

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО
ГОСПОДАРСТВА імені О.М. БЕКЕТОВА

Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи

на тему: «Аналіз експлуатаційних режимів роботи ділянки
магістрального нафтопроводу в межах Полтавської області»

Виконав: студент 4 курсу групи НІТ2022-1

Назар ДОРОШЕНКО

Керівник: д.т.н., проф. Іван КАПЦОВ

Рецензент: д.т.н., проф. Борис Ільченко

Харків – 2026 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО
ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Інститут, факультет Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної інфраструктури


Кафедра Нафтогазової інженерії та технології

Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр

Спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

В.о. завідувача кафедри
нафтогазової інженерії
та технологій

 Роман ТКАЧЕНКО
«16» червня 2026 р..

З А В Д А Н Н Я

на кваліфікаційну роботу бакалавра

студента Дорошенко Назара Васильовича

1. Тема роботи: «Аналіз експлуатаційних режимів роботи ділянки магістрального нафтопроводу в межах Полтавської області».

затверджені наказом по університету від «22» травня 2026 р. № 440-03.

2. Термін подання студентом закінченої роботи 17.06.2026 р.

3. Вихідні дані до роботи : Загальні відомості про трубопровідний транспорт нафти; Основні об'єкти і споруди магістрального нафтопроводу

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці):

4.1 Технологічна частина;

4.2 Методи збільшення продуктивності перекачування нафти;

4.3 Розрахунки нафтопроводу;

4.4 Охорона праці.

5. Графічний матеріал (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

5.1 Карта магістральної мережі нафтопроводів України

5.2 Вибір труб з урахуванням умов експлуатації нафтопроводу

5.3 Відцентровий насос НМ 7000-210 зі змінним ротором для перекачування нафти

5.4 Підкачувальний насос серії НМП 2500-74

5.5 Гідравлічні параметри роботи насосної станції





5.6 Діаграми зміни розрахункового тиску

5.7 Схематичне розміщення насосних станцій на нафтопроводі

5.8 Охорона праці

5.9 Висновки

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Технологічна частина	проф. Капцов І. І.		
Охорона праці	доц. Абракітов В.Е.		

7. Дата видачі завдання «25» травня 2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів кваліфікаційної роботи бакалавра	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на виконання кваліфікаційної роботи бакалавра	25.05.2026	
	Аналіз проектних матеріалів і вихідних даних	26.05.2026	
2	Огляд і аналіз науково-технічної літератури за тематикою роботи	28.05.2026	
3	Одержання завдання на проектування	01.06.2026	
4	Основні відомості про транспортування нафти трубопроводами	05.06.2026	
5	Методи збільшення продуктивності перекачування нафти	07.06.2026	
6	Розрахунок гідравлічних параметрів нафтопроводу	08.06.2026	
7	Гідравлічний розрахунок нафтопроводу	09.06.2026	
8	Характеристика основного та допоміжного обладнання НПС	11.06.2026	
9	Коригування характеристик насоса при перекачуванні нафти та вибір насосного агрегату	12.06.2026	
10	Виконання розділу з охорони праці	14.06.2026	
12	Оформлення пояснювальної записки	28.05-14.06.2026	
13	Оформлення графічного матеріалу	02.06-14.06.2026	
14	Рецензування кваліфікаційної роботи бакалавра	18.06.2026	
15	Здача закінченої кваліфікаційної роботи в ЕК	.06.2026	

Керівник _____

(доктор техн.наук, проф. Капцов І. І.)

Студент-бакалавр _____

(Дорошенко Н. В.)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота складається з 73 сторінок пояснювальної записки, 9 слайдів графічної частини роботи.

Кваліфікаційна робота бакалавра присвячена дослідженню та розрахунку магістрального нафтопроводу, вибору основного і допоміжного насосного обладнання, а також аналізу заходів щодо підвищення ефективності транспортування нафти та забезпечення безпечних умов експлуатації трубопровідної системи.

У роботі розглянуто теоретичні основи транспортування нафти магістральними трубопроводами, проаналізовано їх конструктивні особливості, технологічні схеми та склад нафтоперекачувальних станцій. Досліджено сучасні методи підвищення продуктивності магістральних нафтопроводів, зокрема застосування лупінгів, модернізацію насосного обладнання та використання протитурбулентних присадок.

У розрахунковій частині виконано підбір труб для будівництва нафтопроводу, визначено необхідну товщину стінки труб та проведено перевірку їх міцності відповідно до нормативних вимог. Виконано гідравлічний розрахунок трубопроводу, визначено швидкість руху нафти, втрати напору та кількість нафтоперекачувальних станцій. Обґрунтовано схему розміщення насосних станцій уздовж траси магістрального нафтопроводу. Окремий розділ присвячено питанням охорони праці та захисту навколишнього середовища під час будівництва та експлуатації нафтопроводів. Розглянуто основні небезпечні виробничі фактори, заходи щодо їх усунення та способи мінімізації негативного впливу на довкілля.

Ключові слова: магістральний нафтопровід, транспортування нафти, нафтоперекачувальна станція, гідравлічний розрахунок, насос насос НМП

ЗМІСТ

Вступ.....	7
1 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	9
1.1 Основні відомості про транспортування нафти трубопроводами.....	9
1.2 Станції перекачування нафти.....	14
1.3 Технологічна схема нафтопроводу.....	17
Висновок.....	18
2 МЕТОДИ ЗБІЛЬШЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ПЕРЕКАЧУВАННЯ НАФТИ.....	19
2.1 Методи підвищення обсягу транспортованого продукту зі змінюю геометричних параметрів.....	20
2.1.1 Лупінг.....	20
2.1.2 Вставка додаткової ділянки трубопроводу.....	22
2.2 Підвищення продуктивності транспортування продукту через модернізацію насосних установок.....	23
2.2.1 Байпасування.....	23
2.2.2 Заміна або реконструкція насосно-силового обладнання.....	23
2.3 Метод збільшення обсягу транспортованого продукту шляхом застосування протитурбулентних присадок.....	25
Висновок.....	28
3 РОЗРАХУНКИ НАФТОПРОВОДУ.....	30
3.1 Підбір труб для будівництва нафтопроводу.....	31
3.2 Контроль трубопроводів на міцність.....	31
3.3 Розрахунок гідравлічних параметрів нафтопроводу.....	32
3.4 Розрахунок схеми розміщення насосних станцій.....	34
3.5 Схема розташування нафтоперекачувальних станцій.....	35

3.6	Характеристика основного та допоміжного обладнання НПС.....	39
3.7	Коригування характеристик насоса при перекачуванні нафти та вибір насосного агрегату НМ 7000–210.....	45
3.8	Гідравлічний розрахунок підпірного насоса.....	50
	Висновок.....	51
4	ОХОРОНА ПРАЦІ	53
4.1	Організація безпечних умов праці під час зварювання труб.....	53
4.2	Визначення меж небезпечної зони під час виконання будівельних робіт на трубопроводі.....	60
4.3	Забезпечення безпеки праці під час виконання будівельно-монтажних робіт.....	63
4.3.1	Вантажно-розвантажувальні роботи.....	63
4.3.2	Безпечна організація праці при виконанні земляних робіт.....	63
4.3.3	Забезпечення безпечних умов праці під час прокладання та випробування нафтопроводів.....	64
4.4	Охорона навколишнього природного середовища.....	66
4.4.1	Заходи щодо охорони земельних ресурсів та ґрунтового покриву.....	66
4.4.2	Безпечні умови праці під час земляних робіт.....	67
4.4.3	Безпечні умови праці при прокладанні та випробуванні нафтопроводів.....	68
4.4.4	Заходи з охорони навколишнього середовища під час поводження з відходами.....	68
	Висновок.....	69
	ВИСНОВОК.....	71
	ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	73

ВСТУП

У сучасних умовах трубопровідний транспорт відіграє важливу роль у забезпеченні ефективного функціонування паливно-енергетичного комплексу та є одним із ключових елементів системи транспортування нафти і газу. Основним завданням магістральних трубопроводів є надійне та безперебійне постачання енергоресурсів споживачам як на внутрішньому ринку, так і за його межами.

Сьогодні спостерігається активний розвиток трубопровідного транспорту, що супроводжується модернізацією існуючих мереж, впровадженням новітніх технологій та удосконаленням методів експлуатації. Одним із головних напрямків розвитку є підвищення ефективності використання діючих трубопровідних систем без значних капіталовкладень у будівництво нових об'єктів.

Зі збільшенням обсягів видобутку вуглеводнів та введенням в експлуатацію нових родовищ виникає необхідність підвищення пропускної здатності існуючих магістральних трубопроводів. Проте фактична продуктивність трубопровідної системи не завжди відповідає зростаючим потребам транспортування. У таких умовах актуальним завданням стає пошук технічних рішень, які дозволяють збільшити обсяги перекачування продукту без реконструкції або будівництва нових трубопроводів.

Метою даної роботи є аналіз сучасних підходів до підвищення ефективності експлуатації магістральних трубопроводів та вибір найбільш доцільного способу збільшення їх пропускної здатності без зміни основних геометричних параметрів трубопровідної системи.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- дослідити технічні характеристики та особливості експлуатації об'єкта дослідження;
- проаналізувати сучасні методи підвищення продуктивності

магістральних трубопроводів;

- виконати порівняльну оцінку можливих технічних рішень та обґрунтувати вибір оптимального варіанта;
- провести необхідні інженерні розрахунки;
- розглянути питання охорони праці, виробничої безпеки та екологічного забезпечення під час реалізації запропонованих технічних рішень.

1 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Основні відомості про транспортування нафти трубопроводами

До магістральних належать трубопроводи, діаметр яких перевищує 200 мм, а протяжність становить понад 50 км. Магістральний трубопровід може входити до структури одного або кількох лінійних виробничих управлінь (ЛВУ) чи районних управлінь магістральних нафтопроводів (РУМНП). Межі експлуатаційних зон між цими підрозділами визначаються розташуванням запірної арматури (засувки).

Лінійні виробничі та районні управління відповідають за організацію й контроль експлуатації одного або декількох трубопроводів разом із комплексом супутніх станційних споруд. Проектування магістральних трубопроводів здійснюється відповідно до чинних нормативно-технічних вимог. Під час розроблення проекту особлива увага приділяється забезпеченню економічної ефективності трубопровідного транспорту порівняно з іншими способами перевезення, а також гарантуванню високої надійності роботи системи та безперервного постачання нафти і нафтопродуктів споживачам.

Основними робочими параметрами, які визначають техніко-економічні показники магістрального трубопроводу на етапі його проектування, є:

- робочий тиск у трубопроводі (p);
- відстань між насосними або перекачувальними станціями (L);
- пропускна здатність трубопроводу (Q);
- внутрішній діаметр труб (D).

Зазначені параметри є вихідними даними для проектування та суттєво впливають на ефективність, надійність і економічність функціонування трубопровідної системи. Вони визначають вибір конструктивних рішень, обладнання, режимів експлуатації та обсяг необхідних капіталовкладень.

Окрім основних параметрів, технічне завдання на проєктування містить відомості про фізико-хімічні властивості рідини, що транспортується, зокрема густину, в'язкість, температуру застигання, корозійну активність та інші характеристики, які впливають на гідравлічні процеси в трубопроводі. Також враховуються умови експлуатації майбутнього об'єкта, включаючи кліматичні особливості району прокладання траси, геологічну будову ґрунтів, гідрогеологічні умови, наявність водних перешкод, сейсмічну активність та інші природні фактори.

Під час визначення основних робочих параметрів магістрального трубопроводу на стадії проєктування необхідно забезпечити відповідність міцнісних характеристик труб умовам експлуатації, а також досягти максимально ефективного використання пропускної здатності трубопроводу та обладнання нафтоперекачувальних станцій (НПС). Оптимальний вибір параметрів дає змогу підвищити економічну ефективність транспортування нафти та зменшити експлуатаційні витрати.

При встановленні річного обсягу транспортування нафти розрахунковий фонд часу роботи трубопровідної системи зазвичай приймають рівним 350 добам на рік. Решта 15 діб передбачаються для виконання планово-попереджувальних ремонтів, технічного обслуговування обладнання, проведення діагностичних робіт та усунення можливих аварійних ситуацій. Такий підхід забезпечує підтримання високого рівня надійності та безпеки експлуатації трубопровідної мережі.

Відповідно до чинних норм технологічного проєктування всі гідравлічні та технологічні розрахунки виконуються з урахуванням мінімальної температури ґрунту на глибині прокладання осі трубопроводу. Це пов'язано з тим, що температура навколишнього середовища істотно впливає на фізико-хімічні властивості нафти та нафтопродуктів, зокрема на їхню в'язкість і плинність. У складних кліматичних умовах зниження температури може призвести до збільшення гідравлічного опору та зростання енергетичних

витрат на перекачування.

Крім того, під час проектування враховуються перспективи збільшення обсягів транспортування в майбутньому, що дозволяє створити резерв пропускної здатності системи. Важливим аспектом є також забезпечення екологічної безпеки, надійного захисту трубопроводу від корозії та можливості оперативного контролю технічного стану лінійної частини й насосних станцій [1].

Залежно від функціонального призначення нафто- та нафтопродуктопроводи поділяються на кілька основних категорій:

1. Магістральні нафтопроводи та нафтопродуктопроводи (МН).

Призначені для транспортування товарної нафти, нафтопродуктів, стабільного газового конденсату та інших рідких вуглеводнів на значні відстані від місць видобутку, переробки або зберігання до пунктів споживання. До таких пунктів належать нафтобази, перевалочні комплекси, наливні естакади, морські та річкові термінали, нафтопереробні заводи й великі промислові підприємства. Магістральні трубопроводи характеризуються великою пропускною здатністю, діаметром труб у межах від 219 до 1400 мм та робочим надлишковим тиском від 1,2 до 10 МПа. Вони є основою системи транспортування нафти та нафтопродуктів і забезпечують безперервне постачання енергетичних ресурсів споживачам.

2. Промислові нафтопроводи. Ця група трубопроводів використовується безпосередньо на нафтогазових родовищах і призначена для транспортування продукції свердловин до пунктів збору, підготовки, сепарації та первинної переробки нафти. Вони з'єднують окремі свердловини з установками збору та підготовки продукції, резервуарними парками та іншими виробничими об'єктами промислу. Промислові трубопроводи є важливою складовою інфраструктури видобувних підприємств і забезпечують ефективне функціонування технологічного циклу видобутку вуглеводнів.

3. Технологічні трубопроводи. Призначені для транспортування

різноманітних речовин у межах одного підприємства або комплексу взаємопов'язаних виробничих об'єктів. Через такі трубопроводи можуть переміщуватися сировина, напівфабрикати, готова продукція, реагенти, паливо, мастильні матеріали та інші речовини, необхідні для здійснення технологічних процесів. Технологічні трубопроводи забезпечують взаємодію між окремими установками та агрегатами підприємства, сприяючи безперервності виробництва та підвищенню його ефективності.

Кожна з наведених груп трубопроводів виконує специфічні функції в системі транспортування та переробки нафти і нафтопродуктів. Їх конструктивні особливості, параметри роботи та вимоги до експлуатації визначаються умовами використання, характеристиками транспортованого продукту та виробничими завданнями, які вони повинні забезпечувати.

Відповідно до чинних норм технологічного проектування магістральними нафтопроводами вважаються трубопроводи довжиною понад 50 км і діаметром від 219 до 1220 мм включно, які призначені для транспортування товарної нафти від районів її видобутку, підготовки або зберігання до об'єктів споживання. До таких об'єктів належать нафтопереробні заводи, перевалочні та розподільчі нафтобази, наливні пункти, термінали та інші підприємства нафтогазового комплексу. Основним завданням магістральних нафтопроводів є забезпечення безперервного та економічно ефективного транспортування значних обсягів нафти на великі відстані.

Згідно з будівельними нормами і правилами магістральні нафтопроводи та нафтопродуктопроводи класифікуються за величиною умовного діаметра труб. Такий поділ використовується під час проектування, будівництва та експлуатації трубопровідних систем і дозволяє визначити вимоги до їх конструкції та режимів роботи.

Класи магістральних трубопроводів за умовним діаметром мають такий вигляд:

I клас — трубопроводи з умовним діаметром понад 1000 мм до 1200 мм

включно;

II клас — трубопроводи з умовним діаметром понад 500 мм до 1000 мм включно;

III клас — трубопроводи з умовним діаметром понад 300 мм до 500 мм включно;

IV клас — трубопроводи з умовним діаметром менше 300 мм.

Поділ магістральних трубопроводів на класи має важливе практичне значення, оскільки від діаметра труб залежить пропускна здатність системи, величина робочого тиску, обсяги транспортування нафти та економічна ефективність експлуатації. Трубопроводи більших діаметрів застосовуються для транспортування значних потоків нафти між великими виробничими та переробними центрами, тоді як трубопроводи менших класів використовуються для забезпечення локальних або регіональних потреб.

Магістральні нафтопроводи та нафтопродуктопроводи класифікуються за категоріями, що визначають необхідний рівень міцності конструкції на всій протяжності трубопроводу. Зокрема:

IV категорія охоплює трубопроводи діаметром до 700 мм, прокладені підземним способом;

III категорія включає трубопроводи діаметром до 700 мм при підземному та наземному прокладанні, а також трубопроводи діаметром 700 мм і більше незалежно від способу їх прокладання.

Наведена класифікація та категорії трубопроводів переважно встановлюють вимоги, що стосуються забезпечення їх міцності та герметичності. У північній природно-кліматичній зоні всі трубопроводи відносять до III категорії. Виходячи з цих вимог, визначають також категорії не лише для трубопроводу в цілому, а й для окремих його ділянок[2]..

Потреба в такому поділі зумовлена різними умовами експлуатації на окремих відрізках траси, а також потенційними наслідками можливих аварій чи руйнувань на них. Деякі ділянки нафтопроводів можуть належати до вищих

категорій — I або II.

До вищої категорії відносять трубопровідні переходи через судноплавні та несудноплавні річки за умови діаметра трубопроводу 1000 мм і більше. До ділянок I категорії належать підводні та надводні переходи через річки, болота II і III типів, гірські райони та зони вічної мерзлоти. До II категорії зараховують під- і надводні переходи через річки, болота II типу, косогірні ділянки, а також переходи під автомобільними дорогами тощо.

Трубопроводи можуть прокладатися як окремо, так і паралельно до вже діючих або запланованих магістральних трубопроводів у межах технічного коридору. Під технічним коридором магістральних трубопроводів розуміють комплекс трубопроводів, які прокладені паралельно однією трасою. У певних випадках допускається також спільне розміщення нафто- та газопроводів в одному коридорі[2].

До складу магістрального нафтопроводу входить комплекс споруд, який включає: підвідні трубопроводи, головну нафтоперекачувальну станцію (ГНПС), проміжні нафтоперекачувальні станції (НПС), кінцевий пункт (КП) та лінійні споруди.

Підвідні трубопроводи забезпечують транспортування нафти від джерел її видобутку (промислових нафтозбірних пунктів) до головної нафтоперекачувальної станції.

1.2 Станції перекачування нафти

Для забезпечення транспортування нафти та нафтопродуктів магістральними трубопроводами використовуються спеціалізовані нафтоперекачувальні станції. Залежно від функціонального призначення вони поділяються на **головні** та **проміжні**.

Головні нафтоперекачувальні станції призначені для приймання нафти після її підготовки на промислах або з інших джерел постачання та подальшого подавання в магістральний трубопровід. Проміжні станції

встановлюються вздовж траси нафтопроводу і служать для підтримання необхідного тиску, що забезпечує безперервне транспортування продукту на великі відстані.

Усі споруди та обладнання, які входять до складу нафтоперекачувальних станцій, можна умовно розділити на дві категорії: Основні технологічні об'єкти та допоміжні інженерно-господарські споруди.

До основних технологічних об'єктів належать:

- резервуарні парки для зберігання нафти;
- підпірні насосні агрегати;
- вузли обліку нафти, оснащені системами фільтрації;
- магістральні насосні станції;
- системи регулювання тиску та запобіжна арматура;
- камери запуску і приймання очисних та діагностичних пристроїв;
- технологічні трубопроводи із запірною арматурою.

До допоміжних об'єктів відносяться:

- трансформаторні підстанції та розподільчі електротехнічні пристрої;
- системи водопостачання;
- споруди для збору та очищення виробничих і господарсько-побутових стоків;
- котельні установки та теплові мережі;
- лабораторні й інженерні корпуси;
- пожежні депо;
- вузли зв'язку та диспетчерського керування;
- ремонтно-механічні майстерні;
- дільниці ремонту й калібрування контрольно-вимірювальних приладів;
- гаражі та транспортні зони;
- складські приміщення;
- адміністративно-побутові будівлі.

Отже, нафтоперекачувальні станції є невід'ємною складовою

магістральних трубопровідних систем. Вони забезпечують приймання, накопичення, облік і транспортування нафти, а також створюють необхідні умови для стабільної та безпечної роботи трубопроводу протягом усього маршруту перекачування.

На головних нафтоперекачувальних станціях виконуються такі технологічні операції: приймання та облік нафти, її короткочасне зберігання в резервуарах, внутрішньостанційне перекачування між резервуарами, закачування нафти до магістрального трубопроводу, а також запуск у трубопровід очисних і діагностичних пристроїв. Крім того, на ГНПС може здійснюватися підкачка нафти з інших джерел надходження, зокрема з інших нафтопроводів або від попутних нафтовидобувних підприємств [2].

Головна нафтоперекачувальна станція є початковою точкою нафтопроводу. Саме з неї підготовлена товарна нафта надходить до магістрального нафтопроводу.

Перекачування нафти виконується за допомогою чотирьох магістральних насосних агрегатів DVMX 5, при цьому два з них перебувають у роботі, а два — у резерві.

Резервуарний парк складається з чотирьох резервуарів, сумарна місткість яких становить 120 тисяч кубічних метрів. Технологічна схема ГНПС подана на рисунку 1.1

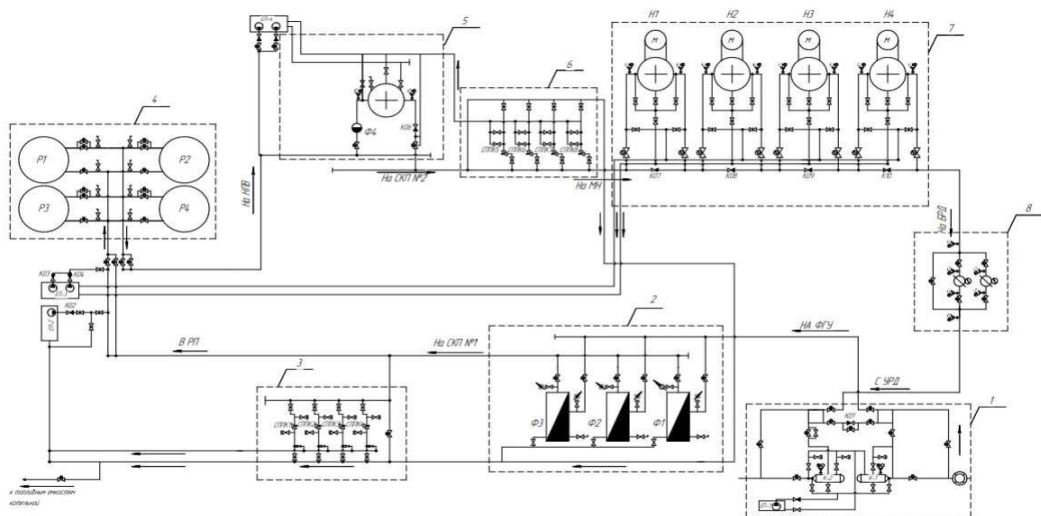


Рисунок 1.1 – Технологічна схема головної нафтоперекачувальної

станції (ГНПС).

На проміжних нафтоперекачувальних станціях здійснюється підвищення тиску нафти, що транспортується, з метою забезпечення її подальшого перекачування по трубопроводу. При роботі ПНПС у режимі «з насоса в насос» (коли кінець попередньої ділянки нафтопроводу безпосередньо під'єднаний до всмоктувальної лінії насосів наступної станції) резервуарні парки на таких станціях не передбачаються. В інших випадках, коли перекачування виконується через резервуари або з підключеними ємностями, проміжні станції обладнуються резервуарними парками.

Крім того, на ПНПС встановлюють системи для згладжування коливань тиску та захисту від гідравлічних ударів. До складу проміжних станцій входять НПС-1 та НПС-2.

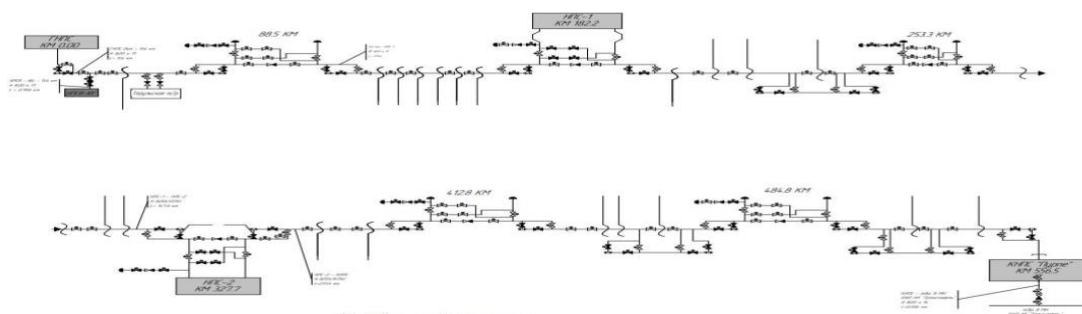
Також у системі передбачена кінцева нафтоперекачувальна станція (КНПС), на якій виконується остаточне приймання нафти з магістрального трубопроводу[2].

1.3 Технологічна схема нафтопроводу

Наразі на нафтопроводі працюють чотири нафтоперекачувальні станції (НПС):

- 0 км – ГНПС – головна нафтоперекачувальна станція;
- 182,2 км – НПС-1 – перша нафтоперекачувальна станція;
- 327,7 км – НПС-2 – друга нафтоперекачувальна станція;
- 556 км – КНПС – кінцева нафтоперекачувальна станція.

Схема технологічної організації магістрального нафтопроводу подана на рисунку 1.2.



Висновок до розділу 1

У розділі було розглянуто основні принципи транспортування нафти магістральними трубопроводами, їх класифікацію, конструктивні особливості та склад основних технологічних об'єктів. Магістральні нафтопроводи є найбільш ефективним та економічно доцільним способом транспортування значних обсягів нафти на великі відстані, забезпечуючи безперервність постачання та високий рівень надійності роботи системи.

Основні параметри, що визначають ефективність функціонування трубопроводу, зокрема робочий тиск, пропускна здатність, діаметр труб та відстань між нафтоперекачувальними станціями. Правильний вибір цих параметрів на стадії проектування суттєво впливає на техніко-економічні показники транспортування нафти та рівень експлуатаційних витрат.

Розглянуто призначення та склад головних і проміжних нафтоперекачувальних станцій, які забезпечують підтримання необхідного тиску в трубопроводі, безперервне перекачування нафти та безпечну експлуатацію всієї системи. Нафтоперекачувальні станції є ключовими елементами магістрального нафтопроводу, від ефективності роботи яких значною мірою залежить пропускна здатність трубопровідної системи.

Було досліджено технологічну схему магістрального нафтопроводу, що складається з головної, двох проміжних та кінцевої нафтоперекачувальних станцій. Аналіз схеми дозволив визначити основні технологічні процеси транспортування нафти та особливості взаємодії між окремими елементами системи.

2. МЕТОДИ ЗБІЛЬШЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ПЕРЕКАЧУВАННЯ НАФТИ

Режим функціонування нафтопроводу визначається сумісним розв'язанням рівнянь, які описують гідравлічні характеристики лінійних ділянок трубопроводу та напірні характеристики нафтоперекачувальних станцій. При цьому враховуються допустимі значення тиску, що залежать від технічного стану трубопроводу на кожній ділянці, а також обмеження роботи насосного обладнання.

Продуктивність магістрального нафтопроводу є змінною величиною, яка змінюється в часі. Такі коливання зумовлені різними факторами, пов'язаними з режимом роботи системи нафтопроводу, умовами експлуатації родовищ та графіками постачання нафти споживачам.

Під час експлуатації магістральних трубопроводів часто виникає потреба у зміні їх робочих режимів, що обумовлено такими причинами:

- зміною реологічних властивостей нафти через наявність води, парафінів, розчиненого газу та інших домішок, а також сезонними коливаннями температури;
- нерівномірним завантаженням системи внаслідок змін у роботі постачальників і споживачів;
- проведенням планових або аварійних ремонтів, пошкодженнями лінійної частини, спрацюванням захисних систем чи відмовами обладнання НПС;
- технологічними обмеженнями, такими як відсутність резервів на головній НПС, перебої електропостачання або нестача вільних ємностей на кінцевому пункті.

У даному випадку ключовим чинником є необхідність збільшення обсягу перекачування нафти.

У практиці експлуатації магістральних нафтопроводів найпоширенішими способами підвищення їх пропускної здатності є такі:

1. Методи, що базуються на зміні геометричних параметрів трубопроводу: лупінг; вставка додаткової ділянки трубопроводу.
2. Заміна або модернізація насосно-силового обладнання: байпасування; заміна насосних агрегатів.
3. Застосування протитурбулентних присадок.
4. Зменшення в'язкості нафти.

2.1 Методи підвищення обсягу транспортованого продукту зі зміною геометричних параметрів

2.1.1 Лупінг

Лупінгом називають додаткову ділянку трубопроводу, що прокладається паралельно до основної магістралі та приєднується до неї в двох точках — на початку і в кінці [2].

Такий спосіб застосовують для розв'язання двох основних завдань: збільшення пропускної здатності існуючого трубопроводу або зменшення втрат тиску під час транспортування продукту. Схема лупінгу нафтопроводу подана на рисунку 2.1

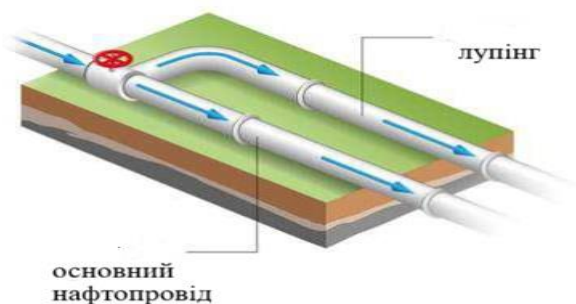


Рисунок 2.1- Схема лупінгу нафтопроводу

Це насамперед стосується магістральних трубопроводів із високим робочим тиском, оскільки саме на таких ділянках виникають найбільш нестійкі режими роботи, що призводять до зниження ефективності транспортування та, як наслідок, до економічних втрат.

