

Міністерство освіти і науки України
Одеський національний технологічний університет

ННІ Холоду, кріотехнологій та екоенергетики ім. В.С. Мартиновського
Кафедра Нафтогазових технологій, інженерії та теплоенергетики
Ступінь вищої освіти Бакалавр
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології
Освітня програма Нафтогазова інженерія та технології



КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

на тему Проект реконструкції магістрального нафтопроводу Одеса-Броди
на ділянці НПС «Степова» до НПС «Кам'яногірка з метою
збільшення пропускної спроможності

Здобувача (ки) Сідоров Д.І.

Керівник проф. Бошкова І.Л.
проф. Басюркіна Н.І.

Консультанти:
доц. Кологривов М.М.

Кваліфікаційна робота допускається до захисту
Рішення кафедри від 10 червня
2026 року

В.о. завідувача кафедрою НТІТ

протокол № 12

Олександр ТІТЛОВ

ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ННІ Холоду, кріотехнологій та екоенергетики ім. В.С. Мартиновського

Кафедра Нафтогазових технологій, інженерії та теплоенергетики

Ступінь вищої освіти Бакалавр

Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

Освітня програма Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри д.т.н., проф. Тітлов О.С.

«02» лютого 2026 року

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Сідорова Данило Ілліча

1. Тема роботи Проект реконструкції магістрального нафтопроводу Одеса-на ділянці НПС «Степова» до НПС «Кам'яногірка з метою збільшення пропускної спроможності

Затверджена наказом ОНТУ від 30.01.2026 р. наказ № 51-03

2. Термін здачі здобувачем закінченої роботи 10.06.2026 р.

3. Вихідні дані роботи

Базова пропускна здатність 14,5 млн т/рік, Режим роботи: безперервний або змінний за графіком транспортування; Основний напрям модернізації: насосне обладнання, арматура, автоматика, очищення трубопроводу.

4. Перелік питань, які потрібно розробити

1. Загальна характеристика магістрального нафтопроводу Одеса-Броди та ролі ділянки НПС «Степова» - НПС «Кам'яногірка». 2. Обґрунтування реконструкції для збільшення пропускної спроможності. 3. Технологічний розрахунок трубопроводу.

4. Охорона праці та техніка безпеки. 5. Техніко-економічне обґрунтування проекту.

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

1. Прокладка трубопроводу (кр). 2. Схема ділянки магістрального нафтопроводу НПС «Степова» — НПС «Кам'яногірка» (кр). 3. Перехід через перешкоду (кр).

4. Поздовжній профіль ділянки нафтопроводу з п'єзометричною лінією

6. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи, що стосуються їх

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання видав
Розділ охорони праці	проф. Бошкова І.Л.		
Економічний розділ	проф. Басюркіна Н.І.		
Нормоконтроль	доц. Кологривов М.М.		

7. Дата видачі завдання 02.02.2026 р.

Керівник _____ Бошкова І.Л.

Завдання прийняв до виконання _____ Сідоров Д.І.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Огляд літературних джерел, методик розрахунків, підготовка структури роботи	01.03-10.03.26	
2	Підготовка теоретичного розділу роботи	11.03-21.03.26	
3	Підготовка проєктного розділу роботи	22.03-22.04.26	
4	Підготовка розділу з охорони праці	23.04-30.04.26	
5	Підготовка економічного розділу	01.05-07.05.26	
6	Оформлення пояснювальної записки кваліфікаційної роботи	08.05-11.05.26	
7	Підготовка графічної частини роботи	12.05-23.05.26	
8	Підготовка презентації та доповіді	24.05-31.05.26	
9	Відгук керівника, рецензування, підготовка до захисту кваліфікаційної роботи	01.06-08.06.26	

Здобувач-дипломник _____ Бошкова І.Л.

Керівник роботи _____ Сідоров Д.І.

Несу відповідальність за ідентичність електронного та друкованого варіантів кваліфікаційної роботи, даю згоду на обробку персональних даних та не заперечую проти розміщення кваліфікаційної роботи на офіційних web-ресурсах ОНТУ.

Підтверджую, що в кваліфікаційній роботі відсутні порушення норм академічної доброчесності.

Здобувач-дипломник _____ Сідоров Данило Ілліч _____

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота складається з: 93 сторінок друкованого тексту, 7 рисунків, 18 таблиць, 25 посилань на джерела.

У роботі виконано розрахункове обґрунтування міцності та технологічних параметрів трубопроводу, розглянуто модернізацію насосного обладнання, трубопровідної арматури, систем диспетчерського контролю і протиаварійного захисту. Запропоновані рішення спрямовані на підвищення продуктивності, енергоефективності, надійності, промислової та екологічної безпеки експлуатації магістрального нафтопроводу.

Ключові слова: пропускна спроможність, насосне обладнання, гідравлічний розрахунок, автоматизація, охорона праці, техніко-економічне обґрунтування.

ABSTRACT

Qualification work consists of 92 pages of printed text, 7 figures, 18 tables, 25 references.

The paper analyses strength and technological calculations of the pipeline are presented, and the modernization of pumping equipment, pipeline fittings, supervisory control systems and emergency protection is considered. The proposed solutions are aimed at increasing the productivity, energy efficiency, reliability, industrial safety and environmental safety of trunk oil pipeline operation.

Keywords: hroughput capacity, pumping equipment, hydraulic calculation, automation, occupational safety, feasibility study.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1. ОГЛЯД НАУКОВО-ТЕХНІЧНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	7
1.1. Загальна характеристика магістрального нафтопроводу Одеса-Броди та ролі ділянки НПС «Степова» - НПС «Кам'яногірка»	7
1.2. Нормативна та методична база проектування, реконструкції й експлуатації магістральних нафтопроводів	8
1.3. Наукові основи гідравлічного розрахунку нафтопроводів	10
1.4. Технічні способи збільшення пропускної спроможності магістральних нафтопроводів	13
1.5. Насосні станції як ключовий елемент підвищення продуктивності	18
1.6. Технічний стан, діагностика та цілісність трубопроводу при реконструкції	19
1.7. Автоматизація, диспетчеризація та цифровий контроль режимів транспортування	21
1.8. Енергоефективність та техніко-економічні аспекти реконструкції	23
1.9. Екологічна, пожежна та промислова безпека при збільшенні пропускної спроможності	24
1.10. Узагальнення літературних джерел і напрями проектних рішень для ділянки НПС «Степова» - НПС «Кам'яногірка»	25
Висновки до огляду	26
2. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	28
2.1. Загальна характеристика об'єкта реконструкції	28
2.2. Призначення та склад технологічної системи	29
2.3. Вихідні проектні дані для технологічної частини	30
2.4. Технологічна схема перекачування нафти	31

2.5. Основні технологічні операції на ділянці	33
2.6. Обґрунтування реконструкції для збільшення пропускної спроможності	34
2.7. Насосне обладнання та його реконструкція	35
2.8. Лінійна частина трубопроводу	37
2.10. Технологічна арматура та трубопровідна обв'язка	38
2.11. Очищення, внутрішньотрубна діагностика та підготовка до збільшення продуктивності	38
2.12. Автоматизація, диспетчерське керування та телемеханіка	39
2.13. Захист від аварійних режимів і гідравлічного удару	41
2.14. Енергетична ефективність реконструкції	42
2.15. Технічне обслуговування після реконструкції	42
2.16. Послідовність реалізації реконструкції	43
2.17. Очікувані технологічні результати	44
2.18. Висновки до технологічної частини	44
3. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА	46
3.1. Розрахунок труб на міцність	46
3.1.1. Розрахункові характеристики матеріалів	46
3.1.2. Визначення товщини стінки	47
3.1.3. Перевірка міцності з урахуванням максимального перепаду температури	47
3.1.4. Розрахунок товщини стінки з урахуванням температури продукту, що транспортується	49
3.1.5. Перевірка міцності з урахуванням пластичних деформацій під час підземного прокладання	53
3.2. Технологічний розрахунок трубопроводу	63
4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ	74
4.1. Нормативна база та загальні вимоги безпеки	74

4.2. Характеристика небезпечних і шкідливих факторів	74
4.3. Організаційні заходи з охорони праці	75
4.4. Безпека під час вогневих і зварювальних робіт	76
4.9. Пожежна та вибухопожежна безпека	77
5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУ	78
5.1. Актуальність і мета реконструкції	78
5.2. Мета і завдання техніко-економічного обґрунтування	78
5.3. Вихідні проєктні дані	78
5.4. Варіанти реалізації проєкту	80
5.5. Технічна сутність прийнятого варіанта реконструкції	80
5.6. Орієнтовний склад капітальних вкладень	81
5.7. Розрахунок приросту пропускної спроможності	82
5.8. Розрахунок доходу від додаткового транспортування	83
5.9. Економія електроенергії	84
5.10. Економія на ремонтах, простої та аварійних ризиках	85
5.11. Загальний річний економічний ефект	86
5.12. Розрахунок простого строку окупності	86
5.13. Порівняння показників до і після реконструкції	87
5.14. Узагальнені техніко-економічні показники проєкту	87
ВИСНОВКИ	89
Список використаної літератури	90

ВСТУП

Магістральні нафтопроводи є складними лінійними енерготранспортними системами, які забезпечують безперервне переміщення великих обсягів нафти між морськими терміналами, резервуарними парками, нафтопереробними заводами та вузлами міждержавного транзиту. Для України значення таких систем визначається не лише їх промисловою функцією, а й роллю у забезпеченні енергетичної безпеки, диверсифікації джерел постачання сировини та інтеграції до європейської енергетичної інфраструктури.

Нафтопровід Одеса-Броди був побудований як транспортний коридор для постачання каспійської та іншої імпортової нафти від морського нафтового терміналу поблизу Одеси у напрямку західного кордону України та системи «Дружба». За відкритими довідковими даними його загальна довжина становить близько 674 км, номінальний діаметр - 1020 мм, а проектна потужність початкової схеми оцінювалась приблизно 14,5 млн т/рік; у технічних описах також зазначається можливість розвитку системи до значно більшої продуктивності за умови введення додаткових станцій і відповідного обладнання [1-3].

Тема реконструкції ділянки від НПС «Степова» до НПС «Кам'яногірка» з метою збільшення пропускної спроможності є актуальною, оскільки підвищення продуктивності нафтопроводу може бути досягнуте не тільки будівництвом нових магістралей, а й модернізацією існуючої інфраструктури: насосного обладнання, систем керування, трубопровідної арматури, засобів контролю технічного стану, технології експлуатації та режимів перекачування. Такий підхід зазвичай є економічно доцільнішим, ніж повне дублювання трубопроводу, але потребує глибокого аналізу гідравлічних, міцнісних, енергетичних, екологічних і безпекових чинників.

ОГЛЯД НАУКОВО-ТЕХНІЧНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1.1. Загальна характеристика магістрального нафтопроводу Одеса-Броди та ролі ділянки НПС «Степова» - НПС «Кам'яногірка»

Нафтопровід Одеса-Броди належить до стратегічних об'єктів магістрального транспорту нафти. Його призначення полягає у забезпеченні транспортування нафти від чорноморського напрямку до західної частини України, з можливістю подальшого підключення до європейських маршрутів. За даними Енциклопедії сучасної України, нафтопровід з'єднав західну та східну системи нафтопроводів України, зокрема систему «Дружба» з Придніпровськими магістральними нафтопроводами, і був побудований у 1996-2001 рр. [1].



Рисунок 1.1 – Нафтопровід Одеса -Броди

За технічними характеристиками, наведеними у відкритих джерелах, магістраль має довжину близько 674 км і діаметр 1020 мм. Окремі інженерні джерела вказують, що пусковий комплекс без проміжних станцій міг забезпечувати продуктивність близько 9 млн т/рік, тоді як повний розвиток системи з проміжними насосними станціями передбачав продуктивність до 30 млн т/рік [3]. Це важливо для дипломного проекту, оскільки саме реконструкція ділянок між насосними станціями може розглядатися як елемент переходу від обмеженої продуктивності до більш повного використання потенціалу трубопроводу.

Ділянка НПС «Степова» - НПС «Кам'яногірка» є частиною магістральної лінії, на якій робочий режим визначається взаємодією насосних станцій, рельєфу траси, гідравлічного опору труби, фізичних властивостей нафти та допустимих тисків. У межах дипломного проекту цю ділянку доцільно розглядати як розрахунковий відрізок лінійної частини між двома технологічними вузлами, де збільшення пропускної спроможності може потребувати модернізації насосів, підвищення ефективності гідравлічного режиму, зменшення втрат напору і перевірки міцності трубопроводу.

У сучасних умовах у відкритих повідомленнях неодноразово підкреслюється можливість використання нафтопроводу як альтернативного маршруту постачання нафти до країн Центральної Європи [4]. Це посилює актуальність проектів, спрямованих на підвищення готовності магістралі до збільшених обсягів транспортування.

1.2. Нормативна та методична база проектування, реконструкції й експлуатації магістральних нафтопроводів

Огляд літератури з реконструкції магістральних нафтопроводів має обов'язково враховувати нормативну базу, оскільки збільшення пропускної

спроможності пов'язане з підвищенням робочих навантажень і потенційних ризиків. В Україні для лінійної частини магістральних трубопроводів застосовують відомчі будівельні норми, будівельні норми, правила безпеки, вимоги до охорони праці, протипожежного захисту та екологічного контролю.

До важливих документів належить ВБН В.2.3-00013741-09:2009 «Магістральні трубопроводи. Будівництво. Лінійна частина. Очищення порожнини та випробування», який регламентує роботи, пов'язані з очищенням порожнини та випробуванням лінійної частини магістральних трубопроводів [5]. Для реконструкції це має практичне значення, оскільки після заміни ділянок, монтажу лупінгу, ремонту переходів або зміни режимів тиску необхідно підтвердити герметичність і працездатність трубопроводу випробуваннями.

Для надземних переходів застосовують ВБН В.2.3-00013741-10:2009 «Магістральні трубопроводи. Будівництво. Лінійна частина. Надземні переходи» [6]. Його положення важливі для ділянок, де траса перетинає природні або штучні перешкоди, оскільки саме переходи часто є зонами підвищених механічних, температурних і корозійних навантажень. При збільшенні пропускної спроможності необхідно перевіряти не лише підземну лінійну частину, а й усі переходи, опори, компенсувальні ділянки, вузли ізоляції та захисту.

У міжнародній практиці для трубопровідних систем транспортування рідких вуглеводнів широко застосовується ASME B31.4. Цей кодекс визначає вимоги до проєктування, матеріалів, будівництва, складання, інспекції, випробування, експлуатації та технічного обслуговування трубопровідних систем для рідин і шламів [7]. Для дипломного проєкту цей документ можна використовувати як методичний орієнтир для порівняння українських рішень із міжнародними підходами, особливо щодо розрахунку тиску, вибору труб,

контролю зварних з'єднань, експлуатаційної надійності та технічного обслуговування.

Питання управління цілісністю небезпечних рідинних трубопроводів розглядає API RP 1160. У сучасній редакції цей документ орієнтований на створення системи управління цілісністю, яка охоплює оцінювання ризиків, технічну діагностику, аналіз дефектів, планування ремонту та прийняття експлуатаційних рішень [8]. Збільшення пропускної спроможності без оцінки цілісності є недопустимим, оскільки зростання витрати часто супроводжується зміною профілю тисків, швидкостей, гідравлічних ударів і навантажень на обладнання.

API RP 1173 розглядає систему управління безпекою трубопроводів як комплекс організаційних і технічних процедур, що мають забезпечувати безпечну експлуатацію протягом усього життєвого циклу трубопроводу [9]. Для реконструкції ділянки НПС «Степова» - НПС «Кам'яногірка» це означає необхідність не лише технічного проектування, а й упровадження процедур управління змінами, аналізу ризиків, контролю підрядників, навчання персоналу та постійного моніторингу показників безпеки.

1.3. Наукові основи гідравлічного розрахунку нафтопроводів

Гідравлічний розрахунок є центральною частиною обґрунтування пропускної спроможності магістрального нафтопроводу. Його метою є встановлення залежності між витратою нафти, діаметром трубопроводу, довжиною ділянки, шорсткістю внутрішньої поверхні, густиною та в'язкістю нафти, різницею висот, втратами напору і необхідним тиском на виході насосної станції.

