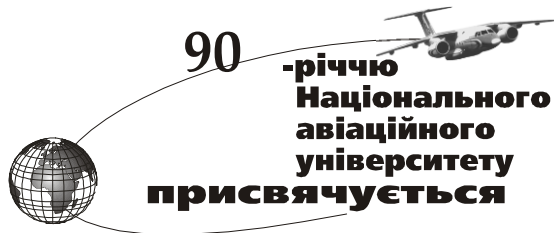


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний авіаційний університет



ЕКСПЛУАТАЦІЯ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ

Методичні рекомендації до виконання
розрахунково-графічної та контрольної (домашньої) робіт
для здобувачів вищої освіти ОС «Магістр»
спеціальності 142 «Енергетичне машинобудування»



Київ 2023

УДК 621.6.02:621.692(076-5)

Е 457

Укладачі: *К. І. Капітанчук* – канд. техн. наук., доц.;

М. П. Андрійшин – канд. техн. наук., доц.;

Е. П. Ясиніцький – канд. техн. наук., доц.

Рецензент *М. С. Кулик* – д-р техн. наук, професор, декан
Аерокосмічного факультету (Національний авіаційний університет)

*Затверджено Науково-методично-редакційною радою
Національного авіаційного університету
(протокол №3/23 від 16.03.2023 р.).*

Експлуатація компресорних станцій: методичні рекомендації до виконання розрахунково-графічної та контрольної (домашньої) робіт / уклад.: *К. І. Капітанчук, М. П. Андрійшин, Е. П. Ясиніцький.* – К. : НАУ, 2023. – 36 с.

Містять загальні методичні рекомендації щодо вивчення дисципліни, питання для самоконтролю, список літератури та завдання до виконання розрахунково-графічної та контрольної (домашньої) робіт.

Для здобувачів вищої освіти ОС «Магістр» спеціальності 142 «Енергетичне машинобудування» освітньо-професійної програми «Газотурбінні установки і компресорні станції».



ВСТУП

Україна є однією з найбільших у світі країн-транзитерів природного газу. Через оператора газотранспортної системи вона має можливості транспортувати природний газ до 18 країн Європи: Австрії, Болгарії, Боснії, Греції, Італії, Македонії, Молдови, Німеччини, Польщі, Румунії, Сербії, Словаччини, Словенії, Туреччини, Угорщини, Франції, Хорватії та Чехії [1].

Газотранспортна система (ГТС) України налічує 33079 км газопроводів діаметром від 700 до 1400 мм, 57 компресорних станцій (КС) на яких експлуатується понад 700 газоперекачувальних агрегатів (ГПА) та 1389 газорозподільних станцій (ГРС). Потужність ГТС на вході складає 281 млрд куб. м за рік, а на виході – 146 млрд куб. м за рік [2].

Згідно з положеннями частини 2 статті 30 Закону України «Про ринок природного газу» розроблено «План розвитку газотранспортної системи до 2029 року», що визначає основні об'єкти, будівництво або реконструкцію яких заплановано на наступні десять років.

Підтвержені інвестиції, а також визначений перелік нових інвестицій, що мають бути здійснені протягом наступних трьох років та терміни реалізації всіх інвестиційних проєктів.

План розвитку ГТС розроблено на основі Енергетичної стратегії України до 2035 року «Безпека, Енергоефективність, Конкурентоспроможність» [3], ENTSOG TYNDP 2020 та з урахуванням енергетичних стратегій Європейського Союзу до 2035 р. та 2050 р., стратегії з інтеграції енергетичних систем для сталого розвитку, Водневої стратегії для кліматично нейтральної Європи, Європейської промислової стратегії щодо плану майбутньої економіки.

Для України в умовах зростаючого попиту на природний газ основним завданням є підвищення надійності та ефективності експлуатації ГТС. Отже, особливої уваги потребує підготовка кваліфікованих фахівців та детальний розгляд проблем, які наразі існують у газовій галузі.

Укладено відповідно до програми навчальної дисципліни «Експлуатація компресорних станцій».

ЗАГАЛЬНІ МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

Дисципліна «Експлуатація компресорних станцій завершує навчальний процес у системі теоретичної та практичної підготовки магістра з енергетики за спеціальністю 142 «Енергетичне машинобудування» освітньо-професійної програми «Газотурбінні установки і компресорні станції».

Метою викладання дисципліни є:

- вивчення місця будівництва КС для транспортування природного газу магістральними газопроводами (МГ) та організації процесу експлуатації об'єктів та споруд на КС;
- надання навиків організації проведення технічного обслуговування, профілактичних та ремонтних робіт на спорудах, об'єктах та обладнанні КС;

Завданнями вивчення навчальної дисципліни є:

- засвоєння технічних, технологічних та юридичних засад безпечної експлуатації КС в процесі транспорту природного газу;
- розуміння основних взаємозв'язків між виробничими об'єктами, обладнанням та комунікаціями при експлуатації КС та їх місце в процесі надійної та безпечної експлуатації ГТС.

У результаті вивчення навчальної дисципліни студент мусить набути такі **компетентності**:

ІК-01. Здатність розв'язувати задачі дослідницького та/або інноваційного характеру в галузі енергетичного машинобудування.

СК 01. Здатність застосовувати спеціалізовані концептуальні знання, що включають сучасні наукові здобутки у сфері енергетичного машинобудування;

СК 02. Здатність критично осмислювати проблеми і перспективи розвитку у сфері енергетичного машинобудування та дотичних міждисциплінарних проблем;

СК 03. Здатність аналізувати та комплексно інтегрувати сучасні знання з природничих, інженерних, суспільно-економічних та інших наук для розв'язання складних задач і проблем, пов'язаних із проєктуванням та експлуатацією енергетичного і теплотехнологічного обладнання;

СК 04. Здатність аналізувати, оцінювати та застосовувати науково-технічну інформацію в галузі енергетичного машинобудування;

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ З ОСВОЄННЯ НАВЧАЛЬНОГО МАТЕРІАЛУ

Навчальний матеріал дисципліни структурований за модульним принципом і складається з двох навчальних модулів, а саме:

- навчального модуля 1 «**Основне та допоміжне обладнання, споруди та комунікації компресорної станції**»;
- навчального модуля 2 «**Експлуатація та технічне обслуговування компресорної станції**», кожен з яких є логічною завершеною, відносно самостійною, цілісною частиною навчальної дисципліни, засвоєння якої передбачає проведення модульної контрольної роботи та аналіз результатів її виконання.

МОДУЛЬ І. ОСНОВНЕ ТА ДОПОМІЖНЕ ОБЛАДНАННЯ, СПОРУДИ ТА КОМУНІКАЦІЇ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ

Тема 1. Аналіз технологічних схем компресорних станцій магістральних газопроводів

Особливості дальнього транспортування природних газів. Призначення та опис КС. Технологічні схеми КС. Схеми технологічної обв'язки ГПА (агрегатної) з неповно-напірними (одноступінчастими) і повно-напірними (багатоступінчастими) нагнітачами. Крани в обв'язці нагнітача. Конструкції та призначення опор, люків-лазів і захисних решіток в обв'язці ГПА. Призначення запірної арматури в технологічних обв'язках КС. Основні вимоги, що виставляються до запірної арматури.

Література: [4, с. 81-85]; [5, с. 94-96].

Методичні рекомендації

Розглядаючи матеріали теми, слід визнати той факт, що основні родовища природного газу розташовані на значній відстані від крупних споживачів. Отже, надходження природного газу до них відбувається МГ різного діаметра. Наприклад, при транспортуванні 90 млн м³/добу природного газу трубопроводом діаметром 1400 мм тиск зменшується від 7,6 до 5,3 МПа на ділянці 110 км.

Необхідно знати технологічні схеми обв'язки нагнітачів, призначення кранів у його обв'язці, конструкція та призначення опор, люків-лазів та захисних решіток в обв'язці ГПА.

Контрольні запитання

1. Назвіть основні елементи магістрального газопроводу. Яке призначення компресорних станцій на ньому?
3. Назвіть причини зниження тиску природного газу при його русі магістральним газопроводом. Яким чином збільшується запас енергії природного газу на компресорній станції?
5. Назвіть типи компресорних станцій та принципи їх розміщення. Як будується технологічна схема лінійної компресорної станції?
7. Проведіть аналіз технологічної схеми з повнонапірними ГПА.
8. Які особливості технологічної схеми з неповнонапірними ГПА?
9. Назвіть відмінні риси різних схем підключення ГПА.
10. Обґрунтуйте необхідність встановлення скидних кранів у різних групах обладнання. Проаналізуйте вимоги щодо запірної арматури.
11. Які крани входять до технологічної обв'язки відцентрового нагнітача?
12. Які технологічні процеси, крім компримування природного газу, передбачено на компресорних станціях?
13. Наведіть класифікацію магістральних газопроводів залежно від призначення та робочого тиску. Наведіть класифікацію магістральних газопроводів залежно від категорії та конструкції.
14. Що являють собою багатониткові магістральні газопроводи?