Однією з важливих переваг лупінгу є можливість його використання як додаткової транспортної нитки, що працює спільно з основною магістраллю. Це дозволяє у відносно короткі строки підвищити пропускну здатність системи та досягти необхідного результату без будівництва нового трубопроводу. Крім того, спорудження лупінгу часто є економічно вигіднішим рішенням порівняно зі створенням повноцінної нової магістралі [3].

Конструкція лупінгу практично не відрізняється від конструкції основного трубопроводу, тому його можна експлуатувати в тих самих умовах, що й основну магістраль. Нормативні документи допускають облаштування кількох лупінгів на одній ділянці трубопроводу.

Діаметр труб у паралельній нитці може відрізнятись від діаметра основного трубопроводу. Проте на практиці часто застосовують труби однакового розміру, що забезпечує рівномірний розподіл потоку та однакові швидкості переміщення продукту в обох нитках. Оптимальний діаметр визначається за результатами гідравлічних розрахунків під час проектування відповідно до чинних нормативних вимог.

Введення в експлуатацію паралельної нитки сприяє зменшенню гідравлічного опору системи, а отже — зниженню втрат тиску під час транспортування нафти. Завдяки цьому за незмінного робочого тиску стає можливим перекачування більших обсягів продукту.

Ефективність лупінгу проявляється незалежно від його довжини, однак зі збільшенням протяжності додаткової нитки позитивний ефект стає більш відчутним. Після підключення лупінгу частина потоку перерозподіляється між двома паралельними гілками, що зменшує навантаження на основний трубопровід і підвищує загальну пропускну здатність магістралі.

2.1.2 Вставка додаткової ділянки трубопроводу

Вставкою називають ділянку трубопроводу, зазвичай більшого діаметра порівняно з основною магістраллю, яка послідовно включається до трубопровідної системи з метою зниження гідравлічного опору та підвищення пропускну здатності трубопроводу [2].

Проте використання вставок збільшеного діаметра для нарощування продуктивності трубопроводу не належить до найефективніших рішень. Це пов'язано з тим, що під час виконання робіт необхідно тимчасово зупинити перекачування продукту, а сам процес врізання вставки супроводжується певними втратами нафти.

Крім того, з технологічної точки зору застосування таких вставок не завжди є доцільним. Однією з причин є ускладнення проходження очисних та діагностичних пристроїв через ділянки зі змінним діаметром трубопроводу, що може негативно впливати на ефективність його експлуатації та технічного обслуговування[2].

2.2 Підвищення продуктивності транспортування продукту через модернізацію насосних установок

2.2.1 Байпасування

Байпасування полягає у перепусканні частини потоку нафти з напірної лінії насоса через обвідний трубопровід (байпас) у всмоктувальну лінію. Цей спосіб найчастіше застосовується на головних нафтоперекачувальних станціях (ГНПС).

Під час відкриття запірної арматури на байпасній лінії відбувається з'єднання напірного трубопроводу із всмоктувальним. При цьому режим роботи та основні параметри насосного агрегату залишаються практично незмінними [1].

Основними недоліками байпасування є додаткові витрати енергії на циркуляцію частини потоку по обвідній лінії, а також ускладнення технічного обслуговування насосного обладнання. Схему байпасування наведено на рисунку 2.2



Рисунок 2.2 – Метод байпасування

2.2.2 Заміна або реконструкція насосно-силового обладнання

Основним видом нагнітального обладнання, що використовується для транспортування нафти магістральними трубопроводами, є відцентрові насоси. Вони застосовуються як на головних, так і на проміжних нафтоперекачувальних станціях.

Експлуатація відцентрових насосів на головних та проміжних станціях, обладнаних резервуарними парками, має певні особливості. Зокрема, для надійної роботи високошвидкісних магістральних насосів необхідно забезпечити достатній надлишковий тиск на вході. Це потрібно для запобігання виникненню кавітації — небезпечного явища, що виникає внаслідок локального зниження тиску в потоці рідини.

Кавітація супроводжується утворенням парових бульбашок у рідині. Потрапляючи в зони підвищеного тиску, ці бульбашки швидко руйнуються, створюючи значні локальні ударні навантаження. У результаті прискорюється зношування елементів насоса, знижується його ефективність і скорочується термін експлуатації обладнання.

Для забезпечення необхідного кавітаційного запасу перед магістральними насосами зазвичай встановлюють підпірні насоси. Їхнім основним завданням є забір нафти з резервуарів і подача її на вхід магістральних насосів із необхідним рівнем тиску, що гарантує стабільну та безпечну роботу насосного обладнання.

Водночас проміжні нафтоперекачувальні станції, що працюють за схемою «з насоса в насос», оснащуються лише магістральними насосами. Це пояснюється тим, що необхідний підпірний тиск для їхньої стабільної роботи забезпечується попередньою нафтоперекачувальною станцією, тому встановлення додаткових підпірних насосів не потрібне.

Технічні вимоги до магістральних насосів регламентуються нормативними документами, дія яких поширюється як на основні магістральні, так і на підпірні насоси. У цих документах визначено типи

насосів та їх основні технічні характеристики.

Насоси класифікуються за величиною подачі в діапазоні від 125 до 12 500 м³/год. Одним із найбільш продуктивних є насос типу НМ 10000-210. Його маркування означає, що це магістральний насос із подачею 10 000 м³/год і напором 210 м.

На нафтоперекачувальних станціях основні магістральні насоси зазвичай з'єднують послідовно. Така схема забезпечує сумування напорів, створюваних кожним насосом при однаковій подачі, що дозволяє збільшити загальний напір на виході станції.

На головній нафтоперекачувальній станції встановлено чотири магістральні насоси моделі DVMX 5 виробництва FLOWSERVE та п'ять підпірних насосів типу 14LPN/LPN34. Проміжні станції НПС-1 та НПС-2 оснащені лише магістральними насосами тієї ж моделі DVMX 5.

2.3 Метод збільшення обсягу транспортованого продукту шляхом застосування протитурбулентних присадок

Спосіб введення до турбулентного потоку рідини спеціальних високомолекулярних присадок, які знижують гідравлічний опір, був відкритий наприкінці 1940-х років британським ученим Томсом. Це явище отримало назву ефект Томса на честь його першовідкривача [6].

Протитурбулентні присадки використовуються під час транспортування вуглеводнів (нафти, газового конденсату та нафтопродуктів) для зменшення втрат тиску в трубопроводі та підвищення його пропускної здатності. Їх застосування дає змогу ефективно знижувати гідравлічний опір потоку, що сприяє збільшенню обсягів перекачування без необхідності масштабної реконструкції трубопровідної системи [5].

Такі присадки широко використовуються на магістральних і міжпромислових нафтопроводах, продуктопроводах та конденсатопроводах, де необхідно забезпечити підвищення ефективності транспортування за

рахунок покращення гідравлічних характеристик потоку.

Протитурбулентні присадки являють собою спеціально розроблені композиції високомолекулярних співполімерів, розміщених у комбінованому носії неорганічного або рослинного походження, який не виконує функцію розчинника. Такий склад забезпечує ефективне зниження турбулентності потоку та зменшення гідравлічних втрат під час транспортування нафти й нафтопродуктів [5].

Під час руху нафтопотоку з протитурбулентною присадкою в'язко-пружні «каплі» полімеру, розміри яких на 3–4 порядки перевищують розміри молекул рідини, зміщуються до стінок трубопроводу. У пристінковій зоні формується специфічний шар гідродинамічно активного полімеру, що входить до складу основного потоку рідини.

У результаті протитурбулентні присадки суттєво змінюють характер течії поблизу внутрішньої поверхні труби, формуючи ефект гідравлічно «згладженого» трубопроводу. Це супроводжується зменшенням інтенсивності утворення вихрових структур та частковим поглинанням енергії турбулентних пульсацій, що приводить до зниження турбулентного тертя.

Під дією присадки відбувається перебудова структури потоку: зростає швидкість у пристінковій області та розширюється перехідна зона. Саме ці зміни забезпечують підвищення пропускної здатності трубопроводу та збільшення обсягів перекачуваної рідини. Ефект дії протитурбулентної присадки наведено на рисунку 2.3 [4–6].

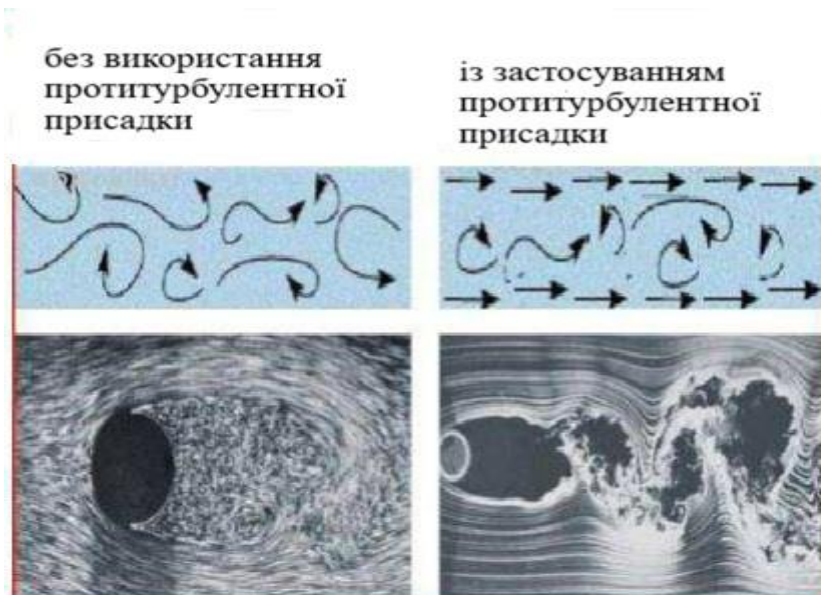


Рисунок 2.3- Ефект дії протитурбулентної присадки

Протитурбулентні присадки вводяться у потік нафти або нафтопродукту безперервно під час транспортування. Їх дозування здійснюється за допомогою спеціальних блоків подачі реагенту.

Ефективність застосування протитурбулентних присадок визначається рядом ключових факторів, зокрема:

- дотриманням технології їх використання;
- безперервним введенням присадки в турбулентний потік рідини, що транспортується;
- подачею присадки в лінійну частину трубопроводу, зазвичай на виході з насосних станцій;
- рівномірним заповненням усього ділянки трубопроводу нафтою, обробленою присадкою;
- використанням спеціалізованого обладнання для дозування та подачі реагенту [5].

Переваги застосування протитурбулентних присадок:

- суттєве зменшення капітальних витрат на будівництво лупінгів та додаткових насосних станцій;
- значне зниження ймовірності виникнення аварійних ситуацій;

- підвищення експлуатаційної надійності лінійної частини трубопроводів за рахунок ефективного зниження внутрішньотрубного тиску;
- зменшення енергоспоживання під час перекачування;
- збільшення пропускної здатності трубопровідних систем;
- можливість сумісного використання з нафтопромисловими реагентами;
- відсутність впливу на процеси підготовки нафтових емульсій;
- відсутність негативного впливу на роботу підігрівальних печей;
- не адсорбуються на внутрішній поверхні трубопроводів;
- не змінюють фізико-хімічні властивості нафти, конденсату та нафтопродуктів [5].

Недоліком практичного застосування протитурбулентних присадок є низька розчинність високомолекулярних полімерів. Через це їх вводять у транспортоване паливо у вигляді сильно розбавленого концентрату з концентрацією близько 3 %. Процес приготування такого розчину є тривалим і може займати від 20 до 40 годин [4].

Висновок до розділу 2

У розділі розглянуто основні методи підвищення продуктивності магістральних нафтопроводів, які застосовуються для збільшення обсягів транспортування нафти без порушення вимог безпеки та надійності експлуатації трубопровідних систем.

Збільшення пропускної здатності може досягатися шляхом зміни геометричних параметрів трубопроводу, модернізації насосного обладнання, застосування протитурбулентних присадок та зниження в'язкості транспортованої нафти. До методів зміни геометричних параметрів належать будівництво лупінгів і вставка додаткових ділянок трубопроводів. Лупінг є ефективним способом підвищення пропускної здатності завдяки зменшенню гідравлічного опору та перерозподілу потоку між паралельними нитками

трубопроводу. Вставка ділянок більшого діаметра також сприяє зниженню втрат напору, проте потребує зупинки транспортування та пов'язана з додатковими експлуатаційними труднощами.

Розглянуто способи підвищення продуктивності шляхом модернізації насосних станцій. Байпасування дозволяє регулювати режими роботи насосів, однак супроводжується додатковими енергетичними витратами. Більш ефективним рішенням є заміна або реконструкція насосно-силового обладнання, що забезпечує підвищення напору та продуктивності без зміни конфігурації трубопроводу. Особливу увагу приділено застосуванню протитурбулентних присадок, дія яких базується на ефекті Томса. Використання таких присадок забезпечує зменшення турбулентного тертя, зниження втрат тиску та збільшення пропускної здатності трубопроводу без значних капітальних вкладень. Крім того, цей метод дозволяє знизити енерговитрати на перекачування та підвищити експлуатаційну надійність системи. Водночас його недоліком є складність приготування та введення полімерних розчинів у потік нафти.

Вибір способу підвищення продуктивності магістрального нафтопроводу повинен здійснюватися на основі техніко-економічного аналізу конкретних умов експлуатації. Серед розглянутих методів найбільш перспективними є застосування протитурбулентних присадок та модернізація насосного обладнання, оскільки вони дозволяють суттєво збільшити обсяги перекачування при відносно невеликих капітальних витратах.

3 РОЗРАХУНКІ НАФТОПРОВОДУ

3.1 Підбір труб для будівництва нафтопроводу

Для спорудження магістральних нафтопроводів рекомендується застосовувати сталеві прямошовні електрозварні труби із поздовжнім швом, виконаним методом зварювання під флюсом. Під час будівництва магістральних газопроводів, нафтопроводів і нафтопродуктопроводів у нормальній, північній та прирівняній до неї кліматичних зонах за робочого тиску від 5,4 до 7,4 МПа незалежно від діаметра трубопроводу використовують сталеві зварні труби, виготовлені методом високочастотного електроконтактного зварювання. Зварні шви таких труб підлягають обов'язковій термічній обробці та суцільному контролю неруйнівними методами, що забезпечує високу надійність і безпечність експлуатації трубопровідної системи.

Таблиця 3.1 – Характеристика міцності сталей

820мм	1020мм	1067мм
14Г2АФ	14Г1С-У	14Г1С-У
$\sigma_{вр} = 531\text{МПа}$	$\sigma_{вр} = 541\text{МПа}$	$\sigma_{вр} = 541\text{МПа}$
$\sigma_{Т} = 364\text{МПа}$	$\sigma_{Т} = 391\text{МПа}$	$\sigma_{Т} = 391\text{МПа}$

Таблиця позначень характеризується такими параметрами:

тимчасовий опір розриву — $\sigma_{вр}$;

межа текучості — $\sigma_{т}$.

Товщина стінки

Розрахунковий опір розтягуванню (МПа) визначається за залежністю:

$$R_l = (R_l^n \cdot t) / (k_l \cdot k_n), \quad (3.1)$$

де:

$R_l^n = \sigma_{вр}$ — нормативне значення межі міцності на розрив матеріалу труб,

з'єднувальних елементів і зварних швів, що відповідає мінімальному значенню тимчасового опору;

k_n — коефіцієнт надійності за призначенням;

k_1 — коефіцієнт запасу міцності матеріалу;

m — коефіцієнт, який враховує умови експлуатації трубопроводу.

