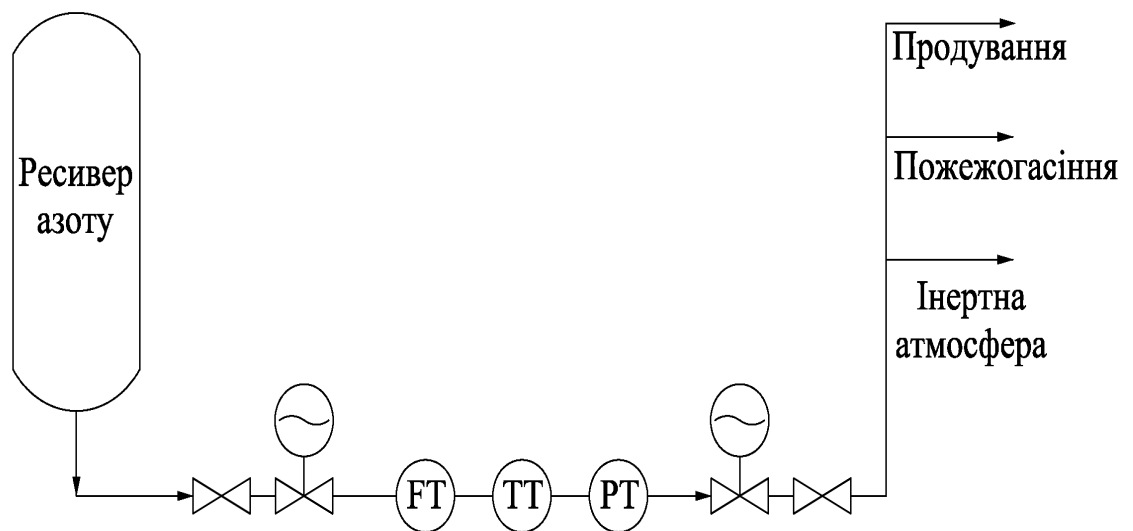


Рисунок 3.1 – Функціональна схема автоматизації подачі азоту

FT - датчик для вимірювання тиску, TT - датчик для вимірювання температури, PT - датчик для вимірювання витрати

3.2 Вибір програмованого контролера

Одним із найважливіших факторів успіху при проектуванні автоматизованої системи управління технологічним процесом є правильний вибір керуючого обладнання. До основних вимог до ПЛК належать кількість вбудованих каналів зв'язку, гарантійний термін, інтервал між відмовами, інтерфейс та, звичайно, їх вартість. У таблиці 3.1 наведена порівняльна характеристика контролерів ОВЕН ПЛК160, SIMATIC S7-1200, OMRON CP1H.

Таблиця 3.1 – Порівняння ПЛК [28]

Критерій порівняння	ОВЕН ПЛК160	SIMATIC S7-1200	OMRON CP1H
Вбудовані канали	DI/DO – 16/12 AI/AO – 8/4	DI/DO – 14/10 AI/AO – 2/2	DI/DO – 12/8 AI/AO – 4/2
Гарантійне обслуговування	24 місяці	24 місяці	12 місяців
Середнє напрацювання на відмову	100 000 год.	262 800 год.	120 000 год.
Інтерфейси	RS 485/422, Ethernet	RS 485/422, Ethernet	RS 485/422, Ethernet

Як видно з таблиці 3.1 ОВЕН ПЛК160 є більш дешевим та має більшу кількість вбудованих каналів зв'язку. Здатністю додавання різних модулів оснащений модульний ПЛК SIMATIC S7-1200. Також відзначимо, що SIMATIC S7-1200 має середнє напрацювання на відмову майже у три рази вище, ніж у інших розглянутих нами ПЛК. Саме тому, для безперебійної високоефективної роботи системи обираємо SIMATIC S7-1200.

Програмовані контролери S7-1200 монтуються на стандартну тридцяти п'яти міліметрову профільну шину DIN або на монтажну плату. Такі контролери працюють у діапазоні температур від 0 до +50 °С. Також вищерозглянуті пристрої мають компактні пластикові корпуси зі ступенем захисту IP20, що дають змогу обслуговувати від 10 до 284 дискретних та від 2 до 51 аналогового каналу введення-виведення [28].

Досліджено, що комунікаційні модулі, сигнальні модулі, сигнальні плати та технологічні модулі для вводу/виводу цифрових і аналогових сигналів приєднуються до центрального процесора програмованого контролера S7-1200. Для цього застосовується 4-канальний промисловий комутатор Industrial Ethernet (CSM 1277) у поєднанні з модулем живлення (PM 1207).

Високоєфективні процесори підтримують широкий спектр функцій, серед яких виокремимо наступні:

- використання спеціальних мов програмування, таких як LAD (Ladder Diagram), FBD (Function Block Diagram) та SCL (Structured Control Language) з певним набором команд;
- виконання будь-якої логічної операції процесу не перевищує 0,1 мкс, тобто функція швидкодії;
- всебічна підтримка функцій ПІД регулювання;
- відповідно до вимог стандарту PLCopen здійснюється підтримка функцій керування переміщенням;
- безперервна підтримка функцій постійного оновлення операційної системи;
- дистанційна діагностика програмованих контролерів за допомогою стандартного Web-браузера є реальною завдяки вбудованому WEB – серверу;
- всі програми користувача захищаються надійними паролями;
- система має вбудовану пам'ять об'ємом до 4 Мбайт, а також картку пам'яті об'ємом до 4 Гбайт;
- система має робочу пам'ять об'ємом до 150 Кбайт;
- для уникнення збоїв у живленні контролера система має енергонезалежну пам'ять об'ємом 10 Кбайт;
- для введення потенційних або імпульсних сигналів система оснащена вбудованими дискретними входами універсального призначення;
- при перебоях у живленні до двадцяти днів у роботу системи вмикається вбудований апаратний годинник реального часу із запасом ходу;

- використання вбудованих швидкісних лічильників з частотою проходження вхідних сигналів до 1 МГц;
- застосування вбудованих імпульсних виходів з частотою прямування імпульсів до 1 МГц (тільки в CPU із транзисторними виходами);
- ефективне застосування комунікаційних модулів CM 12xx та CP 12xx для підключення контролера до мережі Industrial Ethernet, PROFIBUS DP, а також обміну даними через послідовні канали зв'язку, мобільну мережу GSM або канали зв'язку систем телеуправління.

3.3 Вибір засобів автоматизації

Датчики тиску розглядалися для застосування у проектуванні системи автоматичного керування азотними установками Rosemount 3051S та Метран-150. У таблиці 3.2 наведена порівняльна характеристика вищезазначених датчиків тиску.

Таблиця 3.2 – Порівняння датчиків тиску [26]

Критерій порівняння	Rosemount 3051S	Метран-150
Вимірювана величина	Надлишковий тиск, різниця тисків, абсолютний тиск	Надлишковий тиск, різниця тисків, абсолютний тиск
Робоче середовище	Газ, рідина, газорідинна суміш	Газ, рідина, газорідинна суміш
Основна наведена похибка	До $\pm 0,075\%$	До $\pm 0,085\%$
Тиск робочого середовища	Від 0 до 68 МПа	Від 0 до 68 МПа

На основі даних таблиці 3.2 можна зробити висновок, що найбільш вдалим вибором став датчик тиску Rosemount 3051S.

Розберемо принцип роботи датчика тиску Rosemount 3051S. Тиск на мембрану створюється вимірюваним середовищем. Найчутливішим елементом системи є тензорезистор, опір якого одночасно змінюється зі

зміною тиску. Значення опору трансформується в струмовий сигнал, який передається на модуль аналогового входу в системі управління.



Рисунок 3.2 – Датчик тиску Rosemount 3051S

Отже, верхня межа вимірювання тиску досить велика, тобто для спрощення роботи системи можна використовувати той же манометр, що й для вимірювання тиску в інших точках, але відкалібрований відповідно до необхідного положення. В якості альтернативи можна зупинити вибір на дисплейному манометрі класу точності 0,6.



Рисунок 3.3 – Загальний вигляд манометру

Наступним кроком буде вибір датчика температури для проектування автоматичного вузла обліку газу. На практиці виділяють два варіанти датчиків температури: Rosemount-644 та WİKA TR10-C.



Рисунок 3.4 – Датчик температури Rosemount 644



Рисунок 3.5 – Датчик температури WIKА TR10-С

У таблицю 3.3 зведена порівняльна характеристика вищезазначених датчиків температури.

Таблиця 3.3 – Порівняння датчиків температури [26]

Технічна характеристика	Rosemount 644	WIKА TR10-С
Робоче середовище	Газ, рідина, газорідинна суміш	Газ, рідина, газорідинна суміш
Діапазони перетворюваної температури	-200 ... 850 °С	-150 ... 700 °С
Межі наведеної основної похибки	±0,18 °С	±0,2 °С
Вихідний сигнал	4...20 мА	4...20 мА
Наявність	+	+
Ступінь захисту від води	IP65	IP65
Чутливий елемент	Платиновий термометр опору	Платиновий термометр опору
Протоколи зв'язку з комп'ютерним середовищем	HART, Foundation Fieldbus, Profibus	HART, Foundation Fieldbus, Profibus

Виходячи з даних таблиці 3.3, можна зробити висновок, що найбільш вдалим вибором з точки зору ефективності є датчик температури WIKА TR10-С. Діапазон та похибка цього датчика відповідають вимогам технологічного процесу, а його вартість є більш конкурентоспроможною.

Вимірювальний перетворювач WIKА TR10-С, що дає змогу передавати дані за протоколами HART, FOUNDATION Fieldbus чи PROFIBUS є високоточним.

Розглянемо основні особливості вимірювального перетворювача зазначеного вище, серед таких:

- наявність сертифікату калібрування по 3 точках;

- має високу точність вимірювання та стабільність;
- має широкий діапазон робочих температур;
- можлива підтримка протоколів HART/ 4-20 мА, Foundation fieldbus або Profibus PA.
- можливість узгодження вимірювального перетворювача з первинним перетворювачем зменшує похибку системи майже на 80 %.

На перетворенні сигналу датчика в уніфікований вихідний сигнал постійного струму 4-20 мА з цифровою частотною модуляцією за стандартом HART або в стандартний вихідний сигнал з цифровим протоколом FOUNDATION Fieldbus діє принцип дії датчика температури. В подальшому сигнал з датчика передається на вхід вимірювального перетворювача (ВП), де за допомогою аналого-цифрового перетворювача (АЦП) перетворюється в дискретний сигнал.

Наступним кроком є обробка дискретних сигналів мікропроцесорним перетворювачем (МП). Потім з виходу МП цифрові сигнали надходять на модулятор цифрового протоколу FOUNDATION Fieldbus або цифро-аналоговий перетворювач (ЦАП), де вони трансформуються в уніфікований аналоговий сигнал 4-20 мА. DSP з вихідними струмовими сигналами 4-20 мА. Також вони мають вбудований частотний модулятор протоколу HART, який накладається на аналоговий струмовий сигнал [26].

Обраний нами датчик температури використовується для вимірювання температури газоподібних та рідких середовищ, а матеріал клапану є стійким до корозії цих середовищ. Вищерозглянутий перетворювач, що вбудований в головку датчика, має вигляд вимірюваної температури як вихідний сигнал постійного струму. Відомо, що WİKA TR10-C також не рідко використовується у вибухонебезпечних зонах. Під час вибору датчика витрати слід розглянути під кутом різних витратомірів та, в результаті, обрати найбільш підходящий. Такими витратомірами можуть бути:

1. Струменеві акустичні витратоміри газу. Нормативний облік газу в такому приладі обчислюється як частота проходження потоку газу через

спеціальний отвір. За такою обчисленою частотою коливань за одиницю часу розраховується кількість спожитого газу.



Рисунок 3.6 – Струменевий витратомір TurboFlow GFG-F

Відзначимо, що перевагами струменевих витратомірів є прийнятна вартість, невеликі фізичні розміри та нескладність встановлення. Однак, поряд з рядом переваг, трапляються випадки, коли такі прилади неконтрольовано фіксують невикористаний газ через наявність зовнішніх вібрацій.

2. Ультразвукові газові витратоміри. Принцип дії ультразвукових газових витратомірів полягає у порівнянні часу проходження ультразвукових імпульсів через середовище в напрямку, що збігається та протилежному напрямку руху середовища. Якщо два таких перетворювача встановити під кутом до потоку газу, то вони починають діяти по черзі як передавач і приймач. Сигнали, що відповідно передаються в напрямку потоку середовища, прискорюються і відповідно сповільнюються проти потоку.

Різниця в часі передачі сигналу, яку ми отримаємо в результаті розрахунку, використовується для визначення швидкості потоку газу. Відстань між датчиками в подальшому використовується для розрахунку об'ємної витрати газу. Відзначимо, що на точність вимірювання не впливають такі фактори як тиск, температура або склад газу.



Рисунок 3.7 – Ультразвуковий витратомір Q.Sonic plus

3. Витратомірами змінного перепаду тиску. Цей прилад вимірює перепад тиску, що створюється при проходженні рідкої або газоподібної речовини через спеціальний звужуючий елемент, що встановлений в трубопроводі. При проходженні рідкої або газоподібної речовини через звуження частина потенційної енергії тиску трансформується в кінетичну енергію, що в результаті збільшує середню швидкість потоку в звуженому перерізі. Як наслідок – статичний тиск потоку після звужуючого пристрою стає значно нижчим, ніж до звужуючого пристрою. Перепад тиску, тобто його різниця, залежить від швидкості потоку матеріалу. Також ми можемо його прийняти за міру швидкості потоку [26].



Рисунок 3.8 – Витратомір Метран 350

Порівняльна характеристика витратомірів згрупована у таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Порівняльна характеристика витратомірів

Тип витратоміра	Переваги	Недоліки
Струменево-акустичний	Низька ціна Простота конструкції	Невисока точність Втрати тиску
Ультразвуковий	Висока точність Захищеність вимірювальної системи Можливість функціонування без втрати тиску при низьких температурах	Висока ціна
Змінного перепаду тиску	Порівняно висока точність Зручність та універсальність методу вимірювання	Втрата енергії

Згідно даних таблиці 3.4, робимо висновок, що найефективнішим рішенням буде ультразвуковий витратомір з високою точністю, що не витрачає енергію під час вимірювання. Наступним кроком буде вибір найкращої моделі ультразвукового витратоміра. Порівняємо результати, які отримані з витратомірів Turbo Flow UFG-F, FLOWSIC 600 та Q.Sonic plus [26]. Порівняльні характеристики таких результатів проаналізовані в таблиці 3.5. Такий аналіз показує, що Q.Sonic plus майже немає похибок за рахунок більшої кількості пар ультразвукових променів, більших інтервалів калібрування та більшої швидкості потоку. Отже, обираємо датчик Q.Sonic plus для подальшої розробки системи.

Таблиця 3.5 – Порівняння ультразвукових датчиків витрати

Критерій порівняння	Turbo Flow UFG-F	FLOWSIC600	Q.Sonic plus
Кількість пар ультразвукових променів	4	2	6
Похибка	0,3 %	1 %	0,3 %
Інтелектуальна система самодіагностики	+	+	+
Відображення УЗ сигналу від внутрішніх стінок корпусу	+	–	+
Міжповірочний інтервал	4 роки	4 роки	6 років
Максимальна об'ємна витрата	25000 м ³ /ГОД.	20000 м ³ /ГОД.	30000 м ³ /ГОД.

Відзначимо, що ультразвуковий лічильник газу Q.Sonic plus призначений для вимірювання об'ємної витрати та об'єму однофазних і багатокомпонентних газів за нормальних умов.

Q.Sonic plus – це акустичний перетворювач витрати, що працює в ультразвуковому діапазоні частот та ґрунтується на вимірюванні часу поширення ультразвукового імпульсу в поточному вимірювальному середовищі з подальшою генерацією вимірювального інформаційного сигналу [26].

Принцип роботи витратоміра базується на використанні електроакустичного перетворювача, що закріплюється на корпусі для вимірювання різниці часу проходження ультразвукового сигналу між випромінювачем та приймачем. Такий процес робить час проходження ультразвукового сигналу прямо залежним від напрямку вздовж потоку газу та протилежного напрямку, вимірює витрату і об'єм газу, використовуючи запрограмовані системою значення параметрів поперечного перерізу труби. Витратомір оснащений шістьма парами електроакустичних вібраторів та забезпечує надійні результати вимірювань для різних факторів впливу.

Датчик витрати Q.Sonic plus базується на технології відбиття ультразвукових сигналів від внутрішніх стінок корпусу приладу, що збільшує довжину шляху проходження сигналу і, таким чином, точність результатів вимірювань. Крім того, вищезазначена технологія дозволяє виявляти турбулентність та неоднорідність з максимальним рівнем контролю по всьому перерізу потоку, а також коригувати середню швидкість газу по всьому профілю.

Q.Sonic plus пропонують значні переваги перед традиційними технологіями вимірювання газу. Серед таких переваг виділимо: широкий діапазон вимірювання, мінімальна схильність до впливу асиметрії, завірюх і пульсацій в потоці газу, відсутність перепаду тиску, здатність вимірювати потік газу в обох напрямках без додаткових переналаштувань, не схильність до вологи або домішок в газі, високу точність вимірювання.

Виконавчий пристрій в САК – це пристрій, який виконує керуючу дію від контролера на об'єкт керування за допомогою механічного переміщення регулюючого органу. Завдяки регулюючому впливу від виконавчого механізму процес трансформується в потрібному напрямку для досягнення завдання стабілізації регульованої величини. При подачі газу кінцевому споживачеві тиск на вході в дозатор повинен бути відрегульований так, щоб він був вище або нижче заданого тиску, виходячи з міцності трубопроводу. У якості приводу для регулювання тиску газу можуть застосовуватися

електроклапани. В свою чергу, для регулювання тиску ефективним буде використання системи дроселювання.

Наразі для швидкої та плавної зміни значень тиску не рідко використовують системи дроселювання потоку. До складу стандартних дросельних пристроїв входять запірна арматура, крани, вентиля, а також спеціальні шайби. Також в системі використовуються дросельні втулки. Безперечною перевагою регулювання витрати за допомогою клапанів є те, що його можна використовувати під час швидкої зміни роботи насоса в залежності від ситуації, тобто здатність насоса працювати в змінному режимі. У цьому випадку, якщо потрібна певна витрата, насос необхідно зупинити, а потім знову налаштувати на заданий режим роботи. Зробимо вибір регулюючого клапану на користь моделі VFM2 (рис. 3.9).



Рисунок 3.9 – Клапан регулюючий прохідний VFM2

Технічні характеристики клапана VFM2 висвітлені у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Технічні характеристики VFM2

Характеристика	Значення
Умовний прохід D_v , мм	250
Пропускна здатність K_v , м ³ /год.	900
Хід штока, мм	50
Динамічний діапазон регулювання	Більше 100 : 1
Температура середовища, °С	-40 ... 150
Тип з'єднання	Фланцеве
Корпус клапана, кришки, сідла	НС

В якості приводів були розглянуті приводи постійного струму Danfoss, асинхронні електроприводи SIPOS 5 FLASH та асинхронні електроприводи

Auma Matic. Для керування клапаном було обрано прямий привід SIPOS 5 FLASH 2SB5 (рис. 3.10).

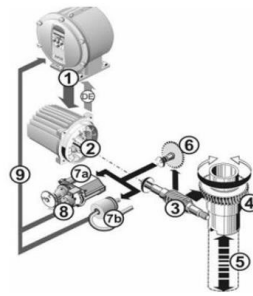


Рисунок 3.10 – Привід SIPOS 5 Flash 2SB5

- 1– перетворювач частоти; 2 –двигун; 3 – черв'ячний вал; 4 – ведучий вал;
 5– ходова гайка шпинделя арматури; 6 – сигнальний вал;
 7а – сигнальний привід; 8 – датчик переміщення; 9 – ведений вал

Електронний пристрій з вбудованим перетворювачем частоти (1) керує двигуном (2). Двигун через черв'ячний вал (3) обертає приводний вал (4), який, у свою чергу, через ходову гайку приводить у рух привід або шпindelь клапана (5). Рух черв'ячного валу (3) передається на сигнальний привід (7а) через сигнальний вал (6). Сигнальний привід зменшує хід та повертає потенціометр або магнітний датчик положення (8). Датчик положення (niP) підраховує кількість обертів. Полози́я також реєструється без зовнішнього джерела живлення. На основі положення потенціометра або датчика положення (niP) електроніка розпізнає положення приводного валу (9) і використовує це положення для розпізнавання положення клапана та керування двигуном відповідно до вимог процесу [29].