Тема 2. Системи очистки технологічного газу на компресорних станціях

Необхідність встановлення на КС системи очистки технологічного газу. Призначення та принцип роботи масляних пиловловлювачів. Призначення та принцип роботи циклонних пиловловлювачів. Призначення та принцип роботи фільтра-сепаратора. Технічні характеристики сучасних вертикальних масляних пиловловлювачів. Особливості, схеми та принцип дії циклонних та мультициклонних сепараторів. Типова система очищення технологічного газу КС. Експлуатація та ремонт апаратів з очищення газів. Методика технологічного розрахунку масляного вертикального пиловловлювача. Методика гідравлічного розрахунку пиловловлювача. Методика технологічного розрахунку циклонного пиловловлювача. Методика механічного розрахунку пиловловлювача.

Література: [4, с. 23-80]; [6]; [7].

Методичні рекомендації

При видобутку і в процесі транспортування в природному газі присутні різного роду домішки: пісок, шлам від зварювання трубопроводів, конденсат тяжких вуглеводнів, вода, масло та ін.

Наявність механічних домішок і конденсату в газі призводить до передчасного зношування трубопроводу, запірної арматури, робочих коліс нагнітачів і, як наслідок, до погіршення показників надійності й економічності роботи КС і в цілому МГ. Все це призводить до необхідності встановлювати на КС різноманітні системи очистки технологічного газу.

Контрольні запитання

1. Як у магістральний газопровід попадають механічні домішки і волога? Чому необхідно виконувати очищення природного газу перед його транспортуванням?

2. Як організовується процес очищення природного газу на компресорних станціях?

3. Назвіть принцип роботи масляного пиловловлювача.

4. Назвіть основні недоліки масляного пиловловлювача.

5. Яка основна мета технологічного розрахунку масляного вертикального пиловловлювача?

6. Де використовують циклонні пиловловлювачі і чому?

7. Методика розрахунку циклонного пиловловлювача.

8. Назвіть причину, за якої виконується другий ступінь очищення природного газу.

9. Поясніть принцип роботи фільтра-сепаратора.

10. Назвіть причини появи гідратів у магістральних газопроводах і методи їх усунення.

Тема 3. Системи охолодження технологічного газу на компресорних станціях

Необхідність встановлення на КС системи охолодження технологічного газу. Класифікація апаратів повітряного охолодження. Технічні характеристики систем охолодження газу. Класифікація теплообмінних апаратів повітряного охолодження (АПО). Методика розрахунку АПО. Особливості гідравлічного розрахунку АПО. Оптимізація роботи АПО газу на КС МГ.

Література: [4, с. 301-309]; [6].

Методичні рекомендації

Зверніть увагу на те, що під час компримування природного газу на КС створюється теплота, яка надходить до потоку газу, тому що тепловіддача в навколишнє середовище незначна. Внаслідок цього погіршується режим роботи КС, збільшуються витрати потужності на компримування газу і на власні потреби.

Контрольні запитання

1. Обґрунтуйте необхідність охолодження природного газу, що транспортується.
2. Які середовища можливо використовувати для охолодження природного газу на компресорних станціях?
3. Наведіть характеристику пристроїв для охолодження природного газу з використанням води.
4. Наведіть приклад технологічної схеми компресорного цеху (КЦ) з використанням апаратів повітряного охолодження.
5. Назвіть основні схеми руху теплоносіїв у теплообміннику.
7. Яке призначення мають свічкові крани в технологічній схемі підключення АПО газу? Назвіть конструктивні особливості АПО.
8. Які фактори впливають на режим роботи АПО газу?
9. Поясніть принцип роботи АПО газу та поясніть можливості збільшення ефективності роботи АПО газу на КС.
10. Яким чином температура газу в магістральному газопроводі впливає на енерговитрати на компримування природного газу на КС?

Тема 4. Класифікація ГПА, що використовуються на компресорних станціях магістральних газопроводів

Компоновка ГПА на станції. Схеми і принцип роботи газотурбінних установок (ГТУ). Необхідність підготовки циклового повітря для ГТУ. Пристрій для підігрівання всмоктувального циклового повітря. Система імпульсного, паливного і пускового газу. Ознайомлення із системою імпульсного газу. Система паливного і пускового газу на станції. Нагнітачі природного газу та їх характеристики. Класифікація та технічні характеристики нагнітачів природного газу. Система ущільнень нагнітача. Методика визначення характеристики нагнітачів природного газу. Протипомпажний захист нагнітача.

Література: [5, с. 96-108, 130-147]; [6-9].

Методичні рекомендації

Залежно від способів підведення теплоти до робочого тіла, організації процесів стиснення та розширення робочого тіла газотурбінні установки можуть бути виконані за різними схемами.

ГТУ найпростішого циклу в механічному відношенні можуть бути виконані як одновальні, так і двовальні. ГТУ складних теплотехнічних схем (із проміжним відведенням теплоти в процесі стиснення, проміжним підведенням теплоти в процесі розширення та з регенератором) при існуючих досягненнях у галузі компресоробудування та турбобудування дозволяють досягати ККД установки на рівні 43...47 %.

Досвід експлуатації ГТУ на МГ свідчить про те, що при зниженні температури зовнішнього повітря практично в будь-яких кліматичних умовах експлуатації є можливим обмерзання вхідного тракту ГПА.

З метою попередження обмерзання вхідного тракту ГТУ використовуються різні протиобмерзальні системи, що засновані на підігріванні циклового повітря на вході до компресора.

Контрольні запитання

1. Назвіть типи двигунів для приводу нагнітачів природного газу, що використовуються на компресорних станціях.
2. Чим розрізняються різні схеми газотурбінних установок?
3. Чим обумовлено використання двовальних та тривальних ГТУ на компресорних станціях?
4. З якою метою здійснюють підігрівання циклового повітря в ГТУ? Як використовується імпульсний газ на КС?
5. Як здійснюється підготовка пускового та паливного газу КС?
6. Які елементи входять до системи паливного та пускового газу?
7. Назвіть види відцентрових нагнітачів та їх відмінності.
8. Назвіть основні елементи відцентрового нагнітача та поясніть принцип його роботи.
9. Як змінюється тиск газу у разі його руху в робочому колесі відцентрового нагнітача та в дифузорі?
10. Які параметри визначають напір відцентрового нагнітача?
11. Як будується характеристика відцентрового нагнітача?

Тема 5. Енергопостачання компресорної станції

Система маслозабезпечення КС. Система змащування агрегату ГТК-25І. Маслоочищувальна машина ПСМ-1-3000. Електрозабезпечення КС і ГПА. Водозабезпечення КС. Каналізація КС. Теплозабезпечення КС. Організація зв'язку на КС. Електро- та хімічний захист КС. Грозозахист КС.

Література: [4, с. 283-301]; [5-6]; [9-10].

Методичні рекомендації

Зверніть увагу, що на КС використовуються два типи систем охолодження масла: градирні та АПО масла. В наш час градирні майже не використовуються через труднощі їх експлуатації у зимовий період, коли починається інтенсивне їх обмерзання, яке призводить до зниження надходження повітря в градирню і, як наслідок, підвищення температури масла.

Контрольні запитання

1. Назвіть склад системи маслозабезпечення КС.
2. Що передбачає підготовка масла на складі паливно-мастильних матеріалів?
3. Назвіть об'єкти надходження масла в ГПА. Як забезпечується на КС встановлення властивостей масла після виходу з ГПА?
4. Чому виконують підігрівання масла перед запуском ГПА?
5. Назвіть основні методи охолодження масла на КС і поясніть їх роботу.
6. Як забезпечується енергопостачання КС із газотурбінними ГПА? Які споживачі ГПА потребують електроенергії?
7. Назвіть особливості електроживлення споживачів різних категорій.
8. Поясніть систему тепlopостачання на КС.
9. Поясніть призначення блоків хімічного водоочищення.
10. Назвіть причини корозії газопроводів та поясніть важливість пасивного методу захисту трубопроводів від корозії.
11. Які матеріали використовуються при пасивному методі захисту від корозії?
12. Чому використовують активний метод захисту трубопроводів від корозії?

МОДУЛЬ II. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ

Тема 6. Запуск та обслуговування ГПА в процесі роботи

Організація експлуатації компресорного цеху з газотурбінним приводом. Підготовка ГПА до запуску. Запуск ГПА та його завантаження. Обслуговування агрегату і систем КС у процесі роботи. Робота КС при прийомі і запуску очисних пристроїв. Особливості експлуатації ГПА при від'ємних температурах. Система пожежогасіння ГПА та її експлуатація. Вібрація, віброзахист і вібромоніторинг ГПА. Перевірка захисту і сигналізації ГПА. Захист агрегату від перевищення тиску масла в системі змащення. Захист агрегату при зриві факела в камері згоряння. Захист агрегату від осьового зсуву роторів. Захист агрегату системою «масло-газ». Захист агрегату від перевищення температури газу. Захист агрегату від перевищення температури підшипників. Система захисту агрегату від вібрації.

Література: [5]; [6]; [8-10].

Методичні рекомендації

Зверніть увагу, що під поняттям «технічна експлуатація ГПА» розуміється виконання комплексу технічних та організаційних заходів, що забезпечують ефективне використання та тривалу підтримку на високому технічному рівні стану газоперекачувального та допоміжного обладнання КС.

Для забезпечення якісного рівня експлуатації ГПА необхідний постійний та надійний контроль його працездатності як функціонування ГПА загалом, так і окремих його елементів відповідно до технічних умов на всіх режимах роботи.