У загальному вигляді об'ємна витрата визначається через середню швидкість руху рідини та площу поперечного перерізу труби:

$$Q = v \cdot F = v \cdot \pi \cdot D^2/4$$

де Q - об'ємна витрата нафти, м³/с; v - середня швидкість, м/с; F - площа перерізу, м²; D - внутрішній діаметр трубопроводу, м. Для магістральних нафтопроводів збільшення витрати при незмінному діаметрі неминуче призводить до збільшення швидкості, а отже, до зростання гідравлічних втрат.

$$h_{mp} = \lambda \cdot (L / D) \cdot (v^2 / (2g))$$

Формула Дарсі-Вейсбаха показує, що втрати напору $h_{тр}$ пропорційні квадрату швидкості та довжині трубопроводу. Тому збільшення продуктивності на 20-30 % може викликати значно більше зростання втрат напору, якщо не застосовувати додаткових технічних заходів.

$$\Delta p = \rho \cdot g \cdot h_{mp}$$

У практиці розрахунку нафтопроводів також враховують місцеві втрати на засувках, зворотних клапанах, фільтрах, переходах, трійниках, камерах запуску та приймання очисних пристроїв. Для довгих магістральних ділянок лінійні втрати, як правило, домінують, але при реконструкції насосних станцій і вузлів обв'язки місцеві втрати можуть істотно впливати на режим.

$$h_m = \sum \xi \cdot v^2 / (2g)$$

Коефіцієнт гідравлічного тертя λ залежить від режиму руху, числа Рейнольдса та відносної шорсткості. Число Рейнольдса визначають за формулою:

$$Re = v \cdot D / \nu$$

де ν - кінематична в'язкість нафти, м²/с. Для магістральних нафтопроводів зазвичай характерний турбулентний режим руху, але в'язкість нафти суттєво залежить від температури. Тому сезонні зміни температури, властивості різних сортів нафти та змішування партій можуть змінювати фактичну пропускну спроможність.

Науково-технічна література підкреслює, що гідравлічний режим магістрального нафтопроводу не можна розглядати ізольовано від роботи насосних станцій. Насоси формують напір, який має компенсувати втрати напору на ділянці та перепад геодезичних висот. Для ділянки між двома НПС необхідно будувати п'єзометричну лінію, визначати мінімальний допустимий тиск у кінцевих точках і максимальний допустимий тиск на виході станції.

$$H_{нас} = h_{тр} + h_m + \Delta z + H_{кін} - H_{поч}$$

де $H_{нас}$ - потрібний напір насосної станції; Δz - різниця геодезичних відміток; $H_{кін}$ і $H_{поч}$ - відповідні напори в кінцевому та початковому перерізах. При реконструкції з метою збільшення пропускну спроможності розрахунок слід виконувати для декількох сценаріїв: базового режиму, перспективної витрати, аварійного режиму з відключенням одного агрегату, режиму запуску і режиму з підвищеною в'язкістю нафти.

Окреме значення має аналіз гідравлічних перехідних процесів. Раптове закриття засувки, аварійне відключення насоса або зміна режиму частотного регулювання може спричинити хвилю тиску. Зі збільшенням пропускну спроможності ризик гідравлічного удару зростає, тому в проєкті реконструкції необхідно передбачити алгоритми плавного пуску й зупинки насосів, захист від перевищення тиску, систему аварійного відключення та контроль швидкості зміни тиску.

$$\Delta p_{уд} \approx \rho \cdot a \cdot \Delta v$$

де $\Delta p_{уд}$ - приріст тиску при гідравлічному ударі; a - швидкість поширення хвилі тиску; Δv - зміна швидкості потоку. Ця формула показує, що при великих діаметрах і високих витратах навіть порівняно невелика зміна швидкості може створювати значні динамічні навантаження.

1.4. Технічні способи збільшення пропускної спроможності магістральних нафтопроводів

У науково-технічній літературі описано кілька основних способів збільшення пропускної спроможності магістральних нафтопроводів. Вибір конкретного рішення залежить від вихідного технічного стану труби, допустимого робочого тиску, характеристик насосних станцій, профілю траси, властивостей нафти, наявності вільних потужностей електропостачання та вимог безпеки.

Перший напрям - збільшення напору насосних станцій. Це може бути досягнуто встановленням насосів більшої продуктивності, заміною робочих коліс, реконструкцією електроприводів, введенням додаткових підпірних насосів або зміною схеми послідовного/паралельного з'єднання агрегатів. Перевагою цього способу є відносно менший обсяг будівельних робіт порівняно з прокладанням нової труби. Недоліком є зростання тиску в трубопроводі, що потребує перевірки міцності та цілісності лінійної частини.

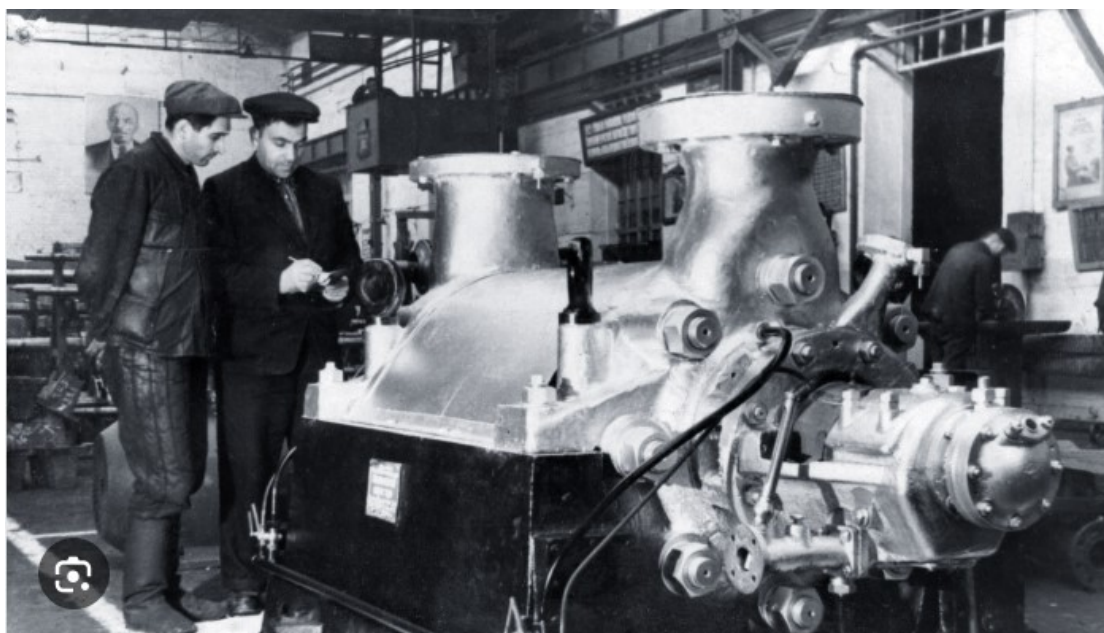


Рисунок 1.2. – Магістральний насос

Другий напрям - будівництво лупінгу, тобто паралельної ділянки трубопроводу на найбільш навантаженому відрізку. Лупінг зменшує еквівалентний гідравлічний опір, оскільки частина потоку проходить паралельною ниткою. Такий спосіб ефективний для довгих ділянок із високими втратами напору або складним рельєфом. Проте він потребує значних капітальних вкладень, землевідведення, будівельно-монтажних робіт і випробувань.

Третій напрям -, або drag reducing agents. Такі присадки зменшують турбулентне тертя в потоці та можуть підвищити пропускну спроможність без механічної зміни трубопроводу. Дослідження Karami та Mowla показали, що ефективність протитурбулентних присадок залежить від температури, витрати, шорсткості труби та концентрації реагенту [10]. Це рішення може бути корисним для тимчасового або сезонного збільшення продуктивності, але потребує постійних експлуатаційних витрат, контролю якості реагенту і сумісності з нафтою та НПЗ.

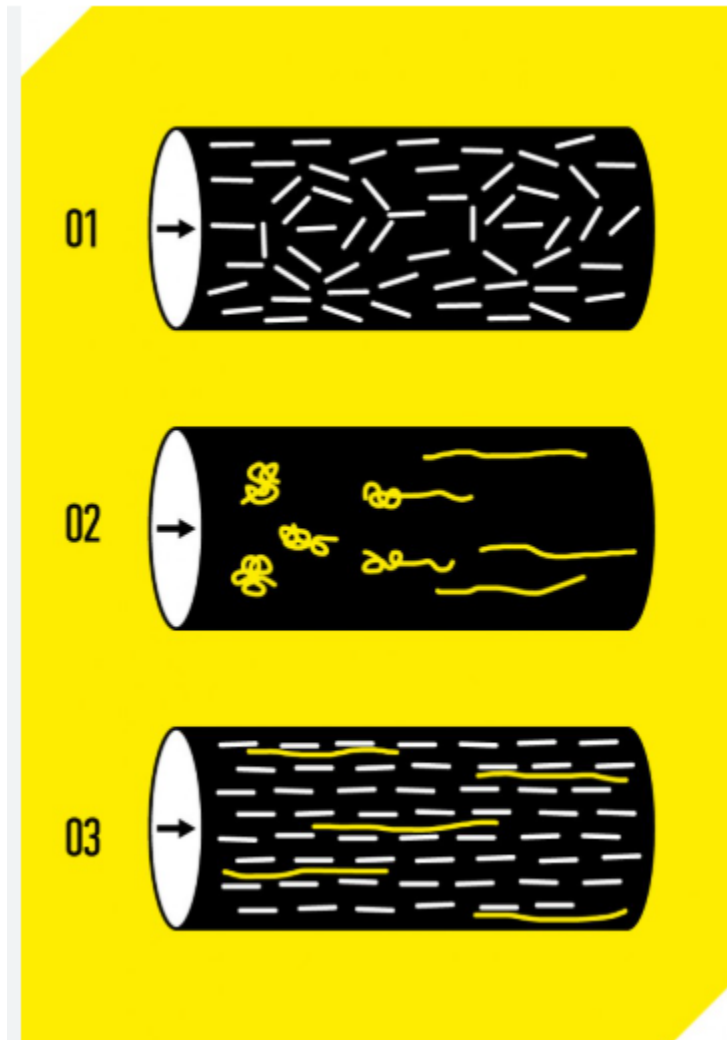


Рисунок 1.3 – Протитурбулентні присадки ARGON

Четвертий напрям - зменшення гідравлічного опору шляхом очищення внутрішньої поверхні трубопроводу, регулярного пропускання очисних поршнів, видалення відкладень парафінів, механічних домішок і продуктів корозії. Цей метод є особливо важливим для діючих трубопроводів, оскільки фактична шорсткість і забруднення внутрішньої поверхні можуть суттєво зменшувати пропускну спроможність порівняно з розрахунковою.

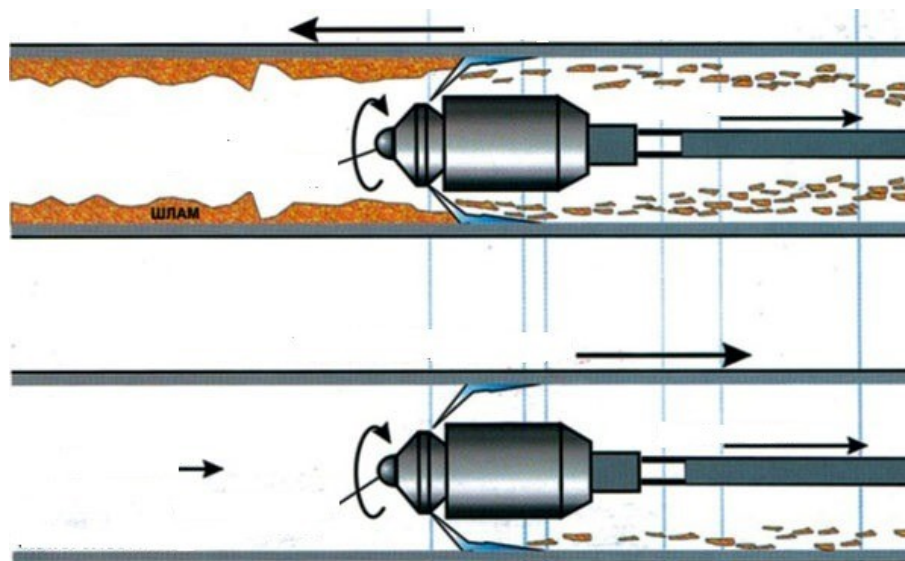


Рисунок 1.4 – Очищення внутрішньої поверхні трубопроводу

П'ятий напрям - температурне або реологічне керування транспортованою нафтою. Якщо транспортується нафта з підвищеною в'язкістю, нагрівання або змішування з легшими фракціями може знизити в'язкість і втрати напору. Для Одеса-Броди, який проектувався для транспортування відносно легкої імпортової нафти, цей фактор може бути менш критичним, але при різних сценаріях завантаження властивості сировини необхідно враховувати.

Шостий напрям - оптимізація режимів керування: впровадження частотного регулювання, автоматичного підтримання тиску, диспетчерського вибору оптимальних режимів насосів, контролю витрати та тиску в режимі реального часу. Цей варіант сам по собі може не забезпечити значного приросту максимальної пропускної спроможності, але дозволяє знизити енергоспоживання, зменшити ризик гідравлічних ударів і підвищити стабільність транспортування.

ЧАСТОТНИЙ ПЕРЕТВОРЮВАЧ. БУДОВА, ПРИНЦИП РОБОТИ ТА СФЕРИ ЗАСТОСУВАННЯ

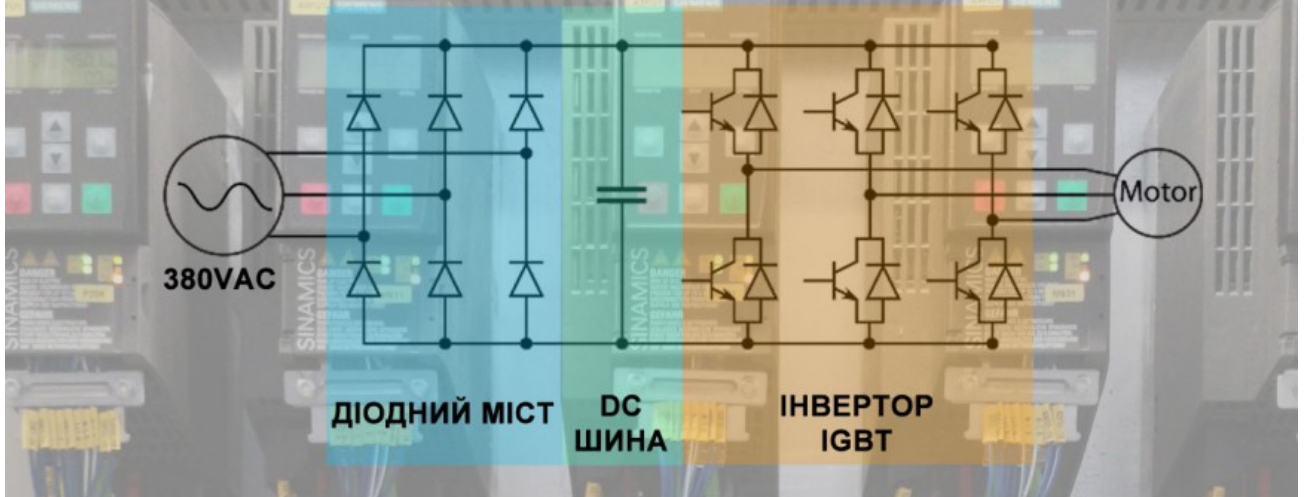


Рисунок 1.5 – Частотний перетворювач

Таблиця 1.1 – Технічні способи збільшення пропускної спроможності магістральних нафтопроводів

Спосіб	Сутність	Переваги	Обмеження
Модернізація насосів	Заміна або переоснащення насосних агрегатів для збільшення напору/витрати	Не потребує прокладання нової труби; швидше впровадження	Зростає тиск і електроспоживання; потрібна перевірка міцності
Лупінг	Паралельна нитка на частині траси	Суттєво знижує гідравлічний опір	Високі капітальні витрати; землевідведення
Протитурбулентні присадки	Зменшення турбулентного тертя в потоці	Може швидко підвищити пропускну	Постійні витрати на реагент; потрібен контроль сумісності

		спроможність	
Очищення труби	Регулярний пропуск очисних пристроїв і видалення відкладень	Порівняно низька вартість; підвищує надійність	Ефект залежить від фактичного забруднення
Цифрове керування	Оптимізація режимів SCADA та частотного регулювання	Знижує енерговитрати і ризик аварійних режимів	Потребує модернізації автоматики та зв'язку

1.5. Насосні станції як ключовий елемент підвищення продуктивності

Насосні станції є основними активними елементами магістрального нафтопроводу. Вони створюють напір, необхідний для подолання гідравлічного опору, різниці висот і місцевих втрат. При реконструкції ділянки НПС «Степова» - НПС «Кам'яногірка» необхідно аналізувати не лише параметри окремих насосів, а й сумісну роботу станцій, оскільки режим однієї НПС впливає на тиск і витрату на сусідній ділянці.

У нафтотранспортній практиці застосовуються відцентрові магістральні насоси великої продуктивності. Їх робота описується напірно-витратними характеристиками $H = f(Q)$, характеристиками потужності $N = f(Q)$ і коефіцієнта корисної дії $\eta = f(Q)$. Для підвищення пропускної спроможності доцільно працювати поблизу зони максимального ККД, оскільки надмірне відхилення від оптимальної точки призводить до підвищених вібрацій, кавітації, перегріву підшипників і збільшення питомих витрат електроенергії.

Потужність, необхідна для перекачування, визначається за формулою:

$$N = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H / \eta$$

де N - потужність на валу насоса; ρ - густина нафти; Q - витрата; H - напір; η - загальний ККД насосного агрегату. З формули видно, що при збільшенні витрати зростає не лише множник Q , а й потрібний напір H , оскільки втрати напору пропорційні квадрату швидкості. Тому енергоспоживання при форсованому режимі може збільшуватися непропорційно швидко.

