

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Електромеханічне обладнання та автоматизація процесу
регулювання продуктивності нафтових свердловин з використанням
струминного апарату реверсуванням потоку»

Київ – 2025 рік

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

НН Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
(повне найменування інституту, факультету)

Кафедра автоматизації електротехнічних та мехатронних комплексів
(повна назва кафедри)

До захисту допущено

Завідувач кафедри

(підпис) С.В. Бойченко
(ініціали, прізвище)

“ ____ ” _____ 2025 р.

Дипломний проект
на здобуття ступеня бакалавра

з спеціальності - 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма: Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних
комплексів

(код та назва напряму підготовки або спеціальності)

на тему: Електромеханічне обладнання та автоматизація процесу регулювання
продуктивності нафтових свердловин з використанням струминного апарату
реверсування потоку

Виконав: студент 4 курсу, групи ОА-11

Корж Іван Сергійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник: доц. канд. техн. наук, Лістовщик Л.К.

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

(підпис)

Консультанти:

Електропостачання

(назва розділу)

к.т.н., доц. Мейта О.В.

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Охорона праці

(назва розділу)

к.т.н., доц. Митюк Л.О.

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Нормоконтроль

(назва розділу)

доц. к.т.н. Кулаковський Л.Я.

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент

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

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних
посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ – 2025 рік

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП ОА-11.13.000 ПЗ	Пояснювальна записка	80	
3	A1	ДП ОА-11.13.000 С7	Технологічна частина. Схema комбінована розташування	1	
4	A1	ДП ОА-11.13.000 ЕЗ	Схema електропостачання Артюхівського родовища	1	
5	A4	ДП ОА-11.13.000 СК	Струминний апарат реверсування потоку. Складальне креслення	1	
6	A4		Код програми управління	1	

				ДП ОА-11.13.000 ПЗ		
	ПІБ	Підп.	Дата			
Розробн.	Корж І.С.			Відомість дипломного проекту	Лист 2	Листів 1
Керівн.	Лістовщик Л.К.					
Консульт.	Мейта О.В. Мітюк Л.О				КПІ ім. Ігоря Сікорського Каф. <u>АЕМК</u> Гр. <u>ОА-11</u>	
Н/контр.						
Зав.каф.	Бойченко С.В.					

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Факультет (інститут) Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

(повна назва)

Кафедра Кафедра автоматизації електротехнічних та мехатронних комплексів

(повна назва)

Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)

Спеціальність - 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

С.В. Бойченко

(прізвище ініціали)

(підпис)

“ ” _____ 2025 р.

З А В Д А Н Н Я
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ

Коржу Івану Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту: Електромеханічне обладнання та автоматизація процесу регулювання продуктивності нафтових свердловин з використанням струминного апарату реверсуванням потоку.

керівник проекту доц. к.т.н. Лістовщик Леонід Костянтинович,

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від “23” травня _____ 2025 року №1698-с

2. Термін подання студентом проекту _____

3. Вихідні дані до проекту: Артюхівське нафтогазове родовище

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік завдань, які потрібно розробити):

а) Технологічна частина загальний опис об'єкта

б) Електропостачання характеристика умов проектування та розподіл електроенергії на підприємстві, розрахунок освітлення, електричних навантажень, електричних мереж, струмів КЗ, вибір електричних апаратів.

в) Спеціальна частина розроблення системи автоматизації процесу кислотної обробки свердловин та програми управління системою автоматизації процесу кислотної обробки свердловини.

г) Охорона праці мікроклімат робочої зони, шкідливі речовини, електрозабезпечення нафтового родовища, штучне освітлення, пожежна та техногенна безпека.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень в системі AutoCAD)

Технологічна частина. Схема комбінована розташування;

Схема електропостачання Артюхівського родовища (Схема електрична принципова АІ);

Струмінний апарату з реверсуванням потоку. Складальне креслення;

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада Консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання приймав
електропостачання	Доц. к.т.н. Мейта О.В.		
охорона праці	Доц. Мітюк Л.О.		
нормоконтроль	Доц., к.т.н. Кулаковський Л.Я.		

Дата видачі завдання 05 квітня 2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного Проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Аналіз і опис основного технологічного обладнання	4.05.25	
2	Характеристика умов проектування та розподілу електроенергії на підприємстві	10.05.25	
3	Розрахунок електричного освітлення	15.05.25	
4	Розрахунок електричних навантажень та вибір трансформатора	16.05.25	
5	Розрахунок електричних мереж	17.05.25	
6	Розрахунок струмів КЗ	18.05.25	
7	Вибір електричних апаратів захисту	21.05.25	
8	Розрахунок струмінного апарату	24.05.25	
9	Розроблення системи автоматизації процесу кислотної обробки свердловин	28.05.25	
10	Охорона праці	07.06.25	
11	Графічна частина	(30.04 10.06) 2025	
12			

Студент

(підпис)

Корж І.С.

(прізвище та ініціали)

Керівник проекту

(підпис)

Лістовщик Л.К.

(прізвище та ініціали)

Зміст

Вступ.....	8
1. Технологічна частина.....	10
1.1 Основна інформація про родовище	10
1.2 Властивості нафти та газу	12
1.3 Методи буріння та експлуатації свердловин.....	13
1.4 Обчислення нафтових запасів Артюхівського родовища	14
1.5 Обладнання, що використовується під час капітального ремонту свердловин.....	15
1.6 Розрахунок кислотної обробки свердловини.....	17
Висновки.....	19
2. Електропостачання.....	21
2.1 Характеристика умов проектування та розподілу електроенергії на підприємстві.....	21
2.2 Розрахунок електричного освітлення.....	22
2.3 Розрахунок електричних навантажень та вибір трансформаторів...26	
2.4 Розрахунок електричних мереж підприємства та вибір типу.....	30
2.5 Розрахунок струмів КЗ.....	34
2.6 Вибір електричних апаратів та уставок їх спрацювання.....	37
2.7 Основні енергетичні показники підприємства.....	40
Висновки.....	42
3. Спеціальна частина	43
3.1 Особливості експлуатації свердловин на пізніх стадіях.....	43
3.2 Способи відновлення продуктивності нафтових свердловин.....	46
3.3 Особливості кислотної обробки свердловин.....	50

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Корж				Зміст	Літера	Аркуш	Аркушів
Перев.							6	80
Реценз.						КПІ, ІЕЕ		
Н. Контр.								
Затв.	Лістовщик							

3.4 Обґрунтування використання струминного апарату з реверсуванням потоку	56
3.4.1 Розрахунок елементів струминного апарату.....	58
3.5 Розроблення системи автоматизації процесу кислотної обробки свердловин.....	63
3.6 Розроблення комп'ютерної програми управління системою автоматизації процесу кислотної обробки свердловини.....	66
Висновки.....	68
4. Охорона праці.....	70
4.1 Виробнича санітарія на робочому місці персоналу	70
4.2 Електробезпека.....	71
4.3 Протипожежна безпека.....	73
4.4 Забезпечення працівників засобами індивідуального захисту.....	74
4.5 Поведінка працівників під час повітряної тривоги.....	75
Висновки.....	75
Загальні висновки.....	77
Перелік посилання.....	79

ВСТУП

Нафтогазова галузь є однією з ключових у підтримці енергетичної незалежності та економічного розвитку країни. З початком освоєння родовищ нафти і газу, з кожним роком зростає потреба в ефективних технологіях видобутку, особливо на пізніх стадіях розробки, коли продуктивність свердловин суттєво знижується через природні та техногенні фактори. У цьому контексті актуальною є задача модернізації обладнання та автоматизації процесів регулювання продуктивності нафтових свердловин.

Метою даного дипломного проекту є розробка електромеханічного обладнання та системи автоматизації процесу регулювання продуктивності нафтових свердловин з використанням струминного апарату з реверсуванням потоку. Такий підхід забезпечує не тільки підвищення ефективності роботи свердловин, але й скорочення простоїв, зменшення потреби у дорогоцінному ремонті та оптимізація витрат на хімічні реагенти.

Об'єктом дослідження є Артюхівське нафтогазоконденсатне родовище, розташоване на території Сумської області. Родовище перебуває на пізній стадії розробки, що характеризується зменшенням пластового тиску, зростанням обсягу попутної води та забрудненням привибійної зони. Ці фактори вимагають застосування сучасних методів відновлення продуктивності свердловин.

У рамках проекту проведено аналіз існуючих способів підвищення продуктивності свердловин, обґрунтовано доцільність застосування кислотної обробки та струминного апарату з реверсуванням потоку. Описано конструктивні особливості такого обладнання, розраховано параметри роботи струминного апарату, а також запропоновано систему автоматизації процесу кислотної обробки.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ						
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Корж			Вступ				Літера	Аркуш	Аркушів
Перев.										8	80
Реценз.									КПІ, ІЕЕ		
Н. Контр.											
Затв.		Лістовошик									

Система автоматизації передбачає використання сучасних датчиків, контролерів та програмного забезпечення для точного дозування реагентів, контролю параметрів процесу та оперативного регулювання режимів обробки. Крім того, розроблено комп'ютерну програму на мові Python, яка забезпечує візуалізацію параметрів, аналіз змін у часі та зберігання даних для подальшого використання. Проект охоплює також питання електропостачання підприємства, включаючи розрахунок електричних навантажень, вибір трансформаторів, розрахунок мереж та перевірку струмів короткого замикання. Особлива увага приділена питанням електробезпеки, охорони праці та екологічної безпеки.

Результати досліджень можуть бути використані на практиці для підвищення ефективності експлуатації нафтових свердловин, особливо на пізніх стадіях розробки родовищ, а також для удосконалення систем автоматизації та електромеханічного обладнання нафтогазового комплексу.

Мета роботи: розробити систему автоматизації процесу кислотної обробки свердловин за технологічних умов Артюхівського нафтогазоконденсатного родовища

Завдання

Проаналізувати виробничі умови та технічні характеристики Артюхівського нафтогазоконденсатного родовища та обґрунтувати використання струминного апарата при кислотній обробці свердловини.

Розробити проект електропостачання нафтородовища та визначити його характеристики.

Розробити системи автоматизації процесу кислотної обробки свердловин та програму управління системою автоматизації процесу кислотної обробки свердловини.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						9
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

1. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Основна інформація про родовище

Артюхівське нафтогазоконденсатне родовище розміщене на території Роменського району Сумської області, на відстані приблизно 16 км. від міста Ромни. Геологічно воно належить до північно-західної частини приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини і є частиною Артюхівсько-Анастасіївського структурного валу.

Найближчі населені пункти, це села: Артюхівка, Ярмолинці, Малі Бубни. Транспортне сполучення з ними забезпечується ґрунтовими і ґрейдерними дорогами. Найближче місто, це Ромни, через яке проходить залізниця від Бахмача до Ромодану, яке розташоване в 15 км. на північному сході від даного родовища. Газозбірний пункт розташований за 13 км. на Великобубновому родовищі. Крім того, у 6 км. від ділянки проходить газопровід Велика Бубна - Глинськ з робочим тиском 65 кгс /см².

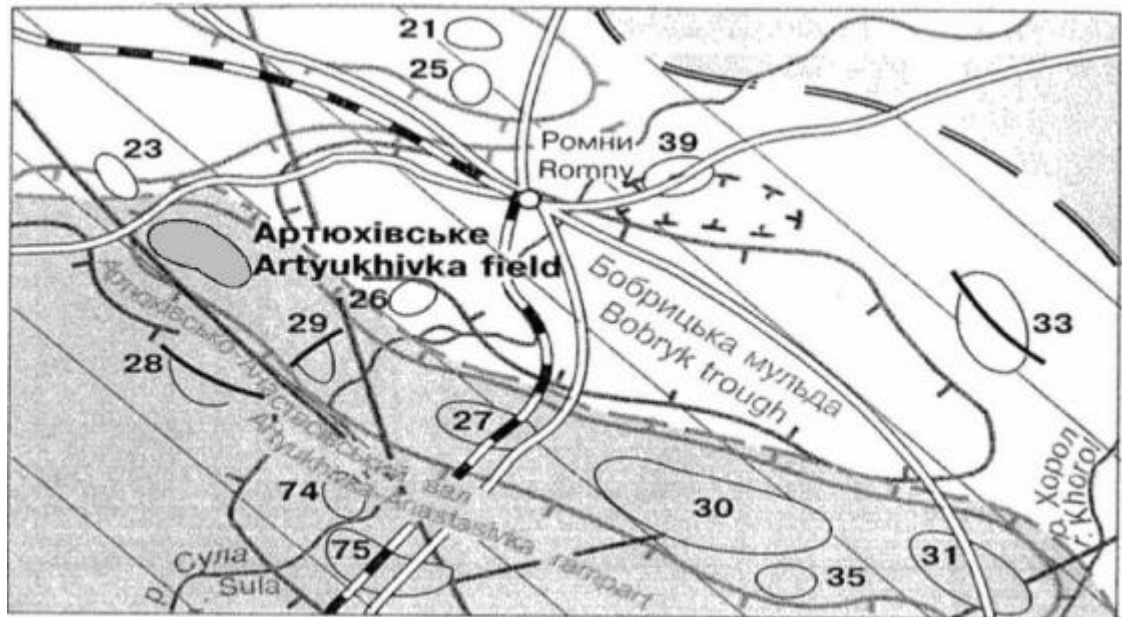


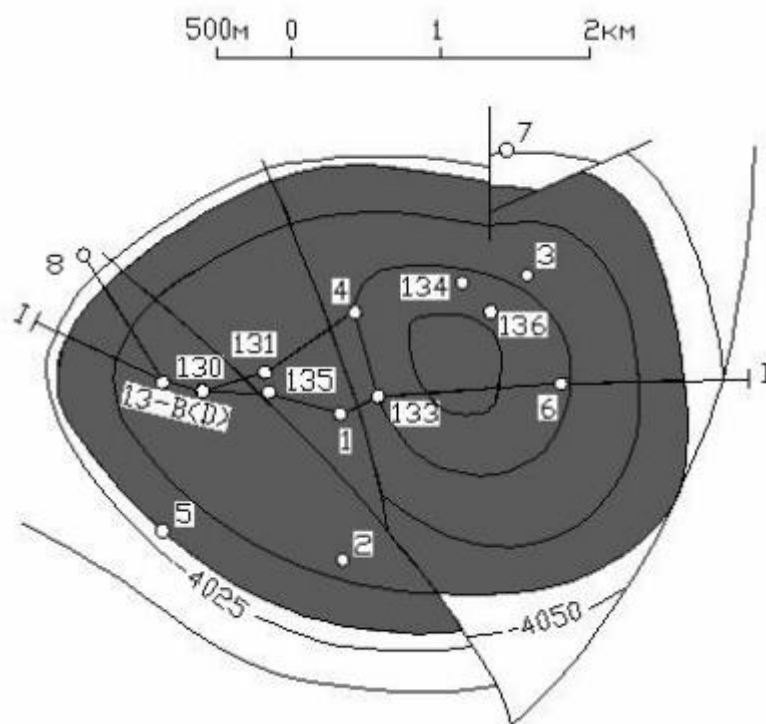
Рисунок 1.1 — Артюхівське нафтогазоконденсатне родовище

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ		
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Корж				Технологічна частина		
Перев.							
Реценз.							
Н. Контр.							
Затв.	Лістовищик						
					Літера	Аркуш	Аркушів
						10	80
					КПІ, ІЕЕ		

Підготовчі геофізичні роботи на території родовища проводилися у 1966-1967 роках, орієнтуючись на сейсмічні горизонти юрського, пермського та башкирського періодів. Перші пошуково-розвідувальні свердловини були пробурені вже у 1968 році. Перші пошуково – розвідувальні свердловини були пробурені вже у 1968 році. Того ж року при випробуваннях свердловини №1 з інтервалу 4230-4256 м у горизонті В-26 було зафіксовано приплив газу об'ємом 636 тис. м³/добу через штуцер діаметром 22 мм. У 1977 році родовище було офіційно внесено до державного балансу.

У процесі досліджень було пробурено 14 свердловин, які розкрили осадові відклади від четвертинного до верхньодевонського періоду. За структурою побудовою горизонт В-20 (верхньовізейський під'ярус) є брахіантикліаллю субширотного простягання з поперечним розривом. За ізогіпсою -3950 м її протяжність становить 4.2 х 2 км, а амплітуда – 55 м.

Найбільш продуктивними виявились пласти В-18, В-19, В-19а, В-20 та В-26. Колекторами тут є алевроліти та пісчаники різнозернистої структури, із добре вираженими літологічними межами та тектонічним екрануванням.



З 1976 року на родовищі розпочалася дослідно-промислова експлуатація шару В-18 з використанням водонапірного режиму. Пікові показники видобутку нафти у 1980-1982 роках сягали 6% від початкових запасів, а середній річний темп видобутку був на рівні 5%. При цьому пластовий тиск зменшився на 20%, коефіцієнт нафтовіддачі склав 0.32, а рівень вироблення 64%.

Видобування газоконденсату розпочалося в 1975 році. У 1982 році досягнуто максимуму з видобутку газу – 387,5 млн м³, а у 19880 – конденсату (201.8 тис. тонн). Поточний коефіцієнт вилучення конденсату становить 0.16, а рівень вироблення запасів газу – близько 30%. На початковому етапі експлуатації вміст конденсату в газі перевищував 1100 г/м³ а до 1994 року він знизився до 505 г/м³, що вказує на втрати через конденсацію рідкої фази у пласті.