Контроль проводиться експлуатаційним персоналом за показниками, обсяг та точність вимірювань яких мають бути достатніми для обґрунтованого висновку про відповідність фактичних показників агрегату нормативним.

Підготовка ГПА до пуску є одним із відповідальних етапів її експлуатації. Дозвіл на підготовку ГПА до пуску змінний персонал КС отримує від центральної диспетчерської служби виробничого підприємства, яке обов'язково записується в оперативному журналі змінного диспетчера (інженера).

Контрольні запитання

1. Поясніть, що розуміють під терміном «технічна експлуатація ГПА». Які функції виконують різні служби КС для організації експлуатації газотурбінних ГПА?
2. З якого стану починається запуск ГПА і які особливості підготовки до запуску при цьому з'являються?
3. Як контролюється технічний стан ГПА перед запуском? Поясніть термін «Запуск ГПА».
4. Які процеси відбуваються при розкручуванні ротора ГТУ?
5. Назвіть основні етапи запуску ГПА і дайте їх характеристику.
6. У яких випадках запуск ГПА забороняється?
7. Як визначається кількість працюючих ГПА і їх режим роботи?
8. Як контролюється стан основного та допоміжного обладнання у процесі роботи компресорного цеху?
9. Які параметри природного газу характеризують технологічний режим роботи ГПА? Що є метою огляду працюючих ГПА?
10. Назвіть основні типи очищувальних пристроїв. Як забезпечується контроль проходження очищувального пристрою вздовж траси газопроводу?
11. Які дії виконує експлуатаційний персонал компресорного цеху у разі проходження очищувального пристрою, щоб не допустити режиму помпажу нагнітача?
12. Як впливають параметри атмосферного повітря на експлуатаційні характеристики ГПА?
13. Поясніть додаткові вимоги до експлуатаційного персоналу при роботі ГПА в умовах негативних температур.
14. Назвіть особливості експлуатації систем імпульсного, пускового і паливного газу в умовах негативних температур.
15. Які споруди КС відносяться за ступенем пожежної небезпеки до вищої категорії і чому?
16. Що входить до складу системи пожежогасіння КС?
17. Що контролює обслуговуючий персонал, відповідальний за протипожежну безпеку, при експлуатації компресорних цехів?
18. Що забезпечують захисні пристрої ГПА?
19. Як працює захист від згасання факела в камері згоряння?
20. Поясніть роботу системи захисту ГПА від вібрації.
21. Як працює захист від осьового зсуву роторів?
22. Як працює захист від перевищення температури газу?

Тема 7. Технічне обслуговування ГПА та систем компресорної станції в процесі роботи та зупинки

Технічне обслуговування агрегату та систем КС у процесі роботи. Очистка осьового компресора в процесі експлуатації. Нормальна і аварійна зупинка агрегатів. Зупинка КС ключом аварійної зупинки. Загальні вимоги з техніки безпеки при обслуговуванні КС. Техніка безпеки при експлуатації ГПА і обладнання КЦ. Техніка безпеки при ремонтах ГПА. Вогневі і газонебезпечні роботи. Їх проведення в умовах КС. Вимоги до проведення робіт у галереї нагнітачів із розкриттям нагнітача. Забезпечення пожежної безпеки КС. Методика визначення змінення технічного стану ГПА при виконанні очистки осьового компресора.

Література: [6]; [7, с. 188-202, 506-518]; [8-10].

Методичні рекомендації

Організація технічної експлуатації здійснюється цілою низкою експлуатаційних служб, що входять до складу лінійно-виробничих управлінь МГ.

Контрольні запитання

1. Які заходи необхідно виконувати на КС для якісного обслуговування всього обладнання?
2. Назвіть причини забруднення осьового компресора. Як забруднення проточної частини осьового компресора впливають на його технічні характеристики?
3. Які фактори впливають на періодичність очистки компресора?
4. Як оцінюється зміна технічного стану ГПА при виконанні очистки осьового компресора.
5. Зробіть аналіз алгоритмів нормальної і аварійної зупинок ГПА.
6. У яких випадках КС зупиняється ключем аварійної зупинки?
7. Як діє експлуатаційний персонал у разі аварійної зупинки КС?
8. Які дії виконує персонал під час підготовки ГПА до пуску?
9. Які вимоги техніки безпеки необхідно виконувати при пуску ГПА? Назвіть заходи, які мають бути проведені при виведенні ГПА в ремонт.
10. Зробіть аналіз технології виконання ремонтних робіт на ГПА.
11. Які роботи відносяться до вогневих і особливості їх проведення? Назвіть особливості проведення газонебезпечних робіт.

12. Назвіть особливості проведення ремонтних робіт із судинами.
13. Які особливості мають роботи з розкриття нагнітача?
14. Яким вимогам повинен відповідати персонал, що виконує роботи з розкриття нагнітача?
15. Чим зумовлена небезпека виникнення пожеж на КС?

Тема 8. Характеристика електроприводів газоперекачувальних агрегатів та його систем

Характеристика приводів, основні типи електроприводних газоперекачувальних агрегатів (ЕГПА) та їх компоновка. Системи надлишкового тиску і охолодження статора і ротора електродвигуна. Системи маслосмазки і маслоущільнення ЕГПА, їх відмінність від систем ГТУ. Редуктори-мультиплікатори, що використовують на ЕГПА. Сумісна робота електроприводу і ГТУ для нагнітачів КС. Особливості підготовки до запуску і запуск ЕГПА. Обслуговування ЕГПА під час роботи. Регулювання режиму роботи ЕГПА. Використання на КС ЕГПА з регульованою частотою обертання. Експлуатація допоміжного обладнання і систем компресорного цеху. Приклад сумісного режиму роботи агрегатів СТД-12500 і агрегатів типу ГТК-10-4 з нагнітачами типу «370».

Література: [6-8].

Методичні рекомендації

Зазначимо, що КС із приводом від електродвигунів будувалися переважно на газопроводах, що проходили через розвинені промислові та центральні райони країни і мають резерв електроенергії.

Контрольні запитання

1. Назвіть основні переваги і недоліки електричного привода ГПА.
2. Зробіть аналіз схем розміщення електроприводних ГПА.
3. Як забезпечується охолодження електроприводних ГПА?
4. У яких випадках використовується система продувки електродвигуна повітрям? Поясніть необхідність та принцип роботи системи змащування електроприводних ГПА.
5. Поясніть необхідність та принцип роботи системи ущільнення нагнітача електроприводного ГПА.

6. Поясніть необхідність застосування редукторів на електроприводних ГПА? Які типи електродвигунів використовують для привода нагнітачів природного газу?

7. Які особливості підготовки до пуску має ЕГПА?

8. Які особливості має обслуговування ЕГПА під час роботи?

9. Назвіть методи регулювання продуктивності запуску ЕГПА.

10. Поясніть можливість використання електродвигунів із регулюванням частоти обертання валу нагнітача.

11. Як забезпечується електроживлення КС з ЕГПА?

12. У яких умовах можлива спільна робота електроприводного та газотурбінного компресорних цехів?

Тема 9. Охорона навколишнього середовища

Загальні положення. Викиди шкідливих речовин в атмосферу. Викиди забруднюючих речовин у водойми. Токсичні відходи. Охорона ґрунтів. Охорона надр. Шум та інші види впливу.

Література: [4, с. 650-660]; [5, с. 184].

Методичні рекомендації

Зверніть увагу на те, що природний газ – екологічно чисте паливо, яке дозволяє за сучасного технологічного і технічного рівня радикально скоротити забруднення атмосфери кислотними газами. Відомо, що при тому самому виробництві енергії викиди вуглекислоти (одного з найактивніших парникових газів) при спалюванні природного газу приблизно на 25...30 % менші, ніж при спалюванні мазуту, і на 40...50 % менші, ніж при спалюванні вугілля.

Контрольні запитання

1. Основні завдання екологічної служби компресорної станції.
2. Назвіть джерела викидів метану в атмосферу на КС.
3. Назвіть методи зменшення викидів продуктів згоряння на КС.
4. Які забруднюючі речовини скидаються у водоймища з КС?
5. Якими методами можливо зменшити кількість відходів на КС? Як процес транспорту природного газу впливає на стан ґрунтів?
6. Як процес підземного збереження природного газу впливає на надра? Назвіть основні джерела шуму на КС.

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ВИКОНАННЯ РОЗРАХУНКОВО-ГРАФІЧНОЇ ТА КОНТРОЛЬНОЇ (ДОМАШНЬОЇ) РОБИТ

Розрахунково-графічна робота (РГР) виконується з метою закріплення та поглиблення теоретичних знань та вмінь, набутих студентом у процесі засвоєння навчального матеріалу з дисципліни.

Мета – закріплення та поглиблення теоретичних знань та вмінь студента в області розрахунку технологічних процесів, що виконуються на компресорних станціях магістральних газопроводів.

Конкретна мета РГР полягає у ескізному проектуванні циклону пиловловлювачів системи очистки технологічного газу на КС із детальною розробкою одного з основних його елементів, продукуванні інноваційних розробок у спеціальній частині проекту з метою вдосконалення конструкції, що розробляється.

Час, відведений на виконання РГР – 10 годин самостійної роботи.

Контрольна (домашня) робота «Оцінка змінення технічного стану агрегату ГПА–Ц–6,3 після проведення очистки осьового компресора "на ходу"» виконується студентами заочної форми навчання у другому семестрі, відповідно до затверджених в установленому порядку методичних рекомендацій.