Важливим обмеженням є кавітаційна надійність. На вході до насосів має підтримуватися достатній підпір, щоб тиск не знижувався нижче тиску насичених парів нафти з урахуванням запасу. При збільшенні витрати втрати в підвідних трубопроводах і фільтрах зростають, тому необхідно перевіряти умови всмоктування, стан сітчастих фільтрів, діаметри підвідних ліній і рівень у резервуарах або приймальних колекторах.

1.6. Технічний стан, діагностика та цілісність трубопроводу при реконструкції

Будь-який проект збільшення пропускної спроможності магістрального нафтопроводу повинен починатися з оцінювання технічного стану лінійної частини. Зростання тиску і витрати може активізувати дефекти, які в попередньому режимі не були критичними. До таких дефектів належать корозійне стоншення стінки, тріщини, дефекти зварних швів, вм'ятини, овальність, зміщення труб, пошкодження ізоляції та порушення роботи катодного захисту.

У сучасній практиці для діагностики магістральних трубопроводів використовують внутрішньотрубну інспекцію інтелектуальними поршнями. Найпоширенішими є магнітні дефектоскопи MFL для виявлення втрат металу, ультразвукові системи для вимірювання товщини стінки, геометричні поршні для контролю деформацій і інерціальні модулі для уточнення траси та виявлення зсувів. Результати інспекції мають бути пов'язані з розрахунком допустимого тиску для кожного дефекту.



Рисунок 1.6 – Магнітний дефектоскоп MFL

API RP 1160 пропонує ризик-орієнтований підхід до управління цілісністю трубопроводів, який передбачає збір даних, ідентифікацію загроз, оцінювання ризику, планування інспекцій, виконання ремонтів і перевірку ефективності заходів [8]. Для реконструкції це означає, що підвищення пропускної спроможності має бути підтверджене не лише гідравлічним розрахунком, а й інженерним висновком про допустимість нового режиму з урахуванням фактичного стану труби.

До основних загроз для магістральних нафтопроводів належать зовнішня корозія, внутрішня корозія, механічні пошкодження третіми особами, помилки будівництва, втомні навантаження, зсуви ґрунту, розмиви на переходах через водні перешкоди, недоліки зварювання та відмови обладнання НПС. На ділянці між насосними станціями необхідно виділити зони підвищеного ризику: переходи через дороги, залізниці й водотоки, ділянки з високим рівнем ґрунтових вод, місця зміни рельєфу, зони старих ремонтів і місця підключення технологічної арматури.

Катодний захист і стан ізоляційного покриття мають прямий зв'язок із можливістю подальшого підвищення робочих параметрів. Якщо ізоляція

пошкоджена, а потенціали катодного захисту не відповідають вимогам, швидкість корозії може зростати. Тому реконструкція має передбачати обстеження електрохімічного захисту, ремонт ізоляційних покриттів, заміну анодних заземлювачів, модернізацію станцій катодного захисту та впровадження дистанційного моніторингу потенціалів.

Для підтвердження міцності використовують розрахунки кільцевих напружень у стінці труби. У спрощеному вигляді напруження від внутрішнього тиску можна записати як:

$$\sigma_k = p \cdot D / (2 \cdot \delta)$$

де σ_k - кільцеве напруження; p - внутрішній тиск; D - діаметр; δ - товщина стінки. З формули видно, що підвищення тиску пропорційно збільшує напруження. Тому при реконструкції необхідно враховувати фактичну товщину стінки, клас сталі, коефіцієнти надійності, категорію ділянки та результати дефектоскопії.

1.7. Автоматизація, диспетчеризація та цифровий контроль режимів транспортування

Збільшення пропускної спроможності неможливе без удосконалення систем автоматизації та диспетчерського керування. При більших витратах трубопровід працює ближче до граничних режимів, тому оператор має своєчасно отримувати інформацію про тиск, витрату, температуру, положення засувки, стан насосних агрегатів, електроживлення, вібрації, аварійні сигнали та можливі витіки.

Сучасна система SCADA для магістрального нафтопроводу повинна забезпечувати збір даних з НПС і лінійних кранів, архівування параметрів, дистанційне керування обладнанням, візуалізацію п'єзометричного профілю, реєстрацію аварій, формування трендів і передачу даних до диспетчерського

центру. Для реконструкції ділянки НПС «Степова» - НПС «Кам'яногірка» важливо забезпечити узгоджене керування обома станціями, щоб уникати надмірного тиску або розриву потоку.

Одним із найважливіших елементів автоматизації є система виявлення витоків. У нафтопровідній практиці застосовують балансні методи, методи аналізу хвиль тиску, моделювання гідравлічного профілю, акустичні методи та волоконно-оптичний моніторинг. Балансний метод порівнює витрати на вході та виході ділянки, але його точність залежить від класу витратомірів і стабільності режиму. Хвильові методи можуть швидше виявляти раптові розриви, але потребують високої частоти вимірювання тиску.

Цифрова модель трубопроводу, або гідравлічний «цифровий двійник», дозволяє порівнювати фактичні параметри з розрахунковими. Якщо фактичний тиск або витрата відхиляються від моделі, система може сигналізувати про зміну властивостей нафти, засмічення фільтрів, закриття арматури, появу витоків або помилку вимірювання. Для ділянки між НПС така модель може бути використана для вибору оптимального режиму насосів і прогнозування наслідків зміни продуктивності.

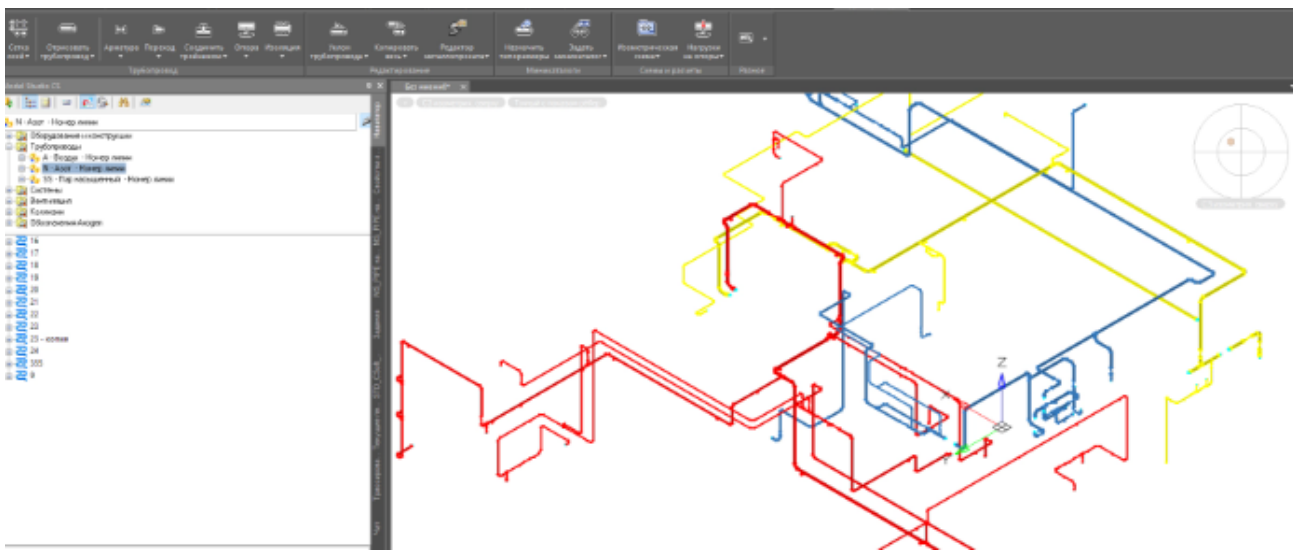


Рисунок 1.7 – Цифрова модель трубопроводу

Автоматизація також має включати захист від гідравлічних ударів. Для цього використовують алгоритми плавного пуску, частотні перетворювачі, контроль швидкості закриття засувки, аварійне зниження частоти обертання насосів, байпасні лінії та аварійне відключення при перевищенні тиску. Всі ці заходи мають бути перевірені розрахунком перехідних процесів.

1.8. Енергоефективність та техніко-економічні аспекти реконструкції

Експлуатаційні витрати після реконструкції залежать від електроспоживання насосів, витрат на технічне обслуговування, реагентів, охорони, діагностики та ремонту. Оскільки потужність насосів зростає разом із витратою та напором, енергоефективність є одним із головних критеріїв вибору варіанта реконструкції. Варіант, який забезпечує максимальну продуктивність, не завжди є найкращим, якщо він призводить до неприйнятних питомих витрат енергії.

Питома витрата електроенергії на транспортування може бути подана у вигляді:

$$e = W / M$$

де e - питома витрата електроенергії, кВт·год/т; W - спожита електроенергія, кВт·год; M - маса транспортованої нафти, т. Для порівняння варіантів реконструкції доцільно розраховувати e для базового режиму, режиму після заміни насосів, режиму з лупінгом і режиму з протитурбулентними присадками.

У техніко-економічному аналізі розглядають простий строк окупності, чистий дисконтований дохід, внутрішню норму прибутковості та чутливість результатів до тарифу на транспортування, вартості електроенергії, річного обсягу перекачування і капітальних вкладень. Для дипломного проєкту

достатньо виконати порівняльний аналіз двох-трьох варіантів із поясненням прийнятих припущень.

При збільшенні пропускної спроможності економічний ефект може формуватися за рахунок збільшення обсягів транспортування, підвищення завантаження нафтотранспортної системи, зниження питомих витрат на тонну нафти, зменшення простоїв, підвищення надійності та зниження аварійних витрат. Додатковим ефектом є підвищення стратегічної цінності маршруту Одеса-Броди для транзиту та диверсифікації постачання.

1.9. Екологічна, пожежна та промислова безпека при збільшенні пропускної спроможності

Магістральні нафтопроводи належать до об'єктів підвищеної небезпеки, тому реконструкція з метою збільшення пропускної спроможності повинна супроводжуватися оцінкою ризиків для населення, персоналу, довкілля та суміжної інфраструктури. Основними небезпечними факторами є витік нафти, забруднення ґрунту й водних об'єктів, пожежа, вибух пароповітряної суміші, гідравлічний удар, руйнування трубопроводу та відмова насосного обладнання.

Екологічний аспект особливо важливий для ділянок, що проходять поблизу водних об'єктів, сільськогосподарських земель, населених пунктів і природоохоронних територій. Збільшення витрати і тиску може збільшити потенційний обсяг аварійного виливу до моменту зупинки перекачування. Тому в проєкті мають бути передбачені швидкодіючі системи виявлення витоків, дистанційне закриття лінійних засувок, карти локалізації аварій, під'їзди для аварійних бригад і запас сорбентів.

Пожежна безпека насосних станцій передбачає контроль вибухонебезпечних концентрацій, вентиляцію приміщень, вибухозахищене електрообладнання, автоматичну пожежну сигналізацію, пожежогасіння,

заземлення, блискавкозахист і дотримання протипожежних розривів. Для лінійної частини важливими є охоронні зони, попереджувальні знаки, обмеження земляних робіт третіми особами та оперативний контроль несанкціонованої діяльності.

Важливим напрямом є управління змінами. Кожна зміна режиму тиску, насосного обладнання, алгоритмів автоматики або конфігурації трубопроводу має бути документально оцінена з точки зору впливу на безпеку. Такий підхід відповідає логіці API RP 1173, де безпека розглядається як результат постійного управління ризиками, а не лише як відповідність разовому проектному рішенню [9].

1.10. Узагальнення літературних джерел і напрями проектних рішень для ділянки НПС «Степова» - НПС «Кам'яногірка»

Аналіз джерел показує, що збільшення пропускної спроможності ділянки магістрального нафтопроводу має розглядатися як комплексне завдання. Недостатньо лише встановити насоси більшої потужності або підвищити тиск. Необхідно одночасно оцінити гідравлічну ефективність, міцність труби, технічний стан лінійної частини, енергоефективність, роботу автоматизованих систем і ризику аварій.

Для ділянки НПС «Степова» - НПС «Кам'яногірка» найбільш логічним є поетапний підхід. На першому етапі необхідно зібрати вихідні дані: довжину ділянки, профіль траси, фактичний внутрішній діаметр і товщину стінки, марки сталі, допустимі тиски, стан ізоляції, результати останньої внутрішньотрубної діагностики, характеристики насосів, електродвигунів і арматури. На другому етапі виконується гідравлічний розрахунок існуючого режиму і перспективної продуктивності. На третьому етапі порівнюються варіанти реконструкції.

Як базові варіанти для дипломного проекту доцільно розглянути: 1) модернізацію насосного обладнання без зміни лінійної частини; 2) модернізацію насосів із впровадженням частотного регулювання та автоматизованого керування; 3) будівництво лупінгу на найбільш навантаженій ділянці; 4) застосування протитурбулентних присадок як допоміжного або тимчасового рішення; 5) комбінований варіант з діагностикою, ремонтом, очищенням труби, модернізацією насосів і автоматизацією.

Перевагою комплексної реконструкції є те, що вона дозволяє не лише збільшити пропускну спроможність, а й підвищити експлуатаційну надійність магістралі. Якщо реконструкція супроводжується очищенням труби, ремонтом дефектних місць, модернізацією електрохімічного захисту, оновленням SCADA та системи виявлення витоків, то проєкт має не тільки транспортний, а й безпековий та екологічний ефект.

Висновки до огляду

До основних способів збільшення пропускну спроможності належать модернізація насосних агрегатів, частотне регулювання електроприводів, будівництво лупінгу, застосування протитурбулентних присадок, очищення внутрішньої поверхні трубопроводу, оптимізація режимів керування та впровадження цифрового гідравлічного моделювання. Найбільш перспективним є комбінований варіант, який поєднує технічне переоснащення з діагностикою й підвищенням цілісності трубопроводу.

Збільшення пропускну спроможності має супроводжуватися перевіркою технічного стану труби, зварних швів, ізоляції, переходів, арматури та систем електрохімічного захисту. Ризик-орієнтований підхід, рекомендований міжнародними практиками управління цілісністю трубопроводів, дозволяє приймати обґрунтовані рішення щодо допустимих режимів експлуатації та необхідних ремонтних заходів.

Таблиця 1.2 – Завдання до виконання проекту реконструкції магістрального нафтопроводу Одеса-Броди на ділянці НПС «Степова» до НПС «Кам'яногірка з метою збільшення пропускної спроможності

Напрямок аналізу	Що необхідно виконати у дипломному проєкті
Гідравліка	Розрахувати втрати напору при базовій і перспективній витраті, побудувати п'єзометричну лінію.
Насосне обладнання	Підібрати або обґрунтувати модернізацію насосів, перевірити потужність і ККД.
Міцність і цілісність	Врахувати допустимі тиски, товщину стінки, дефекти, результати діагностики.
Автоматизація	Передбачити контроль тиску, витрати, аварійного відключення і виявлення витоків.
Безпека	Оцінити ризики гідравлічного удару, витоків, пожежі та забруднення довкілля.
Економіка	Порівняти варіанти за капітальними витратами, енерговитратами і строком окупності.

2. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1. Загальна характеристика об'єкта реконструкції

Магістральний нафтопровід Одеса-Броди є важливим елементом нафтотранспортної інфраструктури України, призначеним для транспортування нафти від морського нафтового терміналу в районі Одеси у напрямку Бродів із можливістю подальшого з'єднання із системою магістральних нафтопроводів. За відкритими джерелами, експлуатаційна довжина нафтопроводу становить близько 674 км, діаметр трубопроводу — 1020 мм, а початкова проєктна пропускна здатність — близько 14,5 млн т нафти на рік. Для дипломного проєкту ці параметри використовуються як базові при формуванні технологічних рішень реконструкції.

Ділянка між НПС «Степова» та НПС «Кам'яногірка» розглядається як частина лінійної системи транспортування нафти, робота якої залежить від гідравлічного опору трубопроводу, режимів роботи насосних агрегатів, в'язкості та густини нафти, перепаду висот місцевості, стану внутрішньої поверхні труби та допустимого робочого тиску. Збільшення пропускної спроможності такої ділянки може бути досягнуте не лише встановленням потужніших насосів, а й комплексною модернізацією трубопровідної системи, систем енергопостачання, автоматики та диспетчерського керування.

Основними технологічними об'єктами ділянки є лінійна частина нафтопроводу, насосні станції, камери пуску та приймання засобів очищення і діагностики, запірні арматури, вузли контролю тиску і витрати, системи електропостачання, зв'язку, телемеханіки, протиаварійного захисту та пожежної безпеки. На НПС виконуються операції підвищення тиску потоку, контролю параметрів нафти, перемикання потоків, аварійного відключення та забезпечення технологічного резервування.