Магістральні трубопроводи та їх окремі ділянки класифікуються залежно від умов експлуатації, обсягу неруйнівного контролю зварних з'єднань, а також величини випробувального тиску. Трубопроводи діаметром 1020 мм відносяться до III категорії.

Товщина стінки визначається за формулою:

$$\delta = (n \cdot p \cdot D_n) / (2 (R_1 + n \cdot p)), \text{ мм}, \quad (3.2)$$

де:

$n = 1,1$ — коефіцієнт надійності за навантаженням;

p — робочий тиск у трубопроводі.

Для труб діаметром 1020 мм і 1067 мм робочий тиск становить 6,3 МПа, а для труб діаметром 820 мм — 5,9 МПа.

3.2 Контроль трубопроводів на міцність

Далі виконується перевірка міцності підземного трубопроводу за умовою:

$$\sigma_{pr N} \leq \Psi_2 \cdot R_1 \quad (3.3)$$

Ψ_2 — коефіцієнт, який враховує двовісний напружений стан металу трубої стінки. Його значення залежить від $\sigma_{pr N}$: якщо $\sigma_{pr N} > 0$, то $\Psi_2 = 1$

$\sigma_{кц}$ — кільцеві напруження, що виникають від розрахункового внутрішнього тиску (МПа).

Далі визначають поздовжні напруження в трубопроводі:

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + 0,25 \cdot (n \cdot P_{раб} \cdot D_{вн}) / 2\delta \quad (3/4)$$

де:

α — коефіцієнт лінійного розширення сталі труби; E — модуль пружності матеріалу; Δt — розрахункова різниця температур.

Різниця температур визначається як:

$$\Delta t = \mu \cdot R_1 / \alpha \cdot E \quad (3.5)$$

Для всіх діаметрів трубопроводів приймаються такі значення:
 $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$, $E = 2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$

Для діаметра $D = 820 \text{ мм}$:

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + 0,24 \cdot \frac{n \cdot P_{раб} \cdot D_{вн}}{2\delta} = -1,3 \cdot 10^{-5} \cdot 2,2 \cdot 10^5 \cdot 42 + 0,27 \cdot \frac{1,1 \cdot 5,9 \cdot 802}{2 \cdot 9} = -23,82 \quad (3.6)$$

$$24,71 \leq 0,09 \cdot 323,6 = 27,205$$

Вимоги виконуються

Для $D = 1020 \text{ мм}$:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1 + np)} = \frac{1,4 \cdot 6,3 \cdot 1021}{2 \cdot (330,69 + 1,2 \cdot 6,4)} = 10,46 \approx 11 \text{ мм.}$$

Товщина стінки трубопроводу з $D_{нар} \geq 1000 \text{ мм}$ повинна бути не менше 12 мм. Приймаємо $\delta = 12 \text{ мм}$

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + 0,25 \cdot \frac{n \cdot P_{раб} \cdot D_{вн}}{2\delta} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,25 \cdot \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 996}{2 \cdot 12} = -28,91 \quad (3.7)$$

$$28,91 \leq 0,23 \cdot 330,68 = 73,5$$

Умови виконуються

Для $D=1067$ мм:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1+np)} = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 1067}{2 \cdot (314,87 + 1,1 \cdot 6,3)} = 10,44 \approx 11 \text{ мм}, \quad (3.8)$$

Відповідно до вимог «Норм проектування магістральних нафтопроводів», для трубопроводів із зовнішнім діаметром $D_{нар} \geq 1000$ мм товщина стінки повинна становити не менше 12 мм. Тому для подальших розрахунків приймаємо товщину стінки:

$$\delta = 12 \text{ мм.}$$

Отримане значення відповідає нормативним вимогам, отже умова виконується.

3.3 Розрахунок гідравлічних параметрів нафтопроводу

Визначення швидкості руху нафтопроводу.

$$v_i = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_i^2} \quad (3.9)$$

$$v_1 = \frac{4 \cdot 1,37}{\pi \cdot 0,802^2} = 2,74 \text{ м/с};$$

$$v_2 = \frac{4 \cdot 1,37}{\pi \cdot 0,996^2} = 2,099 \text{ м/с};$$

$$v_3 = \frac{4 \cdot 1,37}{\pi \cdot 1,042^2} = 1,65 \text{ м/с.}$$

Таблиця 3.2 - Розрахунок гідравлічних параметрів нафтопроводу

Діаметр зовнішній, D_n ,	Товщина стінки, δ ,	Діаметр внутрішній, d ,	Швидкість, v , м/с	Швидкість, v_{\max} , м/с

	ММ	ММ	ММ		
1	820	9	802	2,71	2,5
2	1020	12	998	2.0873	3,0
3	1067	12.6	1042	1,61	3,0

3.4 Розрахунок схеми розміщення насосних станцій

З цього співвідношення визначається кількість насосних станцій:

$$n = \frac{h}{m \cdot H}, \quad (3.10)$$

де n – Кількість насосних станцій на ділянці трубопроводу; h – усі втрати тиску, м;

$m = 3$ – Кількість працюючих насосів на одній нафтоперекачувальній станції;

H – Диференціальний напір насоса при заданій подачі, м.

$H_{ст} = m \cdot H$ – Напір, що створюється однією компресорною станцією, м.

Робочий тиск траси трубопроводу вибирається на основі несучої здатності. Потім напір, що створюється насосною станцією:

– для $D = 1020$ мм

$$H_{ст} = \frac{p_{раб}}{c \cdot g} = \frac{7,24 \cdot 10^6}{867,08 \cdot 9,81} = 852,27 \text{ м} \quad (3.11)$$

$$h = \frac{H_{ст}}{3} = \frac{851,16}{3} = 285,8 \text{ м} \quad (3.12)$$

$$n = \frac{h}{m \cdot H} = \frac{1552,93}{3 \cdot 284,7} = 1,9 \approx 2 \text{ станції} \quad (3.13)$$

– для $D=1067$ мм

$$n = \frac{h}{m \cdot H} = \frac{1270,55}{3 \cdot 268,6} = 1,68 \approx 2 \text{ станції} \quad (3.13)$$

3.5 Схема розташування нафтоперекачувальних станцій

Систему транспортування нафти необхідно проєктувати таким чином, щоб усі нафтоперекачувальні станції вздовж магістралі працювали в однакових гідравлічних умовах і забезпечували рівномірний розподіл напору по трубопроводу.

За результатами розрахунків кількість нафтоперекачувальних станцій становить:

$$n=3.$$

Напір, що забезпечується одним насосним агрегатом при заданій продуктивності перекачування нафти, визначається за такою розрахунковою формулою

$$:H(Q) = 311 - 3,89 \cdot 10^{-6} \cdot 4932,38^2 = 209,77 \text{ м.}$$

Тиск, який насосна станція виробляє:

$$H_{ст} = 3 \cdot 208,65 = 623,76 \text{ м.}$$

Тиск у кінцевій точці трубопроводу визначається за формулою:

$$H_{кон} = n \cdot H_{ст} - h = 3 \cdot 633,54 - 1448,44 = 439,56 \text{ м.}$$

У разі неможливості збільшення проєктної продуктивності насосна станція експлуатується зі зниженим напором. Для оцінки роботи трубопроводу будують характеристику Q–H у межах від 0 до 1,5Qзад для десяти значень витрати потоку.

$$H(Q)_{потр} = (z_k - z_n) + \frac{P_{под}}{cg} + \lambda \cdot \frac{8 \cdot Q^2 \cdot L_{тр}}{p^2 \cdot d^5 \cdot g} \quad (3.14)$$

Таблиця 3.3 – Продуктивність трубопроводу

Q	Re	л	H
---	----	---	---

0	0		164,7
1000	18542,70117	0,027114	253,8547718
2000	37085,40234	0,0228	464,5797122
3000	55628,1035	0,020602	774,3867947
4000	74170,80467	0,019172	1173,3711
4921,49	91257,71837	0,018204	1614,51856
5000	92713,50584	0,018132	1655,234733
6000	111256,207	0,017324	2215,43376
7000	129798,9082	0,016669	2850,453578
8000	148341,6093	0,016122	3557,451648

Гідравлічні характеристики насосної станції побудовані з урахуванням розрахункового напору. Роботи проводяться в робочій зоні. ($Q=1000\text{--}8000$ м³/год).

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{ст}}} H^{\text{НПС}_i}(Q) = n_{\text{ст}} \cdot m_{\text{нас}} \cdot H_{\text{диф}}^{\text{нас}}(Q) + h_{\text{под}} \quad (3.15)$$

де:

$n_{\text{ст}}$ — кількість нафтоперекачувальних станцій на розрахунковій ділянці нафтопроводу; для даного проєкту приймається $n_{\text{ст}}=3$;

$m_{\text{нас}}$ — кількість насосних агрегатів, установлених на одній нафтоперекачувальній станції; $m_{\text{нас}}=3$;

$H_{\text{дифнас}}(Q)$ — диференціальна (напірна) характеристика насосного агрегату залежно від витрати Q , м;

$h_{\text{под}}$ — необхідний підпір на вході до насосної станції, який забезпечує безкавітаційну роботу насосного обладнання, м.

$$H_{\text{диф}}^{\text{нас}}(Q) = 300 - 3,78 \cdot 10^{-6} \cdot Q^2, \text{ м}$$

Таблиця 3.4 – Гідравлічні параметри насосів і трубопровідної системи

Q, м ³ /час	2000	3000	4000	4921,49	5500	6000
$\sum_{i=1}^{n_{ст}} H_{диф}^{НПС_i}$	12636,62	2467,52	2231,38	1952,79	1747,6	1548,98

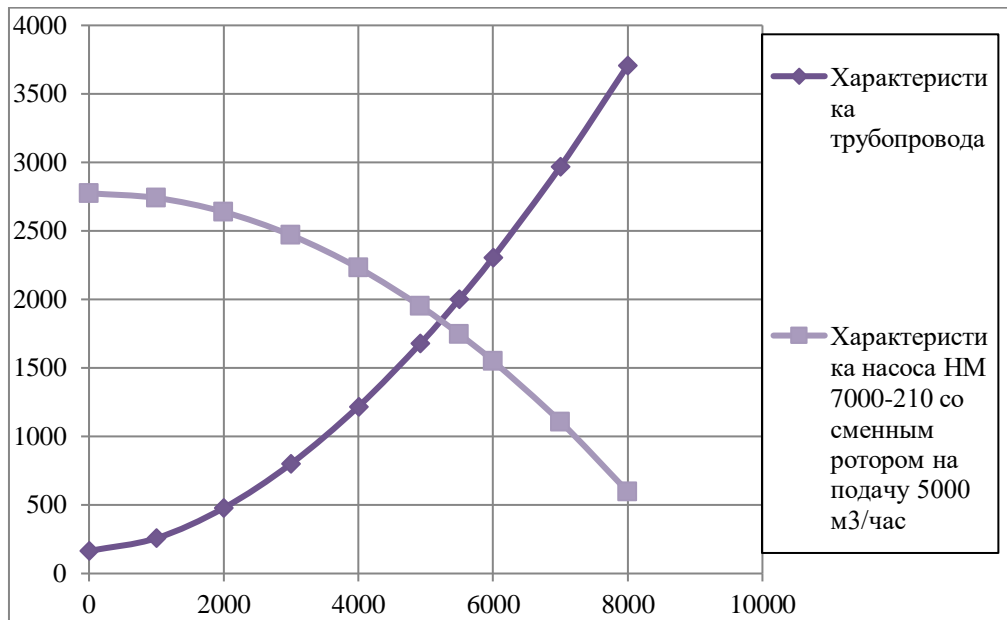


Рисунок 3.1 – Гідрравлічні характеристики трубопроводної мережі та насосних станцій

Аналіз графіка показує, що фактична робоча точка не відповідає заданій продуктивності трубопроводу. Для забезпечення необхідної витрати слід визначити новий діаметр робочого колеса насоса.

При $Q=2000\text{м}^3/\text{год}$

$$\sum_{i=1}^{n_{ст}} H_{обт}^{НПС_i}(Q) = 3 \cdot 3 \cdot \left(300 \cdot \left(\frac{456}{475} \right)^2 - 3,78 \cdot 10^{-6} \cdot 2000^2 \right) + 74,7 = 2283,746\text{м}$$

Таблиця 3.5 – Розміщення насосних станцій уздовж траси трубопроводу

	НПС-1	НПС-2	НПС-3
x, км	0	126,5	327
$h_{вх}=z+h_{под}, \text{м}$	254,9	311	276
$H_{ст}, \text{м}$	522,57	523,67	523,67
$H=H_{ст}+h_{вх}, \text{м}$	772,37	830,68	786,67

У такому випадку необхідний напір на кожній нафтоперекачувальній станції забезпечується одним насосним агрегатом і визначається за формулою:

$$H_{\text{нас1}}^{\text{треб}} = \frac{H_{\text{треб}}^{\text{НПС-1}}}{n_{\text{нас}}} = \frac{512,78}{3} = 167,5\text{м}$$

$$H_{\text{нас2}}^{\text{треб}} = \frac{H_{\text{треб}}^{\text{НПС-2}}}{n_{\text{нас}}} = \frac{497,286}{3} = 163,2\text{м}$$

$$H_{\text{нас2}}^{\text{треб}} = \frac{H_{\text{треб}}^{\text{НПС-2}}}{n_{\text{нас}}} = \frac{538,875}{3} = 178\text{м}$$

Побудова епюри тисків для літнього режиму експлуатації трубопроводу

Розрахунок розподілу тиску вздовж траси магістрального нафтопроводу в літній період виконано з урахуванням гідравлічного ухилу (градієнта напору). Отримані результати подано у вигляді графічної залежності. На графіку наведено схему розміщення нафтоперекачувальних станцій уздовж траси трубопроводу для літнього режиму роботи.

Таблиця 3.6 – Схема розміщення нафтоперекачувальних станцій уздовж траси магістрального нафтопроводу в літній період експлуатації.

	НПС-1	НПС-2	НПС-3
x, км	0	125,4	317
$h_{\text{вх}}=z+h_{\text{под}}, \text{м}$	251,9	309	254
$H_{\text{ст}}, \text{м}$	536,2	488,8	582,84
$H=H_{\text{ст}}+h_{\text{вх}}, \text{м}$	779,8	803	846,84

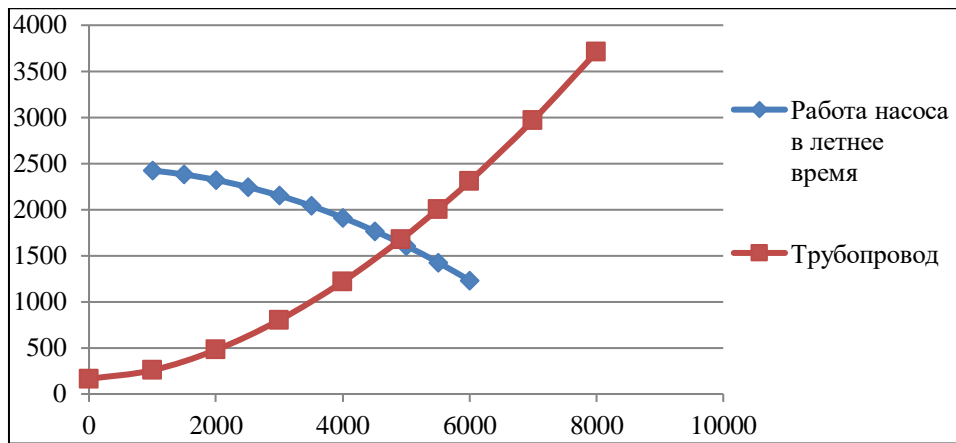


Рисунок 3.2 – Епюра розподілу розрахункового тиску в літній період експлуатації нафтопроводу

3.6 Характеристика основного та допоміжного обладнання НПС

Обладнання нафтоперекачувальних станцій поділяється на дві основні групи: основне та допоміжне. До основного обладнання належать насосні агрегати та приводи, що безпосередньо забезпечують транспортування нафти. Допоміжне обладнання призначене для створення та підтримання необхідних умов роботи основного устаткування і включає системи мащення, охолодження, електропостачання, опалення, вентиляції, водопостачання, водовідведення та інші інженерні системи.