Режим розробки газоконденсатних покладів – газовий із впливом водонапірного. Загалом було пробурено 23 експлуатаційні свердловини, з яких станом на 1 січня 1994 залишалось в роботі лише 7 одиниць.

1.2 Властивості нафти та газу

Конденсати, отримані з Артюхівського родовища, мають жовтувато-зелений або коричневий відтінок і густину в межах 0,79–0,80 г/см³. Температура початку кипіння варіюється від 35 до 45 С. За складом вуглеводнів ці конденсати належать до метано-нафто-ароматичного типу.

Газ, що відокремлюється після проходження через сепаратори, на 90–95% складається з метану, а частка середніх вуглеводнів (етан, пропан, бутан) становить від 15 до 22%. Конденсат, виділений під тиском 39–43,5 кгс/см² у сепараторі, містить від 95 до 130 м³ розчиненого газу з високим вмістом середніх вуглеводнів.

Нафта, добута з горизонту В-18, має густину 0,85 г/см³ і містить 1,4% сілікагельових смол та 5,35% парафінів. До температури 300 С випаровується близько 54% її об'єму, а в'язкість при 20 С становить 8,5 сСт.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						12
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

У пластових умовах нафта є однорідною рідиною, яка складається з вуглеводнів з різною молекулярною масою. При підйомі на поверхню тиск і температура знижуються, внаслідок чого частина розчинених компонентів (наприклад, азот, сірководень та вуглекислий газ) переходить у газову фазу.

Точка переходу визначається температурою і тиском насичення нафти газом.

Детальні фізико-хімічні характеристики пластової нафти, дегазованої нафти, газу і конденсату наведено у відповідних таблицях (1.1–1.4). Вони містять ключові параметри, що характеризують якість і склад вуглеводневої сировини.

1.3 Методи буріння та експлуатації свердловин

На Артюхівському родовищі існує можливість поєднувати геологорозвідувальні роботи з промисловим освоєнням. Тут допускається дослідне використання розвідувальних свердловин, а також залучення видобувних свердловин для уточнення структури пласта. Буріння виконується роторним способом з поверхні, використовуючи бурові установки, що забезпечують обертання бурового інструменту — долота — через бурильну колону, яка містить елементи для калібрування, розширення та інших технологічних операцій.

Передача енергії до долота здійснюється від електричного або дизельного двигуна через буровий стіл, квадратну трубу та бурильні труби. Паралельно з бурінням у свердловину подається промивальна рідина під тиском, яка охолоджує долото, руйнує гірську породу та виносить її на поверхню.

Оскільки геологічна структура родовища ускладнена тектонічними розривами, додатково застосовується метод електробуріння. У цьому випадку обертання долота забезпечується безпосередньо електродвигуном, розміщеним у свердловині, що виключає необхідність обертання всієї бурильної колони. Проте система подачі промивальної рідини залишається такою ж, як і при роторному бурінні.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						13
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

На початку експлуатації завдяки високому пластовому тиску свердловини працювали у фонтанному режимі — нафта самостійно надходила на поверхню під дією внутрішнього тиску та розчинених газів. Проте з часом тиск зменшився, що унеможливило фонтанування, хоча поклади залишались значними. У таких випадках перехід на механізовану експлуатацію відбувається шляхом застосування занурюваних відцентрових насосів з кабельним електроживленням.

Для підвищення нафтовилучення вдаються до заходів зі збереження або підвищення пластового тиску. Найбільш поширеним методом є закачування води (заводнення), рідше — теплових агентів, як-от гарячої води чи пари. Оскільки у природі нафта зазвичай зустрічається у суміші з газом і пластовою водою, а остання має більшу густину, вона розміщується у нижній частині пастки. Цей факт використовується для витіснення нафти водою шляхом її подачі під нафтовий пласт, нижче рівня ВНК.

Такий метод сприяє спрямованому переміщенню нафти до насосного обладнання, встановленого у свердловині, й дозволяє ефективно продовжити експлуатацію родовища.

1.4 Обчислення нафтових запасів Артюхівського родовища

Оцінка кількості нафти, що міститься у колекторних породах і може бути видобута, здійснюється за допомогою об'ємного методу. Для цього застосовується формула:

$$Q_n = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_n \cdot \eta_n \cdot \theta \cdot \rho,$$

де:

Q_n — обсяг видобувних запасів нафти, тис. т;

F — площа нафтоносної ділянки, тис. м²;

h — середня ефективна товщина нафтонасиченого шару, м;

m — середнє значення відкритої пористості, частка;

β_n — коефіцієнт насичення нафтою, частка;

η_n — коефіцієнт нафтовіддачі, частка;

θ — перерахунковий коефіцієнт, частка;

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						14
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

ρ – середня густина нафти після дегазації, т/м³.

Площа нафтоносного покладу визначається за допомогою планіметрії на геологічних картах, де нанесено межі продуктивних пластів, контури нафтоносності та розташування свердловин. Встановлено, що ця площа становить 5993000 м².

Для обчислення приймаємо такі середні значення:

товщина нафтонасиченого пласта: 21.3 м;

коефіцієнт відкритої пористості: 0.15;

нафтонасиченість: 0.9;

коефіцієнт нафтовіддачі: 0.35;

перерахунковий коефіцієнт: 0.25;

густина дегазованої нафти: 0.84 т/м³.

Підставивши ці значення у формулу, отримуємо:

$$Q_n = 5993000 \cdot 21.3 \cdot 0.15 \cdot 0.9 \cdot 0.35 \cdot 0.25 \cdot 0.84 \approx 1294000 \text{ т}$$

Отже, розрахункові видобувні запаси нафти для Артюхівського родовища становлять приблизно 1.29 млн тонн.

1.5 Обладнання, що використовується під час капітального ремонту свердловин

Під час проведення капітального ремонту на свердловинах Артюхівського родовища застосовується ряд спеціалізованого обладнання, серед якого: агрегат А-50М, насосна установка ЦА-320, електровідцентрові насоси серії ЕЦНМ5-30-1050, фонтанна арматура типу АФК1-65-21, а також превентори, елеватори й лубрикатори.

Підйомна установка А-50М призначена для виконання робіт з обслуговування та ремонту експлуатаційних, нагнітальних і газових свердловин. Вона здатна здійснювати спуско-підйомні операції з трубами, виконувати промивання свердловин, циркуляцію рідини, ліквідацію аварій, глушіння та ловильні роботи. Уся конструкція змонтована на базовому шасі автомобіля КрАЗ-250, а промивальний насос 9МГр встановлений окремо — на причепі.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						15
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

До основних вузлів агрегату входять: лебідка, гідравлічна система, домкрати, ротор, компресор, система управління, кабіна оператора, щогла з талевою системою та індикатор навантаження. Потужність передається через коробку відбору потужності, встановлену на роздавальній коробці автомобіля, далі через карданні вали на окремі механізми, включаючи насос, компресорну станцію та ротор.

Заглибна електровідцентрова насосна установка — це обладнання, призначене для механізованого добування рідини з свердловин. Вона складається з багаторівневого насоса, занурюваного електродвигуна з масляним заповненням, кабелю живлення, протектора і трансформатора. Довжина таких установок зазвичай сягає 25–30 метрів, а продуктивність може варіювати від 15 до 2000 м³/добу. Потужність електродвигуна — до 500 кВт, робочий тиск — до 25 МПа.

Насоси типу ЕЦНМ можуть бути як стандартного виконання, так і корозійностійкого (ЕЦНМК) — останні призначені для роботи у середовищах із підвищеним вмістом сірководню. Їх конструкція передбачає наявність секцій з направляючими апаратами, робочими колесами та захисними втулками.

Насосний агрегат УНБ-400х40 монтується на шасі КрАЗ-250 і застосовується для цементування, гідропіскоструминної перфорації, гідророзриву пласта та інших робіт із закачування рідин. Він містить силову установку, коробку передач, плунжерний насос, блок водопостачання, цементний бачок і пульт керування.

Фонтанна арматура АФК1-65-21 встановлюється на гирлі свердловини та виконує низку функцій: герметизацію простору між колоною та піднімальними трубами, утримання тиску, регулювання потоку, підвіску глибинного обладнання тощо. Вона включає трубну головку, перехідні котушки, хрестовини, трійники, засувки, штуцери та буферні елементи.

Перед монтажем арматуру обов'язково перевіряють на герметичність і випробовують на тиск згідно з паспортними даними. Після встановлення —

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						16
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

опресовують на максимальний робочий тиск експлуатаційної колони. Під усіма трубопроводами встановлюють опори, що запобігають вібраціям і падінням під час ремонтних робіт.

1.7 Розрахунок кислотної обробки речовини

Вихідні умови: глибина свердловини $H=4200$ м; розкрита товщина карбонатного колектора $k=30$ м; діаметр свердловини по долоту $D=0,220$ м; пластовий тиск 41 МПа; пластова температура 105°C ; коефіцієнт проникності $0,2 \cdot 10^{-12}$ м²; коефіцієнт продуктивності $K=15$ м³/(доба·МПа); внутрішній діаметр насосно-компресорних труб $d=0,062$ м.

На першому етапі обробляється добре проникний карбонатний пласт, використовуючи 15%-ний водний розчин соляної кислоти. Об'єм розчину визначають із розрахунку 1 м³ на кожен метр товщини оброблюваного інтервалу. Щільність кислоти при 105°C становить 1074 кг/м³.

Через наявність поблизу водоносного горизонту, нижні 10 м пласта не підлягають обробці, щоб запобігти проникненню кислоти у водонасичену частину.

Необхідний об'єм розчину:

$$W_p = 1(30 - 10) = 20 \text{ м}^3$$

Щоб визначити об'єм товарної кислоти, користуються спрощеною формулою, враховуючи зв'язок між концентрацією та щільністю:

$$W_k = W_p x_p (5,09 x_p + 999) / [x_k (5,09 x_k + 999)],$$

де x_k , x_p об'ємні частки товарної кислоти, кислотного розчину в %.

При об'ємній частці товарної кислоти $27,5$ % знайдемо її об'єм:

$$W_k = 20 \cdot 15(5,09 \cdot 15 + 999) / [27,5(5,09 \cdot 27,5 + 999)] = 10,3 \text{ м}^3.$$

Як речовину, що сповільнює реакцію та стабілізує окисні сполуки заліза, застосовуємо оцтову кислоту, об'єм якої розраховується за відповідною формулою:

$$W_{\text{оц}} = b_{\text{оц}} W_p / c_{\text{оц}} = 3 \cdot 20 / 80 = 0,75 \text{ м}^3,$$

де $b_{\text{оц}}$ - норма добавки 100%-ної оцтової кислоти, $b_{\text{оц}} = 3 \%$; $c_{\text{оц}}$ - об'ємна частка товарної оцтової кислоти, вона дорівнює 80 %.

В якості інгібітора корозії обраний реагент В-2, об'єм якого:

$$W_i = b_i W_p / c_i = 0,2 \cdot 20 / 100 = 0,04 \text{ м}^3.$$

Кількість інтенсифікатора (приймаємо Марвелан -К (О)):

$$W_{\text{інт}} = b_{\text{інт}} W_p / 100 = 0,3 \cdot 20 / 100 = 0,06 \text{ м}^3$$

де $b_{\text{інт}}$ — це витрата інтенсифікатора, яка становить 0,3 %. У разі застосування технічної соляної кислоти в ній може міститися до 0,4 % сірчаної кислоти. Для її нейтралізації додають хлористий барій, кількість якого обчислюють за допомогою наступної формули:

$$G_{\text{хб}} = 21,3 W_p (a x_p / x_k - 0,02) = 21,3 \cdot 20 (0,4 \cdot 15 / 27,5 - 0,02) = 84,4 \text{ кг.}$$

де 21,3 — маса хлористого барію у кілограмах, потрібна для нейтралізації 10 кг сірчаної кислоти; x_p / x_k — об'ємна частка сірчаної кислоти в готовому розчині; a — об'ємна частка сірчаної кислоти в технічній соляній кислоті, %; 0,02 — допустимий рівень об'ємної частки сірчаної кислоти в розчині, за якого після взаємодії з карбонатними породами не утворюється осад солей, %.

При щільності хлористого барію 4000 кг/м³ його об'єм з визначають за такою формулою:

$$W_{\text{хб}} = G_{\text{хб}} / 4000 = 0,021 \text{ м}^3.$$

Розраховуємо об'єм води потрібний для приготування кислотного розчину:

$$W_{\text{в}} = W_p - W_k - \sum W_{\text{реаг}} = 20 - 10,3 - 0,75 - 0,04 - 0,06 - 0,021 = 8,829 \text{ м}^3.$$

Порядок приготування кислотного розчину:

У мірник насосного агрегату наливають 8,829 м³ води. Потім по черзі додають:

– 0,04 м³ інгібітора В-2;

– 0,75 м³ оцтової кислоти;

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						18
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

– 10,3 м³ товарної соляної кислоти.

Отриманий розчин ретельно перемішують та вимірюють його густину за допомогою ареометра.

За правильно підібраних пропорцій густина розчину має відповідати заданій концентрації при температурі вимірювання. Точне значення густини можна визначити за довідниковими таблицями або розрахувати за відповідною формулою для умов конкретної задачі:

$$\begin{aligned}\rho_p &= 999/2 + \sqrt{(999/2)^2 + \rho_{25}(\rho_{25} - 999)W_k/W_p} = \\ &= 999/2 + \sqrt{(999/2)^2 + 1134(1134 - 999)8,75/17} \\ &= 1072 \text{ кг/м}^3.\end{aligned}$$

Якщо виміряна густина розчину виявиться вищою за розраховану, в нього додають воду для розведення. Якщо густина нижча — додають додаткову кількість товарної кислоти. Однак на практиці корекція зазвичай не є необхідною, якщо при розрахунках і дозуванні компонентів не було допущено суттєвих помилок. Похибки, що виникають під час обчислень, зазвичай менші за можливі неточності вимірювання густини ареометром.

Після цього у розчин додають 84,4 кг хлористого барію, ретельно перемішують. Через 5 хвилин після цього вводять 51 л інтенсифікатора Марвелан-К (О), знову розчин добре перемішують і залишають на 2–3 години для повного освітлення. Після закінчення цього часу підготований розчин перекачують у цистерну СИН-32-100 та інші передбачені ємності.

ВИСНОВКИ

У цьому розділі надано комплексний опис Артюхівського нафтогазоконденсатного родовища, проаналізовано його географічне та геологічне положення, а також структурні особливості. Встановлено, що родовище розташоване в межах Дніпровсько-Донецької западини і характеризується сприятливою тектонічною будовою, зокрема наявністю брахіантикліналі, що сприяє ефективному видобуванню корисних копалин.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		19

Продуктивними виявилися горизонти В-18, В-19, В-20, В-26, колекторами яких є пісчаники та алевроліти з чітко вираженими літологічними межами.

Вивчено фізико-хімічні властивості видобуваних флюїдів: нафти, газу та конденсату. Конденсат має метано-нафто-ароматичний склад і високий вихід легких фракцій, а нафта — середню в'язкість і добру газонасиченість, що забезпечує її ефективне видобування на початкових етапах. Газова складова представлена переважно метаном з вмістом важших вуглеводнів, що дозволяє класифікувати його як висококалорійне паливо.

Описано технології буріння та експлуатації свердловин. На початкових етапах розробки застосовувався фонтанний метод, однак через природне зниження пластового тиску перейшли на механізовану експлуатацію із використанням заглиблених електровідцентрових насосів. Також наведено способи підвищення нафтовіддачі, зокрема заводнення, що дозволяє зберігати ефективність видобутку.

Розраховано обсяги нафтових запасів об'ємним методом. За результатами розрахунків загальні видобувні запаси нафти оцінено у 1,29 млн тонн, що підтверджує комерційну привабливість родовища.

Наведено основні види обладнання, необхідного для проведення капітального ремонту свердловин. Зазначено, що використання агрегатів типу А-50М, насосних установок ЦА-320, електровідцентрових насосів та фонтанної арматури забезпечує високу якість і безпеку ремонтних робіт.

Крім того, детально розглянуто процес підготовки кислотного розчину для обробки пласта, включаючи дозування компонентів, послідовність замішування, контроль якості та корекцію складу. Проведені розрахунки дозволяють оптимізувати технологічний процес і забезпечити високу ефективність кислотної обробки карбонатних порід.

2. Електропостачання.

2.1 Характеристика умов проектування та розподілу електроенергії на підприємстві.

Артюхівське нафтове родовище належить до числа найбільших родовищ країни. Воно розташоване на сході Придніпровської западини, територія України [1]. Електропостачання родовища здійснюється через повітряну лінію передач 35 кВ від підстанції «Охтирка». Розподіл електроенергії здійснюється за допомогою повітряних ліній напругою 6 кВ та кабельних ліній — для споживачів низької напруги 0.4 кВ.

Споживачами електроенергії є такі об'єкти: ПОЗ, ЦДНГ, ПГРС, КНС, ДГС і збірка ПЕД-63 у кількості 17 одиниць. Оскільки більшість споживачів відноситься до першої та другої категорій надійності, їх електроживлення забезпечується двома незалежними джерелами живлення.

Таблиця 2.1 — Вихідні дані Артюхівського нафтогазоконденсатного родовища.