Таблиця 2.1 – Характеристика нафтопроводу «Одеса – Броди»

Показник	Проектно прийняте або довідкове значення	Примітка
Призначення системи	Транспортування нафти магістральним трубопроводом	Основна технологічна функція
Діаметр магістрального нафтопроводу	1020 мм	За відкритими технічними даними системи Одеса-Броди
Довжина системи Одеса-Броди	близько 674 км	Використовується як загальна характеристика
Базова пропускна здатність	близько 14,5 млн т/рік	Для всієї системи, не лише для ділянки
Мета реконструкції ділянки	Підвищення пропускної спроможності та надійності	Комплекс технічних заходів
Режим роботи	безперервний або змінний за графіком транспортування	Залежить від комерційного завантаження

2.2. Призначення та склад технологічної системи

Технологічна система магістрального нафтопроводу призначена для забезпечення безперервного і безпечного переміщення нафти з заданою продуктивністю при дотриманні допустимих значень тиску, швидкості потоку,

температури, втрат напору та вимог промислової безпеки. Вона повинна забезпечувати приймання потоку від попередньої ділянки, підвищення тиску на насосній станції, транспортування по лінійній частині, контроль параметрів і передачу потоку на наступну НПС.

У межах розглядуваної ділянки технологічна схема включає вхідний колектор НПС «Степова», блок фільтрації та контролю параметрів нафти, основні магістральні насосні агрегати, вихідний колектор, лінійну частину трубопроводу до НПС «Кам'яногірка», вузли запірної арматури, засоби приймання і запуску очисних та діагностичних пристроїв, а також системи контролю тиску, витрати, температури та стану обладнання.

Основним технологічним показником, який визначає роботу ділянки, є пропускна спроможність. Вона залежить від діаметра трубопроводу, гідравлічного опору, допустимого тиску на виході НПС, мінімально допустимого тиску на вході наступної станції, фізико-хімічних властивостей нафти та режимів роботи насосів. Під час реконструкції необхідно враховувати, що збільшення продуктивності супроводжується зростанням гідравлічних втрат, тому підвищення подачі без перевірки трубопроводу й насосів може призвести до перевищення допустимих тисків або зниження надійності.

У спрощеному вигляді технологічний ланцюг ділянки можна подати так: попередня ділянка → НПС «Степова» → магістральний насосний блок → лінійна частина → НПС «Кам'яногірка» → наступна ділянка.

2.3. Вихідні проєктні дані для технологічної частини

Для розроблення технологічної частини приймаються узагальнені вихідні дані, які відповідають характеру магістрального нафтопроводу великого діаметра.

Таблиця 2.2 – Характеристика нафтопроводу та напрям модернізації

Параметр	Позначення	Прийняте значення для проєкту
Внутрішній діаметр трубопроводу	D	1,0 м
Розрахункова густина нафти	ρ	850 кг/м ³
Кінематична в'язкість	ν	10·10 ⁻⁶ м ² /с
Базова продуктивність ділянки	Q ₁	14,5 млн т/рік
Цільова продуктивність після реконструкції	Q ₂	18,0 млн т/рік
Розрахунковий коефіцієнт запасу	k _з	1,10
Режим перекачування	-	безперервний, 8000 год/рік
Основний напрям модернізації	-	насосне обладнання, арматура, автоматика, очищення трубопроводу

2.4. Технологічна схема перекачування нафти

Технологічна схема перекачування нафти на ділянці НПС «Степова» — НПС «Кам'яногірка» передбачає приймання потоку нафти на вхідний колектор станції, проходження через фільтрувальні та контрольні вузли, підвищення тиску в магістральних насосних агрегатах і подавання нафти у лінійну частину трубопроводу. На виході станції встановлюються засоби контролю тиску, витрати, температури та система аварійного відключення.

Для забезпечення стабільної роботи передбачається наявність байпасних ліній, запірної та регулюючої арматури, зворотних клапанів, дренажних і продувних пристроїв. Байпасні лінії дають змогу виводити окремі елементи обладнання в ремонт без повної зупинки технологічного процесу, якщо це дозволено режимом роботи системи та вимогами безпеки. У процесі реконструкції технологічна схема повинна бути адаптована до збільшеної продуктивності. Це означає перевірку пропускну здатності вхідних і вихідних колекторів, відповідності насосних агрегатів новим режимам, достатності діаметрів обвідних ліній, можливості безпечного закриття засувки і стабільності роботи системи автоматичного регулювання.

Таблиця 2.3. Особливості реконструкції нафтопроводу

Елемент схеми	Призначення	Особливості реконструкції
Вхідний колектор НПС	Приймання нафти від попередньої ділянки	Перевірка діаметра, арматури та допустимого тиску
Фільтри та грязевики	Захист насосів від механічних домішок	Заміна або збільшення площі фільтрації
Магістральні насоси	Підвищення тиску потоку	Встановлення продуктивніших агрегатів або модернізація робочих коліс
Вихідний колектор	Подача нафти в лінійну частину	Перевірка на гідравлічні втрати та гідроудари
Лінійна частина	Транспортування нафти між НПС	Очищення, діагностика, контроль корозії
Вузли телемеханіки	Передача параметрів у диспетчерський пункт	Оновлення датчиків, каналів зв'язку та алгоритмів

2.5. Основні технологічні операції на ділянці

Підготовка до пуску

Перед пуском перевіряють готовність насосних агрегатів, положення арматури, наявність електроживлення, справність систем автоматики, пожежогасіння, зв'язку й аварійного відключення. Особлива увага приділяється заповненню трубопроводу нафтою та відсутності повітряних пробок.

Пуск насосного агрегату

Пуск здійснюється за затвердженим регламентом із контролем струму електродвигуна, тиску на вході й виході, вібрації, температури підшипників, герметичності ущільнень та стабільності витрати.

Робочий режим перекачування

У робочому режимі підтримується задана продуктивність, контролюється тиск по трасі, стан насосів і трубопроводу, робота системи телемеханіки, а також відхилення параметрів від допустимих меж.

Зміна продуктивності

Зміна витрати здійснюється перемиканням насосних агрегатів, регулюванням частоти обертання електроприводів або зміною гідравлічного режиму. Різкі зміни витрати не допускаються через ризик гідравлічного удару.

Зупинка ділянки

Зупинку виконують поступово з контролем тиску та закриттям арматури у встановленій послідовності. Після зупинки ділянка залишається заповненою продуктом, якщо інше не передбачено ремонтним регламентом.

Очищення та діагностика

Періодично здійснюється запуск очисних і діагностичних пристроїв для видалення відкладень, контролю овальності, корозійних дефектів, вм'ятин і стану зварних швів.

2.6. Обґрунтування реконструкції для збільшення пропускної спроможності

Збільшення пропускної спроможності магістрального нафтопроводу може бути досягнуте декількома технічними шляхами. Найпростішим на перший погляд є підвищення тиску нагнітання насосів, однак такий підхід обмежується міцністю трубопроводу, допустимим робочим тиском арматури, станом зварних швів і вимогами безпеки. Тому реконструкція повинна мати комплексний характер. Доцільним є поєднання модернізації насосного обладнання з очищенням внутрішньої поверхні трубопроводу, застосуванням сучасних систем автоматичного регулювання, впровадженням частотного керування приводами, заміною зношеної арматури, удосконаленням системи захисту від гідрударів та поглибленою діагностикою лінійної частини. Гідравлічний опір трубопроводу істотно залежить від шорсткості внутрішньої поверхні труби. Наявність парафіністих відкладень, продуктів корозії та механічних домішок зменшує ефективний діаметр і підвищує втрати напору. Тому перед збільшенням продуктивності обов'язково необхідно передбачити очищення і внутрішньотрубну діагностику.

Таблиця 2.4 - Аналіз результатів реконструкції

Напрямок реконструкції	Технічний зміст	Очікуваний ефект
Модернізація насосів	Заміна робочих коліс, встановлення продуктивніших агрегатів, частотне регулювання	Збільшення напору та гнучкості режимів
Очищення трубопроводу	Пропуск очисних пристроїв, видалення відкладень	Зменшення гідравлічного

		опору
Діагностика труби	Внутрішньотрубна дефектоскопія, контроль корозії та вм'ятин	Підтвердження допустимості підвищених режимів
Заміна арматури	Сучасні засувки, зворотні клапани, регулюючі пристрої	Зменшення втрат і підвищення надійності
Автоматизація	SCADA, датчики тиску, витрати, вібрації, температури	Керованість і швидке реагування
Захист від гідроудару	Алгоритми плавного пуску, байпаси, регулятори тиску	Зниження аварійних навантажень

2.7. Насосне обладнання та його реконструкція

Насосна станція є основним елементом, що забезпечує рух нафти по магістральному трубопроводу. У складі НПС зазвичай передбачають основні магістральні насоси, підпірні насоси, електродвигуни, системи змащування й охолодження, фільтри, засувки, зворотні клапани, контрольно-вимірювальні прилади та системи захисту.

Під час реконструкції для збільшення пропускної спроможності необхідно перевірити, чи відповідають існуючі насосні агрегати новим витратам і напорам. Якщо робоча точка насосів після підвищення продуктивності виходить за межі допустимої зони, можливими рішеннями є заміна робочих коліс, встановлення насосів з більшою подачею, зміна схеми послідовного або паралельного включення агрегатів, а також встановлення частотного регулювання.

Частотне регулювання електроприводів є доцільним технологічним рішенням, оскільки дозволяє плавно змінювати подачу, зменшувати пускові струми, обмежувати гідравлічні удари та адаптувати роботу насосної станції до фактичного графіка транспортування. Для магістральних систем це особливо важливо, бо різкі зміни витрати можуть викликати небезпечні коливання тиску.

Таблиця 2.4 – Контроль насосного агрегату

Параметр контролю насоса	Причина контролю	Рекомендований засіб
Тиск на вході	Запобігання кавітації та зриву режиму	Датчик тиску, сигналізація мінімуму
Тиск на виході	Недопущення перевищення допустимого тиску	Датчик тиску, автоматичне обмеження
Вібрація	Раннє виявлення дисбалансу і пошкодження підшипників	Вібромоніторинг
Температура підшипників	Захист від перегріву	Термодатчики
Струм електродвигуна	Захист від перевантаження	Релейний захист і частотний перетворювач
Витік через ущільнення	Пожежна та екологічна безпека	Датчики протікання, оглядові лотки

2.8. Лінійна частина трубопроводу

Лінійна частина нафтопроводу включає сталевий трубопровід, ізоляційне покриття, запірну арматуру на трасі, переходи через природні та штучні перешкоди, контрольні пункти катодного захисту, лінії зв'язку та телемеханіки. Надійність лінійної частини визначає допустимість підвищення продуктивності, оскільки зростання витрати призводить до підвищення швидкості потоку і втрат тиску.



Рисунок 2.1 – Лінійна частина нафтопроводу

Перед реконструкцією необхідно виконати аналіз технічного стану труби. Доцільно передбачити внутрішньотрубну діагностику, контроль товщини стінки, виявлення корозійних дефектів, вм'ятин, дефектів зварних швів, перевірку ізоляційного покриття та системи електрохімічного захисту. За результатами діагностики визначають ділянки, які потребують ремонту або заміни.

Окрему увагу слід приділити переходам через дороги, залізниці, водні перешкоди та інженерні комунікації. На таких ділянках підвищення тиску і збільшення пропускної спроможності вимагає додаткової перевірки технічного стану футлярів, захисних конструкцій, дренажу та доступності для аварійно-відновлювальних робіт.

2.10. Технологічна арматура та трубопровідна обв'язка

Запірна, зворотна, регулююча та запобіжна арматура повинна забезпечувати безпечне перемикання режимів, локалізацію аварійних ділянок, захист насосів від зворотного потоку і можливість проведення ремонтних робіт. При збільшенні пропускної спроможності необхідно перевірити умовні проходи, допустимі тиски, герметичність і швидкодію арматури.

У складі реконструкції доцільно передбачити заміну зношених засувки на сучасні повнопрохідні конструкції з дистанційним керуванням. Це зменшує місцеві гідравлічні втрати і підвищує оперативність керування. Для відповідальних вузлів бажано застосовувати електроприводи з можливістю місцевого та дистанційного керування.

Трубопровідна обв'язка насосної станції повинна мати достатню пропускну здатність, зручність обслуговування і можливість ізоляції окремих агрегатів. У проекті реконструкції слід перевірити швидкості в колекторах, умови входу в насоси, наявність прямолінійних ділянок перед витратомірами та умови встановлення запобіжних пристроїв.

2.11. Очищення, внутрішньотрубна діагностика та підготовка до збільшення продуктивності

Очищення трубопроводу є одним із найбільш ефективних технологічних заходів перед підвищенням продуктивності. Відкладення на внутрішній

поверхні труби зменшують живий переріз трубопроводу, збільшують шорсткість і втрати напору. Пропуск очисних пристроїв дозволяє знизити гідравлічний опір без заміни основної труби.

Таблиця 2.5 – Аналіз робіт по реконструкції

Етап	Зміст робіт	Результат
Попередній аналіз	Збір паспортних даних, режимів, аварійності, даних про ремонти	Визначення критичних місць
Очищення	Пропуск очисних поршнів або скребоків	Зменшення відкладень і втрат напору
Діагностика	Інтелектуальний поршень, дефектоскопія, геометрія труби	Карта дефектів
Оцінка придатності	Розрахунок допустимого тиску з урахуванням дефектів	Рішення про можливість підвищення режиму
Ремонт	Вирізка дефектних ділянок, муфти, ізоляційні роботи	Підвищення надійності

2.12. Автоматизація, диспетчерське керування та телемеханіка

Для збільшення пропускнуої спроможності недостатньо лише механічної модернізації обладнання. Необхідно забезпечити точний контроль і керування параметрами технологічного процесу. Система автоматизації повинна забезпечувати збір даних про тиск, витрату, температуру, стан насосних агрегатів, положення арматури, наявність аварійних сигналів і роботу систем електроживлення.

Диспетчерське керування доцільно реалізовувати на базі SCADA-системи з архівуванням параметрів, побудовою трендів, аварійною сигналізацією та можливістю дистанційного керування обладнанням. Для магістрального нафтопроводу важливими є алгоритми виявлення витоків, контролю гідравлічного балансу, попередження гідроударів і автоматичного відключення аварійних ділянок.

Після реконструкції система автоматизації повинна забезпечувати не лише контроль поточного режиму, а й підтримку оптимальної роботи насосних станцій. Це дозволяє зменшити енергоспоживання, підвищити надійність і забезпечити стабільну продуктивність при змінних умовах транспортування.

Таблиця 2.6 – Контрольовані параметри та місце встановлення датчиків

Контрольований параметр	Місце встановлення датчиків	Призначення
Тиск	Вхід/вихід НПС, лінійні вузли	Контроль режиму, захист від перевищення
Витрата	Вузли обліку та колектори	Підтримання продуктивності, баланс
Температура нафти	Вхід/вихід станції	Уточнення в'язкості та гідравлічного режиму
Вібрація насосів	Корпуси підшипників насосів	Рання діагностика несправностей
Положення засувки	Основна та лінійна арматура	Контроль перемикачів і аварійна ізоляція
Загазованість	Насосний зал, технологічні колодязі	Пожежна та вибухобезпека

2.13. Захист від аварійних режимів і гідравлічного удару

При збільшенні продуктивності особливого значення набуває захист від аварійних режимів. Найнебезпечнішими є перевищення допустимого тиску, різка зупинка насосів, швидке закриття засувок, розрив трубопроводу, витік нафти, відмова електроживлення і гідравлічний удар. Гідравлічний удар виникає при різкій зміні швидкості потоку і може спричинити короткочасне, але значне підвищення тиску. Для його запобігання необхідно передбачити плавний пуск і зупинку насосів, регламентовану швидкість закриття арматури, автоматичне обмеження тиску, а також алгоритми аварійного скидання або перепуску потоку там, де це передбачено технологічною схемою. Система протиаварійного захисту повинна працювати незалежно від оперативного персоналу в режимах, що загрожують безпеці. При перевищенні допустимих параметрів вона має виконувати попереджувальну сигналізацію, автоматичне зниження навантаження або відключення відповідного обладнання.



Рисунок 2.2 – Система згладжування хвиль тиску

2.14. Енергетична ефективність реконструкції

Збільшення пропускної спроможності зазвичай супроводжується зростанням енергоспоживання насосних станцій. Тому технологічна частина повинна передбачати не лише досягнення більшої продуктивності, а й раціональне використання електроенергії. Основними заходами є оптимізація робочих точок насосів, застосування частотного регулювання, зменшення гідравлічних втрат у трубопроводах і арматурі, а також регулярне очищення лінійної частини.

Енергетична ефективність насосної станції оцінюється питомими витратами електроенергії на транспортування одиниці маси нафти. Після реконструкції цей показник не повинен зростати непропорційно збільшенню продуктивності. Оптимальним є режим, за якого насоси працюють у зоні максимального ККД, а трубопровід має мінімально можливий гідравлічний опір.

2.15. Технічне обслуговування після реконструкції

Після завершення реконструкції необхідно встановити регламент технічного обслуговування обладнання. Він має передбачати планові огляди насосних агрегатів, перевірку арматури, калібрування датчиків, контроль систем електроживлення, перевірку засобів пожежогасіння, регулярну діагностику вібрації та температури підшипників.

Для лінійної частини необхідно передбачити періодичні обходи траси, контроль стану охоронної зони, перевірку переходів, вимірювання потенціалів електрохімічного захисту, аналіз даних телемеханіки та плановий пропуск очисних пристроїв. Дані про технічний стан повинні накопичуватися в електронній базі для подальшого аналізу та планування ремонтів.