Для перекачування нафти та нафтопродуктів застосовують поршневі й відцентрові насоси. Вибір типу насосного агрегату здійснюється на основі техніко-економічного аналізу з урахуванням режиму роботи, параметрів трубопроводу та умов експлуатації.

Насосні агрегати, що використовуються на магістральних нафтопроводах, повинні відповідати ряду вимог, серед яких: забезпечення високих значень напору та продуктивності, енергоефективність, довговічність, надійність і безперервність роботи, компактність конструкції, а також простота технічного обслуговування та ремонту. Саме ці характеристики визначають ефективність функціонування

нафтоперекачувальних станцій і надійність транспортування нафти на значні відстані.

Широке застосування в системах магістрального транспортування нафти та нафтопродуктів отримали відцентрові насоси завдяки їх високій продуктивності, надійності та економічності. Поршневі насоси для перекачування нафти магістральними трубопроводами практично не використовуються через обмеження щодо подачі та особливостей експлуатації.

Необхідний підпір на вході до основного насоса зазвичай забезпечується бустерним (підкачувальним) насосом головної нафтоперекачувальної станції або залишковим напором, який створюється попередньою насосною станцією. При цьому подача підкачувального та основного насосів повинна бути однаковою для забезпечення стабільної роботи системи.

За нормальних умов експлуатації відцентрового насоса абсолютний тиск рідини на його вході має перевищувати тиск насиченої пари перекачуваного продукту. Недотримання цієї умови призводить до виникнення кавітації — процесу утворення та руйнування парогазових бульбашок у потоці рідини, що негативно впливає на роботу насоса, спричиняє підвищений знос його елементів та знижує ефективність роботи обладнання.

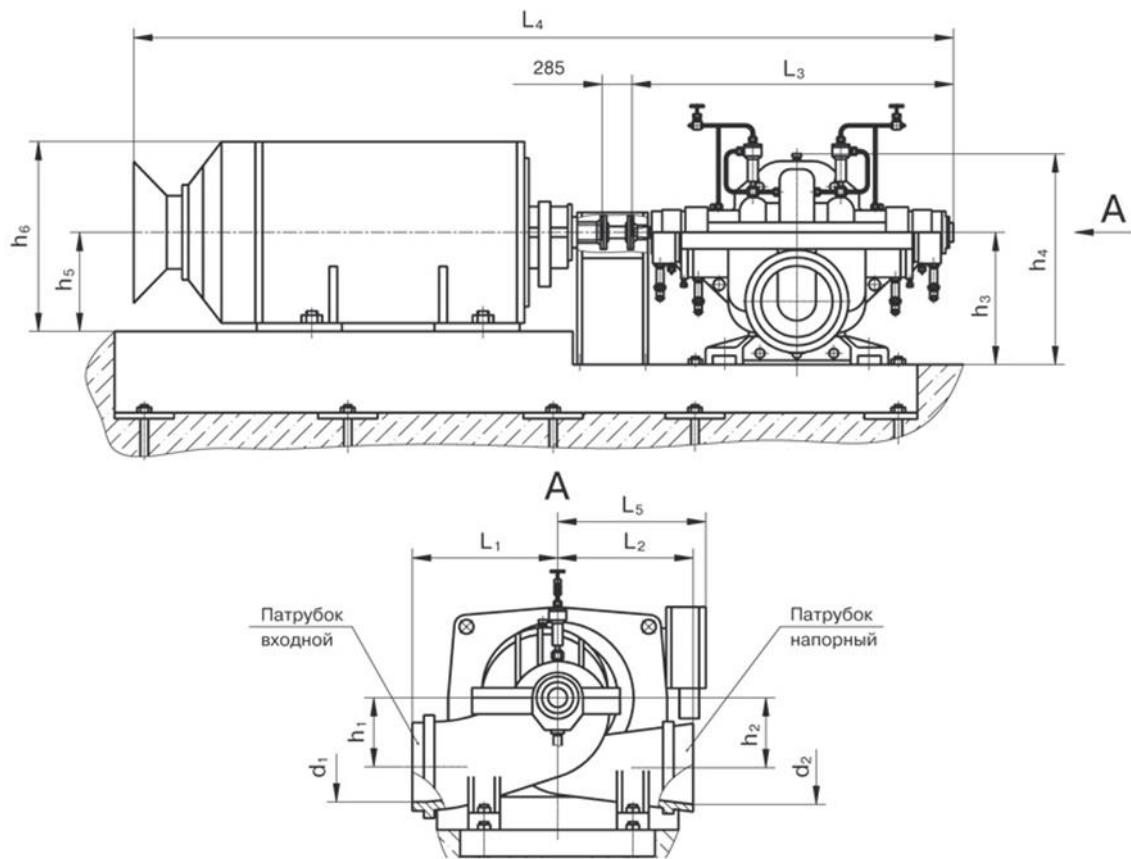


Рисунок 3.3 – Конструктивна схема відцентрового насоса

Насоси з продуктивністю до $1250 \text{ м}^3/\text{год}$, як правило, належать до секційних (багатоступінчастих) насосів із послідовним розташуванням робочих коліс та одностороннім підведенням рідини. Для насосів із продуктивністю понад $1250 \text{ м}^3/\text{год}$ переважно застосовують одноступінчасті спіральні відцентрові насоси з одностороннім входом потоку до робочого колеса.

Багатоступінчасті секційні насоси характеризуються порівняно невеликими значеннями допустимого кавітаційного запасу, що в окремих випадках дозволяє експлуатувати їх без встановлення додаткових підкачувальних насосів.

Для забезпечення надійної, стабільної та безаварійної роботи магістральних відцентрових насосів необхідно створювати достатній підпір на

вході в насосний агрегат. Необхідний підпір, як правило, забезпечується бустерними (підкачувальними) насосами головної нафтоперекачувальної станції або залишковим напором, який передається від попередньої нафтоперекачувальної станції.

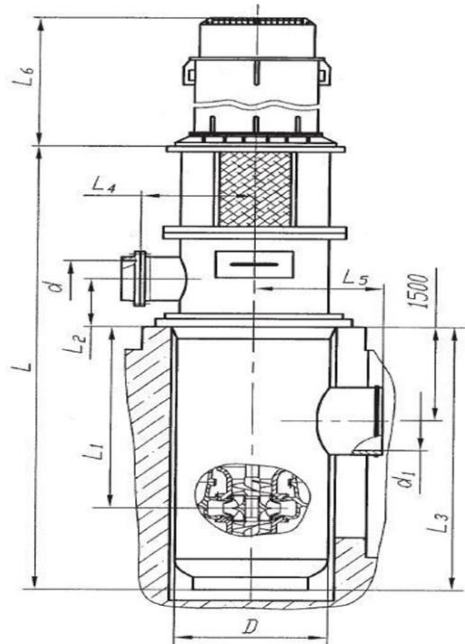


Рисунок 3.4 – Схема підпірного насосу

З метою мінімізації втрат напору на всмоктувальній лінії підкачувальні насоси розміщують у безпосередній близькості до резервуарного парку. У багатьох випадках їх встановлюють у заглибленому виконанні, що сприяє покращенню умов всмоктування та зниженню ймовірності виникнення кавітації.

Асинхронні та синхронні електродвигуни набули широкого застосування як приводи магістральних і підпірних насосів нафтоперекачувальних станцій. Вибір типу електродвигуна здійснюється з урахуванням технічних характеристик насосного агрегату та умов його експлуатації.

Залежно від конструктивного виконання електродвигуни можуть розміщуватися безпосередньо в насосному залі разом із насосним

обладнанням або в окремому приміщенні, відокремленому від насосної зали протипожежною перегородкою. Таке компонування забезпечує необхідний рівень пожежної безпеки та сприяє підвищенню надійності експлуатації обладнання.

Основні експлуатаційні характеристики відцентрового насоса подаються у вигляді графічних залежностей напору H , споживаної потужності N , коефіцієнта корисної дії η та допустимого кавітаційного запасу Δh від подачі Q . Аналіз цих характеристик дозволяє визначити оптимальний режим роботи насосного агрегату та оцінити його енергетичну ефективність.

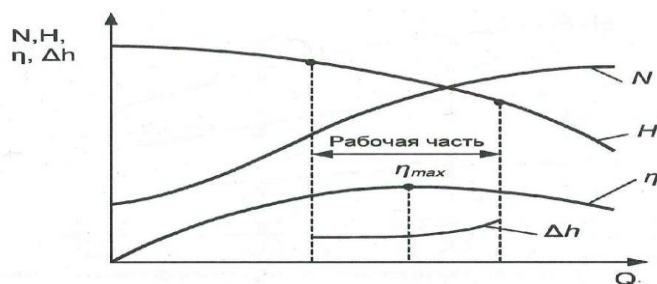


Рисунок 3.5 – Залежність основних параметрів роботи відцентрового насоса від подачі

Характеристикою нафтоперекачувальної станції (НПС) називають графічну залежність сумарного напору, що створюється всіма насосними агрегатами, які одночасно працюють на станції, від величини подачі нафти.

Загальна характеристика НПС формується на основі характеристик окремих насосів з урахуванням схеми їх роботи. При цьому сумарний напір і подача станції залежать від способу з'єднання насосних агрегатів.

Сумарні характеристики відцентрових насосів при **паралельному** та **послідовному** з'єднанні наведені відповідно на рисунках 3.6 і 3.7. Аналіз цих характеристик дозволяє визначити режими роботи насосної станції та оцінити її ефективність за різних умов експлуатації.

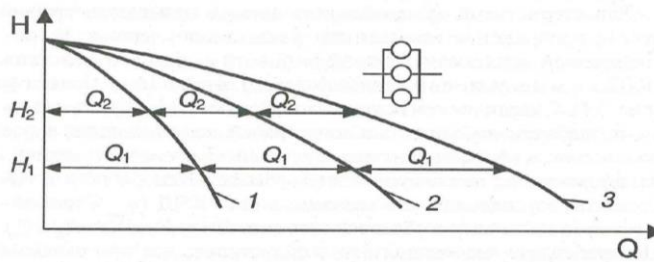


Рисунок 3.6 – Сумарні характеристики відцентрових насосів при паралельному з'єднанні б – при послідовному з'єднанні;

1 – 1 насос; 2 – 2 насоси; 3 – 3 насоси

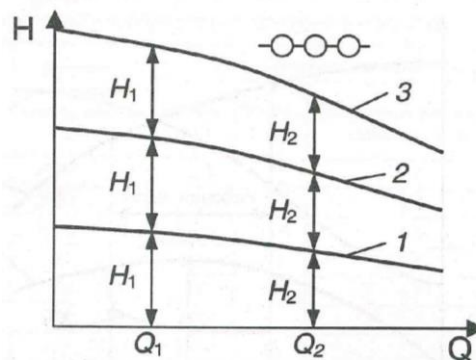


Рисунок 3.7 – Сумарні характеристики відцентрових насосів при послідовному з'єднанні .

При виборі насосного обладнання для нафтоперекачувальної станції необхідно враховувати не лише необхідну продуктивність, але й фізико-хімічні властивості рідини, що транспортується, зокрема її в'язкість. В'язкість нафти, як правило, значно перевищує в'язкість води, тому вона істотно впливає на робочі характеристики насоса.

Зі збільшенням в'язкості перекачуваного продукту зменшуються подача, напір та коефіцієнт корисної дії насосного агрегату, водночас зростає споживана потужність. Тому під час вибору насосів для транспортування нафти необхідно виконувати коригування їх характеристик з урахуванням реальних умов експлуатації та властивостей перекачуваного середовища. Це

дозволяє забезпечити ефективну, економічну та надійну роботу нафтоперекачувальної станції.

3.7 Коригування характеристик насоса при перекачуванні нафти та вибір насосного агрегату НМ 7000–210

Під час вибору насосного агрегату необхідно забезпечити, щоб розрахункова витрата трубопроводу знаходилася в межах робочої зони насоса, а створюваний ним напір відповідав проєктним вимогам. Крім того, насос повинен працювати в області максимального коефіцієнта корисної дії, що забезпечує економічну та надійну експлуатацію нафтоперекачувальної станції.

За результатами попереднього підбору було обрано магістральний насос НМ 7000–210, який має такі робочі характеристики:

- подача при змінному роторі — 5000 м³/год;
- розрахункова подача — $Q = 4921,49$ м³/год;
- напір — $H = 215,53$ м.

Оскільки паспортні характеристики насосів, як правило, наводяться для води, для забезпечення достовірності подальших розрахунків необхідно виконати перерахунок робочих параметрів насоса на умови перекачування нафти. Такий перерахунок дозволяє врахувати вплив підвищеної в'язкості нафти на подачу, напір, коефіцієнт корисної дії та споживану потужність насосного агрегату, що є необхідною умовою правильного вибору обладнання та оцінки режимів його роботи.

3.7.1 Коефіцієнт в'язкості рідини

При перекачуванні в'язких рідин, зокрема нафти, робочі характеристики відцентрових насосів, отримані для води, змінюються. Це зумовлено впливом кінематичної в'язкості, яка призводить до зниження подачі, напору та коефіцієнта корисної дії, а також до збільшення споживаної потужності. Тому

для коректного вибору насосного обладнання необхідно виконати перерахунок його характеристик.

Для врахування впливу в'язкості використовують кінематичну в'язкість ν , м²/с:

Подача

$$(Q): Q_{\text{н}} = Q_{\text{в}} * (\sqrt{\nu_{\text{в}} / \nu_{\text{н}}}), \quad (3.16)$$

де: $Q_{\text{н}}$ - подача насоса при перекачуванні нафти;

$Q_{\text{в}}$ - подача насоса при перекачуванні води, зазначена у характеристиках;

$\nu_{\text{в}}$ - кінематична в'язкість води (при 20°C = $1,003 \cdot 10^{-6}$ м²/с);

$\nu_{\text{н}}$ - кінематична в'язкість нафти (залежить від сорту та температури).

Тиск (Н):

$$H_{\text{н}} = H_{\text{в}} * (\nu_{\text{н}} / \nu_{\text{в}}), \quad (3.17)$$

де: $H_{\text{н}}$ - напір насоса при перекачуванні нафти;

$H_{\text{в}}$ - напір насоса під час перекачування води, вказаний у характеристиках.

Міцність (N):

$$N_{\text{н}} = N_{\text{в}} (\nu_{\text{н}} / \nu_{\text{в}})^3, \quad (3.18)$$

де:

$N_{\text{н}}$ - потужність, що споживається насосом при перекачуванні нафти;

$N_{\text{в}}$ - потужність, яка споживається насосом при перекачуванні води, вказана в характеристиках.