	Споживач електроенергії	Потужність, кВт	Кількість	Р, кВт	K_n	$\cos\varphi$
1.ПОЗ-3						
1.1	Інгібіторне господарство	10.9	1	10.9	0.8	0.8
1.2	Компресорна	19.5	2	39	0.8	0.8
1.3	Котельня	23.5	2	47	0.82	0.8
1.4	АГРС	3.8	2	7.6	0.9	0.9
1.5	Електрозасувка	5.1	2	10.2	0.2	0.6
Сумарні дані:		38.1		76.2		
2.ЦДНГ						
2.1	Інженерно-лабораторний к.	34.5	2	79	0.8	0.8
2.2	Насосна	18.5	2	37	0.8	0.7
2.3	Пожежне депо	6	2	12	1	1
2.4	Вузол зв'язку	10	2	20	0.8	0.8
Сумарні дані:		57.6		115.2		

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ					
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Електропостачання					
Розроб.	Корж									
Перев.										
Реценз.										
Н. Контр.										
Затв.	Лістовошик				Літера Аркуш Аркуші 21 80 КПІ, ІЕЕ					

Продовження таблиці 2.1

	Споживач електроенергії	Потужність, кВт	Кількість	P, кВт	K_n	$\cos\phi$
3.ПГРС						
3.1	Інгібіторне господарство	17	2	34	0.8	0.7
3.2	Котельня	12	2	24	0.8	0.8
3.3	УППГ	18.5	2	37	0.8	0.7
Сумарні дані:		38		95		
4.КНС						
4.1	Відцентровий насос	250	3	750	0.8	0.8
5.ДГС						
5.1	Протипожежна	75	2	150	0.8	0.8
5.2	Котельня	10.8	2	21.6	0.8	0.7
5.3	Артсвердловина	2.8	2	5.6	0.8	0.8
5.4	Система автоматизації	1.5	2	3	0.8	0.75
Сумарні дані:		72.38		144.76		
6.1	Насос	315	2	630	0.8	0.75
7.1	ПЄД65-117	65	17	1105	0.5	0.84

2.2 Розрахунок електричного освітлення

2.2.1 Метод коефіцієнту використання світлового потоку.

Якісне освітлення на підприємствах має велике значення для забезпечення комфортних та безпечних умов праці, сприяє зростанню продуктивності і зменшенню кількості виробничих травм. Разом з економічною ефективністю, важливими завданнями при проектуванні освітлення є: досягнення необхідного рівня освітленості згідно з встановленими нормами, запобігання надмірному осліпленню від джерел світла, усунення сильних коливань світлового потоку та чітких тіней, забезпечення правильного передавання кольорів об'єктів, а також використання мінімальної кількості освітлювальних приладів. Крім того,

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						22
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

важливо, щоб обладнання було простим у використанні, компактним, надійним і при потребі – пересувним.

Освітлення територій та внутрішніх приміщень промислових об'єктів організовується відповідно до чинних галузевих стандартів. Для забезпечення оптимальної освітленості застосовується система загального освітлення, а в разі потреби – додаткове місцеве.

Розрахунок штучного освітлення методом світлового потоку

Для проведення розрахунку методом коефіцієнта використання світлового потоку враховуються параметри приміщення ремонтно-механічного цеху, а саме: площа 15×6 м. Виходячи з рекомендацій щодо проектування освітлення, прийнято висоту підвісу світильника $h = 2$ м. Нормативна освітленість – 10 лк. Стеля має світлу поверхню, стіни – сірого кольору.

Цей метод враховує не лише пряме світло, що надходить на робочу зону безпосередньо від світильника, але й відбите світло, яке потрапляє на поверхню від стін і стелі. Для цього вводиться коефіцієнт використання освітлювальної установки, який залежить від кольору внутрішніх поверхонь, а також від габаритів самого приміщення.

Приймаємо тип світильника (Табл. 2.2) і знаходимо світловий потік лампи $F_{\text{л}}$.

Таблиця 2.2 — Параметри обраного світильника (одноламповий)

Тип світильника	Тип лампи	Напруга, U, В	Потужність, Р, Вт	Світловий потік, $F_{\text{л}}$, лм	Коефіцієнт потужності, $\cos \varphi$	ККД %
СПО-2-200	Г220-200	220	200	2800	1	70

Розраховуємо показник приміщення:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{15 \cdot 6}{2 \cdot (15 + 6)} = 2.14 \text{ (м)}$$

де A і B - довжина та ширина освітлюваного приміщення, м; h - висота підвісу світильника над робочою поверхнею, м.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						23
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Розраховуємо площу приміщення, як прямокутну форму:

$$S = A \cdot B = 15 \cdot 6 = 90 \text{ м}^2;$$

Мінімальна освітленість по нормах приймається в залежності від умов проектування. Для приміщення заданого типу:

$$E_{\min} = E_n = 10 \text{ лк};$$

Коефіцієнт використання при індексі приміщення $i = 2.14$ (округлюємо до меншого значення 2) для **світлого** кольору стелі та **сірого** кольору стін визначаємо з довідкової літератури:

$$K_B = 0.45;$$

Розраховуємо загальний світловий потік, потрібний для забезпечення необхідної освітленості;

$$F_1 = \frac{K_3 \cdot E_{\min} \cdot S \cdot z}{K_B} = \frac{1.4 \cdot 10 \cdot 90 \cdot 1.35}{0.45} = 3780 \text{ лк}$$

де K_3 - коефіцієнт запасу, який враховує старіння ламп та заповищеність їхніх ковпаків, $K_3 = 1,3 \dots 1,5$ для ламп розжарювання, $K_3 = 1,5 \dots 2,0$ для люмінесцентних ламп (приймаємо 1.4); z - коефіцієнт нерівномірності освітлення (приймаємо 1,35).

Обчислюємо потрібну кількість ламп:

$$N = \frac{F}{F_{\text{л}}} = \frac{3780}{2800} = 1.35 ;$$

Приймаємо $N = 2$ шт.

Визначаємо необхідну потужність для освітлення:

$$P_{\text{л}} = N \cdot P_{\text{св}} = 2 \cdot 200 = 400 \text{ Вт}$$

де $N = 2$ – кількість світильників у групі.

$P_{\text{л}} = 200$ – потужність лампи обраного світильника, Вт.

Отже, загальна кількість обраних світильників, необхідних для освітлення КНС площею 90 м^2 , становить 2 штуки.

2.2.2 Прожекторне освітлення

Визначаємо світловий потік, необхідний для створення на площі необхідної освітленості E_n :

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot Z \cdot k_3 \cdot k_{\text{ВТ}} = 10 \cdot 400 \cdot 2 \cdot 1.4 \cdot 1,3 = 14560$$

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						24
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

де $k_3 = 1.4$ – коефіцієнт запасу, $k_{вт} = 1.3$ – коефіцієнт, що враховує втрати світла в залежності від конфігурації освітлюваної площі, $Z = 2$ – коефіцієнт нерівномірності освітлення, $E_n = 10$ лк.

При розрахунку освітлення майданчику освітлювану територію можна представити у вигляді прямокутника площею $S = A \cdot B$, м², де A та B – довжина та ширина майданчика .

$S = 20 \cdot 20 = 400$ м². – площа.

Таблиця 2.3 — Обраний прожектор

Тип світильника	Тип лампи	Напруга, В	Потужність, кВт	Світловий потік, лм 10^3	Максимальна сила світла, кд, 10^3	ККД, %
ИСУ01	КГ-220-5000-1	220	2	54	1,85	65

Визначаємо число прожекторів для освітлення даної площі:

$$N_{пр} = \frac{\sum \Phi}{\Phi_{л} * \eta_{пр}} = \frac{14560}{54 * 10^3 * 0,65} = 0,415 \approx 1$$

де $\eta_{пр}$ = ККД прожектора (у відносних одиницях, а не відсотках); $\Phi_{л}$ – світловий потік лампи прожектора, лм.

Визначаємо висоту встановлення прожектора на щоглі:

За умовами обмеження осліплюючої дії висота установки прожекторів, м:

$$h \geq \sqrt{\frac{I_{max}}{300}} = \sqrt{\frac{1,85 * 10^3}{300}} = 2.48(\text{м})$$

де I_{max} - осьова сила світла прожектора.

2.3 Розрахунок електричних навантажень та вибір трансформаторів

Таблиця 2.4 — Розрахунок споживання споживачів ПОЗ-3

Вхідні дані						Результати розрахунків		
Споживач	P_n , кВт	Кількість споживачів	$\cos\varphi$	K_p	$\operatorname{tg}\varphi$	P_p , кВт	Q_n , кВАр	S_p , кВА
ПОЗ-3								
Інгібіторне господарство	10.9	1	0.8	0.8	0.75	8.72	6.54	10.9
Компресорна	19.5	2	0.8	0.8	0.75	31.2	23.4	39
Котельна	23.5	2	0.8	0.82	0.75	38.54	28.9	48.17
АГРС	3.8	2	0.9	0.9	0.48	6.84	3.28	7.59
Електро-здвижка	5.1	2	0.6	0.2	1.3	2.04	2.65	3.34
Втрати трансформатора ТМ-160/6						3.1		
Сумарні дані						87.34	64.77	108.74

Розрахунок потужностей ПОЗ-3

$$P_{pi} = K_{pi} \sum_{i=1}^n P_{ni}$$

де P_{ni} - номінальна потужність електроприймача, кВт; n - число електроприймачів у групі.

$$P_{p11} = 0.8 * 10,9 = 8.72 \text{ кВт}$$

$$P_{p12} = 0.8 * 39 = 31.2 \text{ кВт}$$

$$P_{p13} = 0.82 * 47 = 38.54 \text{ кВт}$$

$$P_{p14} = 0.9 * 7.6 = 6.84 \text{ кВт}$$

$$P_{p15} = 0.2 * 10.2 = 2.04 \text{ кВт}$$

Величина активного навантаження:

$$P_{p1} = \sum P_{pi} = 8.72 + 31.2 + 38.54 + 6.84 + 2.04 = 87.34 \text{ кВт}$$

Визначимо розрахункове реактивне навантаження Q_p для кожного електроприймача та сумарне реактивне навантаження на вузол.

$$Q_{pi} = P_{pi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{pi}$$

$$Q_{p11} = 8.72 \cdot 0.75 = 6.54 \text{ кВАр}$$

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ				Аркуш
									26
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата					

$$Q_{p12} = 31.2 \cdot 0.75 = 23.4 \text{ кВАр}$$

$$Q_{p13} = 38.54 \cdot 0.75 = 28.9 \text{ кВАр}$$

$$Q_{p14} = 6.84 \cdot 0.48 = 3.28 \text{ кВАр}$$

$$Q_{p15} = 2.04 \cdot 1.3 = 2.65 \text{ кВАр}$$

Величина реактивного навантаження:

$$Q_{p1} = \Sigma Q_{pi} = 6.54 + 23.4 + 28.9 + 3.28 + 2.65 = 64.77 \text{ кВАр}$$

Визначимо повне розрахункове навантаження S_p збірки.

$$S_{pi} = \sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}$$

$$S_{p1} = \sqrt{87.34^2 + 64.77^2} = 108.74 \text{ кВА}$$

Таблиця 2.5 — Розрахунок споживання споживачів ЦДНГ

Вхідні дані						Результати розрахунків		
Споживач	P_n , кВт	Кількість споживачів в	$\cos\varphi$	K_n	$\tg\varphi$	P_p , кВт	Q_n , кВАр	S_p , кВА
ЦДНГ								
Інженерно-лабораторний к.	34.5	2	0.8	0.8	0.75	63.2	47.4	79
Насосна	18.5	2	0.7	0.8	1	29.6	29.6	41.86
Пожежне депо	6	2	1	1	0	12	0	12
Вузол зв'язку	10	2	0.8	0.8	0.75	16	12	20
Втрати трансформатора ТМ 160/6						3.1		
Сумарні дані						120.8	89	150

Таблиця 2.6 — Розрахунок споживання споживачів ПГРС

Вхідні дані						Результати розрахунків		
Споживач	P_n , кВт	Кількість споживачів	$\cos\varphi$	K_n	$\tan\varphi$	P_p , кВт	Q_n , кВАр	S_p , кВА
ПГРС								
Інгібіторне господарство	17	2	0.7	0.8	1	27.2	27.2	38.46
Котельна	12	2	0.8	0.8	0.75	19.2	14.4	24
УППГ	18.5	2	0.7	0.8	1	29.6	29.6	41.86
Втрати трансформатора ТМ 160/6						3.1		
Сумарні дані						76	71.2	104.14

Таблиця 2.7 — Розрахунок споживання споживачів КНС

Вхідні дані						Результати розрахунків		
Споживач	P_n , кВт	Кількість споживачів	$\cos\varphi$	K_n	$\tan\varphi$	P_p , кВт	Q_n , кВАр	S_p , кВА
КНС								
Відцентровий насос	250	3	0.8	0.8	0.75	600	450	750
Втрати трансформатора ТМ 1000/6						12.2		
Сумарні дані						600	450	750

Таблиця 2.8 — Розрахунок споживання споживачів ДНС

Вхідні дані						Результати розрахунків		
Споживач	P_n , кВт	Кількість споживачів	$\cos\varphi$	K_n	$\tan\varphi$	P_p , кВт	Q_n , кВАр	S_p , кВА
ДНС								
Протипожежна	75	2	0.8	0.8	0.75	120	90	150
Котельна	10.8	2	0.7	0.8	1	17.28	17.28	24.4
Артсвердловина	2.8	2	0.8	0.8	0.75	4.48	3.36	5.6
Система автоматизації	1.5	2	0.75	0.8	0.88	2.4	2.11	3.2
Втрати трансформатора ТМ 250/6						4.2		
Сумарні дані						144.16	109.75	181.2

Таблиця 2.9 — Розрахунок збірки ПЄД-65-117

Вхідні дані						Результати розрахунків		
Споживач	P _н , кВт	Кількість споживачів	cosφ	K _п	tgφ	P _р , кВт	Q _н , кВАр	S _р , кВА
Збірка 6кВ								
ПЄД-65-117	65	17	0.84	0.5	0.65	552.5	359.13	658.96
Втрати трансформатора ТМ 1000/6						12.2		
Сумарні дані						552.5	359.13	658.96

Таблиця 2.10 — Розрахунок насоса

Вхідні дані						Результати розрахунків		
Споживач	P _н , кВт	Кількість споживачів	cosφ	K _п	tgφ	P _р , кВт	Q _н , кВАр	S _р , кВАр
Насос								
Насос	315	2	0.75	0.8	0.88	504	443.5	671.35
Сумарні дані						504	443.5	671.35

Таблиця 2.11 — Сумарне споживання підприємства

Вхідні дані						Результати розрахунків		
Споживач	P _н , кВт	Кількість споживачів	cosφ	K _п	tgφ	P _р , кВт	Q _н , кВАр	S _р , кВА
ПОЗ-3	38.1	9	0.8	0.8	0.75	87.34	64.77	108.74
ЦДНГ	57.6	8	0.8	0.8	0.75	120.8	89	150
ПГРС	38	6	0.8	0.7	1	76	71.2	104.14
КНС	250	3	0.8	0.8	0.75	600	450	750
ДНС	75.38	8	0.8	0.8	0.75	144.16	109.75	181.2
Збірка ПЄД-65-117	380	19	0.75	0.8	0.88	552.5	359.13	658.96
Насос	315	2	0.75	0.8	0.88	504	443.5	671.35
Сумарні дані						2084.8	1587.4	2624.4

Розрахунок суми потужностей підприємства:

$$P_{sum} = 87.34 + 120.8 + 76 + 600 + 144.16 + 552.5 + 504 = 2084.8 \text{ кВт}$$

$$Q_{sum} = 64.77 + 89 + 71.2 + 450 + 109.75 + 359.13 + 443.5 = 1587.4 \text{ кВАр}$$

$$S_{sum} = 108.74 + 150 + 104.1 + 750 + 181.2 + 658.96 + 671.4 = 2624.4 \text{ кВА}$$

Таблиця 2.12 — Вибір трансформатора ГПП

Назва збірки	Потужність збірки, кВА	Обраний трансформатор
Споживачі підприємства	2624.4	ТМН-4000/35

2.4 Розрахунок електричних мереж підприємства та вибір типу

При виборі перерізів провідників для ліній напругою 6 кВ проводяться перевірки за кількома основними критеріями: допустимий нагрів провідників, економічна густина струму, механічна міцність, а також перевірка на допустимі втрати напруги [2].

