

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 Проектування режиму роботи компресорної станції Ананьїв
при знижених об'ємах транспортування природного газу

Здобувача Шубський Є.В.

Керівник доц. Ашик Т.А.

Консультанти: проф. Басюркіна Н.І.

доц. Кологривов М.М.

Кваліфікаційна робота допускається до захисту

Рішення кафедри від 10 червня 2026 року протокол № 12

В.о. завідувача кафедри НТІТ Олександр ТІТЛОВ

Одеса - 2026 рік

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

Шубський Євгеній Вікторович

1. Тема роботи Проєктування режиму роботи компресорної станції Ананьїв
при знижених об'ємах транспортування природного газу

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

Тип ГПА – ГТН-16; тип нагнітача – Н-16-76-1,44; кількість встановлених ГПА на КС
4 шт. (2 в роботі + 2 в резерві); кількість працюючих ГПА – 1; тиск газу на вході –
5,18 МПа; тиск газу на виході (допустимий) – 7,45 МПа; комерційна витрата газу –
30 млн. м³/д; діаметр прилеглої ділянки – 1220 x 16,5 мм; довжина ділянки – 349 км

4. Перелік питань, які потрібно розробити

Провести математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик
відцентрових нагнітачів; розрахувати фізичні властивості природного газу; наявну
потужність газотурбінного приводу; режим роботи компресорної станції; витрати
паливного газу; провести теплогідравлічний розрахунок ділянки газопроводу

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

Аркуш 1 – Технологічна схема компресорної станції

Аркуш 2 – Схема магістрального газопроводу

Аркуш 3 – Апарат повітряного охолодження

Аркуш 4 – Пиловловлювач

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

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

7. Дата видачі завдання 02.02.2026 р.

Керівник _____ Ашик Т.А.

Завдання прийняв до виконання _____ Шубський Є.В.

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 _____ Шубський Є.В.

Керівник роботи _____ Ашик Т.А.

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 Шубський Євгеній Вікторович _____

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота складається з: 85 сторінок друкованого тексту, 17 рисунків, 10 таблиць, 18 посилань на джерела.

У кваліфікаційній роботі розглянуто процес транспортування природного газу магістральними газопроводами, а також функціонування компресорних станцій.

Проведені розрахунки режиму роботи компресорної станції в умовах неповного навантаження. Доведено, що запропонований режим роботи є працездатним, забезпечує необхідний рівень підвищення тиску та дозволяє транспортувати газ до кінцевого пункту без додаткового дотискування на проміжних компресорних станціях.

Ключові слова: природний газ, магістральний газопровід, компресорна станція, нагнітач природного газу, газоперекачувальний агрегат

ABSTRACT

Qualification work consists of 85 pages of printed text, 17 figures, 10 tables, 18 references.

The qualification thesis examines the process of natural gas transportation through main gas pipelines, as well as the functioning of compressor stations. Calculations of the compressor station operating mode under partial load conditions were performed. It is proved that the proposed operating mode is viable, ensures the required level of pressure increase, and allows for gas transportation to the final destination without additional boosting at intermediate compressor stations.

Keywords: natural gas, main gas pipeline, compressor station, natural gas compressor, gas compressor unit

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	8
1.1 Склад та характеристики природного газу.....	8
1.2 Транспортування природного газу магістральними трубопроводами	9
1.3 Компресорні станції магістральних газопроводів	12
1.3.1 Технологічна схема компресорної станції	14
1.3.2 Газоперекачувальні агрегати КС	15
1.3.3 Системи очищення технологічного газу на КС	18
1.3.4 Системи охолодження технологічного газу на КС	20
1.4 Технологічна схема компресорної станції Ананьїв.....	23
1.5 Характеристика основного обладнання КС Ананьїв	24
1.5.1 Компресорний цех	24
1.5.2 Газоперекачувальні агрегати	25
1.5.3 Установка очищення газу.....	26
1.5.4 Установка охолодження газу	27
2 ПРОЄКТНИЙ РОЗДІЛ.....	29
2.1 Визначення фізичних властивостей природного газу	29
2.2 Визначення наявної потужності газотурбінного приводу	35
2.3 Математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів ГПА компресорної станції	40
2.4 Розрахунок режиму роботи ГПА компресорної станції	44

2.5 Розрахунок витрат паливного газу	51
2.6 Теплогідравлічний розрахунок ділянки газопроводу	55
3 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ	63
3.1 Охорона праці під час транспортування природного газу	63
3.2 Виробниче середовище	64
3.3 Організаційні заходи.....	65
3.4 Пожежна безпека.....	65
3.5 Технічне обслуговування	66
4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	68
4.1 Розрахунок виробничої програми КС «Ананьїв»	69
4.2 Розрахунок річних поточних витрат з експлуатації КС «Ананьїв».....	70
4.2.1 Розрахунок фонду заробітної плати.....	71
4.2.2 Розрахунок єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування	73
4.2.3 Розрахунок матеріальних витрат.....	74
4.2.4 Розрахунок суми амортизаційних відрахувань.....	77
4.2.5 Розрахунок відрахувань до ремонтного фонду.....	78
4.2.6 Розрахунок інших грошових витрат	79
4.2.7 Розрахунок витрат з експлуатації обладнання КС «Ананьїв»	79
ВИСНОВКИ.....	81
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	83

ВСТУП

Природний газ є одним із основних джерел енергії, яке широко використовується в промисловості, енергетиці та побуті. Його застосування є зручним і ефективним, тому велике значення має правильна організація його транспортування від місць видобутку до споживачів.

Транспортування природного газу здійснюється за допомогою магістральних газопроводів, які є важливою частиною газотранспортної системи. Газопроводи мають велику протяжність і працюють під високим тиском, тому для їх нормальної роботи необхідно підтримувати відповідні параметри газу. Саме для цього використовуються компресорні станції, які підвищують тиск газу та забезпечують його подальше переміщення по трубопроводу.

На компресорних станціях газ проходить очищення від домішок і охолодження після стискання. Це потрібно для того, щоб забезпечити надійну роботу обладнання та зменшити втрати енергії під час транспортування. Також важливу роль відіграють системи контролю та автоматизації, які дозволяють стежити за роботою обладнання і забезпечують безпечні умови експлуатації.

Актуальність теми полягає в тому, що транспортування природного газу повинно бути надійним, безпечним і економічно вигідним. Це особливо важливо в умовах постійного зростання потреб у енергоресурсах.

Об'єктом дослідження є процес транспортування природного газу, а предметом - обладнання та технологічні процеси компресорних станцій.

Мета роботи - проаналізувати режим роботи і особливості експлуатації компресорної станції в умовах неповного навантаження.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити завдання:

- охарактеризувати склад та визначити основні фізико-хімічні властивості природного газу;

- провести розрахунок наявної потужності двигуна протягом року;
- побудувати аналітичні моделі газодинамічних характеристик відцентрового нагнітача;
- розрахувати режим роботи за умов недовантаження, а саме: визначити кількість обертів нагнітача, тиск газу на виході з нагнітача, температуру газу на виході, споживану потужність;
- визначити витрати паливного газу протягом року;
- провести теплогідравлічний розрахунок прилеглої ділянки магістрального газопроводу;
- зробити висновки щодо можливості реалізації пропонованого режиму роботи КС на практиці.

1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Склад та характеристики природного газу

Природний газ - це значне скупчення газів, яке утворилося в надрах Землі внаслідок анаеробного розкладу органічних речовин.

Він належить до корисних копалин. У пластових умовах природний газ перебуває переважно в газоподібному стані: у вигляді окремих покладів, газових «шапок» над нафтовими родовищами або в розчиненому вигляді в нафті чи воді. За нормальних умов (101,325 кПа і 20 °C) він існує лише як газ. Також можливе його існування у твердому кристалічному стані — у формі газогідратів.

Ще у 1813 році вчений-хімік Гемфрі Деві довів, що рудниковий газ складається переважно з метану (CH_4) з невеликими домішками азоту (N_2) і вуглекислого газу (CO_2), тобто за складом подібний до болотного газу.

Основним компонентом природного газу є метан (CH_4), частка якого становить 70–98%. Також до складу можуть входити важчі вуглеводні - етан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}) і пентан (C_5H_{12}).

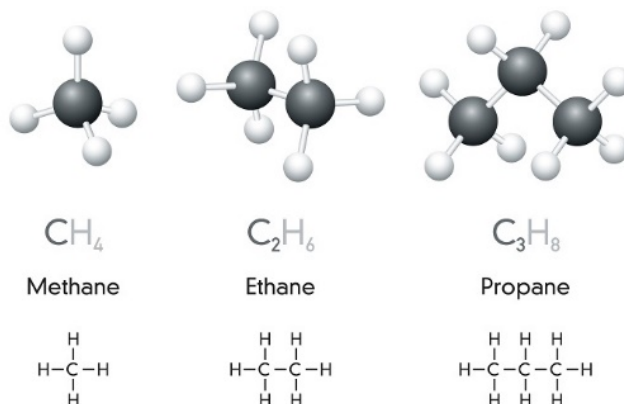


Рисунок 1.1 – Молекули основних складових природного газу

Крім вуглеводнів, у газі присутні й інші домішки: водень (H_2), сірководень (H_2S), вуглекислий газ (CO_2), азот (N_2), гелій (He) та інші інертні гази. Чистий природний газ не має кольору й запаху. Для виявлення витоків до нього додають спеціальні речовини — одоранти з різким запахом (наприклад, етилмеркаптан).

Основні характеристики природного газу (за нормальних умов):

- густина 0,68–0,85 кг/м³ (у газоподібному стані);
- температура самозаймання близько 650 °С;
- температура зрідження –161,5 °С;
- вибухонебезпечна концентрація в повітрі 4,4–17%;
- теплота згоряння 28–46 МДж/м³;
- октанове число 120–130.

Природний газ приблизно у 1,8 разів легший за повітря, тому при витoku він не накопичується внизу, а піднімається вгору.

1.2 Транспортування природного газу магістральними трубопроводами

Трубопровід, призначений для транспортування природного газу з місць видобутку або виробництва до споживачів, є основним елементом газотранспортних систем.

Сучасні магістральні трубопроводи виготовляють зі сталевих труб діаметром до 1420 мм, розрахованих на робочий тиск до 7,5 МПа і пропускну здатність у межах 50–60 мільярдів кубометрів газу на рік. Прокладання труб здійснюється на глибину 0,8–1 м (до верхньої частини труби) за методом підземного монтажу, а у специфічних умовах - надземним способом на опорах чи наземним у насипних греблях.

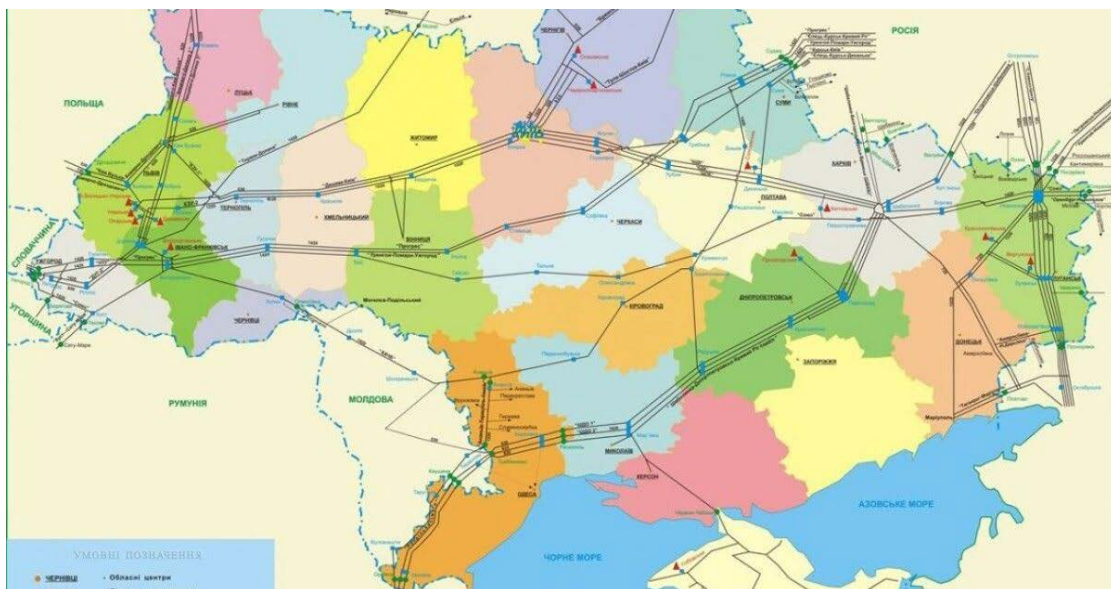


Рисунок 1.2 - Газотранспортна система України



Рисунок 1.3 - Будівництво газопроводів

Для доставки газу з морських нафто- й газових родовищ на берег спеціально облаштовують підводні магістральні трубопроводи.

Інфраструктура таких трубопроводів включає головну та проміжні компресорні станції, що забезпечують подачу газу під необхідним тиском на

різних етапах його транспортування. На головній компресорній станції оснащені пункти осушення газу та його очищення від сірководню (H_2S) і вуглекислого газу (CO_2). Завершальним етапом є приймальний термінал, який готує газ до подальшої передачі споживачам.

На компресорних станціях великого діаметра (1020–1420 мм) після відцентрових нагнітачів встановлюються апарати для повітряного охолодження газу.

У кінцевих точках магістральних газопроводів і на завершеннях їхніх відгалужень газ подається до газорозподільних станцій. Там його тиск знижують до рівня, що відповідає параметрам конкретної газорозподільної системи.

Для урівноваження сезонних коливань у споживанні газу в районах біля кінцевих пунктів магістральних трубопроводів споруджують підземні сховища або резервуари для зберігання скрапленого природного газу. У такі сховища в літній період накопичують запаси палива для їх подальшого використання взимку або при збільшенні потреб у газі.

Захист труб від впливу ґрунтової корозії забезпечується зовнішньою антикорозійною ізоляцією та системами катодного захисту трубопроводів.

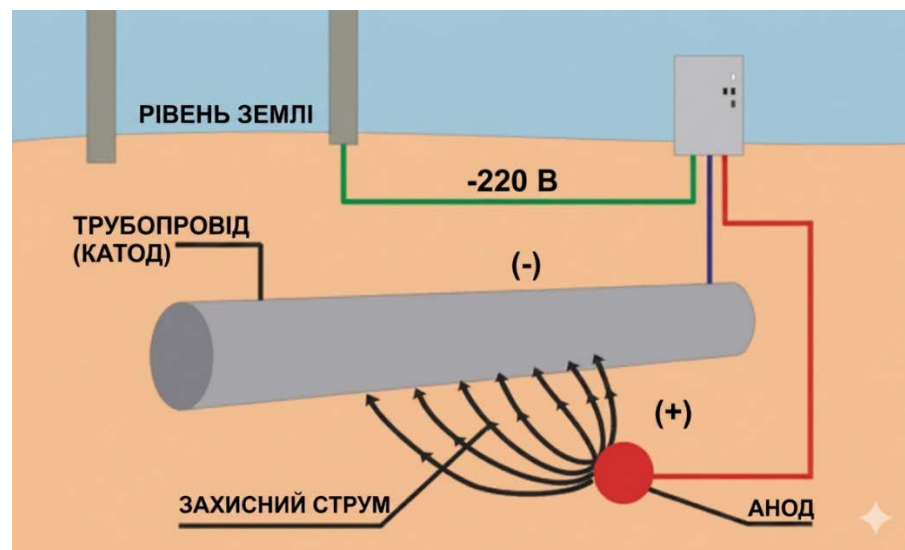


Рисунок 1.4 - Катодний захист трубопроводів від корозії

Для оперативного контролю функціонування компресорних станцій вони оснащуються системами телемеханіки й зв'язку, які дозволяють стежити за роботою обладнання з центрального диспетчерського пункту. Цей пункт обладнаний автоматизованою системою керування технологічними процесами (АСК ТП), необхідною для забезпечення ефективного транспортування газу.

Для надання природному газу характерного запаху його одоризують на головній компресорній станції та в кінцевій точці транспортування. Надійність магістральних трубопроводів забезпечується шляхом створення резервних газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях, використанням високоякісних сталевих труб і прокладанням паралельних ліній з перемичками між ними. Перші магістральні трубопроводи на території України були збудовані у 1924–1929 роках: «Дашава — Стрий», «Дашава — Дрогобич», «Дашава — Львів».