Необхідно перекачати нафту з кінематичною в'язкістю $13,5 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Витрата насоса, вказана в характеристиках для води, становить 5000 м³/год.

Тиск, вказаний в характеристиках на воду, становить 215,53 м.

Виконаємо перерахунок характеристик насоса з води на нафту з урахуванням заданої кінематичної в'язкості.

Дано:

$$V_H = 13,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$Q_B = 5000 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$H_B = 215,53 \text{ м}$$

$$v_B = 1,003 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с};$$

Спочатку визначимо відношення в'язкостей:

$$V_H/V_B = 13,5/1,003 \approx 13,46$$

Розрахуємо перерахунок подачі

$$Q_H = 5000 * (\sqrt{(1,003 \cdot 10^{-6}) / (13,5 \cdot 10^{-6})}) \approx 3473 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Розрахуємо напір насоса при перекачуванні нафти:

$$H_H = 215,53 * (13,5 \cdot 10^{-6} / 1,003 \cdot 10^{-6}) \approx 2901,06 \text{ м}.$$

Розрахуємо потужність, що споживається насосом при перекачуванні нафти:

$$N_H = N_B * (13,5 \cdot 10^{-6} / 1,003 \cdot 10^{-6})^3 \approx 27,1 \text{ Нв}.$$

Результати перерахунку

Подача насоса при перекачуванні нафти:

$$Q_H \approx 1363,5 \text{ м}^3/\text{год } Q$$

Напір насоса при перекачуванні нафти:

$$H_H \approx 2901,6 \text{ м}$$

Отримані результати показують, що при переході від води до в'язкої нафти спостерігається значне зниження подачі та суттєве збільшення гідравлічного опору, що вимагає врахування поправок при виборі та оцінці режиму роботи насосного агрегату.

Зі збільшенням кінематичної в'язкості робочого середовища спостерігається різке зниження подачі насоса та значне зростання гідравлічного опору, що суттєво впливає на його робочі характеристики. Це необхідно враховувати при виборі насосного обладнання та аналізі режимів роботи нафтоперекачувальної станції.

З урахуванням перерахованих характеристик для перекачування нафти

із заданими параметрами доцільно рекомендувати до застосування насос типу НМ 7000–210 зі змінним ротором на подачу 5000 м³/год.

Переваги насоса НМ 7000–210:

- Висока продуктивність — забезпечує подачу до 4921,49 м³/год, що відповідає заданим технологічним вимогам;
- Значний напір — створює напір до 215,53 м, що дає змогу транспортувати нафту на великі відстані;
- Висока ефективність — характеризується підвищеним коефіцієнтом корисної дії, що сприяє зниженню енергоспоживання;
- Надійність — виготовлений із міцних матеріалів і розрахований на тривалий строк експлуатації в умовах магістрального транспортування;
- Універсальність — може використовуватися для перекачування різних типів нафти з різними фізико-хімічними властивостями.

Характеристики насоса наведено на рисунках 3.8, 3.9 та в таблиці 3.7.

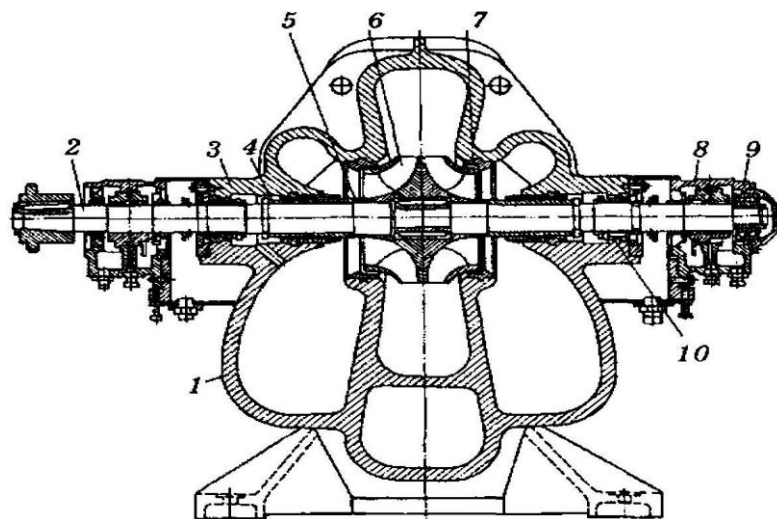


Рисунок 3.8– Технологічна схема відцентрового насоса НМ 7000–210 (5000 м³/год)

1, 3 - нижня і верхня частини корпусу; 2 - вал; 4, 5 - втулки; 6 - робоче колесо; 7 - ущільнюючі кільця; 8 - підшипники ковзання; 9 - радіально-зав'язаний здвоєний шарикопідшипник; 10 - ущільнення торцевого типу

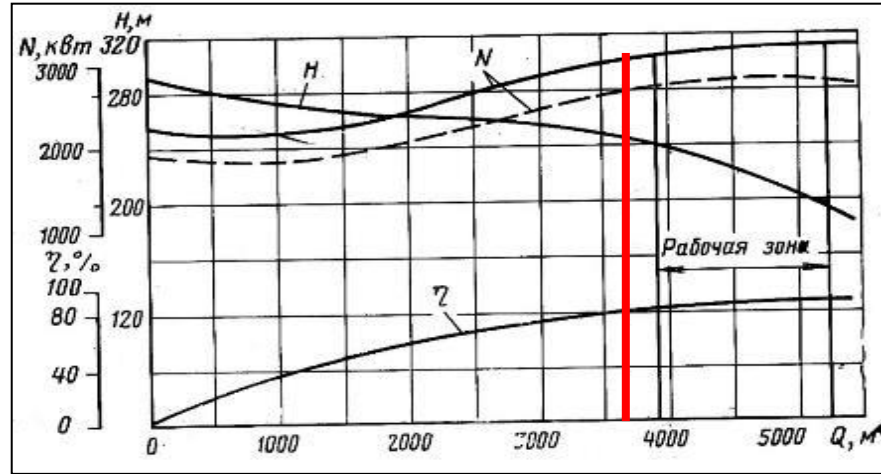


Рисунок 3.9 – Експлуатаційні характеристики насоса серії NM 7000–210 зі змінним ротором

Таблиця 3.7 – Насоси серії NM 7000-210 зі змінними роторами, розраховані на продуктивність 5000 м³/год.

№	Q^2	$H \cdot Q^2$	Q^4	Q	H
1	16200000	3841000000	$2,57 \cdot 10^{14}$	4200	260
2	18053600	4156286000	$3,26354 \cdot 10^{14}$	4270	240
3	20350000	4565261000	$4,10073 \cdot 10^{14}$	4700	227
4	22574500	4850938600	$5,09067 \cdot 10^{14}$	4870	215
5	25200000	5137100000	$6,27 \cdot 10^{14}$	5200	208
Σ	11867000	22525973500	$2,12639 \cdot 10^{15}$	23700	1126

Визначено, що $A=300$ м; $B = 3,78 \cdot 10^{-6}$ год²/м⁵. Таким чином, для насоса серії NM7000-210 зі змінними роторами з подачею 5000 м³/год гідравлічна характеристика має вигляд:

$$H(Q)=301-3,79 \cdot 10^{-6} \cdot Q^2, \text{ м}$$

Далі обчислимо коефіцієнт швидкохідності:

$$n_s = 3,65 \cdot H^{3/4} / nQ^{1/2} = 3,65 \cdot 2103 / 43001 \cdot 1,37 / 2 = 166 \text{ об/хв} \quad (3.19)$$

Метод перерахунку характеристик магістральних насосів базується на використанні числа Рейнольдса як параметра, що характеризує режим руху

рідини в робочому колесі:

$$Re = \nu n \cdot D^2$$

де:

n — частота обертання ротора насоса, об/с;

D — зовнішній діаметр робочого колеса ($D=0,47$ м);

ν — кінематична в'язкість нафти.

$$Re = 51 \cdot (0,475)^2 \cdot 19,17 = 589\,782,6$$

Перехідне число Рейнольдса визначається як:

$$Re_n = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n s^{-0,305} = 3,15 \cdot 10^5 \cdot 155^{-0,305} = 66\,791,65$$

Оскільки $Re > Re_n$, перехід від води до нафти виконувати не потрібно.

Отже, для насоса серії NM7000-210 зі змінними роторами при подачі 5000 м³/год гідравлічна характеристика для в'язкої нафти має вигляд:

$$H(Q) = 301 - 3,78 \cdot 10^{-6} \cdot Q^2, \text{ м}$$

Після підстановки:

$$H(4931,48) = 209,55 \text{ м Н}$$

3.8 Гідравлічний розрахунок підпірного насоса

Для забезпечення витрати 4921,49 м³/год приймаємо до встановлення два підкачувальні насоси типу НМП 2500-74 .

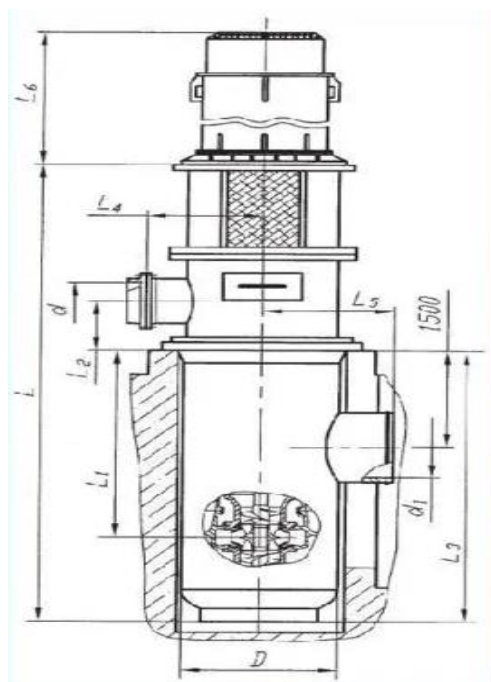


Рисунок 3.9 – Конструктивно-принципова схема насоса НМП 2500-74

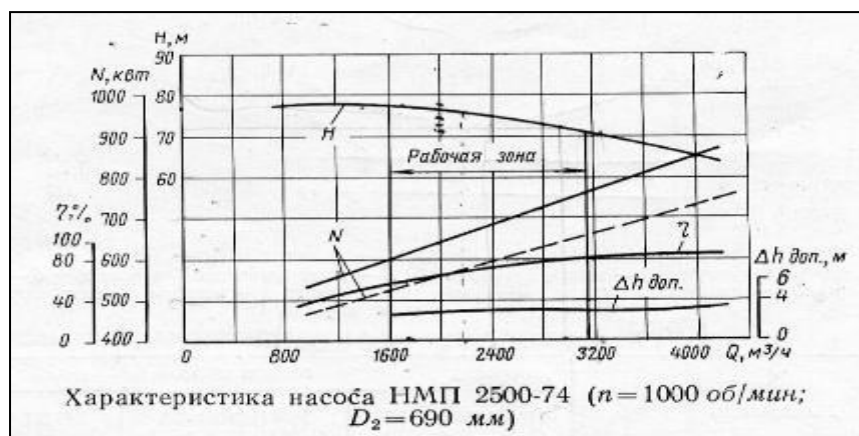


Рисунок 3.10 – Технічні характеристики насоса НМП 2500-74 представлені на рисунку

Характеристика підпірного насоса НМП 2500-74 має вигляд:

$$H(Q) = 78,05 - 7,6 \cdot 10^{-7} \cdot Q^2$$

При витраті, що дорівнює половині загальної подачі:

$$H = (4931,48/2) = 78,05 \text{ м}$$

Висновок до розділу 3

У третьому розділі виконано комплексний гідравлічний та конструктивний розрахунок магістрального нафтопроводу з урахуванням фізико-хімічних властивостей перекачуваної нафти та режимів роботи насосного обладнання.

Проведено обґрунтований підбір труб для будівництва нафтопроводу з урахуванням умов експлуатації, категорійності ділянок та вимог нормативної документації. Виконано розрахунок товщини стінки труб для різних діаметрів, а також перевірку їх міцності за умов дії внутрішнього тиску та температурних напружень. Отримані значення підтвердили відповідність трубопроводу вимогам міцності та надійності.

У межах гідравлічного розрахунку визначено швидкості руху нафти в трубопроводі, втрати напору та основні параметри роботи системи. На основі

цього виконано розрахунок кількості нафтоперекачувальних станцій та їх раціональне розміщення вздовж траси магістралі. Для забезпечення заданої продуктивності необхідна робота трьох нафтоперекачувальних станцій у розрахунковому режимі.

Окремо проведено аналіз характеристик насосного обладнання та коригування його параметрів з урахуванням підвищеної в'язкості нафти. Виконано перерахунок робочих характеристик магістрального насоса НМ 7000–210, що дозволило уточнити його робочу точку та підтвердити можливість застосування у складі проєктної системи.

Додатково підібрано підпірні насоси НМП 2500-74, робота яких забезпечує необхідний підпір на вході в основні насосні агрегати та запобігає виникненню кавітаційних режимів. Проведені розрахунки підтвердили їхню придатність для роботи в заданих умовах.

Запропонована схема нафтопроводу, параметри труб, кількість насосних станцій та вибране насосне обладнання забезпечують стабільну, надійну та енергоефективну роботу системи транспортування нафти відповідно до заданих технологічних умов.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Організація безпечних умов праці під час зварювання труб

Праця зварювальника поліетиленових трубопроводів пов'язана з виконанням робіт підвищеної небезпеки, тому до персоналу висуваються підвищені вимоги щодо охорони праці та професійної підготовки. Допуск працівників до монтажу і зварювання трубопроводів із полімерних матеріалів здійснюється лише після виконання комплексу обов'язкових заходів.

Першим етапом є проходження медичного огляду, метою якого є підтвердження відсутності медичних протипоказань до виконання робіт в умовах підвищеної небезпеки.

Наступним етапом є спеціальне навчання, що включає теоретичну та практичну підготовку з технології зварювання поліетиленових труб, вимог охорони праці, промислової безпеки та правил експлуатації обладнання.

Після завершення навчання працівник складає іспит перед кваліфікаційною комісією, яка оцінює рівень його знань і практичних навичок, необхідних для самостійного виконання робіт.

Перед початком трудової діяльності працівник також проходить вступний інструктаж з охорони праці, під час якого ознайомлюється із загальними вимогами безпеки, правилами пожежної безпеки та електробезпеки на підприємстві.

Крім того, обов'язковим є первинний інструктаж безпосередньо на робочому місці, під час якого працівнику роз'яснюють особливості виконання робіт на конкретному виробничому об'єкті, потенційні небезпеки та заходи щодо їх попередження.

Допуск працівника до самостійного виконання зварювальних робіт оформлюється відповідним записом у журналі реєстрації інструктажів з охорони праці. Запис засвідчується підписами особи, яка проводила інструктаж, та працівника, що його пройшов.

Для підтримання належного рівня професійної підготовки та безпеки праці зварювальники поліетиленових трубопроводів зобов'язані проходити періодичну перевірку знань нормативних вимог з охорони праці не рідше одного разу на рік. За результатами перевірки підтверджується право працівника на виконання робіт підвищеної небезпеки.

Незалежно від рівня кваліфікації та виробничого стажу, кожен зварювальник повинен проходити повторний інструктаж з охорони праці щонайменше один раз на шість місяців. У випадках порушення вимог безпеки, зміни технологічного процесу, впровадження нового обладнання або перерви в роботі тривалістю понад 30 календарних днів проводиться позаплановий інструктаж.