Таблиця 2.13 — Вхідні дані для розрахунку електричних мереж підприємства

Споживач	Довжина лінії, м	№ лінії	Тип лінії	Р _р , кВт	ККД	cosφ	Розрахунковий робочий струм лінії I _р , А
ПОЗ	1700	L1	АС	87.34	0.95	0.8	11
ЦДНГ	1300	L2	АС	120.8	0.95	0.8	15.3
ПГРС	4000	L3	АС	76	0.95	0.8	12
КНС	1700	L4	АС	600	0.95	0.8	75.97
ДГС	450	L5	АС	144.16	0.95	0.8	18.25
ПЄД	1000	L6	АС	552.5	0.95	0.84	69.95

Перевірка провідників на нагрів полягає у порівнянні розрахункового струму I_р з максимально допустимими тривалими струмами навантаження, які вказані в таблицях ПУЕ для стандартних перетинів проводів.

$$I_p \leq I_{доп}$$

Визначимо розрахункові струми в лініях L1-L6 за формулою:

$$I_{Pi} = \frac{P_{Pi}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}} * \eta_{\text{H}} * \cos\varphi_{\text{H}}}$$

$$I_{P1} = \frac{P_{P1}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ1}} * \eta_1 * \cos\varphi_1} = \frac{87.34}{\sqrt{3} * 6 * 0.95 * 0.8} = 11 \text{ A}$$

$$I_{P2} = \frac{P_{P2}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ2}} * \eta_2 * \cos\varphi_2} = \frac{120.8}{\sqrt{3} * 6 * 0.95 * 0.8} = 15,3 \text{ A}$$

$$I_{P3} = \frac{P_{P3}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ3}} * \eta_3 * \cos\varphi_3} = \frac{95}{\sqrt{3} * 6 * 0.95 * 0.8} = 12 \text{ A}$$

$$I_{P4} = \frac{P_{P4}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ4}} * \eta_4 * \cos\varphi_4} = \frac{600}{\sqrt{3} * 6 * 0.95 * 0.8} = 75,97 \text{ A}$$

$$I_{P5} = \frac{P_5}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ5}} * \eta_5 * \cos\varphi_5} = \frac{144.16}{\sqrt{3} * 6 * 0.95 * 0.8} = 18,25 \text{ A}$$

$$I_{P6} = \frac{P_{P6}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ6}} * \eta_6 * \cos\varphi_6} = \frac{552.5}{\sqrt{3} * 6 * 0.95 * 0.84} = 69,95 \text{ A}$$

2.4.1 Перевірка за економічною густиною струму

Економічний перетин провідників знаходять з виразу:

$$S_e = \frac{I_p}{J_e}$$

де J_e - економічна щільність струму, А/мм².

Так як матеріал проводу – алюміній, а $T_M = 7000$ г/рік, то $J_{e1-6} = 1$ (А/мм²).

$$S_{e1} = \frac{I_{p1}}{J_{e1}} = \frac{11}{1} = 11 \text{ мм}^2$$

$$S_{e2} = \frac{I_{p2}}{J_{e2}} = \frac{15.3}{1} = 15.3 \text{ мм}^2$$

$$S_{e3} = \frac{I_{p3}}{J_{e3}} = \frac{12}{1} = 12 \text{ мм}^2$$

$$S_{e4} = \frac{I_{p4}}{J_{e4}} = \frac{75.97}{1} = 75.97 \text{ мм}^2$$

$$S_{e5} = \frac{I_{p5}}{J_{e5}} = \frac{18.25}{1} = 18,25 \text{ мм}^2$$

$$S_{e6} = \frac{I_{p6}}{J_{e6}} = \frac{69.95}{1} = 69.95 \text{ мм}^2$$

3.3. Розрахунок втрат напруги в трансформаторі

Для високовольтних електроприймачів (понад 1 кВ) – у відсотках:

Для кабельних мереж допустимі втрати напруги 6...35 кВ - 5% в нормальному і 10% в після-аварійному режимах;

При відомій передаваній потужності ЛЕП:

$$\Delta Q_{\%} = \frac{(PR + QX)}{10 * Q_H^2}$$

Де R, X - активний та індуктивний опори проводу чи жил кабелю, Ом; P, Q - активне і реактивне навантаження мережі відповідно, кВт, квар.

$$R_1 = r_{01} * L1 = \frac{1000}{32 * 35} * 1.7 = 1,5 \text{ Ом}$$

$$R_2 = r_{02} * L2 = \frac{1000}{32 * 35} * 1.3 = 1,16 \text{ Ом}$$

$$R_3 = r_{03} * L3 = \frac{1000}{32 * 35} * 4 = 3,57 \text{ Ом}$$

$$R_4 = r_{04} * L4 = \frac{1000}{32 * 70} * 1.7 = 0,76 \text{ Ом}$$

$$R_5 = r_{05} * L5 = \frac{1000}{32 * 35} * 0.45 = 0.5 \text{ Ом}$$

$$R_6 = r_{06} * L6 = \frac{1000}{32 * 70} * 1 = 0,45 \text{ Ом}$$

Де, r_{0n} – активний опір лінії, $r_0 = \frac{1000}{\gamma S}$, $\gamma = 32 \text{ м}/(\text{Ом} * \text{мм}^2)$ - питомий опір для алюмінію, S - переріз кабелю.

$$X_1 = x_{01} * L1 = 0.4 * 1.7 = 0.68 \text{ Ом}$$

$$X_2 = x_{02} * L2 = 0.4 * 1.3 = 0.52 \text{ Ом}$$

$$X_3 = x_{03} * L3 = 0.4 * 4 = 1.6 \text{ Ом}$$

$$X_4 = x_{04} * L4 = 0.4 * 1.7 = 0.68 \text{ Ом}$$

$$X_5 = x_{05} * L5 = 0.4 * 0.45 = 0.18 \text{ Ом}$$

$$X_6 = x_{06} * L6 = 0.4 * 1 = 0.4 \text{ Ом}$$

$x_0 = 0.4 \text{ Ом/км}$ – реактивний опір.

$$\Delta Q_{\%1} = \frac{(P1 * R1 + Q1 * X1)}{10 * Q_H^2} = \frac{(87.34 * 1.5 + 64.77 * 0,68)}{10 * 6^2} = 0.49\%$$

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						32
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta Q_{л\%2} = \frac{(P2 * R2 + Q2 * X2)}{10 * Q_H^2} = \frac{(120.8 * 1.16 + 89 * 0.52)}{10 * 6^2} = 0,52\%$$

$$\Delta Q_{л\%3} = \frac{(P3 * R3 + Q3 * X3)}{10 * Q_H^2} = \frac{(76 * 3.57 + 71.2 * 1,6)}{10 * 6^2} = 1.07\%$$

$$\Delta Q_{л\%4} = \frac{(P4 * R4 + Q4 * X4)}{10 * Q_H^2} = \frac{(600 * 0.76 + 450 * 0.68)}{10 * 6^2} = 2,12\%$$

$$\Delta Q_{л\%5} = \frac{(P5 * R5 + Q5 * X5)}{10 * Q_H^2} = \frac{(144.16 * 0.5 + 109.75 * 0.18)}{10 * 6^2} = 0.26\%$$

$$\Delta Q_{л\%6} = \frac{(P6 * R6 + Q6 * X6)}{10 * Q_H^2} = \frac{(552.5 * 0.45 + 359.13 * 0.4)}{10 * 6^2} = 1.09\%$$

Таблиця 2.14 — Вибір та перевірка перерізів електричних мереж підприємства

№ лінії	Розрахунковий робочий струм лінії І _р , А	За нагрівом		За економічною густиною		За втратами напруги	Остаточна обрана марка та переріз лінії
		І _{доп} , А	С _{нагр} , мм ²	І _{ек} , А/мм ²	С _{ек} , мм ²	Втрати напруги (В або %)	
L1	11	170	35	1	11	0,49	АС-35
L2	15,3	170	35	1	15,3	0,52	АС-35
L3	12	170	35	1	12	1,07	АС-35
L4	75,97	170	70	1	75,97	2,12	АС-70
L5	18,25	170	35	1	18,25	0,26	АС-35
L6	69,95	170	70	1	69,95	1,09	АС-70

2.5 Розрахунок струмів КЗ

Розрахунок струмів КЗ в мережі 6 кВ

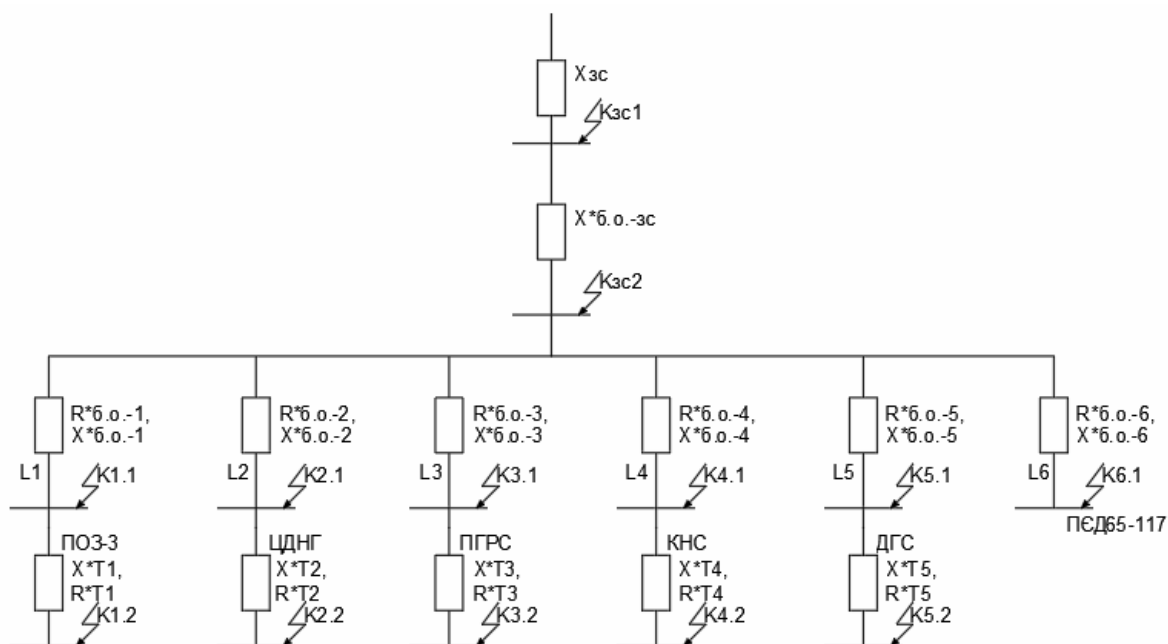


Рисунок 2.1 – Схема заміщення

Головною задачею при розрахунках струмів КЗ є визначення опорів елементів системи.

Джерело живлення.

ДЖ не має активного опору. Реактивний опір, приведений на напругу вторинної обмотки трансформатора, визначаємо за формулою:

$$X_{\text{д.ж.}} = \frac{U_{\text{с.н.}}^2}{S_{\text{к}}^{(3)}} = \frac{(6 * 10^3)^2}{50 * 10^6} = 0.72 \text{ Ом},$$

де $S_{\text{к}}^{(3)}$ - потужність трансформатора загальної системи і приймаємо, що $S_{\text{к}}^{(3)} = 50 \text{ МВА}$,

$U_{\text{с.н.}}$ - середня номінальна напруга ступеня короткого замикання, В.

Опір трансформатора

Активний опір трансформатора:

$$R_{\text{T}} = \frac{P_{\text{к.з.}}}{3 * I_{\text{н.т.}}^{(2)}} = \frac{23500}{3 * 240.56^2} = 0.135 \text{ Ом}$$

де $P_{к.з.}$ – втрати короткого замикання трансформатора, Вт; $I_{н.т.}$ – номінальний струм вторинної обмотки трансформатора:

$$I_{н.т.} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} * U_{нн}} = \frac{2500}{\sqrt{3} * 6} = 240.56 \text{ A}$$

Повний опір трансформатора:

$$Z_T = \frac{U_{к.з.\%} * U_{с.н.}}{100 * \sqrt{3} * I_{н.т.}} = \frac{5.5 * 6000}{100 * \sqrt{3} * 240.56} = 0.792 \text{ Ом},$$

де $U_{к.з.\%}$ – напруга короткого замикання трансформатора, %.

Реактивний опір трансформатора:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{0.135^2 - 0.792^2} = 0.1 \text{ Ом}.$$

Розрахунки опорів фіксуємо у вигляді таблиці:

Таблиця 2.15 — Реактивні та активні опори на лініях

Елемент мережі	R, Ом	X, Ом
Джерело живлення	0	0.72
Трансформатор	0.135	0.1
Лінія L1	1.5	0.68
Лінія L2	1.16	0.52
Лінія L3	3.57	1.6
Лінія L4	0.76	0.68
Лінія L5	0.5	0.18
Лінія L6	0.45	0.4

При визначенні струмів КЗ користуємось формулами:

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{U_{с.н.}}{\sqrt{3} \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}};$$

$$I_{к.з.1}^{(3)} = \frac{6000}{\sqrt{3} \sqrt{(0)^2 + (0.72)^2}} = 4.8 \text{ кА}$$

$$I_{к.з.2}^{(3)} = \frac{6000}{\sqrt{3} \sqrt{(0.135)^2 + (0.72 + 0.1)^2}} = 4.17 \text{ кА}$$

$$I_{к.з.3}^{(3)} = \frac{6000}{\sqrt{3} \sqrt{(0.135 + 1.5)^2 + (0.72 + 0.1 + 0.68)^2}} = 1.56 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к.з.4}}^{(3)} = \frac{6000}{\sqrt{3}\sqrt{(0.135 + 1.16)^2 + (0.72 + 0.1 + 0.52)^2}} = 1.86 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к.з.5}}^{(3)} = \frac{6000}{\sqrt{3}\sqrt{(0.135 + 3.57)^2 + (0.72 + 0.1 + 1.6)^2}} = 0.78 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к.з.}}^{(2)} = \frac{U_{\text{с.н.}}}{2\sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}};$$

$$I_{\text{к.з.1}}^{(2)} = \frac{6000}{2\sqrt{(0)^2 + (0.72)^2}} = 4.17 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к.з.2}}^{(2)} = \frac{6000}{2\sqrt{(0.135)^2 + (0.72 + 0.1)^2}} = 3.6 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к.з.3}}^{(2)} = \frac{6000}{2\sqrt{(0.135 + 1.5)^2 + (0.72 + 0.1 + 0.68)^2}} = 1.35 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к.з.4}}^{(2)} = \frac{6000}{2\sqrt{(0.135 + 1.16)^2 + (0.72 + 0.1 + 0.52)^2}} = 1.6 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к.з.5}}^{(2)} = \frac{6000}{2\sqrt{(0.135 + 3.57)^2 + (0.72 + 0.1 + 1.6)^2}} = 0.68 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к.з.6}}^{(2)} = \frac{6000}{2\sqrt{(0.135 + 0.76)^2 + (0.72 + 0.1 + 0.68)^2}} = 1.7 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к.з.7}}^{(2)} = \frac{6000}{2\sqrt{(0.135 + 0.5)^2 + (0.72 + 0.1 + 0.18)^2}} = 2.5 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к.з.8}}^{(2)} = \frac{6000}{2\sqrt{(0.135 + 0.45)^2 + (0.72 + 0.1 + 0.4)^2}} = 2.2 \text{ кА}$$

де $U_{\text{с.н.}}$ – середня номінальна напруга ступеня короткого замикання (приймаємо, що $U_{\text{с.н.}} = U_{\text{нн}} = 6 \text{ кВ} = 6000 \text{ В}$); $\sum R$, $\sum X$ – сума активних і реактивних опорів до точки КЗ. Включаючи трансформатор та опір зовнішньої системи, Ом.

Амплітудне значення ударного струму КЗ визначимо за формулою:

$$i_y = K_y * \sqrt{2} * I_{\text{к.з.}}^{(2)};$$

$$i_{y1} = 1 * \sqrt{2} * 4.17 = 5.897$$

$$i_{y2} = 1 * \sqrt{2} * 3.6 = 5.09$$

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		36

$$i_{y3} = 1 * \sqrt{2} * 1.35 = 1.9$$

$$i_{y4} = 1 * \sqrt{2} * 1.6 = 2.26$$

$$i_{y5} = 1 * \sqrt{2} * 0.68 = 0.96$$

$$i_{y6} = 1 * \sqrt{2} * 1.7 = 2.4$$

$$i_{y7} = 1 * \sqrt{2} * 2.5 = 3.5$$

$$i_{y8} = 1 * \sqrt{2} * 2.2 = 3.1$$

де K_y – ударний коефіцієнт (приймаємо рівним 1).

Розрахунки струмів КЗ зводимо у таблицю:

Таблиця 2.16 — Розрахунок КЗ мережі

Точки КЗ	Опори, Ом							Струми КЗ, кА		
	R_T	X_T	$R_{г.к}$	$X_{г.к}$	$X_{д.ж}$	$\sum R$	$\sum X$	$I_{к.з.}^{(3)}$	$I_{к.з.}^{(2)}$	i_y
K1	-	-	-	-	0.72	-	0.72	4.8	4.17	5.897
K2	0.135	0.1	-	-	0.72	0.135	0.82	4.17	3.6	5.09
K3	0.135	0.1	1.5	0.68	0.72	1.635	1.5	1.56	1.35	1.9
K4	0.135	0.1	1.16	0.52	0.72	1.295	1.34	1.86	1.6	2.26
K5	0.135	0.1	3.57	1.6	0.72	3.775	2.42	0.78	0.68	0.96
K6	0.135	0.1	0.76	0.68	0.72	0.895	1.5	1.98	1.7	2.4
K7	0.135	0.1	0.5	0.18	0.72	0.635	1	2.9	2.5	3.5
K8	0.135	0.1	0.45	0.4	0.72	0.585	1.22	2.56	2.2	3.1

2.6 Вибір електричних апаратів та уставок їх спрацювання

Обираємо роз'єднувачі за загальною умовою вибору електричних апаратів:

$$U_{н.а.} \geq U_n \rightarrow 35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ};$$

$$U_{м.а.} \geq U_{р.м.} \rightarrow 43,75 \text{ кВ} > 35 \text{ кВ};$$

де $U_{н.а.}$, U_n – номінальна напруга відповідно вибираємо апарата і мережі ($U_{н.а.} = 35 \text{ кВ}$); $U_{р.м.}$ – максимально тривала робоча напруга (приймаємо,

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ					Аркуш
										37
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата						

що $U_{p.m.} = U_{нн} = 35 \text{ кВ}$); $U_{м.а.}$ – максимально допустима напруга апарата ($U_{м.а.} = 1,25 \cdot U_{н.а.} = 1,25 \cdot 35 = 43,75 \text{ кВ}$).

При виборі апаратів за струмом:

$$I_{н.а.} \geq I_p \rightarrow 1000 \text{ А} > 248.4 \text{ А};$$

де $I_{н.а.}$ – номінальна напруга вибираємо апарата, ($I_{н.а.} = 1000 \text{ А}$).

Обираємо роз'єднувачі типу РНД-35/1000У1.

Обираємо вимикачі:

За номінальною напругою. Номінальна напруга апарата ($U_{ном. ап}$) має бути рівною, або більшою за напругу мережі (U_c).

$$U_{ном.ап} \geq U_c$$

За номінальним струмом. Номінальний струм апарата ($I_{ном.ап}$), має бути рівним, або більшим за робочий чи розрахунковий струм I_p .

$$I_{ном.ап} \geq I_p$$

Вибір трансформаторів струму:

За номінальною напругою. Номінальна напруга апарата ($U_{ном. ап}$) має бути рівною, або більшою за напругу мережі (U_c).

$$U_{ном.ап} \geq U_c$$

За номінальним струмом. Номінальний струм апарата ($I_{ном.ап}$), має бути рівним, або більшим за робочий чи розрахунковий струм I_p .

$$I_{ном.ап} \geq I_p$$

За динамічною стійкістю. Загальна умова відповідності апарату по динамічній стійкості:

$$I_{д.с.ап.} \geq I_y$$

Таблиця 2.17 — Електричні апарати захисту кабельних мереж - автоматичні вимикачі 6кВ

Місце встановлення	I_p , А	I_n , А	$I_{к.з.}^{(3)}$,кА	$I_{к.з.}^{(2)}$,кА	I_y , кА	Тип прийнятого апарата
Автоматичні вимикачі						
QF1	-	630	-	3,6	-	ВМПП-630/6
QF2	-	630	4,17	-	-	ВМПП-630/6
QF3	-	630	-	3,6	-	ВМПП-630/6
Поз-3	11	630	1,56	1,35	1,9	ВМПП-630/6
ЦДНГ	15.3	630	1,86	1,6	2,26	ВМПП-630/6
ПГРС	12	630	0,78	0,68	0,96	ВМПП-630/6
КНС	75.97	630	1,98	1,7	2,4	ВМПП-630/6
ДГС	18.25	630	2,9	2,5	3,5	ВМПП-630/6
ПСД65-117	69.95	630	2,56	2,2	3,1	ВМПП-630/6

Таблиця 2.18 — Електричні апарати захисту кабельних мереж – трансформатори струму та роз'єднувачі

Місце встановлення	I_p , А	I_n , А	$I_{к.з.}^{(3)}$,кА	$I_{к.з.}^{(2)}$,кА	$I_{д.с.ап.}$	I_y , кА	Тип прийнятого апарата
Роз'єднувачі							
QS1	248.4	1000	-	-	-	-	РНД-35/1000У1
Трансформатори струму							
T1	11	15	-	-	2,47	1,9	ТПЛК-10
T2	15.3	30	-	-	2,47	2,26	ТПЛК-10
T3	12	15	-	-	2,47	0,96	ТПЛК-10
T4	75.97	100	-	-	2,47	2,4	ТПЛК-10
T5	18.25	30	-	-	3,7	3,5	ТПЛК-10
T6	69.95	100	-	-	3,7	3,1	ТПЛК-10

2.7 Основні енергетичні показники підприємства

Так як, розрахований $\cos\varphi = 0.79$, це показує недостатній рівень компенсації електричної енергії, отже потрібно також додати конденсаторні установки для компенсації реактивної потужності.

Формула розрахунку потужності компенсаційної установки:

$$Q_{\text{КУ}} = P_{\text{Р.ВУЗ}} (\operatorname{tg}\varphi_{\text{СЗВ}} - \operatorname{tg}\varphi_{\text{ЕС}}) = 2084.4 * (0.76 - 0.33) = 896.29 \text{ кВАр}$$

Коефіцієнт потужності:

$$\cos\varphi_{\text{СЗВ}} = \frac{P}{S} = \frac{2084.4}{2624.4} = 0.79$$

Коефіцієнт реактивної потужності:

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{СЗВ}} = \frac{Q}{P} = \frac{1587.4}{2084.8} = 0.76$$

За заданим $\cos\varphi_{\text{ЕС}} = 0.95$ знаходимо значення:

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{ЕС}} = 0.33$$

За знайденим значенням потужності компенсаційної установки підбираємо конденсаторну установку так, щоб сумарна потужність наближалась до $Q_{\text{КУ}}$.

Таблиця 2.19 — Апарати для компенсації реактивної потужності

Назва та тип установки	Кількість	Номинальна напряга, кВ	Номинальна потужність (Q), кВАр
УКЛ(П)56-6.3(10.5)-900 У1	1	6.3(10.5)	900

Визначаємо, як змінився рівень споживаної реактивної потужності після компенсації:

$$Q'_{\text{р.РУ-1}} = Q_{\text{р.РУ-1}} - Q_{\text{КУ}} = 1587.4 - 896.29 = 691.11 \text{ кВАр}$$

Визначаємо, як змінився рівень повної споживаної потужності після компенсації:

$$S'_{\text{р.РУ-1}} = \sqrt{(P_{\text{р.РУ-1}})^2 + (Q'_{\text{р.РУ-1}})^2} = 2196 \text{ кВА}$$

Коефіцієнт потужності після компенсації:

$$\cos\varphi_{\text{СЗВ}} = \frac{P}{S} = \frac{2084.4}{2196} = 0.95$$

$$\cos\varphi_{\text{СЗВ}} \geq \cos\varphi_{\text{ЕС}}$$

Таблиця 2.20 — Розрахунок компенсації реактивної потужності

До компенсації					Після компенсації				
P_p	Q_p	S_p	$\cos\varphi_{\text{СЗВ}}$	$\tan\varphi_{\text{СЗВ}}$	P'_p	Q'_p	S'_p	$\cos\varphi_{\text{СЗВ}}$	$\tan\varphi_{\text{СЗВ}}$
2084.4	1574.4	2624.4	0.79	0.76	2084.4	896.29	2196	0.95	0.43

Опираючись на посібник “Проектування електропостачання та електрообладнання машин і установок геотехнічних виробництв” [12] для розрахунку споживання активної та реактивної потужності підприємством, приймаємо кількість годин $T_M = 7000$ год/рік, використання для нафтогазового комплексу.

Розрахунок споживання активної потужності

$$W_p = P_p * T_M = 2084.4 * 7000 = 14\,590\,800 \frac{\text{кВт} * \text{год}}{\text{рік}}$$

Розрахунок споживання реактивної потужності

$$V_p = Q_p * T_M = 896.29 * 7000 = 6\,274\,030 \frac{\text{кВАр} * \text{год}}{\text{рік}}$$

ВИСНОВКИ

Для забезпечення стабільного та надійного електропостачання Артюхівського родовища, де встановлено електроприймачі 1-ї та 2-ї категорій, передбачено двохтрансформаторну схему живлення ГПП з використанням трансформаторів типу ТМН-4000/35. Живлення споживачів низької напруги також реалізується за допомогою двотрансформаторної схеми. Розподіл електроенергії на напрузі 6 кВ здійснюється через повітряні лінії, виконані проводами марки АС. Комутація та захист у високовольному колі забезпечуються автоматичними вимикачами типу ВМПП-630/6, трансформаторами струму ТПЛК10, а також високовольними роз'єднувачами моделі РНД-35/1000У1. Після проведення компенсації реактивної потужності коефіцієнт потужності $\cos\varphi$ досягає значення 0.95, після компенсації реактивної потужності, а $\tan\varphi$ становить 0.43. Споживання підприємства становить 14.590.080 кВт*год/рік активної потужності та 6.274.030 кВАр*год/рік реактивної потужності.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						42
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

3. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

3.1 Особливості експлуатації свердловин на пізніх стадіях

Загальні характеристики пізньої стадії розробки родовища:

Пізньою стадією розробки родовища прийнято вважати період, коли:

- видобуток нафти суттєво скорочується ;
- рівень пластового тиску значно знизився ;
- збільшується об'єм попутної води ;
- зростає в'язкість залишкової нафти ;
- погіршуються фільтраційні властивості привибійної зони свердловини .

На цьому етапі економічна ефективність видобутку зменшується, і для його підтримки необхідно впроваджувати спеціальні технології, спрямовані на підвищення продуктивності свердловин, зокрема шляхом модернізації систем підняття нафти, оптимізації режимів роботи, а також проведення ремонтно-відновлювальних робіт.

Фактори, що впливають на ефективність експлуатації на пізній стадії:

Пластовий тиск:

З часом пластовий тиск суттєво знижується, що призводить до зменшення природного дебіту свердловин. Як наслідок, зростає потреба в штучних методах підняття нафти (УШГН, СШГН, ЕЦН, газліфт тощо).

Водопрояви:

На пізніх стадіях характерним є збільшення об'єму попутної води через активізацію водоносних горизонтів або порушення міжпластового розшарування. Це призводить до:

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Корж				Спеціальна частина	Літера	Аркуш	Аркушів
Перев.							43	80
Реценз.						КПІ, ІЕЕ		
Н. Контр.								
Затв.	Лістовошик							

- збільшення гідростатичного тиску всередині свердловини;
- зниження ефективності підняття нафти;
- корозії обладнання;
- зростання витрат на подальше видобування.

Стан приви́бійної зони:

Приви́бійна зона свердловини часто стає джерелом суттєвих фільтраційних опорів через:

- утворення кільцевих відкладень (асфальтенів, парафінів, солей);
- вторинне забруднення порід;
- зміну проникності через механічні пошкодження при бурінні чи ремонтах;
- зменшення ефективної площі фільтрації.

Ці фактори зменшують продуктивність свердловини, тому на цьому етапі важливим є проведення комплексу заходів щодо очищення, гідророзриву або кислотної обробки приви́бійної зони.

Склад нафти та її фізико-хімічні властивості:

На пізніх стадіях видобутку збільшується вміст важких фракцій нафти, що призводить до:

- зростання в'язкості нафти;
- утворення стійких емульсій з водою;
- збільшення втрат тиску в трубопроводах;
- погіршення умов роботи насосів.

Методи підвищення продуктивності свердловин на пізніх стадіях:

Для підвищення ефективності експлуатації свердловин на пізніх стадіях використовують:

Кислотна обробка:

Використовується для очищення приви́бійної зони від забруднень, зокрема у карбонатних і теригенних колекторах. Така обробка дозволяє збільшити проникність породи і поліпшити умови фільтрації.

Гідравлічний розрив пласта (ГРП):

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						44
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Метод полягає у створенні тріщин у породі за допомогою високого тиску рідини. Це дозволяє значно підвищити продуктивність свердловини, особливо на фоні низької природної проникності пласта.

Ремонтно-відновлювальні роботи (РВР):

Включають в себе:

- очищення свердловин від парафінів, солей, асфальтенів;
- заміну насосно-компресорних труб;
- герметизацію затрубного простору;
- установку додаткових фільтрів.

Застосування струминних апаратів:

Струминні апарати (струйні насоси) набувають все більшого поширення на пізніх стадіях розробки родовищ завдяки:

- відсутності рухомих механічних частин;
- надійності та довговічності;
- можливості роботи з абразивними, в'язкими та забрудненими середовищами;
- можливості реверсування потоку для очищення привибійної зони.

Аналіз стану свердловин перед початком регулювання продуктивності:

Перед реалізацією будь-якого заходу щодо підвищення продуктивності необхідно провести:

- аналіз даних дослідження свердловин (КВД, ДКВД, дебітограми);
- визначення параметрів пластового тиску, температури, складу нафти;
- оцінку стану привибійної зони (наявність забруднення, зміни проникності);
- аналіз технічного стану свердловини (стан НКТ, фільтра, цементного каменя);
- вибір оптимального способу підняття нафти.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		45

Автоматизація процесів регулювання продуктивності:

На пізніх стадіях експлуатації важливим є впровадження систем автоматизації, які дозволяють:

- оперативно реагувати на зміни режиму роботи свердловини;
- регулювати тиск, витрати, температуру;
- контролювати показники продуктивності;
- прогнозувати несприятливі явища (зупинка свердловини, закільцювання, підвищення водовіддачі).

Автоматизація особливо важлива при використанні струйних апаратів, де регулювання параметрів робочого потоку має ключове значення для ефективності роботи системи.

Перспективи використання струминних апаратів на пізніх стадіях:

Струминні апарати (струминні насоси, ежектори) є перспективними для використання на пізніх стадіях експлуатації наступними перевагами:

- відсутність рухомих механічних деталей, що зменшує витрати на обслуговування;
- можливість реверсування потоку, що дозволяє проводити внутрішньосвердловинне очищення без демонтажу обладнання;
- робота з високов'язкими та забрудненими нафтами, що характерно для пізньої стадії;
- можливість комбінування з іншими методами впливу на пласт (наприклад, одночасно — очищення привибійної зони і підйом нафти).

3.2 Способи відновлення продуктивності нафтових свердловин

Загальні положення:

На пізніх стадіях експлуатації нафтових родовищ спостерігається суттєве зниження продуктивності свердловин через природні та техногенні фактори. До основних причин, що призводять до зменшення дебіту, належать:

- зменшення пластового тиску;
- забруднення привибійної зони (ПЗС);

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						46
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

- утворення парафінів, асфальтенів, солей;
- вторинне забруднення порід;
- зміна фільтраційних властивостей породи.

Відновлення продуктивності свердловин є однією з найважливіших задач у нафтодобувній промисловості. Для цього застосовують різноманітні технології, які можуть бути хімічними, механічними, тепловими або комбінованими.

Хімічні методи відновлення продуктивності:

Кислотна обробка:

Кислотна обробка — один із найпоширеніших способів очищення привибійної зони. Вона полягає у закачуванні кислотного розчину (найчастіше соляної або оцтової) в пласт для розчинення карбонатних відкладень, глинистих шарів чи інших забруднювачів.

Переваги:

- поліпшення проникності породи;
- зменшення опору фільтрації;
- збільшення дебіту свердловини.

Недоліки:

- обмежений радіус впливу;
- неефективна при значному вторинному забрудненні;
- потребує спеціального обладнання та реагентів.

Обробка лугами та іншими розчинниками

Цей метод використовується для розчинення органічних відкладень (парафінів, смол, асфальтенів). Застосовують суміші на основі органічних розчинників (керосин, дизельне паливо), лугів або емульгаторів.

Ефективність:

- особливо висока при значному накопиченні парафіну;
- може проводитися без зупинки свердловини.

Механічні способи:

Гідравлічний розрив пласта (ГРП):

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш 47
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Метод полягає у створенні тріщин у породі за допомогою високого тиску рідини. Це дозволяє суттєво підвищити проникність породи і забезпечити кращий притік нафти до свердловини.

Переваги:

- значний радіус впливу;
- ефективний при низькій природній проникності;
- довготривалий ефект.

Недоліки:

- висока собівартість;
- потребує спеціалізованого обладнання (наприклад, кислотного агрегату СИН-32).

Механічне очищення свердловин:

Включає в себе:

- вилучення парафінів механічними скребками;
- промивання свердловини гарячим розчинником;
- використання ерликових установок для видалення відкладень.

Переваги:

- невисока вартість;
- можливість проведення без демонтажу обладнання.

Теплові методи:

Термохімічна обробка:

Використовується для зменшення в'язкості важкої нафти, руйнування парафінових відкладень або активізації хімічних реакцій у пласті. Може передбачати закачування гарячих рідин або реакційних сумішей, що виділяють тепло. Приклад:

Прогрів свердловини гарячим повітрям або водяною парою для розплавлення парафіну.

Комбіновані способи:

Часто для досягнення максимального ефекту застосовують комплексні методи, наприклад:

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						48
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

- кислотна обробка + ГРП — забезпечує як очищення ПЗС, так і підвищення фільтраційних характеристик;
- термохімічна обробка + механічне очищення — ефективна для свердловин із забрудненнями і високою в'язкістю нафти.

Використання струминних апаратів апаратів:

Струминні насоси все частіше застосовуються для відновлення продуктивності свердловин. Їх переваги:

- відсутність рухомих механічних частин;
- надійність;
- можливість реверсування потоку для очищення ПЗС;
- можливість роботи з високов'язкими і забрудненими середовищами.

Принцип дії:

Активний потік робочої рідини, що подається під високим тиском, створює зону зниженого тиску, яка відсмоктує нафту з пласта. У процесі роботи може виконуватися реверсування потоку, що дозволяє виштовхувати забруднення з ПЗС назад у пласт.

Рекомендації:

- струминні апарати доцільно використовувати в системах з автоматичним регулюванням параметрів;
- можна комбінувати з кислотною обробкою або термохімічними методами.

Автоматизація процесів відновлення продуктивності:

Автоматизація дозволяє:

- оперативно регулювати параметри роботи струминного апарату;
- контролювати показники тиску, витрати, температуру;
- прогнозувати зміни стану свердловини;
- зменшити втручання персоналу.