Рисунок 1.5 - Магістральний трубопровід «Дашава-Київ»

1.3 Компресорні станції магістральних газопроводів

У газовій промисловості компресорна станція використовується для підвищення енергії газу та його перекачування по магістральному газопроводу.



Рисунок 1.6 - Компресорна станція “Гусятин”

КС містять компресорний цех, блоки очищення, осушення та охолодження газу; запірну арматуру; систему мастилогосподарства; системи водяного і повітряного охолодження мастила, а також електропостачання.

Робочі параметри компресорної станції залежать від режимів функціонування газотранспортної системи.

Основні блоки КС:

- блок очищення і підготовки газу (розташований на вході станції);
- газоперекачувальні агрегати (ГПА), де відбувається підвищення тиску газу до допустимих значень;
- блок охолодження газу.

Види компресорних станцій за типом приводу:

- станції з газомоторними поршневими компресорами (ГМК);
- станції з відцентровими нагнітачами (ВН), які приводяться в дію газотурбінними двигунами (ГТД) або електродвигунами.

Компресорні станції з поршневими агрегатами забезпечують значний ступінь стиснення газу, тому їх часто застосовують у підземних сховищах газу.

Станції з газотурбінним приводом відзначаються більшою продуктивністю та вищим коефіцієнтом корисної дії, тому вони є найбільш поширеними. В Україні поступово здійснюється заміна поршневих установок на газотурбінні. Для досягнення необхідного тиску газоперекачувальні агрегати можуть встановлюватися послідовно.

Основні показники роботи КС:

- тиск газу на вході та виході;
- пропускна здатність станції.

Режим роботи компресорної станції визначається умовами функціонування всієї газотранспортної системи.

1.3.1 Технологічна схема компресорної станції

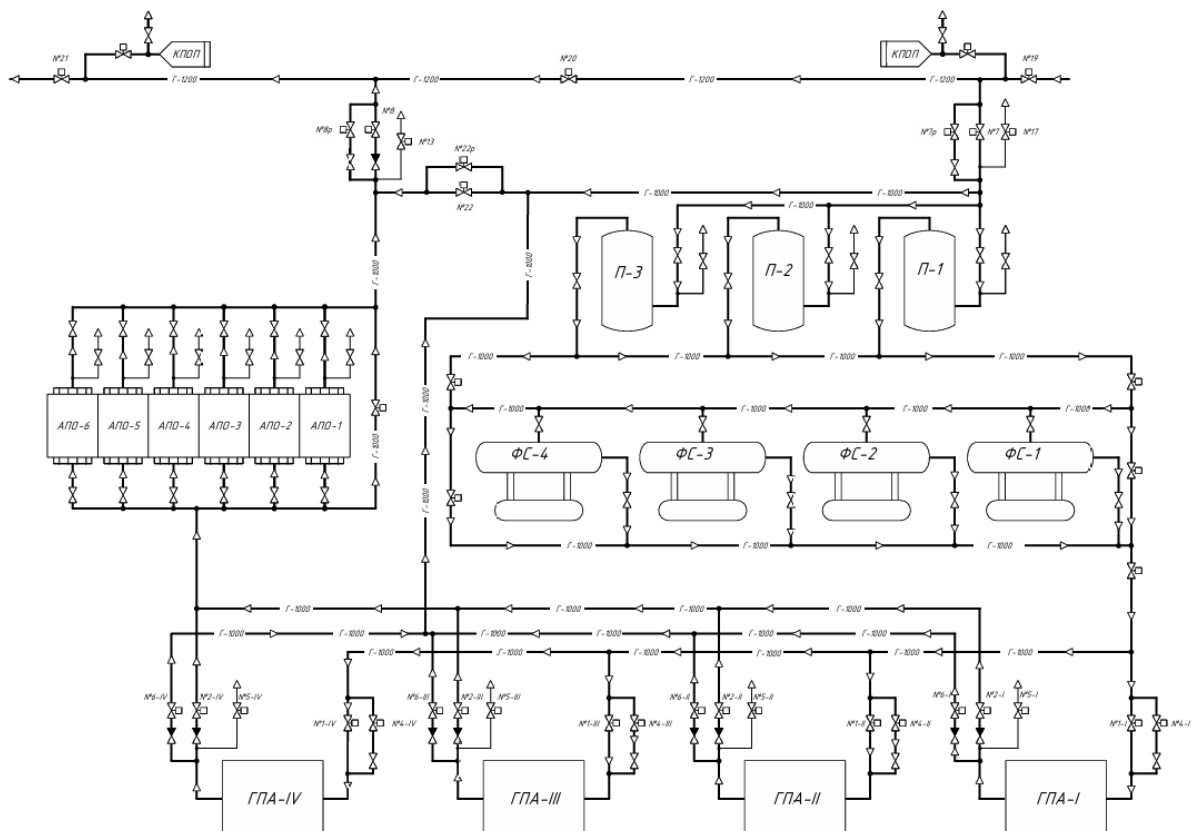


Рисунок 1.7 - Компресорна станція "Ананьїв". Схема технологічна

1.3.2 Газоперекачувальні агрегати КС

Основне технологічне обладнання, що забезпечує транспортування природного газу магістральними газопроводами, а також його компримування на компресорних станціях і в підземних сховищах, включає газоперекачувальні агрегати (ГПА).



Рисунок 1.8 - Газоперекачувальний агрегат

До складу ГПА входять нагнітач газу, двигун приводу, всмоктувальні та випускні пристрої (у разі використання газотурбінного приводу), системи автоматизації, маслосистема, паливоповітряні та масляні комунікації, а також допоміжне обладнання.

ГПА класифікуються за кількома параметрами. За типом використовуваних нагнітачів виділяють поршневі газомоторні компресори (газомотокомпресори) та агрегати із відцентровими нагнітачами. Залежно від способу приводу, розрізняють ГПА з газодвигунами внутрішнього згоряння (газомоторними двигунами), з газотурбінними приводами та з електроприводами.

Серед агрегатів із газотурбінним приводом виділяють моделі зі стаціонарним газотурбінним устаткуванням, а також обладнання, що використовує приводи на основі авіаційних або суднових газотурбінних двигунів.

Поршневі газомоторні компресори-ГПА поділяються на агрегати низького, середнього та високого тисків. Компресори низького тиску (0,3–2 МПа) здебільшого застосовуються на головних компресорних станціях для транспортування газу з виснажених родовищ і нафтових свердловин. Крім того, вони використовуються на компресорних станціях для перекачування низьконапірних штучних горючих газів.



Рисунок 1.9 - Поршневі компресори API 618

Компресори середнього тиску (2–5 МПа) переважно використовуються на проміжних компресорних станціях для підвищення пропускної здатності газопроводів. У свою чергу, агрегати високого тиску (9,8–12 МПа) встановлюють на таких станціях для закачування газу в підземні сховища. Коефіцієнт корисної дії (ККД) сучасних газомотокомпресорів може досягати 40%. Найбільш поширені моделі мають потужність у діапазоні 221–5510 кВт, тоді як за кордоном популярні агрегати з потужністю від 368 до 8100 кВт.

Газоперекачувальні агрегати (ГПА) з відцентровими нагнітачами широко застосовуються як у нашій країні, так і за кордоном - переважно на магістральних газопроводах в ролі основних агрегатів, а також як перший ступінь стискання для роботи з підземними сховищами.

Відцентрові нагнітачі поділяються на одноступінчасті (з коефіцієнтом стискання 1,23–1,25) та двоступінчасті (1,45–1,7). Вони вирізняються значно більшою продуктивністю порівняно з поршневими компресорами, забезпечуючи обсяги від 12 до 40 млн м³ газу на добу. ККД агрегатів із такими нагнітачами сягає 29%, а з використанням регенератора тепла показник підвищується до 35%.

Приводами для ГПА слугують газотурбінне обладнання або електродвигуни. Потужність ГПА з газотурбінним приводом становить 6, 10, 16 і 25 тис. кВт. Газотурбіни авіаційного й суднового типів мають менші габарити й масу порівняно зі стаціонарними, що дозволяє виконувати їх повне складання на заводах виробника і доставляти на компресорні станції в готовому вигляді.

ГПА з приводом на базі обладнання авіаційного типу часто виконують у блоково-контейнерному варіанті. Вони доставляються на місце експлуатації з уже інтегрованими системами пожежогасіння та вибухозахисту.

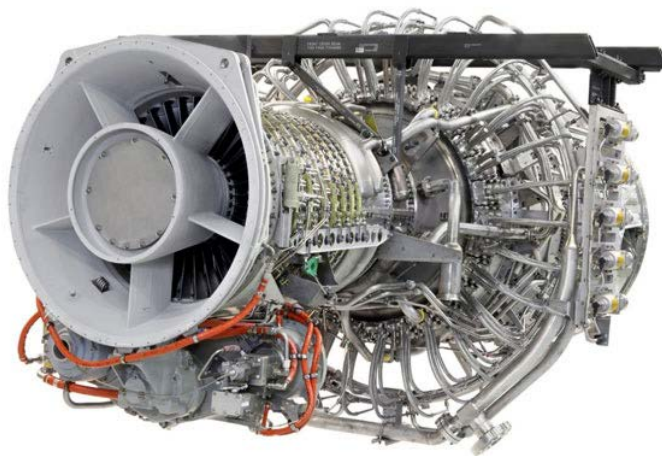


Рисунок 1.10 - Газова турбіна авіаційного типу PGT25+/LM2500+

Як електроприводи в ГПА використовують асинхронні двигуни потужністю до 4500 кВт і синхронні - з діапазоном потужності від 4000 до 12500 кВт. Максимальна ефективність використання ГПА із електроприводами досягається, коли компресорні станції розташовані не далі ніж 300 км від лінії електропередач.

1.3.3 Системи очищення технологічного газу на КС

Очищення технологічного газу зазвичай виконують одним етапом, використовуючи пиловловлювачі. Обладнання для цього оснащено так, щоб забезпечувати доступ до обслуговуваних компонентів (запірні механізми, люки, фланці, датчики рівня, манометри тощо) і виключати потрапляння газу всередину установок під час огляду, ремонту або технічного обслуговування. Крім того, передбачена можливість встановлення заглушок для проведення гідравлічних випробувань.

Залежно від експлуатаційних умов, система очищення може бути одно- або двоступеневою. На першому етапі застосовують масляні чи циклонні пиловловлювачі, а на другому - фільтри-сепаратори.

Система збору рідини та механічних домішок може бути автономною або інтегрованою із системою приймання та запуску очисних пристроїв.

Масляний пиловловлювач функціонує як резервуар із трьома зонами:

- нижня промивна зона підтримує постійний рівень солярного масла;
- середня відстійникова зона відділяє краплі масла від газу;
- верхня відбивна зона забезпечує заключну очистку газу.

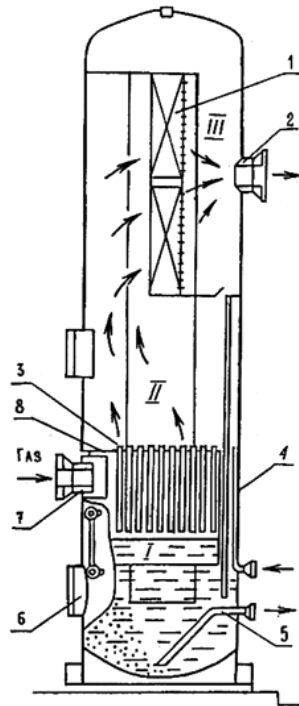


Рисунок 1.11 - Вертикальний масляний пиловловлювач

Основними недоліками масляних пиловловлювачів є постійні втрати масла, необхідність його очищення та потреба у підігріві в холодний сезон.

Циклонний пиловловлювач виготовляється у формі циліндра та містить циклонні елементи для ефективного пиловловлення. Він розрахований на робочий тиск газопроводу.

Фільтри-сепаратори пропускають газ через спеціальний шар скловолокна завтовшки близько 15 мм, що натягується на перфоровану трубу (коефіцієнт перфорації — приблизно 23%). У разі забруднення фільтрувальні елементи замінюють після вимкнення апарата і відкриття його кришки зі швидкокороз'ємним затвором.

Контроль роботи таких фільтрів здійснюється шляхом моніторингу перепаду тиску між секціями. Номінальний гідравлічний опір становить приблизно 0,044 МПа, тоді як максимально допустимий перепад (при забрудненні) сягає 0,078 МПа.

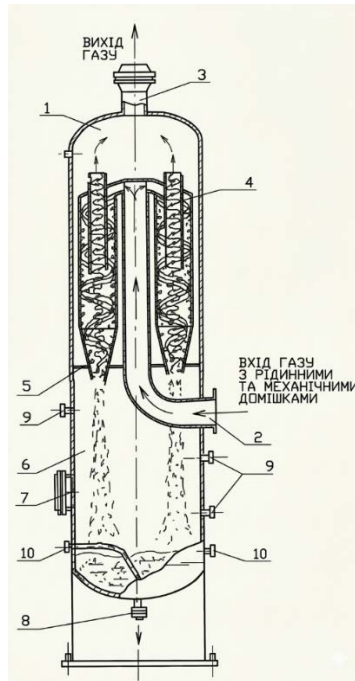


Рисунок 1.12 - Циклонний пиловловлювач

Практика експлуатації показує, що двоступеневе очищення є необхідним для станцій підземного збереження газу та першої компресорної станції після його видобутку зі сховищ. Після такого очищення концентрація механічних домішок у газі не перевищує 5 мг/м^3 .

1.3.4 Системи охолодження технологічного газу на КС

Системи охолодження технологічного газу на компресорних станціях відіграють важливу роль у забезпеченні ефективності та безпеки транспортування газу.

Під час процесу стискання газу на компресорних станціях відбувається значне підвищення його температури, величина якої залежить від вихідних параметрів і ступеня стискання. Надмірно висока температура на виході може

призвести до пошкодження ізоляції трубопроводів, зменшення ефективності транспортування і зростання енергозатрат.

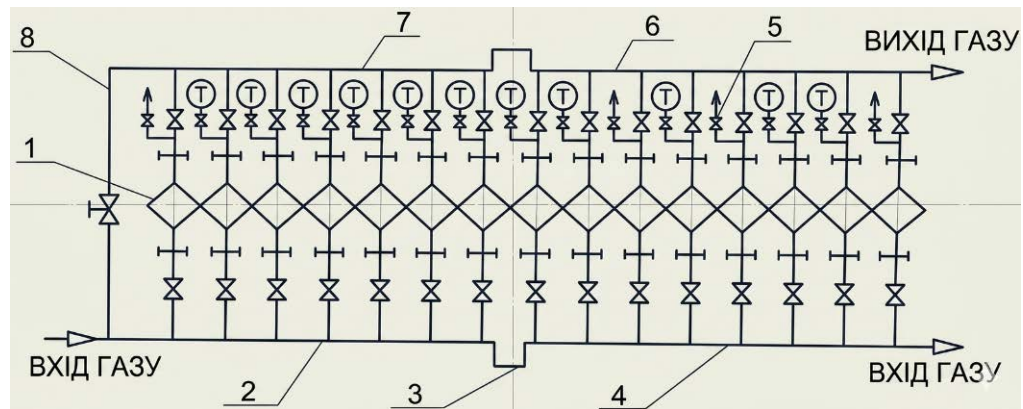


Рисунок 1.13 - План-схема обв'язки апаратів повітряного охолодження газу:

1 - апарат повітряного охолодження газу; 2, 4, 6, 7 - колектори; 3 - компенсатори; 5 - свічки; 8 - обвідна лінія

На МГ менших діаметрів газ встигає охолоджуватися за рахунок теплообміну з ґрунтом. Особливі вимоги ставляться до охолодження газу в північних регіонах, де трубопроводи прокладаються у вічномерзлих ґрунтах. У таких випадках газ потрібно охолоджувати іноді навіть до мінусових температур, щоб запобігти відтаванню ґрунту, яке може деформувати трубопровід і викликати аварійні ситуації.

Для охолодження газу застосовуються різні види теплообмінного обладнання: кожухотрубні апарати (у тому числі «труба в трубі»), компресійні та абсорбційні холодильні установки, градирні, повітряні охолоджувачі тощо.