3.4 Дослідження САК азотної станції

Наступним кроком є вимірювання витрати азоту. При цьому тиск азоту в трубі не повинен перевищувати заданого рівня, який залежить від міцності труби, а тиск має бути не нижче заданого рівня. ПІД-регулятор виступає в якості високоякісного алгоритму керування, адже має досить короткий час виходу на режим та є нечутливим до зовнішніх факторів [3]. До складу

основних елементів схеми входять ПЛК з ПІД-регулятором, об'єкт керування та регулюючий орган.

Функціональна схема зображена на рисунку 3.11.



Рисунок 3.11 – Функціональна схема автоматизації

Отже, регулюючий орган – це ділянка трубопроводу після клапана, керована електроприводом, розділений на частотний перетворювач, асинхронний двигун та редуктор. За допомогою пульта управління встановлюється тиск, який необхідно підтримувати в трубопроводі для безперебійної роботи системи. Значення з датчика тиску передається на ПЛК, для проведення порівняльної характеристики. У подальшому формується вихідний струмовий сигнал, що надсилається на перетворювач частоти, на виході якого генерується напруга живлення для приводу клапана. Наступним кроком за допомогою електроприводу клапана електрична енергія трансформується в поступальний рух штока. Таким чином, тиск в трубопроводі нормалізується [9].

Наступним набором передавальних функцій описується лінеаризована модель системи керування.

Таким чином, наступний вигляд має диференціальне рівняння для частотного перетворювача:

$$T_{\text{чп}} \cdot \frac{df}{dt} \cdot f = k_{\text{чп}} \cdot I_3; \quad (3.1)$$

Отже, перетворювач частоти – це ациклічна ланка, яка перетворює енергію з мережі в енергію для подальшого керування клапанами. Наступним кроком є розрахунок коефіцієнтів передачі та постійної часу для створення передавальної функції перетворювача частоти [10].

Для цього типу перетворювачів частоти постійна часу приймається рівною $T_{\text{чп}} = 0,005$ с.

Коефіцієнт швидкості перетворювача частоти в статичному режимі можна визначити як співвідношення між частотою на виході перетворювача, яка гарантує номінальну роботу двигуна, і струмом уставки від ПЛК на вході перетворювача. Оскільки управління відбувається струмом 4-20 мА, а частота змінюється в діапазоні 0-50 Гц, номінальна частота = 50 Гц, струм $I_{\text{нз}} = 20$ мА.

$$k_{\text{чп}} = \frac{f_{\text{н}}}{I_{\text{нз}}}; \quad (3.2)$$

$$k_{\text{чп}} = \frac{50}{20} = 2,5.$$

Передатну функцію частотного перетворювача можна записати як:

$$W_k(s) = \frac{k_{\text{чп}}}{T_{\text{чп}} \cdot s + 1}; \quad (3.3)$$

$$W_k(s) = \frac{2,5}{0,005 \cdot s + 1}.$$

Наступний вираз описує диференціальне рівняння для асинхронного двигуна:

$$T_{\text{дв}} \cdot \frac{d\omega}{dt} + \omega = k_{\text{дв}} \cdot f; \quad (3.4)$$

Асинхронні двигуни – це ациклічні ланки, які перетворюють електричну енергію в швидкість обертання валу.

Розрахуємо постійну часу $T_{\text{дв}}$ та коефіцієнт передачі $k_{\text{дв}}$, виходячи з технічних характеристик двигуна [3].

Прийmemo постійну часу рівною = 0,83 с. Коефіцієнт передачі двигуна має вигляд відношення номінальної кутової швидкості обертання двигуна мережі живлення $f_{\text{н}}$. Вважатимемо, згідно з документацією на двигун, що номінальна швидкість дорівнює 400 об/с, а номінальна частота електроживлення 50 Гц.

$$k_{\text{дв}} = \frac{\omega_{\text{дв}}}{f_{\text{н}}} = 8. \quad (3.5)$$

Передатна функція двигуна розраховується за наступною формулою:

$$W_{\text{дв}}(s) = \frac{k_{\text{дв}}}{T_{\text{дв}} \cdot s + 1}; \quad (3.6)$$

$$W_{\text{дв}}(s) = \frac{8}{0,83 \cdot s + 1}.$$

Наступне рівняння є диференціальним рівнянням для клапана:

$$\frac{d \cdot P_{\text{вх}}}{dt} = \lambda; \quad (3.7)$$

Клапан є інтегруючою ланкою, яка перетворює ступінь відкриття λ клапана в тиск на виході [9].

Передатну функцію клапана розрахуємо як:

$$W_{\text{к}}(s) = \frac{1}{s}; \quad (3.8)$$

Передатна функція трубопроводу.

Об'єктом керування є ділянка трубопроводу після клапана.

Передатна функція об'єкта управління може бути описана аперіодичною ланкою першого порядку з чистим запізненням [10]:

$$W_{\text{тр}}(s) = \frac{1}{T \cdot s + 1} \cdot e^{-\tau_0 \cdot s}; \quad (3.9)$$

$$\tau_0 = \frac{L \cdot f}{P}; \quad (3.10)$$

$$T = \frac{2 \cdot L \cdot f \cdot c^2}{P}; \quad (3.11)$$

$$c = \frac{P}{f} \cdot \sqrt{\frac{P}{2 \cdot \Delta P \cdot g}}; \quad (3.12)$$

$$f = \frac{\pi \cdot d^2}{4}; \quad (3.13)$$

У таблиці 3.7 груповані вихідні дані для ділянки трубопроводу.

Таблиця 3.7 – Вихідні дані

Величина	Значення
P – тиск після клапана	0,7 МПа
L – довжина ділянки трубопроводу	5 м
ΔP – перепад тиску в трубопроводі	0,05 МПа
ρ – щільність газу	1,25 кг/м ³
d – діаметр труби	0,25 м

$$f = \frac{3,14 \cdot 0,25^2}{4} = 0,39.$$

$$c = \frac{p}{f} \cdot \sqrt{\frac{p}{2 \cdot \Delta p \cdot g}}; \quad (3.14)$$

$$c = \frac{0,7}{0,39} \cdot \sqrt{\frac{0,7}{2 \cdot 0,05 \cdot 9,8}} = 1,51.$$

$$T = \frac{2 \cdot L \cdot f \cdot c^2}{p}; \quad (3.15)$$

$$T = \frac{2 \cdot 5 \cdot 0,39 \cdot 1,51^2}{0,7} = 12,7.$$

$$\tau_0 = \frac{L \cdot f}{p}; \quad (3.16)$$

$$\tau_0 = \frac{5 \cdot 0,39}{1,25 \cdot 10^6} = 1,56 \cdot 10^{-6}.$$

$$W_{\text{тр}}(s) = \frac{1}{12,7 \cdot s + 1} \cdot e^{-1,56 \cdot 10^6 \cdot s}; \quad (3.17)$$

Через невелику довжину трубопроводу затримки при транспортуванні є досить незначними. Згідно з літературними джерелами, датчики витрати можна вважати безінерційними ланками. У той же час редуктор можна розглядати як безінерційну ланку. Передавальне число редуктора становить 0,02, і двигун може перемістити клапан в стовідсотково закриті або повністю відкриті положення за один оберт при номінальній швидкості.

Модель системи Simulink має наступний вигляд.

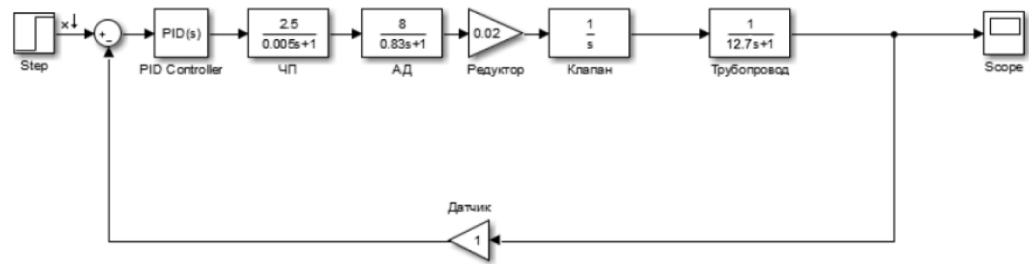


Рисунок 3.12 – Модель у Simulink

Налаштуємо ПІД-регулятор вручну методом Циглера-Ніколса. Цей метод полягає в тому, що в системі вимикаються інтегральна та похідна складові ПІД-регулятора, тобто система стає системою керування з U-подібним законом. Після цього система досягає межі вібростійкості. У цьому режимі роботи фіксується значення критичного коефіцієнта підсилення регулятора та критичного періоду коливань системи.

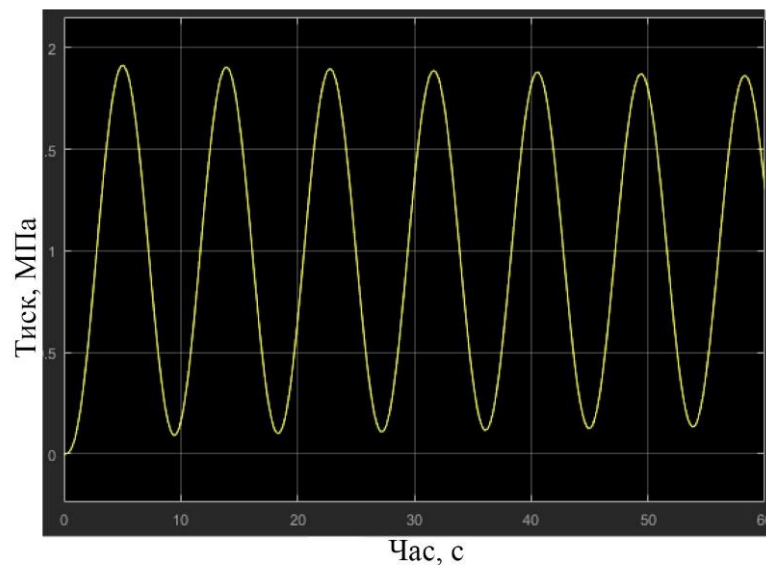


Рисунок 3.13 – Стійкі коливання

Дані коливання виявилися, коли коефіцієнт був рівний $K_{кр}=0,085$. Стійкі коливання, які підлягають дослідженню, мають період $T_{кр}$ та дорівнює 9,5 с.

Отримаємо наступні залежності параметрів ПІД-регулятора згідно з методом Циглера-Нікольса [10]:

$$K_p = K_{кр} \cdot 0,6 = 0,051. \quad (3.18)$$

$$T_i = \frac{T_{кр}}{2} = 4,75. \quad (3.19)$$

$$T_d = \frac{T_{кр}}{8} = 1,19. \quad (3.20)$$

В результаті маємо коефіцієнти: $K_p = 0,051$; $K_i = 0,01$; $K_d = 0,06$.

Занесемо дані коефіцієнти в ПД-регулятор та отримаємо графік перехідного процесу (рис. 3.14).

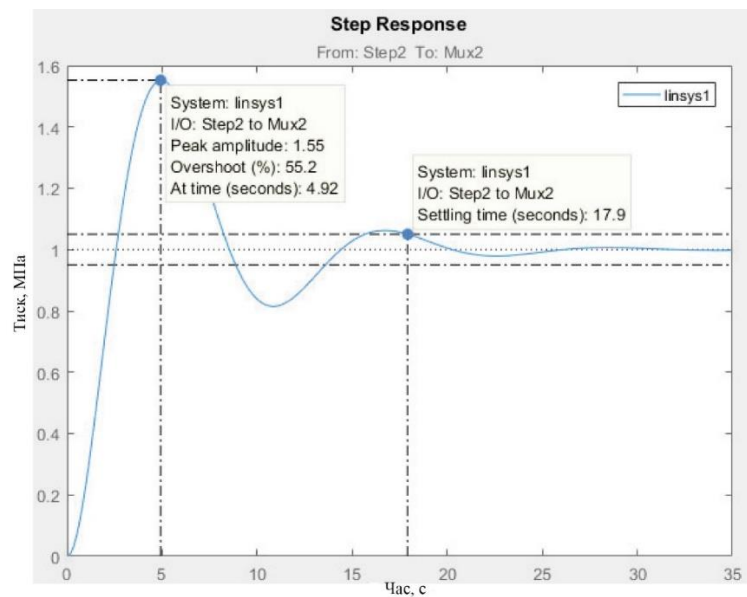


Рисунок 3.14 – Перехідний процес при ручному налаштуванні

Прямі показники якості перехідного процесу, такі як час перехідного процесу та перерегулювання становлять відповідно 18 с та 55%.

Для аналізу якості ручного налаштування ПД-регуляторів використовуйте інструмент MathLab для автоматичного налаштування регулятора. Він дозволяє вибрати час перехідного процесу та перерегулювання для заданої системи. Підібрані коефіцієнти показано на рисунку 3.14.

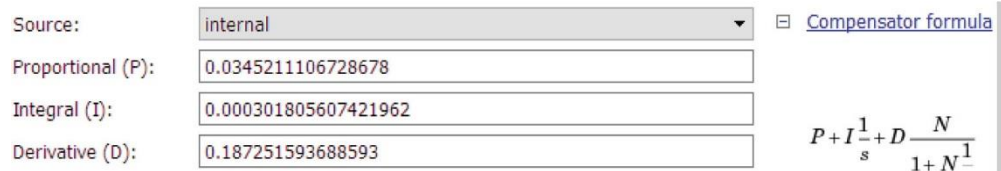


Рисунок 3.15 – Результат налаштування ПІД регулятора

На рисунку 3.15 зображено перехідний процес системи.

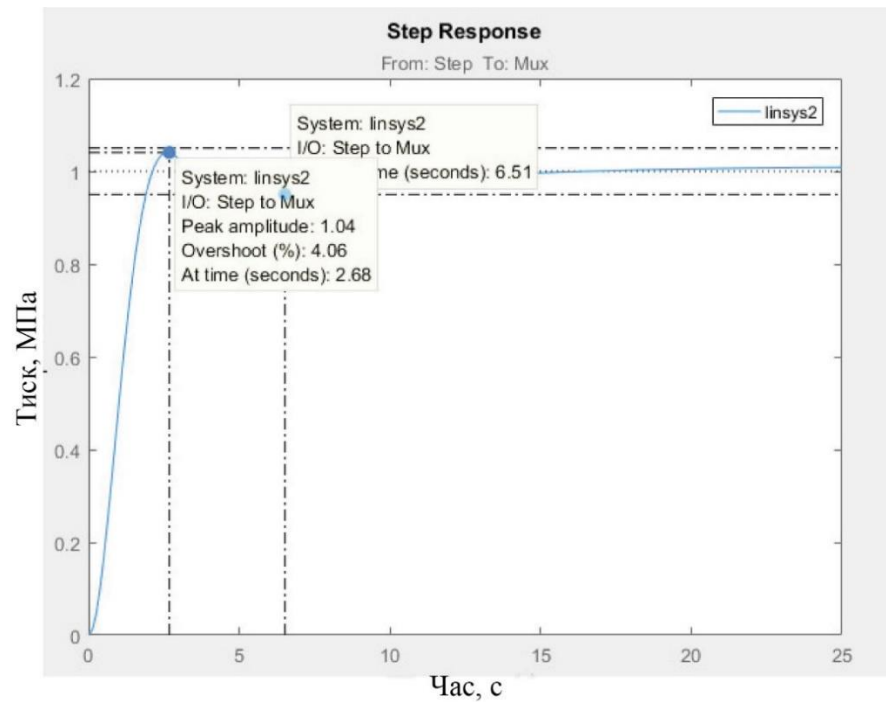


Рисунок 3.16 – Перехідний процес

Отже, час перехідного процесу дорівнює 6,35 с, а перерегулювання досягає 4%.

Отже, можна зробити висновок, що алгоритм налаштування ПІД-регулятора, вбудований в MathLab, є більш досконалим та високоточним, ніж метод Циглера-Ніколса, який використовується для ручного налаштування. Змоделюємо таку систему зі збуренням, де воно з'являється на 25 с. Модель з вищенаведеним збуренням показано на рисунку 3.17.

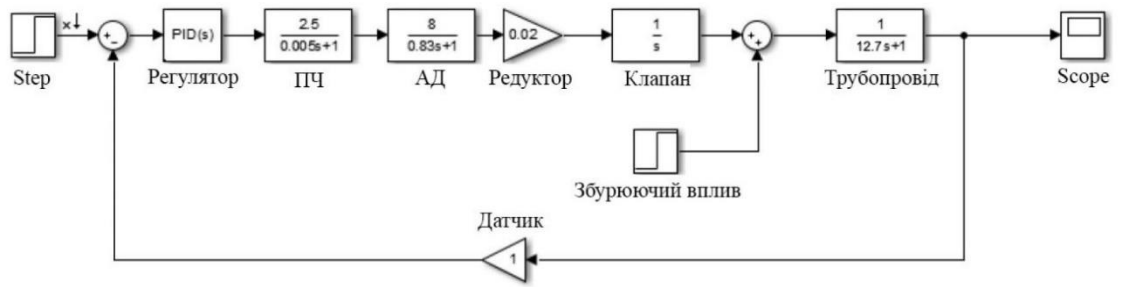


Рисунок 3.17 – Модель у Simulink зі збуренням

На рисунку 3.18. представлений перехідний процес змодельованої системи.

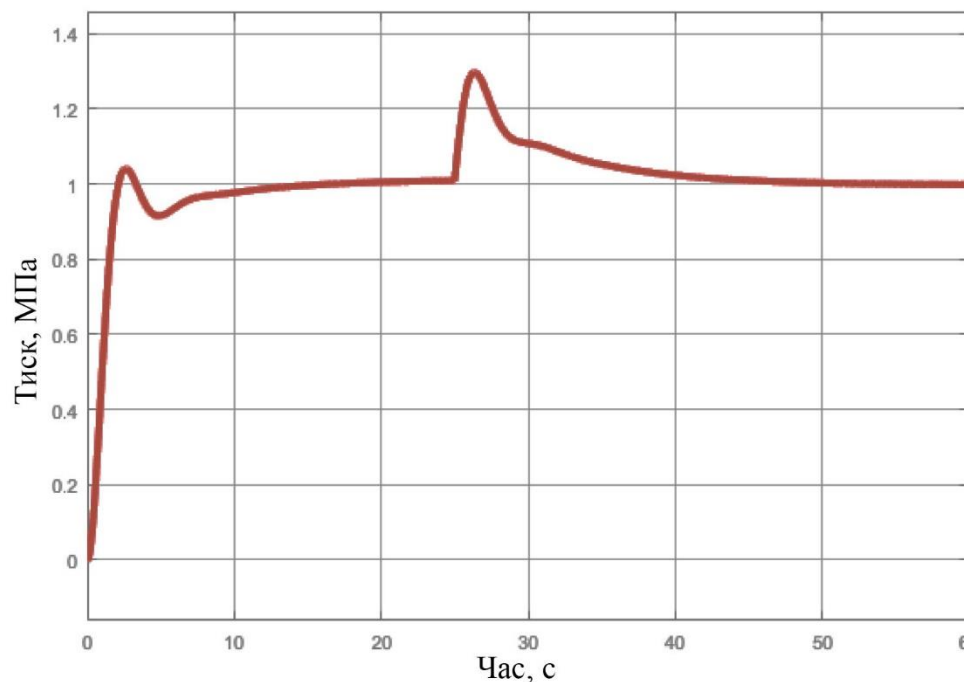


Рисунок 3.18 – Перехідний процес

Проаналізувавши вищенаведений рисунок 3.18, можна зробити висновок, що система усуває ударні збурення та повертає значення тиску в трубопроводі до заданих значень.

3.5 Висновки за розділом

Отже, для модернізації системи автоматизації подачі азоту була розроблена функціональна схема. До складу нової системи увійшли датчики

тиску, температури та витрати, а також ПЛК. У якості ПЛК обраний SIMATIC S7-1200, датчик тиску Rosemount 3051S, датчик температури WIKA TR10-C та витратомір Q.Sonic plus. Було досліджено САК азотної установки; алгоритм налаштування ПД-регулятора, вбудований в MathLab, є більш досконалим та високоточним, ніж метод Циглера-Ніколса, який використовується для ручного налаштування.

РОЗДІЛ 4 МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ АЗОТНОЇ СТАНЦІЇ

4.1 Розробка схеми АВР

Для безперервності та надійної роботи автоматизованої системи подачі азоту необхідно передбачити декілька альтернативних джерел її живлення [4]. Тобто при зниканні напруги на основному вводі система автоматично перемикається на один з резервних вводи.

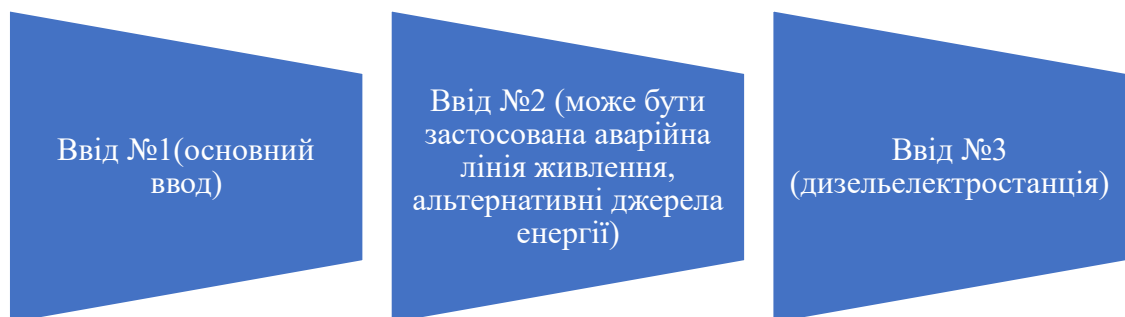


Рисунок 4.1 – Вводи АВР азотної станції

В якості основного вводу азотної станції використовується звичайна мережа живлення 380 В. Для вводу №2 азотної станції може бути застосована аварійна лінії електропостачання або ж альтернативні джерела енергії (сонячна або вітрова станції). Для вводу №3 азотної станції використовуємо дизельелектростанцію (ДЕС).

Для запуску автоматичної роботи АВР азотної станції потрібний сигнал «Автоматичний режим роботи АВР». За наявності вхідних сигналів "Напруга

на вводі №1", "Апарат вводу №1 - немає аварії", "Апарат вводу №2 - немає аварії", "Апарат вводу №3 - немає аварії" система перейде в нормальний режим (QF1 включений, QF2 вимкнений, QF3 вимкнений): контролер перевірить вимкнений стан QF2, QF3 і включить QF1.

Якщо пропадає живлення на вводі №1 азотної станції, то система працює за наступним алгоритмом. При зникненні сигналу «Напруга на вводі №1» і за наявності сигналу «Напруга на вводі №2» АВР азотної станції відрахує витримку часу (параметр, що задається) і вимкне QF1. Після підтвердження відключення QF1 (відсутність сигналу «Апарат вводу №1 – увімкнено») АВР азотної станції відрахує витримку часу (заданий параметр) і включить QF2.

При відновленні напруги на вводі №1. При відновленні живлення на вводі 1 і наявності сигналу «Напруга на вводі №1» АВР азотної станції відрахує витримку часу (параметр, що задається) і вимкне QF2. Після підтвердження відключення QF2 (відсутність сигналу «Апарат вводу №2 – включений») АВР відрахує витримку часу (заданий параметр) і включить QF1.

Якщо пропадає живлення на вводах №1 та №2. При зникненні сигналів «Напруга на вводі №1», «Напруга на вводі №2» і за наявності сигналу «Напруга на вводі №3» АВР азотної станції відрахує витримку часу (параметр, що задається) і вимкне QF1, QF2. Після підтвердження відключення QF1 (відсутність сигналу «Апарат вводу №1 – включений») і QF2 (відсутність сигналу «Апарат вводу №2 – включений») АВР відрахує витримку часу (параметр, що задається) і включить QF3.

У такому разі, при зникненні живлення на вводі №1 і вводі №2 АВР передає сигнал «Сигнал на запуск ДЕС» та включить резервне живлення (ввід 3) лише за одночасної наявності сигналів «ДЕС готовий прийняти навантаження» та «Напруга на вводі №3».

Аварія автоматичного вимикача. Якщо відбувається аварія будь-якого автоматичного вимикача чи коротке замикання у системі, на АВР азотної

станції зникають відповідні сигнали «Апарат введення №1 – немає аварії», «Апарат введення №2 – немає аварії», «Апарат введення №3 – немає аварії». У цьому випадку контролер вимикає автоматичний режим роботи та не формує вихідні сигнали. Для переведення системи в автоматичний режим потрібне втручання оперативного персоналу та ліквідація аварії.

Ручний режим. При необхідності ручного керування системою розподілу електроенергії необхідно зняти сигнал «Автоматичний режим роботи АВР» та подати сигнал «Ручний режим роботи АВР». Після цього АВР азотної станції не стежитиме за станом системи та формуватиме вихідні сигнали.

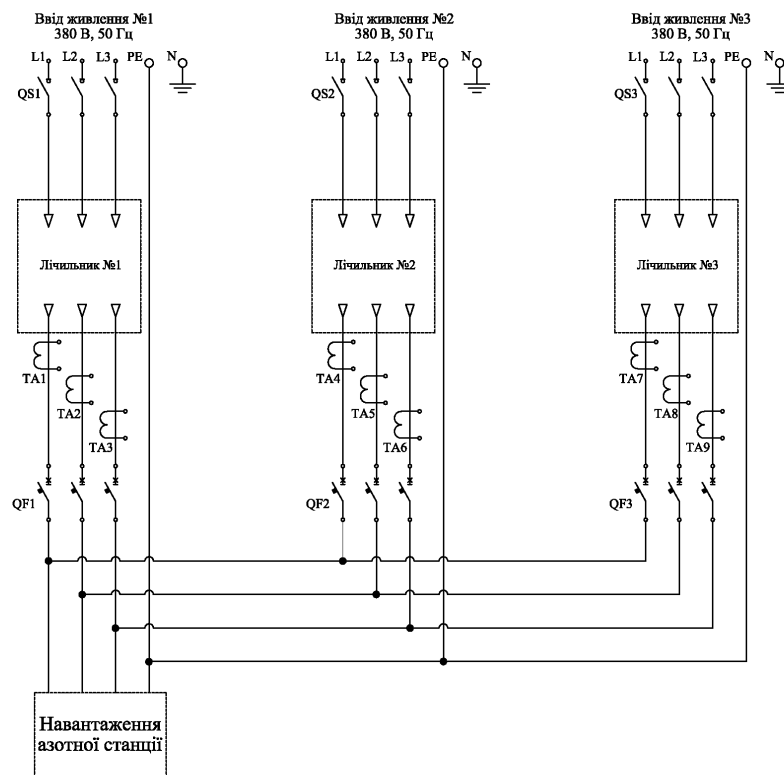


Рисунок 4.2 – Схема силової частини АВР азотної станції

QS – вимикач-роз'єднувач з автоматичним та ручним керуванням;
 QF – автоматичний вимикач; ТА – трансформатори струму для ланцюгів вимірювання та контролю

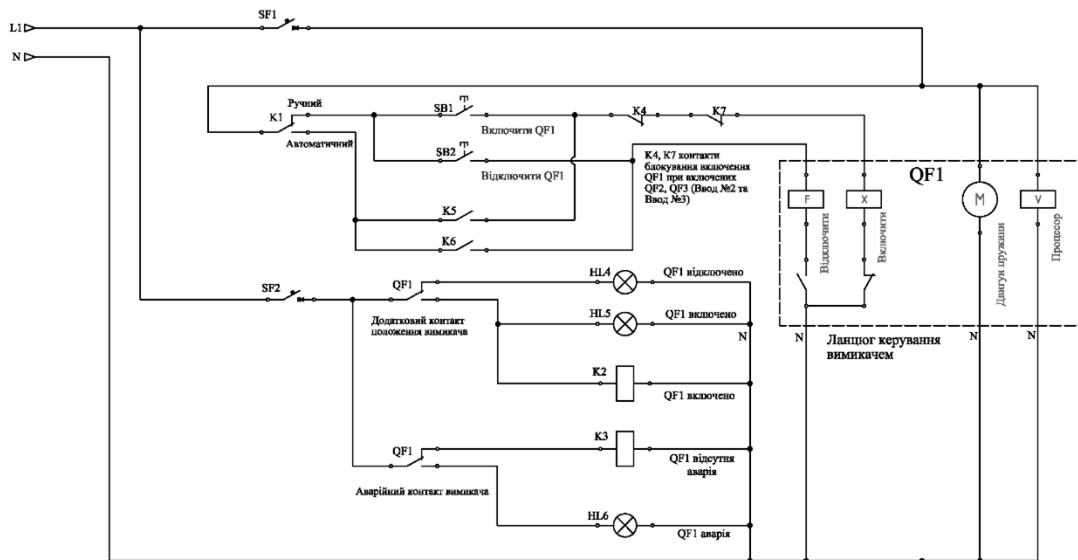


Рисунок 4.3 - Ланцюг керування автоматичним вимикачем QF1

SF – автоматичні вимикачі 24 В; SB – кнопки керування; К – проміжні реле; HL – сигнальні лампи

Сигнали від проміжних реле надходять на вхід модуля введення/виведення, який в свою чергу засобами інтерфейсу передає інформацію на панель оператора. Також модуль введення/виведення передає сигнал на ПЛК [8].

Кожний ввід знаходиться в окремій комірці щита. До комірки вводу №1 відноситься вимикач-роз'єднувач з автоматичним та ручним керуванням QS1, трансформатори струму ТА1, ТА2, ТА3, автоматичний вимикач QF1, запобіжники FU1. До комірки вводу №2 відноситься вимикач-роз'єднувач з автоматичним та ручним керуванням QS2, трансформатори струму ТА3, ТА4, ТА5, автоматичний вимикач QF2, запобіжники FU2. До комірки вводу №3 відноситься вимикач-роз'єднувач з автоматичним та ручним керуванням QS3, трансформатори струму ТА7, ТА8, ТА9, автоматичний вимикач QF3, запобіжники FU3.

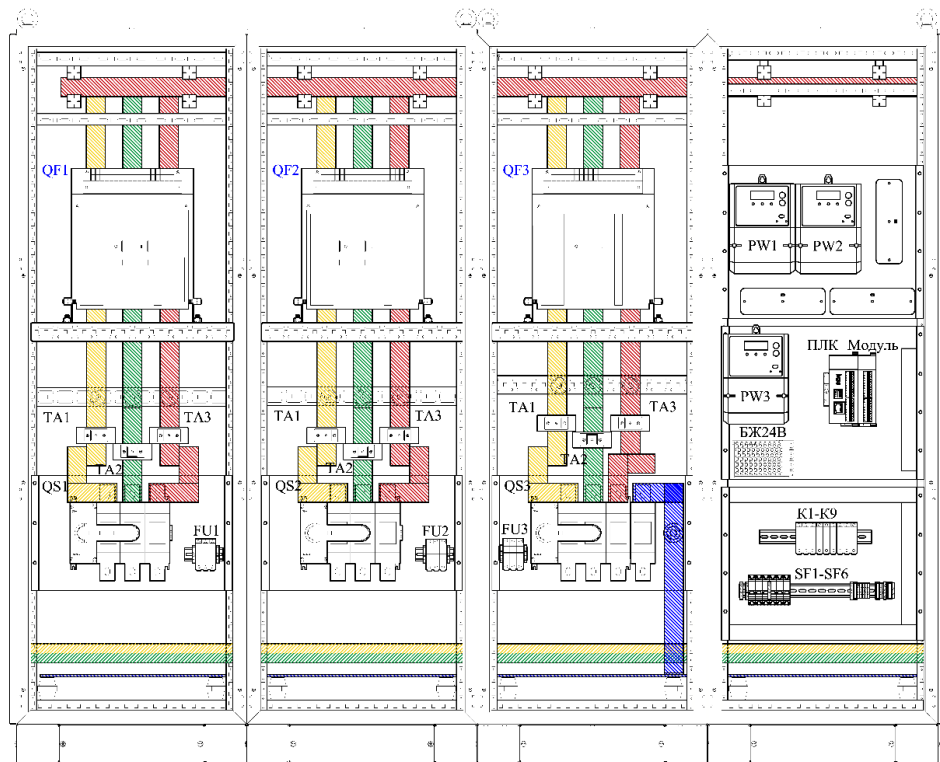


Рисунок 4.4 – Автоматика АВР азотної станції в щиті

QF – автоматичний вимикач; QS – вимикач-роз’єднувач з автоматичним та ручним керуванням; ТА – трансформатори струму; PV – лічильник;
 К – проміжне реле; SB – кнопки керування; К – проміжні реле;
 SF – автоматичні вимикачі 24В

На передній панелі щита знаходяться перемикач SB1 з ручного в автоматичний режим та навпаки. Також кнопки включення та відключення кожного з вводів. За включення/відключення вводу №1 відповідають кнопки SB1, SB2, вводу №2 – кнопки SB3, SB4, вводу №3 - кнопки SB5, SB6. Світлова сигналізація HL1, HL2, HL3 відповідають за автоматичний вимикач QF1. Світлова сигналізація HL4, HL5, HL6 відповідають за автоматичний вимикач QF2. Світлова сигналізація HL7, HL8, HL9 відповідають за автоматичний вимикач QF3.

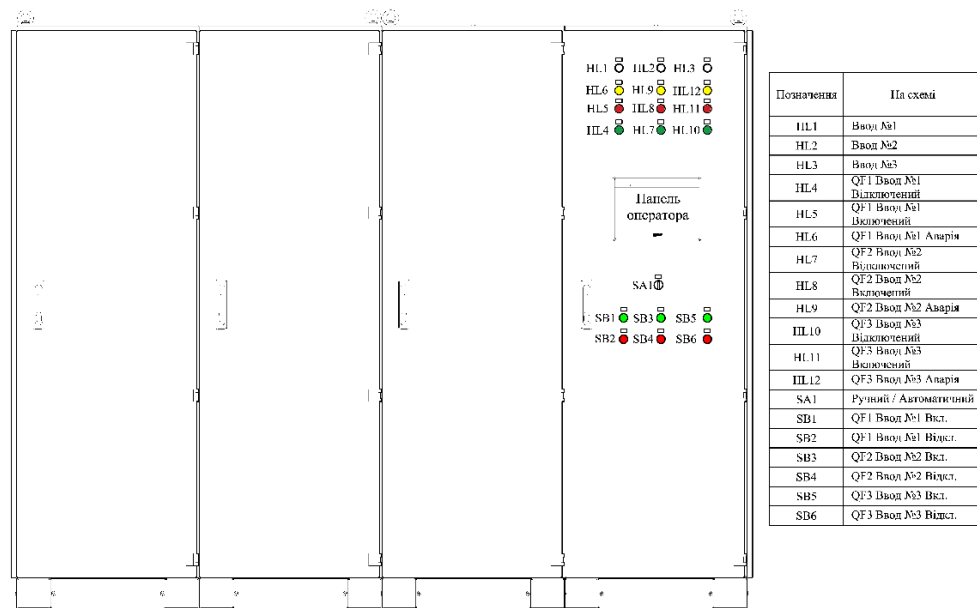


Рисунок 4.5 – Сигналізація АВР азотної станції в щиті

HL – світлова сигналізація; SA – перемикач режиму; SB – кнопки керування

4.2 Вибір елементів схеми АВР

Виберемо автоматичні вимикачі QF1, QF2, QF3, які призначені для захисту проводів, кабелів, електроустаткування від короткого замикання та перевантажень АВР азотної станції. Для цього має бути наступна умова [16]:

$$I_{\text{спрац.теп.}} = 1,25 \cdot I_{\text{ном}}; \quad (4.1)$$

$$I_{\text{уст.елект.вст.}} = 1,5 \cdot I_{\text{п}}. \quad (4.2)$$

де: $I_{\text{спрац.теп.}}$ – номінальний струм нерегульованого та регульованого теплового або комбінованого розчеплювача автоматичного вимикача;

$I_{\text{уст.елект.в.}}$ – струм уставки (спрацьовування) електромагнітного розчеплювача миттєвої дії (відсікання);

$I_{\text{ном}}$ – струм, який споживає двигун $I_{\text{спож.}}$;

Для електропривода азотної станції:

$$I_{\text{спрац.теп.}} = 1,25 \cdot 230,69 = 288,36 \text{ А};$$

$$I_{\text{уст.елект.вст.}} = 1,5 \cdot 288,36 = 432,54 \text{ А}.$$

Для схеми електропостачання АВР азотної станції вибираємо автоматичний вимикач E.NEXT, 3р, 300А, характеристики якого наведено в таблиці 4.1.



Рисунок 4.6 – Загальний вид автоматичного вимикача E.NEXT, 3р, 300А

Таблиця 4.1 – Характеристики автоматичного вимикача E.NEXT, 3р, 300А [25]

Характеристика	Значення
Номінальна робоча напруга U_e , В	АС 660
Кількість полюсів	3
Ном. гранична вимикальна здатність I_{cu} , кА	70
Номінальний струм I_n , А	300
Зносостійкість мех./електр., циклів У-В, не менше	4000/1000
Ном. робоча вимикальна здатність I_{cs} , кА(АС 400 В)	70

Для передачі сигналу вимірювальної інформації (сигналізації, автоматики, обліку електроенергії) АВР азотної станції призначений трансформатор струму. В якості ТА1-ТА-9 вибираємо трансформатори струму Т-0,66.



Рисунок 4.7 – Загальний вид трансформатора струму Т-0,66

Таблиця 4.2 – Характеристики трансформаторів струму Т-0,66 [27]

Характеристика	Значення
Номінальна робоча	0,66 кВ
Номінальна сила струму первинної обмотки	400А
Номінальна сила струму вторинної обмотки	5 А
Клас точності	0,5S
Температура навколишнього середовища	-45 °С до +40 °С
Тип виконання	шина

Для комутації електричних ланцюгів низької напруги АВР азотної станції застосовуються вимикачі навантаження. Дані пристрої встановлюються у розподільчих щитах. При спрацьовуванні вимикачі навантаження забезпечують подвійний розрив ланцюга. Дані пристрої характеризуються суттєвим механічним та електричним ресурсом та зручністю монтажу. У якості вимикачів навантаження QS1, QS2 та QS3 вибираємо вимикачі навантаження LBS 400 3р [25].



Рисунок 4.8 – Загальний вид вимикача навантаження LBS 400

Таблиця 4.3 – Характеристики вимикачів навантаження LBS 400

Характеристика	Значення
Номінальна напруга ізоляції	800 В
Номінальна напруга ізоляції імпульсна	12 кВ
Номінальний струм	400 А
Струм короткого замикання (1 сек.)	13 кА
Механічний ресурс	10 тис. циклів
Втрата потужності на один полюс	10,8 Вт

Для захисту мережі АВР азотної станції від коротких замикань в якості FU1-FU3 застосовуємо запобіжники ПНБ5М-380/630 630А, параметри яких представлено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Характеристики запобіжників ПНБ5М-380/630 630А

Характеристика	Значення
Номінальний струм	630 А
Номінальна робоча напруга змінного струму	380 В
Номінальна робоча напруга постійного струму	220 В
Показчик спрацьовування	немає



Рисунок 4.9 – Загальний вид запобіжників ПНБ5М-380/630 630А

Для комутації схеми керування АВР азотної станції використаємо проміжні реле. В якості К1-К9 застосуємо e.control.p533 5А [27].

Таблиця 4.5 – Характеристики запобіжників e.control.p533 5А

Характеристика	Значення
Номінальна напруга котушки управління, В	24 В DC
Кількість груп контактів	3
Ступінь захисту, IP	IP40



Рисунок 4.10 – Загальний вид проміжного реле e.control.p533 5А

Для захисту кабельних ліній схеми керування АВР азотної станції у якості SF1-SF6 вибираємо автоматичні вимикачі АСКО ВА-2017 5А [25].



Рисунок 4.11 – Загальний вид автоматичного вимикача АСКО ВА-2017 5А

Таблиця 4.6 – Характеристики автоматичного вимикача АСКО ВА-2017 5А

Характеристика	Значення
Номінальний струм	5 А
Струм короткого замикання	6кА
Кількість полюсів	1Р
Електрична зносостійкість	6 000 циклів

Для пуску та зупинку вводів АВР азотної станції SB1-SB6 застосовуємо кнопки з підсвічуванням АЕЛА22 «Грибок» зеленого та красного кольорів.



Рисунок 4.12 – Загальний вид кнопки з підсвічуванням АЕЛА22 «Грибок»

У якості сигналізації HL1-HL10 АВР азотної станції застосовуємо світлосигнальну арматуру AD22-22DS 220V.



Рисунок 4.13 – Загальний вид світлосигнальної арматури AD22-22DS

Для відображення миттєвих показників АВР азотної станції застосовуємо панель оператора Schneider Electric Easy.



Рисунок 4.14 – Загальний вид панелі оператора Schneider Electric Easy

Таблиця 4.7 – Характеристики панелі оператора Schneider Electric Easy

Характеристика	Значення
Номінальна напруга живлення	24V/DC
Тип дисплея	TFT
Вбудовані інтерфейси	RS-232C, RS-485, 1xUSB 2.0 Micro-B
Підтримувані протоколи	Modbus Uni-TE Third party protocols
Дозвіл	800x480

Децентралізовані модулі введення/виведення підключають двійкові та аналогові датчики та виконавчі пристрої до контролера. Вони забезпечують децентралізовану оцінку сигналів датчиків і керування приводами або

пропорційними клапанами. Для АВР азотної станції застосовуємо модуль введення/виведення CR2042.



Рисунок 4.15 – Загальний вид модуля введення/виведення

Таблиця 4.8 – Характеристики панелі оператора Schneider Electric Easy

Характеристика	Значення
Номінальна напруга живлення	24V/DC
Тип дисплея	TFT
Вбудовані інтерфейси	RS-232C, RS-485, 1xUSB 2.0 Micro-B
Підтримувані протоколи	Modbus Uni-TE Third party protocols
Дозвіл	800x480

У якості ПЛК АВР азотної станції застосовуємо аналогічний ПЛК автоматизованої системи подачі азоту, параметри якого описані у 3 розділі.

4.3 Розробка системи електрообігріву клапанів та трубопроводу

Проектована система обігріву призначена для попередження замерзання клапанів та трубопроводу у зимовий період. Електропостачання системи обігріву відбувається від щита АВР, де знаходиться окремий автоматичний вимикач.

Електрична система обігріву складається з наступних частин:

- грючий кабель;
- з'єднувальна коробка, в якій відбувається підключення грючого кабелю до силової мережі;

- датчик температури, який контролює температури повітря;
- комірka у шафі АВР, що забезпечує подачу живлення до гріючого кабелю, керування нагрівом та захист устаткування.

У якості гріючого кабелю обираємо кабель nVent RAYCHEM ВТV паралельного типу застосовуються для захисту від замерзання трубопроводів та ємностей. Кабелі цієї групи можуть використовуватися для підтримки технологічних температур до 65°C.

Таблиця 4.9 – Характеристики гріючого кабелю nVent RAYCHEM ВТV

Характеристика	Значення
Номінальна напруга живлення, В	230
Номінал. потужність (Вт/м при 10°C)	16



Рисунок 4.16 – Конструкція гріючого кабелю

Для підключення гріючого кабелю вибираємо кабельну коробку РТВ 401, яка призначена для підключення неброньованих силових кабелів діаметром від 7 до 18 мм або броньованих силових кабелів діаметром від 12 до 20 мм. Клемні набори, що застосовуються, дозволяють забезпечити підключення багатожильних або одножильних проводів перетином від 1,5 до 10 мм².

Таблиця 4.10 – Технічні характеристики кабельної коробки РТВ 401

Характеристика	Значення
Ступінь пиловологозахисту	IP66

Маркування вибухозахисту	1Ex e ПС Т3...Т6 GbX
Робочий діапазон температур навколишнього середовища	-60 ... +50 ° С
Робоча напруга	до 550 В
Робочий струм	до 50 А



Рисунок 4.17 – Конструкція кабельної коробки РТВ 401

Гріючий кабель кріпити бажано до нижньої частини труби для його захисту від ушкоджень. Прикріплювати гріючий кабель до труби необхідно виконувати клічкою стрічкою через кожні 30см. У місці підключення гріючого кабелю до силової мережі, з усіх сторін зрощування та введення в коробки, а також у кінцевих закладень необхідно залишати відрізок кабелю 50см для технологічних петель. Необхідно змонтувати теплоізоляцію.

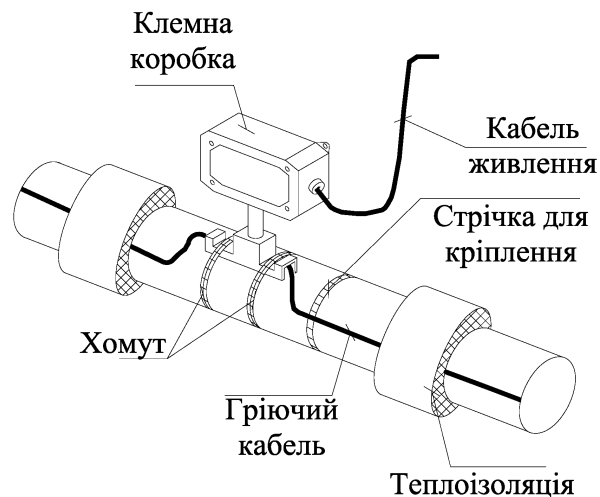


Рисунок 4.18 – Вузол монтажу коробки гріючого кабелю електрообігріву клапанів

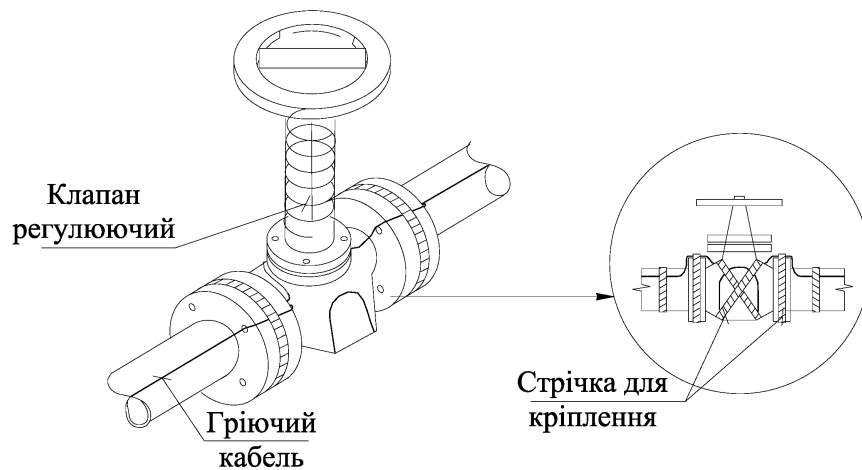


Рисунок 4.19 – Вузол монтажу гріючого кабелю електрообігріву клапанів

Для забезпечення електрообігріву необхідно 250 м гріючого кабелю, тоді загальна потужність електрообігріву буде становити:

$$P_{\text{гр.каб.}} = L \cdot P_{\text{каб.1м}}; \quad (4.3)$$

$$P_{\text{гр.каб.}} = 250 \cdot 16 = 4 \text{ кВт.}$$

Тоді знайдемо струм, що протікає по гріючому кабелю:

$$I_{\text{гр.каб.}} = \frac{P_{\text{гр.каб.}}}{U_{\text{ном.}} \cdot \cos \varphi}; \quad (4.4)$$

$$I_{\text{гр.каб.}} = \frac{4000}{220 \cdot 0,9} = 20,20 \text{ А.}$$

Виконаємо запас за струмом 25%:

$$I_p = I_{\text{гр.каб.}} + 25 \%. \quad (4.5)$$

$$I_p = 20,20 \cdot 1,25 = 25,25 \text{ А.}$$

За розрахунковим струмом вибираємо кабель перерізом $2,5 \text{ мм}^2$ марки ВВГнг, що має максимальний струм протікання 27 А, а потужність 5,9 кВт.

Для захисту кабелю живлення вибираємо автоматичний вимикач Schneider Electric 25А.

Система керування електрообігрівом представлено на рисунку 4.20.

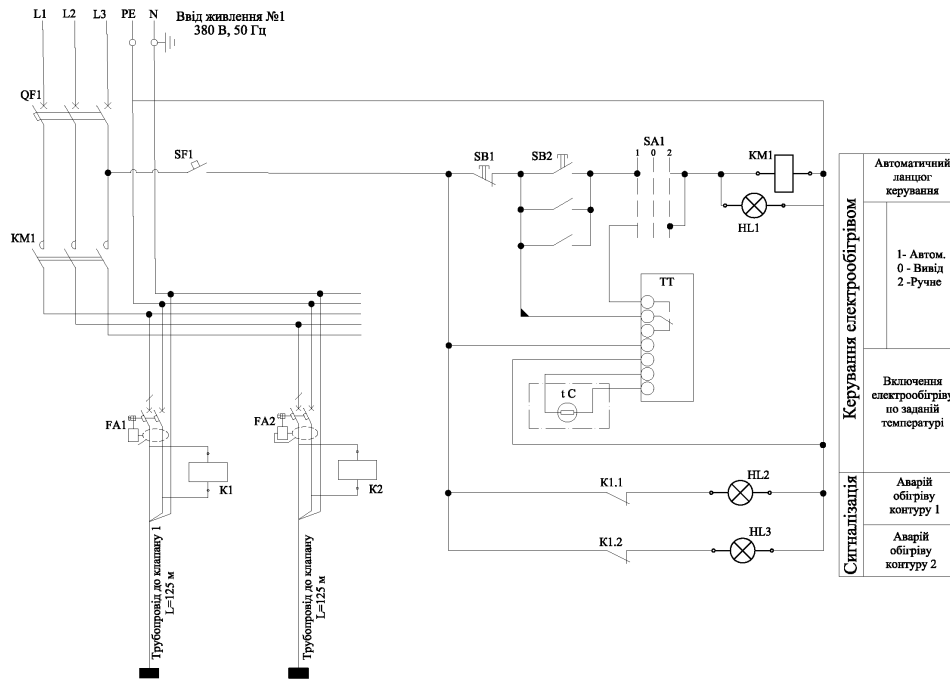


Рисунок 4.20 – САК електрообігрівом клапанів та трубопроводу

Система передбачає автоматичне та ручне керування. Температуру включення терморегулятора вставити на 0°C , температуру відключення $+5^{\circ}\text{C}$. Кнопки SB1, SB2 та перемикач SA1 призначені для керування електрообігрівом у разі виходу з ладу терморегулятора. Світлова сигналізація HL1, HL2 спрацьовує в разі аварії на одному з клапанів (лінії трубопроводу).

4.4 Висновки за розділом

Для безперебійності роботи азотної станції розробили схему АВР. Для якої обрали елементи схеми керування. Розробили щит автоматики та сигналізації АВР. Для попередження замерзання клапанів та трубопроводу у зимовий період розробили схему електрообігріву.

ВИСНОВКИ

У ході виконання магістерського дослідження виконано всі поставлені задачі. Була модернізована існуюча автоматизована система керування азотною станцією.

У першому розділі виконано аналіз існуючих методів освоєння свердловин. Компресорний спосіб є одним з найпопулярніших та простішим у сучасному світі. Виявили, що при компресорному виклику припливу з пласту використовується газ: вуглеводний, вуглекислий газ або азот. Раціональніше використовувати азот як неуглеводневий газ для заповнення виснажених газових родовищ. Були приведені переваги азоту над іншими газами. На сьогодні в основному використовуються два способи отримання азоту: відокремлення (вилучення) його з повітря та з димових газів. Окреслили основні переваги та недоліки різних способів отримання азоту з повітря. З урахуванням світової практики, сучасними економічними та енергетичними вимогами до об'єктів нафтогазового промислу були прийняті напрямки модернізації азотної станції.

У другому розділі для компресора азоту вибрали електропривод з двигуном з КЗ ротором AIP280M2. Для плавного пуску та гальмування, а також для плавного регулювання швидкістю обертання та захисту двигуна від перевантажень обрала перетворювач частоти Danfoss LT AQUA Drive FC 202. Виконали розробку структурної та функціональної схем керування електроприводом компресора, а також дослідили його роботу.

У третьому розділі розробили функціональну схему подачі азоту. У якості первинних датчиків автоматизації обрали датчик тиску Rosemount 3051S, датчик температури Rosemount 644, витратомір Q.Sonic plus. Всі датчики подають інформацію до програмованого логічного контролера SIMATIC S7-1200. Тиск обрали як регулюючий параметр технологічного процесу, що регулюється клапаном. Об'єктом керування є ділянка трубопроводу після клапана. Регулюючим органом виступає клапан,

керований електроприводом, який у цій схемі розділений на частотний перетворювач, асинхронний двигун та редуктор. Дослідили, що система відпрацьовує збурення впливу і повертає значення тиску в трубопроводі до встановленого. Отже, розроблену систему можна використовувати як систему стабілізації тиску.

У четвертому розділі доведено необхідність встановлення АВР, що надає автоматизованій системі азотної станції ряд переваг: безперервне живлення, надійність, економія часу. Встановлення електрообігріву на клапан подачі азоту надає економію за рахунок оптимальних витрат електричної енергії, а також зручність та екологічність технологічного процесу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Автоматизований електропривод машин та установок: конспект лекцій [Електронний ресурс]: навч. посіб. для здобувачів ступеня бакалавр за освітньою програмою «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / О.В. Чермалих, О.В. Данілін, А.В. Босак. Л.В. Торопова; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 24,3 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 61 с.
2. Автоматизація технологічних процесів у нафтовій та газовій промисловості : навч. посіб. / Г. Н. Семенцов, Я. Р. Когуч, Я. В. Куровець, М. М. Дранчук. - Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2015. - 301 с.
3. Аблесімов О. К. Теорія автоматичного керування: навчальний посібник / О. К. Аблесімов – К. : «Освіта України», 2019. – 270 с.
4. Василега П. О. Електропостачання [Електрон. ресурс]: підручник / П. О. Василега. – Суми : СумДУ, –2019. – 521 с.
5. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,46 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с.
6. Єрмілова Н.В., Кислиця С.Г. Навчальний посібник до самостійного вивчення курсу «Основи метрології і електричних вимірювань» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форм навчання. – Полтава: ПолтНТУ, – 2017. – 141 с.

7. Історія та перспективи нафтогазовидобування : навчальний посібник / Білецький В. С., Гайко Г. І., Орловський В. М. - Львів: Видавництво «Новий Світ - 2000», 2020. - 302 с.

8. Козирський В.В. Основи електропостачання: підруч. / Козирський В.В., Волошин С.М., – К.: Компринт, 2021. – 497с.

9. Лістровий С. В., Мірошник М. А., Клименко Л. А. Теорія автоматичного керування, штучний інтелект і автоматизація процесу прийняття рішення: Навч. посібник. – Харків: УкрДУЗТ, 2019. – 120 с.

10. Моделювання систем управління в SIMULINK : навч. посібник / [В. О. Богомолів, О. Г. Гурко, В. І. Клименко, Д. М. Леонт'єв, О. М. Красюк] ; М-во освіти і науки України. Харків ХНАДУ, 2018. - 220 с.

11. Невлюдов І. Ш. Автоматичне управління технологічними об'єктами [Електронний ресурс]: Підручник / І. Ш. Невлюдов, О. В. Токарева; М-во освіти і науки України, ХНУРЕ. – Харків: ХНУРЕ, 2018. – 190 с.

12. Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І. Технологія видобування газу і газового конденсату: навчальний посібник. Редакція «Гірничої енциклопедії», Полтава: НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2023. – 359 с.

13. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підручник для студентів вищих навчальних закладів. / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. - Львів: «Новий Світ- 2000», 2020 – 416 с.

14. Павленко Т. П. Автоматизований електропривод загальнопромислових механізмів. Конспект лекцій (для студентів усіх форм навчання за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка, електромеханіка) / Т. П. Павленко, О. В. Донець, О. М. Петренко ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 132 с.

15. Подчашинський Ю.О., Тарарака В.Д., Чепюк Л.О. Електроніка та мікропроцесорна техніка. Цифрова електроніка: навч. посібник. – Житомир: Видавець О.О. Євенок. – 2020. – 236 с.

16. Романюк, Ю. Ф. Оптимізація режимів електропостачальних систем: конспект лекцій / Ю. Ф. Романюк. – Івано-Франківськ: – ІФНТУНГ, –2018. – 135 с.

17. Теорія автоматичного керування. Частина 1: комп'ютерний практикум [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньої програми «Управління, захист та автоматизація енергосистем» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: А.А. Марченко, В.С. Гулий. - Електронні текстові дані (1 файл: 3,32 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 54 с.

18. Філяшкін М.К. Мікроелектромеханічні системи: Навчальний посібник – К.: НАУ, 2019. – 276 с.

19. 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.

20. Хорольський, В. П. Х 81 Автоматизація виробничих процесів: підручник / В. П. Хорольський, Ю. М. Коренець. – Кривий Ріг: [ДонНУЕТ], 2022. – 400 с.

21. Шефер О.В. Методичні вказівки до курсового проектування з дисципліни «Електричні машини» для студентів усіх форм навчання спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Полтава: НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», – 2020. – 52 с.

22. Каталог електродвигунів серії АІР. – Режим доступу: <https://slemz.com.ua/catalogue/obshchepromyshlennye/elektrodvigatel>.

23. Каталог перетворювачів частоти. – Режим доступу: <https://www.se.com/ua/uk/product>.

24. Каталог контакторів. – Режим доступу <https://electrocontrol.com.ua/ua>

25. Каталог автоматичних вимикачів. – Режим доступу: <https://www.se.com/ua/uk>

26. Каталог датчиків. – Режим доступу: <https://www.testrite.com.ua/ua>
27. Каталог проміжних реле. – Режим доступу <https://luxelectro.com.ua>
28. Каталог ПЛК. – Режим доступу: <https://e-unit.com.ua/programmiruemyy-logicheskiy-kontroller-plk160m02-0>

ДОДАТОК А

CHAPTER 1

RESEARCH OF THE TECHNOLOGICAL PROCESS AND JUSTIFICATION OF THE MODERNIZATION DIRECTION

1.1 Analysis of the technological process of well development

Well development is a set of coordinated actions aimed at developing a field to ensure its uninterrupted and efficient operation, taking into account the characteristics of the site.

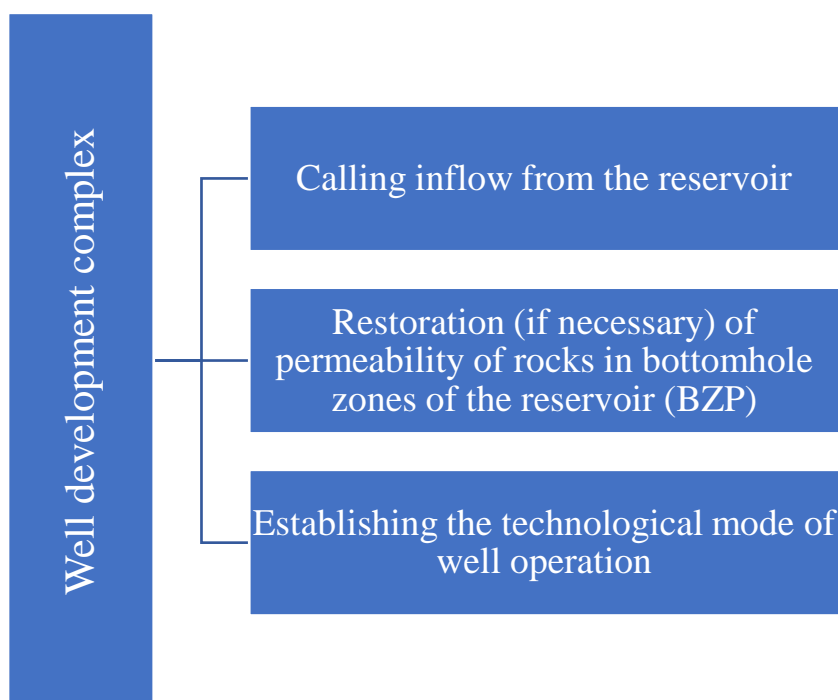


Figure 1.1 – Complex of well development work

Let's consider the regulatory documents that regulate the process of well development. Among them:

1. The Law of Ukraine «On Oil and Gas» dated 12.07.2001 No. 2665-III.

2. Regulations on the Ministry of Ecology and Natural Resources of Ukraine, approved by the Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine dated January 21, 2015 No. 32.

3. Rules for the development of oil and gas fields dated 03/15/2017 No. 118.

The degree of hydrodynamic connection of the well with the formation, the qualitative and quantitative characteristics of the profile flowing into the well, the duration of operation of the well without complications, the reliability, reliability and durability of the structural functions of the well surface are largely determined by the number of oil wells, the type and quality of work in the process of developing the oil field. The choice of oil well development technology is closely related to the geological and physical characteristics of the formation, as well as the filtration and stress state of the drilling formation. The filtration state near the well is formed in the process of primary and secondary cutting of the productive formation. The filtration state of the bottomhole zone is significantly modified during the overhaul of the well and does not change significantly during the natural operation of the well.

The choice of methods and processes for developing an oil field depends primarily on the location of the well, the magnitude of the formation pressure, the location of the interfluid sections relative to the perforation intervals, the purpose of the well and the specific method of oil production.

After the tubing strings (tubing) have been lowered into the well, special equipment, installation and appropriate rigging of the wellhead fittings, its development can begin. Depending on the circumstances, the lower end (boot) of the tubing strings can be installed inside the perforation section, and in some cases above or below the last perforation section. Therefore, more effective flushing of

the wellbore can be obtained if the tubing boot is located in the sump of the oil well.

Wellhead fittings and their casing should provide well flushing for cleaning purposes, connecting compressor and pump units, analyzing samples, measuring pressure and temperature, immersing the necessary instruments into the well, separating gas from oil and burning the released gas. Its responsibilities also include regulating the current well operation, well content, and collecting oil products in the field.

The purpose, method of operation and category determine the design features of the wellhead fittings of an oil well.

When the special equipment has been immersed in the well, the wellhead fittings have been installed and connected, work can begin on the development of the oil well. In the future, the well is washed as intensively as possible, for further inflow induction.

The inflow induction process is the main component of the development of production wells. The productive layer of the formation is under the repression of a column of liquid or solution after perforation. Such a liquid can be clean water, a specially prepared solution of surface-active substances (SARS), drilling fluid, etc. The main properties of the above liquid should be inertness to the metal of the casing strings and special wellhead equipment, as well as low permeability of the productive layer rock in the area around the oil well. This is primarily due to the fact that the time interval between perforation and development can be calculated in different periods (for example, 24 hours, weeks, months, etc.).

The scheme of a vertical oil well awaiting development is shown in figure 1.1. The value of the bottomhole pressure (R_{zb}) of such a well is determined by the formula:

$$P_{\text{заб.}} = P_p \cdot g \cdot H_{\text{CT}}; \quad (1.1)$$

where: p_p – density of the solution filling the well, kg/m^3 ;

g – acceleration of gravity, m/s^2 ;

H_{CT} – value of the solution column, m.

Note that an oil well can have a complex profile, and therefore can be inclined, horizontal, etc. In this case, the column value is taken as the difference between the absolute depth of the bottom hole and the depth of the solution level in the well. The absolute plane mark within the perforation interval is taken as the bottom hole depth.

The principle of reducing the pressure at the bottom of the wells below the reservoir level, as well as creating a minimum depression at which the inflow from the reservoir into the oil well begins, is the basis for the use of all methods of inducing inflow without exception.

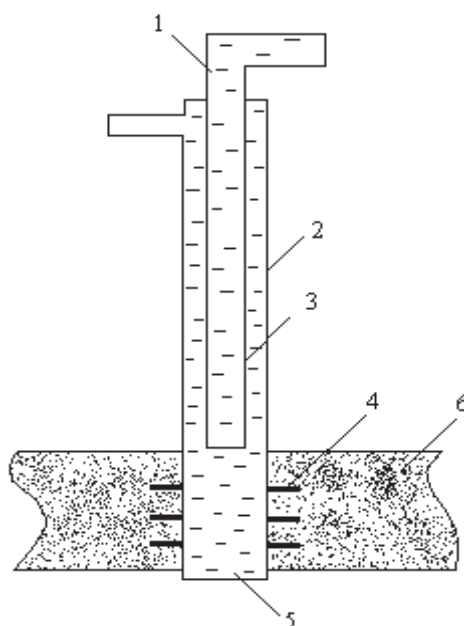


Figure 1.2 – Schematic representation of wells before inflow:

- 1 – wellhead equipment; 2 – casing production string; 3 – tubing string;
4 – perforated bottom; 5 – sump; 6 – productive reservoir

Reducing the density of the solution entering the oil well, as well as reducing the level of the solution in the casing production column (reducing the solution column) are means of reducing the pressure at the bottom of the wells, as shown by formula (1.1).

It should be noted that the conditions for inflow from the reservoir significantly affect the efficiency of development and the technical mode of operation of the oil well, as well as its reliability. It should be noted that when

choosing a method and technology for inflow from the reservoir, the value of the reservoir pressure is an important indicator.

Let us highlight the main factors that influence the choice of the method for inflow technology, including:

- the nature and degree of permeability of the dependent rock;
- composition and characteristics of the productive rock;
- degree of rock cementation;
- degree of reservoir heterogeneity;
- composition and characteristics of the fluid;
- presence or absence of gas caps;
- technical conditions of the rock lining.

In practice, emergency situations and various complications are not uncommon when developing oil wells. Such complications may include deformation of the casing string, violation of the integrity of the cement stone behind the string, destruction of rocks in the bottomhole zone, upper or lower water breakthroughs in the zones of formation seams. Failure to take into account the composition and characteristics of the reservoir also negatively affects oil and gas production due to possible deformation of the casing string cement.

In the oil and gas industry, the following methods of causing inflow from the reservoir into the well are distinguished, which are schematically depicted in figure 1.2.

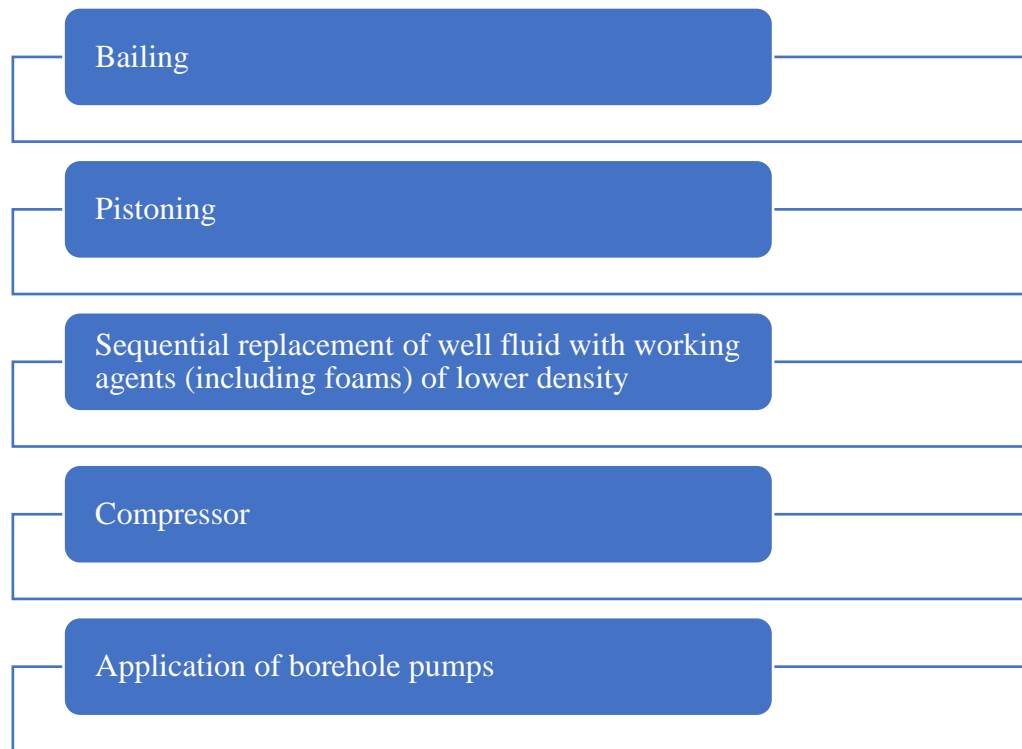


Figure 1.3 – Main methods of inducing inflow from the reservoir

The process of repeatedly lowering a special sluice into a well is sluicing. A sluice is a long cylinder of a certain diameter with a disc valve in the lower bottom part and a bracket on top, to which a rope of the required thickness is attached. The length of the aforementioned sluice can reach 15 meters, and the outer diameter should be no more than 70% of the inner diameter of the casing string. If the diameter of the sluice is increased, the hydraulic resistance during lowering and lifting manipulations will significantly increase. A special winch is used to lower and lift the sluice. The sluice function is appropriate for use in wells where oil is not expected to flow, because the wells do not have tubing columns and wellhead fittings. The sluice method is used to reduce the level of the solution column in the well along with the simultaneous cleaning of wells from settled rock, clay or cement solutions, etc. The next step is to lower the empty wellhead on a rope to the bottom. When the valve stem abuts against the bottom of the oil well, where contaminants have accumulated, the valve automatically opens, which leads to intensive suction of liquid into the wellhead along with contaminants. It should be noted that the main advantage of sluicing is the ability to remove contaminants and

residues from the wells. By truing, it is possible to exploit the well in a mechanized way, and not just to develop it.

Along with the advantages, the method of inducing inflow from the formation as churning is still characterized by a low efficiency and high energy costs. Some experts note this method as low-productivity and labor-intensive. The rope, casing and special nozzle are subject to intensive wear and tear and must be replaced regularly. At the mouth of the oil well, there is a suitable container into which the contents of the fluid lifted from the nozzle well are drained. Considering the above, the churning method is advisable to use in shallow wells, when the formation pressure is significantly lower than the hydrostatic pressure. In those oil wells where hydrogen sulfide is present, it is forbidden to use the nozzle.

The essence of the method of inducing inflow from the formation as pistoning is to lower the liquid level in the well using a Swab. A piston with special sealing elements that is lowered and pulled out of the oil well on a steel rope is called a Swab. Such a Swab can be equipped with a bypass or check valve. The sealing elements of the Swab can be rubber or metal plates, as well as polymer cuffs, etc. In order to avoid or minimize the rotation of the rising liquid column, the sealing effect should be exclusively when the Swab moves upwards.

So, the function of the swab is to periodically lift certain portions of liquid from the oil well simultaneously with a successive stepwise decrease in the liquid level and a stepwise change in the depths of the Swab descent or the Swab jet with each descent-ascent operation. Let us consider schematically pistoning as a method of inducing inflow from the formation in figure 1.3.

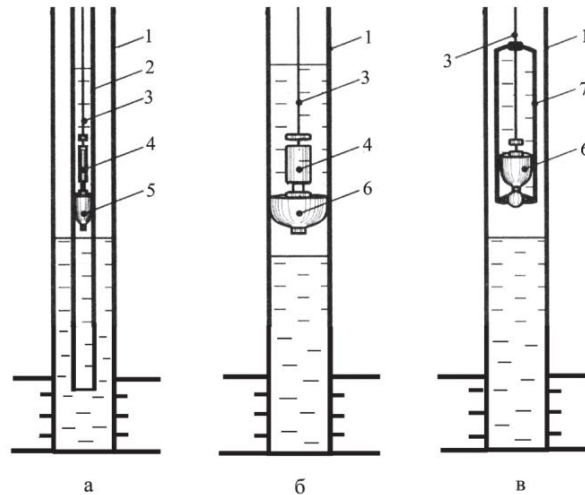


Figure 1.3 – Variant of lifting liquid from wells by pistoning

a – pumping along the tubing string; б – pumping without tubing strings (along the production string); c – pumping using a sluice in the production string;

1 – casing production string; 2 – tubing string; 3 – flexible traction element; 4 – cargo; 5, 6 – wedding; 7 – sluice

It should be noted that the technology of inflow induction by pistoning during the development of oil and gas wells must perform a number of tasks, including:

- protection from deformation of the casing production string;
- exclusion of water or gas breakthrough from the gas cap into the well;
- protection from rock destruction in the bottomhole zone;
- preservation of the tightness of the cement ring behind the string;
- restoration, protection or increase in rock permeability in the bottomhole zone;
- protection of the subsoil and safety of all work.

Among the advantages of inflow induction by pistoning are the simplicity of the technology, the absence of penetration into the formation of technological fluids from the oil wellbore, the possibility of smooth application, a wide range of pressure regulation on the formation, compatibility with various methods of inflow intensification, environmental friendliness, and fire protection. Also, pistoning

remains effective at high oil viscosity, high gas content, low reservoir pressure, and poorly cemented rocks in the bottomhole zone.

Oil well cleaning can be called the sequential replacement of the well fluid with a working agent. The cleaning working agent has a lower density than the medium filling the well. Sequential replacement is the most popular method of ensuring flow due to its versatility. Sequential replacement of the well fluid with working agents can be used even when the reservoir consists of poorly connected soil rocks.

Let us analyze in detail the essence of the method of sequential replacement of well fluid with working agents. The operation of inflow calling is performed in wells where drilling work has been completed, as well as in wells where repair work has been completed. If drilling work has already been completed in the well, then it is filled with dense drilling fluid. The volume of drilling fluid is regulated by regulatory documents on established safety rules. In the second option, the well is filled with a specially prepared aqueous solution of the required mineralization with the addition of certain active substances. But in both cases, the formation must be under pressure, the value of which is regulated by clear safety rules in the oil and gas industry.

When using the method of sequential replacement of the inflow of liquid from the side into the oil well, two ways are used to create the necessary depressions. The first way involves obtaining low-density solutions with technical water in combination with surfactants for oil degassing, reservoir adjustment, as well as drilling wells with water or other specially prepared solutions. The second way involves using a foam system.

According to established safety rules, the difference in the density of sequentially introduced preparations should not be more than 600 kg/m^3 . The deviation will be acceptable only in the case of high-quality cemented rock and high-quality installation of the casing. If a liquid inflow is required, liquid reagents must be supplied through the ring using a pumping unit. The use of a cementing unit and drilling pumps is also popular. Tank trucks usually deliver the liquid

reagent to the oil and gas well. Those residues that have been removed from the well must be collected in special containers for reuse, or, if further use is impossible, must be buried or disposed of.

In the case of using a foaming system or a foam system, low reservoir pressure of water inflow from the reservoir to the well may be caused. There is a technical possibility to create a foaming system in the range from 900 to 100 kg / m³.

So, let's consider in detail the concept of foam. Foam is a certain structure of a dispersed system in which the dispersed phase is gas bubbles separated by thin layers of a liquid dispersed medium.

According to its structure, foam can be two-phase or three-phase, as well as single-component or multi-component. In figure 1.4, as an example, we show a two-phase single-component foam formed from a liquid, gas and surfactant. More than two percent is the mass fraction of surfactants in foams, where surfactants act as foaming agents.

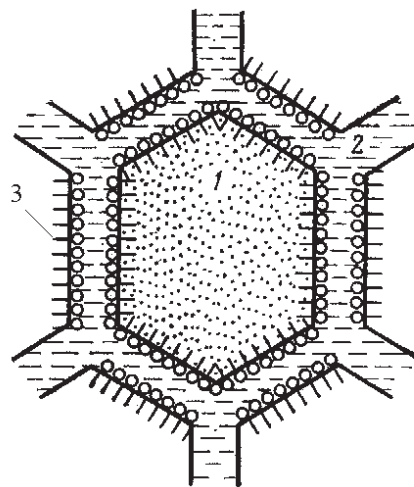


Figure 1.4 – Schematic of the structure of a two-phase foam:

1 – gas; 2 – liquid; 3 – surfactant molecule

Note that the three-phase foam contains a solid phase. The solid phase in the form of small particles (for example, clay) is distributed in a layer of liquid dispersion medium, strengthening the liquid frame and giving the foam the restoring (thixotropic) properties of the original structure. Therefore, the resistance to damage of the three-phase contact is much higher than that of the two-phase.

When arranging oil and gas wells, both single-component and multi-component two-phase foams are used. It is known that even the simplest foaming system has viscoplastic and elastic properties, which, in turn, can positively affect the efficiency of water supply from the formation to the well.

The next, compressor method, is widely used in the development of oil and gas wells that are planned to be operated by the fountain or gas lift method. Since gases (hydrocarbons, nitrogen, carbon dioxide, etc.) are used to create the inflow, the compressor method is widely used for well development in the winter, as there is no risk of the working agent freezing.

The essence of the compressor method is to remove the working agent in the middle of the oil and gas well and inject compressed gas into this well to reduce the column of the same agent.

For high-quality application of the compressor method of inflow, the well is equipped with special pipes and fountain fittings. A mobile compressor is used to inject gas into the well. The pipe string is equipped with the necessary openings for opening, as well as shut-off valves.

A natural situation is when compressed gas enters the well agent from the shoe (or lower end) of the pipe string. Note that the pressure that we have at the inlet from the compressor, at which the working agent begins to enter the well component, is taken as the starting pressure. Therefore, the deeper the shoe of the pipe string is immersed, the higher the starting pressure will be, and therefore, the more time it takes for the compressed gas to reach the shoe. That is, there is a direct relationship between the time of passage of compressed gas to the shoe and the power of the compressor itself. It has been found that in deep oil and gas wells, the starting pressure can reach hundreds of bars. The period of time during which gas is realized can be more than two days.

In practice, oil wells can be drilled in formations where the pressure is significantly lower than the hydrostatic pressure. Also, a well can be developed after a major overhaul, if before that it was operated by a mechanized method for some time. In this case, there is usually no fountain effect in the well.

In those wells where the liquid column decreases, the flow can be caused by special pumps. Such pumps can be those that we considered above. Usually, such a pump is immersed to the design depth depending on the expected flow rate and the position of the dynamic level when operating an oil and gas well in the calculated technical mode.

The above method is considered to be an economical method of inflow induction. However, its use will be possible and advisable only if the wellbore is thoroughly cleaned and there are no moving mechanical impurities that interfere with the normal operation of the well pump.

Analysis of all methods of intensification of the inflow from the reservoir allowed us to draw conclusions that the most common, simple and effective is the compressor method of inducing flow.

That is why the next section of our study is devoted to a detailed analysis of the compressor method of inducing the inflow from the reservoir.

1.2 Analysis of the technological process of obtaining nitrogen as an object of modernization

As mentioned in the previous section, the gas used to induce the influx can be hydrocarbon, carbon dioxide, or nitrogen. The advantages of nitrogen are presented in figure 1.5.

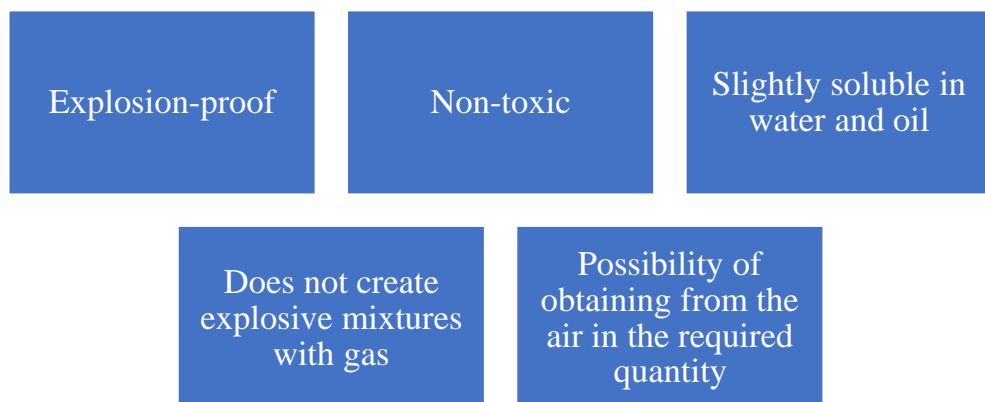


Figure 1.5 – Advantages of nitrogen over other gases

As a result of the conducted research, it was found that it is more expedient to use nitrogen as a non-hydrocarbon gas for the renewal of gas and oil fields that have been depleted. It is known that nitrogen is an easily accessible gas that can be obtained from the air. Compared to other processes, nitrogen can be obtained from the air quite cheaply if cryogenic or membrane installations are used. Also, this gas has a low tendency to corrosion, which, in turn, prevents corrosion of well equipment. Therefore, we have significant savings due to the absence of the need for anti-corrosion protection of equipment and the use of special corrosion-resistant materials.

Such properties of nitrogen determine its wide application in various industries, including the oil and gas industry. In the domestic oil and gas industry, nitrogen production plants are used to normalize reservoir pressure when drilling an oil well. Also, the above-mentioned nitrogen plants are used to prevent fires in fields or extinguish them if a fire does occur. It is known that nitrogen production plants are also used for well repair and pipeline cleaning.

However, like any gas, nitrogen has a number of disadvantages. For example, injecting nitrogen into a gas condensate formation rapidly increases the pressure of the condensate in the hydrocarbon mixture, which, in turn, causes premature loss of condensate from the gas into the formation.

Considering the advantages and disadvantages of nitrogen, we conclude that nitrogen will still be the most promising gas for the compressor method of inducing a surge from the reservoir.

In the modern oil and gas industry, it is usually customary to use two methods of nitrogen extraction: either separating nitrogen from the air (extraction), or obtaining nitrogen from exhaust gases. It is known that exhaust gases consist of 85% nitrogen and 15% carbon dioxide.

If we extract nitrogen from air, which consists of 78.12% nitrogen, 20.95% oxygen and 0.93% argon, we will get the most economical and effective method in the oil and gas industry. Recall that water vapor is also present in the air, the specific gravity of which can reach two percent.

Let us consider in detail the methods of obtaining nitrogen from atmospheric air. There are three main ones: membrane, adsorption and cryogenic. Gaseous nitrogen is obtained by membrane and adsorption methods. Liquid nitrogen is obtained by cryogenic methods.

In highly developed countries, modern membrane plants have almost completely replaced alternative methods of producing process nitrogen, without using large volumes of nitrogen and high purity.

Nitrogen production by the membrane method is carried out using a nitrogen station, which is schematically depicted in Figure 1.6. The diagram shows that normally compressed air, dried and cleaned of mechanical particles, is supplied to the membrane plant inlet. Then we have a uniform distribution of air between the hollow fibers. The hollow fibers are fixed accordingly on the plant body. The air inside each polyester membrane is stratified due to the difference in partial pressure between the outer and inner surfaces of the membrane. Further, the permeate gases circulating through the intermembrane space are divided into two streams. One stream is air enriched with nitrogen. The second stream is air enriched with oxygen. It is known that nitrogen-enriched air is supplied to end gas consumers, and oxygen-enriched air is discharged into the atmosphere. The purity of nitrogen produced in the membrane method is quite high and ranges from 95% to 99.5%.

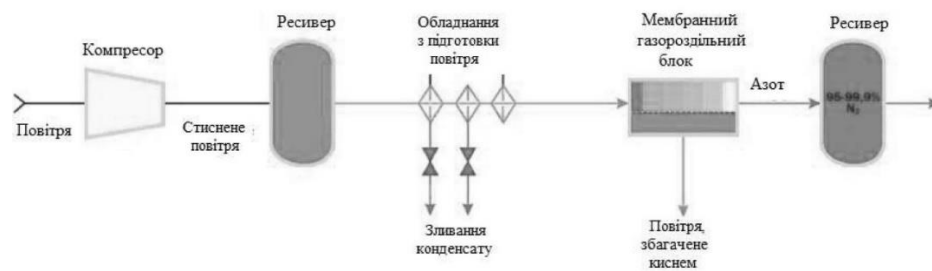


Figure 1.6 - Scheme of obtaining nitrogen from air based on membrane gas separation units

Membrane technology for obtaining nitrogen was popularized in the 70s of the last century. In the field of separation of nitrogen from other components of the

atmosphere, the membrane method took first place. Of course, in today's realities, the above-mentioned method is being improved every day, taking into account external factors and modern requirements in the oil and gas industry.

Next, we will pay attention to the next method of obtaining nitrogen - adsorption. As can be seen from figure 1.7, adsorption is carried out using a nitrogen station.

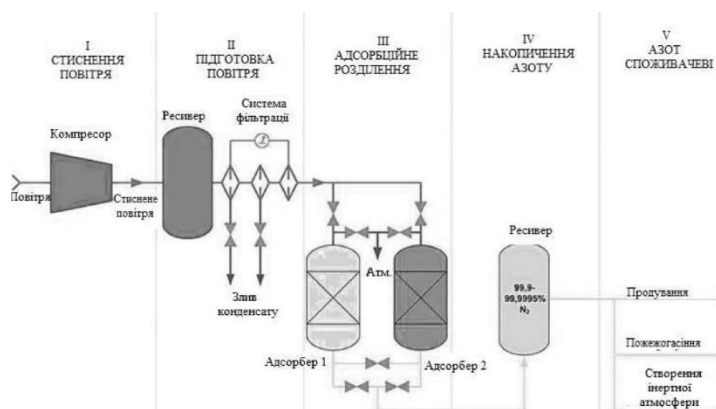


Figure 1.7 - Scheme of obtaining nitrogen from air by adsorption method

The actual process of obtaining nitrogen from air is technologically similar to the membrane method. The compressed atmosphere passes through molecular sieves (adsorbents), which absorb all gas components, except nitrogen. With the adsorption method, nitrogen of almost one hundred percent purity is obtained, at the lowest possible cost of obtaining nitrogen from air. However, the equipment for applying the adsorption method has lower productivity, and also requires special adsorbents in significant quantities. The last method of obtaining nitrogen from air is cryogenic. The specificity of this method lies in the occurrence of a temperature difference between the liquefaction of oxygen and nitrogen under conditions of significant air cooling. Subsequently, the air in the atmosphere is strongly compressed to separate dust particles, and then actively cooled. At this stage, it is customary to use special compressors that do not require prior lubrication with oil.

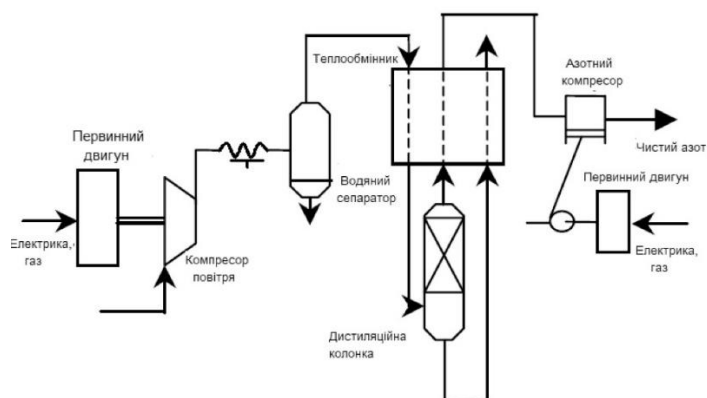


Figure 1.8 - Scheme of obtaining nitrogen from air by cryogenic method

Let us make a comparative description of the advantages and disadvantages of various methods of obtaining nitrogen from the air, which we will group in Table 1.1.

Table 1.1 - Main advantages and disadvantages of various methods of obtaining nitrogen from the air

Advantages and disadvantages	Method of obtaining nitrogen		
	Membrane	Adsorption	Cryogenic
Advantages	<p>The gas separation units are completely free of moving parts, which ensures the reliability of the units.</p> <p>The membranes are highly resistant to vibrations and shocks and operate in a wide temperature range – from minus 40 °C to plus 60 °C. If the operating conditions</p>	<p>Possibility of obtaining high purity nitrogen – up to 99.9999%</p> <p>No moving parts</p>	<p>Possibility of obtaining ultra-pure nitrogen (close to 100%)</p> <p>Possibility of obtaining other air components</p> <p>Possibility of obtaining air components in a liquid state</p>

	are met, the service life of the membrane unit is from 130,000 to 180,000 hours.		
Disadvantages	Limited performance of the selected installation Maximum nitrogen concentration – 99.5%	The need for periodic replacement of the adsorbent	High cost of equipment Significant production costs Large dimensions Start-up period

The task of our master's research is to develop universal modernization directions that would be maximally suitable for any method of nitrogen production, as well as for all types of stationary and mobile nitrogen stations.

1.3 Analysis of technological solutions for modernization of nitrogen station automation

Taking into account current trends in global oil and gas practice and energy requirements for oil and gas facilities, we propose the following effective technological solutions in our master's thesis (fig. 1.9).

If we talk about the implementation of a modern energy-saving electric compressor drive, then in fact the synchronous motor is replaced by an asynchronous motor with frequency control. Such a replacement will be expedient and justified, because it will increase the productivity of the technical process of obtaining nitrogen, significantly increase energy efficiency, which, in turn, will increase the service life of the mechanical component of the electric drive.

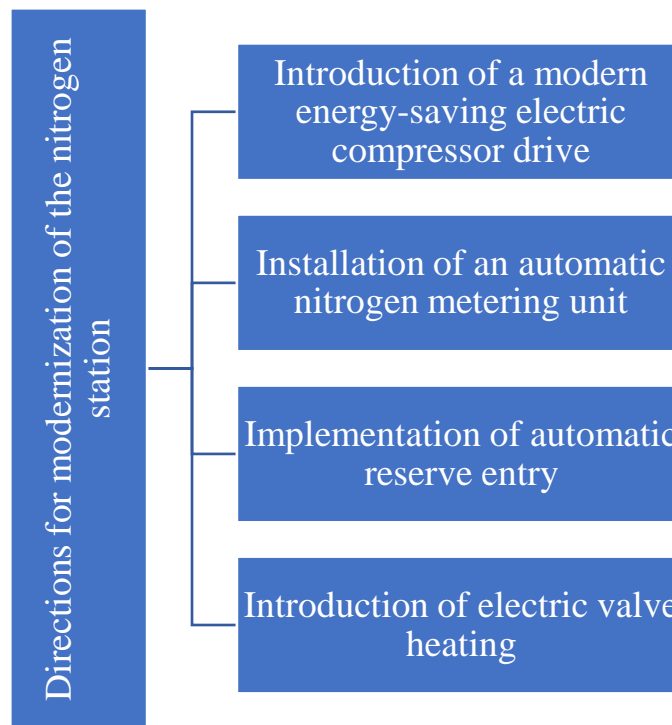


Figure 1.9 – Directions for modernization of the nitrogen station

It is possible to control the amount of nitrogen obtained and its quality by installing special nitrogen metering units.

The use of automatic control systems in energy systems and facilities with high requirements for reliability and efficiency has a number of advantages, including:

1. Continuous and uninterrupted power supply of critical systems to reliably protect oil facilities from possible losses during possible power outages.
2. An automated process designed to switch power sources automatically without "manual" intervention in this process.
3. Increasing the reliability of using a backup power source to minimize the risk of system failure if a failure occurs in the main power source.
4. Time savings, which will allow you to instantly respond to a power failure, which, in turn, prevents the entire system from being down.

Let's analyze in detail the main advantages of an electric industrial heating system in the oil industry, among them: heating along the entire length of the pipeline has a constant power, the main design is fundamental with high power, the

process is environmentally friendly, after a long-term power outage, the pipeline can be easily restored, the temperature of the object can be adjusted in any direction, significant savings are possible due to optimal electricity consumption. Also, the process is automated, has a long service life and an acceptably high level of safety.

At the beginning of the process, heating of industrial facilities was carried out using hot water, steam, gas, oil or liquid. Most often, steam is used. At the same time, steam is of high cost, which significantly increases the cost of production itself. There is also a need to drain condensate and there is an impossibility of automating the process and waste.

So, thanks to the implementation of the above-studied measures in existing modern automated systems of nitrogen plants, the actual nitrogen production process can be more reliable, and obtaining nitrogen from an oil field can be more efficient.

1.4 Conclusions by chapter

The section of the master's thesis «Research of the technological process and justification of the direction of modernization» identified key aspects and schemes for the modernization of the nitrogen station at oil and gas facilities.

A detailed analysis of the technological processes that actually provoke the formation inflow was carried out. The most promising method was selected, which is worthy of modern research in the oil and gas industry and requires modernization. The technical processes of nitrogen production were analyzed, with a detailed study of the advantages and disadvantages of these methods of obtaining nitrogen.

Taking into account the needs of the modern domestic oil and gas industry, the main direction of modernization of the existing system was determined.

ДОДАТОК Б

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА»

ЗБІРНИК НАУКОВИХ ПРАЦЬ
за матеріалами X Всеукраїнської науково-практичної конференції
«ЕЛЕКТРОННІ ТА МЕХАТРОННІ СИСТЕМИ:
ТЕОРІЯ, ІННОВАЦІЇ, ПРАКТИКА»
20 грудня 2024 року



Полтава 2024

УДК 004.89 + 681.51

Збірник наукових праць за матеріалами X Всеукраїнської науково-практичної конференції «Електронні та мехатронні системи: теорія, інновації, практика», 20 грудня, 2024 р. / Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».

Редколегія: О.В. Шефер (головний редактор) та ін. – Полтава: НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2024. – 121 с.

У збірнику представлені результати наукових досліджень та розробок в області сучасних електромеханічних систем та автоматизації, електричних машини і апаратів, моделювання та методів оптимізації, енергозбереження в електромеханічних системах, управління складними технічними системами, проблем аварійності та діагностики в електромеханічних системах та електричних машинах, інформаційно-комунікаційних технологіях та засобах управління. Призначений для наукових й інженерно-технічних працівників, аспірантів і магістрів.

Матеріали відтворено з авторських оригіналів та рекомендовано до друку IX Всеукраїнської науково-практичної конференції «Електронні та мехатронні системи: теорія, інновації, практика». Редакція не обов'язково поділяє думку автора і не відповідає за фактичні помилки, яких він припустився.

Відповідальний за випуск - д.т.н., професор О.В. Шефер.

Редакційна колегія:

О.В. Шефер – головний редактор, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри автоматики, електроніки та телекомунікацій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»;

Н.В. Єрмілова – кандидат технічних наук, доцент кафедри автоматики, електроніки та телекомунікацій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»;

С.Г. Кислиця – кандидат технічних наук, доцент кафедри автоматики, електроніки та телекомунікацій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Б.Р. Боряк – кандидат технічних наук, доцент кафедри автоматики, електроніки та телекомунікацій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».

© Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ЗМІСТ

М.О. Бікчентасє, Б.Р. Боряк АРХІТЕКТУРА ПРОГРАМНО-КЕРОВАНОГО РАДІО.....	8
В.В. Руденко ОГЛЯД СТАНДАРТУ БЕЗДРОТОВОГО ЗВ'ЯЗКУ LORAWAN	11
К.К. Брижак, А.С. Войтенко, С.В. Польцер, С.Г. Кислиця ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГЕТИКА ТА ГЕОТЕРМАЛЬНІ ЕНЕРГЕТИЧНІ СИСТЕМИ.....	14
А.М. Капітон, О.С. Дзюбан, Р.М. Талибов ПІДВИЩЕННЯ ІНФОРМАЦІЙНОЇ БЕЗПЕКИ ЗА ДОПОМОГОЮ ТЕХНОЛОГІЙ КОНТЕЙНЕРИЗАЦІЇ.....	16
О.С. Фомін ШИРОКОСМУГОВИЙ СИНТЕЗАТОР ЧАСТОТИ.....	18
Д.В. Кислиця, Г.М. Кожушко, С.Г. Кислиця ДОСЛІДЖЕННЯ ДИСКОНФОРТНОЇ БЛИСКОСТІ СИСТЕМ ОСВІТЛЕННЯ ЗІ СВІТЛОДІОДНИМИ СВІТИЛЬНИКАМИ.....	19
О.С. Фомін ШИРОКОСМУГОВИЙ АДАПТИВНИЙ ДЖАММЕР ДЛЯ КОМЕРЦІЙНИХ ДРОНІВ.....	21
О.А. Іванов, Н.В. Єрмілова КОНТРОЛЬ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В СОНЯЧНІЙ ПАНЕЛІ.....	22
О.В. Шефер, О.Г. Дрючко, С.С. Удовик З'ЯСУВАННЯ МОЖЛИВОСТЕЙ Й ОБЛАСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ ВІДДАЛЕНОГО УПРАВЛІННЯ ВИРОБНИЧИМИ ОБ'ЄКТАМИ.....	24
Л.І. Леві, Б.В. Качуровський СУЧАСНИЙ ПІДХІД ДО КЕРУВАННЯ СУПУТНЬО-ПЛАСТОВИМИ ВОДАМИ.....	28
В.О. Малород, Р.В. Захарченко, А.І. Криворот, П.Б. Митрофанов СУЧАСНИЙ ПІДХІД ДО НАПРЯМКІВ МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ АЗОТНОЮ СТАНЦІЄЮ.....	30
В.О. Тітов, Н.В. Єрмілова МОДЕРНІЗАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ З ЖИВЛЯЧОЮ ПОВІТРЯНОЮ ЛІНІЄЮ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ.....	33

УДК 622.692.4:621.313.13

В.О. Малород, магістрант,

Р.В. Захарченко, к.т.н., доцент,

А.І. Криворот, к.т.н., доцент,

П.Б. Митрофанов, к.т.н., доцент

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

СУЧАСНИЙ ПІДХІД ДО НАПРЯМКІВ МОДЕРНІЗАЦІЇ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ АЗОТНОЮ СТАНЦІЄЮ

Сучасна ситуація в нафтогазовій галузі України характеризується дефіцитом газу власного видобутку та значним виснаженням запасів вуглеводнів на газових і газоконденсатних родовищах.

Для досягнення високого значення кінцевого коефіцієнта вилучення газу з пласта необхідно покращувати умови свердловинної зони пласта, забезпечувати стабільну роботу видобувної свердловини за рахунок збільшення дебіту газу.

Досягти даних цілей можливо з застосуванням неуглеводневих газів, які почали досліджуватись ще на початку ХХ століття. З кожним роком неуглеводневі гази та рідини знаходять дедалі більше застосування в нафтогазовій галузі. У якості неуглеводних газів може використовуватись вуглеводний, вуглекислий газ або азот. З нашої точки зору раціональніше використовувати азот, переваги якого представлено на рисунку 1.

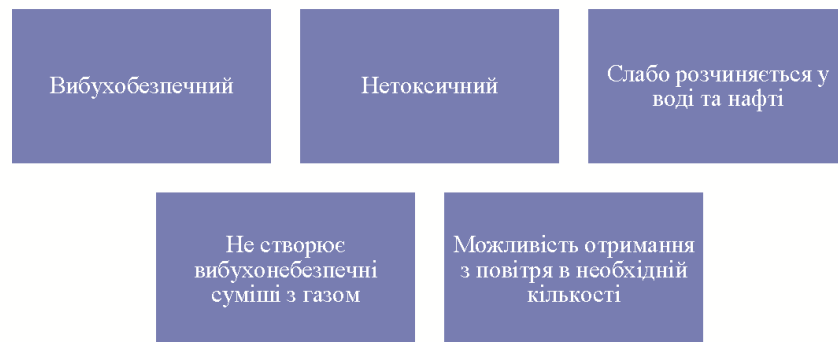


Рис. 1. Переваги азоту над іншими неуглеводними газами

Азот доступний у великому обсязі, його можна витягти з атмосфери з відносними низькими витратами, використовуючи кріогенні або мембранні технології. Через свою низьку корозійну активність використання азоту не призводить до корозії обладнання, що усуває необхідність в антикорозійному захисті та спеціальних корозійностійких матеріалах.

У нафтогазовій галузі азот та обладнання для його виробництва застосовуються для підтримки пластового тиску, при бурінні свердловин, для

запобігання та гасіння пожеж, а також для ремонту свердловин та очищення трубопроводів.

Основні переваги та недоліки різних способів отримання азоту з повітря наведено у таблиці 1.

Таблиця 1. Основні переваги та недоліки різних способів отримання азоту з повітря

Переваги та недоліки	Спосіб отримання азоту		
	Мембранний	Адсорбційний	Кріогенний
Переваги	У газорозділовальних блоках повністю відсутні рухомі частини, що забезпечує надійність установок. Мембрани дуже стійкі до вібрацій і ударів, функціонують у широкому діапазоні температур – від мінус 40 °С до плюс 60 °С. При дотриманні умов експлуатації ресурс мембранного блоку складає від 130 000 до 180 000 годин.	Можливість отримання азоту високої чистоти – до 99,9999 % Відсутні рухомі частини	Можливість отримання надчистого азоту (у наближенні до 100 %) Можливість отримання інших компонентів повітря Можливість отримання компонентів повітря в рідкому стані
Недоліки	Обмежена продуктивність вибраної установки Максимальна концентрація азоту – 99,5 %	Необхідність періодичної заміни адсорбенту	Висока вартість обладнання Значні витрати на виробництво Великі габарити обладнання Тривалий пусковий період

Завданням сучасних досліджень є розробка універсальних напрямків модернізації, які б максимально підходили до будь-якого способу отримання азоту, а також для стаціонарних та пересувних азотних станцій. З урахуванням світової практики, сучасними економічними та енергетичним вимогами до об'єктів нафтогазового промислу приймаємо наступні технологічні рішення (рис. 2).