Перевагою модернізованої системи є можливість переходу від ремонту за фактом відмови до ремонту за технічним станом. Це зменшує кількість аварійних зупинок, підвищує готовність системи та знижує експлуатаційні витрати.

2.16. Послідовність реалізації реконструкції

Реконструкцію доцільно виконувати поетапно, щоб мінімізувати тривалість зупинок і забезпечити безперервність транспортування нафти. Орієнтовна послідовність робіт подана в таблиці.

Таблиця 2.7 - Послідовність реалізації реконструкції

Етап	Зміст робіт	Очікуваний результат
1. Обстеження	Збір даних, аналіз режимів, діагностика обладнання	Визначення обсягу реконструкції
2. Проектування	Гідравлічні розрахунки, вибір насосів, автоматики, арматури	Робочі технічні рішення
3. Підготовчі роботи	Закупівля обладнання, підготовка майданчиків, графік зупинок	Готовність до монтажу
4. Модернізація НПС	Заміна або реконструкція насосів, арматури, електроприводів	Підвищення продуктивності станції
5. Роботи на лінійній частині	Очищення, діагностика, ремонт дефектних місць	Підтвердження придатності до нового режиму
6.	SCADA, датчики, сигналізація,	Керованість і

Автоматизація	алгоритми захисту	безпека
7. Випробування	Гідравлічні та функціональні випробування	Підтвердження параметрів
8. Введення в експлуатацію	Поступовий вихід на цільову продуктивність	Стабільна робота після реконструкції

2.17. Очікувані технологічні результати

У результаті реконструкції ділянки НПС «Степова» — НПС «Кам'яногірка» очікується підвищення пропускної спроможності магістрального нафтопроводу, збільшення надійності роботи насосного обладнання, зниження гідравлічного опору за рахунок очищення трубопроводу, покращення контролю параметрів і підвищення рівня промислової безпеки.

Запропоновані технологічні рішення мають забезпечити можливість роботи ділянки в розширеному діапазоні продуктивності без перевищення допустимих тисків і без погіршення умов експлуатації. Особливе значення має комплексність реконструкції: збільшення продуктивності насосів повинно супроводжуватися діагностикою труби, модернізацією арматури, удосконаленням автоматики та впровадженням захисту від аварійних режимів.

Після реалізації проєкту ділянка повинна мати вищу експлуатаційну готовність, кращі енергетичні показники, нижчий ризик аварій і більшу відповідність сучасним підходам до керування магістральними трубопровідними системами.

2.18. Висновки до технологічної частини

1. Ділянка магістрального нафтопроводу НПС «Степова» — НПС «Кам'яногірка» розглядається як відповідальний елемент нафтотранспортної

системи, пропускна спроможність якого залежить від узгодженої роботи насосних станцій, лінійної частини, арматури, систем автоматики та диспетчерського керування.

2. Збільшення пропускної спроможності не може бути забезпечене лише підвищенням потужності насосів. Необхідний комплексний підхід, що включає очищення і діагностику трубопроводу, модернізацію насосів, перевірку допустимих тисків, заміну зношеної арматури, впровадження частотного регулювання та сучасної SCADA-системи.

3. Найбільш важливими технологічними ризиками після збільшення продуктивності є перевищення тиску, гідравлічний удар, кавітація насосів, збільшення енергоспоживання, прискорене зношування обладнання та можливість аварійних витоків. Для їх зниження передбачено автоматизований контроль, протиаварійний захист, вібромоніторинг, контроль загазованості і регулярну внутрішньотрубну діагностику.

4. Запропонована технологічна частина створює основу для подальших гідравлічних, енергетичних та економічних розрахунків у дипломному проєкті.

3. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

3.1 Розрахунок труб на міцність

3.1.1 Розрахункові характеристики матеріалів

Приймаємо механічні характеристики сталі

межа міцності $\sigma_B = 520$ МПа;

межа плинності $\sigma_T = 360$ МПа.

Нормативні опори розтягуванню (стиску) металу труб та зварних з'єднань R_1^H і R_2^H приймаємо рівними відповідно до мінімальних значень тимчасового опору та межі плинності, зазначених у державних стандартах та технічних умовах на труби.

Розрахункові опори розтягуванню (стиску) R_1 і R_2 визначимо за формулами:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (3.1)$$

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{520 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1} = 318,37 \text{ МПа},$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H}, \quad (3.2)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H} = \frac{360 \cdot 0,9}{1,15 \cdot 1} = 281,74 \text{ МПа},$$

де m - коефіцієнт умов роботи трубопроводу, $m = 0,9$;

k_1, k_2 - коефіцієнти надійності за матеріалом (прийняті відповідно з табл. 9 і 10 пункту 8.3 СНиП2.05.06-85*), $k_1 = 1,47, k_2 = 1,15$;

k_H - коефіцієнт надійності за призначенням трубопроводу, $k_H = 1$.

3.1.2 Визначення товщини стінки

Розрахункову товщину стінки, виходячи зі значення проектного тиску у трубопроводі ($P = 5,69$ МПа), визначимо за формулою:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_H \cdot 1000}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)}, \quad (3.3)$$

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_H \cdot 1000}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 5,69 \cdot 1,02 \cdot 1000}{2 \cdot (318,37 + 1,15 \cdot 5,69)} = 10,27 \text{ мм},$$

де n_p - коефіцієнт надійності за навантаженням - внутрішньому тиску в трубопроводі (приймається з таблиці 13 пункту 8.22 СНиП2.05.06-85 * для нафтопроводів діаметром 700-1200 мм при роботі проміжних НПС без підключення ємностей), $n_p = 1$

Отримане розрахункове значення товщини стінки труби заокруглюємо до більшого значення, що підтверджується наступними перевірочними розрахунками. Таким чином, товщина стінки труб із сталі 17Г1С ТУ 14-3-721-78 складає $\delta_H = 11$ мм.

3.1.3 Перевірка міцності з урахуванням максимального перепаду температури

Абсолютне значення максимального позитивного $\Delta t(+)$ або негативного $\Delta t(-)$ температурного перепаду, при якому товщина стінки визначається тільки з

умови сприйняття внутрішнього тиску, визначаються для окремого випадку відповідно за формулами:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha E}, \quad (3.4)$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha E} = \frac{0,3 \cdot 318,37 \cdot 10^6}{0,00001212 \cdot 206000 \cdot 10^6} = 38,64,$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{R_1(1-\mu)}{\alpha E}, \quad (3.5)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{R_1(1-\mu)}{\alpha E} = \frac{318,37 \cdot (1-0,3)}{0,00001212 \cdot 206000} = 90,15,$$

де α_t - коефіцієнт температурного розширення, для сталі приймається рівним $\alpha_t = 0,000012$ град-1;

E - модуль пружності, для сталі приймається рівним $E = 206000$ МПа;

μ - коефіцієнт Пуассона, для сталей приймається рівним $\mu = 0,5$.

Для подальших розрахунків приймаємо $\Delta t(-)$ як найбільше значення абсолютної величини.

Поздовжня осьова напруга $\sigma_{пр.N}$ визначаються від розрахункових навантажень та впливів з урахуванням пружнопластичної роботи металу. Зокрема, для прямолінійних та пружно-зігнутих ділянок підземних та наземних (в насипу) трубопроводів за відсутності поздовжніх та поперечних переміщень, просадок і пучення ґрунту поздовжні осьові напруги визначаються за формулою:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{BH}}{2\delta_H}, \quad (3.6)$$

$$\sigma_{np,N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{BH}}{2\delta_H} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 90,15 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 5,69 \cdot 0,998}{2 \cdot 0,011} =$$

$$= -133,81 \text{ МПа},$$

де ψ_1 - коефіцієнт, що враховує двовісний напружений стан труб, що визначається за формулою:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{np,N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{np,N}|}{R_1}, \quad (3.7)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{np,N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{np,N}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-133,81|}{318,37} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-133,81|}{318,37} =$$

$$= 0,72.$$

За наявності поздовжніх осьових стискаючих напруг товщину стінки слід визначати з умови:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1\psi_1 + np)}, \quad (3.8)$$

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1\psi_1 + np)} = \frac{1,15 \cdot 5,69 \cdot 1,02 \cdot 1000}{2(318,37 \cdot 0,72 + 1,15 \cdot 5,69)} = 14,1 \text{ мм}.$$

Збільшення товщини стінки за наявності поздовжніх осьових стискаючих напруг порівняно з величиною, отриманою в пункті 3.1.2, має бути обґрунтовано техніко-економічним розрахунком, що враховує конструктивні рішення та температуру продукту, що транспортується.

3.1.4 Розрахунок товщини стінки з урахуванням температури продукту, що транспортується.

Перевіряємо поздовжні осьові напруги $\sigma_{np,N}$, які виникають у матеріалі стінки від дії температури та тиску:

$$\sigma_{npN} = \sigma_{npt} + \sigma_{npP} = -\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{nPD_{6H}}{2\delta}, \quad (3.9)$$

де Δt – розрахунковий температурний перепад, визначається для холодної та теплої пори року;

$D_{вн}$ - внутрішній діаметр нафтопроводу з урахуванням товщини стінки,
 $D_{вн} = 1020 - 2 \cdot 11 = 998$ мм.

Нормативні значення змін середніх температур перерізу елемента відповідно в тепле Δt_w та холодне Δt_c пора року:

$$\Delta t_w = t_{ew} - t_{0c}, \quad (3.10)$$

$$\Delta t_w = t_{ew} - t_{0c} = 30,7 - (-5,72) = 36,42 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$\Delta t_c = t_{ec} - t_{0w}, \quad (3.11)$$

$$\Delta t_c = t_{ec} - t_{0w} = -18,7 - 13,42 = -32,12 \text{ }^\circ\text{C}.$$

де t_w , t_c - середні добові температури зовнішнього повітря відповідно в теплу та холодну пору року (п. 8.4 СНіП 2.01.07-85);

t_{0w} , t_{0c} - початкові температури в теплу та холодну пору року, що приймаються відповідно до п. 8.6 СНіП 2.01.07-85.

Середні добові температури зовнішнього повітря у теплу t_{ew} та холодну t_{ec} пору року:

$$t_{ew} = t_{YII} + \Delta_{YII}, \quad (3.12)$$

$$t_{ew} = t_{YII} + \Delta_{YII} = 19,8 + 10,9 = 30,7 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$t_{ec} = t_1 - \Delta_1, \quad (3.13)$$

$$t_{ec} = t_1 - \Delta_1 = -12,1 - 6,6 = -18,7 \text{ }^\circ\text{C},$$

де t_1, t_{VII} - багаторічні середні місячні температури повітря в січні та липні, що приймаються відповідно за картками 5 та 6 обов'язкового додатку 5 СНіП 2.01.07-85;

Δ_1, Δ_{VII} - відхилення середніх добових температур від середніх місячних (приймаються по карті 7 обов'язкового додатку 5 СНіП 2.01.07-85).

Початкова температура, що відповідає замиканню конструкції або її частини в закінчену систему в теплу t_{0w} і холодну t_{0c} пору року:

$$t_{0w} = 0,8 \cdot t_{VII} + 0,2 \cdot t_1, \quad (3.14)$$

$$t_{0w} = 0,8 \cdot t_{VII} + 0,2 \cdot t_1 = 0,8 \cdot 19,8 - 0,2 \cdot 12,1 = 13,42 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$t_{0c} = 0,2 \cdot t_{VII} + 0,8 \cdot t_1, \quad (3.15)$$

$$t_{0c} = 0,2 \cdot t_{VII} + 0,8 \cdot t_1 = 0,2 \cdot 19,8 - 0,8 \cdot 12,1 = -5,72 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Для розрахунку пр враховується $\Delta t > 0$, т.к. в іншому випадку σ_{prN} буде свідомо більше.

$$\begin{aligned} \sigma_{prN} &= -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{вн}}{2\delta_n} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 36,42 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 5,69 \cdot 0,998}{2 \cdot 0,011} = \\ &= -0,98 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Т.к. $\sigma_{prN} < 0$, значить у трубопроводі діють осьові стискаючі напруги і метал знаходиться в двовісному напруженому стані (кільцеві та поздовжні напруги).

Визначаємо коефіцієнт ψ_1 :

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.Н}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{пр.Н}}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-0,98|}{318,37} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-0,98|}{318,37} = 0,99.$$

$$\delta = \frac{npD_{\text{н}}}{2 \cdot (R_1 \psi_1 + np)} = \frac{1,15 \cdot 5,69 \cdot 1,02 \cdot 1000}{2 \cdot (318,37 \cdot 0,99 + 1,15 \cdot 5,69)} = 10,3 \text{ мм.}$$

Так як $14,1 \text{ мм} > 11 \text{ мм} > 103 \text{ мм}$.

Дані розрахунку показали, що товщина стінки дорівнює 11 мм за своїми параметрами підходить для експлуатації трубопроводу в даних умовах і займає проміжне значення між товщиною стінки, розрахованої виходячи з максимального значення температурного перепаду (виходячи з умов формули 12 СНиП2.05.06-85*) і, розрахованої виходячи з реального.

Перевірку на міцність підземного трубопроводу в поздовжньому напрямку зробимо за умови:

$$|\sigma_{\text{пр.Н}}| \leq \psi_2 R_1, \quad (3.16)$$

де $\sigma_{\text{пр.Н}}$ - поздовжня осьова напруга від розрахункових навантажень та впливів, МПа, що визначається згідно з п. 8.25 СНиП2.05.06-85*;

ψ_2 - коефіцієнт, що враховує двовісний напружений стан металу труб, при розтягуючих осьових поздовжніх напругах ($\sigma_{\text{пр.Н}} \geq 0$), прийнятий рівним одиниці, при стискаючих ($\sigma_{\text{пр.Н}} < 0$), визначається за формулою:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кш}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кш}}}{R_1}, \quad (3.17)$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{296,83}{318,37}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{296,83}{318,37} = 0,124,$$

де $\sigma_{\text{кц}}$ - кільцева напруга від розрахункового внутрішнього тиску, МПа, що визначаються за формулою:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{npD_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}}, \quad (3.18)$$

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{npD_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}} = \frac{1,15 \cdot 5,69 \cdot 0,998}{2 \cdot 0,011} = 296,83 \text{ МПа},$$

де $\delta_{\text{н}}$ - номінальна товщина стінки труби, м.м.

Отже,

$$|-0,98| \leq 0,124 \cdot 318,37,$$

$$|-0,98| \leq 39,41.$$

Умова (3.16) виконується.

4.1.5 Перевірка міцності з урахуванням пластичних деформацій під час підземного прокладання

Для запобігання неприпустимим пластичним деформаціям підземних і наземних (в насипу) трубопроводів перевірку необхідно проводити за умовами:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}, \quad (3.19)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}, \quad (3.20)$$

де $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$ - максимальні (фіброві) сумарні поздовжні напруги в трубопроводі від нормативних навантажень та впливів;

ψ_3 - коефіцієнт, що враховує двовісний напружений стан металу труб; при розтягуючих поздовжніх напругах ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} \geq 0$) прийнятий рівним одиниці, при стискаючих ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} < 0$) - визначається за формулою:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}}, \quad (3.21)$$

$$\begin{aligned} \psi_3 &= \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{258,11}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 281,74} \right)^2} - \\ &- 0,5 \cdot \frac{258,11}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 281,74} = 0,151. \end{aligned}$$

Кільцева напруга від дії нормативного навантаження – робочого тиску:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{H}}}, \quad (3.22)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{H}}} = \frac{5,69 \cdot 0,998}{2 \cdot 0,011} = 258,11 \text{ МПа.}$$

Максимальна сумарна поздовжня напруга $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$, МПа, визначаються від усіх (з урахуванням їх поєднання) нормативних навантажень та впливів з урахуванням поперечних та поздовжніх переміщень трубопроводу відповідно до правил будівельної механіки. Зокрема, для прямолінійних та пружно-

зігнутих ділянок трубопроводів за відсутності поздовжніх та поперечних переміщень трубопроводу, просадок і пучення ґрунту максимальна сумарна поздовжня напруга від нормативних навантажень та впливів - внутрішнього тиску, температурного перепаду та пружного вигину $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$, МПа, визначаються за формулою:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha E\Delta t \pm \frac{ED_{\text{H}}}{2\rho}, \quad (3.23)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} &= \mu\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha E\Delta t \pm \frac{ED_{\text{H}}}{2\rho} = \\ &= 0,3 \cdot 258,11 - 0,00001212 \cdot 206000 \cdot 36,42 + \frac{206000 \cdot 1,02}{2 \cdot 3520} = \\ &= 29,26 \text{ МПа}, \end{aligned}$$

де - мінімальний радіус пружного вигину осі трубопроводу (м), що визначається з формули:

$$\rho_{\text{дон}} \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_{\text{H}}}{\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} - |\mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta T|}, \quad (3.24)$$

$$\rho_{\text{дон}} \geq \frac{0,5 \cdot 206000 \cdot 1,02}{0,151 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 281,74 - |0,3 \cdot 258,11 - 0,00001212 \cdot 206000 \cdot 36,42|}$$

$$\rho_{\text{дон}} \geq 3520 \text{ м.}$$

Отже,

$$|29,26| \leq 0,151 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 281,74,$$

$$|29,26| \leq 42,44.$$

$$258,11 \leq \frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 281,74,$$

$$258,11 \leq 281,74.$$

Умови (3.19), (3.20) виконуються.