Найпоширенішими на компресорних станціях є апарати повітряного охолодження (АПО), хоча їхня ефективність обмежується температурою навколишнього середовища. Особливо це помітно влітку, коли температура повітря не дозволяє суттєво знизити температуру газу. Як правило, температура

газу після охолодження в АПО знижується на 15–25 °С, але не може опускатися нижче за температуру повітря.

Зниження температури газу після процесу охолодження має низку переваг. Воно сприяє зменшенню його середньої температури на ділянці трубопроводу, що підвищує вхідний тиск перед наступною компресорною станцією. Це дозволяє знизити рівень необхідного стискання та загальні енерговитрати.

Оптимальний режим роботи систем охолодження враховує максимальну ефективність при мінімальних сукупних витратах енергії на охолодження та транспортування газу.

Варто зазначити, що апарати повітряного охолодження є екологічно безпечними, не вимагають значного водоспоживання і вирізняються порівняльною простотою експлуатації, що робить їх популярним рішенням для таких завдань.

Як охолоджувальне середовище у компресорних установках використовують воду або атмосферне повітря. Застосування повітря доцільне переважно на пересувних компресорних станціях або в регіонах, де водні ресурси є дорогими чи обмеженими. У деяких випадках використовують комбіновану систему охолодження, у якій проміжним теплоносієм виступає вода.

У такій схемі вода, завдяки високій інтенсивності теплообміну, ефективно відводить надлишкове тепло від сорочки охолодження компресора або від повітроохолоджувача. Це дозволяє зменшити габарити обладнання та підвищити його ефективність. Подальша передача тепла в навколишнє середовище здійснюється за допомогою так званих «сухих» градирень, які є досить габаритними інженерними спорудами.

З точки зору робочого циклу компресора, використання повітряного охолодження допускається за умови, що температура охолодженого середовища перевищує температуру навколишнього повітря не більше ніж на 20 °С.

1.4 Технологічна схема компресорної станції Ананьїв

Основне обладнання КС:

Газоперекачуючі агрегати ГТН-16М – 4

Фільтр-сепаратор ГП 605 – 4

Апарати повітряного охолодження газу 2АВГ-75 – 12

Установка підготовки газу ГП.987 – 1

Резервуари складу ПММ СПКБ – 8



Рисунок 1.14 - Компресорна станція Ананьїв

На компресорній станції передбачені наступні основні технологічні процеси: очищення газу від механічних домішок і рідини; компримування газу; охолодження газу.

Очищений газ надходить на всмоктування ГТУ, де компримується до 76 кгс/см².

Компримований газ по нагнітальним шлейфам надходить на установку охолодження газу (АПО).

1.5 Характеристика основного обладнання КС Ананьїв

1.5.1 Компресорний цех

На КС Ананьїв для компримування газу прийняті ГПА - ГТН-16М з нагнітачами Н-16. В існуючому компресорному цеху встановлено в індивідуальних укриттях 4 агрегати з газотурбінним приводом типу ГТН-16М, виробництва Свердловського турбомоторного заводу, що працюють за схемою 2 робочих + 2 резервних. Колекторна схема газової обв'язки ГПА дозволяє робити запуск і зупинку будь-якого агрегату при працюючому компресорному цеху.

ГПА поставляються із двигуном НК-16СТ.

Газоперекачувальні агрегати поставляються з повнонапірними нагнітачами, що обв'язуються трубопроводами Ду 1000 на вході і Ду 700 на виході, за рівнобіжною схемою.

Колекторна схема газової обв'язки ГПА дозволяє робити запуск і зупинку будь-якого агрегату при працюючому компресорному цеху.

Для охолодження масла, яке циркулює в системі маслозабезпечення агрегату і вентиляції відсіку двигуна призначений блок маслоохолоджувачів, встановлений на блоці систем забезпечення.

Для обігріву блоків і відсіків агрегату під час проведення пусконаладжуваних і регламентованих робіт в холодну пору року агрегат забезпечений системою обігріву.

Система підігріву циклового повітря забезпечує захист повітроочисного пристрою від обледеніння.

Злив відпрацьованого масла з піддонів агрегату здійснюється через колектор дренажу. Стикування блоків здійснюється через гнучкі перехідники, які дозволяють компенсувати неточності установки агрегату при монтажі.

Автоматизована система управління агрегату забезпечує роботу на всіх режимах без постійного перебування обслуговуючого персоналу біля агрегату.

1.5.2 Газоперекачувальні агрегати

Газоперекачувальний агрегат типу ГТН-16М – представляє собою блочну, комплектну автоматизовану установку із судновим двигуном потужністю 16 МВт призначений для транспортування природного газу по магістральним газопроводам.

Базовою збірною одиницею агрегату є турбоблок, в контейнері якого розміщені нагнітач із двигуном НК-16СТ.

Робота агрегату полягає в наступному: перекачуваний газ по газопроводу через всмоктувальний патрубок надходить у відцентровий нагнітач, де відбувається його стиснення і подача через нагнітальний патрубок в магістральний газопровід.

В якості приводу до нагнітача використовується газотурбінний двох вальний двигун НК-16СТ авіаційного типу, який працює на газі, що перекачується.

Принцип дії двигуна наступний. Очищене у повітроочисному пристрої агрегату повітря поступає в осьовий компресор двигуна, де воно стискається і поступає в камеру згорання. Одночасно, через робочі форсунки в камеру згорання подається паливо (природний газ). З камери згорання горючі гази направляються

на лопатки турбіни компресора, а по газоводу на силову турбіну. Механічний зв'язок між силовою турбіною і ротором нагнітача здійснюється через муфту.

Відпрацьовані гази через улітку, вихлопний пристрій і шумопоглинач вихлопу викидається в атмосферу. Розглянемо будову і роботу складових одиниць агрегату.

Таблиця 1.1 - Технічні й екологічні характеристики агрегатів

Показники	Характеристики ГТН-16М
Номінальна потужність за стандартних умов, МВт	16,0
Максимальна потужність ГТУ, МВт	20,0
Питома витрата палива, м ³ /кВт·год	0,416
Частота обертання ротора турбокомпресора, об/хв	6900
Частота обертання ротора силової турбіни, об/хв	6500
Робочий діапазон частоти обертання	5200 - 6900
Тиск паливного газу, МПа	1,76
Тиск пускового газу, МПа	1,18
Витрата газу на запуск	3,0
Тип нагнітача	Н-16-76
Продуктивність нагнітача млн. м ³ /доб	31,0
Тиск на вході нагнітача, МПа	5,17
Тиск на виході нагнітача, МПа	7,45
Ступінь стискання нагнітача	1,44
Кількість робочих коліс нагнітача	1
Місткість масло системи, м ³	22,4
Загальний ресурс тис. год.	100

1.5.3 Установка очищення газу

На КС передбачене одноступінчасте очищення газу в блоках фільтр-сепараторів типу ГП 605.00.000-03.

Кількість блоків фільтр-сепараторів - 4 шт. Підключення фільтр-сепараторів - колекторне.

Кількість апаратів установки очищення газу визначено по характеристиках ЦКБН таким чином, щоб при відключенні одного з апаратів навантаження на решту не виходило за межі їхньої максимальної продуктивності, а при роботі всіх апаратів - не виходило за межі мінімальної продуктивності.

Для запобігання замерзання рідини в зимовий час при відключенні апаратів передбачений підігрів нижньої частини корпусів пиловловлювачів.

1.5.4 Установка охолодження газу

Для підвищення стійкості лінійної частини газопроводу, збільшення його продуктивності і забезпечення умов нормальної експлуатації ізоляції газопроводу проектом передбачене охолодження газу на КС.

Охолодження газу передбачене в апаратах повітряного охолодження газу (АПО) типу 2АВГ-75 ТУ 26-02-913-81, виробництва Коростенського заводу. “Хіммаш”.

Привід кожного вентилятора – від електродвигуна ВАСО 16-29-24, потужністю 75 кВт.

Кількість встановлюваних АПО визначена гідравлічними і тепловими розрахунками газопровідної системи і складає 12 шт.

Обв'язка АПО газу - колекторна. Схемою передбачена можливість подачі газу по обведенню Ду 1000 минаючи АПО при роботі КС у зимовий час або при ремонтах установки охолодження.

До установки охолодження газу підведене стиснене повітря для ремонтних робіт і обдуву трубок теплообмінних апаратів, а також імпульсний газ керування кранами.

З метою економії електроенергії передбачена система автоматичного управління включенням і відключенням вентиляторів АПО в залежності від температури газу на виході ГПА і температури навколишнього середовища.

2 ПРОЄКТНИЙ РОЗДІЛ

Вихідні дані:

1. Склад природного газу (табл. 2.1);
2. Об'єкт – КС Ананьїв, газопровід – АПІ;
3. Тип ГПА – ГТН-16;
4. Тип нагнітача – Н-16-76-1,44;
5. Кількість встановлених ГПА – 4 шт. (2 в роботі + 2 в резерві);
6. Кількість працюючих ГПА – 1;
7. Тиск газу на вході – 5,18 МПа;
8. Тиск газу на виході (допустимий) – 7,45 МПа
9. Комерційна витрата газу – 30 млн. м³/д.;
10. Діаметр прилеглої ділянки – 1220 x 16,5 мм;
11. Довжина ділянки – 349 км.

2.1 Визначення фізичних властивостей природного газу

Склад газу (% об.), прийнято за табл. 2.1 та відповідає вимогам [1].

Таблиця 2.1 – Склад газу

Компоненти	Склад газу, x_i , % об.	
	Фактичний склад	Згідно з нормами
Метан	96,51	min 90
Етан	1,79	max 7
Пропан	0,91	max 3
Бутан	0,04	max 2
Пентан	0,00	max 1
Азот	0,72	max 5
Вуглекислий газ	0,03	max 2

Молярна маса

$$\mu = \sum_{i=1}^n (\mu_i r_i), \quad (2.1)$$

де μ_i – молярна маса складових газу, кг/кмоль;

r_i – об'ємні частки складових газу;

n – кількість складових природного газу,

$$\text{CH}_4 \quad 0,9651 \cdot 16,043 = 15,49$$

$$\text{C}_2\text{H}_6 \quad 0,0179 \cdot 30,070 = 0,54$$

$$\text{C}_3\text{H}_8 \quad 0,0091 \cdot 44,097 = 0,40$$

$$\text{C}_4\text{H}_{10} \quad 0,0004 \cdot 58,123 = 0,02$$

$$\text{N}_2 \quad 0,0072 \cdot 28,0135 = 0,20$$

$$\text{CO}_2 \quad 0,0003 \cdot 44,010 = 0,01$$

$$\mu = 16,66 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$$

Газова стала природного газу

$$R = \frac{R_*}{\mu}, \quad (2.2)$$

де R_* – універсальна газова стала, $R_* = 8314$ Дж/(кмоль·К),

$$R = \frac{8314}{16,66} = 499,04. \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$$

Відносна густина газу за повітрям

$$\Delta = \frac{R_{\text{пов}}}{R} = \frac{287}{R}, \quad (2.3)$$

де $R_{\text{пов}} = 287$ – газова стала сухого повітря, Дж/(кг·К),

$$\Delta = \frac{287}{499} = 0,575$$

Густина природного газу за н.у.

$$\rho_{\text{н}} = \rho_{\text{пов.н}} \cdot \Delta = 1,293 \cdot \Delta, \quad (2.4)$$

де $\rho_{\text{пов.н}} = 1,293$ – густина сухого повітря за н.у., кг/м³,

$$\rho_{\text{н}} = 1,293 \cdot 0,575 = 0,74 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Густина природного газу за ст.у.

$$\rho_{\text{ст}} = \rho_{\text{пов.ст}} \cdot \Delta = 1,204 \cdot \Delta, \quad (2.5)$$

де $\rho_{\text{пов.ст}} = 1,204$ – густина сухого повітря за стандартних умов, кг/м³,

$$\rho_{\text{ст}} = 1,204 \cdot 0,575 = 0,69 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Критичний тиск природного газу

$$P_{кр} = \sum_{i=1}^n P_{кр_i} x_i, \quad (2.6)$$

де $P_{кр_i}$ – критичний тиск складових газу, МПа.

Метан:

$$4,5988 \cdot 0,9651 = 4,438$$

Етан:

$$4,880 \cdot 0,0179 = 0,087$$

Пропан:

$$4,250 \cdot 0,0091 = 0,039$$

Бутан:

$$3,784 \cdot 0,0004 = 0,002$$

Пентан:

$$3,364 \cdot 0,0000 = 0$$

Азот:

$$3,390 \cdot 0,0072 = 0,024$$

Вуглекислий газ:

$$7,386 \cdot 0,0003 = 0,002$$

$$P_{кр} = 4,59 \text{ МПа.}$$

Критична температура природного газу

$$T_{\text{кр}} = \sum_{i=1}^n T_{\text{кр}i} x_i, \quad (2.7)$$

де $T_{\text{кр}i}$ – критична температура i -того компонента газу, К.

Метан:

$$190,555 \cdot 0,9651 = 183,94$$

Етан:

$$305,83 \cdot 0,0179 = 5,47$$

Пропан:

$$369,82 \cdot 0,0091 = 3,36$$

Бутан:

$$425,14 \cdot 0,0004 = 0,17$$

Пентан:

$$469,69 \cdot 0,0000 = 0$$

Азот:

$$126,20 \cdot 0,0072 = 0,91$$

Вуглекислий газ:

$$304,20 \cdot 0,0003 = 0,09$$

$$T_{\text{кр}} = 193,94 \text{ К.}$$

Нижча теплота згорання

$$Q_{\text{нр}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{нр}i} x_i, \quad (2.8)$$

де $Q_{\text{нр}i}$ – нижча теплота згорання складових компонентів газу,

Метан:

$$35812 \cdot 0,9651 = 34571$$

Етан:

$$63750 \cdot 0,0179 = 1141$$

Пропан:

$$91160 \cdot 0,0091 = 830$$

Бутан:

$$118570 \cdot 0,0004 = 47$$

Пентан:

$$145980 \cdot 0,0000 = 0$$

$$Q_{\text{нр}} = 36589 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Необхідний для розрахунків склад природного наведений в табл. 2.1, властивості компонентів природного газу в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Властивості складових компонентів газу [2]

Складова газу	μ , кг/кмоль	$P_{\text{кр}}$, МПа	$T_{\text{кр}}$, К	$Q_{\text{нр}}$, кДж/м ³
Метан	16,043	4,5988	190,555	35812
Етан	30,070	4,880	305,83	63750
Пропан	44,097	4,250	369,82	91160
Бутан	58,123	3,784	425,14	118570
Пентан	72,150	3,364	469,69	145980
Азот	28,0135	3,390	126,20	-
Двоокис вуглецю	44,010	7,386	304,20	-

2.2 Визначення наявної потужності газотурбінного приводу

Розрахунок наявної потужності газотурбінного двигуна, що використовується як привід відцентрових нагнітачів компресорної станції, здійснюється відповідно до методики [9].

Наявна потужність нагнітача

$$N_e^p = N_e^H \cdot K_{Ne} \cdot K_{об} \cdot K_y \cdot \left(1 - K_t \cdot \frac{T_3 - T_3^H}{T_3}\right) \frac{P_a}{0,1013} \quad (2.9)$$

де N_e^H – номінальна потужність ГТУ, кВт;

K_{Ne} – коефіцієнт врахування допусків і технічного стану ГТУ;

$K_{об}$ – коефіцієнт врахування впливу системи протидії обмерзанню;

K_y – коефіцієнт врахування впливу системи утилізації тепла відпрацьованих газів;

K_t – коефіцієнт врахування впливу температури зовнішнього середовища;

T_3^H – температура повітря на вході в ГТУ (номінальна), К;

T_3 – температура зовнішнього повітря на вході в ГТУ (розрахункова), К;

P_a – тиск атмосферного повітря, що залежить від висотної відмітки розташування компресорного цеху (розрахунковий), МПа.

Значення коефіцієнта $K_{об}$ обираються за даними документації ГТУ залежно від температури повітря, наявності системи запобігання обмерзанню, її типу. Коефіцієнт $K_{об}$ дорівнює 1,0 якщо:

- система протидії обмерзанню відсутності;
- система протидії обмерзанню не впливає на потужність ГТУ;
- розрахункова температура повітря на вході ГТУ вища 278 К.