Для автоматизації використовуються:

- датчики тиску та витрати;

- програмовані контролери;
- система управління на основі SCADA.

3.3 Особливості кислотної обробки свердловин

Призначення кислотної обробки:

Кислотна обробка нафтових і газових свердловин є одним із найпоширеніших методів стимулювання продуктивності пласта. Цей технологічний процес полягає у закачуванні кислотних розчинів у привибійну зону пласта з метою покращення фільтраційних характеристик породи та підвищення продуктивності свердловини.

Мета кислотної обробки полягає у:

- розчиненні забруднень (шлам, буровий розчин, продукти корозії), які негативно впливають на проникність порід;
- видаленні вторинних відкладень, що утворилися в результаті експлуатації свердловини;
- поліпшенні колекторських властивостей породи за рахунок розширення порового простору або формування тріщинно-порової системи;
- збільшенні дебіту свердловини шляхом підвищення проникності і зменшення гідравлічного опору в привибійній зоні.

Цей метод особливо важливий на етапі освоєння нових свердловин, а також при плановому обслуговуванні старших свердловин, де спостерігається зниження продуктивності через ураження привибійної зони.

Типи кислотних обробок:

Існують два основні типи кислотної обробки, які відрізняються способом подачі кислоти та механізмом впливу на пласт:

Матрицева кислотна обробка:

Матрицева кислотна обробка - це процес закачування кислотного розчину в пористу структуру гірської породи без утворення тріщин. Кислота проникає в пори та мікротріщини, розчиняючи карбонатні або силікатні

компоненти породи. Цей вид обробки проводиться при тиску нижче тиску розриву пласта.

Переваги матричної обробки:

- менша ймовірність втрат кислоти через тріщинування;
- локальний вплив на привибійну зону;
- підвищення проникності без значного зовнішнього втручання в

структуру пласта.

Гідро-кислотне розривання пласта:

Гідро-кислотне розривання пласта - це поєднання класичного гідророзриву та кислотної дії. У цьому випадку кислота закачується під тиском, що перевищує міцність породи, що призводить до утворення тріщин. Під час руху кислоти по тріщинах вона частково розчиняє їхні стінки, формуючи "нерівномірну" поверхню, яка забезпечує залишкову проникність тріщини без необхідності використання пропантів.

Переваги гідро-кислотного розривання:

- значне збільшення зони дренування пласта;
- можливість впливу на глибші шари породи;
- ефективність у карбонатних колекторах з низькою проникністю.

Обидва типи обробки вибираються залежно від геологічних умов, типу колектора, поточного стану свердловини та очікуваного економічного ефекту.

Види кислот, що застосовуються:

У процесі кислотної обробки використовуються різні хімічні реагенти, вибір яких залежить від мінералогічного складу порід, температурного режиму пласта, глибини залягання та інших факторів.

Соляна кислота (HCl):

Соляна кислота є найбільш поширеним реагентом для обробки карбонатних порід (вапняків, доломітів). Вона ефективно розчиняє карбонат кальцію (CaCO_3), який становить основу таких порід. Концентрація HCl може варіюватися від 5% до 28%, залежно від потреб.

Фтористоводнева кислота (HF):

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						51
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Фтористоводнева кислота використовується для обробки силікатних порід (пісковики, алевроліти). Вона активно взаємодіє з кварцем (SiO_2), формуючи леткі фтористі сполуки. Однак HF має високу корозійну активність та токсичність, тому часто використовується у сумішах з соляною кислотою ($\text{HCl} + \text{HF}$), які називають мульти-кислотами.

Органічні кислоти:

До органічних кислот, що застосовуються в кислотному стимулюванні, належать:

- оцтова (CH_3COOH),
- мурашина (HCOOH),
- лимонна ($\text{C}_6\text{H}_8\text{O}_7$).

Вони мають меншу реакційну здатність порівняно з мінеральними кислотами, але забезпечують більш м'яке та контрольоване розчинення порід. Органічні кислоти широко застосовуються в умовах високих температур, де потрібно уповільнити реакцію кислоти з породою, а також як інгібітори осадження солей.

Ускладнення при кислотній обробці:

Незважаючи на те, що кислотна обробка є одним із найефективніших методів стимулювання продуктивності свердловин, цей процес може супроводжуватися рядом технологічних та геологічних ускладнень. Вони можуть не лише знизити очікуваний ефект від обробки, але й завдати шкоди свердловині або навколишньому середовищу. Тому важливо передбачити можливі проблеми та застосувати профілактичні заходи.

Осадження солей та продуктів реакції:

Під час взаємодії кислоти з породою утворюються розчинні та нерозчинні продукти реакції. Найпоширенішими прикладами є:

- фтористий кальцій (CaF_2) — утворюється при взаємодії HF з карбонатами;
- сульфат барію (BaSO_4), сульфат кальцію (CaSO_4) — формуються при взаємодії кислоти з пластовою водою, що містить відповідні іони.

Ці осади можуть забивати пори породи, перешкоджаючи проникненню флюїдів із пласта в свердловину. Для запобігання цьому явищу використовують:

- спеціальні інгібітори осадження ;
- комплексуючі реагенти (наприклад, EDTA);
- розчинники (спирти, кетони тощо), які допомагають зберегти продукти реакції в розчинному стані.

Зниження проникності через зрушення глинистих часток:

Глинисті мінерали, які часто містяться в колекторах, мають здатність набрякати або переміщатися при контакті з кислотними розчинами. Це може призвести до:

- зменшення розмірів порового простору;
- утворення внутрішнього "забруднення" пласта.

Для уникнення цього явища застосовують:

- стабілізатори глин — наприклад, хлорид калію (KCl), який блокує набряк глинистих мінералів;
- полімерні модифікатори , які покращують сумісність кислотного розчину з породою.

Утворення емульсій:

Кислота може вступати у взаємодію з нафтою, що призводить до утворення стійкої емульсії типу "нафта у воді" або "вода в нафті". Такі емульсії зменшують проникність породи та утруднюють відтік флюїдів.

Засоби боротьби:

- емульгатори та депресори емульсій , які руйнують структуру емульсії;
- змочувальні агенти , які змінюють поверхневий натяг і поліпшують змочуваність породи водою.

Корозія трубопроводів та обладнання:

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						53
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Кислоти є сильною корозійною дією, особливо при високих температурах та тривалому контакті. Найбільш вразливими є сталеві труби, цементне кріплення та обладнання насосно-компресорних труб (НКТ).

Методи захисту:

- інгібітори корозії — спеціальні хімічні добавки, які утворюють захисну плівку на металевих поверхнях;
- термостійкі матеріали, які витримують агресивне середовище;
- обмеження тривалості контакту кислоти з обладнанням.

Фільтраційний опір та недостатнє проникнення кислоти:

У деяких випадках кислота не проникає глибоко в пласт через високу в'язкість, невідповідність розміру пор або швидке реагування з породою. Це призводить до локального очищення привибійної зони без значного підвищення продуктивності.

Рішення:

- використання спеціальних добавок для зменшення в'язкості;
- застосування уповільнювачів реакції (реверсивні кислоти, органічні кислоти);
- попереднє промивання водою або слабкими кислотами для підготовки зони.

Значення кислотної обробки для підвищення продуктивності:

Правильно спланована та виконана кислотна обробка є ключовим фактором у підвищенні продуктивності свердловин. Ефективність цього процесу проявляється у кількох аспектах: технічному, економічному та екологічному.

Підвищення дебіту свердловини:

Основним показником успішності кислотної обробки є збільшення дебіту свердловини. В результаті очищення привибійної зони та підвищення проникності пласта дебіт може зрости у 2–5 разів, а в окремих випадках — і більше. Це особливо актуально для старших свердловин, які втрачають продуктивність через забруднення порід.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						54
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Подовження терміну життя свердловин:

Кислотна обробка дозволяє уникнути дорогої реконструкції або буріння нових свердловин. Регулярне проведення цього заходу може продовжити термін експлуатації окремої свердловини на кілька років.

Зменшення простоїв і ремонтів:

Свердловини з низькою продуктивністю потребують частіших ремонтів і втручань. Кислотна обробка дозволяє уникнути таких простоїв, забезпечуючи стабільну роботу свердловини протягом довгого часу.

Економічна вигідність:

Вартість кислотної обробки є порівняно невеликою порівняно з альтернативними методами (наприклад, повторним бурінням). При цьому економічний ефект від підвищення дебіту може перевищити витрати у кілька разів, особливо при масштабному застосуванні.

Сумісність із автоматизованими системами:

Сучасні технології дозволяють проводити кислотну обробку з використанням систем автоматичного контролю параметрів:

- контроль тиску та витрати кислоти ;
- регулювання концентрації залежно від умов пласта;
- реєстрація параметрів у реальному часі для оперативного внесення корекцій.

Наприклад, використання струминних апаратів із реверсуванням потоку дозволяє точно регулювати подачу кислоти, забезпечуючи рівномірне проникнення в пласт і мінімізуючи втрати реагентів.

Екологічна безпека:

Хоча кислоти є агресивними хімічними речовинами, сучасні технології дозволяють мінімізувати їхній вплив на навколишнє середовище:

- використання біорозкладних реагентів ;
- нейтралізація відпрацьованих розчинів перед викидом;
- герметичні системи закачування , що запобігають витокам.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						55
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

3.4 Обґрунтування використання струминного апарату з реверсуванням потоку

Переваги струминних апаратів:

Принцип дії струминного апарату:

Струминний апарат (або ежектор) — це гідромеханічний пристрій, у якому передача енергії від активного потоку (робочого середовища) до пасивного (нафта чи нафтогазова суміш) здійснюється через імпульс взаємодії струмин без участі рухомих механічних частин.

Основні елементи струминного апарату:

- робоче сопло ;
- камера змішування ;
- дифузор .

Робоча рідина подається під високим тиском через сопло, де перетворюється її потенційна енергія на кінетичну. Утворений швидкісний потік створює зону розрідження, яка засмоктує нафту з пласта. У камері змішування відбувається енергообмін між потоками, а в дифузорі — перетворення швидкості на тиск.

Переваги струминних насосів:

- Відсутність рухомих частин — зменшується ймовірність поломок і потреба в ремонтах.
- Надійність — особливо при роботі з абразивними, забрудненими або в'язкими середовищами.
- Простота конструкції — легше виготовлення, демонтаж, ремонт.
- Можливість тривалої експлуатації без технічного обслуговування .
- Здатність працювати в режимі самопоглинання (часткове відсутність необхідності в додаткових засобах запуску).

Реверсування потоку - суть та переваги:

Суть процесу реверсування:

Реверсування потоку — це зміна напрямку руху робочого або змішаного потоку в струминному апараті. Це досягається шляхом зміни співвідношення тисків на вході/виході або зміною схеми живлення.

У контексті нафтовидобування реверсування дає можливість:

- очищення привибійної зони свердловини ;
- видалення парафінових, сольових, асфальтенових відкладень ;
- підвищення проникності породи ;
- запобігання закільцюванню свердловини ;
- зменшення опору фільтрації .

Переваги реверсування потоку:

- Очищення привибійної зони: Зворотний потік виштовхує забруднення з ПЗС назад у свердловину.
- Поліпшення притоку нафти: Після очищення зростає проникність породи, зменшується фільтраційний опір.
- Безперервна експлуатація: Реверсування може проводитися без зупинки свердловини.
- Зменшення простоїв: Не потрібно вилучати обладнання для механічного очищення.
- Економічна ефективність: Зменшення витрат на хімічні реагенти, ремонт та ГРП.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						57
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1 — Порівняння методів

Метод	Наявність рухомих частин	Можливість роботи з забрудненими середовищами	Реверсивна функція	Складність обслуговування	Вартість одиниці
Струйний апарат з реверсом	Ні	Так	Так	Низька	Середня
Штанговий насос (УШГН)	Так	Обмежена	Ні	Висока	Висока
Електро-центробіжний насос (ЕЦН)	Так	Обмежена	Ні	Висока	Висока
Газліфт	Ні	Так	Ні	Середня	Висока

Реверсивний режим дозволяє періодично очищувати привибійну зону, що призводить до:

- підвищення проникності породи ;
- збільшення дебіту свердловини на 10–30%;
- протидії вторинному забрудненню .

3.4.1 Розрахунок елементів струминного апарату

В струминному апараті реверсування потоку є багато складових: дифузор, сопло, тарілчаста пружина та інші. На рисунку 3.1 можна побачити корпус насоса (1), сопло (2), тарілчасту пружину (3) та дифузор (4).

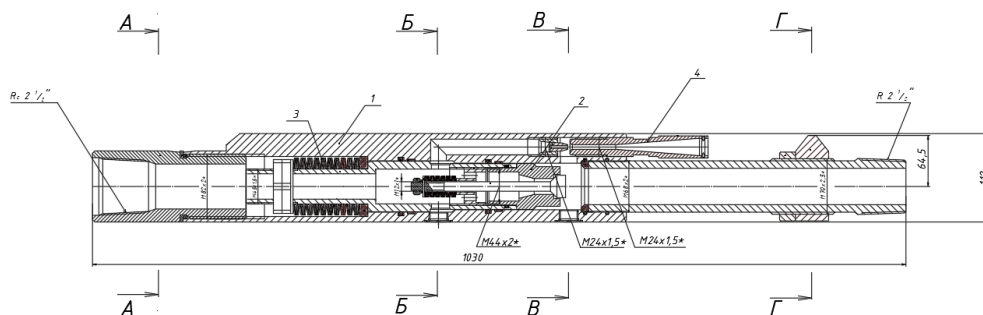


Рис 3.1 — Струминний апарат реверсування потоку

Тарілчаста пружина є важливим елементом багатьох струминних апаратів, особливо тих, що використовуються в системах із регульованою подачею робочого потоку чи реверсивним режимом роботи. У контексті струминного апарату цей тип пружин забезпечує:

- повернення робочих елементів у вихідне положення після закінчення циклу подачі;
- компенсацію сил, що виникають при зміні тиску в системі;
- кероване регулювання параметрів потоку через зміну геометрії сопла чи камери змішування.

Призначення тарілчастої пружини у струминному апараті:

Тарілчаста пружина застосовується в струминних апаратах для:

- створення пружинного зусилля, необхідного для стабілізації роботи клапанів, затворів чи інших регулюючих елементів;
- автоматичного керування робочим процесом — наприклад, при досягненні певного тиску пружина активує перемикання потоку;
- захисту обладнання від надмірного тиску або перегрузки;
- забезпечення герметичності робочих камер у момент зупинки або переключення режимів.

У струминних насосах, особливо в лабораторних чи поліпшених конструкціях, тарілчаста пружина може виконувати роль елемента автоматичного регулювання, який реагує на зміни тиску та допомагає підтримувати стабільний коефіцієнт інжекції.

Конструктивні особливості тарілчастих пружин:

ДП ОА-11.13.000.ПЗ					Аркуш
					59
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата	

Тарілчасті пружини мають форму конічної шайби з невеликими отворами, що забезпечують:

- компактність конструкції;
- високу стійкість до циклічних навантажень;
- широкий діапазон регулювання зусиль.

Їх основні переваги:

- висока надійність у складних умовах експлуатації;
- довговічність завдяки оптимальному розподілу напружень;
- можливість послідовного і паралельного з'єднання для досягнення потрібних характеристик;
- мала деформація при великому зусиллі — важливо для точного регулювання.

Вони широко використовуються в системах підвищеного тиску, таких як струминні установки, насоси, клапани, де необхідно забезпечити точне керування з мінімальними габаритами.

Методика підбору тарілчастої пружини:

Підбір тарілчастої пружини проводиться з урахуванням:

- умов роботи (температура, тиск, середовище);
- необхідного зусилля та ходу пружини;
- обмежень простору всередині конструкції струминних апарату;
- вимог до терміну служби та циклічності навантаження.

Застосування в струминних апаратах:

У струминних апаратах тарілчасті пружини використовуються в таких вузлах:

- клапанна система регулювання робочого потоку;
- засувки, що контролюють витрату інжектowanego потоку;
- механізми автоматичного переключення режимів роботи;

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						60
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

- компенсаційні елементи , що підтримують заданий тиск у камері змішування.

Завдяки своїй компактності та високій стійкості до циклічних навантажень, тарілчаста пружина є оптимальним вибором для роботи в умовах високих тисків та низьких температур , характерних для свердловин.

Дослідження параметрів тарілчастої пружини:

Обрана тарілчаста пружина має такі параметри: D1=26 мм, D2=14 мм, t=1 мм, S3=0,81 мм, $\mu=0,3$, $E=2.06 \cdot 10^5$ МПа.