Виконання контрольної (домашньої) роботи є одним із методів закріплення та поглиблення теоретичних знань і вмінь, важливим підготовчим етапом до виконання кваліфікаційної роботи.

Конкретна мета контрольної (домашньої) роботи міститься у розрахунку циклонного сепаратора блоку очистки природного газу та його габаритів.

Час, потрібний для виконання контрольної (домашньої) роботи, – до 8 годин самостійної роботи.

Виконання та оформлення РГР та контрольної (домашньої) роботи здійснюється студентом в індивідуальному порядку у вигляді пояснювальної записки обсягом не менше 10 сторінок формату А4 з включенням необхідного графічного матеріалу, ілюстрацій, ескізів, планів, схем, таблиць.

1. Розрахунково-графічна робота

Виконати розрахунок відповідного циклону згідно з варіантом Додатків А та Б при таких вхідних даних: кількість природного газу, що надходить на очищення при робочих умовах Q_p м³/год, температура газу t °С, розмір твердих частинок d_m м, розрахункова густина твердих частинок $\rho_{\text{ч}}$ кг/м³, початкова концентрація частинок у потоці $c_{\text{вх}}$ м³ при 0 °С та 0,1 МПа, надлишковий тиск на вході в циклон $P_{\text{н}} = 0,7$ бар, необхідна ефективність очистки газу $\eta = 0,99$ %. Задається склад газу в об'ємних відсотках (% об.).

Методичні рекомендації

Розрахунок циклонів проводиться методом послідовних наближень у наступному порядку [11].

1. Відповідно до типу циклона за даними табл. 1 знаходимо оптимальну швидкість газу в апараті ω_{opt} .

Таблиця 1

Параметри, які визначають ефективність циклонів

Параметри	ЦН-24	ЦН-15У	ЦН-15	ЦН-11	СДК-ЦН-34	СК-ЦН-34	СК-ЦН-34М
d_{50}^{Γ} , мкм	8,50	6,00	4,50	3,65	2,31	1,95	1,13
$Lg\sigma_{\eta}^{\Gamma}$	0,308	0,283	0,352	0,352	0,364	0,308	0,340
ω_{opt} , м/с	4,5	3,5	3,5	3,5	2,0	1,7	2,0

2. Обчислюємо необхідну площу перерізу циклонів, м²:

$$F = Q_p / \omega_{\text{opt}}$$

де Q_p – кількість природного газу, що надходить на очищення при робочих умовах, м³/год;

ω_{opt} – середня швидкість газу в циклоні, м/с;

3. Знаходимо діаметр циклону, задаючись кількістю циклонів N . Діаметр циклону округлюємо до величини, яка рекомендується в табл. 2, а швидкість газу в циклоні не повинна відрізнятись від оптимальної більш ніж на 15 %.

4. За даними табл. 3 приймаємо коефіцієнт гідравлічного опору, який відповідає заданому циклону.

5. Визначаємо дійсну швидкість газу в циклоні, м/с:

$$\omega = Q_p / (0,785 \cdot N \cdot D^2).$$

При цьому, необхідно визначити різницю між розрахунковим значенням швидкості й оптимальним значенням.

Таблиця 2

Рекомендації з компоновки циклонів ЦН у групі

Діаметр циклона, мм	Кількість циклонів у групі, шт.						
	Групи прямокутної компоновки				Групи колової компоновки		
	2	4	6	8	10	12	14
200	П	П	П	П	–	–	–
300	О	О	О	О	–	–	–
400	П	П	П	П	–	–	–
500	О	О	О	О	–	–	–
600	П	П	П	П	П	П	П
700	О	О	О	О	–	–	–
800	П	П	П	П	П	П	П
900	П	П	П	П	–	–	–
1000	П	П	П	П	П	П	П
1200	П	П	–	–	–	–	–
1400	П	П	–	–	–	–	–
1600	П	П	–	–	–	–	–
1800	П	П	–	–	–	–	–

П – групи, які рекомендуються для переважного застосування;

О – групи обмеженого застосування бажано не використовувати.

Таблиця 3

Значення коефіцієнтів опору циклонів

Марка циклона	d/D	Без додаткових приладів		З вхідним равником $\zeta_{ц}^M 500$
		$\zeta_{ц}^M 500$	$\zeta_{ц}^H 500$	
ЦН-11	0,59	245	250	235
ЦН-15	–	155	163	150
ЦН-15У	–	165	170	158
ЦН-24	–	75	80	73
СДК-ЦН-33	0,33	520	600	500
СК-ЦН-34	0,34	1050	1150	–
СК-ЦН-34М	0,22	–	2800	–

6. Знаходимо коефіцієнт гідравлічного опору одного циклону за формулою:

$$\xi = K_1 K_2 \zeta_{\text{ц}}^{\text{мп}} 500 + K_3,$$

де $\zeta_{\text{ц}}^{\text{мп}} 500$ – коефіцієнт гідравлічного опору одного циклону, діаметром 500 мм, який приймаємо з табл. 3. Індекс «м» означає, що циклон працює в гідравлічній мережі, а «п» – без мережі, тобто прямо на викид в атмосферу;

K_1 – поправний коефіцієнт на діаметр циклона, який визначається за табл. 4;

K_2 – поправний коефіцієнт на запиленість газу, який визначається за табл. 5;

K_3 – коефіцієнт, який враховує додаткові втрати тиску газу, пов'язані з компоновкою циклонів у групу, визначається за табл. 6.

Таблиця 4

Поправний коефіцієнт K_1 на вплив діаметра циклона

D, мм	Марка циклону		
	ЦН-11	ЦН-15, ЦН-15У, ЦН-24	СДК-ЦН-33, СК-ЦН-34, СК-ЦН-34М
150	0,94	0,85	1,0
200	0,95	0,90	1,0
300	0,96	0,93	1,0
450	0,99	1,0	1,0
500	1,0	1,0	1,0

Таблиця 5

Поправний коефіцієнт K_2 на запиленість газів ($D = 500$ мм)

Марка циклону	Запиленість 10^3 кг/м ³						
	0	10	20	40	80	120	150
ЦН-11	1	0,96	0,94	0,92	0,90	0,87	0,85
ЦН-15	1	0,93	0,92	0,91	0,90	0,87	0,86
ЦН-15У	1	0,93	0,92	0,91	0,89	0,88	0,87
ЦН-24	1	0,95	0,93	0,92	0,90	0,87	0,86
СДК-ЦН-33	1	0,81	0,785	0,78	0,77	0,76	0,745
СК-ЦН-34	1	0,98	0,947	0,93	0,915	0,91	0,90
СК-ЦН-34М	1	0,99	0,97	0,95	-	-	-

Таблиця 6

Значення поправних коефіцієнтів K_3 для груп циклонів ЦН

Характеристика групового циклону	K_3
Колова компоновка, нижній організований підвід	60
Прямокутна компоновка, циклонні елементи розташовані в одній площині. Відведення із загальної камери чистого газу	35
Теж, але равликовий відвід із циклонних елементів	28
Прямокутна компоновка. Вільне відведення потоку в загальну камеру	60

7. Знаходимо густину суміші газу та втрати тиску в циклоні

$$\rho_c = \sum (\rho_i \cdot V_i), \quad \Delta P = \xi \cdot \rho_c \cdot \omega^2 / 2,$$

де ρ_i – густина i -го елемента; V_i – об'ємна доля i -го елемента.

8. Знаходимо значення d_{50} при робочих умовах за формулою:

$$d_{50} = d_{50}^T \cdot [(D/D_T) \cdot (\rho_{ч,Т} / \rho_{ч}) \cdot (\mu / \mu_T) \cdot (\omega / \omega_T)]^{0,5},$$

де D_T , $\rho_{ч,Т}$, μ_T – показники циклону для знаходження параметрів, які визначають його ефективність. Індекс «Т» відповідає умовам роботи типового циклону; μ – динамічна в'язкість газу.

Для природних газів із вмістом метану більше 85 % використовують в'язкісні властивості метану. Для нормальних умов ($T = 273 \text{ К}$; $P = 0,1013 \text{ МПа}$) – $\mu_{\text{CH}_4} = 1,02 \cdot 10^{-7} \text{ Па} \cdot \text{с}$; для стандартних умов [4] ($T = 293 \text{ К}$; $P = 0,1013 \text{ МПа}$) – $\mu_{\text{CH}_4} = 1,102 \cdot 10^{-7} \text{ Па} \cdot \text{с}$.

Для практичних технологічних розрахунків [5] використовують наступну формулу:

$$\mu_{\text{CH}_4} = 10^{-6} \cdot (0,031T + 0,175P + 1,626)$$

або формулу Сатерланда [4]:

$$\mu = \mu_0 [(273 + C)/(T + C)] \cdot (T/273)^{3/2}$$

де μ_0 – в'язкість газу при 273 К; T – температура газу, К; C – стала, яка залежить від властивостей газу (табл. 7).

9. Знайдемо параметр x за формулою:

$$x = lq(d_m/d_{50}) / (lq^2\sigma_\eta + lq^2\sigma_\alpha)^{0,5},$$

де $lq^2\sigma_\alpha$ – середнє квадратичне відхилення.