Коефіцієнт врахування впливу системи утилізації теплоти відпрацьованих газів

$$K_y = 1 - K'_y \frac{\Delta P_y}{P_a}, \quad (2.10)$$

де ΔP_y – зростання гідравлічного опору вихлопного тракту ГТУ з наявності утилізаційної системи;

K'_y – коефіцієнт зростання гідравлічного опору вихлопного тракту ГТУ.

За відсутності даних утилізаційної системи коефіцієнт дорівнює $K_y = 0,985$. За відсутності утилізаційної системи $K_y = 1$.

Температура повітря на вході ГТУ визначається

$$T_z = T_a + \delta T_a, \quad (2.11)$$

де T_a – температура зовнішнього повітря середня за період, що розглядається [10] (в даній роботі - табл. 2.3);

δT_a – поправка, що враховує зміну кліматичних параметрів та місцевий підігрів повітря на вході ГТУ.

Таблиця 2.3 – Середньодобова температура для Одеської обл. [10]

Місяць	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Середньодобова температура, °C	-1,3	-0,6	2,9	9,2	15,3	19,6	22	21,6	17	11,3	5,8	1,1

Числові значення інших параметрів, які входять у формулу (2.10) та необхідні для розрахунку наявної потужності газотурбінного приводу нагнітачів наведені в табл. 2.4 та 2.5.

Таблиця 2.4 – Технічні параметри ГПА ГТН-16

Назва параметра	Позн.	ГТН-16
Номінальна потужність ГТУ, кВт	N_e^H	16000
Номінальна температура повітря на вході в ГТУ, К	T_3^H	288
Коефіцієнт, що враховує технічний стан ГТУ	K_{Ne}	0,95
Коефіцієнт, що враховує вплив температури атмосферного повітря	K_t	3,2
Механічний ККД нагнітача	η_m	0,99
Номінальна витрата паливного газу, тис. м ³ /д	$q_{гг}^H$	5,93

Температура зовнішнього повітря середня за період, що розглядається з [10] або (табл. 2.3). Для першого варіанту розрахунку приймаємо умови січня місяця, тобто середньомісячна температура дорівнює $t_a = -1,3$ °С. поправка, що враховує зміну кліматичних параметрів та місцевий підігрів повітря на вході ГТУ $\delta T_a = 5$ К.

Таблиця 2.5 – Залежність абсолютного атмосферного тиску від висоти над рівнем моря

Параметр	Значення параметра												
Висота над рівнем моря, м	0	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500	2750	3000
Абсолютний тиск атмосферного повітря, МПа	0,0998	0,0969	0,094	0,0913	0,0886	0,086	0,0833	0,0808	0,0783	0,0763	0,0744	0,0724	0,0704

Температура повітря на вході ГТУ за (2.12)

$$T_3 = -1,3 + 273,15 + 5 = 276,85 \text{ К.}$$

$$T_3 = -0,6 + 273,15 + 5 = 277,55 \text{ К.}$$

$$T_3 = 2,9 + 273,15 + 5 = 281,05 \text{ К.}$$

$$T_3 = 9,2 + 273,15 + 5 = 287,35 \text{ К.}$$

$$T_3 = 15,3 + 273,15 + 5 = 293,45 \text{ К.}$$

$$T_3 = 19,6 + 273,15 + 5 = 297,75 \text{ К.}$$

$$T_3 = 22 + 273,15 + 5 = 300,15 \text{ К.}$$

$$T_3 = 21,6 + 273,15 + 5 = 299,75 \text{ К.}$$

$$T_3 = 17 + 273,15 + 5 = 295,15 \text{ К.}$$

$$T_3 = 11,3 + 273,15 + 5 = 289,45 \text{ К.}$$

$$T_3 = 5,8 + 273,15 + 5 = 283,95 \text{ К.}$$

$$T_3 = 1,1 + 273,15 + 5 = 279,25 \text{ К.}$$

Висота КС над рівнем моря становить $\approx 100 \text{ м}$, тоді значення абсолютного атмосферного тиску в залежності від висоти компресорного цеху над рівнем моря (табл. 2.5) $P_a = 0,0986 \text{ МПа}$.

За формулою (2.9) визначаємо наявну потужність ГПА

$$N_e^p = 16000 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(1 - 3,2 \cdot \frac{276,85 - 288}{276,85}\right) \frac{0,0986}{0,1013} = 16701,61 \text{ кВт}$$

$$N_e^p = 16000 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(1 - 3,2 \cdot \frac{277,55 - 288}{277,55}\right) \frac{0,0986}{0,1013} = 16577,39 \text{ кВт}$$

$$N_e^p = 16000 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(1 - 3,2 \cdot \frac{281,05 - 288}{281,05}\right) \frac{0,0986}{0,1013} = 15965,61 \text{ кВт}$$

$$N_e^p = 16000 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(1 - 3,2 \cdot \frac{287,35 - 288}{287,35}\right) \frac{0,0986}{0,1013} = 14901,96 \text{ кВт}$$

$$N_e^p = 16000 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(1 - 3,2 \cdot \frac{293,45 - 288}{293,45}\right) \frac{0,0986}{0,1013} = 13915,59 \text{ кВт}$$

$$N_e^p = 16000 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(1 - 3,2 \cdot \frac{297,75 - 288}{297,75}\right) \frac{0,0986}{0,1013} = 13244,57 \text{ кВт}$$

$$N_e^p = 16000 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(1 - 3,2 \cdot \frac{300,15 - 288}{300,15}\right) \frac{0,0986}{0,1013} = 12878,41 \text{ кВт}$$

$$N_e^p = 16000 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(1 - 3,2 \cdot \frac{299,75 - 288}{299,75}\right) \frac{0,0986}{0,1013} = 12939,03 \text{ кВт}$$

$$N_e^p = 16000 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(1 - 3,2 \cdot \frac{295,15 - 288}{295,15}\right) \frac{0,0986}{0,1013} = 13647,97 \text{ кВт}$$

$$N_e^p = 16000 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(1 - 3,2 \cdot \frac{289,45 - 288}{276,85}\right) \frac{0,0986}{0,1013} = 14557,70 \text{ кВт}$$

$$N_e^p = 16000 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(1 - 3,2 \cdot \frac{283,95 - 288}{283,95}\right) \frac{0,0986}{0,1013} = 15470,13 \text{ кВт}$$

$$N_e^p = 16000 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \left(1 - 3,2 \cdot \frac{279,25 - 288}{279,25}\right) \frac{0,0986}{0,1013} = 16278,33 \text{ кВт}$$

Далі використовуємо дані табл. 2.3 та розраховуємо наявну потужність протягом року. Результати виведені в табл. 2.6 та на рис. 2.1.

Таблиця 2.6 – Значення наявної потужності ГПА протягом року

Місяць	Температура повітря на вході в ГТУ (розрахункова), T_3 , К	Наявна потужність ГТУ для привода відцентрових нагнітачів, N_e^p , кВт
1	276,85	16701,61
2	277,55	16577,39
3	281,05	15965,61
4	287,35	14901,96
5	293,45	13915,59
6	297,75	13244,57
7	300,15	12878,41
8	299,75	12939,03
9	295,15	13647,97
10	289,45	14557,70
11	283,95	15470,13
12	279,25	16278,33

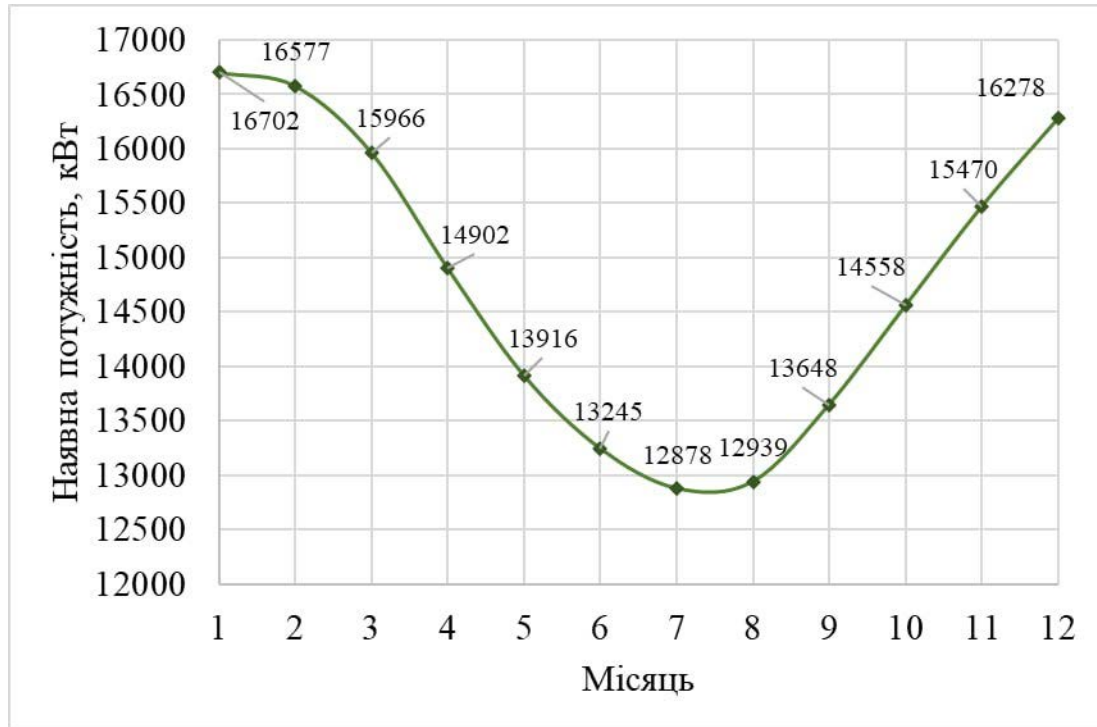


Рисунок 2.1 – Значення наявної потужності ГПА протягом року

2.3 Математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів ГПА компресорної станції

Виконаємо математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів.

У сучасній практиці для представлення характеристики нагнітача переважно використовується поліном другого степеню:

$$\begin{aligned}
 \varepsilon &= a_0 + a_1 \cdot Q_{зв} + a_2 \cdot Q_{зв}^2; \\
 \eta_{пол} &= k_0 + k_1 \cdot Q_{зв} + k_2 \cdot Q_{зв}^2; \\
 \left[\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right]_{зв} &= c_0 + c_1 \cdot Q_{зв} + c_2 \cdot Q_{зв}^2.
 \end{aligned}
 \tag{2.13}$$

де $Q_{зв}$ – зведена витрата газу на всмоктуванні нагнітача;

a_i, c_i, k_i – коефіцієнти математичних моделей зведених газодинамічних характеристик нагнітача ($i = 0; 1; 2$).

Коефіцієнти математичних моделей коефіцієнтів a, c і k можна визначити методом найменших квадратів шляхом обробки паспортних або фактичних характеристик відцентрового нагнітача. Достатня точність результатів може бути забезпечена при визначенні коефіцієнтів моделей за координатами трьох точок у робочій зоні нагнітача. Наприклад, для першого рівняння (2.13) формули для визначення коефіцієнтів мають вигляд:

$$\begin{aligned}
 a_2 &= \frac{\varepsilon_3 - \varepsilon_2 - \frac{(\varepsilon_2 - \varepsilon_1)(Q_3 - Q_2)}{Q_2 - Q_1}}{(Q_3 - Q_2)(Q_3 - Q_1)} \\
 &= \frac{1,368 - 1,45 - \frac{(1,45 - 1,462)(550 - 450)}{450 - 350}}{(550 - 450)(550 - 350)} \\
 &= -0,0000035 \\
 a_1 &= \frac{(\varepsilon_1 - \varepsilon_2) - a_2(Q_1^2 - Q_2^2)}{Q_1 - Q_2} \\
 &= \frac{(1,462 - 1,45) + 0,0000035(350^2 - 450^2)}{350 - 450} \\
 &= 0,00268 \\
 a_0 &= \varepsilon_1 - a_1 Q_1 - a_2 Q_1^2 = \\
 &= 1,462 - 0,00268 \cdot 350 + 0,0000035 \cdot 350^2 \\
 &= 0,95275
 \end{aligned} \tag{2.14}$$

$$\begin{aligned}
k_2 &= \frac{\eta_3 - \eta_2 - \frac{(\eta_2 - \eta_1)(Q_3 - Q_2)}{Q_2 - Q_1}}{(Q_3 - Q_2)(Q_3 - Q_1)} \\
&= \frac{0,76 - 0,817 - \frac{(0,817 - 0,787)(550 - 450)}{450 - 350}}{(550 - 450)(550 - 350)} \\
&= -0,00000435
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
k_1 &= \frac{(\eta_1 - \eta_2) - k_2(Q_1^2 - Q_2^2)}{Q_1 - Q_2} \\
&= \frac{(0,787 - 0,817) + 0,00000435(350^2 - 450^2)}{350 - 450} \\
&= 0,00378
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
k_0 &= \eta_1 - k_1 Q_1 - k_2 Q_1^2 \\
&= 0,787 - 0,00378 \cdot 350 + 0,00000435 \cdot 350^2 \\
&= -0,003125
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
c_2 &= \frac{\left[\frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_3 - \left[\frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_2 - \frac{\left(\left[\frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_2 - \left[\frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_1 \right) (Q_3 - Q_2)}{Q_2 - Q_1}}{(Q_3 - Q_2)(Q_3 - Q_1)} \\
&= \frac{500 - 470 - \frac{(470 - 381)(550 - 450)}{450 - 350}}{(550 - 450)(550 - 350)} \\
&= -0,00295
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
c_1 &= \frac{\left(\left[\frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_1 - \left[\frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_2 \right) - c_2(Q_1^2 - Q_2^2)}{Q_1 - Q_2} \\
&= \frac{(381 - 470) + 0,00295(350^2 - 450^2)}{350 - 450} = 3,25
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 c_0 &= \left[\frac{N_i}{\rho_{\text{вс}}} \right]_1 - c_1 Q_1 - c_2 Q_1^2 \\
 &= 381 - 3,25 \cdot 350 + 0,00295 \cdot 350^2 \\
 &= -395,125
 \end{aligned}$$

де $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3$ - значення ступеня підвищення тиску (за умови рівності одиниці зведених відносних обертів ротора нагнітача) при зведеній продуктивності нагнітача Q_1, Q_2, Q_3 відповідно.

Аналогічні залежності можна записати для визначення коефіцієнтів математичних моделей за даними, які зняті з робочої зони характеристик нагнітача.

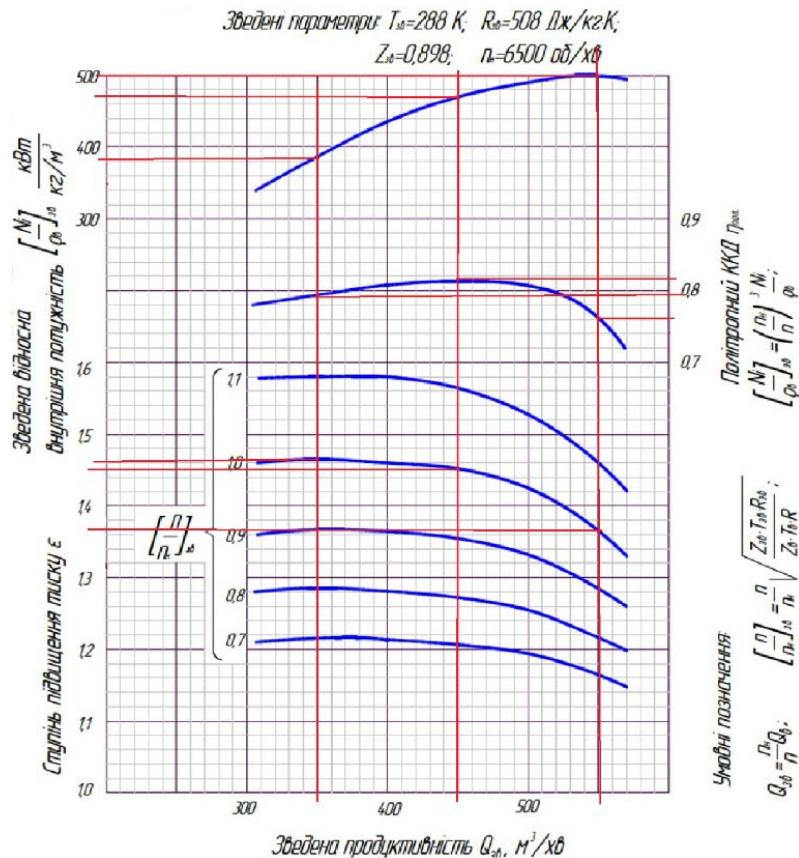


Рисунок 2.2 – Зведені газодинамічні характеристики нагнітача Н-16-76-1,44

Для визначення необхідно обрати три точки з робочої зони на газодинамічній характеристиці нагнітача (рис. 2.3) та виписати відповідні значення ε , $\eta_{\text{пол}}$, $\left[\frac{N_i}{\rho_{\text{вс}}}\right]_{\text{зв}}$.