Перевірку загальної стійкості трубопроводу в поздовжньому напрямку в площині найменшої жорсткості системи зробимо за умови:

$$S \leq mN_{кр}, \quad (3.25)$$

де S - еквівалентне поздовжнє осьове зусилля в перерізі трубопроводу, N , що визначається згідно з п. 8.29 СНиП2.05.06-85*.

$N_{кр}$ - поздовжнє критичне зусилля, N , при якому настає втрата поздовжньої стійкості трубопроводу.

Еквівалентне поздовжнє осьове зусилля у перерізі трубопроводу S визначаємо від розрахункових навантажень та впливів з урахуванням поздовжніх та поперечних переміщень трубопроводу відповідно до правил будівельної механіки.

Зокрема, для прямолінійних ділянок трубопроводів та ділянок, виконаних пружним вигином, за відсутності компенсації поздовжніх переміщень, просадок і пучення ґрунту фактичне еквівалентне поздовжнє осьове зусилля в перерізі трубопроводу S визначається за формулою:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha E \Delta t] \cdot F, \quad (3.26)$$

$$\begin{aligned} S &= [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha E \Delta t] \cdot F = \\ &= [(0,5 - 0,3) \cdot 296,83 + 0,00001212 \cdot 206000 \cdot 36,42] \cdot 0,035 = 5,21 \text{ МН}, \end{aligned}$$

де F – площа поперечного перерізу труби, м^2 .

Якщо оболонка схильна до осьового рівномірного стиску, то при незащемлених контурах критична сила:

$$N_{кр} = \frac{2\pi E \delta^2}{\sqrt{3(1-\mu^2)}}, \quad (3.27)$$

$$N_{кр} = \frac{2\pi E \delta^2}{\sqrt{3(1-\mu^2)}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 206000 \cdot 0,011^2}{\sqrt{3(1-0,3^2)}} = 94,74 \text{ МН.}$$

Отже,

$$5,21 \leq 0,9 \cdot 94,74$$

$$5,21 \leq 85,27$$

Умова (3.25) виконується.

Знаходимо площу поперечного перерізу металу труби та осьовий момент інерції:

$$F = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (3.28)$$

$$F = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} (1,02^2 - 0,998^2) = 0,035 \text{ м}^2,$$

$$J = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - D_{вн}^4), \quad (4.29)$$

$$J = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - D_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} (1,02^4 - 0,998^4) = 4,44 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4.$$

Навантаження від власної ваги металу труби:

$$q_M = n_{CB} \cdot \gamma_M \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (3.30)$$

$$q_M = n_{CB} \cdot \gamma_M \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{вн}^2) = 0,95 \cdot 78500 \cdot 0,035 = 2599 \text{ Н/м},$$

де n_{CB} - коефіцієнт надійності за навантаженнями від дії власної ваги при розрахунку на поздовжню стійкість положення дорівнює 0,95;

γ_M – питома вага металу, з якого виготовлені труби для сталі 78500 Н/м³.

Навантаження від ваги ізоляції приймаємо рівним 10% від власної ваги металу труби, $q_I = 259,9$ Н/м.

Навантаження від ваги нафти, що знаходиться в трубопроводі одиничної довжини, обчислимо за формулою:

$$q_H = \rho_H \cdot g \cdot \frac{\pi D_{вн}^2}{4}, \quad (3.31)$$

$$q_H = \rho_H \cdot g \cdot \frac{\pi D_{вн}^2}{4} = 871,2 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,998^2}{4} = 6682 \text{ Н/м}.$$

Тобто навантаження від власної ваги ізольованого трубопроводу з нафтою, що перекачується:

$$q_{тр} = q_M + q_I + q_H, \quad (3.32)$$

$$q_{тр} = q_M + q_I + q_H = 2599 + 259,9 + 6682 = 9541 \text{ Н/м}.$$

Середній питомий тиск на одиницю поверхні контакту трубопроводу з ґрунтом:

$$P_{cp} = \frac{2n_{гр} \gamma_{гр} D_H \left[\left(h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{cp}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi D_H}, \quad (3.33)$$

$$P_{zp} = \frac{2n_{гр}\gamma_{гр}D_{н}\left[\left(h_0 + \frac{D_{н}}{8}\right) + \left(h_0 + \frac{D_{н}}{2}\right) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{\varphi_{zp}}{2}\right)\right] + q_{гр}}{\pi D_{н}} =$$

$$= \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 15300 \cdot 1,02 \cdot \left[\left(1 + \frac{1,02}{8}\right) + \left(1 + \frac{1,02}{2}\right) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{16}{2}\right)\right] + 9541}{3,14 \cdot 1,02} = 18445 \text{ Па},$$

де $n_{гр}$ - коефіцієнт надійності за навантаженням від ваги ґрунту, що приймається рівним 0,8;

$\gamma_{гр}$ - питома вага ґрунту, прийнятий для глинистого ґрунту рівним 15,3 кН/м²;

h_0 - висота шару засипки від верхньої утворює трубопроводу до поверхні ґрунту не менше 1,0.

Опір ґрунту поздовжнім переміщенням відрізка трубопроводу одиничної довжини:

$$P_0 = \pi D_{вн} (C_{гр} + P_{zp} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{гр}), \quad (3.34)$$

$$P_0 = \pi D_{вн} (C_{гр} + P_{zp} \cdot \operatorname{tg} \phi_{zp}) = 3,14 \cdot 1,02 \cdot (20000 + 18445 \cdot \operatorname{tg} 16^\circ) = 80986 \text{ Па},$$

де $C_{гр}$ - коефіцієнт зчеплення ґрунту, для глинистого ґрунту приймається $C_{гр} = 20000$ кПа.

Опір вертикальним переміщенням відрізка трубопроводу одиничної довжини:

$$q_{верт} = n_{гр} \cdot \gamma_{zp} \cdot D_{вн} \left(h_0 + \frac{D_{н}}{2} - \frac{\pi D_{вн}}{8} \right) + q_{гр}, \quad (3.35)$$

$$q_{\text{верт}} = n_{zp} \cdot \gamma_{zp} \cdot D_{\text{вн}} \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi D_{\text{вн}}}{8} \right) + q_{\text{мр}} =$$

$$0,8 \cdot 15300 \cdot 1,02 \cdot \left(1 + \frac{1,02}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,998}{8} \right) + 9541 = \text{Н/м.}$$

$$= 23502$$

Поздовжнє критичне зусилля для прямолінійних ділянок у разі пластичного зв'язку труби з ґрунтом:

$$N_{\text{кр}}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}, \quad (3.36)$$

$$N_{\text{кр}}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3} =$$

$$= 4,09 \cdot \sqrt[11]{(80986)^2 \cdot (23502)^4 \cdot (0,035)^2 \cdot (206000 \cdot 10^6)^5 \cdot (4,44 \cdot 10^{-3})^3} = 21,38 \cdot 10^6 \text{ Н.}$$

Отже:

$$mN_{\text{кр}} = 0,9 \cdot 21,38 \cdot 10^6 = 19,24 \cdot 10^6 \text{ Н,}$$

$$5,21 \leq 0,9 \cdot 21,38,$$

$$5,21 \leq 19,24.$$

Умова (3.25) виконується.

Поздовжнє критичне зусилля для прямолінійних ділянок у разі пружного зв'язку з ґрунтом знаходимо за формулою:

$$N_{\text{кр}}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J}, \quad (3.37)$$

$$N_{\text{кр}}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J} = 2 \cdot \sqrt{25 \cdot 1,02 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 4,44 \cdot 10^{-3}} = 305,44 \text{ МН,}$$

де k_0 - коефіцієнт нормального опору ґрунту або коефіцієнт ліжка ґрунту при стисканні. Для розм'якшеного глинистого ґрунту приймається $k_0 = 25$ МН/м².

Отже:

$$mN_{кр}^{(2)} = 0,9 \cdot 305,44 \cdot 106 = 274,9 \cdot 106 \text{ МН},$$

$$5,21 \leq 0,9 \cdot 305,44,$$

$$5,21 \leq 274,9.$$

Умова (3.25) виконується.

Так як у всіх трьох випадках умовам $S \leq mN_{кр}$ мвиконується, то загальна стійкість прямолінійних ділянок нафтопроводу забезпечена.

Тепер перевіримо загальну стійкість криволінійних ділянок нафтопроводу, виконаних із пружним вигином.

$$\theta_{\beta} = \frac{1}{R_{\beta} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{EJ}}}, \quad (3.38)$$

$$\theta_{\beta} = \frac{1}{R_{\beta} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{EJ}}} = \frac{1}{3520 \cdot \sqrt[3]{\frac{23502}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,44 \cdot 10^{-3}}}} = 0,0096,$$

де R_{β} - радіус пружного згинання трубопроводу, що відповідає рельєфу дна траншеї. Мінімальний радіус вигину трубопроводу, що відповідає рельєфу дна траншеї.

$$z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{P_0 F}{q_{верт} J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{EJ}}}, \quad (3.39)$$

$$z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{P_0 F}{q_{\text{верт}} J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{EJ}}} = \frac{\sqrt{\frac{80986 \cdot 0,035}{23502 \cdot 4,44 \cdot 10^{-3}}}}{\sqrt[3]{\frac{23502}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,44 \cdot 10^{-3}}}} = 176,62.$$

Використовуючи отримані коефіцієнти θ_{β} і z_{β} , визначаємо за номограмою, що $\beta_N = 27$.

Обчислимо критичне зусилля для криволінійних ділянок трубопроводу:

$$N_{\text{кр}}^{(3)} = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{\text{верт}}^2 \cdot E \cdot J}, \quad (3.40)$$

$$\begin{aligned} N_{\text{кр}}^{(3)} &= \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{\text{верт}}^2 \cdot E \cdot J} = 27 \cdot \sqrt[3]{23502^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,44 \cdot 10^{-3}} = \\ &= 21,5 \cdot 10^6 \text{ H}. \end{aligned}$$

$$N_{\text{кр}}^{(4)} = 0,375 \cdot q_{\text{верт}} \cdot R_{\beta}, \quad (3.41)$$

$$N_{\text{кр}}^{(4)} = 0,375 \cdot q_{\text{верт}} \cdot R_{\beta} = 0,375 \cdot 23502 \cdot 3520 = 31,02 \cdot 10^6 \text{ H}.$$

Отже,

$$mN_{\text{кр}}^{(3)} = 0,9 \cdot 21,5 \cdot 10^6 = 19,35 \cdot 10^6 \text{ H},$$

$$5,21 \leq 0,9 \cdot 21,5,$$

$$5,21 \leq 19,35.$$

Умова (3.25) виконується.

$$m_0 N_{\text{кр}}^{(4)} = 0,9 \cdot 31,02 \cdot 10^6 = 27,92 \cdot 10^6 \text{ H},$$

$$5,21 \leq 0,9 \cdot 31,02,$$

$$5,21 \leq 27,92.$$

Умова (3.25) виконується.

Так як у всіх трьох випадках умова $S \leq mN_{кр}$ виконується, то загальна стійкість прямолінійних та пружно вигнутих ділянок нафтопроводу забезпечена.

Висновок: згідно з виконаними в даному розділі розрахунками, труби МН на ділянці виконання робіт відповідають спочатку прийнятним параметрам:

діаметр та товщина стінки трубопроводу 1020 x 11

робочий (проектний) тиск 5,69 МПа (58 кгс/см²)

Технічні умови на трубу ТУ 14-3-721-78

тимчасовий опір розриву 520 МПа

межа плинності 360 МПа

матеріал сталь 17Г1С.

3.2 Технологічний розрахунок трубопроводу

Технологічний розрахунок проводиться з метою перевірки технічної можливості перекачування заданої кількості нафти експлуатаційною ділянкою магістрального нафтопроводу на ділянці.

Метою перевірконого гідравлічного розрахунку є підтвердження діаметра нафтопроводу, а також визначення необхідної кількості насосних станцій, кількості працюючих насосів та величину обточування коліс або лупинга при заданій річній продуктивності ділянки.

Розрахункова пропускна здатність трубопроводу Q_p визначається виходячи із заданого річного розрахункового часу роботи трубопроводу $Ч_p$ та річного планового завдання з перекачування G_m , кг:

$$Q_p^u = \frac{G_m}{Ч_p \cdot \rho_p}, \text{ м}^3/\text{година} \quad (3.42)$$

$$Q_p^c = \frac{Q_p^u}{3600}, \text{ м}^3/\text{сек}, \quad (3.43)$$

де G_T - заданий масовий річний план перекачування, кг;

ρ_p – розрахункова щільність продукту, кг/м³;

$Ч$ – заданий час роботи трубопроводу на рік, годину.

Щільність нафти за розрахункової температури:

$$\rho_p = \rho_3 - (1,825 - 0,001315 \cdot \rho_3) \cdot (t_p - t_3), \quad (3.44)$$

$$\rho_p = 860 - (1,825 - 0,001315 \cdot 860) \cdot (3,9 - 20) = 871,2 \text{ кг/м}^3.$$

Кінематична в'язкість:

$$T_p = 273 + t_p,$$

$$\lg \lg(v_p + 0,8) = a + b \cdot \lg T_p,$$

$$\lg \lg(v + 0,8) = 8,06 - 3,26 \cdot \lg 276,9;$$

звідки

$$v = 10^{8,06 - 3,26 \lg 276,9 - 0,8} = 18,05 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с},$$

де коефіцієнти a та b визначені за формулами

$$b = \frac{\lg \left\{ \frac{\lg(v_1 + 0,8)}{\lg(v_2 + 0,8)} \right\}}{\lg T_1 - \lg T_2}, \quad (3.45)$$

$$b = \frac{\lg \left[\frac{\lg(14 + 0,8)}{\lg(10 + 0,8)} \right]}{\lg 283 - \lg 294} = -3,26,$$

$$a = \lg \lg(v_1 + 0,8) - b \cdot \lg \cdot T_1, \quad (3.46)$$

$$a = \lg \lg(14+0,8) - (-3,26) \cdot \lg 283 = 8,06.$$

З формул (3.42) та (3.43) отримуємо:

$$Q = \frac{47,5 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{8400 \cdot 871,2} = 6491 \text{ м}^3/\text{год} = 1,8 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Розрахункове значення внутрішнього діаметра трубопроводу D_p :

$$D_p = \sqrt{\frac{4Q_p^c}{\pi W_p}}, \text{ м}, \quad (3.47)$$

$$D_p = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,8}{3,14 \cdot 2,22}} = 1,017 \text{ м},$$

де W_p - рекомендована розрахункова швидкість перекачування продукту, м/с, що визначається з графіка на рис. 3.1. ($W_p = 2,22$ м/с).

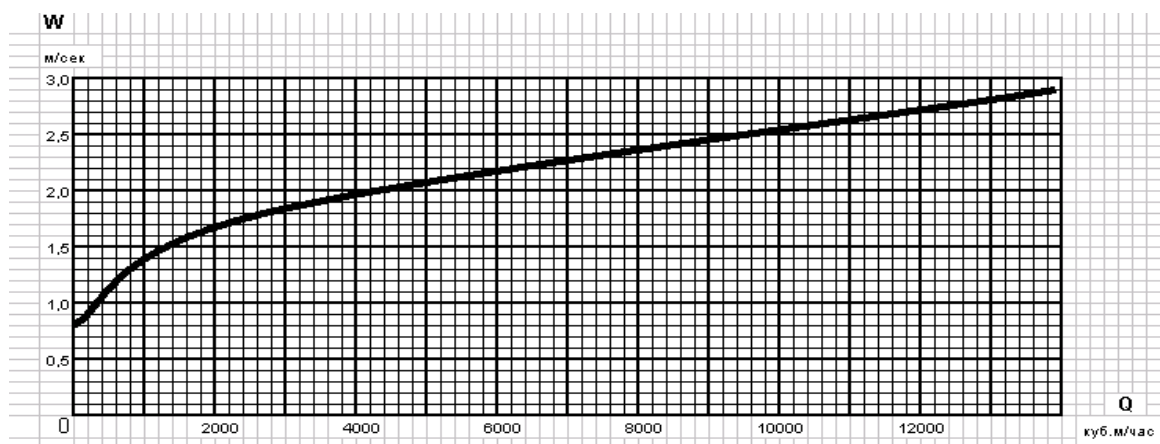


Рисунок 3.1 – Залежність рекомендованої швидкості перекачування від пропускної спроможності трубопроводу

Прийемо труби з маркою сталі 17Г1С. Найближчий зовнішній діаметр трубопроводу $D_H = 1020$ мм.

Розрахунковий опір металу труби визначається з співвідношення

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{520 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1} = 318,367 \text{ МПа},$$

де R_1^H - нормативний опір, що дорівнює $\sigma_B = 520$ МПа

m - коефіцієнт умов роботи трубопроводу (приймається з табл. 1 пункту 2.3 СНиП 2.05.06-85 *), $m = 0,9$;

k_1, k_2 - коефіцієнти надійності за матеріалом (прийняті відповідно з табл. 9 і 10 пункту 8.3 СНиП 2.05.06-85*), $k_1 = 1,47, k_2 = 1,15$;

k_H - Коефіцієнт надійності за призначенням трубопроводу (приймається з табл. 11 пункту 8.3 СНиП 2.05.06-85 *), $k_H = 1$.