10. За даними табл. 8 знаходимо значення нормальної функції розподілу $\Phi(x)$, що представляє собою коефіцієнт повного очищення газу, представлений у долях.

Таблиця 7

Характеристика основних компонентів газу

Найменування компоненту	Хімічна формула	C	Молярна маса M_i , кг/кмоль	Густина ρ_i , г/м ³
Метан	CH ₄	164	16,034	0,6682
Етан	C ₂ H ₆	252	30,070	1,26.1
Пропан	C ₃ H ₈	278	44,097	1,8641
Бутан	C ₄ H ₁₀	377,4	58,123	2,4956.
Пентан	C ₅ H ₁₂	382,8	72,150	3,174
Азот	N ₂	103,9	28,135	1,1649
Двооксид вуглецю	CO ₂	-	44,010	1,8393
Сірководень	H ₂ S	-	34,082	1,4311

Таблиця 8

Значення нормальної функції розподілу $\Phi(x)$

x	$\Phi(x)$	x	$\Phi(x)$	x	$\Phi(x)$	x	$\Phi(x)$
-2,50	0,0062	-1,02	0,1539	0,08	0,5319	1,16	0,8770
-2,40	0,0082	-1,00	0,1587	0,10	0,5398	1,18	0,8810
-2,30	0,0107	-0,98	0,1635	0,12	0,5478	1,20	0,8849
-2,20	0,0139	-0,96	0,1685	0,14	0,5557	1,22	0,8888
-2,10	0,0179	-0,94	0,1736	0,16	0,5636	1,24	0,8925
-2,00	0,0228	-0,92	0,1788	0,18	0,5714	1,26	0,8962
-1,98	0,0239	-0,90	0,1841	0,20	0,5798	1,28	0,8997
-1,96	0,0250	-0,88	0,1894	0,22	0,5871	1,30	0,9062
-1,94	0,0262	-0,86	0,1949	0,24	0,5948	1,32	0,9066
-1,92	0,0274	-0,84	0,2005	0,26	0,6026	1,34	0,9099
-1,90	0,0288	-0,82	0,2061	0,28	0,6103	1,36	0,9121
-1,88	0,0301	-0,80	0,2119	0,30	0,6179	1,38	0,9162
-1,86	0,0314	-0,78	0,2177	0,32	0,6255	1,40	0,9192
-1,84	0,0329	-0,76	0,2236	0,34	0,6331	1,42	0,9222
-1,82	0,0344	-0,74	0,2297	0,36	0,6406	1,44	0,9251
-1,80	0,0359	-0,72	0,2358	0,38	0,6480	1,46	0,9279
-1,78	0,0375	-0,70	0,2420	0,40	0,6554	1,48	0,9306
-1,76	0,0392	-0,68	0,2483	0,42	0,6628	1,50	0,9332
1,74	0,0409	0,66	0,2546	0,44	0,6700	1,52	0,9357
1,72	0,0427	0,64	0,2611	0,46	0,6772	1,54	0,9382
1,70	0,0446	0,62	0,2676	0,48	0,6844	1,56	0,9406

Закінчення табл. 8

	$\Phi(x)$	x	$\Phi(x)$	x	$\Phi(x)$	x	$\Phi(x)$
1,68	0,0465	0,60	0,2743	0,50	0,6915	1,58	0,9429
1,66	0,0485	0,58	0,2810	0,52	0,6985	1,60	0,9452
1,64	0,0505	0,54	0,2877	0,54	0,7054	1,62	0,9474
1,62	0,0526	0,52	0,2946	0,56	0,7123	1,64	0,9495
1,60	0,0548	0,50	0,3015	0,58	0,7190	1,66	0,9515
1,58	0,0571	0,48	0,3085	0,60	0,7257	1,68	0,9535
1,56	0,0594	0,46	0,3156	0,62	0,7324	1,70	0,9554
1,54	0,0618	0,44	0,3228	0,64	0,7389	1,72	0,9573
1,52	0,0643	0,42	0,3300	0,66	0,7454	1,74	0,9591
1,50	0,0668	0,40	0,3372	0,68	0,7517	1,76	0,9608
1,48	0,0694	0,38	0,3446	0,70	0,7580	1,78	0,9625
1,46	0,0721	0,36	0,3594	0,72	0,7642	1,80	0,9641
1,44	0,0749	0,34	0,3669	0,74	0,7703	1,82	0,9656
1,42	0,0778	0,32	0,3745	0,76	0,7764	1,84	0,9671
1,40	0,0808	0,30	0,3821	0,78	0,7823	1,86	0,9686
1,38	0,0838	0,28	0,3897	0,80	0,7881	1,88	0,9699
1,36	0,0869	0,26	0,3974	0,82	0,7939	1,90	0,9713
1,34	0,0901	0,24	0,4052	0,84	0,7995	1,92	0,9726
1,32	0,0934	0,22	0,4129	0,86	0,8051	1,94	0,9738
1,30	0,0968	0,20	0,4207	0,88	0,8106	1,96	0,9750
1,28	0,1003	0,18	0,4286	0,90	0,8159	1,98	0,9761
1,26	0,1038	0,16	0,4364	0,92	0,8212	2,00	0,9772
1,24	0,1075	0,14	0,4443	0,94	0,8264	2,10	0,9821
1,22	0,1122	0,12	0,4522	0,96	0,8315	2,20	0,9861
1,20	0,1151	0,10	0,4602	0,98	0,8365	2,30	0,9893
1,18	0,1190	0,08	0,4681	1,00	0,8413	2,40	0,9918
1,16	0,1230	0,06	0,4761	1,02	0,8461	2,50	0,9938
1,14	0,1271	0,04	0,4840	1,04	0,8508	2,60	0,9963
1,12	0,1314	0,02	0,4920	1,06	0,8554	2,70	0,9965

11. Визначаємо ступінь ефективності очищення газу в циклоні η за формулою $\eta = 0,5 \cdot [1 + \Phi(x)]$. Знайдене значення необхідно порівняти з ефективністю очистки газу згідно із завданням.

Якщо знайдене значення η буде меншим згідно із вимогами, то необхідно вибрати інший тип циклону з більшим значенням коефіцієнта гідравлічного опору.

12. Використовуючи перевідні коефіцієнти згідно з табл. 9 та табл. 10, знаходимо основні геометричні параметри циклону.

13. Геометричні розміри циліндричних і конічних циклонів показано на рис. 1 та рис. 2. Вони вказуються в частках від внутрішнього діаметра [11].

Конструкційні розміри циклона розраховують відповідно до діаметра D обраного циклона:

$$x = kD,$$

де x – параметр елемента циклона (діаметр, висота, ширина, та ін.);

k – перевідний коефіцієнт пропорційності.

Таблиця 9

**Співвідношення габаритних розмірів циклона
(до діаметра D) для циклонів ЦН-11, ЦН-15, ЦН-15У, ЦН-24**

Найменування	ЦН-11	ЦН-15	ЦН-15У	ЦН-24
Внутрішній діаметр вихлопної труби, d	0,59 (для всіх типів)			
Внутрішній діаметр пиловідвідного патрубку, d_1	0,3 – 0,4 (для всіх типів)			
Ширина вхідного патрубка в циклоні, b	0,2 (для всіх типів)			
Ширина вхідного патрубка на вході, b_1	0,26 (для всіх типів)			
Довжина вхідного патрубка, l	0,6 (для всіх типів)			
Діаметр середньої лінії циклона, D_{cp}	0,8 (для всіх типів)			
Висота установки фланця, f_ϕ	0,1 (для всіх типів)			
Кут нахилу кришки та вхідного патрубка циклоне, α	15°	15°	24°	11°
Висота вхідного патрубка, a	0,66	0,66	1,11	0,48
Висота вихлопної труби, $h_{тр}$	1,74	1,5	2,11	1,56
Висота циліндричної частини циклону, $H_{ц}$	2,26	1,51	2,11	2,06
Висота конуса циклона, H_k	2,0	1,50	1,75	2,0
Висота зовнішньої частини вихлопної труби, h_a	0,3	0,3	0,4	0,3
Загальна висота циклона, H	4,56	3,31	4,26	4,38

**Співвідношення (у долях діаметра D) циклона для циклонів
СДК-ЦН-33, СК-ЦН-34, СК-ЦН-34М**

Найменування	СДК-ЦН-33	СК-ЦН-34	СК-ЦН-34М
Внутрішній діаметр циліндричної частини, D	до 3600		до 4000
Висота циліндричної частини циклону, $H_{ц}$	0,535	0,515	0,4
Висота конічної частини циклону, $H_{к}$	3,0	2,110	2,6
Внутрішній діаметр вихлопної труби, d	0,334	0,340	0,22
Внутрішній діаметр пило відвідного патрубку, d_1	0,334	0,229	0,18
Ширина вхідного патрубку в циклоні, b	0,264	0,214	0,18
Висота вихлопної труби, $h_{тр}$	0, 2...0,3	0, 2...0,3	0,3
Висота установки фланця, $f_{ф}$	0,1	0,1	0,1
Висота вхідного патрубку, a	0,535	0,515	0,4
Довжина вхідного патрубку, l	0,6	0,6	0,6
Висота заглиблення вихлопної труби, $h_{тр}$	0,535	0,515	0,4