Таблиця 2.7 – Дані для визначення коефіцієнтів математичних моделей

№	$Q_{\text{вс}}$, м ³ /хв	$\left[\frac{N_i}{\rho_{\text{вс}}}\right]_{\text{зв}}$, кВт/(кг/м ³)	$\eta_{\text{пол}}$	ε
1	350	381	0,787	1,462
2	450	470	0,817	1,45
3	550	500	0,76	1,368

Отримані наступні аналітичні моделі для розрахунку ε , $\eta_{\text{пол}}$, $\left[\frac{N_i}{\rho_{\text{вс}}}\right]_{\text{зв}}$:

$$\varepsilon = 0,95275 + 0,00268 \cdot Q_{\text{зв}} - 0,0000035 \cdot Q_{\text{зв}}^2;$$

$$\eta_{\text{пол}} = -0,003125 + 0,00378 \cdot Q_{\text{зв}} + 0,00000435 \cdot Q_{\text{зв}}^2;$$

$$\left[\frac{N_i}{\rho_{\text{вс}}}\right]_{\text{зв}} = -395,125 + 3,25 \cdot Q_{\text{зв}} + (-0,00295) \cdot Q_{\text{зв}}^2.$$

2.4 Розрахунок режиму роботи ГПА компресорної станції

Основною метою розрахунку режиму роботи газоперекачувального агрегата компресорної станції є визначення обертової частоти ротора нагнітача таким чином, щоб тиск на його виході не був меншим за номінальний, а ефективна потужність максимально наближалася до наявної потужності газотурбінної установки, при одночасному дотриманні умов щодо зведеної витрати та зведених відносних обертів нагнітача.

Компресорний цех працює з недовантаженням, 50 % від проєктної потужності.

Вихідні дані для режиму роботи ГПА:

- витрата комерційна 30 млн. м³/добу;
- абс. тиск на вході в нагнітач $P_{\text{вс}} = 5,18$ МПа;
- абс. температура газу у всмоктувальному патрубку нагнітача $T_{\text{вс}} = 293$ К;
- кількість груп паралельно працюючих груп ГПА $N = 1$ шт.

Коефіцієнт стисливості газу на вході в нагнітач

$$Z_{\text{вс}} = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot P_{\text{вс}} \cdot \frac{\Delta^{1,3}}{T_{\text{вс}}^{3,3}}. \quad (2.14)$$

$$Z_{\text{вс}} = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot 5,18 \cdot \frac{0.575^{1,3}}{293^{3,3}} = 0,8996.$$

З використанням рівняння стану реального газу Менделєєва-Клапейрона визначаємо густину газу (кг/м³) на вході в нагнітач

$$\rho_{\text{вс}} = \frac{P_{\text{вс}} \cdot 10^6}{Z_{\text{вс}} \cdot R \cdot T_{\text{вс}}}. \quad (2.15)$$

$$\rho_{\text{вс}} = \frac{5,18 \cdot 10^6}{0,8996 \cdot 499,04 \cdot 293} = 39,38 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Задаємося комерційною продуктивністю КС (за стандартних фізичних умов) $Q_{\text{КС}}$, млн.м³/д. Обчислюємо комерційну продуктивність через один нагнітач.

$$Q_0 = \frac{Q_{\text{КС}}}{N}. \quad (2.16)$$

$$Q_0 = \frac{30}{1} = 30 \text{ млн. м}^3/\text{д.}$$

Об'ємна витрату газу (м³/хв) на вході в нагнітач

$$Q_{\text{вс}} = \frac{\rho_{\text{ст}} \cdot Q_0}{\rho_{\text{вс}}} \cdot \frac{10^6}{1440}. \quad (2.17)$$

$$Q_{\text{вс}} = \frac{0,69 \cdot 30}{39,38} \cdot \frac{10^6}{1440} = 365,03 \frac{\text{м}^3}{\text{хв}}.$$

В першому наближенні приймаємо, що обертова частота нагнітача = 1, $\frac{n}{n_{\text{н}}} = 1$. Після проведення розрахунку перевірямо виконання технологічних обмежень, описаних нижче (2.26 - 2.29). Якщо умови не виконуються, то зменшуємо відносну обертову частоту і проводимо наступне наближення. Нижче наведений розрахунок в останньому наближенні.

Обертова частота нагнітача

$$\frac{n}{n_{\text{н}}} = 0,865.$$

Визначаємо зведену витрату газу

$$Q_{\text{зв}} = Q_{\text{вс}} \cdot \left(\frac{n}{n_{\text{н}}}\right)^{-1}. \quad (2.18)$$

$$Q_{\text{зв}} = 365,03 \cdot (0,865)^{-1} = 422 \frac{\text{м}^3}{\text{хв}}.$$

Зведена відносна обертова частота нагнітача а

$$\left[\frac{n}{n_H} \right] = \frac{n}{n_H} \sqrt{\frac{Z_{3B} \cdot R_{3B} \cdot T_{3B}}{Z_{BC} \cdot R \cdot T_{BC}}}, \quad (2.19)$$

де Z_{3B} , R_{3B} , T_{3B} – коефіцієнт стисливості газу, температура газу на вході та газова стала, за яких побудовані зведені газодинамічні характеристики нагнітача.

Зведені газодинамічні характеристики нагнітача:

- коефіцієнт стисливості газу $Z_{3B} = 0,898$;
- температура газу на вході $T_{3B} = 288$ К;
- газова стала $R_{3B} = 508$ Дж/(кг · К) .

$$\left[\frac{n}{n_H} \right]_{3B} = 0,865 \sqrt{\frac{0,898 \cdot 508 \cdot 288}{0,8996 \cdot 499,04 \cdot 293}} = 0,864.$$

Використовуючи математичні моделі (п. 2.3), визначаємо номінальний ступінь підвищення тиску газу ε_H , політропний ККД $\eta_{пол}$ та зведену відносну внутрішню потужність нагнітача $[N_i/\rho_{вс}]_{3B}$.

$$\varepsilon_H = 0,95275 + 0,00268 \cdot 422 - 0,0000035 \cdot 422^2 = 1,46$$

$$\eta_{пол} = -0,003125 + 0,00378 \cdot 422 - 0,00000435 \cdot 422^2 = 0,82$$

$$\left[\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right]_{3B} = -395,125 + 3,25 \cdot 422 + (-0,00295) \cdot 422^2 = 451,03 \frac{\text{кВт}}{\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}}.$$

Використання теореми подібності режимів роботи відцентрових машин дозволяє скоригувати ступінь підвищення тиску при зведеній відносній обертовій частоті нагнітача, яка не дорівнює одиниці

$$\varepsilon = \left\{ \left(\varepsilon_{\text{н}}^{\beta} - 1 \right) \cdot \left[\frac{n}{n_{\text{н-зв}}} \right]^2 + 1 \right\}^{\frac{1}{\beta}}, \quad (2.20)$$

$$\varepsilon = \left\{ \left(1,46^{0,29} - 1 \right) \cdot 0,864^2 + 1 \right\}^{\frac{1}{0,29}} = 1,33$$

де β – розрахунковий параметр,

$$\beta = \frac{k - 1}{k \cdot \eta_{\text{пол}}}, \quad (2.21)$$

k – показник адіабати природного газу, $k = 1,31$,

$$\beta = \frac{1,31 - 1}{1,31 \cdot 0,82} = 0,29.$$

Тиск газу на нагнітанні (виході з нагнітача, абсолютний)

$$P_{\text{н}} = \varepsilon \cdot P_{\text{вс}}. \quad (2.22)$$

$$P_{\text{н}} = 1,33 \cdot 5,18 = 6,89 \text{ МПа.}$$

Температура газу на виході нагнітача

$$T_{\text{H}} = T_{\text{BC}} \cdot \varepsilon^{\beta}. \quad (2.23)$$

$$T_{\text{H}} = 293 \cdot 1,33^{0,29} = 318 \text{ К.}$$

Внутрішня (індикаторна) потужність нагнітача

$$N_i = \rho_{\text{BC}} \cdot \left[\frac{N_i}{\rho_{\text{BC}}} \right]_{\text{ЗВ}} \cdot \left(\frac{n}{n_{\text{H}}} \right)^3, \quad (2.24)$$

$$N_i = 39,38 \cdot 451,03 \cdot 0,864^3 = 11455,7 \text{ кВт.}$$

Потужність споживана нагнітачем (ефективна потужність)

$$N_e = \frac{11455,7}{0,95 \cdot 0,99}, \quad (2.25)$$

де $\eta_{\text{м}}$ – механічний ККД нагнітача (табл. 2.3).

$$\eta_{\text{м}} = 0,99.$$

$$N_e = 12180,44 \text{ кВт.}$$

Отримані в результаті розрахунку параметрів режиму роботи КС підлягають перевірці на відповідність установленим технологічним обмеженням:

- величина тиску газу на нагнітанні повинна обмежуватися максимально допустимим рівнем, що встановлений вимогами міцності трубопроводів і обладнання

$$P_H \leq P_{\text{доп}}, \quad (2.26)$$

$$P_H = 6,89 \text{ МПа} \leq P_{\text{доп}} = 7,450 \text{ МПа};$$

- при заданих умовах на вході зведена продуктивність нагнітача повинна залишатися в межах від мінімального значення $Q_{\text{ЗВ}}^{\text{max}}$, яке забезпечує безпомпажний режим, до максимального значення $Q_{\text{ЗВ}}^{\text{max}}$

$$Q_{\text{ЗВ}}^{\text{max}} \leq Q_{\text{ЗВ}} \leq Q_{\text{ЗВ}}^{\text{max}}, \quad (2.27)$$

$$Q_{\text{ЗВ}}^{\text{max}} = 320 \frac{\text{м}^3}{\text{хв}} \leq Q_{\text{ЗВ}} = 422 \frac{\text{м}^3}{\text{хв}} \leq Q_{\text{ЗВ}}^{\text{max}} = 580 \frac{\text{м}^3}{\text{хв}};$$

- потужність, спожита нагнітачем, повинна не перевищувати наявну потужність газотурбінної установки

$$N_e \leq N_e^p, \quad (2.28)$$

$$N_e = 12180 \text{ кВт} \leq N_e^p = 12880 \text{ кВт};$$

- зведені відносні оберти не повинні меншими за мінімально допустиму $[n/n_H]_{\text{ЗВ}}^{\text{min}}$ та більшими за максимально допустиму $[n/n_H]_{\text{ЗВ}}^{\text{max}}$ паспортну величину

$$\left[\frac{n}{n_H} \right]_{\text{ЗВ}}^{\text{min}} \leq \left[\frac{n}{n_H} \right]_{\text{ЗВ}} \leq \left[\frac{n}{n_H} \right]_{\text{ЗВ}}^{\text{max}}, \quad (2.29)$$

$$\left[\frac{n}{n_{\text{н}}}_{\text{ЗВ}} \right]^{min} = 0,7 \leq \left[\frac{n}{n_{\text{н}}}_{\text{ЗВ}} \right] = 0,864 \leq \left[\frac{n}{n_{\text{н}}}_{\text{ЗВ}} \right]^{max} = 1,1.$$

Всі умови (2.26 - 2.29) виконуються.

Якщо умови (2.26 - 2.29) не виконуються, то розрахунки виконуються знову до виконання технологічних умов. Якщо зменшення обертової частоти нагнітача призводить до того, що зведені відносні оберти стають нижчими за мінімально допустиме значення, це означає неможливість реалізації даного режиму перекачування газу без порушення технологічних обмежень. У такій ситуації слід скоригувати параметри стану газу на межах трубопровідної системи або змінити кількість газоперекачувальних агрегатів, що функціонують на компресорній станції.

Аналіз роботи компресорної станції показав, що за умов недовантаження (близько 50% від проєктної потужності) фактична експлуатація здійснюється лише одним газоперекачувальним агрегатом, тоді як схема «два в роботі – два в резерві» відповідає проєктному режиму при повному навантаженні. Розрахунки показали, що у найнесприятливіший (теплий) період року ГПА спроможний розвинути необхідну потужність для забезпечення заданого рівня тиску при сталій продуктивності компримованого газу. Результати підтверджені табличними даними та графічними залежностями.

2.5 Розрахунок витрат паливного газу

Сумарна витрата паливного газу по компресорному цеху

$$Q_{\text{пг}} = 0,024 \cdot N \cdot q_{\text{пг}}, \quad (2.30)$$

де $q_{\text{пг}}$ – витрата паливного газу на один газотурбінний привід, тис. м³/год:

$$q_{\text{пг}} = q_{\text{пг}}^{\text{н}} \cdot \left(0,75 \cdot \frac{N_e}{N_e^{\text{н}}} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{T_3}{T_3^{\text{н}}}} \cdot \frac{P_a}{0,1013} \right) \cdot \frac{Q_{\text{нр}}^{\text{н}}}{Q_{\text{нр}}}, \quad (2.31)$$

$q_{\text{пг}}^{\text{н}}$ – витрата паливного газу (номінальна), наведена у табл. 2.4, тис. м³/год;

N_e – спожита потужність ГТУ (п. 2.2), кВт;

$N_e^{\text{н}}$ – потужність ГТУ (номінальна), кВт, (табл. 2.4);

T_3 – температура зовнішнього повітря на вході в ГТУ (п. 2.2), К;

$T_3^{\text{н}}$ – температура повітря на вході в ГТУ (номінальна), К, (табл. 2.4);

P_a – тиск атмосферного повітря, що залежить від висотної відмітки розташування компресорного цеху (розрахунковий), МПа (табл. 2.5);

$Q_{\text{нр}}^{\text{н}}$ – нормативна нижча теплота згорання природного газу, $Q_{\text{нр}}^{\text{н}} = 34500$ кДж/м³;

$Q_{\text{нр}}$ – розрахункове значення теплоти згорання природного газу (п.2.1), кДж/м³.