Визначаємо розрахункові коефіцієнти:

$$A = \frac{D1}{D2} = \frac{26}{14} = 1.857$$

$$Y = \frac{1}{\pi} * \frac{6}{\ln(A)} * \left(\frac{A-1}{A} \right)^2 = 0.657$$

$$C_1 = \frac{1}{\pi} * \frac{6}{\ln(A)} * \left(\frac{A-1}{\ln(A)} - 1 \right) = 1.187$$

$$C_1 = \frac{3(A-1)}{\pi \ln(A)} = 1.322$$

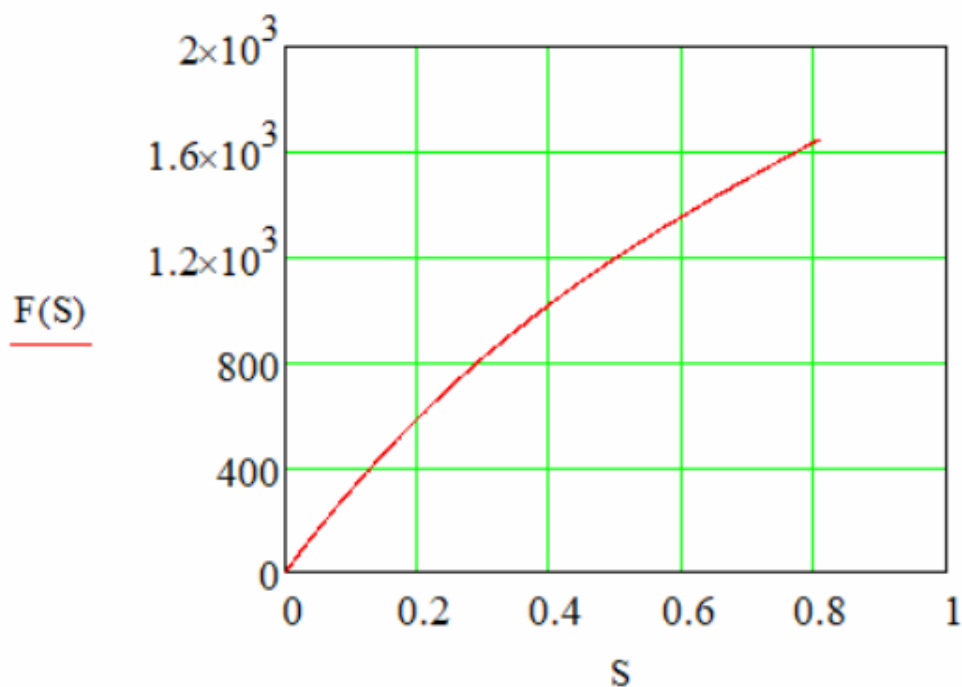


Рис. 3.2 — Графік залежності сили пружини від деформації

Визначаємо функцію сили пружини від деформації:

$$F(S) = \frac{4ES}{(1 - \mu^2)YD1^2} \left((S3 - S) \left(S3 - \frac{S}{2} \right) t + t^2 \right) \quad (H)$$

Визначаємо напруження розтягування:

$$\sigma_{11} = \frac{4ES3}{(1 - \mu^2)YD1^2} \left(- \left(S3 - \frac{S3}{2} \right) C1 + C2 + t \right) = 1.389 * 10^3 \text{ (МПа)}$$

Максимальна деформація однієї тарілки: $\delta 1 = 0.81$ мм.

Жорсткість однієї тарілки:

$$C_1 = \frac{F(1)}{\delta 1 * 10^{-3}} = 2.368 * 10^6 \left(\frac{H}{M} \right)$$

Гнучкість пакету з n=12 елементів по 3 тарілки:

$$\lambda = 12 \frac{3}{c1} = 1.52 * 10^{-5} \left(\frac{H}{M} \right)$$

Зведена жорсткість:

$$c_{zv} = \frac{1}{\lambda} = 6.578 * 10^4 \left(\frac{H}{M} \right)$$

Максимальна деформація пакету з n=12 елементів по 3 тарілки:

$$\delta_{max} = \delta 1 * n = 9.72 \text{ (мм)}$$

Максимальна сила опору пружини:

$$F_{v_max} = c_{zv} * \delta_{max} * 10^{-3} = 639.373 \text{ (H)}$$

Таблиця 3.2 — Дані для розрахунку струминного апарату

Діаметр сопла d_c , мм	Густина води ρ , кг/м ³	Витрати робочого потоку $Q_{роб}$, л/с	Тиск на вході p_1 , МПА	Тиск інжекції p_2 , МПА	Коефіцієнт витрати сопла μ
26	1000	6	20	19.91	0.81

Тепер розрахуємо швидкість робочого потоку:

$$w = \sqrt{\frac{2(p_1 - p_2)}{\rho}} = \sqrt{\frac{2 \cdot (20 - 19.91) \cdot 10^6}{1000}} = 13.42 \left(\frac{M}{c} \right)$$

Для того щоб розрахувати витрати інжектowanego потоку, спочатку треба знайти площу перерізу сопла:

$$A = \frac{\pi \cdot d_c^2}{4} = \frac{3.14 \cdot (0.026)^2}{4} = 5.3 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		62

Знаходимо перепад тиску через витрату:

$$\Delta p = \frac{Q_{\text{роб}}^2 \cdot \rho}{2 \cdot \mu^2 \cdot A^2} = 0.098 \text{ (МПа)}$$

Тоді тиск інжектований $p_3 = p_1 - \Delta p = 20 - 0.098 = 19.902 \text{ МПа}$

Витрати інжектowanego потоку знаходяться за такою формулою:

$$Q_{\text{інж}} = \mu \cdot A \cdot \sqrt{\frac{2(p_2 - p_3)}{\rho}} = 0.81 \cdot 5.3 \cdot 10^{-4} \cdot \sqrt{\frac{2(19.91 - 19.902) \cdot 10^6}{1000}} \\ = 0.0017 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \right) = 1,7 \left(\frac{\text{л}}{\text{с}} \right)$$

Коефіцієнт інжекції характеризує співвідношення інжектваної речовини до робочого потоку. Чим більше α , тим ефективніше працює струминний апарат:

$$i = \frac{Q_{\text{інж}}}{Q_{\text{роб}}} = \frac{1.7}{6} = 0.28$$

Регулюючи робочі витрати та відстежуючи коефіцієнт інжекції можна зробити роботу струминного апарату ефективнішою.

3.5 Розроблення системи автоматизації процесу кислотної обробки свердловини

Загальна характеристика процесу кислотної обробки:

Кислотна обробка свердловин є одним із найпоширеніших методів впливу на привибійну зону пласта, особливо при розробці карбонатних родовищ. Мета цього процесу — поліпшення фільтраційних властивостей породи, що досягається шляхом розчинення утворень (наприклад, карбонатів), які ускладнюють притік нафти.

У класичному варіанті кислотна обробка проводиться за такою схемою:

- свердловина опускається НКТ до вибою;
- закачується бланкет для ізоляції нижньої частини пласта;
- подача кислотного розчину з використанням насосного агрегату;
- продавлювання кислоти в пласт за допомогою нафти або води;

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						63
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

- витримування свердловини для реакції кислоти з породою;
- очищення стовбура від продуктів реакції;
- випробування свердловини та аналіз ефективності обробки.

На цьому етапі всі параметри контролюються оператором , який:

- встановлює подачу насоса;
- слідкує за тиском на поверхні;
- оцінює час контакту кислоти з породою;
- контролює температуру та стан свердловини вручну.

Стандартна система без автоматизації:

Опис ручного управління:

У традиційних технологіях кислотної обробки весь процес залежить від людини , що може призвести до:

- неточностей у дозуванні реагентів;
- нестабільного тиску закачування;
- перевищення допустимих значень тиску;
- тривалої тривалості операції;
- відсутності оперативного регулювання параметрів.

Обладнання стандартної системи:

- Насосний агрегат - забезпечує подачу кислоти та продавочної рідини.
- Резервуари для зберігання кислотних розчинів, продавки, води.
- Манометри та мановакуумметри — контроль тиску.
- Засувки та запірні арматура — регулювання потоку вручну.
- Доливна ємність — для зворотного прийому рідини.
- Свердловинне обладнання — НКТ, цементні мости, якщо необхідна ізоляція пропластків.

Переваги:

- простота конструкції;
- невисока вартість обладнання;

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		64

- легкість в освоєнні персоналом.

Недоліки:

- низька точність дозування ;
- відсутність постійного контролю параметрів;
- велика кількість людських ресурсів ;
- високий ризик аварійного тиску ;
- неможливість точної оцінки ефективності обробки.

Автоматизація процесу кислотної обробки:

Для підвищення точності, ефективності та безпеки кислотної обробки було запропоновано систему автоматизації , яка дозволяє в режимі реального часу відстежувати параметри процесу, керувати подачею кислоти, регулювати тиск та аналізувати ефективність через коефіцієнт інжекції .

Призначення системи автоматизації

Автоматизація дає змогу:

- контролювати тиск на вході, в камері змішування та на виході;
- відстежувати витрати кислоти, продавки та суміші;
- регулювати роботу насоса через частотний перетворювач ;
- вводити корекції в реальному часі , якщо виявлено відхилення;
- реєструвати дані для подальшого аналізу.

Таблиця 3.3 — Обране обладнання для системи автоматизації

Елемент системи	Обладнання
Датчик робочого тиску	WIKA A-10 [4]
Датчик інжектowanego тиску	VEGABAR 82 [5]
Датчик витрат робочого потоку	TPS30-G5DVG4-00 [6]
Насос	СИН-32-100 [7]
Частотний перетворювач	ATV650C13N4F [8]
Струминний апарат	Tally TFC 3.10 [9]
АЦП	ADS1115 [10]
ЦАП	MCP4725 [11]

3.6 Розроблення комп'ютерної програми управління системою автоматизації процесу кислотної обробки свердловини

Метою даної програми є автоматизування процесу керування кислотної обробки свердловини на Артюхівському нафтогазоконденсатному родовищі.

Для розробки програми управління було обрано мову програмування Python через її простоту, потужну екосистему бібліотек та зручність у створенні графічного інтерфейсу. Основні використані бібліотеки:

tkinter — для створення графічного інтерфейсу користувача (GUI);

matplotlib — для побудови графіків зміни коефіцієнта інжекції;

random — для імітації коливань параметрів (тиску, витрат) у процесі моделювання;

PyInstaller — для створення виконавчого .exe файлу програми, що не потребує встановленого Python на цільовому ПК.

Опис роботи програми:

Програма імітує процес управління системою автоматизації кислотної обробки свердловини, зокрема контроль параметрів інжекції робочої рідини через струминний апарат.

Основні функції програми:

- Обчислення коефіцієнта інжекції α — на основі фізичних формул розраховуються параметри p_1 , p_2 , p_3 , Q_i , Q_R .
- Адаптивне регулювання витрати робочої рідини Q_R залежно від значення коефіцієнта інжекції.
- Візуалізація змін коефіцієнта інжекції α на графіку в режимі реального часу.
- Табличне відображення параметрів у новому вікні для подальшого аналізу.
- Збереження початкових умов і очищення для нового запуску.

Програма працює в циклі із часовою затримкою, постійно оновлюючи дані та графік.

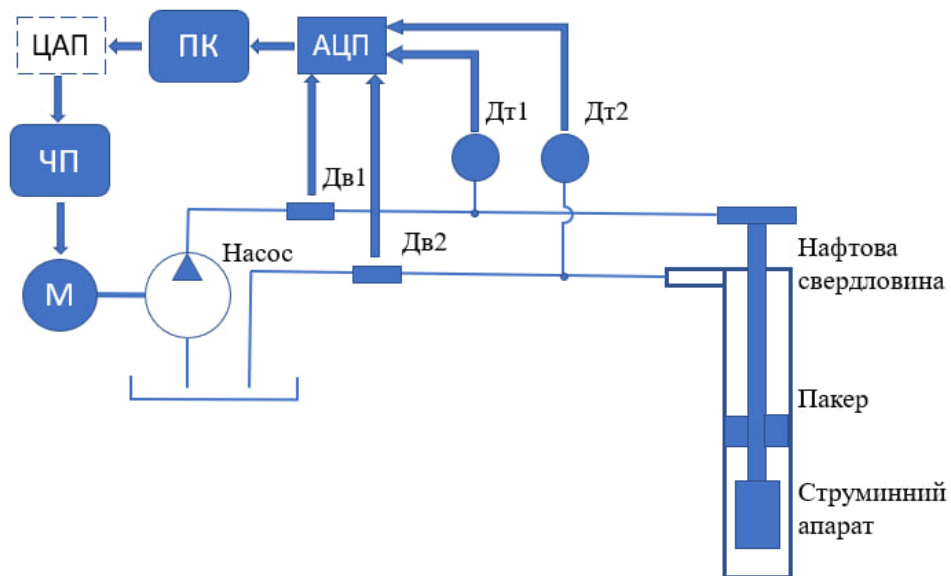


Рис 3.3 — Система автоматизації процесу кислотної обробки свердловин
На рисунку 3.3 можна побачити, які елементи є в цій системі, а саме:

- Насос, який закачує рідину.
- Датчики витрат 1 та 2, які передають дані.
- Датчики тиску 1 та 2, які передають дані.
- Струминний апарат.
- Аналогово-цифровий перетворювач, який дозволяє зчитувати дані з датчиків.
- Персональний комп'ютер, на якому встановлена програма.
- Цифро-аналоговий перетворювач, який перетворює дані на сигнал.
- Частотний перетворювач

Результати виконання програми управління системою кислотної обробки свердловини:

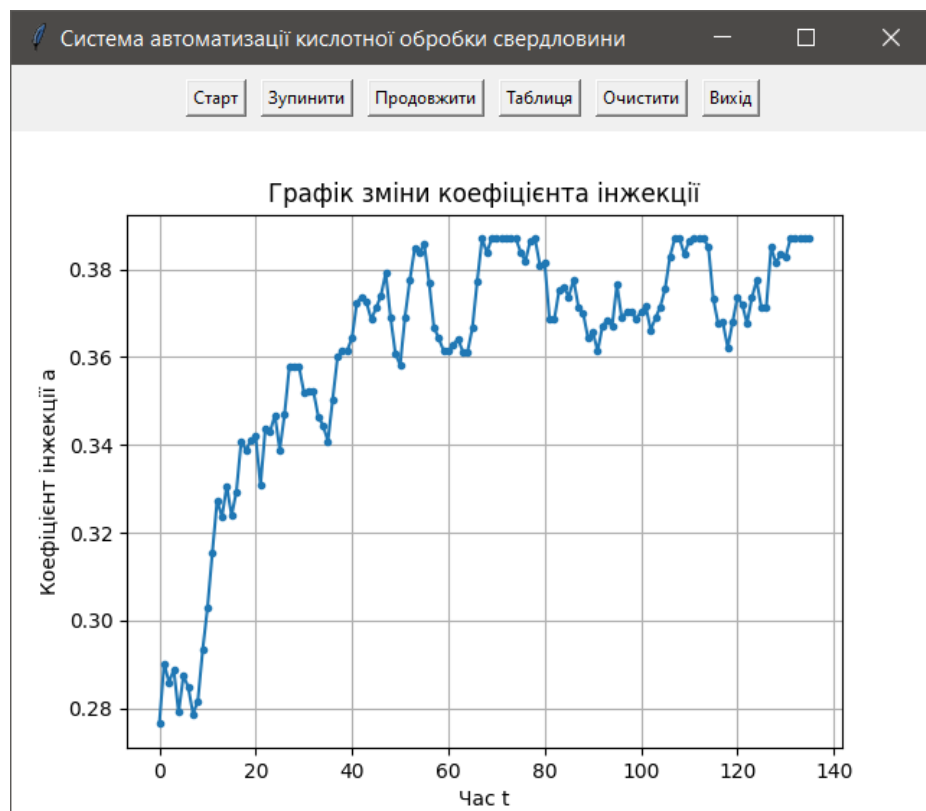


Рис 3.4 — Результати виконання програми

Як можна побачити на рисунку 3.4, коефіцієнт інжекції більшість часу знаходить на високому рівні, приблизно в 0.375, а незначні просадки викликані змінами в тиску, отже можна зрозуміти що програма відпрацьовує правильно.

ВИСНОВКИ

У спеціальній частині досліджено особливості експлуатації нафтових свердловин на пізніх стадіях розробки родовищ. Встановлено, що зменшення пластового тиску, зростання об'єму попутної води, погіршення фізико-хімічних властивостей нафти та забруднення привибійної зони суттєво впливають на продуктивність свердловин. Для подолання цих проблем запропоновано комплекс заходів, зокрема модернізація систем підняття, оптимізація режимів роботи, проведення ремонтно-відновлювальних робіт та використання технологій впливу на пласт.

Особлива увага приділена кислотній обробці свердловин як одному з ефективних методів відновлення продуктивності через очищення привибійної

зони та поліпшення фільтраційних характеристик породи. Розглянуто типи кислот, їхню дію на різні види колекторів, а також можливі ускладнення під час обробки. Підкреслено важливість правильного вибору реагентів, дозування та контролю параметрів для досягнення максимального ефекту.

Розглянуто перспективне застосування струминних апаратів з реверсуванням потоку, які характеризуються високою надійністю, здатністю працювати з в'язкими та забрудненими середовищами, а також можливістю внутрішньо-свердловинного очищення без демонтажу обладнання. Зазначено переваги реверсивного режиму, що дозволяє ефективно очищувати привибійну зону, зменшувати гідравлічний опір і підвищувати дебіт свердловин.

На основі проведених розрахунків описано конструктивні особливості струминного апарату, зокрема використання тарілчастих пружин, які забезпечують стабільність роботи та автоматичне регулювання параметрів. Також представлено розроблену систему автоматизації процесу кислотної обробки, що включає датчики, контролери та програмне забезпечення для точного дозування реагентів, контролю тиску та витрат, оперативного регулювання режимів обробки.

Для управління системою автоматизації розроблено комп'ютерну програму на мові Python, яка забезпечує візуалізацію параметрів, обчислення коефіцієнта інжекції, графічний аналіз змін показників у реальному часі та зберігання даних для подальшого використання.