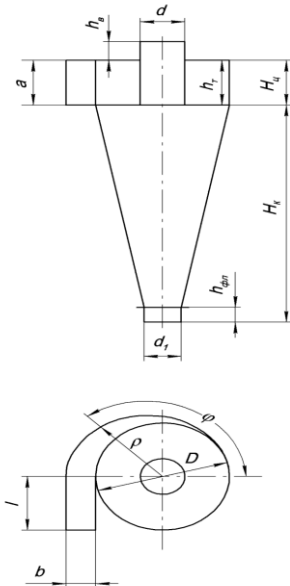


Рис. 1. Схема конічних циклонів
СДК-ЦН-33, СК-ЦН-34, СК-ЦН-34М

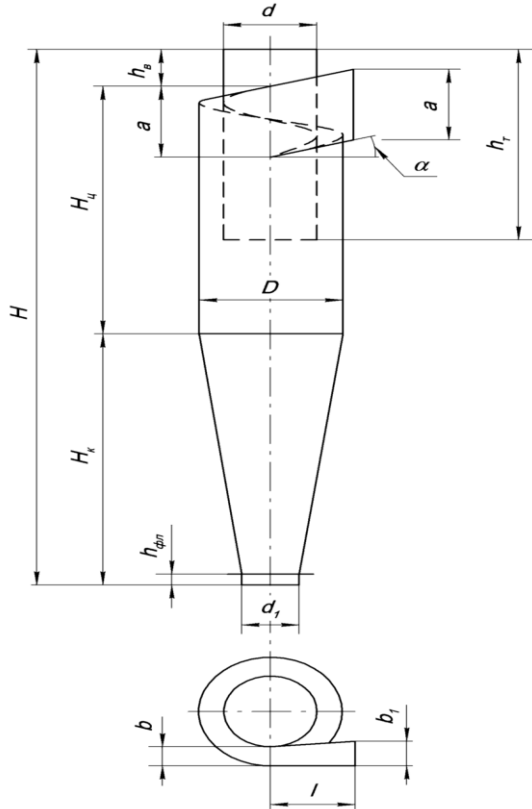


Рис. 2. Схема
циліндричних циклонів
ЦН-11, ЦН-15, ЦН-24

2. Приклад виконання розрахунково-графічної роботи

Для варіанта з даними:

Кількість природного газу, що надходить на очищення в циклон ЦН-15 при робочих умовах, $Q_p = 11000 \text{ м}^3/\text{год}$ ($3,06 \text{ м}^3/\text{с}$), температура газу $t = 30 \text{ }^\circ\text{C}$, розмір твердих частинок $d_m = 18 \text{ мкм}$ ($18 \cdot 10^{-5} \text{ м}$), розрахункова густина твердих частинок $\rho_{\text{ч}} = 2600 \text{ кг/м}^3$, початкова концентрація частинок у потоці $c_{\text{вх}} = 40 \text{ г/м}^3$, (при $0 \text{ }^\circ\text{C}$ та $0,1 \text{ МПа}$), надлишковий тиск на вході в циклон $P_{\text{н}} = 0,7 \text{ бара}$, необхідна ефективність очистки газу $\eta = 99 \%$, склад газу (% об.): $\text{CH}_4 = 90,7 \%$, $\text{C}_2\text{H}_6 = 4,3 \%$, $\text{C}_3\text{H}_8 = 1,6 \%$, $\text{C}_4\text{H}_{10} = 1,2 \%$, $\text{C}_5\text{H}_{12} = 0,4 \%$, $\text{N}_2 = 1,5 \%$, $\text{CO}_2 = 0,3 \%$.

Розв'язання:

1. Для циклону ЦН-15 за даними табл. 1 визначаємо параметри його ефективності:

$$d_{50}^T = 4,50 \text{ мкм}; \quad Lg\sigma_{\eta}^T = 0,352; \quad \omega_{opt} = 3,5 \text{ м/с.}$$

2. Обчислюємо необхідну площу перерізу циклонів:

$$F = Q_p / \omega_{opt} = 3,06 / 3,5 = 0,87 \text{ м}^2.$$

3. Визначаємо діаметр циклону, задаючись кількістю циклонів N .

При цьому, діаметр циклону округлюємо до величини, яка рекомендується в табл. 2. При цьому швидкість газу в циклоні не повинна відрізнятись від оптимальної більш ніж на 15 %.

Для кількості циклонів $N = 2$

$$D = (F / 0,785 \cdot N)^{0,5} = (0,87 / 0,785 \cdot 2)^{0,5} = 0,744 \text{ м}^2.$$

4. За даними табл. 3 приймаємо коефіцієнт гідравлічного опору, який відповідає заданому циклону. Даний діаметр ($D = 0,8 \text{ м}$) задовольняє рекомендаціям із компоновки циклонів.

5. Визначаємо дійсну швидкість газу в циклоні, м/с:

$$\omega = Q_p / (0,785 \cdot N \cdot D^2) = 3,06 / (0,785 \cdot 2 \cdot 0,8^2) = 3,05 \text{ м/с.}$$

При розрахунку швидкості, різниця від оптимальної склала 13 %.

6. Знаходимо коефіцієнт гідравлічного опору одного циклону, користуючись даними табл. 3, 4, 5 та 6.

За даними таблиць знаходимо значення коефіцієнтів:

- поправний коефіцієнт на діаметр циклона $K_1 = 1,0$;
- поправний коефіцієнт на запиленість газу $K_2 = 1,0$;
- поправний коефіцієнт для груп циклонів $K_3 = 35$.

$$\xi = K_1 K_2 \zeta_{ц}^{mn} 500 + K_3 = 1 \cdot 1 \cdot 155 + 35 = 190.$$

7. Для визначення втрати тиску в циклоні обчислюємо густину суміші газу

$$\rho_c = (0,6682 \cdot 0,907 + 1,261 \cdot 0,043 + 1,8641 \cdot 0,016 + 2,4986 \cdot 0,012 + 3,174 \cdot 0,004 + 1,1649 \cdot 0,015 + 1,8393 \cdot 0,003) = 0,756 \text{ кг/м}^3.$$

$$\text{Отже, } \Delta P = \xi \cdot \rho_c \cdot \omega^2 / 2 = 190 \cdot 0,756 \cdot 3,05^2 / 2 = 880 \text{ Па.}$$

8. Для обчислення значення d_{50} при робочих умовах знаходимо μ для даного газу, використовуючи формулу Сатерланда

$$\mu = 1,02 \cdot 10^{-7} \cdot [(273+164)/(303+164)] \cdot (303/273)^{3/2} = 1,2 \cdot 10^{-7} \text{ Па} \cdot \text{с};$$
$$d_{50} = d_{50}^T \cdot [(D/D_T) \cdot (\rho_{ч,Т} / \rho_{ч}) \cdot (\mu / \mu_T) \cdot (\omega / \omega_T)]^{0,5} = 4,5 \cdot 10^{-6} [(0,8/0,6) \cdot (1930/2600) \cdot (1,2 \cdot 10^{-7} / 22,2 \cdot 10^{-6}) \cdot (3,5/3,05)]^{0,5} = 0,32 \cdot 10^{-6}.$$

Для типового циклона:

$$D = 600 \text{ мм}; \rho_c = 1930 \text{ кг/м}^3; \mu = 22,2 \text{ Па}\cdot\text{с}; w = 3,5 \text{ м/с}.$$

9. Обчислюємо параметр x за формулою:

$$x = lq (d_m/d_{50}) / (lq^2\sigma_\eta + lq^2\sigma_\zeta)^{0,5},$$

де $lq^2\sigma_\zeta$ – середнє квадратичне відхилення для заданого значення концентрації частинок у потоці складає $lq^2\sigma_\zeta = 0,320$.

$$x = lq (18 \cdot 10^{-6}/0,32 \cdot 10^{-6}) / (0,352^2 + 0,320^2)^{0,5} = 2,1.$$

10. За даними табл. 7 знаходимо значення $\Phi(x)$, що представляє собою коефіцієнт повного очищення газу, виражений в долях:

$$\text{Отже, } \Phi(x) = 0,9821.$$

11. Встановлюємо степінь ефективності очищення газу в циклоні:

$$\eta = 0,5 \cdot [1 + \Phi(x)] = 0,5 \cdot [1 + 0,986] = 0,9911.$$

Визначене значення ККД задовольняє необхідну ефективність очистки газу.

12. Використовуючи перевідні коефіцієнти з табл. 10, знаходимо основні геометричні параметри циклону, а саме:

- діаметр циклону $D = 800$ мм,
- внутрішній діаметр вихлопної труби $d = 590$ мм,
- внутрішній діаметр пиловідвідного патрубку $d_1 = 240$ мм,
- висота конусної частини $h_k = 1200$ мм,
- висота циліндричної частини $h_{ц} = 1208$ мм,
- висота вихлопного патрубку $h_r = 528$ мм,
- кут нахилу кришки та вхідного патрубку циклону $\alpha = 15^\circ$,
- висота вхідного патрубку $a = 528$ мм,
- висота вихлопної труби $h_{тр} = 1200$ мм,
- висота зовнішньої частини вихлопної труби $h_a = 240$ мм,
- повна висота циклону $H = 2648$ мм.

3. Контрольна (домашня) робота

Визначити змінення технічного стану агрегату ГПА-Ц-6,3 в результаті проведеної очистки осьового компресора «на ходу», якщо агрегат до очистки компресора працював із параметрами згідно з варіантом Додатка В, а саме:

- частота обертання валу нагнітача n , об/хв;
- тиск газу на вході і на виході нагнітача, відповідно, P_1 , МПа, P_2 , МПа;

– температура газу на вході і на виході нагнітача, відповідно, t_1 °C та t_2 °C;

– осьового компресора «на ходу», якщо агрегат до очистки компресора працював із параметрами згідно з варіантом Додатка В, а саме:

– температура газів перед турбіною високого тиску t_T , °C;

– вміст метану в газі r_{CH_4} ;

– газова стала R , Дж/(кг·К);

– відносна густина за повітрям Δ .

Температура і тиск повітря на вході до осьового компресора співпадають із номінальними величинами, а саме $T_a = T_{a0}$, $P_a = P_{a0}$.

Після очистки осьового компресора змінилися температура та тиск газу на вході і на виході нагнітача, частота обертання валу нагнітача та температура газу перед турбіною високого тиску.

Вміст метану в газі, газова стала та відносна густина за повітрям не змінилися, а саме: $r_m = 0,975$; $R = 498$ Дж/(кг·К); $\Delta = 0,575$.

4. Приклад виконання контрольної (домашньої) роботи

Визначити змінення технічного стану агрегату ГПА-Ц-6,3 внаслідок проведеної очистки осьового компресора «на ходу», якщо агрегат до очистки компресора працював за таких вихідних даних:

– температура газу на вході і на виході нагнітача, відповідно, $t_1 = 10$ °C; $t_2 = 30$ °C;

– тиск газу на вході і на виході нагнітача, відповідно, $P_1 = 4,0$ МПа, $P_2 = 5,12$ МПа;

– частота обертання валу нагнітача $n = 7000$ об/хв;

– температура газів перед турбіною високого тиску $t_T = 646$ °C;

– вміст метану в газі $r_{\text{CH}_4} = 0,975$;

– газова стала $R = 498$ Дж/(кг·К),

– відносна густина за повітрям $\Delta = 0,575$.

Після очистки осьового компресора агрегат працював за таких вихідних даних:

– температура газу на вході і на виході нагнітача $t_1 = 18$ °C, $t_2 = 40$ °C;

– тиск газу на вході і на виході нагнітача, відповідно, $P_1 = 4,2$ МПа, $P_2 = 5,4$ МПа;

– частота обертання валу нагнітача $n = 7500$ об/хв;

– температура газів перед турбіною високого тиску $t_T = 680$ °C.

Параметр технічного стану ГТУ за потужністю до очистки осевого компресора може бути визначений шляхом використання співвідношень

$$\Delta i = C_{pm}(t_2 - t_1) - (C_p \cdot D_h) \cdot (P_2 - P_1);$$

$$N_i = (N_i / \rho_n)_{\text{пр}} \cdot (n/n_0)_{\text{пр}}^3 \cdot \rho_n.$$

Розв'язання:

1. Різниця температур газу в нагнітачі:

$$\Delta t = t_2 - t_1 = 30 - 10 = 20 \text{ }^\circ\text{C}.$$

2. Різниця тиску газу в нагнітачі:

$$\Delta P = P_2 - P_1 = 5,12 - 4,0 = 1,12 \text{ МПа}.$$

3. Середня температура і тиск газу в нагнітачі:

$$t_m = (t_2 + t_1)/2 = 20 \text{ }^\circ\text{C}, \quad P_m = (P_2 + P_1)/2 = 4,56 \text{ МПа}.$$

4. Середня ізобарна теплоємність газу (кДж/(кг·К)) визначається з рівняння:

$$C_{pm} = (0,37 + 0,63 \cdot r_{\text{CH}_4}) \cdot [(0,03 - 0,0009 \cdot P_1) \cdot t_m + 0,11 \cdot P_1 + 2,08] = 2,47 \text{ кДж/(кг·К)}.$$

5. Середнє значення комплексу $(C_p \cdot D_h)_m$ визначається з рівняння:

$$(C_p \cdot D_h)_m = (1,37 - 0,37 \cdot r_{\text{CH}_4}) \cdot [(0,00012 \cdot t_2^2 - 0,0135 \cdot t_2 + 0,31) \cdot P_m - 0,0463 \cdot t_2 + 11,19] = 9,95 \text{ кДж/(кг·МПа)}.$$

6. Питома різниця ентальпії з рівняння:

$$\Delta i = C_{pm}(t_2 - t_1) - (C_p \cdot D_h) \cdot \Delta P = 2,47 \cdot 20 - 9,95 \cdot 1,2 = 37,46 \text{ кДж/кг}.$$

7. Питома зведена різниця ентальпії газу:

$$\Delta i_{\text{зв}} = (\Delta i/60) \cdot (n_0/n)^2 = (37,46/60) \cdot (8200/7000)^2 = 0,856 \text{ кВт/(кг·хв}^{-1}\text{)}.$$

8. Зведена внутрішня потужність нагнітача за його характеристикою $(N_i/\rho_n)_{\text{зв}} = f(\Delta i)_{\text{зв}}$ складає $(N_i/\rho_n)_{\text{зв}} = 208 \text{ кВт/(кг·м}^3\text{)}$.

9. Густина газу на вході до нагнітача:

$$\rho = P_1/z_1 R T_1 = 4,0 \cdot 10^6 / (0,915 \cdot 498 \cdot 283) = 31,02 \text{ кг/м}^3.$$

10. Внутрішня потужність нагнітача:

$$N_i = (N_i/\rho_n)_{\text{пр}} \cdot \rho_n \cdot (n/n_0)_{\text{пр}}^3 = 208 \cdot 31,02 \cdot (7000/8200)^3 = 4017 \text{ кВт}.$$

11. Ефективна потужність ГПА:

$$N_e = N_i + N_{\text{мех}} = 4017 + 80 = 4097 \text{ кВт}.$$

12. Відносна приведена потужність агрегату:

$$(N_e)_{\text{зв}} = N_e / N_{e0} = 4097/6300 = 0,65.$$

13. Відносна температура газів перед турбіною високого тиску:

$$(T_\Gamma)_{\text{зв}} = T_\Gamma / T_{\Gamma 0} = 919,2/983,2 = 0,935.$$

14. Співставлення залежності $(T_{\Gamma})_{зв} = f(N_e)_{зв}$ з паспортною призводить до висновку про переміщення розрахункової точки вліво вздовж горизонталі від її паспортного значення, що складає величину $(N_e)_{зв0} = 0,78$.

Отже, параметр технічного стану ГТУ за потужністю до промивки осьового компресора складає

$$K_N = (N_e)_{зв} / (N_e)_{зв0} = 0,65 / 0,78 = 0,84.$$

15. Характеристики агрегату після промивки осьового компресора за такою ж схемою розрахунку склали (за прийнятими вихідними даними розрахунку):

- різниця температур газу по нагнітачу, $\Delta t = 22$ °С;
- різниця тиску газу по нагнітачу, $\Delta P = 1,2$ МПа;
- питома різниця ентальпії газу $\Delta i = 43,47$ кДж/кг; відповідно, зведена різниця ентальпії $\Delta i_{зв} = 0,865$ кВт/(кг·хв⁻¹);
- зведена внутрішня потужність нагнітача за його характеристикою $(N_i / \rho_n)_{зв} = 209$ кВт/(кг·м⁻³);

– густина газу на вході нагнітача, $\rho_n = 31,67$ кг/м³; відповідно, внутрішня й ефективна потужність ГТУ складають:

$$N_i = 5068 \text{ кВт}, \quad N_e = 5148 \text{ кВт};$$

- зведена внутрішня потужність ГТУ $N_{e,зв} = 0,817$;
- відносна зведена температура газів перед турбіною високого тиску $(T_{\Gamma})_{зв} = 0,97$;

– паспортне значення відносної зведеної потужності $(N_e)_{зв0} = 0,9$;

– параметр технічного стану ГТУ за потужністю дорівнює:

$$K_N = 0,9.$$

Відповідь: В наслідок процесу «промивання» осьового компресора коефіцієнт технічного стану агрегату за потужністю збільшився з 0,83 до 0,9.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *План розвитку газотранспортної системи до 2029 року*. URL: <https://tsoua.com/gts-infrastruktura/rozvytok-gts/10-richnyi-plan-rozvytku/>
2. *План розвитку газотранспортної системи ТОВ «Оператор газотранспортної системи України» на 2021...2030 роки*. URL: <https://www.аналіз%20та%20перспектива%20розвитку%20оператора%20ГТС.pdf>
3. *Енергетична стратегія України до 2035 року «Безпека, Енерго-ефективність, Конкурентоспроможність»*. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir= 50358>.
4. *Довідник працівника газотранспортного підприємства / за заг. ред. академіка Української нафтогазової академії А. А. Рудника*. – К.: Росток, 2001. 1092 с.
5. *Довідник інженера диспетчерської служби / за заг. ред. Ю. В. Пономарьова та М. П. Химка*. – К.-Х: УЦЕБОПнафтогаз, 2009. 248 с.
6. *Трубопровідний транспорт газу: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / О. М. Сусак, В. К. Касперович, М. П. Андріїшин* – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. 345 с.
7. *Касперович В. К. Трубопровідний транспорт газу*. – Івано-Франківськ: Факел. 2000. 194 с.
8. *Компресорні станції магістральних газопроводів: методичні рекомендації до виконання курсового проекту / уклад.: М. П. Андріїшин, К. І. Капітанчук, В. В. Козлов*. – К. : НАУ, 2018. 60 с.
9. *Compressor stations of main gas pipelines: guidelines for performing a course project / compilers: М. Р. Andriishin, О. G. Andriets, К. І. Kapitanchuk*. – К: NAU, 2019. 55 p.
10. *Нагнітачі природного газу: підручник / М. С. Кулик, К. І. Капітанчук, М. П. Андріїшин*. – К.: НАУ, 2022. 224 с.
11. *Природоохоронні технології. Ч.1. Захист атмосфери: навч. посіб.* / Л. І. Северин, В. Г. Петрук, І. І. Безвозюк, І. В. Васильківський. – Вінниця: ВНТУ, 2012. 388 с.

ВАРІАНТИ СКЛАДУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Номер варіанта	Склад газу, відсотки об'ємні, %						
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂
1	92,6	4,3	1,0	0,36	0,14	1,5	0,10
2	98,7	0,11	0,01	0,04	0,01	1,0	0,13
3	85,4	5,4	3,5	1,65	0,65	3,0	0,4
4	93,5	2,2	0,5	0,54	0,16	2,6	0,5
5	95,3	0,04	0,05	0,01	0,00	4,2	0,4
6	85,2	5,5	2,1	0,9	0,3	5,0	1,0
7	93,0	4,1	0,72	0,26	0,08	1,54	0,3
8	86,5	0,26	0,11	0,05	0,02	13,0	0,06
9	93,0	0,34	0,12	0,11	0,03	6,0	0,4
10	95,8	0,66	0,36	0,28	0,13	2,2	0,57
11	97,0	1,14	0,57	0,54	0,1	0,47	0,18
12	91,5	4,4	1,24	0,47	0,19	1,8	0,4
13	92,0	3,6	1,0	0,5	0,3	2,0	0,6
14	89,3	5,8	1,0	0,8	0,2	2,6	0,3
15	93,0	3,4	1,4	0,25	0,05	1,3	0,6
16	86,5	6,5	2,6	1,7	0,1	2,0	0,6
17	91,9	3,4	0,85	0,36	0,17	2,8	0,52
18	95,9	0,7	0,2	0,09	0,01	3,0	0,10
19	78,3	11,9	4,5	1,7	0,5	2,1	1,0
20	86,4	6,8	2,3	1,0	0,5	2,5	0,5
21	84,2	3,8	1,2	0,46	0,24	9,1	1,0
22	82,7	4,7	2,9	1,5	0,2	7,5	0,5
23	96,4	0,6	0,4	0,14	0,06	2,1	0,30
24	94,2	2,7	0,6	0,55	0,15	1,6	0,2
25	98,7	0,11	0,01	0,04	0,01	1,0	0,13
26	85,4	5,4	3,5	1,65	0,65	3,0	0,4
27	90,7	4,3	1,6	1,2	0,4	1,5	0,3

ВАРІАНТИ ДЛЯ ВИКОНАННЯ РОЗРАХУНКОВО-ГРАФІЧНОЇ РОБОТИ

Номер варіанта	Параметри				
	кількість природного газу $Q_p, \text{ м}^3/\text{год}$	температура природного газу $t \text{ }^\circ\text{C}$	розмір твердих частинок $d_m, \text{ мкм}$	густина твердих частинок $\rho_{\text{ч}}, \text{ кг/м}^3$	концентрація частинок у потоці $c_{\text{вх}}, \text{ г/м}^3$
1	10000	18	16	2500	30
2	10200	18	16	2600	32
3	10400	18	17	2700	34
4	10600	19	17	2800	36
5	10800	19	18	2900	38
6	11000	19	18	3000	40
7	11200	20	19	3100	42
8	11400	20	19	3200	44
9	11600	20	20	3300	46
10	11800	21	20	3400	48
11	12000	21	21	3500	50
12	12200	21	21	3600	50
13	10000	22	16	3700	30
14	10200	22	16	3800	32
15	10400	22	17	3900	34
16	10600	23	17	4000	36
17	10800	23	18	2500	38
18	11000	23	18	2600	40
19	11200	19	19	2700	42
20	11400	19	19	2800	44
21	11600	19	20	2900	46
22	11800	20	20	3000	47
23	12000	20	21	3100	48
24	12200	20	21	3200	49
25	12300	21	21	3300	50
26	12400	22	22	3300	50
27	12500	20	19	2900	41

**ВАРІАНТИ ДЛЯ ВИКОНАННЯ
КОНТРОЛЬНОЇ (ДОМАШНЬОЇ) РОБОТИ**

Номер варіанта	Параметри ГТУ											
	До промивки						Після промивки					
	t_1 , °C	t_2 , °C	P_1 , МПа	P_2 , МПа	n , об/хв	t_r , °C	t_1 , °C	t_2 , °C	P_1 , МПа	P_2 , МПа	n , об/хв	t_r , °C
1	8	28	3,7	4,74	6800	640	18	38	4,0	5,16	7400	670
2	9	29	3,8	4,89	6825	641	19	39	4,1	5,29	7425	671
3	10	30	3,9	4,99	6850	642	20	40	4,2	5,42	7450	672
4	11	31	4,0	5,12	6900	643	21	41	4,3	5,55	7475	673
5	12	32	4,1	5,25	6925	644	22	40	4,0	5,16	7500	674
6	13	33	4,2	5,38	6950	645	23	42	4,1	5,29	7525	675
7	14	34	3,7	4,74	6975	646	24	43	4,2	5,42	7550	676
8	15	35	3,8	4,89	7000	647	25	44	4,3	5,55	7575	677
9	16	36	3,9	4,99	6800	648	26	45	4,0	5,16	7400	678
10	17	37	4,0	5,12	6825	649	27	46	4,1	5,29	7425	679
11	18	38	4,1	5,25	6850	650	28	47	4,2	5,42	7450	680
12	19	39	4,2	5,38	6900	651	29	48	4,3	5,55	7475	681
13	8	28	3,7	4,74	6925	640	18	38	4,0	5,16	7500	670
14	9	29	3,8	4,89	6950	641	19	39	4,1	5,29	7525	671
15	10	30	3,9	4,99	6975	642	20	40	4,2	5,42	7550	672
16	11	31	4,0	5,12	7000	643	21	41	4,3	5,55	7575	673
17	12	32	4,1	5,25	6800	644	22	40	4,0	5,16	7400	674
18	13	33	4,2	5,38	6825	645	23	42	4,1	5,29	7425	675
19	14	34	3,7	4,74	6850	646	24	43	4,2	5,42	7450	676
20	15	35	3,8	4,89	6900	647	25	44	4,3	5,55	7475	677
21	16	36	3,9	4,99	6925	648	26	45	4,0	5,16	7500	678
22	17	37	4,0	5,12	6950	649	27	46	4,1	5,29	7525	679
23	18	38	4,1	5,25	6975	650	28	47	4,2	5,42	7550	680
24	19	39	4,2	5,38	7000	651	29	48	4,3	5,45	7575	681
25	20	38	4,3	5,40	7025	652	30	49	4,4	5,48	7600	682
26	21	39	4,4	5,42	7050	653	31	50	4,5	5,50	7625	683
27	18	35	4,0	5,15	7010	648	28	44	4,3	5,46	7615	680

ЗМІСТ

ВСТУП	3
ЗАГАЛЬНІ МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ	4
МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ З ОСВОЄННЯ НАВЧАЛЬНОГО МАТЕРІАЛУ	5
Модуль I. Основне та допоміжне обладнання, споруди та комунікації компресорної станції	5
Модуль II. Експлуатація та технічне обслуговування компресорної станції	11
МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ВИКОНАННЯ РОЗРАХУНКОВО-ГРАФІЧНОЇ ТА КОНТРОЛЬНОЇ (ДОМАШНЬОЇ) РОБИТ	16
1. Розрахунково-графічна робота	17
2. Приклад виконання розрахунково-графічної роботи	25
3. Контрольна (домашня) робота	27
4. Приклад виконання контрольної (домашньої) роботи	28
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	31
Додаток А. Варіанти складу природного газу	32
Додаток Б. Варіанти для виконання розрахунково-графічної роботи	33
Додаток В. Варіанти для виконання контрольної (домашньої) роботи	34

Навчальне видання

ЕКСПЛУАТАЦІЯ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ

Методичні рекомендації
до виконання розрахунково-графічної та контрольної
(домашньої) робіт для здобувачів вищої освіти ОС «Магістр»
спеціальності 142 «Енергетичне машинобудування»

Укладачі:

КАПТАНЧУК Костянтин Іванович
АНДРІЙШИН Михайло Петрович
ЯСИНЦЬКИЙ Едуард Петрович

В авторській редакції

Технічний редактор *А. І. Лавринович*

Підп. до друку __. __.20__ . Формат 60×84/16. Папір офс.

Офс. друк. Ум. друк арк. 1,86. Обл.-вид. арк. 2,0.

Тираж 100 пр. Замовлення № ____.

Видавець і виготівник

Національний авіаційний університет
03068, Київ-58, просп. Любомира Гузара, 1.