Витрата паливного газу (номінальна) з табл. 2.4

$$q_{\text{пг}}^{\text{н}} = 5,93 \text{ тис. } \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

Витрата паливного газу на один газотурбінний привід за (2.31)

$$\begin{aligned} q_{\text{пг1}} &= 5,93 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{16701,61}{16000} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{276,85}{288}} \cdot \frac{0,0986}{0,1013} \right) \cdot \frac{34500}{36589} \\ &= 5,71 \text{ тис. } \frac{\text{м}^3}{\text{год}}. \end{aligned}$$

$$q_{\text{пг2}} = 5,93 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{16577,39}{16000} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{277,55}{288}} \cdot \frac{0,0986}{0,1013} \right) \cdot \frac{34500}{36589}$$

$$= 5,68 \text{ тис. } \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

$$q_{\text{пг3}} = 5,93 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{15965,61}{16000} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{281,05}{288}} \cdot \frac{0,0986}{0,1013} \right) \cdot \frac{34500}{36589}$$

$$= 5,53 \text{ тис. } \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

$$q_{\text{пг4}} = 5,93 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{14901,96}{16000} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{287,35}{288}} \cdot \frac{0,0986}{0,1013} \right) \cdot \frac{34500}{36589}$$

$$= 5,26 \text{ тис. } \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

$$q_{\text{пг5}} = 5,93 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{13915,59}{16000} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{293,45}{288}} \cdot \frac{0,0986}{0,1013} \right) \cdot \frac{34500}{36589}$$

$$= 5,02 \text{ тис. } \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

$$q_{\text{пг6}} = 5,93 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{13244,57}{16000} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{297,75}{288}} \cdot \frac{0,0986}{0,1013} \right) \cdot \frac{34500}{36589}$$

$$= 4,85 \text{ тис. } \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

$$q_{\text{пг7}} = 5,93 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{12878,41}{16000} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{300,15}{288}} \cdot \frac{0,0986}{0,1013} \right) \cdot \frac{34500}{36589}$$

$$= 4,76 \text{ тис. } \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

$$q_{\text{пг8}} = 5,93 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{12939,03}{16000} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{299,75}{288}} \cdot \frac{0,0986}{0,1013} \right) \cdot \frac{34500}{36589}$$

$$= 4,78 \text{ тис. } \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

$$q_{\text{пг9}} = 5,93 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{13647,97}{16000} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{295,15}{288}} \cdot \frac{0,0986}{0,1013} \right) \cdot \frac{34500}{36589}$$

$$= 4,95 \text{ тис. } \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

$$q_{\text{пг10}} = 5,93 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{14557,70}{16000} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{289,45}{288}} \cdot \frac{0,0986}{0,1013} \right) \cdot \frac{34500}{36589}$$

$$= 5,18 \text{ тис. } \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

$$q_{\text{пг11}} = 5,93 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{15470,13}{16000} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{283,95}{288}} \cdot \frac{0,0986}{0,1013} \right) \cdot \frac{34500}{36589}$$

$$= 5,41 \text{ тис. } \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

$$q_{\text{пг12}} = 5,93 \cdot \left(0,75 \cdot \frac{16278,33}{16000} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{279,25}{288}} \cdot \frac{0,0986}{0,1013} \right) \cdot \frac{34500}{36589}$$

$$= 5,61 \text{ тис. } \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

Сумарна витрата паливного газу по КС (2.30)

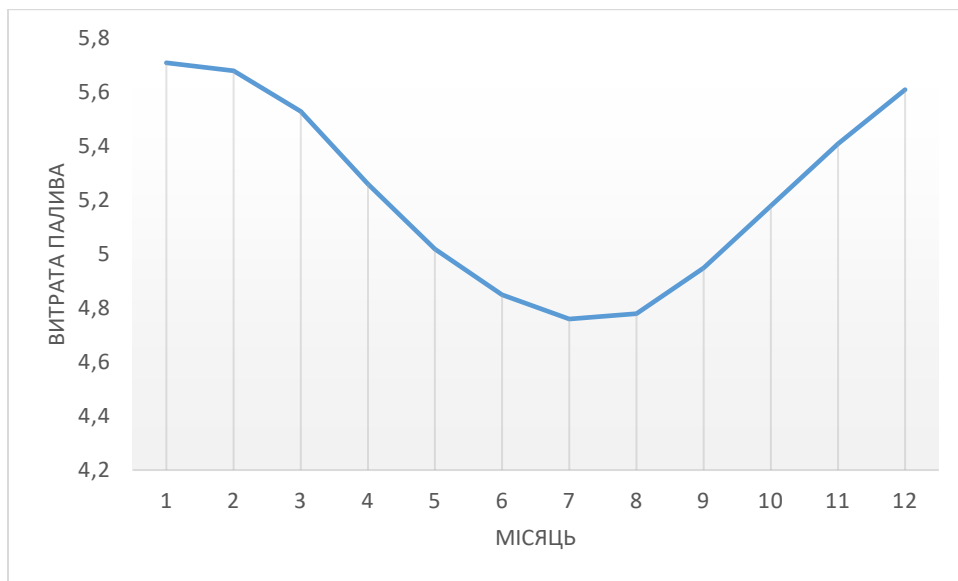


Рисунок 2.3 - Витрата паливного газу на один газотурбінний привід за місяць

2.6 Теплогідравлічний розрахунок ділянки газопроводу

Метою теплогідравлічного розрахунку є визначення параметрів руху та стану газу в трубопроводі після компресорної станції, зокрема розподілу тиску, температури, інколи швидкості потоку, а також оцінка гідравлічних втрат і теплових взаємодій із навколишнім середовищем. Такий розрахунок забезпечує перевірку відповідності експлуатаційних режимів проєктним умовам, підтверджує стабільність підтримання тиску та дозволяє своєчасно виявити потенційні ділянки з підвищеними втратами чи ризиком відхилень від нормативних показників.

Для виконання даного розрахунку необхідно врахувати наступні вихідні дані: геометричні параметри трубопроводу, фізичні характеристики транспортованого газу, теплофізичні властивості ґрунту на глибині укладання труби, а також абсолютний тиск і температуру газу на початку лінійної ділянки між КС

- зовнішній діаметр газопроводу $D = 1220 \times 16,5$ мм;
- довжина ділянки газопроводу $L = 349$ км;
- фізичні властивості транспортованого газу (п. 2.1);
- теплофізичні властивості ґрунту на глибині укладання труби надані в табл. 2.9;
- абсолютний тиск газу на виході нагнітача P_n (п. 2.4);
- абсолютний мінімальний тиск газу в кінці лінійної ділянки газопроводу $P_{\min \text{ вх}} = 5,13$ МПа.

Для отримання в першому наближенні значення абсолютного тиску газу на виході з ділянки газопроводу, з урахуванням практики теплогідрравлічних розрахунків МГ, приймаємо такі припущення:

- середня температура транспортованого газу на ділянці $T_{\text{ср}} = 300$ К;
- середнє значення коефіцієнта стисливості газу $Z_{\text{ср}} = 0,9$;
- значення коефіцієнту гідравлічного опору $\lambda = 0,009$.

Внутрішній діаметр газопроводу

$$d = (D - 2\delta) \cdot 10^{-3},$$

$$d = (1220 - 2 \cdot 16,5) \cdot 10^{-3} = 1,187 \text{ м.}$$

Абсолютний тиск газу на початку лінійної ділянки газопроводу

$$P_n = P_n - \Delta P_{\text{охл}} - \Delta P_{\text{вих}},$$

$$P_n = 6,89 - 0,06 - 0,11 = 6,72 \text{ МПа.}$$

Таблиця 2.8 – Температура ґрунту на різних глибинах у деяких пунктах України, °С

Пункти	Глиби- на, м	Місяці											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Київ	1,2	2,6	1,6	1,3	3,6	9,3	14,1	16,9	17,3	16,0	12,1	7,7	4,4
	1,6	3,8	2,8	2,2	3,5	7,9	12,4	13,5	16,2	15,7	12,7	9,0	5,7
Одеса	1,2	5,4	4,0	3,9	6,3	10,3	13,7	16,6	17,9	17,3	15,6	11,9	8,2
	1,6	9,5	7,8	6,5	6,3	8,2	10,8	13,1	15,1	15,9	15,2	13,6	11,5
Харків	1,2	4,3	3,3	2,7	3,3	7,9	11,3	13,9	15,2	14,7	12,3	9,2	6,4
	1,6	5,6	4,5	3,7	4,0	6,3	9,3	12,2	13,3	13,9	12,5	10,1	7,6

Тиск в кінці лінійної ділянки між КС

$$P_K = \sqrt{P_n^2 - \frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot \Delta \cdot Z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L}{(105,087 \cdot E)^2 \cdot d^5}}, \quad (2.32)$$

$$P_K = \sqrt{6,72^2 - \frac{30^2 \cdot 0,009 \cdot 0,575 \cdot 0,9 \cdot 300 \cdot 349}{(105,087 \cdot 0,95)^2 \cdot 1,187^5}} = 5,14 \text{ МПа.}$$

Середнє значення тиску газу на лінійній ділянці

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_n + \frac{P_K^2}{P_n + P_K} \right), \quad (2.33)$$

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left(6,72 + \frac{5,14^2}{6,72 + 5,14} \right) = 5,96 \text{ МПа.}$$

Середнє значення теплоємності транспортованого газу на лінійній ділянці

$$C_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T_{cp} + 1,96 \cdot 10^6 \cdot \frac{P_{cp} - 0,1}{T_{cp}^3}, \quad (2.34)$$

$$C_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot 300 + 1,96 \cdot 10^6 \cdot \frac{5,96 - 0,1}{300^3} = 2,67 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

Середнє значення коефіцієнта Джоуля-Томсона

$$D_j = \frac{1}{C_p} \cdot \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{T_{cp}^2} - 1,5 \right), \quad (2.35)$$

$$D_j = \frac{1}{2,67} \cdot \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{300^2} - 1,5 \right) = 3,51 \text{ К/МПа}.$$

Повний коефіцієнт теплопередачі від транспортованого газу до навколишнього середовища у випадку підземного укладання газопроводу

$$K = \frac{2 \cdot \lambda_{гр}}{D_3} \cdot \left\{ \ln \left[\frac{2 \cdot h_0}{D_3} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot h_0}{D_3} \right)^2 - 1} \right] \right\}^{-1}, \quad (2.36)$$

де $\lambda_{гр} = 1,75 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$ – середнє значення коефіцієнта теплопровідності ґрунту вздовж лінійної ділянки газопроводу (табл. 2.9);

$D_3 = 1,220 \text{ м}$ – зовнішній діаметр газопроводу;

$h_0 = 1,61 \text{ м}$ – глибина залягання осі трубопроводу,

$$K = \frac{2 \cdot 1,75}{1,220} \cdot \left\{ \ln \left[\frac{2 \cdot 1,61}{1,220} + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot 1,61}{1,220} \right)^2 - 1} \right] \right\}^{-1} = 1,76 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Таблиця 2.9 – Середні значення коефіцієнта теплопровідності ґрунтів

Ґрунт	Ступінь вологості	$\lambda_{\text{гр}}$, Вт/(м·К)
Глина	Суха	1,0
	Помірно волога	1,9
	Волога	2,7
Суглинок	Сухий	0,8
	Помірно вологий	1,8
	Вологий	2,4
Супісок	Сухий	0,6
	Помірно вологий	1,7
	Вологий	2,2
Пісок	Сухий	0,4
	Помірно вологий	1,6
	Вологий	2,0
Ґрунт насипний	Сухий	0,2
Ґрунт скельний	По сухій піщаній подушці	0,35
Ґрунт на підводних переходах	Сильно обводнений	3,0

Параметр α

$$\alpha = \frac{0,225 \cdot K \cdot D_3}{C_p \cdot Q \cdot \Delta}, \quad (2.37)$$

$$\alpha = \frac{0,225 \cdot 1,76 \cdot 1,220}{2,67 \cdot 30 \cdot 0,575} = 0,010 \frac{1}{\text{км}}.$$

Середня температура ґрунту на глибині укладання трубопроводу (табл. 2.8)

$$T_{\text{гр}} = 286,25 \text{ К.}$$

Зведена температура ґрунту (з урахуванням ефекту Джоуля-Томсона)

$$T_{\text{зв}} = T_{\text{гр}} - \frac{D_j \cdot (P_n^2 - P_k^2)}{2 \cdot a \cdot L \cdot P_{\text{ср}}}, \quad (2.38)$$

$$T_{\text{зв}} = 286,25 - \frac{3,51 \cdot (6,72^2 - 5,14^2)}{2 \cdot 0,010 \cdot 349 \cdot 5,96} = 284,66 \text{ К.}$$

Середня температура транспортованого газу на лінійній ділянці з урахуванням ефекту Джоуля-Томсона

$$T_{\text{ср}} = T_{\text{зв}} + \frac{T_n - T_{\text{зв}}}{\alpha \cdot L} \cdot [1 - \exp(-\alpha \cdot L)], \quad (2.39)$$

$$T_{\text{ср}} = 284,66 + \frac{313 - 284,66}{0,010 \cdot 349} \cdot [1 - \exp(-0,010 \cdot 349)] = 292,53 \text{ К.}$$

Середній коефіцієнт стисливості газу

$$Z_{\text{ср}} = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot P_{\text{ср}} \cdot \frac{\Delta^{1,3}}{T_{\text{ср}}^{3,3}}, \quad (2.40)$$

$$Z_{\text{ср}} = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot 5,96 \cdot \frac{0,575^{1,3}}{292,53^{3,3}} = 0,88.$$

Число Рейнольдса

$$Re = 17,75 \cdot \frac{Q \cdot \Delta}{d \cdot \eta}, \quad (2.41)$$

де η – коефіцієнт динамічної в'язкості природного газу за умов транспортування магістральними газопроводами, $\eta = 12,5 \cdot 10^{-6}$ Па·с,

$$Re = 17,75 \cdot \frac{30 \cdot 0,575}{1,187 \cdot 12,5 \cdot 10^{-6}} = 20636057,29$$

Коефіцієнт гідравлічного опору в газопроводі

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot k_e}{d} \right)^{0,2}, \quad (2.42)$$

де k_e – еквівалентна абсолютна шорсткість внутрішньої поверхні стінки труби, $k_e = 0,03$ мм,

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{20636057,29} + \frac{2 \cdot 0,00003}{1,187} \right)^{0,2} = 0,0095 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}.$$

Уточнений абсолютний тиск газу у кінці лінійної ділянки $P_{\text{кy}}$

$$P_{\text{к}} = P_{\text{к}} = \sqrt{6,72^2 - \frac{30^2 \cdot 0,0095 \cdot 0,575 \cdot 0,88 \cdot 292,53 \cdot 349}{(105,087 \cdot 0,95)^2 \cdot 1,187^5}} = 5,13 \text{ МПа}.$$

Перевіряємо умову

$$P_K > P_{\min \text{ ВХ}},$$

$$5,14 \text{ МПа} > 5.13 \text{ МПа}.$$

Температура газу у кінці ділянки газопроводу

$$T_K = T_{\text{зв}} + (T_n - T_{\text{зв}}) \cdot \exp(-\alpha \cdot L). \quad (2.43)$$

$$T_K = 284,66 + (313 - 284,66) \cdot \exp(-0,010 \cdot 349) = 285,52 \text{ К}.$$

Теплогідравлічний розрахунок засвідчує, що в умовах недовантаження компресорна станція забезпечує стабільне підтримання тиску в заданих межах, що створює передумови для тимчасового виведення з роботи наступної станції та дає змогу транспортувати газ до кінцевого пункту призначення без додаткового дотискування.

3 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ

3.1 Охорона праці під час транспортування природного газу

Охорона праці під час транспортування природного газу є важливою складовою виробничого процесу, оскільки об'єкти газотранспортної системи відносяться до категорії підвищеної небезпеки. Магістральні газопроводи та компресорні станції функціонують під високим тиском, що створює ризик виникнення аварійних ситуацій, витоків газу, вибухів та пожеж. Враховуючи це, організація безпечної експлуатації таких об'єктів базується на дотриманні вимог нормативних документів України, зокрема законодавства з охорони праці, правил безпеки в газовій промисловості та стандартів технічної експлуатації.

У межах охорони праці додатково слід враховувати психофізіологічні фактори, пов'язані з роботою персоналу у змінному режимі та підвищеною відповідальністю. Встановлення чітких регламентів праці та відпочинку дозволяє знизити втому та ймовірність помилок. Важливим є впровадження систем дистанційного керування і діагностики, які зменшують необхідність перебування працівників у небезпечних зонах.

Особлива увага приділяється діям персоналу в аварійних ситуаціях. Працівники повинні чітко знати порядок евакуації, способи відключення обладнання та правила використання засобів пожежогасіння. Регулярне проведення навчальних тренувань дозволяє відпрацювати алгоритми дій і підвищити готовність до реагування. Крім того, необхідно забезпечити наявність планів локалізації та ліквідації аварій, які враховують особливості конкретного об'єкта.

Додаткові заходи також включають посилений контроль за проведенням вогневих робіт. Такі роботи допускаються лише за наявності спеціального

дозволу та виконання всіх необхідних підготовчих дій, зокрема очищення робочої зони від горючих речовин і перевірки відсутності газу. Після завершення робіт проводиться повторний контроль середовища для виключення ризику займання.

3.2 Виробниче середовище

Виробниче середовище на компресорних станціях характеризується наявністю небезпечних та шкідливих факторів. До них належить підвищений рівень шуму і вібрації від роботи газоперекачувальних агрегатів, можливе виділення природного газу у разі порушення герметичності обладнання, а також підвищена температура поверхонь машин і трубопроводів. Природний газ є вибухонебезпечним середовищем, тому навіть незначна його концентрація у повітрі може призвести до загоряння за наявності джерела запалювання. Крім того, небезпеку становить високий тиск у трубопроводах, який може спричинити руйнування елементів системи при пошкодженні або зношенні матеріалів.