Працівники, які не пройшли у встановлені строки інструктаж з охорони праці або перевірку знань, до самостійного виконання зварювальних робіт не допускаються.

Для якісного та безпечного виконання зварювальних робіт зварювальник поліетиленових трубопроводів повинен володіти необхідними теоретичними знаннями та практичними навичками. Зокрема, він повинен знати технологію зварювання полімерних матеріалів, правила монтажу, укладання та експлуатації трубопровідних систем, вимоги нормативних документів з охорони праці та промислової безпеки.

Важливим є також знання правил використання засобів індивідуального захисту, систем сигналізації та взаємодії під час виконання монтажних робіт, а також порядку дій у разі виникнення аварійних ситуацій. Крім того, працівник повинен володіти навичками надання домедичної допомоги потерпілим у разі нещасних випадків.

З метою забезпечення безпечних умов праці на підприємствах реалізується комплекс організаційних і технічних заходів. Одним із основних є забезпечення працівників засобами індивідуального захисту відповідно до характеру виконуваних робіт. Зварювальникам видаються спеціальний одяг,

захисне взуття, рукавички, захисні окуляри або зварювальні щитки та інші засоби захисту, що запобігають впливу небезпечних і шкідливих виробничих факторів та сприяють підвищенню рівня безпеки під час виконання робіт.

Зварювальник трубопроводів повинен володіти необхідними теоретичними знаннями та практичними навичками для безпечного і якісного виконання робіт. Зокрема, він має знати:

- технологію зварювання полімерних матеріалів;
- правила монтажу, складання та укладання трубопровідних систем;
- вимоги нормативних документів з охорони праці та промислової безпеки;
- порядок використання засобів індивідуального захисту;
- систему попереджувальної сигналізації та організацію безпечної взаємодії під час монтажних робіт;
- правила надання домедичної допомоги потерпілим у разі нещасних випадків.

Заходи щодо забезпечення безпечних умов праці

Для створення безпечних умов праці під час зварювання поліетиленових трубопроводів на підприємстві повинні бути передбачені такі організаційні та технічні заходи:

- забезпечення працівників необхідними засобами індивідуального захисту, зокрема спеціальним одягом, захисним взуттям, рукавицями, захисними окулярами або зварювальним щитком;
- належне облаштування робочого місця відповідно до вимог нормативних документів з охорони праці, оснащення його справним інструментом і допоміжними пристроями;
- своєчасне технічне обслуговування та перевірка зварювального обладнання з метою підтримання його у справному й безпечному стані;
- організація ефективної вентиляції робочої зони для видалення

шкідливих речовин і газів, які можуть утворюватися під час виконання зварювальних робіт;

- здійснення постійного контролю за дотриманням вимог охорони праці з боку керівників та інженерно-технічного персоналу підприємства.

Для отримання якісних і надійних зварних з'єднань поліетиленових труб необхідно застосовувати сучасне сертифіковане зварювальне обладнання, суворо дотримуватися вимог технологічних регламентів, здійснювати контроль якості на всіх стадіях виконання робіт та залучати до зварювання лише підготовлений персонал, який пройшов відповідне навчання, атестацію та має чинні допуски до виконання таких робіт.

Перед початком робіт у траншеї необхідно перевірити стійкість її укосів і надійність встановлених кріплень. Спуск працівників у траншею слід здійснювати тільки за допомогою справних переносних драбин, передбачених для цих цілей. Для безпечного переходу через траншеї необхідно використовувати спеціально обладнані перехідні містки, що відповідають вимогам охорони праці та забезпечують безпечне пересування персоналу.

Під час виконання зварювальних робіт необхідно забезпечувати дотримання таких технологічних вимог:

- відсутність згинальних та інших додаткових механічних навантажень у зоні зварного з'єднання;
- рівномірний нагрів торців труб по всій площі контакту;
- достатнє нагрівання матеріалу з подальшим рівномірним охолодженням зварного шва відповідно до встановленого технологічного режиму.

Під час роботи зварювальний апарат повинен бути надійно заземлений. Для запобігання ураженню електричним струмом зварювальник зобов'язаний стежити за тим, щоб руки, спецодяг, взуття та робоче місце залишалися сухими протягом усього часу виконання робіт.

Перед початком зварювання необхідно правильно підготувати зварювальне обладнання. Затискачі центратора повинні бути укомплектовані вставками, що відповідають діаметру труб, які зварюються. Закріплення труб має виключати можливість їх зміщення або прослизання в затискачах під час виконання зварювання. Після фіксації труби у центраторі її вільний кінець необхідно встановити на спеціальну опору, що забезпечує правильне положення трубопроводу та зменшує навантаження на зварне з'єднання.

Для забезпечення якісного зварного з'єднання кінці труб перед зварюванням необхідно піддавати механічній обробці (торцюванню, фрезеруванню або обрізанню) з метою вирівнювання поверхні та видалення зовнішнього шару матеріалу, який міг зазнати механічних пошкоджень або негативного впливу ультрафіолетового випромінювання. Перевіряти гостроту різального інструменту руками категорично забороняється.

Після завершення обробки необхідно ретельно видалити стружку та інші залишки матеріалу з внутрішньої поверхні труби за допомогою щітки або інших призначених для цього пристроїв. Задирки та нерівності на крайках труб слід усувати ножом або спеціальним інструментом. Під час роботи з ножом необхідно дотримуватися вимог безпеки: лезо повинно бути спрямоване від працівника, щоб уникнути можливих травмувань.

Для запобігання опікам, ураженню електричним струмом та виникненню пожежонебезпечних ситуацій під час роботи з нагрівальними елементами необхідно дотримуватися таких вимог безпеки:

- не залишати нагрівальний інструмент без нагляду під час його роботи або після вимкнення до повного охолодження;
- у разі тривалої перерви в роботі відключати обладнання від джерела електроживлення;
- зберігати нагрівальні та зварювальні інструменти у спеціальних термостійких чохлах або на підставках, призначених для безпечного розміщення гарячого обладнання;

- після кожного циклу зварювання очищати робочі поверхні нагрівального інструменту від залишків розплавленого полімеру;
- очищення виконувати сухими рукавицями або спеціальними засобами, не використовуючи розчинники та інші агресивні речовини;
- не допускати потрапляння мастил, бруду, пилу та інших забруднень на робочі поверхні нагрівальних елементів, оскільки це може погіршити якість зварного з'єднання та призвести до пошкодження обладнання;
- контролювати температурний режим роботи нагрівальних елементів і не допускати їх перегрівання.

Особливу увагу слід приділяти нагрівачам із фторопластовим антиадгезійним покриттям. Перевищення допустимої температури експлуатації може спричинити руйнування покриття та виділення шкідливих летких речовин. Тому під час роботи необхідно суворо дотримуватися температурних режимів, установлених виробником обладнання.

Під час експлуатації зварювального обладнання забороняється:

- переносити зварювальний апарат без попереднього відключення його від електричної мережі;
- самостійно виконувати підключення, відключення або ремонт електрообладнання без відповідних повноважень та допуску;
- використовувати несправне обладнання або обладнання з пошкодженими кабелями та елементами захисту.

Під час зварювання поліетиленових труб із застосуванням електромуфтових фітингів необхідно дотримуватися таких вимог:

- встановлювати зварювальне обладнання безпосередньо на підготовленій трасі трубопроводу таким чином, щоб забезпечити безпечне та зручне виконання робіт;
- налаштовувати параметри зварювання відповідно до вимог

технічної документації та інструкції виробника обладнання і фітингів;

- не торкатися струмопровідних частин, підключених проводів або кабелів із пошкодженою ізоляцією;
- виконувати механічну підготовку поверхні труб безпосередньо перед зварюванням із застосуванням спеціального інструменту, призначеного для цієї операції;
- перед монтажем електромуфти очищати та знежирювати кінці труб, протираючи їх чистим абсорбуючим папером або серветками, які не залишають волокон і сторонніх частинок;
- здійснювати безперервний контроль процесу зварювання від початку до завершення циклу, стежачи за дотриманням установлених технологічних параметрів та справністю обладнання.

У разі виникнення пожежі в робочій зоні зварювальник повинен:

- негайно вимкнути зварювальне обладнання (якщо роботи тривають);
- ліквідувати осередок займання за допомогою первинних засобів пожежогасіння (пісок, вогнегасники); використання води для гасіння електрообладнання забороняється;
- у разі необхідності викликати аварійно-рятувальні служби.

У випадку нещасного випадку (травмування, опіків, ураження електричним струмом, отруєння або раптового погіршення стану здоров'я) зварювальник зобов'язаний надати потерпілому першу домедичну допомогу та організувати подальше медичне обслуговування.

Після завершення робіт зварювальник повинен:

- відключити зварювальний апарат від електромережі;

- прибрати робоче місце, інструменти та засоби індивідуального захисту;
- розмістити спецодяг і спецвзуття у спеціально відведених місцях зберігання;
- повідомити безпосереднього керівника про всі виявлені під час роботи несправності або відхилення.

Отже, початок зварювальних або монтажних робіт з будівництва чи ремонту поліетиленових трубопроводів без затвердженого плану виконання робіт або технологічної карти, в якій визначені основні заходи безпеки, є неприпустимим, оскільки це може призвести до виникнення аварійних ситуацій та порушення вимог охорони праці.

Зварювання труб і фасонних частин слід виконувати або на відкритому повітрі, або в спеціально обладнаних приміщеннях, оснащених ефективною припливно-витяжною вентиляцією. Під час різання та механічної обробки труби і деталі необхідно надійно фіксувати в затискних пристроях верстатів або технологічного обладнання, щоб запобігти їх зміщенню та забезпечити безпеку виконання робіт.

У зонах проведення зварювальних робіт, а також у місцях складування та протягування труб обов'язково мають бути розміщені первинні засоби пожежогасіння у достатній кількості та в доступних місцях.

Під час роботи з електрозварювальними апаратами у вологих умовах необхідно використовувати засоби індивідуального захисту, зокрема діелектричні рукавички та бахіли, що забезпечують захист від ураження електричним струмом.

4.2 Визначення меж небезпечної зони під час виконання будівельних робіт на трубопроводі

Слід зазначити, що небезпечні умови під час виконання робіт часто виникають через зсуви та обвалення ґрунту в котлованах або траншеях.

У випадку, якщо кранові колії розташовані поблизу котловану чи траншеї, необхідно забезпечити дотримання нормативної відстані від верхньої відмітки колії до підшви укосу котловану, щоб запобігти втраті стійкості ґрунту та можливим аварійним ситуаціям.

$$l = 1,2 \times h \times D, \quad (4.1)$$

де: h — глибина котловану або траншеї;

D — коефіцієнт укосу (закладення схилу), для суглинних ґрунтів приймається відповідно до нормативних значень.

$$l = 1,2 \times 1,2 \times 0,4 = 0,576 \text{ м}$$

Для баштових кранів небезпечна зона визначається як територія, обмежена паралельними лініями, розташованими на відстані, що відповідає максимальному робочому вильоту стріли в обидва боки від осі гусениць крана, з урахуванням можливого падіння або відриву вантажу.

Під час роботи автокранів і гусеничних кранів небезпечною зоною вважається площа, обмежена колом радіуса, який дорівнює максимальному робочому вильоту стріли, також з урахуванням можливого відриву або падіння вантажу.

Максимальний виліт стріли при цьому повинен визначатися з урахуванням потенційного відхилення або відокремлення вантажу у разі аварійної ситуації або його падіння.

$$R = r + S, \quad (4.2)$$

де:

R_{\max} — максимальний робочий виліт стріли крана, м;

l — найбільша можлива відстань (відліт) конструкції при її падінні, м.

Загальне значення S визначається за формулою:

$$S = \sqrt{h \times (m \times (1 - \cos a) + n)}, \quad (4.3)$$

де:

h — відстань від поверхні землі до гака крана;

l — довжина гілки стропа, м;

α — кут між гілкою стропа і вертикальною віссю; $\alpha < 30$

a — відстань від центра ваги елемента до його найбільш виступаючої (довгої) частини, м.

$$S = \sqrt{6 \times (4 \times (1 - \cos 30) + 7)} = 7,4 \text{ м} ;$$

$$R = 5,3 + 7,4 = 12,7 \text{ м} .$$

4.3 Забезпечення безпеки праці під час виконання будівельно-монтажних робіт

4.3.1 Вантажно-розвантажувальні роботи

Матеріали та обладнання масою понад 50 кг під час розвантаження переміщуються із застосуванням вантажопідіймальних механізмів (кранів, лебідок, блоків) з подальшою доставкою до місця монтажу.

Маса вантажу, що підіймається, повинна відповідати вантажопідйомності використовуваного механізму або стропів. Усі стропи мають бути промарковані та періодично випробувані з обов'язковим зазначенням їх допустимої вантажопідйомності.

Довгомірні вантажі слід підіймати щонайменше у двох точках із використанням стропів, розташованих під кутом не більше 45° до горизонталі. Для запобігання зміщенню вантажу під час підйому необхідно застосовувати розпірки або інші фіксуючі елементи.

Перебування вантажу у підвішеному стані не допускається. Небезпечні зони повинні бути огорожені та позначені добре видимими попереджувальними знаками.

Забороняється встановлення та робота кранів на відстані менше 3 м від

бортів траншеї. Для забезпечення стійкості техніки необхідно використовувати аутригери та інші протиаварійні заходи, що запобігають перекиданню крана. Робота вантажопідіймальних механізмів у разі сильного вітру не допускається.

Монтажні бригади та стропальники під час виконання робіт зобов'язані використовувати захисні каски та інші засоби індивідуального захисту.

4.3.2 Безпечна організація праці при виконанні земляних робіт

Під час виконання земляних робіт необхідно здійснювати постійний контроль за станом укосів траншей і котлованів та оцінювати ризик їх можливого обвалення. Геометричні параметри виїмок (розміри та конфігурація) мають забезпечувати стійкість ґрунту і безпечні умови для виконання робіт. Також важливо враховувати стан навколишнього середовища, який не повинен створювати додаткових небезпек для персоналу.

До керування будівельними машинами та механізмами допускаються лише працівники, які пройшли спеціальне навчання та мають відповідний дозвіл. Уся техніка повинна перебувати в справному технічному стані; експлуатація несправного обладнання заборонена. Запуск машин здійснюється відповідальною особою з обов'язковою подачею попереджувального сигналу.

У зоні можливого обвалення ґрунту забороняється складування матеріалів, а також розміщення або рух будівельної техніки та транспортних засобів. Перед початком робіт у місцях розташування підземних комунікацій необхідно узгодити заходи безпеки з відповідними експлуатаційними службами та позначити ці об'єкти на місцевості. Роботи в охоронних зонах кабельних ліній або газопроводів повинні виконуватися під наглядом відповідальних фахівців.

Всі траншеї та котловани в місцях руху людей і транспорту мають бути огорожені захисними конструкціями із встановленням попереджувальних знаків, а в темний час доби — сигнальним освітленням. Для переходу через

виймки облаштовуються спеціальні містки з освітленням.

Під час роботи екскаваторів і бульдозерів необхідно дотримуватися встановлених правил безпеки: забороняється переміщення ковша над кабіною водія, робота з несправним обладнанням, обслуговування техніки при працюючому двигуні, а також наближення транспорту до краю насипів на небезпечну відстань. При короткочасній зупинці робочі органи машин мають бути опущені на землю, а при тривалій зупинці — зафіксовані у безпечному положенні.