Необхідна товщина стінки, виходячи з вибраного матеріалу (металу) труби відповідно до формули (4.3):

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_H \cdot 1000}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 4,57 \cdot 1,02 \cdot 1000}{2 \cdot (318,367 + 1,15 \cdot 4,57)} = 8,39 \text{ мм},$$

де P – тиск, отриманий за формулою (3.55) (при обраній кількості працюючих насосів).

Отримане розрахункове значення товщини стінки труби округляємо до більшого значення, що підтверджується механічними розрахунками у пункті 3.1. Таким чином, товщина стінки труб із сталі 17Г1С становить $\delta_H = 11$ мм.

Значення внутрішнього діаметра визначається за формулою:

$$D = D_H - 2\delta, \text{ м} \quad (3.48)$$

$$D = 1020 - 211 = 998 \text{ мм}.$$

Фактична швидкість течії нафти у трубопроводі:

$$W = \frac{4 \cdot Q_p^c}{\pi \cdot D^2}, \text{ м/с, (3.49)}$$

$$W = \frac{4 \cdot 1,8}{3,14 \cdot 0,998^2} = 2,3 \text{ м/с.}$$

Маючи значення швидкості, можна визначити число Рейнольдса:

$$Re = \frac{W \cdot D}{\nu_p}; \quad (3.50)$$

$$Re = \frac{2,3 \cdot 0,998}{18,05 \cdot 10^{-6}} = 127515.$$

Як відомо, розрізняють два режими перебігу рідини в трубопроводі - ламінарний та турбулентний, а останній, у свою чергу, ділиться на 3 зони:

зона гідравлічно гладких труб;

зона змішаного тертя;

зона квадратичного тертя.

Перехід з режиму в режим і зони в зону визначається значеннями критичних (перехідних) чисел Рейнольдса, що залежать для даного діаметра (D) трубопроводу, даної в'язкості (ν_p) продукту та швидкості перекачування W.

При турбулентному режимі перебігу в зоні змішаного тертя

$$\frac{10}{\bar{K}_s} \leq Re \leq \frac{500}{\bar{K}_s}, \quad (3.51)$$

де $\bar{K}_s = \frac{K_s}{D}$ - відносна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труб;

K_e - еквівалентна шорсткість труб, для сталевих зварних труб з незначною корозією прийнято $K_e = 0,15$ мм.

$$\bar{K}_s = \frac{K_s}{D} = \frac{0,15}{998} = 0,00015,$$

$$\frac{10}{0,00015} \leq 127515 \leq \frac{500}{0,00015},$$

$$66533 \leq 127515 \leq 3326667.$$

Отже, перебіг рідини у трубопроводі характеризується турбулентним режимом у зоні змішаного тертя.

Коефіцієнт гідравлічного опору визначається за формулою Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \bar{K}_s \right)^{0,25}, \quad (3.52)$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{127515} + 0,00015 \right)^{0,25} = 0,0178.$$

Визначимо гідравлічний ухил за формулою:

$$i = \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{W^2}{2g}, \quad \text{м/м} \quad (3.53)$$

$$i = \frac{\lambda}{D_{ен}} \cdot \frac{W^2}{2g} = \frac{0,0178}{0,998} \cdot \frac{2,3^2}{2 \cdot 9,81} = 0,00483.$$

Основні магістральні та підпірні насоси вибираємо за розрахунковою пропускною здатністю $Qч р = 6491$ м³/год:

- Магістральний насос НМ 7000-210;
- Підпірний насос НПВ 5000-120.

При розрахунковій подачі напори, що розвиваються магістральними та підпірними насосами, дорівнюють $h_m = 215$ м і $h_n = 105$ м.

Розрахунковий сумарний напір, що розвивається магістральними насосами станції, що перекачує:

$$H_{cm} = m_p \cdot h_m, \text{ м}, \quad (3.54)$$

$$H_{cm} = m_p \cdot h_m = 2 \cdot 215 = 430 \text{ м},$$

де m_p – кількість працюючих одночасно насосів.

Робочий тиск, що розвивається станцією, що перекачує при послідовному з'єднанні магістральних насосів:

$$P = \rho_p \cdot g \cdot (m_{pm} \cdot h_m + h_n) \cdot 10^{-6} + h_{кп\leq} \{P\}, \text{ МПа}, \quad (3.55)$$

де h_m, h_n - відповідно напір, м, що розвивається магістральними та підпірним насосами при розрахунковій подачі $Q_{чр}$ і визначається за робочими характеристиками насосів;

m_{pm} – число послідовно працюючих магістральних насосів $m_{pm} = 2$;

m_{pn} – число послідовно працюючих підпірних насосів $m_{pn} = 1$.

$P = 871,2 \cdot 9,81 \cdot (2 \cdot 215 + 105) \cdot 10^{-6} = 4,57 < 5,69$ МПа – умова виконується.

Загальний напір у трубопроводі дорівнює:

$$H = (Z_2 - Z_1) + \left(\frac{P_2 - P_1}{\rho g} \right) + h_{пот}, \text{ м}, \quad (3.56)$$

де P_1 - надлишковий тиск у резервуарі головної станції, Па, $P_1 = 0$;

P_2 - надлишковий тиск в кінці ділянки, Па;

Z_1 - висотна (геодезична) позначка початку трубопроводу, м;

Z_2 - висотна (геодезична) відмітка кінця трубопроводу, м;

$h_{пот}$ – втрати напору на опір у трубопроводі, м.

Використовуючи гідравлічний ухил i , загальний напір у трубопроводі можна виразити:

$$H = \Delta Z + \left(\frac{P_2}{\rho g} \right) + 1,02 \cdot i \cdot L_p, \text{ м} \quad (3.57)$$

де $1,02$ - коефіцієнт, що враховує втрати напору в місцевих опорах лінійної частини трубопроводу;

L_p - розрахункова довжина трубопроводу, що дорівнює геометричній довжині трубопроводу або відстані від початку трубопроводу до перевальної точки, м;

ΔZ – різниця геодезичних позначок кінця та початку трубопроводу, м.

Загальний напір, що розвивається насосами всіх станцій трубопроводу, що перекачують, можна записати наступним чином:

$$H = N_e \cdot h_{\Pi} + n_p \cdot H_{\text{ст}}, \text{ м}, \quad (3.58)$$

де n_p - розрахункова кількість станцій, що перекачують;

N_e - кількість експлуатаційних ділянок.

Баланс напорів трубопроводу можна уявити рівнянням:

$$H_e \cdot h_{\Pi} + n_p \cdot H_{\text{ст}} = \Delta Z + 1,02 \cdot i \cdot L_p + H_e \cdot h_{\text{к.п.}} \quad (3.59)$$

або, перетворюючи

$$n_p H_{\text{ст}} = \Delta Z + 1,02 \cdot i \cdot L_p - H_e \cdot (h_{\Pi} - h_{\text{к.п.}}), \quad (3.60)$$

де $h_{\text{к.п.}}$ - залишковий напір на кінцевому пункті експлуатаційної ділянки трубопроводу, м.

Розрахункова кількість станцій, що перекачують, визначається з рівняння:

$$n_p = \frac{\Delta Z + 1,02 \cdot i \cdot L_p - N_{\text{э}} \cdot (h_n - h_{\text{к.п.}})}{H_{\text{ст}}}, \quad (3.61)$$

$$\begin{aligned} n_p &= \frac{\Delta Z + 1,02 \cdot i \cdot L_p - N_{\text{э}} \cdot (h_n - h_{\text{к.п.}})}{H_{\text{ст}}} = \\ &= \frac{-3,2 + 1,02 \cdot 0,00483 \cdot 509000 - 1 \cdot (105 - 35)}{430} = 5,66. \end{aligned}$$

Розрахункова кількість станцій, що перекачують, вийшло дробовим, тому вдається до округлення.

а) Округлимо число насосних у бік, тобто. приймемо $n_p = 6$.

При розрахунковій подачі $Q_{\text{чр}} = 6491 \text{ м}^3/\text{год}$ баланс напорів матиме вигляд:

$$H_{\text{ст}} = 6 \cdot 2 \cdot 215 + 105 = 2685 \text{ м},$$

$$H_{\text{тр}} = -3,2 + 1,02 \cdot 0,00483 \cdot 509 \cdot 103 + 35 = 2540 \text{ м-коду}.$$

Таким чином $H_{\text{ст}} > H_{\text{тр}}$, і для узгодження роботи пари «насос-трубопровід» необхідне обточування коліс.

$$n_0 H_{\text{ст}}^o = -3,2 + 1,02 \cdot 0,00483 \cdot 509 \cdot 103 - 105 + 35 = 2435 \text{ м},$$

тоді тиск, що розвивається основними агрегатами кожної ПС, дорівнюватиме:

$$H_{\text{ст}}^o = \frac{2435}{6} = 405,8 \text{ м}.$$

Напір, що розвивається одним основним насосом:

$$h_m^o = \frac{405,8}{2} = 202,9 \text{ м}.$$

У цьому випадку баланс напорів дотримується:

$$6 \cdot 2 \cdot 202,9 + 105 = -3,2 + 1,02 \cdot 0,00483 \cdot 509 \cdot 103 + 35 \quad (2540 \text{ м} = 2540 \text{ м}).$$

Діаметр обточеного колеса при відомих напорах магістрального насоса дорівнює:

$$h_m^o = h_m \cdot \left(\frac{D_o}{D}\right)^2, \quad (3.62)$$

$$\frac{202,9}{215} = \frac{D_o^2}{(0,475)^2},$$

$$D_o^2 = \frac{202,9 \cdot (0,475)^2}{215} = 0,213, \quad D_o = \sqrt{0,213} = 0,461 \text{ м} = 461 \text{ мм},$$

$$\frac{D_o}{D} = \frac{461}{475} = 0,97 \text{ (Тобто 3\%)}.$$

б) Округлимо число насосних у менший бік, $n_x = 5$.

При розрахунковій подачі $Q_{чр} = 6491 \text{ м}^3/\text{год}$ баланс напорів згідно матиме вигляд:

$$H_{ст} = 5 \cdot 2 \cdot 215 + 105 = 2255 \text{ м},$$

$$H_{тр} = -3,2 + 1,02 \cdot 0,00483 \cdot 509 \cdot 103 + 35 = 2539 \text{ м-коду}.$$

$H_{тр} > H_{ст}$, що свідчить необхідність зменшення опору трубопроводу прокладкою лупінга.

Визначаємо $i_{л}$:

$$i_{л} = \omega \cdot i, \quad (3.63)$$

$$\omega = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{D_{л}}{D}\right)^{\frac{5-m}{2-m}}\right]^{2-m}}, \quad (3.64)$$

$$i_{л} = 0,00483 \cdot \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{702}{998}\right)^{\frac{5-0,125}{2-0,125}}\right)^{2-0,125}} = 0,00257.$$

Коефіцієнт m у зоні змішаного тертя дорівнює 0,125.

Довжина лупінгу:

$$X_{л} = \frac{n_p - n_x}{i - i_{л}} \cdot H_{см}, \text{ м}, \quad (3.65) \quad X_{л} = \frac{(5,66 - 5)}{0,00483 - 0,00257} \cdot 430 = 83901 \text{ м}.$$

Сумарні втрати напору в трубопроводі з лупінгом становитимуть:

$$H^{TP} = \Delta Z + 1,02 \cdot i \cdot (L_{TP} - X_L) + 1,02 \cdot i_L \cdot X_L + 35 = -3,2 + 1,02 \cdot 0,00483 \cdot 509 \cdot 103 \\ - 1,02 \cdot 0,00483 \cdot 43168 + 1,02 \cdot 0,00257 \cdot 83 \cdot 901 + 35 = 2255 \text{ м.}$$

$H_{CT} = H^{TP}$, отже, довжина лупинга визначено правильно.

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ

4.1. Нормативна база та загальні вимоги безпеки

Основними нормативними документами, які слід враховувати під час реконструкції ділянки магістрального нафтопроводу, є Правила безпеки під час експлуатації магістральних нафтопроводів, які встановлюють вимоги безпеки під час експлуатації, ремонту та реконструкції основних об'єктів і споруд магістральних нафтопроводів. Також враховуються галузеві правила пожежної безпеки при експлуатації магістральних нафтопроводів, вимоги законодавства про охорону праці, охоронні зони магістральних трубопроводів, електробезпеку, безпечне виконання вогневих і газонебезпечних робіт.

Реконструкція повинна виконуватися лише спеціалізованими організаціями та персоналом, який пройшов навчання, перевірку знань з охорони праці, пожежної безпеки, промислової безпеки та має допуск до відповідного виду робіт. До робіт не допускаються працівники без інструктажу, засобів індивідуального захисту або за відсутності відповідального керівника робіт.

4.2. Характеристика небезпечних і шкідливих факторів

Під час реконструкції магістрального нафтопроводу на ділянці між НПС “Степова” та НПС “Кам’яногірка” можуть виникати такі небезпечні та шкідливі фактори:

- пожежо- та вибухонебезпечність нафти, її парів і нафтовмісних залишків;
- підвищений тиск у трубопроводах, насосах, фільтрах і технологічній арматурі;
- ризик розгерметизації трубопроводу, витоку нафти та забруднення ґрунту;
- небезпека під час виконання зварювальних, газорізальних та інших вогневих робіт;

- ураження електричним струмом під час роботи з електроприводами насосів, освітленням, КВПіА;
- травмування рухомими частинами насосних агрегатів, вантажопідіймальними механізмами та будівельною технікою;
- обвалення ґрунту у траншеях, падіння працівників у котловани та траншеї;
- шум, вібрація, підвищена температура поверхонь, несприятливі метеорологічні умови;
- наявність шкідливих парів вуглеводнів у повітрі робочої зони.

4.3. Організаційні заходи з охорони праці

До початку реконструкції складають проєкт виконання робіт, технологічні карти, схему відключення ділянки, план ліквідації аварійних ситуацій, перелік відповідальних осіб та графік виконання робіт. Робоча зона позначається попереджувальними знаками, огорожується, забезпечується первинними засобами пожежогасіння, засобами зв'язку, аварійним освітленням і під'їздами для пожежної та аварійної техніки.

Всі роботи на діючих або пов'язаних із діючою системою нафтопроводу об'єктах виконуються за нарядом-допуском. Наряд-допуск повинен містити місце і характер робіт, склад бригади, відповідальних осіб, заходи безпеки, порядок відключення та спорожнення трубопроводу, результати контролю повітряного середовища, умови початку і завершення робіт.

Земляні роботи в охоронній зоні магістрального нафтопроводу виконуються лише після уточнення фактичного положення трубопроводу, кабельних ліній, дренажних споруд та інших підземних комунікацій. Перед початком розробки ґрунту територію очищають, позначають межі траншеї, встановлюють огороження і попереджувальні знаки. Роботи поблизу діючого трубопроводу виконують із підвищеною обережністю, із застосуванням ручного інструменту на небезпечних ділянках.

4.4. Безпека під час вогневих і зварювальних робіт

Зварювальні та газорізальні роботи на трубопроводах, арматурі та металоконструкціях НПС виконуються тільки після очищення, спорожнення, дегазації та контролю повітряного середовища. Перед початком робіт оформлюється окремий дозвіл на вогневі роботи. Місце зварювання очищають від горючих матеріалів, забезпечують вогнегасниками, піском, кошмою та засобами зв'язку. На період виконання робіт призначається пожежний пост.

Електрозварювальне обладнання повинно бути справним, заземленим і захищеним від механічних пошкоджень. Кабелі прокладаються так, щоб не створювати перешкод руху людей і техніки. Зварник повинен використовувати маску або щиток, спеціальний одяг, рукавиці, захисне взуття. Після завершення робіт здійснюється огляд місця зварювання для виявлення можливих осередків тління або нагрівання.

НПС є об'єктом підвищеної небезпеки, оскільки на ній зосереджені насосні агрегати, електродвигуни, запірно-регульовальна арматура, фільтри, вузли вимірювання, системи автоматики та протиаварійного захисту. Під час реконструкції насосного обладнання необхідно виконати повне відключення електроживлення, вивісити плакати "Не вмикати - працюють люди", перевірити відсутність напруги та заблокувати можливість випадкового пуску.

Обслуговування насосів дозволяється лише після зупинки агрегату, скидання тиску, охолодження гарячих поверхонь та від'єднання від технологічної схеми. Під час роботи насосів забороняється знімати захисні кожухи, торкатися рухомих частин, виконувати підтягування фланцевих з'єднань під тиском. У насосному приміщенні має працювати вентиляція, газоаналіз, аварійна сигналізація та система пожежогасіння.

4.9. Пожежна та вибухопожежна безпека

Нафта і нафтові пари належать до пожежонебезпечних речовин, тому під час реконструкції необхідно виключити джерела запалювання: відкритий вогонь, іскроутворення, несправне електрообладнання, статичну електрику, перегрів поверхонь. У робочій зоні забороняється паління, використання несправного інструменту, самовільне виконання вогневих робіт і зберігання горючих матеріалів без дозволу. Місця виконання робіт повинні бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння, а персонал - навчений порядку їх застосування. Під час робіт із можливим виділенням парів нафти здійснюється періодичний контроль повітряного середовища. При виявленні запаху нафти, перевищенні допустимих концентрацій, витоку або різкому падінні тиску роботи негайно припиняються, персонал виводиться з небезпечної зони, а відповідальні особи повідомляють аварійну службу.