Для забезпечення безпечних умов праці застосовуються технічні рішення, що передбачають герметизацію обладнання, використання автоматизованих систем контролю та сигналізації, а також впровадження систем аварійного захисту. На компресорних станціях встановлюються газоаналізатори, які забезпечують безперервний контроль концентрації газу в повітрі робочої зони. У разі перевищення допустимих значень автоматично спрацьовують системи оповіщення та відключення обладнання. Важливе значення має також система вентиляції, яка забезпечує видалення можливих скупчень газу та підтримання безпечного повітряного середовища.

3.3 Організаційні заходи

Організаційні заходи передбачають проведення інструктажів з охорони праці, навчання персоналу безпечним методам виконання робіт, а також регулярну перевірку знань працівників. До виконання робіт допускаються лише особи, які пройшли медичний огляд та відповідну підготовку.

Особлива увага приділяється роботам підвищеної небезпеки, таким як ремонтні роботи на діючих газопроводах або обслуговування обладнання під тиском. У таких випадках оформлюються наряди-допуски, що визначають умови безпечного виконання робіт.

Важливою складовою є використання засобів індивідуального захисту. Працівники забезпечуються спеціальним одягом, взуттям, засобами захисту органів дихання, слуху та зору залежно від умов праці. Наприклад, у зонах з підвищеним рівнем шуму застосовуються протишумові навушники або вкладиші, а при можливому контакті з газом використовуються фільтрувальні або ізолюючі протигази.

3.4 Пожежна безпека

Пожежна безпека на об'єктах газотранспортної системи забезпечується комплексом заходів, спрямованих на запобігання виникненню пожеж та їх швидку ліквідацію. Території компресорних станцій обладнуються системами пожежогасіння, засобами первинного пожежогасіння, а також автоматичними установками виявлення пожежі. Забороняється використання відкритого вогню та іскроутворюючих інструментів у вибухонебезпечних зонах. Електрообладнання повинно відповідати вимогам вибухозахищеності.

Пожежна безпека на об'єктах транспортування природного газу повинна враховувати специфіку вибухонебезпечного середовища та безперервність технологічних процесів. Додатково передбачається зонування території компресорних станцій за ступенем вибухонебезпеки з відповідним маркуванням і обмеженням доступу сторонніх осіб. У таких зонах застосовується електрообладнання у вибухозахищеному виконанні, а всі металеві конструкції підлягають заземленню для відведення статичної електрики. Важливо забезпечити контроль за можливими джерелами запалювання, включаючи іскри від механічного тертя, електричні розряди та перегрів обладнання.

Додаткові вимоги передбачають впровадження автоматичних систем пожежогасіння, що використовують газові або порошкові вогнегасні речовини, які не пошкоджують технологічне обладнання. Такі системи повинні інтегруватися з установками контролю параметрів процесу та аварійного відключення, що дозволяє оперативно локалізувати небезпечну ситуацію. Значну роль відіграє постійний моніторинг стану ізоляції трубопроводів і герметичності з'єднань, оскільки навіть незначні витoki газу можуть стати причиною загоряння.

3.5 Технічне обслуговування

Окрему увагу приділяють технічному обслуговуванню та діагностиці газопроводів і обладнання компресорних станцій. Регулярний контроль стану трубопроводів, зварних з'єднань, арматури та ізоляції дозволяє своєчасно виявляти дефекти та запобігати аваріям. Застосовуються сучасні методи неруйнівного контролю, які дають змогу оцінити технічний стан без зупинки технологічного процесу.

Таким чином, забезпечення охорони праці при транспортуванні природного газу магістральними газопроводами та компресорними станціями ґрунтується на комплексному підході, що поєднує технічні засоби безпеки, організаційні заходи та підготовку персоналу. Дотримання встановлених вимог дозволяє знизити рівень виробничого травматизму, забезпечити надійну роботу обладнання та безперервність транспортування газу.

4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

В даному розділі кваліфікаційної роботи необхідно розрахувати техніко-економічні показники з експлуатації обладнання КС «Ананьїв», а саме:

- виробничу програму КС «Ананьїв»;
- поточні витрати з експлуатації КС «Ананьїв» за рік.

Вихідні дані для розрахунку:

- продуктивність КС «Ананьїв» $q_{мг}^o = 20,80 \cdot 10^6$ м³/добу;
- об'єм транспортування газу по ділянках № 1 і № 2 $Q_{річ.} = 7,0 \cdot 10^9$ м³/рік;
- кількість ГПА, встановлених в КС «Ананьїв» $n_{ГПА} = 4$ шт.;
- кількість робочих ГПА в КС «Ананьїв» $n_{роб.1} = 1$ шт.;
- кількість резервних ГПА в КС «Ананьїв» $n_{рез.1} = 3$ шт.;
- номінальна потужність ГТН-16 $N_{el}^H = 16000$ кВт;
- витрати мастила ТП-22С на КС «Ананьїв» $G_{\Sigma ml} = 170,10$ кг/добу;
- фактичні добові витрати паливного газу для всіх ГПА КС «Ананьїв» складають $q_{ПГ} = 0,409 \cdot 10^6$ м³/доба;
- витрати газу при аварійній зупинці КС «Ананьїв» $Q_{ав.} = 8,01 \cdot 10^6$ м³/рік;
- зовнішній діаметр ділянки газопроводу $D_n = 1220$ мм;
- довжина ділянки газопроводу 1 $l_1 = 209$ км;
- довжина ділянки газопроводу 2 $l_2 = 140$ км;
- витрати газу на пуск/зупинку одного ГТН-16 $q_l^{ПЗ} = 4000$ м³;
- усереднена кількість пусків/зупинок одного ГПА протягом року для КС, $M^{ПЗ} = 20$;
- втрати газу через системи ущільнення на один ГТН-16 за годину $q_l^{ВУ} = 0,0320$ м³/(кВт-год.·год.);
- відсоток витрати газу на інші потреби від витрат газу на ГПА КС «Ананьїв» $H_{ини} = 7,5$ %.

4.1 Розрахунок виробничої програми КС «Ананьїв»

Усереднена кількість годин роботи одного ГПА за рік t , год.

$$t = \frac{24 \cdot n_{\text{роб.1}} \cdot T_{\kappa}}{n_{\text{ГПА}}}, \quad (4.1)$$

де t – усереднена кількість годин роботи одного ГПА за рік, год.;

24 – тривалість однієї доби, год.

$$t = \frac{24 \cdot 1 \cdot 365}{4} = 2190,00 \text{ год.}$$

Витрати газу на роботу ГПА під навантаженням $Q_{\text{ПГ}}$, м³

$$Q_{\text{ПГ}} = \frac{q_{\text{ПГ}} \cdot t}{24}, \quad (4.2)$$

де $Q_{\text{ПГ}}$ – витрати газу на роботу ГПА під навантаженням, м³.

$$Q_{\text{ПГ}} = \frac{0,409 \cdot 10^6 \cdot 2190,00}{24} = 37303,43 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Витрати газу на пуски та зупинки ГПА протягом року $Q^{\text{ПЗ}}$, м³

$$Q^{\text{ПЗ}} = q_1^{\text{ПЗ}} \cdot M^{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{ГПА}}, \quad (4.3)$$

де $Q^{\text{ПЗ}}$ – витрати газу на пуски та зупинки ГПА протягом року, м³.

$$Q^{\text{ПЗ}} = 4000 \cdot 20 \cdot 4 = 320,00 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Втрати газу через системи ущільнення ГПА протягом року $Q^{\text{ВУ}}$, м³

$$Q^{\text{ВУ}} = q_1^{\text{ВУ}} \cdot t \cdot N_e^{\text{н}} \cdot n_{\text{ГПА}}, \quad (4.4)$$

де $Q^{\text{ВУ}}$ – втрати газу через системи ущільнення ГПА протягом року, м³.

$$Q^{\text{ВУ}} = (0,0320 \cdot 2190,00 \cdot 16000 \cdot 4) = 4485,12 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Загальні витрати газу на ГПА за рік $Q_{\text{ГПА}}$, м³

$$Q_{\text{ГПА}} = Q_{\text{ПГ}} + Q^{\text{ПЗ}} + Q^{\text{ВУ}}, \quad (4.5)$$

де $Q_{\text{ГПА}}$ – загальні витрати газу на ГПА за рік, м³.

$$Q_{ГПА} = 37303,43 \cdot 10^3 + 320,00 \cdot 10^3 + 4485,12 \cdot 10^3 = 42108,55 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Витрати газу на інші потреби КС «Ананьїв» $Q_{інш.}$, м³

$$Q_{інш.} = \frac{Q_{ГПА} \cdot H_{інш.}}{100}, \quad (4.6)$$

де $Q_{інш.}$ – витрати газу на інші потреби КС «Ананьїв», м³.

$$Q_{інш.} = \frac{42108,55 \cdot 10^3 \cdot 7,5}{100} = 3158,14 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Загальні витрати газу на власні потреби КС «Ананьїв» за рік $Q_{ВП}$, м³

$$Q_{ВП} = Q_{ГПА} + Q_{інш.}, \quad (4.7)$$

де $Q_{ВП}$ – загальні витрати газу на власні потреби КС за рік, м³.

$$Q_{ВП} = 42108,55 \cdot 10^3 + 3158,14 \cdot 10^3 = 45266,69 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Об'єм товарного газу $Q_{тов.}$, м³

$$Q_{тов.} = Q_p - Q_{ВП} - Q_{ав.}, \quad (4.8)$$

де $Q_{тов.}$ – об'єм товарного газу $Q_{тов.}$, м³.

$$Q_{тов.} = 7,00 \cdot 10^9 - 45266,69 \cdot 10^3 - 8,01 \cdot 10^6 = 6,992 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

4.2 Розрахунок річних поточних витрат з експлуатації КС «Ананьїв»

До складу експлуатаційних витрат по КС «Ананьїв» входять наступні статті витрат:

1. Фонд заробітної плати.
2. Відрахування на соціальні страхування.
3. Матеріальні затрати.
4. Амортизаційні відрахування.
5. Відрахування у ремонтних фондів.
6. Інші грошові витрати.

4.2.1 Розрахунок фонду заробітної плати

Основна заробітна плата в дипломного проєкті розраховується на підставі штатного розкладу персоналу компресорного цеху, установлених тарифних ставок і посадових окладів.

Розрахунок основного фонду заробітної плати за місяць виконано в табличній формі за штатним розкладом персоналу цеху (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Розрахунок місячного фонду заробітної плати персоналу КС «Ананьїв» $З_{\text{міс.}}$, грн. [12]

Найменування посад і професій	Розряд	Кількість, осіб	Місячна тарифна ставка (оклад), грн.	Місячний тарифний фонд заробітної плати, грн.	Премія		Місячний фонд основної заробітної плати, грн.
					%	Сума, грн.	
1	2	3	4	5	6	7	8
Начальник КС		1	15950,0	15950,0	-		15950,0
Старші диспетчери		5	12870,0	64350,0	22	14157,0	78507,0
Старший інженер з ремонту КС		1	13530,0	13530,0	-		13530,0
Старший інженер по КПП і автоматиці		1	13695,0	13695,0	-		13695,0
Технік - хімік		1	10120,0	10120,0	15	1518,0	11638,0
Машиністи КС	VI	2	12100,0	24200,0	20	4840,0	29040,0
Машиністи КС	V	6	11330,0	67980,0	20	13596,0	81576,0
Машиністи КС	IV	7	10560,0	73920,0	20	14784,0	88704,0
Оператор КПП	V	1	11330,0	11330,0	15	1699,5	13029,5
Оператор КПП	IV	2	10670,0	21340,0	15	3201,0	24541,0
Оператор по регенерації масел	IV	1	11330,0	11330,0	15	1699,5	13029,5
Акумуляторщик	IV	1	10670,0	10670,0	10	1067,0	11737,0
Токарь	IV	1	10780,0	10780,0	15	1617,0	12397,0

Продовження табл. 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Фрезеровщик	IV	1	10780,0	10780,0	15	1617,0	12397,0
Електромонтери	IV	5	10670,0	53350,0	15	8002,5	61352,5
Слюсарі трубопроводу	IV	4	10560,0	42240,0	15	6336,0	48576,0
Слюсарі монтажники	IV	4	10560,0	42240,0	15	6336,0	48576,0
Хімік - лаборант	IV	1	10835,0	10835,0	15	1625,3	12460,3
Підсобні робочі, прибиральниці	II	4	9075,0	36300,0	10	3630,0	39930,0
Всього по ГКС		49	197650,0	495400,0		77932,5	573332,5
Загально станційний персонал		10	10080,0	100800,0	12	12096,0	112896,0
Лінійна експлуатаційна служба		51	10290,0	524790,0	18	94462,2	619252,2
Служба зв'язку і телемеханіки		15	10395,0	155925,0	15	23388,8	179313,8
Автотранспортна служба		16	10815,0	173040,0	12	20764,8	193804,8
Ремонтно – будівельна група		9	9975,0	89775,0	12	10773,0	100548,0
Охорона		6	9366,0	56196,0	10	5619,6	61815,6
Всього по КС «Ананьїв»		107	278336,0	1645466,0		252830,1	1898296,1

Річний фонд основної заробітної плати $Z_{осн.}$, грн.

$$Z_{осн.} = 11 \cdot Z_{міс.}, \quad (4.9)$$

де $Z_{осн.}$ – річний фонд основної заробітної плати, грн.;

$$Z_{осн.} = 11 \cdot 1898296,1 = 20881257,10 \text{ грн.}$$

До складу додаткової заробітної плати включається виплата обов'язкових надбавок і доплат, передбачених Законом України «Про оплату праці». В даному випадку додаткова заробітна плата $Z_{дод.}$, грн., приймається в розмірі 10 % від основної заробітної плати

$$Z_{\text{дод.}} = Z_{\text{осн.}} \cdot \frac{10}{100}, \quad (4.10)$$

де $Z_{\text{дод.}}$ – додаткова заробітна плата, грн.

$$Z_{\text{дод.}} = 20881257,10 \cdot \frac{10}{100} = 2088125,71 \text{ грн.}$$

Загальний фонд заробітної плати за рік $Z_{\text{рік}}$, грн.

$$Z_{\text{рік}} = Z_{\text{осн.}} + Z_{\text{дод.}}, \quad (4.11)$$

де $Z_{\text{рік}}$ – річний фонд заробітної плати, грн.

$$Z_{\text{рік}} = 20881257,10 + 2088125,71 = 22969382,81 \text{ грн.}$$

4.2.2 Розрахунок єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування

Єдиний соціальний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування (скорочено ЄСВ) – це консолідований страховий внесок в Україні, збір якого здійснюється в системі загальнообов'язкового державного страхування в обов'язковому порядку та на регулярній основі. Згідно діючого законодавства України, підприємства проводять відрахування на соціальні потреби в формі ЄСВ у розмірі $H_{\text{ЄСВ}} = 22\%$ від фонду заробітної плати.

Сума єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування $Z_{\text{ЄСВ}}$, грн.

$$Z_{\text{ЄСВ}} = \frac{H_{\text{ЄСВ}} \cdot Z_{\text{рік}}}{100}, \quad (4.12)$$

де $Z_{\text{ЄСВ}}$ – сума єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування, грн.

$$Z_{\text{ЄСВ}} = \frac{22 \cdot 22969382,81}{100} = 5053264,22 \text{ грн.}$$

4.2.3 Розрахунок матеріальних витрат

До складу матеріальних витрат КС «Ананьїв» включаються витрати на електроенергію, вартість газу на власні потреби, вартість витрат газу, витрати на матеріали, інші матеріальні витрати.