4.3.3 Забезпечення безпечних умов праці під час прокладання та випробування нафтопроводів

Під час прокладання та випробування нафтопроводів необхідно забезпечувати суворе дотримання вимог охорони праці та технічної безпеки на всіх етапах виконання робіт. Усе зварювальне та допоміжне обладнання, а також ізоляція електропроводки й пристрої для обробки кінців труб повинні проходити регулярну перевірку і контроль, причому їх технічні характеристики мають відповідати паспортним даним виробника.

Режими зварювання необхідно встановлювати відповідно до чинних технологічних стандартів для конкретного виду полімерних матеріалів. Проведення гідравлічних і пневматичних випробувань дозволяється лише після надійного закріплення трубопроводу, включаючи його кінцеві ділянки та вигини, що забезпечує стабільність конструкції під час навантаження.

Усі машини, механізми, інструменти та інвентар мають відповідати характеру виконуваних робіт і перебувати у справному стані. Початок нових робіт допускається лише з дозволу відповідальної посадової особи. Ручний інструмент (гайкові ключі, молотки, зубила тощо) повинен бути справним, без дефектів, із надійними та гладкими рукоятками.

Перед початком монтажу трубопроводу виконується обстеження траси, перевірка дозвільної документації, стану заземлення та компресорного обладнання. У разі перетину з підземними комунікаціями викликаються

представники експлуатуючих організацій, а розробка ґрунту в таких місцях виконується вручну для точного визначення розташування мереж.

У разі виявлення запаху газу роботи негайно припиняються, а персонал евакуюється у безпечну зону. Спуск у траншеї здійснюється лише за допомогою надійних драбин або спеціально обладнаних спусків, що забезпечують безпечне пересування працівників.

Трубопровідні секції під час монтажу повинні розміщуватися вздовж траншеї на безпечній відстані від її краю, що виключає ризик обвалення ґрунту та забезпечує безпечні умови виконання робіт.

Монтажні роботи та випробування трубопроводів

Під час виконання монтажу трубопроводів труби, матеріали та комплектуючі елементи необхідно опускати в траншею виключно за допомогою вантажопідйомних механізмів. Скидання труб та інших елементів у траншею категорично забороняється. Усі крани та інше вантажопідйомне обладнання перед початком робіт повинні бути оглянуті та випробувані відповідно до вимог безпеки.

Під час роботи крана перебування працівників у зоні дії його стріли заборонено. При опусканні труб, арматури та інших елементів у траншею або колодязь працівники повинні знаходитися на безпечній відстані, що виключає ризик травмування.

Для забезпечення електробезпеки зварювальників необхідно регулярно контролювати стан ізоляції електродотримачів, кабелів і струмоведучих частин. Електродотримач має забезпечувати надійне кріплення електрода, стабільний контакт і швидко його заміну. Усі роботи із зварювальним обладнанням виконуються з дотриманням вимог електробезпеки.

Під час ізоляційних робіт працівники, які виконують механічне очищення труб металевими щітками, повинні використовувати захисні окуляри. При роботі з механізованими установками очищення та ізоляції перед початком необхідно перевірити справність обладнання. Забороняється виконувати очищення, регулювання або ремонт машин під час їх роботи.

Під час контролю якості ізоляційного покриття за допомогою дефектоскопів до роботи допускаються лише працівники, які пройшли спеціальне навчання з електробезпеки та надання першої допомоги. Перед увімкненням приладу його необхідно заземлити, а працівники повинні використовувати діелектричні засоби захисту (рукавички та чоботи).

Випробування змонтованих трубопроводів і обладнання виконується відповідно до чинних будівельних норм і правил. Перед проведенням випробувань необхідно ретельно перевірити справність запірної, запобіжної та перепускної арматури.

На кінцевих ділянках трубопроводу, що випробовується, встановлюються інвентарні заглушки та пристрої для сприйняття зусиль, що виникають при підвищенні тиску. Під час підвищення тиску перебування людей поблизу заглушок забороняється.

Категорично забороняється виконувати будь-які ремонтні роботи або усунення дефектів на трубопроводах, які знаходяться під тиском

4.4 Охорона навколишнього природного середовища

4.4.1 Заходи щодо охорони земельних ресурсів та ґрунтового покриття

З метою мінімізації негативного впливу будівництва газопроводу на ґрунтовий покрив і рослинність будівельно-монтажні роботи слід виконувати

в межах територій, офіційно відведених під постійні або тимчасові будівельні майданчики, без виходу за встановлені межі.

Під час виконання основних будівельних робіт необхідно забезпечити постійний контроль за дотриманням меж відведених земельних ділянок, включаючи зони будівництва, тимчасові дороги та інші технологічні майданчики.

На будівельному майданчику слід організувати систему збору та сортування відходів із встановленням пересувних контейнерів для побутового та будівельного сміття, а також окремих ємностей для збору відпрацьованих мастильних матеріалів.

Для забезпечення безперебійної роботи будівельної техніки допускається використання спеціалізованих засобів підігріву двигунів машин і механізмів, а також обладнання для підігріву води та технологічних матеріалів. Категорично забороняється використання відкритого вогню з димним паливом на території будівництва.

Також не допускається проведення ремонту будівельної техніки, миття машин і механізмів, а також злив паливно-мастильних матеріалів у непередбачених для цього місцях, що дозволяє запобігти забрудненню ґрунтів і водного середовища. Технічна рекультивация будівельних територій виконується для відновлення земельних ділянок, тимчасово зайнятих під будівельні роботи, до їхнього первісного або близького до природного стану, а також для запобігання розвитку ерозійних процесів і деградації ґрунтів.

4.4.2 Заходи з охорони рослинного і тваринного світу

Заходи з охорони рослинного і тваринного світу спрямовані на мінімізацію негативного впливу будівельно-монтажних робіт на природні екосистеми та збереження біорізноманіття в районі виконання робіт.

Під час будівництва необхідно максимально обмежувати порушення природного середовища, виконуючи роботи лише в межах відведених будівельних майданчиків і технологічних смуг. Забороняється самовільне розширення територій та пошкодження прилеглої рослинності.

Для зменшення впливу на фауну слід обмежувати рівень шуму та вібрації від будівельної техніки, а також не допускати безконтрольного пересування транспорту поза встановленими дорогами. У період гніздування птахів та активної життєдіяльності тварин за можливості слід враховувати сезонні обмеження виконання робіт.

Не допускається знищення або пошкодження деревно-чагарникової рослинності поза межами будівельної зони, а також самовільна вирубка зелених насаджень без відповідного дозволу. У разі необхідності видалення рослинності воно повинно виконуватися у встановленому порядку з подальшим відновленням зелених насаджень. Під час виконання робіт необхідно забезпечувати належне поводження з відходами, щоб запобігти забрудненню природного середовища та можливому отруєнню тварин.

Після завершення будівництва проводяться заходи з відновлення природного середовища, включаючи рекультивацію територій та відновлення рослинного покриву.

4.4.3 Заходи щодо зменшення забруднення атмосферного повітря

Під час виконання будівельно-монтажних робіт зниження викидів забруднюючих речовин в атмосферу забезпечується шляхом впровадження організаційно-технічних заходів та раціональної організації виробничих процесів.

Зокрема, для зменшення викидів необхідно обмежувати одночасне використання великої кількості транспортних засобів і будівельної техніки на

одній ділянці, а також уникати їх надмірного скупчення на робочих майданчиках. Додатково слід зменшувати кількість перевантажень будівельних матеріалів, оптимізувати висоту їх завантаження та розвантаження, що дозволяє знизити утворення пилу. При транспортуванні пилоподібних матеріалів обов'язковим є використання тентів для накриття кузовів самоскидів.

Для зменшення шкідливих викидів від роботи двигунів будівельної техніки необхідно застосовувати технічно справні машини з відрегульованими паливними системами, що забезпечують дотримання встановлених норм викидів відпрацьованих газів. Також обов'язковим є вимикання двигунів транспортних засобів і дорожньо-будівельної техніки під час простою, що дозволяє додатково зменшити рівень забруднення атмосферного повітря.

4.4.4 Заходи з охорони навколишнього середовища під час поводження з відходами

Перед початком будівельних робіт підрядна організація зобов'язана укласти договір із спеціалізованою ліцензованою компанією щодо вивезення твердих і рідких відходів, що утворюються в процесі виконання робіт.

Усі відходи, які виникають під час будівництва, повинні тимчасово накопичуватися на спеціально відведених майданчиках для будівельного сміття з подальшим транспортуванням на санкціоновані полігони для утилізації. Побутові відходи та використані обтиральні матеріали необхідно збирати в металеві герметичні контейнери об'ємом до 1,5 м³, розміщені на будівельному майданчику. Після заповнення контейнери своєчасно вивозяться на дозволені сміттєзвалища відповідно до погоджених умов між підрядною організацією та оператором полігону.

Рідкі відходи слід спрямовувати на очисні споруди або збирати в герметичні металеві ємності об'ємом до 0,5 м³ з подальшим вивезенням на відповідні об'єкти очищення побутових стічних вод.

Висновок до розділу 4

У розділі було розглянуто комплекс організаційних, технічних та екологічних заходів, спрямованих на забезпечення безпечних умов праці під час будівництва та експлуатації нафтогазопроводів. Роботи, пов'язані зі зварюванням поліетиленових труб, земляними роботами, вантажно-розвантажувальними операціями та випробуванням трубопроводів, належать до робіт підвищеної небезпеки і потребують суворого дотримання вимог нормативних документів з охорони праці та промислової безпеки. Особливу увагу приділено порядку допуску персоналу до виконання робіт, який включає обов'язкові медичні огляди, спеціальне навчання, перевірку знань та систему інструктажів, важливість регулярного контролю рівня підготовки працівників, а також недопущення до робіт осіб, які не пройшли встановлені процедури навчання та перевірки знань.

Визначено основні небезпечні фактори під час будівництва трубопроводів, зокрема ризики обвалення ґрунту, роботу вантажопідіймальної техніки, електробезпеку під час зварювання, а також можливі аварійні ситуації під час монтажу та випробування трубопроводів. Для їх запобігання передбачено чіткі вимоги до організації робочих місць, використання справного обладнання, засобів індивідуального захисту та огороження небезпечних зон. Окремо розглянуто заходи з охорони навколишнього природного середовища, що включають захист ґрунтів, рослинного і тваринного світу, зменшення викидів в атмосферу та правильне поводження з відходами. Передбачено мінімізацію антропогенного впливу шляхом раціональної організації будівельних процесів, рекультивації територій та дотримання екологічних вимог.

ВИСНОВОК

У кваліфікаційній роботі розглянуто комплекс питань, пов'язаних із проєктуванням, гідравлічним розрахунком та вибором основного обладнання магістрального нафтопроводу, а також забезпеченням його безпечної та ефективної експлуатації.

У першому розділі проаналізовано особливості транспортування нафти магістральними трубопроводами, їх класифікацію, конструктивні елементи та технологічну структуру нафтоперекачувальних станцій. Встановлено, що трубопровідний транспорт є найбільш економічно доцільним і надійним способом транспортування нафти на великі відстані, а ефективність системи значною мірою залежить від правильного вибору основних параметрів проєктування.

У другому розділі розглянуто сучасні методи підвищення пропускної здатності магістральних нафтопроводів. Проаналізовано можливості модернізації насосного обладнання, зміни геометрії трубопроводу, застосування лупінгів та протитурбулентних присадок. Визначено, що найбільш ефективними є заходи, пов'язані з підвищенням енергоефективності насосних станцій та зменшенням гідравлічних втрат.

У третьому розділі виконано детальний гідравлічний та конструктивний розрахунок нафтопроводу. Проведено підбір труб із перевіркою їх міцності та відповідності нормативним вимогам, визначено товщину стінок та допустимі напруження. Розраховано гідравлічні параметри потоку, втрати напору та кількість нафтоперекачувальних станцій, а також обґрунтовано їх раціональне розміщення. Виконано коригування характеристик насосного обладнання з урахуванням в'язкості нафти, підтверджено можливість застосування магістрального насоса НМ 7000–210 та підібрано підпірні насоси НМП 2500–74 для забезпечення стабільної роботи системи.

У четвертому розділі розглянуто питання охорони праці та екологічної

безпеки під час будівництва та експлуатації нафтогазопроводів. Визначено основні виробничі ризики та розроблено комплекс організаційних і технічних заходів щодо їх зниження, а також заходи з мінімізації негативного впливу на навколишнє середовище.

У результаті виконання роботи розроблено технічно обґрунтовану схему магістрального нафтопроводу, підбрано оптимальні параметри труб і насосного обладнання, що забезпечують задану продуктивність, надійність та енергоефективність системи транспортування нафти.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЕЖЕРЕЛ

1. Загальний курс транспорту: Навчальний посібник / Л.Ю.Яцківський, Д.В.Зеркалов.
2. Гумер А.Г. Магістральні нафтопроводи. - М., Нафта, 2001.
3. Азмет Х.А. Ремонт магістральних нафтопроводів. - М., Промисловість, 1990.
4. Гумер Р.С. Поняття, класифікація магістральних нафтопроводів. - М., Нафта і газ, 1999..
5. Векштейн М.Г. Склад споруд магістральних нафтопроводів. - М., Проміздат, 2001.
6. Дорошенко Я. В. Спорудження та ремонт зосереджених об'єктів газонафтопроводів: підручник / Я. В. Дорошенко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. – 845 с. ISBN 978-3-659-37720-4.
7. Стандарт підприємства: СТП 320.30019801.069-2003 Магістральні газопроводи. Типовий регламент технічного обслуговування і ремонту переходів: повітряних, підземних через автомобільні дороги та залізниці, переїздів через газопроводи [Текст] : нормативно-технічний матеріал. – К. : ДК Укртрансгаз, 2003. – 40 с.
8. Карпаш М.О., Яворський А.В. Методи контролю стану робочих поверхонь [Текст]: [Конспект лекцій]/ М.О. Карпаш, А.В. Яворський. – Івано-Франківськ: Факел, 2007. – 228 с.
9. Стандарт підприємства: СТП 320.30019801.099-2003. Магістральні газопроводи. Технічне обслуговування лінійної частини [Текст] : нормативно-технічний матеріал. – К. : ДК Укртрансгаз, 2003. – 49 с.
10. Закон України Про охорону праці.
11. НПАОП 40.1-1.32-01 „Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок".
12. НАПБ В.01.056-2005/111 "Правила будови електроустановок.

Протипожежний захист електроустановок".

13. НПАОП 0.00-5.12-01 Інструкція з організації безпечного ведення вогневих робіт на вибухопожежонебезпечних та вибухонебезпечних об'єктах.

14. НПАОП 11.1-1.01-08 „Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України".

15. НАПБ А 01.001-2004 „Правила пожежної безпеки в Україні".

16. ДСТУ 4219-2003 «Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії".

17. Закон України „Про пожежну безпеку".

18. Закон України "Про охорону праці".

19. Перелік чинних в Україні нормативних документів у галузі будівництва.

20. Державний реєстр нормативних актів з питань пожежної безпеки.

21. НПАОП 0.00-8.24-05 Перелік робіт з підвищеною небезпекою.

22. ДБН А.2.2-3-2004 "Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проектної документації для будівництва".

23. ДБН 6.1.2-2:2006 "Навантаження і впливи".

24. НПАОП 1.1.23-1.03-2004 «Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів» від 02.03.04 №69.