Таким чином, запропоновані технологічні рішення, зокрема використання струминних апаратів з реверсуванням потоку, кислотна обробка та автоматизація процесів, дозволяють значно підвищити ефективність експлуатації свердловин на пізніх стадіях розробки родовищ, продовжити термін їхньої роботи та знизити собівартість видобутку нафти.

4. ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Виробнича санітарія на робочому місці персоналу

Одним із ключових елементів забезпечення безпеки праці є дотримання виробничої санітарії на робочому місці. У цьому розділі розглянуто загальні рекомендації, які можна застосувати для підтримання належного санітарного стану на підприємстві [12].

На Артюхівському нафтородовищі дотримання санітарно-гігієнічних норм та охорона праці є важливими складовими безпечного функціонування виробництва. Здійснюється контроль за якістю питної води, станом санітарно-побутових приміщень, а також вживаються заходи для недопущення забруднення навколишнього середовища нафтовими продуктами. Питання охорони праці мають пріоритетне значення: персонал забезпечується засобами індивідуального захисту, проходить регулярні інструктажі з техніки безпеки, а умови праці постійно моніторяться з метою запобігання виробничому травматизму.

Планове прибирання та дезінфекція. Доцільно впровадити систематичний графік очищення та обробки робочих зон дезінфікуючими засобами. Це сприятиме зменшенню ризику поширення інфекцій та забезпечить належний гігієнічний рівень.

Гігієнічні умови. У виробничих і допоміжних приміщеннях слід організувати доступ до води, мила, рушників або сушарок для рук. Працівників необхідно мотивувати до регулярного миття рук і дотримання особистої гігієни.

Навчання з безпеки та гігієни. Варто організовувати інструктажі та лекції, присвячені правилам гігієнічної поведінки та безпечного користування індивідуальними засобами захисту. Зміст навчання має включати базові принципи санітарії на робочому місці.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Корж				Охорона праці	Літера	Аркуш	Аркушів
Перев.							70	80
Реценз.						КПІ, ІЕЕ		
Н. Контр.								
Затв.	Лістовщик							

Вентиляція та повітрообмін. Необхідно забезпечити ефективну вентиляцію, яка підтримуватиме комфортний мікроклімат і сприятиме оновленню повітря в приміщеннях.

Безперервне підвищення кваліфікації. Регулярне проведення інструктажів, поширення інформаційних матеріалів та ознайомлення персоналу з актуальними вимогами до санітарії й безпеки — важливі складові профілактики професійних ризиків.

Раціональна організація робочих місць. Робоче місце має бути облаштоване таким чином, щоб не виникало перешкод під час прибирання. Також слід забезпечити вільний доступ до гігієнічних засобів.

Своєчасне поводження з відходами. Для підтримання чистоти необхідно впровадити чітку систему збору та утилізації відходів, а також встановити урни або контейнери з можливістю їх регулярного очищення. Зазначені рекомендації можуть адаптуватися відповідно до специфіки конкретного виробництва чи умов праці.

При роботі з кислотами треба носити засоби індивідуального захисту та мати в приміщенні припливно-витяжну вентиляцію.

4.2 Електробезпека

На Артюхівському нафтогазоконденсатному родовищі питання електробезпеки відіграє критично важливу роль як для захисту персоналу, так і для забезпечення стабільної, безаварійної роботи підприємства. Нижче подано низку загальних рекомендацій, які слід враховувати в межах системи електробезпеки [13].

Дотримання електротехнічних нормативів. Всі електроустановки повинні відповідати вимогам, визначеним у державних стандартах та технічних регламентах. Обладнання має проходити своєчасну технічну діагностику, аби виявляти й усувати потенційні відхилення ще до того, як вони створять загрозу.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						71
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Кваліфікаційна підготовка персоналу. Працівники, що працюють з електроустановками, повинні мати належну підготовку та регулярно підвищувати рівень знань у сфері електробезпеки. Навчальні заходи мають проводитись на постійній основі, з акцентом на актуальні вимоги та практичні навички[14].

Ізоляція та системи заземлення. Всі струмонесучі елементи електросистем повинні бути якісно ізольовані та підключені до справної системи заземлення. Потрібно організувати планові перевірки ізоляції та заземлення, щоб мінімізувати ризик виникнення аварій через витоки струму.

Контроль за експлуатацією обладнання. Слід забезпечити постійний моніторинг за правильністю користування електричними приладами. Експлуатація пошкодженого чи несправного обладнання категорично заборонена.

Дотримання процедур безпечної роботи. Роботи з електричними мережами повинні здійснюватися відповідно до затверджених інструкцій. Необхідно використовувати сертифіковані засоби індивідуального захисту, уникати перевантажень ліній, дотримуватися маркування проводів та вимог до ізоляції[15].

Періодичне технічне обслуговування. Усі системи електропостачання мають регулярно обстежуватись технічними спеціалістами. Такий підхід дозволяє своєчасно виявляти зношені елементи та запобігати збоям у роботі. Профілактика надзвичайних ситуацій. Доцільно впровадити комплекс заходів для запобігання пожежам та іншим інцидентам електротехнічного характеру. Серед них — повторні інструктажі, перевірки протипожежних систем, ознайомлення працівників зі схемами евакуації та базовими навичками першої допомоги.

Рациональне використання електроенергії. Слід заохочувати працівників до економного користування електричними ресурсами. Зокрема, вимикати обладнання, яке не використовується, і не допускати безпідставного енергоспоживання[16].

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						72
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Для розробки специфічних заходів безпеки варто звертатися до профільних спеціалістів або відповідних консультантів.

4.3 Протипожежна безпека

Забезпечення протипожежної безпеки на виробничих об'єктах, зокрема на нафтогазоконденсатному родовищі, є критично важливим завданням. Основна мета — запобігти виникненню пожеж, своєчасно виявляти можливі осередки загоряння та оперативно реагувати у разі надзвичайної ситуації. У цьому пункті наведено узагальнені рекомендації щодо організації системи протипожежного захисту[17].

Планування та інструктажі. Для родовища необхідно розробити повноцінний план дій у разі пожежі. Він має включати чітко прописані процедури евакуації, розміщення та утримання справних вогнегасників, а також функціонування систем оповіщення. Працівники повинні бути ознайомлені з цим планом у процесі регулярного навчання.

Системи виявлення загорянь. Рекомендується обладнати об'єкт автоматичною системою пожежної сигналізації, яка оперативно інформуватиме персонал та відповідні служби про загрозу. Така система повинна містити димові та теплові датчики, а також звукові сигнали тривоги[18].

Засоби гасіння пожеж. На території родовища має бути достатня кількість засобів первинного пожежогасіння — зокрема, вуглекислотних і порошкових вогнегасників. Знання персоналу щодо їхнього використання необхідно постійно оновлювати шляхом повторних інструктажів.

Безпечне зберігання матеріалів. Горючі речовини та хімікати повинні зберігатися згідно з вимогами нормативних документів. Слід обмежити наявність займистих матеріалів у робочих зонах, щоб зменшити ризики займання.

Евакуація та візуальна навігація. Евакуаційні маршрути мають залишатися вільними від перешкод і чітко позначеними. Варто встановити

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						73
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

сигнальні вказівники, що вказують шлях до виходів та розташування протипожежного обладнання[19].

Обслуговування систем безпеки. Усі компоненти пожежної безпеки — від сигналізації до систем гасіння — повинні регулярно перевірятись на справність. Технічне обслуговування має проводитися відповідно до затвердженого графіка, із фіксацією результатів оглядів.

Взаємодія з пожежними службами. Доцільно налагодити постійну комунікацію з місцевими підрозділами ДСНС для координації дій у разі надзвичайних ситуацій, а також для отримання експертних консультацій та підтримки у розробці заходів безпеки.

4.4. Забезпечення працівників засобами індивідуального захисту

На території нафтогазоконденсатних родовищ діють підвищені вимоги до засобів індивідуального та колективного захисту працівників, що спрямовані на зниження виробничих ризиків і недопущення аварійних ситуацій [20]. Основні заходи щодо забезпечення безпеки працівників включають:

Індивідуальні засоби захисту. Персонал повинен бути забезпечений усім необхідним спорядженням відповідно до характеру виконуваних робіт. До обов'язкових засобів належать спеціалізований захисний одяг, рукавички, окуляри, респіратори чи маски, взуття з антистатичними властивостями, страхувальні пояси та інші елементи, які забезпечують безпеку в умовах підвищеної небезпеки.

Системи вентиляції. Важливим фактором безпечного середовища є належний повітрообмін. Особливо це актуально для закритих приміщень або місць із можливим накопиченням шкідливих газів чи парів. Тому рекомендується встановлювати ефективні вентиляційні системи для підтримання допустимого рівня забруднень повітря[21].

Безпечна організація простору. Робочі зони повинні бути облаштовані так, щоб мінімізувати ймовірність травм. Це передбачає достатній рівень

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						74
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

освітлення, використання екранів або бар'єрів для захисту від шуму, а також технічні рішення для запобігання падінню важких предметів або інструментів.

4.5 Поведінка працівників під час повітряної тривоги

У нинішніх умовах збройної агресії система оповіщення про повітряну тривогу стала невід'ємною частиною заходів безпеки. На промислових об'єктах, зокрема на нафтогазоконденсатних родовищах, необхідно впроваджувати ефективні засоби інформування, зокрема встановлення голосових повідомлень, електронних табло та радіотрансляційних систем.

У разі надходження сигналу повітряної тривоги всі виробничі процеси повинні бути негайно зупинені, а обладнання — знеструмлене з метою мінімізації потенційної шкоди працівникам і технічним засобам.

Якщо оголошено евакуацію або є ознаки загрози, слід оперативно розпочати організований вихід з приміщень, дотримуючись встановлених маршрутів та інструкцій. У таких умовах існує ймовірність впливу небезпечних речовин або інших шкідливих факторів, тому працівникам слід скористатися захисним обладнанням, зокрема респіраторами, захисними костюмами та окулярами, яке повинно бути заздалегідь підготовлене та знаходиться в спеціально відведених місцях.

Усі дії під час повітряної тривоги мають здійснюватися відповідно до вказівок місцевих органів влади, які можуть включати переміщення до укриття, відключення живлення або встановлення додаткових засобів пожежогасіння.

Найважливішим у таких ситуаціях залишається збереження спокою, чітке дотримання інструкцій і уникнення паніки.

ВИСНОВКИ

У межах четвертого розділу було детально проаналізовано аспекти охорони праці на Артюхівському нафтогазоконденсатному родовищі. Зокрема, розглянуто питання виробничої санітарії, раціональної організації робочих місць, дотримання вимог електробезпеки, протипожежного захисту,

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						75
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

забезпечення персоналу індивідуальними засобами захисту, а також дій працівників у разі повітряної тривоги. Особливу увагу приділено заходам, спрямованим на зменшення ризиків, пов'язаних з експлуатацією електрообладнання, шляхом його правильного проектування, встановлення та технічного обслуговування. Застосування засобів індивідуального захисту вимагає дотримання відповідних правил користування та зберігання. Дії працівників під час сигналу повітряної тривоги передбачають обов'язкове проходження інструктажу, знання маршруту евакуації та послідовне виконання інструкцій безпеки.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						76
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У процесі виконання дипломного проекту було розроблено електромеханічне обладнання та систему автоматизації процесу регулювання продуктивності нафтових свердловин з використанням струминного апарату з реверсуванням потоку. Дослідження зосереджене на підвищенні ефективності видобутку нафти на пізніх стадіях розробки родовищ, коли суттєво знижується продуктивність свердловин через зменшення пластового тиску, зростання об'єму попутної води, погіршення фізико-хімічних властивостей нафти та забруднення привибійної зони.

Для подолання цих проблем запропоновано комплекс заходів, серед яких — використання струминного апарату з реверсуванням потоку, кислотна обробка свердловин та автоматизація технологічного процесу. Особливу увагу приділено кислотній обробці, як одному з ефективних методів відновлення продуктивності свердловин через очищення привибійної зони від забруднень і поліпшення фільтраційних характеристик породи.

Струминний апарат з реверсуванням потоку забезпечує ефективне внутрішньосвердловинне очищення без демонтажу обладнання, що значно скорочує час простою та зменшує витрати на ремонт і технічне обслуговування. Розраховано основні параметри його роботи, в тому числі швидкість робочого потоку, тиск інжекції, витрати рідини, а також коефіцієнт інжекції, який характеризує ефективність роботи апарату.

На основі проведених розрахунків та аналізу конструктивних особливостей розроблено систему автоматизації процесу кислотної обробки свердловин. Вона включає датчики тиску та витрат, контролери, частотні перетворювачі та програмне забезпечення для точного дозування реагентів, оперативного регулювання параметрів та моніторингу стану свердловини в режимі реального часу. Для управління системою автоматизації розроблено комп'ютерну програму на мові Python, яка забезпечує обчислення коефіцієнта інжекції, графічну візуалізацію змін параметрів, збереження даних та можливість адаптивного регулювання роботи системи.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						77
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

Також у роботі виконано проектування системи електропостачання підприємства: розраховано електричні навантаження, вибрано трансформатори, виконано перевірку мереж на допустимі струми, розраховано струми короткого замикання та вибрано електрообладнання. Забезпечено необхідні показники електробезпеки, надійності живлення та якості електроенергії.

Особлива увага приділена питанням охорони праці, електробезпеки, протипожежної безпеки, забезпеченню працівників засобами індивідуального захисту та діям персоналу під час повітряної тривоги. Розглянуто рекомендації щодо раціональної організації робочих місць, гігієнічних умов, планового обслуговування обладнання та профілактики аварійних ситуацій.

Результати дипломного проекту можуть бути впроваджені на практиці для підвищення ефективності експлуатації нафтових свердловин, особливо на пізніх стадіях розробки родовищ, а також для модернізації електромеханічного обладнання та систем автоматизації нафтогазового комплексу. Проект сприяє зменшенню витрат, підвищенню безпеки виробничих процесів та зростанню конкурентоспроможності підприємства у галузі нафтогазової промисловості.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						78
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Геологічний атлас родовищ України
2. Рябенко І.С, Мейта О.В, посібник <<Проектування електропостачання та електрообладнання машин і установок геотехнічних виробництв>>
3. Машини та обладнання нафтогазових виробництв. Аналітичні дослідження: навчальний посібник/ Л.К. Лістовщик, Л.В. Гурєєва. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 60 с.
4. Датчик тиску WIKA A-10S URL: <https://peko.com.ua/process-sensors/pressure-sensors/wika-a-10-12719260-0-10-bar>
5. Датчик інжектованого тиску VEGABAR 82 Url: <https://asutp.shop/ua/p1504477466-vegabar.html?srsltid=AfmBOor94zvCuH4oYyzJOYudbaUGn31Nn-wfc0r9tw9m4JV2LZ5vBX71>
6. Датчик витрат робочого потоку TPS30-G5DVG4-00 URL: <https://www.autonics.com/us/model/TPS30-G5DVG4-00>
7. Насос СИН-32-100 URL: <https://prom-ocean.com.ua/nasosy-ua/stroitelnye-nasosy-ua/nasosy-tipa-sin-32-ua>
8. Частотний перетворювач ATV650C13N4F URL: <https://surl.li/vuihtc>
9. Струминний апарат Tally TFC 3.10 URL: <https://www.tallyenergy.com/wp-content/uploads/2024/05/Tech-Flo-Jet-Pump-Data-Sheet-2024-1.pdf>
10. АЦП ADS1115 URL: <https://www.mini-tech.com.ua/4-kanalnyi-16-bitnyi-acp-modul-ads1115>
11. ЦАП MCP4725 URL: <https://www.mini-tech.com.ua/12-bitnyi-cap-modul-mcp4725>
12. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці та пожежна безпека» для підготовки студентів КПІ ім. І. Сікорського за освітньо-кваліфікаційними рівнем “бакалавр” спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»; 144 «Теплотехніка»

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						79
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

денної та заочної форми навчання / Укл.: Л. Третякова. – Київ: КПІ ім. І. Сікорського, ІЕЕ, 2021. – 58 с.

13. ДСТУ 7238:2011. Система стандартів безпеки праці. Електробезпека. Загальні вимоги та норми. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2012. 20 с.

14. ДСТУ ISO 45001:2018. Система управління охороною здоров'я та безпекою праці. Вимоги та настанови щодо застосування. Вид. офіц. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2018. 46 с.

15. НПАОП 0.00-1.02-12. Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2012. 90 с.

16. ДСТУ EN 12464-1:2012. Освітлення робочих місць у приміщеннях. Вид. офіц. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2013. 64 с.

17. ДСанПіН 3.3.2-171-2007. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. Вид. офіц. Київ: Міністерство охорони здоров'я України, 2007. 32 с.

18. ДСН 3.3.6.042-99. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. Вид. офіц. Київ: Міністерство охорони здоров'я України, 1999. 28 с.

19. ДСТУ EN 61140:2014. Захист від ураження електричним струмом. Загальні аспекти безпеки. Вид. офіц. Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2015. 38 с.

20. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ПБЕЕС). Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2014. 120 с.

21. ДБН В.1.1-7-2016. Правила пожежної безпеки. Специфікація з урахуванням особливостей нафтогазової промисловості. Вид. офіц. Київ: Мінрегіонбуд України, 2016. 48 с.

					ДП ОА-11.13.000.ПЗ	Аркуш
						80
Зм.	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		