Витрати на електроенергію залежать від споживаної потужності електроприймачів, їх кількості і режиму роботи, а також від діючих тарифів на електричну енергію. Кількість споживаної електроенергії на технологічні потреби КС «Ананьїв» $W_{т.п.}$, кВт·год.

$$W_{т.п.} = \frac{P_{дв.} \cdot T_{\kappa} \cdot K_{в.ч.} \cdot K_{одн.} \cdot 24}{\eta \cdot K_{\mathcal{M}}}, \quad (4.13)$$

де $W_{т.п.}$ – кількість споживаної електроенергії на технологічні потреби, кВт·год.;

$P_{дв.}$ – потужність електродвигунів, встановлених на КС, $P_{дв.} = 2250$ кВт;

$K_{в.ч.}$ – коефіцієнт використання електродвигунів за часом, $K_{в.ч.} = 0,8$;

$K_{одн.}$ – коефіцієнт одночасної роботи устаткування, $K_{одн.} = 0,75$;

η – коефіцієнт корисної дії, $\eta = 0,89$;

$K_{\mathcal{M}}$ – коефіцієнт, який враховує втрати електричної енергії в електромережах компресорних цехів КС «Ананьїв», $K_{\mathcal{M}} = 0,97$.

$$W_{т.п.} = \frac{2250 \cdot 365 \cdot 0,8 \cdot 0,75 \cdot 24}{0,89 \cdot 0,97} = 13698598,40 \text{ кВт·год.}$$

Витрата електричної енергії на освітлення на КС $W_{осв.}$, кВт·год.

$$W_{осв.} = \frac{P_{осв.} \cdot T_{\kappa} \cdot H_{св.} \cdot \mathcal{U}_{в.}}{1000}, \quad (4.14)$$

де $W_{осв.}$ – витрата електричної енергії на освітлювальні потреби КС «Ананьїв», кВт;

$P_{осв.}$ – потужність одного освітлювального приладу, $P_{осв.} = 60$ Вт;

$H_{осв.}$ – кількість освітлювальних приладів, $H_{осв.} = 60$ шт.;

$Ч_6$ – час використання освітлювального приладу протягом доби на КС «Ананьїв», $Ч_6 = 10$ год.

$$W_{осв.} = \frac{60 \cdot 365 \cdot 60 \cdot 10}{1000} = 13140,00 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Загальна витрата електричної енергії $W_{заг.}$, кВт·год.

$$W_{заг.} = W_{т.п.} + W_{осв.}, \quad (4.15)$$

де $W_{заг.}$ – загальна витрата електричної енергії, кВт·год.

$$W_{заг.} = 13698598,40 + 13140,00 = 13711738,40 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Витрати на електричну енергію $З_{ел.}$, грн.,

$$З_{ел.} = W_{заг.} \cdot B, \quad (4.16)$$

де $З_{ел.}$ – витрати на електричну енергію, грн.;

B – тариф за 1 кВт·год. споживаної електричної енергії, врахованої лічильниками, $B = 3,68$ грн./кВт·год.

$$З_{ел.} = 13711738,40 \cdot 3,68 = 50459197,32 \text{ грн.}$$

Витрати на газ залежать від кількості споживаного газу і від ціни за 1000 м³ газу. Вартість газу по КС «Ананьїв» $З_{газ.}$, грн.

$$З_{газ.} = \frac{(Q_{пг} + Q^{пз}) \cdot Ц_{газ.}}{1000}, \quad (4.17)$$

де $З_{газ.}$ – вартість газу по КС «Ананьїв», грн.;

$Ц_{газ.}$ – ціна за 1000 м³ газу, $Ц_{газ.} = 7200$ грн./1000 м³.

$$З_{газ.} = \frac{(37303,43 \cdot 10^3 + 320,00 \cdot 10^3) \cdot 7800}{1000} = 293462757,21 \text{ грн.}$$

Збитки від втрат газу $З_{втр.}$, грн.

$$З_{втр.} = \frac{(Q_{ав.} + Q^{BY}) \cdot Ц_{газ.}}{1000}, \quad (4.18)$$

де $Z_{втр.}$ – збитки від втрат газу, грн.

$$Z_{втр.} = \frac{(8,01 \cdot 10^6 + 4485,12 \cdot 10^3) \cdot 7800}{1000} = 97461936,00 \text{ грн.}$$

Витрати на турбінне мастило, що використовується в системах маслопостачання ГПА КС «Ананьїв», залежить від витрат турбінного масла за рік і діючої ціни на турбінне мастило. Витрата турбінного мастила при роботі ГПА по КС «Ананьїв» за рік $G_{\Sigma M1}$, т

$$G_{\Sigma M} = G_{\Sigma M1} \cdot T_k, \quad (4.19)$$

де $G_{\Sigma M}$ – турбінного мастила при роботі ГПА по КС «Ананьїв» за рік, т.

$$G_{\Sigma M} = 170,10 \cdot 10^{-3} \cdot 365 = 62,09 \text{ т.}$$

До матеріалів спеціального призначення належить етилмеркаптан, який використовується для одоризації газу. На КС «Ананьїв» одорується приблизно 20 % газу, що транспортується

$$Q_{од.} = \frac{Q_{річ.} \cdot 20}{100}, \quad (4.20)$$

де $Q_{од.}$ – кількість газу, який одорується на КС «Ананьїв», м³.

$$Q_{од.} = \frac{7,0 \cdot 10^9 \cdot 20}{100} = 1,4 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

Метанол на КС «Ананьїв» використовується в осінньо-зимовий період. Об'єм транспортування газу в цей період на КС «Ананьїв» складає 50 %

$$Q_{мет.} = \frac{Q_p \cdot 50}{100}, \quad (4.21)$$

де $Q_{мет.}$ – об'єм транспортування газу в осінньо-зимовий період, м³.

$$Q_{мет.} = \frac{7,0 \cdot 10^9 \cdot 50}{100} = 3,5 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

Розрахунок витрат на матеріали спеціального призначення $Z_{МСП}$, грн., виконано в табличній формі (табл. 4.2).

Таблиця 4.2 – Витрати на матеріали спеціального призначення.

Найменування матеріалів спец. призначення	Норма витрат	Об'єм транспортування газу 10 ⁶ м ³	Потреба в матеріалі, т	Ціна за 1 т, грн.	Вартість матеріалів, грн.
Етилмеркаптан	16,00	1400,00	22,40	27000,00	604800,00
Метанол	1,50	3500,00	5,25	9200,00	48300,00
Турбінне мастило ТП-22С	-	-	62,09	42120,00	2615083,38
Разом					3268183,38

Загальна сума матеріальних витрат на КС «Ананьїв» $Z_{\text{мат.}}$, грн.

$$Z_{\text{мат.}} = Z_{\text{ел.}} + Z_{\text{газ.}} + Z_{\text{втр.}} + Z_{\text{МСП}}, \quad (4.22)$$

де $Z_{\text{мат.}}$ – загальна сума матеріальних витрат на КС «Ананьїв», грн.

$$Z_{\text{мат.}} = 50459197,32 + 293462757,21 + 97461936,00 + \\ + 3268183,38 = 444652073,91 \text{ грн.}$$

4.2.4 Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Джерелом відновлення основних фондів є амортизаційні відрахування.

Річна сума амортизаційних відрахувань $A_{\text{річ.}}$, грн.

$$A_{\text{річ.}i} = \frac{\Phi_{ni} \cdot H_{ai}}{100}, \quad (4.23)$$

де Φ_{ni} – первісна вартість основних фондів, грн.;

H_{ai} – норма амортизації відрахувань, %.

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань виконано в табличній формі (табл. 4.3).

Таблиця 4.3 – Розрахунок амортизаційних відрахувань на КС «Ананьїв»

Найменування груп основних фондів	Первісна вартість Φ_{pi} , тис. грн.	Норма амортизаційних витрат H_a , %	Сума амортизаційних відрахувань A_{pich} , тис. грн.
Будівлі	6848,258	8	547,861
Споруди	738,045	8	59,044
Обладнання	23018,468	24	5524,432
Магістральні газопроводи	300519,135	8	24041,531
Лінії зв'язку	7419,038	8	593,523
Інші основні фонди	2791,814	24	670,035
Разом	341334,756		31436,425

4.2.5 Розрахунок відрахувань до ремонтного фонду

У цю статтю витрат включають витрати на придбання запасних частин, пристосувань, інструменту, для виконання ремонтних робіт. В даному дипломному проекті ці витрати $Z_{рем.}$, грн., приймаються в розмірі 40 % від річної суми амортизаційних відрахувань

$$Z_{рем.} = \frac{A_{pich} \cdot H_{рем.}}{100}, \quad (4.24)$$

де $Z_{рем.}$ – відрахування до ремонтного фонду, грн.;

$H_{рем.}$ – прийнятий в розрахунок відсоток відрахувань до ремонтного фонду,
 $H_{рем.} = 30 \%$.

$$Z_{рем.} = \frac{31436425,44 \cdot 30}{100} = 9430927,63 \text{ грн.}$$

4.2.6 Розрахунок інших грошових витрат

У цю статтю включають витрати на охорону праці та техніку безпеки, витрати на обов'язкове страхування майна та інші види витрат, не включені в попередні статті витрат. У кваліфікаційній роботі ці витрати прийняті в процентному відношенні до основної заробітної плати. Сума інших грошових витрат $Z_{\text{інш.}}$, грн.

$$Z_{\text{інш.}} = \frac{Z_{\text{осн.}} \cdot H_{\text{інш.}}}{100}, \quad (4.25)$$

де $Z_{\text{інш.}}$ – сума інших грошових витрат, грн.;

$H_{\text{інш.}}$ – прийнятий в розрахунку відсоток відрахувань в інші грошові витрати від фонду основної заробітної плати, $H_{\text{інш.}} = 25 \%$.

$$Z_{\text{інш.}} = \frac{20881257,10 \cdot 25}{100} = 5220314,28 \text{ грн.}$$

4.2.7 Розрахунок витрат з експлуатації обладнання КС «Ананьїв»

На підставі всіх раніш проведених розрахунків складається аналітична таблиця експлуатаційних витрат – кошторис, в яку вносяться результати всіх проведених розрахунків (табл. 4.4).

Таблиця 4.4 – Кошторис витрат з експлуатації обладнання КС «Ананьїв»

Найменування статей витрат	Сума, тис. грн.	Питома вага, %
Фонд заробітної плати	22969,383	4,43
Матеріальні витрати	444652,074	85,71
Амортизаційні витрати	31436,425	6,06
Відрахування до ремонтного фонду	9430,928	1,82
Єдиний соціальний внесок	5053,264	0,97
Інші грошові витрати	5220,314	1,01
Всього за кошторисом	518762,388	100,00

Витрати з експлуатації КС «Ананьїв» з урахуванням паливно-енергетичної складової дорівнюють 518762,388 тис. грн./рік, в тому числі паливно-енергетична складова 444652,074 тис. грн.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі було досліджено процес транспортування природного газу магістральними газопроводами, а також функціонування компресорних станцій. Проаналізовані основні характеристики природного газу, конструкція компресорних станцій і принцип роботи газоперекачувальних агрегатів.

Детально розглянуто технологічну схему КС «Ананьїв», системи очищення та охолодження газу.

В результаті проведених розрахунків було визначено параметри транспортованого природного газу. Зокрема, молярна маса становить 16,66 кг/кмоль, газова стала 499,04 Дж/(кг·К), відносна густина за повітрям 0,575, нижня теплота згорання 36589 кДж/м³, а густина за стандартних умов 0,69 кг/м³.

При розрахунках режиму роботи КС Ананьїв на ділянці газопроводу АТІ з використанням газоперекачувального агрегату типу ГТН-16 підтверджено значну залежність потужності від температури зовнішнього середовища. Максимальна наявна потужність досягається у найхолодніший період, а саме в січні при -1,3 °С, і становить 16702 кВт. У найтепліший літній період, тобто в липні при 22 °С, цей показник знижується до 12878 кВт.

Для точного прогнозування роботи ГПА успішно побудовано аналітичні моделі газодинамічних характеристик відцентрового нагнітача Н-16-76-1,44 у вигляді поліномів другого ступеня. Вони дозволяють обчислювати ступінь підвищення тиску, політропний коефіцієнт корисної дії та зведену внутрішню індикаторну потужність залежно від зведеної витрати газу.

Компресорна станція в умовах 50%-го недовантаження забезпечує комерційну витрату 30 млн.м³/добу. Замість проєктної схеми з двома робочими та двома резервними агрегатами, фактичну потребу в компримуванні повністю

забезпечує один працюючий газоперекачувальний агрегат. Споживана ефективна потужність нагнітача становить 12180 кВт, що нижче визначеної наявної потужності в найнесприятливіший період року 12880 кВт і відповідає технологічним вимогам роботи ГПА.

Підвищення тиску газу досягається з 5,18 МПа до 6,89 МПа, що не перевищує допустиме значення 7,45 МПа. Зведена продуктивність, що становить 422 м³/хв, та відносні оберти нагнітача, 0,865, також знаходяться в межах допустимих значень і гарантують безпечний безпомпажний режим роботи.

Значення витрат паливного газу на один працюючий газотурбінний привід коливається протягом року від 4,76 тис. м³/год у липні до 5,71 тис. м³/год у січні.

За результатами теплогідравлічного розрахунку прилеглої ділянки магістрального газопроводу із зовнішнім діаметром 1220 мм і довжиною 349 км абсолютний тиск знижується з початкового на виході КС 6,72 МПа до 5,13 МПа в кінці ділянки. Температура газу наприкінці маршруту становить 285,52 К.

Розрахунки доводять, що навіть у найнесприятливіший температурний період року поточний режим роботи є повністю життєздатним. Робота одного ГПА забезпечує необхідний рівень підвищення тиску, що дозволяє транспортувати газ до кінцевого пункту без додаткового дотискування. Це підтверджує доцільність обраного режиму та створює технологічні передумови для тимчасового виведення з експлуатації наступної компресорної станції.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Кодекс газотранспортної системи. – [Чинний від 2015-11-26]. – К.: Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. – 102 с.
2. ДСТУ ISO 6976:2009. Природний газ. Обчислення теплоти згоряння, густини, відносної густини і числа Воббе на основі компонентного складу (ISO 6976:1995/Cor. 2:1997, Cor. 3:1999, IDT). – Вид. офіц. – Київ: Держспоживстандарт України, 2010.
3. Мала гірнича енциклопедія: у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. – Д.: Донбас, 2004. – Т. 1.
4. Василів О.Б., Тітлов О.С., Сагала Т.А. Моделювання режимів транспортування природного газу магістральними газопроводами в умовах недовантаження // Нафтогазова енергетика. – 2019. – № 2 (32). – с. 35-42.
5. Дзьоба О.Г. Організація і планування виробничо-комерційної діяльності підприємств транспорту і зберігання нафти і газу: навч. посібник для студ. вищ. навч. закл. М-во освіти і науки, молоді та спорту України, Івано-Франк. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. – 467 с.: іл., табл.
6. Касперович В. К. Трубопровідний транспорт газу. – Івано-Франківськ: Факел, 1999. – 198 с.
7. Ковалко М.П. Методи та засоби підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного газу / М.П. Ковалко – Київ: Українські енциклопедичні знання. – 2001. – 288 с.
8. Ковалко М.П. Трубопровідний транспорт газу / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків [та ін.]. – К.: АренаЕКО, 2002. – 600 с.

9. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы: ОНТП 51-1-85. – [1986-01-01].
10. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Захист від небезпечних геологічних процесів, шкідливих експлуатаційних впливів, від пожежі. Будівельна кліматологія. — [Чинний від 2011-11-01]. — Вид. офіц. — Київ : Мінрегіонбуд України, 2011. — 127 с. — (Національний стандарт України).
11. Сусак О. М. Трубопровідний транспорт газу: підручник / О.М. Сусак, В. К. Касперович, М.П. Андрійшин. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – 345с.
12. Посадові оклади за ЄТС 2025, тарифна сітка, тарифні розряди на 2025 рік [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: <https://buhgalter.com.ua/dovidnik/posadovi-okladi-za-ets/posadovi-okladi-za-yets-2025/>
13. Закон України «Про ринок природного газу» № 329-VIII від 09.04.2015 [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/329-19#Text>.
14. Закон України «Про нафту і газ» від 12.07.2001 № 2665-III [Електронний ресурс]. Режим доступу: URL: https://ips.ligazakon.net/document/T012665?an=300&ed=2020_01_14.
15. Розгонюк В.В., Хачикян Л.А., Григіль М.А., Удалов О.С., Нікішин В.П. Експлуатаційникові газонафтового комплексу: довідник. – Київ: Росток, 1998. – 430 с.
16. Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів: СОУ 60.3-30019801-050:2008. – [Чинні від 2008-01-18]. – К.: Укртрансгаз, 2008. – 197 с.
17. Газотранспортні системи в умовах неповного завантаження: монографія / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, М.М. Якимів, М.І Якимів. - LAP Lambert Academic Publishing, 2021 р.

18. Закон України «Про трубопровідний транспорт»: офіц. текст закону / Верховна Рада України. – Київ, 15 трав. 1996. – № 192/96-ВР. – Електрон. ресурс. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/192/96-%D0%B2%D1%80/ed20120119>.