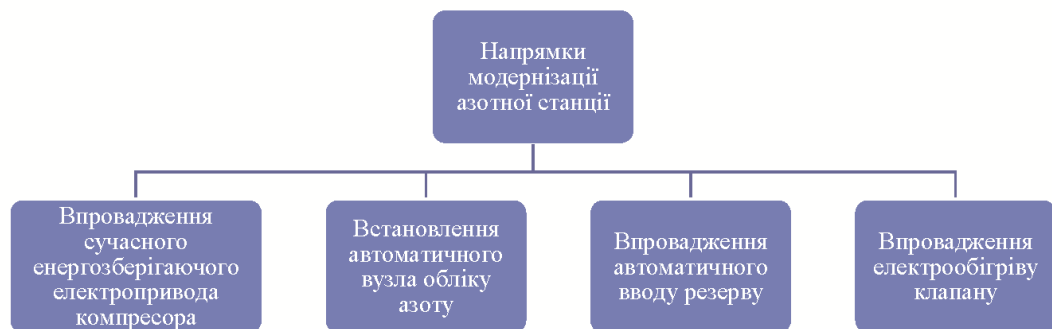


Рис. 2. Напрямки модернізації азотної станції

Впровадження сучасного енергозберігаючого електропривода компресора полягає в заміні синхронного двигуна на асинхронний з частотним керуванням. Така заміна повинна привести до:

1. Кращої працездатності та безвідмовності за рахунок регулювання динамічних процесів електропривода та чіткого контролю його параметрів, що для технологічного процесу отримання азоту вкрай важливо.

2. Підвищення енергоефективності за рахунок зменшення пускових струмів електропривода, плавного регулювання режимів роботи двигуна при зміні навантаження, чіткий контроль регульованих параметрів.

3. Збільшення терміну служби механічної частини електропривода.

Встановлення вузла обліку азоту надасть можливість контролювати його кількість, а також моніторити якість роботи існуючого методу отримання.

Використання автоматичного вводу резерву (АВР) в енергетичних системах та об'єктах з високими вимогами до надійності має наступні переваги:

1. Безперервне живлення: надійно захищає об'єкт від можливих втрат через перерви в електропостачанні.

2. Автоматизований процес: АВР виконує переключення між джерелами живлення автоматично, уникаючи необхідності вручного втручання.

3. Збільшення надійності: використання резервного джерела живлення знижує ризик відмови системи в разі перебою основного живлення.

4. Економія часу: АВР дозволяє швидко реагувати на відмову живлення та знижує час простою системи.

Електрична система промислового обігріву нафтової галузі відзначена такими перевагами:

1. Зручність конструкції і висока потужність.

2. Екологічність процесу.

3. Після перерви в електроживленні можна легко відновити роботу трубопроводу.

4. Можливість регулювання температури об'єкта.

5. Економія за рахунок оптимальних витрат електричної енергії.

6. Автоматизація процесу, довгий термін служби і високий рівень безпеки.

Спочатку, промисловий обігрів проводився за допомогою гарячої води, водяної пари, газів, масел і рідин. Найбільш популярною була пара, але вона мала ряд недоліків: висока вартість генерації, необхідність відводу конденсату, неможливість автоматизації процесу, перевитрата і інші.

Поступова або комбінована інтеграція цих заходів до існуючої автоматизованої системи азотної установки підвищить надійність технологічного процесу отримання азоту, а також ефективність виклику припливу з родовищ.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підручник для студентів вищих навчальних закладів.* / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. - Львів: «Новий Світ- 2000», 2020 – 416 с.

2. Фик М. І., Хрінко 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.

A MODERN APPROACH TO THE MODERNIZATION DIRECTIONS OF THE NITROGEN PLANT CONTROL SYSTEM

V. Malorod, Master's Student,

R. Zakharchenko, PhD, Associate Professor,

A. Kryvorot, PhD, Associate Professor,

P. Mitrofanov, PhD, Associate Professor

National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic"

УДК 621.311

В.О. Тімов, магістрант,

Н.В. Єрмілова, к.т.н., доцент

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

МОДЕРНІЗАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ З ЖИВЛЯЧОЮ ПОВІТРЯНОЮ ЛІНІЄЮ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Енергетика як галузь промисловості країни в результаті різних видів діяльності суспільства отримала провідне місце. Недаремно рівень розвитку сучасної цивілізації визначається кількістю споживаної електричної енергії на душу населення. Так, з підвищенням науково-технічного прогресу електрична енергія стає одним з основних і дешевих видів енергії. Разом з тим енергетика при виробництві, передачі, розподілі та споживанні електричної енергії стикається з неминучими труднощами, пов'язаними з експлуатацією основного силового обладнання. Ці труднощі з часом все більше зростають, що визначається, в першу чергу, природним зносом апаратури. З цією метою, а також для підвищення економічної ефективності самої галузі, повинно бути передбачено поліпшення використання наявного обладнання та модернізації застарілого обладнання [1].

Таким чином, одним із етапів реалізації цієї програми є проектування та будівництво нових електроустановок, зокрема електричних підстанцій, які є невід'ємною частиною всього енергетичного комплексу. Якість електричної енергії, надійність електропостачання залежать, крім інших факторів, також від правильності та раціональності прийнятих рішень при проектуванні підстанцій. Також важливим є підтримування працездатності існуючого обладнання на діючих трансформаторних підстанціях, що здійснюється за рахунок його технічного обслуговування з періодичними оглядами, діагностуванням стану обладнання, виявленням дефектів і несправностей та своєчасним ремонтом.

Модернізація трансформаторної підстанції включає кілька етапів:

– підготовка – отримання технічних умов або завдання на проектування, підбір відповідного обладнання;

АЛФАВІТНИЙ ВКАЗІВНИК

Автор	Сторінки	Автор	Сторінки
Белей Р. А.	68	Марченко О.С.	43
Бікчентаєв М.О.	8	Марчук А.В.	41, 74
Боровик А.С.	87	Мельник Є.О.	78
Боряк Б.Р.	8	Мешко О.А.	116
Брижак К.К.	14	Мигаль С.В.	49
Бунякіна Н.В.	83	Митрофанов П.Б.	30
Вишнеський І.О.	109	Михайленко В.О.	63
Вітченко Є.В.	79	Обілець М.В.	39
Войтенко А.С.	14	Остепенко А.І.	66
Волоський С.В.	92	Панич В.В.	37
Галай В.М.	43, 72	Пантелєєв В.О.	35
Голубцов С.С.	90	Пащенко А.В.	81
Гребенюк Б.С.	68	Педченко О.С.	104
Губіцький М.М.	64	Першін М.Ю.	83
Демус С.І.	54	Петряєва О.Б.	85
Дзюбан О.С.	16, 76	Плешкань Д.П.	72
Дрючко О.Г.	24, 51, 68, 83	Плюйко І.П.	56
Дюдюк І.М.	47	Погрібняченко Д.А.	68
Євдоченко О.І.	106	Польцер С.В.	14
Єндіяров І.О.	112	Пушкарь В.В.	118
Єрмілова Н.В.	22, 33, 112, 116	Романенко В.І.	45
Заніздра Є.М.	107	Руденко В.В.	11
Захарченко Р.В.	30, 39	Сілін І.	62
Зоць Я.О.	56	Слепченко Н.М.	58
Іванов О.А.	22	Соколов О.	97
Індик С.В.	37, 63	Соловійов П.В.	94
Капітон А.М.	16, 76	Сухоребрій О.В.	51
Качан М.В.	83	Талибов Р.М.	16, 76
Качуровський Б.В.	28	Тітов В.О.	33
Кислиця Д.В.	19	Ткаченко А.О.	102
Кислиця Є.В.	85	Токар Л.О.	94
Кислиця С.Г.	14, 19, 54, 58, 66, 79, 87, 102, 109, 114	Удовик С.С.	24, 60
Ковган Р.М.	114	Федоренко А.С.	89
Кожушко Г.М.	19	Фещенко Д.О.	68
Криворот А.І.	30	Фомін О.С.	18, 21, 47
Куденко О.О.	51	Шеремет М.О.	100
Леві Л.І.	28, 100	Шефер О.В.	24, 45, 49, 56, 81, 104
Лисечко В.	62	Штанько І.А.	83
Малород В.О.	30	Штомпель М.А.	92
		Ястреба О.С.	104

Наукове видання

Збірник наукових праць за матеріалами X Всеукраїнської науково-практичної
конференції
«ЕЛЕКТРОННІ ТА МЕХАТРОННІ СИСТЕМИ: ТЕОРІЯ, ІННОВАЦІЇ,
ПРАКТИКА»

Дизайн і комп'ютерна верстка
Відповідальний за випуск

Боряк Б.Р.
Шефер О.В.

Оригінал-макет виготовлено на кафедрі автоматичної, електроніки та
телекомунікацій
Національного університету
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ДОДАТОК В

Міністерство освіти та науки України
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій

**Модернізація системи автоматизації азотної станції на
об'єктах нафтогазової промисловості**

Кваліфікаційна робота магістра

Виконав:

студент 60 ІМЕ групи

Керівник:

д.т.н, доцент

Малород В.О.

Захарченко Р.В.

Полтава 2025

Метою магістерської роботи є модернізація системи автоматизації азотної станції на об'єктах нафтогазової промисловості. Одночасно повинні вирішитись питання енергозбереження з використанням сучасного електроприводу та елементної бази.

Об'єктом дослідження є технологічний процес освоєння свердловин компресорним способом з використанням азоту.

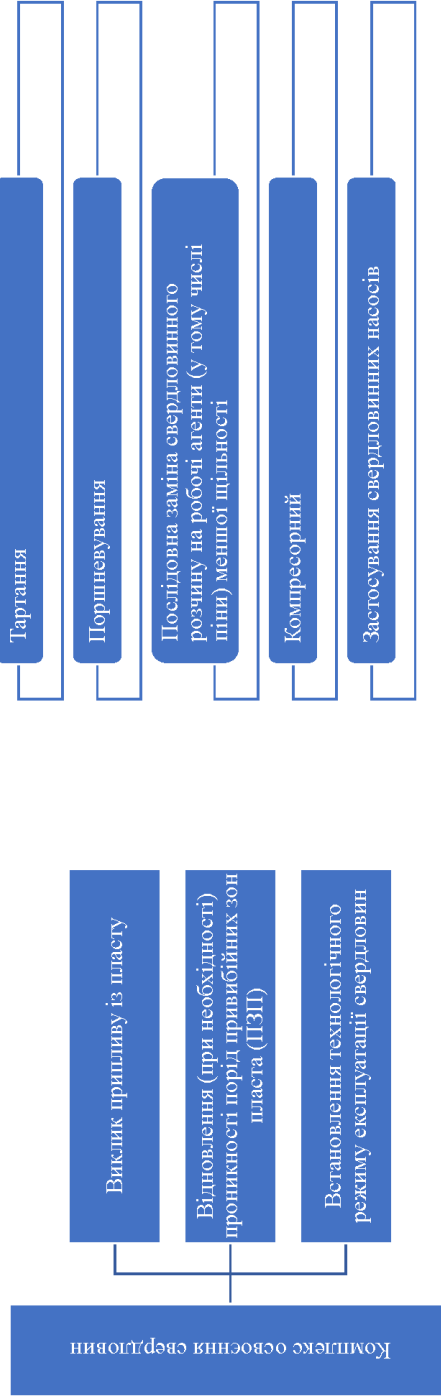
Предметом дослідження є модернізація азотної станції на об'єктах нафтогазової промисловості.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати наступні **завдання**:

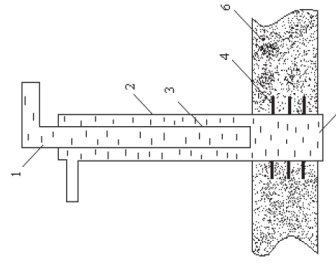
- проаналізувати технологічний процес освоєння свердловин;
- провести аналіз технологічного процесу отримання азоту компресорним способом як об'єкта модернізації;
- обґрунтувати напрямки модернізації азотної станції;
- здійснити модернізацію електропривода та системи керування;
- розробити функціональну та структурну схеми електропривода азотної станції;
- здійснити дослідження статичних та динамічних режимів роботи електропривода азотної станції;
- розробити систему керування електрообігрівом та вузлом обліку азоту;
- здійснити вибір засобів автоматизації та алгоритмів керування ними;
- модернізувати систему електропостачання азотної станції, а саме передбачити АВР;
- розробити схему АВР, вибрати засоби захисту та обрати переріз провідників.

Для вирішення поставлених завдань в роботі використана методика, що включає в себе методи теорії автоматичного керування та методи математичного моделювання на ПК.

Аналіз технологічного процесу освоєння свердловин

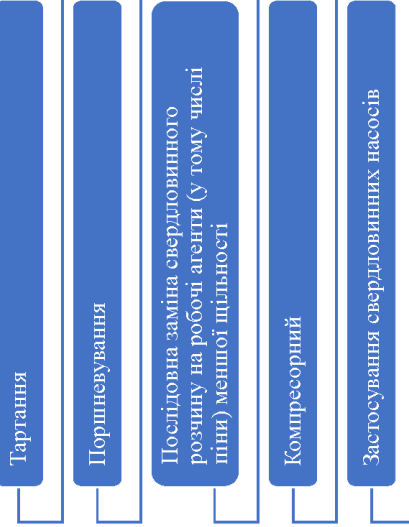


Комплекс робіт з освоєння свердловин

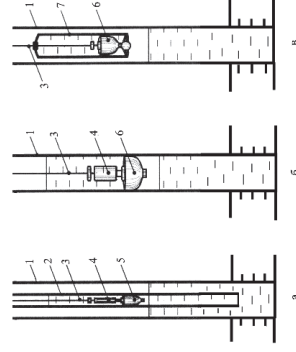


Схематичне зображення свердловин перед викликом припливу:

- 1 – гирлове обладнання; 2 – обсадна експлуатаційна колона;
3 – колона НКТ; 4 – перфорований забій; 5 – зумпф;
6 – продуктивний пласт



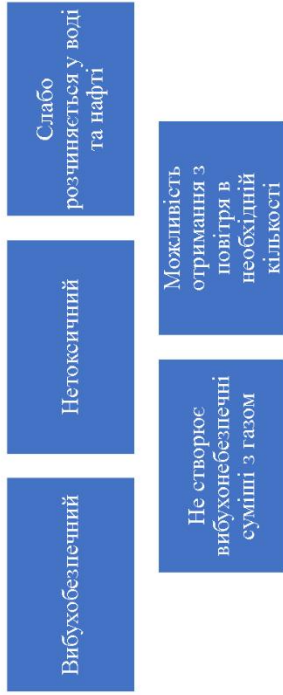
Основні способи виклику припливу з пласту



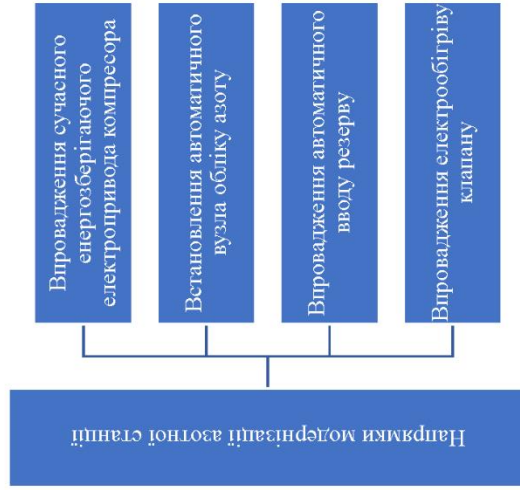
Варіант підйому рідини зі свердловин поршневуванням

- а – свабування по колоні насосно-компресорних труб; б – свабування без колон НКТ (по експлуатаційній колоні); в – свабування за допомогою желонки в експлуатаційній колоні; 1 – обсадна експлуатаційна колона; 2 – колона НКТ; 3 – гнучкий тяговий орган; 4 – вантаж; 5, 6 – свая; 7 – желонка

Аналіз технологічного процесу отримання азоту



Переваги азоту над іншими газами



Напрямки модернізації азотної станції

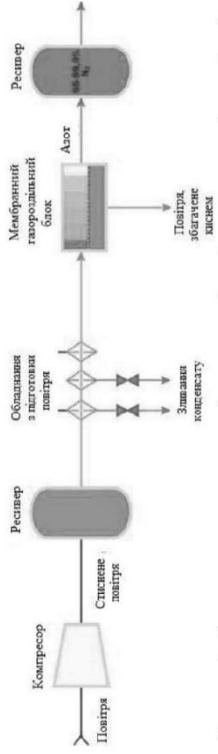


Схема отримання азоту з повітря на основі мембранних газорозділювальних блоків

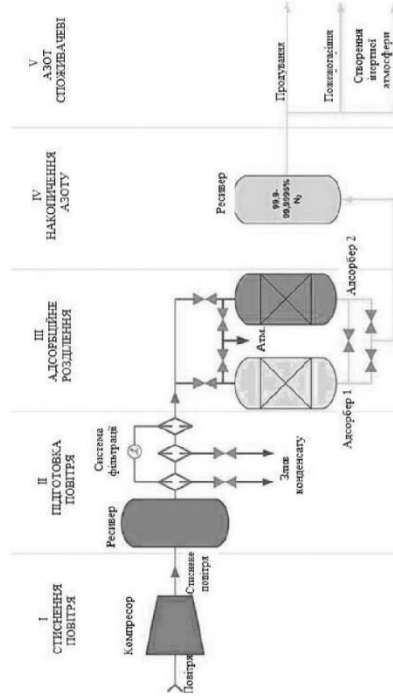
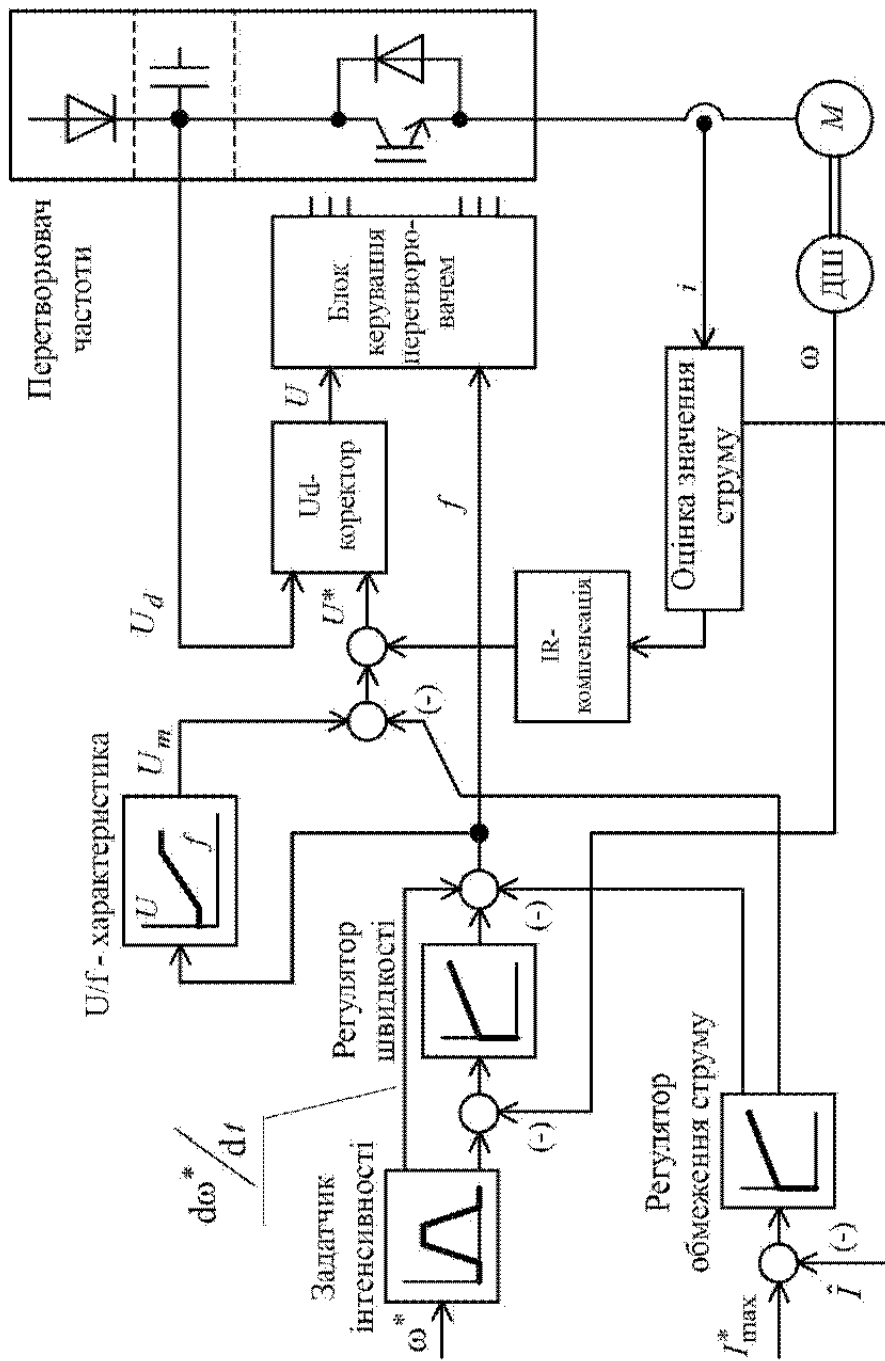


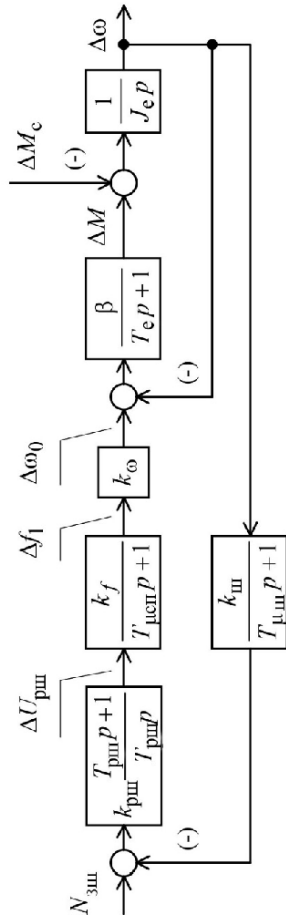
Схема отримання азоту з повітря адсорбційним способом

5

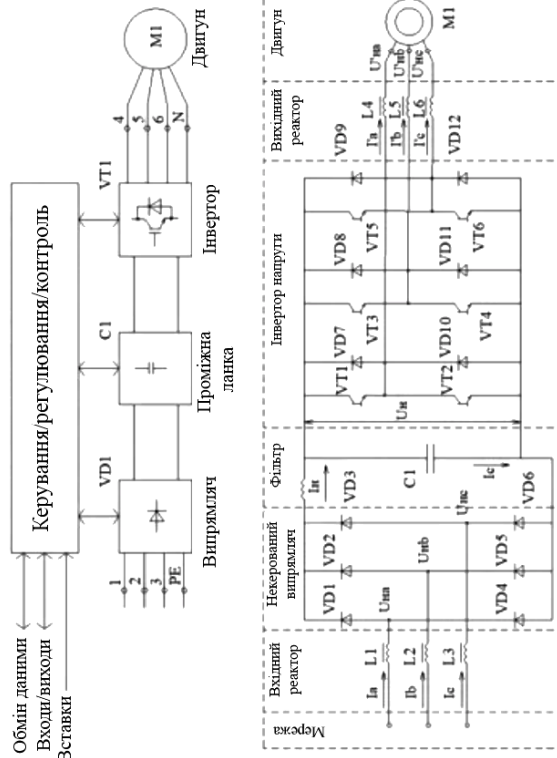
Функциональна схема САК електропривода компресора



Структурна схема САК електропривода компресора

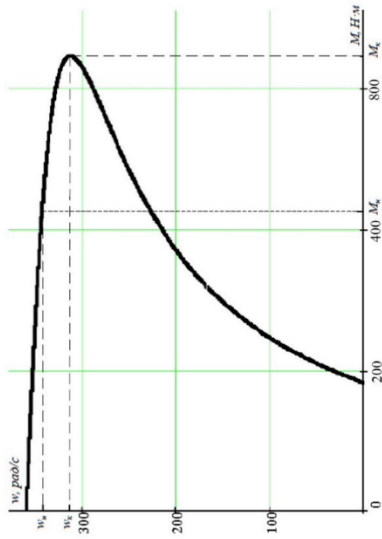


Структурна схема контуру швидкості асинхронного електроприводу зі скалярним частотним керуванням

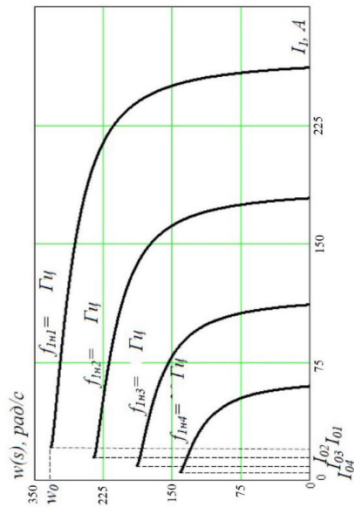


Принцип роботи схеми системи ПЧ-АД

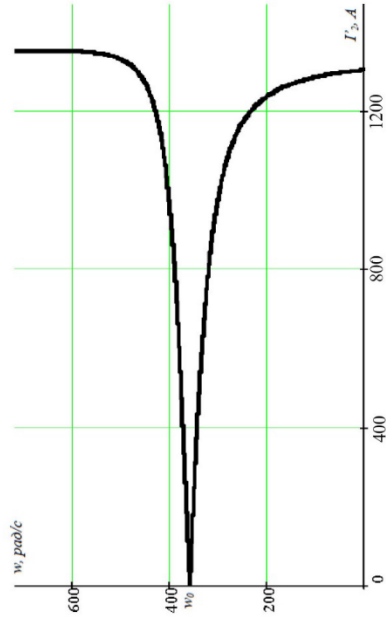
Характеристики електродвигуна та системи ПЧ-АД компресора



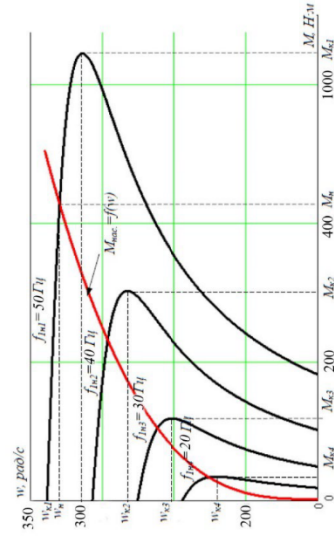
Механічна характеристика асинхронного електродвигуна



Регульовальні електромеханічні характеристики $I_1(\omega)$

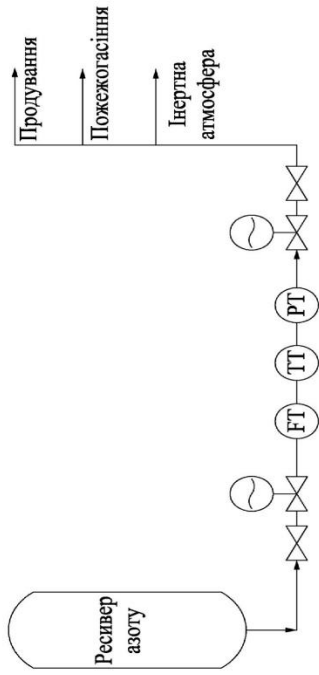


Графік електромеханічної характеристики струму обмотки ротора $\omega = f(I_2)$



Штучні механічні характеристики $M(\omega)$

Автоматизована система подачі азоту та її елементна база



Функціональна схема автоматизації подачі азоту

FT - датчик для вимірювання тиску, TT - датчик для вимірювання температури, PT - датчик для вимірювання витрати



Програмований контролер



Датчик температури



Датчик тиску

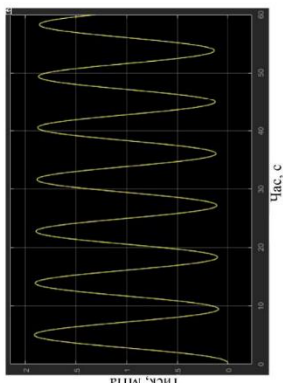


Ультразвуковий витратомір

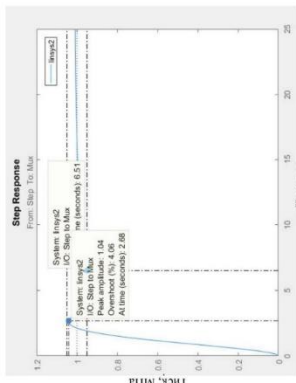


Клапан регулюючий прохідний

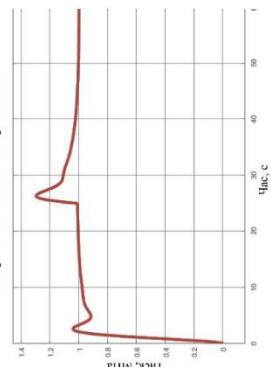
Дослідження САК азотної станції



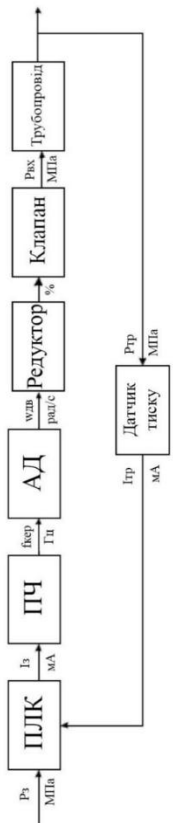
Стійкі коливання



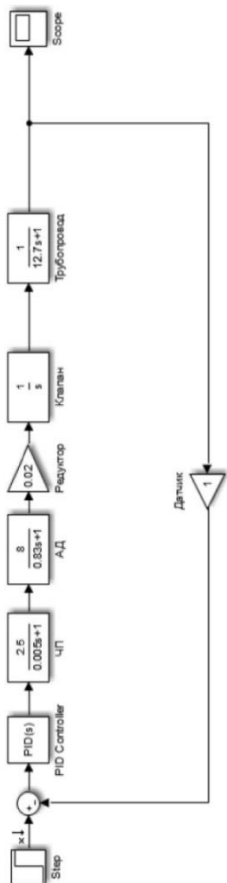
Перехідний процес



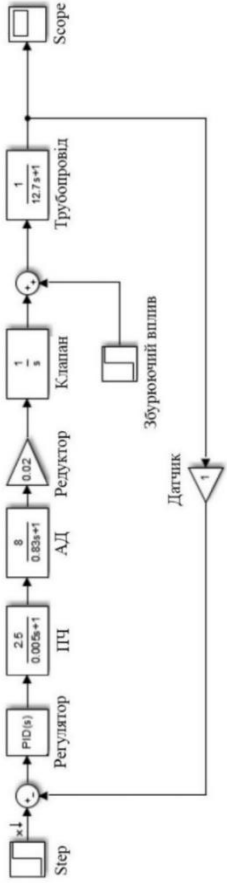
Перехідний процес



Функціональна схема автоматизації



Модель у Simulink без збурення



Модель у Simulink зі збуренням

Розробка системи АВР азотної станції

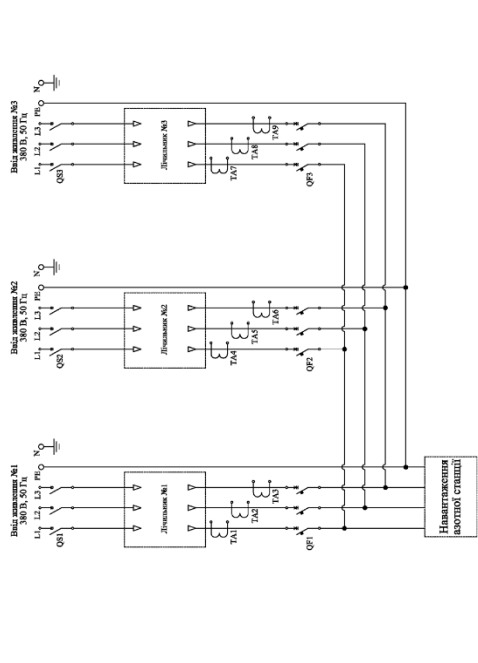
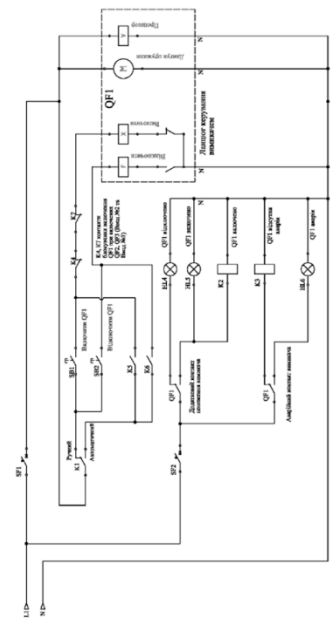


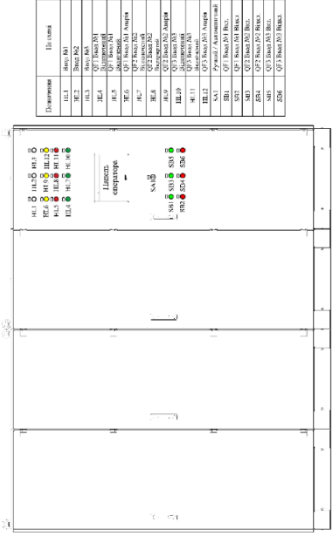
Схема силової частини АВР азотної станції
 QS – вимикач-роз'єднувач з автоматичним та ручним керуванням;
 QF – автоматичний вимикач; ТА – трансформатори струму для ланцюгів вимірювання та контролю



Автоматика АВР азотної станції в щиті
 QF – автоматичний вимикач; QS – вимикач-роз'єднувач з автоматичним та ручним керуванням; ТА – трансформатори струму; PV – дільничник;
 К – проміжне реле; SB – кнопки керування; К – проміжні реле;
 SF – автоматичні вимикачі 24В

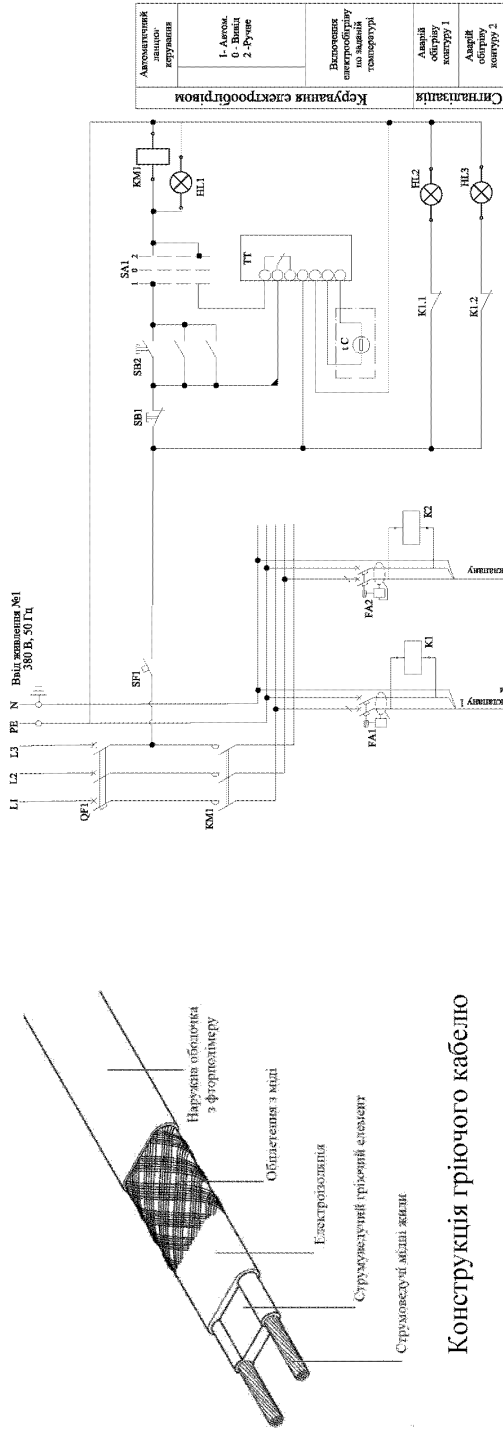


Ланцюг керування автоматичним вимикачем QF1
 SF – автоматичні вимикачі 24 В; SB – кнопки керування;
 К – проміжні реле; HL – сигнальні лампи

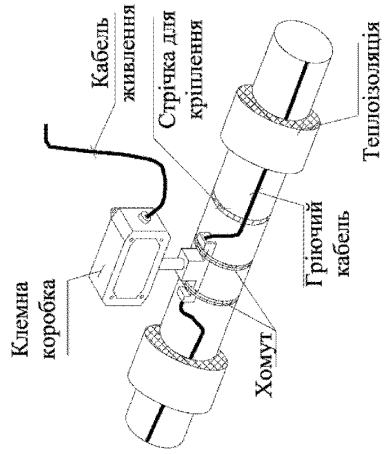


Сигналізація АВР азотної станції в щиті
 HL – світлова сигналізація; SA – перемикач режиму; SB – кнопки керування

Розробка системи електрообігріву клапанів

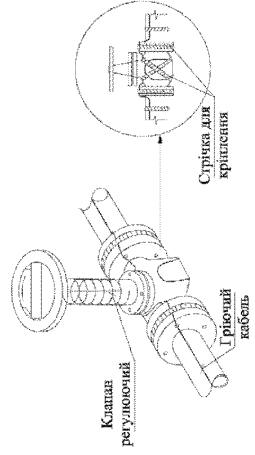


Конструкція гріючого кабелю



Вузол монтажу коробки гріючого кабелю електрообігріву клапанів

САК електрообігрівом клапанів та трубопроводу



Вузол монтажу гріючого кабелю електрообігріву клапанів

Загальні висновки

У ході виконання магістерського дослідження виконано всі поставлені задачі. Була модернізована існуюча автоматизована система керування азотною станцією.

У першому розділі виконано аналіз існуючих методів освоєння свердловин. Компресорний спосіб є одним з найпопулярніших та простішим у сучасному світі. Виявили, що при компресорному викилку припливу з пласти використовуються газ: вуглеводний, вуглекислий газ або азот. Раціональніше використовувати азот як неутлеводневий газ для заповнення виснажених газових родовищ. Були приведені переваги азоту над іншими газами. На сьогодні в основному використовуються два способи отримання азоту: відокремлення (вигучення) його з повітря та з димових газів. Окреслили основні переваги та недоліки різних способів отримання азоту з повітря. З урахуванням світової практики, сучасними економічними та енергетичним вимогами до об'єктів нафтогазового промислу були прийняті напрямки модернізації азотної станції.

У другому розділі для компресора азоту вибрали електропривод з двигуном з КЗ ротором AIP280M2. Для плавного пуску та гальмування, а також для плавного регулювання швидкості обертання та захисту двигуна від перевантажень обрано перетворювач частоти Danfoss LT AQUA Drive FC 202. Виконали розробку структурної та функціональної схем керування електроприводом компресора азоту, а також дослідили його роботу.

У третьому розділі розробили функціональну схему подачі азоту. У якості первинних датчиків автоматизації обрали датчик тиску Rosemount 3051S, датчик температури Rosemount 644, витратомір Q.Sonic plus. Всі датчики подають інформацію до програмованого логічного контролера SIMATIC S7-1200. Тиск обрали як регулюючий параметр технологічного процесу, що регулюється клапаном. Об'єктом керування є ділянка трубопроводу після клапана. Регулюючим органом виступає клапан, керований електроприводом, який у цій схемі розділений на частотний перетворювач, асинхронний двигун та редуктор. Дослідили, що система відпрацьовує збурення впливу і повертає значення тиску в трубопроводі до встановленого. Отже, розроблену систему можна використовувати як систему стабілізації тиску.

У четвертому розділі доведено необхідність встановлення АВР, що надає автоматизованій системі азотної станції ряд переваг: безперервне живлення, надійність, економія часу. Встановлення електрообігріву на клапан подачі азоту надає економію за рахунок оптимальних витрат електричної енергії, а також зручність та екологічність технологічного процесу.

Дякую за увагу!