5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУ

5.1. Актуальність і мета реконструкції

Економічна доцільність проєкту полягає у можливості отримання додаткового доходу від збільшення обсягу транспортування, зниженні питомих витрат електроенергії, зменшенні витрат на аварійні ремонти та підвищенні надійності роботи магістрального нафтопроводу.

5.2. Мета і завдання техніко-економічного обґрунтування

Метою техніко-економічного обґрунтування є вибір раціонального варіанта реконструкції ділянки магістрального нафтопроводу, який забезпечує збільшення пропускної спроможності при прийнятному рівні капітальних вкладень, експлуатаційних витрат і строку окупності.

Для досягнення мети вирішуються такі завдання: визначення технічних передумов збільшення продуктивності; порівняння можливих варіантів реконструкції; оцінка капітальних витрат; розрахунок приросту економічного ефекту; визначення строку окупності, чистого дисконтованого доходу та індексу прибутковості; оцінка ризиків і безпекових переваг проєкту.

5.3. Вихідні проєктні дані

Для розрахунку прийнято умовні вихідні дані, які відповідають навчальному рівню дипломного проєкту та можуть бути уточнені після отримання фактичних технічних характеристик ділянки, паспортів НПС, гідравлічного профілю траси й кошторисної документації.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані до економічного розрахунку

Показник	Позначення	Прийняте значення
Діаметр магістрального нафтопроводу	D	1020 мм
Базова пропускна здатність нафтопроводу	Q ₁	14,5 млн т/рік
Проектна пропускна здатність після реконструкції ділянки	Q ₂	20,0 млн т/рік
Приріст технічної пропускної здатності	ΔQ	5,5 млн т/рік
Розрахунковий додатковий комерційний обсяг у перші роки	Q _{дод}	2,5 млн т/рік
Середня розрахункова густина нафти	ρ	850 кг/м ³
Розрахунковий період оцінки	T	10 років
Ставка дисконтування	r	12 %
Коефіцієнт використання	k _{вик}	0,75-0,85

потужності після реконструкції		
Умовна чиста маржа транспортування додаткового обсягу	М	120 грн/т
Орієнтовний строк реалізації реконструкції	τ	12-18 місяців

5.4. Варіанти реалізації проєкту

На стадії техніко-економічного обґрунтування доцільно порівняти кілька варіантів збільшення пропускної спроможності ділянки. Розгляд лише одного технічного рішення не дозволяє обґрунтувати вибір оптимального напрямку реконструкції.

Таблиця 5.2 – Варіанти реалізації проєкту

Варіант	Склад заходів	Переваги	Недоліки
Варіант 1. Мінімальна модернізація режимів	Оптимізація режимів перекачування, регулювання роботи наявних насосів, уточнення графіка транспортування	Невеликі капітальні витрати, швидке впровадження	Обмежений приріст пропускної спроможності, зростання енергетичних витрат, не вирішує проблему

			зношування обладнання
Варіант 2. Комплексна реконструкція НПС і лінійної частини	Заміна або модернізація насосних агрегатів, частотне регулювання, діагностика труби, часткова заміна дефектних ділянок, автоматизація, оновлення арматури	Оптимальне співвідношення витрат і ефекту, підвищення надійності та безпеки, зниження питомого енергоспоживання	Потребує значних інвестицій і поетапного виведення обладнання в ремонт
Варіант 3. Будівництво паралельної нитки або лупінгів	Укладання додаткових паралельних ділянок трубопроводу, збільшення резерву пропускної здатності	Найбільший приріст продуктивності, стратегічний резерв	Найвищі капітальні витрати, складні земельні та дозвільні процедури, тривалий строк реалізації

Для дипломного проекту як базовий приймається варіант 2 - комплексна реконструкція насосно-трубопровідної системи. Він забезпечує реальне підвищення пропускної спроможності без будівництва нової повної нитки трубопроводу та одночасно підвищує технічну надійність ділянки.

5.5. Технічна сутність прийнятого варіанта реконструкції

Прийнятий варіант передбачає модернізацію обладнання НПС “Степова” та НПС “Кам’яногірка”, а також вибіркоче оновлення лінійної частини між

станціями. Основною ідеєю є зменшення гідравлічних втрат і підвищення ефективності створення напору при збільшеній витраті нафти.

До складу технічних заходів включено: встановлення високоефективних насосних агрегатів або заміну робочих коліс; застосування частотного регулювання електроприводів; заміну частини зношеної запірної арматури; очищення внутрішньої поверхні трубопроводу; внутрішньотрубну діагностику; ремонт дефектних ділянок; оновлення систем телемеханіки, диспетчеризації та аварійного захисту; підвищення надійності електроживлення НПС.

Технічний ефект від реконструкції проявляється у підвищенні допустимої витрати, зниженні питомих витрат електроенергії на транспортування 1 т нафти, скороченні аварійних простоїв і зменшенні ризику порушення герметичності трубопроводу.

5.6. Орієнтовний склад капітальних вкладень

Капітальні вкладення визначено укрупнено за основними групами робіт. Для реального проєкту ці витрати уточнюються локальними кошторисами, комерційними пропозиціями постачальників обладнання, результатами технічного обстеження та вимогами оператора трубопроводу.

Таблиця 5.3 – Склад капітальних вкладень

Стаття капітальних витрат	Орієнтовна вартість, млн грн
Проектно-вишукувальні роботи, обстеження, технічна діагностика	35
Модернізація насосних агрегатів на НПС “Степова”	145

Модернізація насосних агрегатів на НПС “Кам’яногірка”	135
Частотне регулювання та електроприводи	90
Оновлення запірної та регулювальної арматури	70
Внутрішньотрубна діагностика, очищення, ремонт дефектних ділянок	85
Модернізація систем SCADA, телемеханіки та вузлів обліку	65
Реконструкція електропостачання, КВПіА, захистів	55
Протипожежні, екологічні та промислово-безпекові заходи	35
Будівельно-монтажні роботи, демонтаж, пусканалагодження	90
Резерв на непередбачені витрати, 10 %	75
Разом	880

$K_{\text{заг}} = 880$ млн грн

5.7. Розрахунок приросту пропускної спроможності

Приріст технічної пропускної здатності визначається як різниця між проектною пропускною здатністю після реконструкції та базовою пропускною здатністю до реконструкції.

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1$$

де Q_1 - базова пропускна здатність, млн т/рік; Q_2 - пропускна здатність після реконструкції, млн т/рік.

$$\Delta Q = 20,0 - 14,5 = 5,5 \text{ млн т/рік}$$

Отримане значення характеризує технічний резерв збільшення транспортування. Для економічної оцінки приймається не повний приріст, а

розрахунковий додатковий комерційний обсяг, який може бути забезпечений контрактами у перші роки після реконструкції.

$$Q_{\text{дод}} = 2,5 \text{ млн т/рік}$$

5.8. Розрахунок доходу від додаткового транспортування

Головним джерелом економічного ефекту є збільшення обсягу транспортування нафти. Оскільки фактичний тариф на транспортування і структура витрат залежать від договорів та регуляторних умов, у розрахунку використано умовну чисту маржу транспортування додаткового обсягу 120 грн/т. Вона враховує не повну виручку, а орієнтовний чистий внесок після покриття змінних витрат.

$$E_{\text{тр}} = Q_{\text{дод}} \cdot M$$

$$E_{\text{тр}} = 2,5 \cdot 10^6 \cdot 120 = 300,0 \text{ млн грн/рік}$$

5.9. Економія електроенергії

Модернізація насосних агрегатів і впровадження частотного регулювання дають змогу знизити питоме споживання електроенергії. Для розрахунку приймається, що до реконструкції споживання електроенергії на розглянутій ділянці становило 95 млн кВт·год/рік, а після реконструкції при оптимізованих режимах питома економія становить 8 %.

Таблиця 5.4 – Економія електроенергії

Показник	Значення
Річне споживання електроенергії до реконструкції	95 млн кВт·год/рік
Очікуване зниження споживання	8 %
Економія електроенергії	7,6 млн кВт·год/рік
Умовний тариф на електроенергію	6,5 грн/кВт·год

$$W_{ек} = W_1 \cdot \eta_{ек} / 100$$

$$W_{ек} = 95 \cdot 0,08 = 7,6 \text{ млн кВт}\cdot\text{год/рік}$$

$$E_{ел} = W_{ек} \cdot T_{ел}$$

$$E_{ел} = 7,6 \cdot 10^6 \cdot 6,5 = 49,4 \text{ млн грн/рік}$$

5.10. Економія на ремонтах, простої та аварійних ризиках

Після проведення внутрішньотрубної діагностики, ремонту дефектних ділянок, оновлення арматури та систем контролю зменшується імовірність аварійних зупинок і позапланових ремонтів. Економічний ефект від цього проявляється у зменшенні витрат на ліквідацію дефектів, скороченні втрат часу та зниженні ризику штрафів або екологічних витрат.

Для навчального розрахунку приймається: економія на позапланових ремонтах - 25 млн грн/рік; економія за рахунок скорочення простоїв - 20 млн грн/рік; екологічний та безпековий ефект - 15 млн грн/рік.

5.11. Загальний річний економічний ефект

Загальний річний економічний ефект визначається як сума ефекту від додаткового транспортування, економії електроенергії, зменшення витрат на ремонт, скорочення простоїв та безпеково-екологічного ефекту.

$$E_{заг} = E_{тр} + E_{ел} + E_{рем} + E_{пр} + E_{екол}$$

$$E_{заг} = 300,0 + 49,4 + 25,0 + 20,0 + 15,0 = 409,4 \text{ млн грн/рік}$$

Таблиця 5.5 – Загальний економічний ефект

Складова економічного ефекту	Позначення	Значення, млн грн/рік
Дохід від додаткового транспортування	$E_{тр}$	300,0

Економія електроенергії	$E_{ел}$	49,4
Зниження витрат на ремонти	$E_{рем}$	25,0
Скорочення простоїв	$E_{пр}$	20,0
Екологічний і безпековий ефект	$E_{екол}$	15,0
Загальний річний економічний ефект	$E_{заг}$	409,4

5.12. Розрахунок простого строку окупності

Простий строк окупності показує, за скільки років сума отриманого річного економічного ефекту компенсує початкові капітальні вкладення.

$$T_{ок} = K_{заг} / E_{заг}$$

$$T_{ок} = 880 / 409,4 = 2,15 \text{ року}$$

Отже, простий строк окупності за прийнятими умовами становить приблизно 2,2 року. Такий результат свідчить про високу інвестиційну привабливість проекту за умови наявності додаткового обсягу транспортування.

5.13. Порівняння показників до і після реконструкції

Порівняльна таблиця показує очікувану зміну техніко-економічного стану ділянки після реалізації проекту.

Таблиця 5.9 – Порівняння показників до і після реконструкції

Показник	До реконструкції	Після реконструкції
Пропускна спроможність	14,5 млн т/рік	до 20,0 млн т/рік у проектному режимі
Насосне обладнання	Частково зношене, обмежена ефективність	Модернізовані агрегати, оптимізовані режими
Регулювання	Переважно	Частотне регулювання,

продуктивності	дроселювання та перемикання агрегатів	гнучке керування режимами
Питоме енергоспоживання	Підвищене	Знижене на 5-10 %
Система контролю	Обмежений обсяг діагностичних даних	Розширена SCADA, контроль тиску, витрати, стану арматури
Аварійні ризики	Вищі через зношування обладнання	Знижені після діагностики та ремонту
Економічний результат	Обмежений обсяг транспортування	Додатковий дохід і зниження експлуатаційних витрат

5.14. Узагальнені техніко-економічні показники проєкту

Основні результати розрахунку наведено в таблиці.

Таблиця 5.10 – Узагальнені техніко-економічні показники проєкту

Показник	Значення
Загальні капітальні вкладення	880 млн грн
Технічний приріст пропускної спроможності	5,5 млн т/рік
Розрахунковий додатковий комерційний обсяг	2,5 млн т/рік
Річний ефект від додаткового транспортування	300,0 млн грн/рік
Економія електроенергії	49,4 млн грн/рік

Економія на ремонтах	25,0 млн грн/рік
Економія від скорочення простоїв	20,0 млн грн/рік
Екологічний і безпековий ефект	15,0 млн грн/рік
Загальний річний економічний ефект	409,4 млн грн/рік
Простий строк окупності	2,15 року
Чистий дисконтований дохід за 10 років	1433,1 млн грн
Індекс прибутковості	2,63

За прийнятими проектними вихідними даними капітальні вкладення становлять 880 млн грн, загальний річний економічний ефект - 409,4 млн грн/рік, простий строк окупності - близько 2,15 року, а чистий дисконтований дохід за 10 років - 1433,1 млн грн.

ВИСНОВКИ

Реконструкція магістрального нафтопроводу Одеса-Броди на ділянці НПС “Степова” - НПС “Кам’яногірка” з метою збільшення пропускної спроможності є технічно доцільною, оскільки дозволяє підвищити продуктивність транспортування без будівництва повної нової нитки трубопроводу.

Найбільш раціональним є варіант комплексної реконструкції НПС і лінійної частини, який передбачає модернізацію насосних агрегатів, частотне регулювання, оновлення арматури, діагностику трубопроводу, ремонт дефектних ділянок і розвиток систем автоматизації.

За прийнятими проєктними вихідними даними капітальні вкладення становлять 880 млн грн, загальний річний економічний ефект - 409,4 млн грн/рік, простий строк окупності - близько 2,15 року, а чистий дисконтований дохід за 10 років - 1433,1 млн грн.

Реалізація проєкту забезпечує не лише економічний, а й безпековий та екологічний ефект: знижується ризик аварійних витоків, підвищується контроль технічного стану трубопроводу, скорочуються простой та підвищується надійність роботи магістральної нафтотранспортної системи.

Проєкт може бути рекомендований до подальшого розроблення за умови уточнення фактичних гідравлічних параметрів ділянки, технічного стану обладнання НПС, результатів внутрішньотрубної діагностики, вартості обладнання та підтвердження додаткових обсягів транспортування.

Список використаної літератури

1. Енциклопедія сучасної України. Одеса-Броди. Нафтопровід. Довідкова стаття.
2. Нафтопровід Одеса-Броди: відкриті довідкові відомості про довжину, проектну потужність і призначення.
3. Інститут транспорту нафти. Нафтопровід Одеса-Броди: технічні характеристики, довжина 674 км, діаметр 1020 мм, пускова продуктивність 9 млн т/рік, потужність на повний розвиток 30 млн т/рік.
4. Суспільне. Повідомлення про пропозицію використання нафтопроводу Одеса-Броди для транспортування нафти до країн ЄС, 2026.
5. ВБН В.2.3-00013741-09:2009. Магістральні трубопроводи. Будівництво. Лінійна частина. Очищення порожнини та випробування.
6. ВБН В.2.3-00013741-10:2009. Магістральні трубопроводи. Будівництво. Лінійна частина. Надземні переходи.
7. ASME B31.4. Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries. American Society of Mechanical Engineers.
8. API Recommended Practice 1160. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. American Petroleum Institute.
9. API Recommended Practice 1173. Pipeline Safety Management Systems. American Petroleum Institute.
10. Karami H. R., Mowla D. Investigation of the effects of various parameters on pressure drop reduction in crude oil pipelines by drag reducing agents. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2012.
11. API Standard 1104. Welding of Pipelines and Related Facilities. American Petroleum Institute.
12. API Specification 5L. Specification for Line Pipe. American Petroleum Institute.
13. SNiP 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы.

14. Чернікіна О. О., ін. Гідравліка та гідропривід. Навчальний посібник.
15. Бородавкін П. П. Підземні магістральні трубопроводи. Проектування, будівництво, експлуатація.
16. Mohitpour M., Golshan H., Murray A. Pipeline Design and Construction: A Practical Approach. ASME Press.
17. Mohitpour M., Szabo J., Van Hardeveld T. Pipeline Operation and Maintenance: A Practical Approach.
18. Menon E. S. Liquid Pipeline Hydraulics. Marcel Dekker / CRC Press.
19. Menon E. S. Pipeline Planning and Construction Field Manual. Elsevier.
20. Botros K. K., Geerligs J. Pipeline Pumping and Compression Systems. Праці з розрахунку режимів трубопровідного транспорту.
21. Гідравлічні машини та насосні станції: навчальні посібники для спеціальностей нафтогазового транспорту.
22. Енциклопедія сучасної України. Одеса-Броди, нафтопровід. Відкриті технічні відомості про довжину, призначення і проектну потужність системи.
23. ВБН В.2.3-00013741-06:2007. Магістральні трубопроводи. Нафтопроводи та нафтопродуктопроводи. Основні положення проектування.
24. ASME B31.4. Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries. Requirements for design, materials, construction, inspection, operation and maintenance of liquid pipeline systems.
35. API Recommended Practice 1160. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines.