

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО
ГОСПОДАРСТВА імені О.М. БЕКЕТОВА

Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи бакалавра

на тему: «Аналіз технологічних режимів роботи установки комплексної
підготовки газу»

Виконав: студент 4 курсу групи НІТ2022-1

Давид ГАЦЬКО

Керівник: к.т.н., доц. Наталія КАПЦОВА

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

м. Харків – 2026 р.

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

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


Кафедра Нафтогазової інженерії та технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр

Спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

В.о. завідувача кафедри
нафтогазової інженерії
та технологій

 Роман ТКАЧЕНКО
«16» червня 2026 р..

З А В Д А Н Н Я

на кваліфікаційну роботу бакалавра

студента Гацько Давида Володимировича

1. Тема роботи: «Аналіз технологічних режимів роботи установки комплексної підготовки газу».

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

2. Термін подання студентом закінченої роботи 17.06.2026 р.

Вихідні дані до роботи: існуюча установка комплексної підготовки газу

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

3.1 Сучасний стан та тенденції розвитку галузі, Властивості природного газу та продукція його переробки, Склад компонентів природного газу, Ключові проблеми розвитку нафтогазової промисловості,

3.2 Технологічні установки підготовки природного газу та їх характеристика, Загальна технологічна схема установки підготовки нафти і газу, Сепараційні апарати в системах підготовки газу

3.3 Аналіз теплообмінного обладнання для підготовки природного газу

3.4 Основні різновиди компресорних установок

3.5 Принцип роботи та особливості застосування ежекторів

3.6 Конструктивні характеристики та експлуатаційні режими турбодетандерних установок

3.7 Моделювання технологічних процесів установки комплексної підготовки газу та аналіз варіантів її модернізації

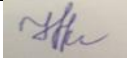
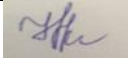
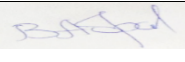
3.8 Охорона праці, Основні небезпечні чинники виробничого середовища, Екологічна безпека, Оцінювання впливу небезпечних і шкідливих виробничих факторів, Характеристика та аналіз небезпечних виробничих факторів, Заходи безпеки в умовах надзвичайних ситуацій, Розрахунок системи освітлення.

Перелік графічного матеріалу (із точним зазначенням обов'язкових креслень):

4.1 Розташування нафтогазоносних басейнів України 4.2 Загальна технологічна схема УКПГ 4.3 Схема роботи установки низькотемпературної сепарації на установці комплексної підготовки газу 4.4 Обладнання для

процесів сепарації 4.5 Схема низькотемпературної сепарації газу із застосуванням дроселя 4.6Схема роботи установки низькотемпературної сепарації з турбодетандером 4.7 Технологічний процес осушення природного газу методом адсорбції 4.8 Схема роботи установки низькотемпературної сепарації з використанням ежектора 4.9 Фактична технологічна схема експлуатації УКПГ 4.10 Схема вдосконалення технологічного процесу підготовки природного газу 4.11 Оцінка варіантів модернізації УКПГ 4.12 Охорона праці 4.13 Висновки

6. Консультанти розділів роботи

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

Дата видачі завдання «25» травня 2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Найменування етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Одержання завдання на проектування	23.05.2026	
2.	Аналіз проектних матеріалів і вихідних даних	24.05.2026	
3.	Огляд і аналіз науково-технічної літератури за тематикою роботи	28.05.2026	
4.	Технічні параметри продуктів переробки	01.06.2026	
5.	Технологічна схема установки підготовки нафти і газу	05.06.2026	
6.	Аналіз теплообмінного обладнання для підготовки природного газу	07.06.2026	
7.	Сепараційні апарати в системах підготовки газу	08.06.2026	
8.	Основні різновиди компресорних установок	09.06.2026	
9.	Принцип роботи та особливості застосування ежекторів	11.06.2026	
10.	Умови експлуатації турбодетандерів	12.06.2026	
11.	Модернізація установки комплексної підготовки	14.06.2026	
12.	Виконання графічної частини	02.06-14.06.2026	
13.	Рецензування кваліфікаційної роботи	17.06.2026	
14.	Попередній захист кваліфікаційної роботи	18.06.2026	
15.	Здача закінченої кваліфікаційної роботи в ЕК	26.06.2026	

Керівник _____  (кандидат техн.наук, доцент. Капцова Н.І)

Студент- бакалавр _____  _____ (Гацько Д.В.)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна бакалаврська робота викладена на 65 сторінках, містить 9 рисунків, 4 таблиць, 19 використаних джерел та 13 слайдів графічної частини.

Метою дослідження є аналіз існуючої установки комплексної підготовки газу та розроблення схеми її модернізації. У роботі проведено аналіз технологічної схеми та фактичного режиму функціонування діючої установки.

Технологічна схема УКПГ передбачала підготовку сухого відбензиненого газу методом низькотемпературної сепарації із застосуванням дроселювання, а також стабілізацію конденсату за допомогою технології ступінчастого розгазування.

Необхідність адаптації роботи УКПНГ зумовлена зміною умов реалізації та задачі продукції. У процесі дослідження модернізації було проаналізовано чотири варіанти технологічних схем, які відрізнялися кількістю теплообмінного обладнання та регулюючих клапанів. Для кожного з варіантів виконано оцінку ефективності, за результатами якої обрано найбільш раціональне рішення — технологічну схему із застосуванням компримування.

У межах роботи розроблено комплекс заходів, спрямованих на підвищення рівня безпеки експлуатації УКПГ.

Ключові слова: установка комплексної підготовки газу, підготовку сухого відбензиненого газу, низькотемпературна сепарація

ЗМІСТ

ВСТУП	9
1 СУЧАСНИЙ СТАН ТА ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ ГАЛУЗІ.....	10
1.1 Властивості природного газу та продукція його переробки.....	11
1.1.1 Склад компонентів природного газу.....	11
1.1.2 Технічні параметри продуктів переробки	13
1.2 Ключові проблеми розвитку нафтогазової промисловості	15
Висновок.....	18
2 ТЕХНОЛОГІЧНІ УСТАНОВКИ ПІДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ЇХ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	19
2.1 Загальна технологічна схема установки підготовки нафти і газу.....	19
2.2 Сепараційні апарати в системах підготовки газу	25
2.3 Аналіз теплообмінного обладнання для підготовки природного газу.....	29
2.3.1 Пластинчато-ребристі та пластинчасті теплообмінники в газовій галу.30	
2.3.2 Експлуатаційні характеристики та обмеження пластинчастих теплообмінників	32
2.4 Основні різновиди компресорних установок.....	33
2.5 Принцип роботи та особливості застосування ежекторів.....	34
2.6 Конструктивні характеристики та експлуатаційні режими турбодетандерних установок	36
Висновок.....	38
3. МОДЕЛЮВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЇ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ ТА АНАЛІЗ ВАРІАНТІВ ЇЇ МОДЕРНІЗАЦІЇ.....	40
Висновок.....	43
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	45
4.1 Основні небезпечні чинники виробничого середовища.....	45
4.2 Оцінювання впливу небезпечних і шкідливих виробничих факторів	46
4.3 Характеристика та аналіз небезпечних виробничих факторів	50

4.4 Заходи безпеки в умовах надзвичайних ситуацій.....	54
4.5 Розрахунок системи освітлення установки комплексної підготовки газу.....	56
Висновок.....	58
ВИСНОВКИ.....	60
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	61

ВСТУП

Газова промисловість займає провідне місце в паливно-енергетичному комплексі країни, оскільки забезпечує потреби економіки в енергоресурсах і сприяє зміцненню енергетичної незалежності держави.

Основні запаси нафти й природного газу в Україні зосереджені в Дніпровсько-Донецькому та Карпатському нафтогазоносних регіонах. Дніпровсько-Донецький регіон є найбільшим центром видобутку природного газу, тоді як Карпатський характеризується наявністю як газових, так і нафтових родовищ, що забезпечують важливу частину ресурсної бази держави.

У цьому регіоні зосереджена значна кількість родовищ, серед яких особливе значення мають Богородчанське, Долинське та Більче-Волицьке, що забезпечують країну вагомими обсягами вуглеводневої сировини. Хоча саме ці два регіони є основними центрами видобутку нафти й газу, поклади вуглеводнів виявлені також у багатьох інших областях України. Однак їхні запаси, як правило, поступаються за масштабами ресурсам Донецько-Дніпровської та Карпатської нафтогазоносних областей.

Ефективне функціонування газової галузі значною мірою визначається рівнем технологічного забезпечення установок комплексної підготовки газу, які є важливою ланкою у процесі доведення природного газу до необхідних якісних показників для його подальшого транспортування та споживання. Газова промисловість України стикається з низкою викликів, серед яких зношення виробничих потужностей, обмеженість інвестиційних ресурсів, зростання екологічних вимог та необхідність впровадження новітніх технологічних рішень. Особливого значення набуває модернізація УКПГ, яка сприятиме підвищенню енергоефективності виробничих процесів, скороченню негативного впливу на навколишнє середовище та забезпеченню відповідності продукції міжнародним нормам і стандартам.

1. СУЧАСНИЙ СТАН ТА ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ ГАЛУЗІ

Газова промисловість України залишається однією з ключових складових паливно-енергетичного комплексу держави та відіграє важливу роль у забезпеченні енергетичної безпеки країни. В умовах зростання потреб у власних енергоресурсах та необхідності зменшення залежності від імпортованих енергоносіїв розвиток газовидобувної галузі набуває особливого стратегічного значення.

Водночас більшість великих родовищ перебувають на пізніх стадіях розробки, що супроводжується поступовим зниженням пластового тиску та скороченням дебітів свердловин.

Сучасний етап розвитку галузі характеризується активним впровадженням новітніх технологій буріння, автоматизації виробничих процесів, цифрового моніторингу роботи обладнання та інтенсифікації видобутку. Особлива увага приділяється модернізації існуючої інфраструктури, підвищенню ефективності роботи свердловин і впровадженню енергоощадних технологій на об'єктах видобутку, транспортування та підготовки газу.

Важливим напрямом розвитку є проведення геологорозвідувальних робіт з метою відкриття нових родовищ та залучення до розробки важковидобувних запасів. Перспективними вважаються глибокозалягаючі поклади природного газу, а також нетрадиційні джерела вуглеводнів. Поряд із цим здійснюється модернізація компресорних станцій і магістральних газопроводів, що дозволяє підвищити надійність та ефективність функціонування газотранспортної системи.

Серед основних тенденцій розвитку галузі слід відзначити цифровізацію технологічних процесів, впровадження автоматизованих систем керування, підвищення екологічної безпеки виробництва та зниження енерговитрат під час транспортування природного газу. Значна увага приділяється скороченню викидів парникових газів, підвищенню

ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів та інтеграції української газової інфраструктури до європейського енергетичного простору. Отже, подальший розвиток газової промисловості України пов'язаний із модернізацією виробничих потужностей, впровадженням сучасних технологій видобутку та транспортування газу, а також розширенням ресурсної бази. Реалізація цих заходів сприятиме зміцненню енергетичної незалежності держави та підвищенню конкурентоспроможності галузі[1].



Рисунок 1.1 - Розташування нафтогазоносних басейнів України

1.1 Властивості природного газу та продукція його переробки

1.1.1 Склад компонентів природного газу

Природний газ переважно складається з метану, однак газ, що надходить із газосховищ або видобувних пластів, може містити незначну кількість важчих вуглеводнів, які при зниженні температури переходять у рідкий стан, утворюючи конденсат. Такий газ називають «вологим», тоді як

газ, у якому конденсат не утворюється, класифікують як «сухий». Для визначення кількості рідкої фази, що виділяється з газу, використовують поняття «коефіцієнт конденсації». Його вимірюють у грамах рідини, яка утворюється з 1 м³ газу (г/м³). Цей показник зазвичай застосовують для оцінювання вмісту етану та важчих вуглеводнів (C₂₊), а також пропану та більш важких компонентів (C₃₊). Водночас повне вилучення цих фракцій є економічно недоцільним з огляду на два основні чинники:

Економічний аспект вилучення газового конденсату пов'язаний із необхідністю застосування складних технологічних процесів, зокрема низькотемпературної сепарації та високого ступеня компримування газу. Досягнення високих показників вилучення компонентів — понад 90–95 % етану, 98 % пропану та 99 % бутану — потребує значних енергетичних і фінансових витрат, що часто робить такий процес економічно недоцільним [1].

Енергетична цінність природного газу значною мірою залежить від його компонентного складу. Наявність негорючих домішок, таких як азот або діоксид вуглецю, знижує теплоту згоряння газу, тому для забезпечення необхідних паливних характеристик він повинен містити достатню кількість вуглеводневих компонентів.

За вмістом важких вуглеводнів (C₃₊) природний газ поділяють на два основні типи. Якщо концентрація цих компонентів не перевищує 50 г/м³, газ вважається «збідненим». За вмісту понад 150 г/м³ його відносять до категорії «жирних» газів. Під час переробки важкі вуглеводні можуть виділятися у вигляді газового конденсату та надалі надходити на установки фракціонування для отримання окремих цінних продуктів [1].

До складу природного газу, крім вуглеводнів, можуть входити різні домішки та супутні компоненти:

Азот (N₂) — зазвичай міститься в незначних кількостях, проте в окремих родовищах його концентрація може досягати 30 %. Підвищений вміст азоту зменшує теплотворну здатність газу та негативно впливає на його якість.

Гелій (He) — присутній у дуже малих концентраціях і практично не впливає на паливні властивості газу, однак має високу промислову цінність як стратегічна сировина.

Сірководень (H_2S) — токсичний та корозійно-активний газ. Залежно від його наявності природний газ поділяють на «солодкий» (без сірководню) та «кислий» (із вмістом сірководню). Для транспортування магістральними газопроводами концентрація H_2S не повинна перевищувати 7 мг/м^3 .

Діоксид вуглецю (CO_2) — небажана домішка, яка знижує теплотворну здатність газу та може спричиняти корозію обладнання.

Водяна пара (H_2O) — практично завжди присутня в природному газі та підлягає видаленню перед транспортуванням. За низьких температур і високого тиску вода утворює газові гідрати, які можуть блокувати роботу трубопроводів та технологічного обладнання.

Ртуть (Hg) — міститься у слідових кількостях (від $0,01$ до 180 мкг/м^3), проте навіть такі концентрації можуть викликати пошкодження алюмінієвих теплообмінників, тому її необхідно вилучати.

Природні радіоактивні елементи — насамперед радон, який іноді присутній у складі природного газу в незначних концентраціях і потребує контролю з точки зору радіаційної безпеки [1].

1.1.2 Технічні параметри продуктів переробки

Головним завданням промислової підготовки природного газу є приведення його характеристик до вимог, необхідних для подальшого транспортування, зберігання та реалізації споживачам. У результаті переробки отримують товарний природний газ, а також газовий конденсат, який може бути нестабільним або стабілізованим залежно від способу подальшого використання.

Важливим показником якості природного газу є температура точки роси за водою та вуглеводнями. Цей параметр характеризує умови конденсації окремих компонентів газової суміші та безпосередньо впливає на надійність експлуатації газотранспортної системи. Контроль точки роси дає змогу запобігати утворенню гідратів, накопиченню рідких вуглеводнів і розвитку корозійних процесів у трубопроводах та технологічному обладнанні.

Для забезпечення відповідності газу встановленим стандартам регламентуються допустимі концентрації діоксиду вуглецю, кисню та сірководню, оскільки їх наявність може негативно впливати на безпечність транспортування, довговічність обладнання та якість кінцевого продукту.

Газовий конденсат, що виділяється під час підготовки природного газу, може транспортуватися у нестабільному вигляді або проходити процес стабілізації. Стабілізація забезпечує зменшення вмісту легких фракцій та зниження випаровуваності продукту, що підвищує безпеку його зберігання і транспортування. Для нестабільного конденсату вимоги до якості визначаються переважно умовами конкретного технологічного процесу, тоді як для стабільного конденсату одним із головних контрольних показників є тиск насичених парів.

Вилучення та розділення рідких вуглеводнів зазвичай здійснюється на спеціалізованих установках комплексної підготовки газу. У деяких випадках окремі стадії підготовки можуть виконуватися безпосередньо на родовищах. Якість одержуваних продуктів визначається технологічними параметрами процесу, конструктивними особливостями обладнання, допустимим рівнем тиску насичених парів, а також вмістом води, сірководню та інших небажаних домішок [2].

1.2 Ключові проблеми розвитку нафтогазової промисловості

Проблема виснаження зрілих нафтових і газових родовищ є одним із ключових викликів сучасної енергетики. Понад половину обсягів видобутку природного газу забезпечують родовища, що перебувають в експлуатації понад двадцять років. Експлуатація зрілих газових родовищ супроводжується низкою технічних і технологічних труднощів, пов'язаних із поступовим виснаженням запасів вуглеводнів. Для підтримання ефективності видобутку та продовження терміну експлуатації таких об'єктів необхідне впровадження сучасних інженерних рішень і технологій інтенсифікації.

Однією з найбільш поширених проблем є зменшення продуктивності свердловин. У процесі тривалої розробки родовищ дебіт свердловин може скорочуватися в декілька разів порівняно з початковими показниками. Основними причинами цього є виснаження пластової енергії, погіршення фільтраційних властивостей колектора, а також накопичення пластової води та газового конденсату в привибійній зоні та насосно-компресорних трубах. За недостатньої швидкості руху газового потоку рідка фаза не виноситься на поверхню, що призводить до поступового заповнення стовбура свердловини та зниження її продуктивності аж до повної зупинки.

Для відновлення нормального режиму роботи необхідно періодично видаляти накопичену рідину шляхом продування свердловин. Однак такі операції супроводжуються втратами природного газу та додатковими експлуатаційними витратами. З кожним роком кількість свердловин, схильних до накопичення рідини, збільшується, що ускладнює процес розробки родовищ і підвищує собівартість видобутку.

Для боротьби з цими явищами використовують різноманітні технічні рішення. Одним із них є застосування концентричних ліфтових колон, які забезпечують окремий рух газу та рідкої фази, підвищуючи ефективність видалення конденсату і води зі свердловини. Значного поширення набули також плунжерні ліфти, робота яких базується на механічному переміщенні

рідини до поверхні за допомогою спеціального плунжера. Така технологія особливо ефективна для свердловин із підвищеним обводненням або значним накопиченням конденсату.

Підвищенню ефективності видобутку сприяє використання поверхнево-активних речовин, які зменшують поверхневий натяг рідини та полегшують її винесення газовим потоком. Крім того, на практиці застосовуються газліфтні системи зі змінними режимами роботи, що дозволяють адаптувати процес підйому рідини до поточних умов експлуатації свердловини. Для збільшення проникності продуктивних пластів та покращення припливу газу також використовують гідравлічний розрив пласта. Проте на родовищах із високим ступенем виснаження ефективність цього методу може бути обмеженою, тому його впровадження потребує детального техніко-економічного аналізу.

Серйозним фактором, який впливає на подальшу розробку зрілих родовищ, є поступове зниження пластового тиску. У багатьох випадках його значення стає суттєво меншим за тиск у магістральних газопроводах, що ускладнює транспортування видобутого газу до споживачів. Для забезпечення стабільної роботи свердловин необхідно підтримувати оптимальні умови на гирлі, однак це часто призводить до додаткового зниження дебіту. За таких умов особливого значення набуває модернізація компресорних дожимних станцій, які забезпечують підвищення тиску газу перед його подачею до газотранспортної системи. Відсутність своєчасної реконструкції такого обладнання може призвести до суттєвого скорочення обсягів видобутку та дострокового припинення експлуатації родовища.

Саме тому модернізація компресорних станцій, зокрема впровадження більш продуктивних компресорів та оптимізація роботи трубопровідних систем, є ключовим напрямом продовження терміну експлуатації родовищ.

Зниження обсягів видобутку природного газу також спричиняє недовантаження виробничих потужностей — до 40% обладнання може простоювати, потребуючи технічного обслуговування або демонтажу й утилізації, що призводить до значних економічних втрат. Оптимізація

інфраструктури родовища, зокрема шляхом перерозподілу газових потоків і консолідації обладнання, дає змогу мінімізувати ці втрати та підвищити ефективність використання ресурсів[2].

Додатковими чинниками, що ускладнюють розробку зрілих нафтових і газових родовищ, є зростання рівня обводнення продуктивних пластів, неоднорідність геологічної будови покладів, а також поступове старіння виробничої інфраструктури. Значне фізичне зношення свердловинного обладнання, систем збору та транспортування продукції негативно впливає на техніко-економічні показники видобутку та потребує проведення модернізації виробничих об'єктів.

За таких умов особливого значення набуває застосування комплексних технологічних підходів, спрямованих на підвищення ефективності розробки родовищ і раціональне використання залишкових запасів вуглеводнів. Перспективними напрямками розвитку галузі вважаються автоматизація виробничих процесів, впровадження інтелектуальних систем моніторингу та керування свердловинами, використання сучасних методів стимулювання припливу флюїдів до свердловин, а також широке застосування цифрових технологій для прогнозування та оптимізації режимів експлуатації.

Одним із найбільш перспективних інструментів є створення цифрових моделей родовищ, які дають можливість аналізувати поточний стан пластів, прогнозувати зміни їхніх параметрів і обирати найбільш ефективні технологічні рішення. Використання таких систем сприяє зниженню виробничих ризиків, підвищенню точності планування та скороченню експлуатаційних витрат.

Ефективне освоєння залишкових запасів вуглеводнів неможливе без впровадження інноваційних технологій та постійного вдосконалення виробничих процесів. Лише поєднання сучасних технічних рішень, науково обґрунтованих методів розробки та індивідуального підходу до кожного родовища дозволяє забезпечити максимальне вилучення корисних копалин,

підвищити економічну ефективність видобутку та зміцнити енергетичну безпеку держави в довгостроковій перспективі[2].

Висновок до розділу 1

Розглянуто сучасний стан та основні тенденції розвитку газової промисловості України, проблеми, що впливають на ефективність її функціонування. Галузь має стратегічне значення для енергетичної безпеки держави, її розвиток ускладнюється низкою факторів, серед яких виснаження зрілих родовищ, зниження дебітів свердловин, падіння пластового тиску та значний знос виробничої інфраструктури. Проаналізовано географічну структуру видобутку природного газу в Україні та показано, що основні обсяги продукції забезпечуються родовищами, які перебувають на пізніх стадіях розробки. Це зумовлює необхідність впровадження технологій інтенсифікації видобутку, модернізації обладнання, оптимізації режимів експлуатації свердловин. Приділено увагу властивостям природного газу, продуктам його переробки. Розглянуто склад газових сумішей, вплив домішок на експлуатаційні характеристики, вимоги до товарної продукції, щодо точки роси, вмісту води, сірководню та інших компонентів. Це підкреслює складність технологічних процесів підготовки газу до транспортування та реалізації. Розвиток галузі залежить від впровадження інноваційних технологій, цифровізації виробничих процесів, використання математичного моделювання та модернізації установок комплексної підготовки газу. Такі підходи дозволяють підвищити ефективність видобутку, зменшити втрати та забезпечити стабільну роботу виробничих об'єктів.

2. ТЕХНОЛОГІЧНІ УСТАНОВКИ ПІДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ЇХ ХАРАКТЕРИСТИКА

2.1 Загальна технологічна схема установки підготовки вуглеводнів

Установка комплексної підготовки нафти і газу (УКПНГ) являє собою комплекс технологічного обладнання та допоміжних систем, призначених для видобутку й підготовки нафти, природного газу, газового конденсату та супутніх компонентів. У результаті роботи установки отримують готову продукцію, зокрема товарну нафту, сухий відбензинений газ, газовий конденсат, а також супутню воду, яка після відповідної обробки закачується у підземні резервуари[3].

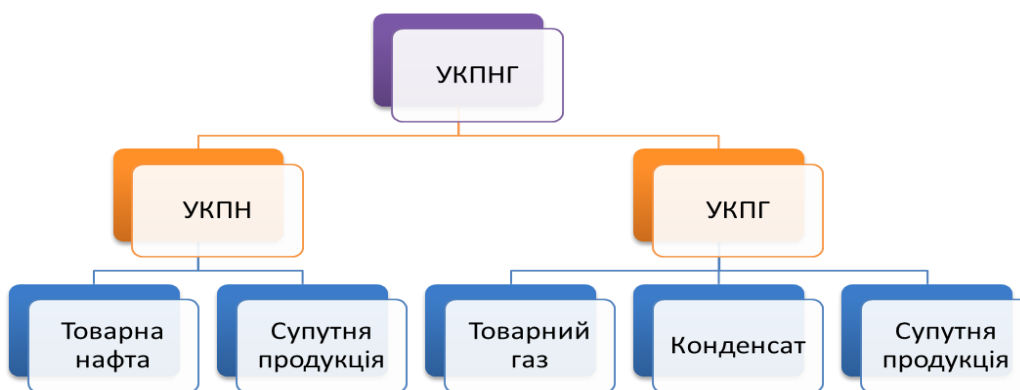


Рисунок 2.1 – Загальна схема установки комплексної підготовки вуглеводневої сировини

Установка комплексної підготовки нафти і газу (УКПНГ) являє собою сукупність технологічних об'єктів і допоміжного обладнання, призначених для видобутку, збору, підготовки та первинної переробки нафти, природного газу, газового конденсату й супутніх компонентів. У процесі функціонування установки отримують товарну нафту, підготовлений природний газ, газовий конденсат, а також пластову воду, яка після очищення та відповідної обробки може закачуватися в підземні горизонти для підтримання пластового тиску.

До складу установки комплексної підготовки газу входить ряд технологічних і допоміжних вузлів, кожен з яких виконує визначені функції у процесі підготовки продукції до транспортування та реалізації.

Першим етапом є попереднє очищення газу. Для цього використовуються сепаратори та фільтр-сепаратори, які забезпечують вилучення механічних домішок, краплинної вологи та рідких вуглеводневих компонентів із газового потоку.

Основні технологічні блоки призначені для очищення, осушення, охолодження та доведення природного газу до нормативних показників якості. Саме на цьому етапі відбувається видалення небажаних домішок і підготовка газу до подальшого транспортування.

Для підтримання необхідного тиску застосовуються дотискувальні компресорні станції. Вони забезпечують стабільну роботу технологічного комплексу та створюють умови для подачі підготовленого газу в магістральні газопроводи. Залежно від технологічної схеми компресорні станції можуть розташовуватися як перед блоком підготовки газу, так і після нього.

Після компримування газ надходить до систем повітряного охолодження, де його температура знижується до встановлених технологічних параметрів.

До допоміжних об'єктів УКПГ належать операторні, системи електропостачання, зв'язку, водо- і теплопостачання, установки електрохімічного захисту, протипожежне обладнання, а також ємності для зберігання технологічних реагентів, зокрема діетиленгліколю.

Основними продуктами, які виробляються на установках комплексної підготовки газу, є сухий природний газ, сухий відбензинений газ нафтових родовищ та газовий конденсат у стабільному або нестабільному стані.

УР – блок регенерації діетиленгліколю (ДЕГ), призначений для відновлення його осушувальних властивостей і повторного використання в технологічному циклі.

СР – вузол розподілу діетиленгліколю, що забезпечує подачу регенованого реагенту до відповідних технологічних секцій.

МНТС – модуль низькотемпературної сепарації, де здійснюється вилучення рідких вуглеводнів та конденсату із газового потоку.

КСК – колона стабілізації конденсату, призначена для отримання стабільного конденсату, придатного до подальшого транспортування та зберігання.

б – Схема розташування обладнання

Е – резервуари для накопичення газового конденсату, діетиленгліколю та інших технологічних рідин.

Обладнання установки розміщене таким чином, щоб забезпечити безперервність технологічного процесу, зручність експлуатації та проведення ремонтно-обслуговувальних робіт.

Процес низькотемпературної сепарації застосовується для охолодження природного газу, вилучення з нього конденсату та зменшення температури точки роси за вуглеводнями. У модулі низькотемпературної сепарації газ послідовно проходить через теплообмінники Т-1 і Т-2, де охолоджується за участю джерела холоду. Після цього в сепараторі Р-2 здійснюється ефективне відділення рідкої фази від газу.

Осушення газу забезпечується за допомогою діетиленгліколю, який після використання надходить до установки регенерації УР, де відновлюються його робочі характеристики. Далі регенований ДЕГ через систему розподілу СР знову повертається до технологічного процесу.

Конденсат, що виділяється під час сепарації, спрямовується до колони стабілізації КСК, де з нього видаляються легкі фракції. У результаті отримують стабільний газовий конденсат, який відповідає вимогам щодо подальшого транспортування, зберігання та реалізації споживачам.

На установках комплексної підготовки газу виконується комплекс технологічних процесів, спрямованих на приведення природного газу до вимог транспортування та подальшого використання споживачами. До основних операцій належать приймання газу зі свердловинних шлейфів, зниження його тиску до необхідних технологічних параметрів і проведення обліку видобутої продукції.

Важливим етапом є очищення газу від механічних домішок, пластової води та рідких вуглеводнів, які надходять разом із продукцією свердловин. Для забезпечення необхідних показників якості природний газ піддається осушенню, зокрема методом низькотемпературної сепарації, що дозволяє зменшити вміст вологи та попередити утворення гідратів під час транспортування. У процесі підготовки також здійснюється охолодження сирого газу та нагрівання осушеного газового потоку відповідно до технологічних вимог.

Підготовлений газ спрямовується до магістральних газопроводів, а супутні пластові флюїди розподіляються на окремі потоки. При цьому проводиться розділення рідкої фази на газовий конденсат і водно-метанольний розчин. Частина газу використовується для забезпечення власних потреб установки, а решта передається споживачам із обов'язковим комерційним обліком.

Для гарантування безпечної експлуатації передбачено системи аварійного захисту, які забезпечують дистанційне відключення технологічних ліній, відведення газу на факельні установки та спорожнення обладнання у разі виникнення нештатних ситуацій. З метою запобігання гідратоутворенню до газопроводів подається метанол через спеціальну систему дозування.

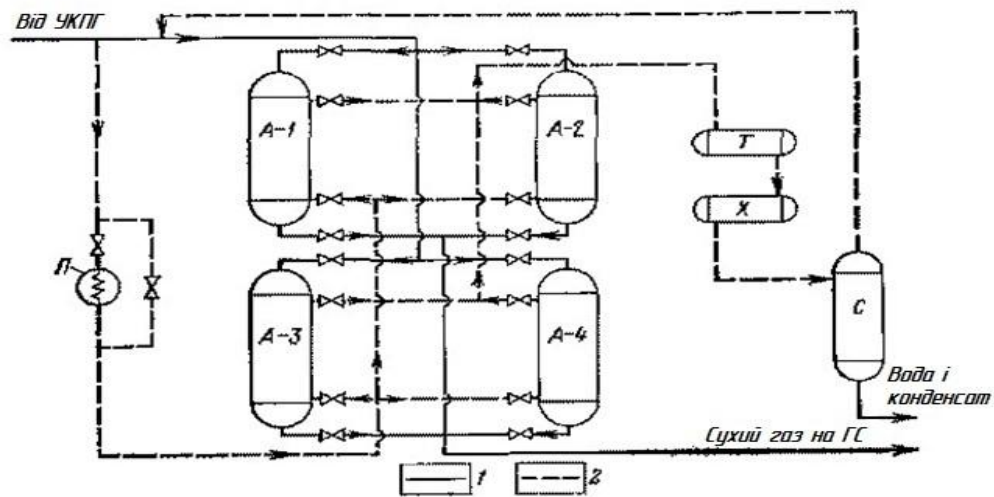


Рисунок 2.3 – Технологічна схема адсорбційного осушення природного газу на УКПГ

А – адсорбери; П – нагрівальна піч; Т – теплообмінники; Х – охолоджувач.

Підготовка природного газу на газових родовищах передбачає застосування процесів абсорбції або адсорбції, основною метою яких є видалення вологи з газового потоку. Для газоконденсатних родовищ поряд із зневодненням здійснюється вилучення важких вуглеводнів за допомогою низькотемпературної сепарації, абсорбції або нафтової абсорбції.

Типова установка комплексної підготовки газу складається з кількох основних технологічних вузлів. Блок попередньої сепарації забезпечує видалення механічних домішок, краплинної вологи та рідких вуглеводнів із використанням сепараторів і фільтрів-сепараторів. Подальше очищення, осушення та охолодження газу здійснюється на спеціалізованих технологічних установках.

Для підтримання необхідного тиску транспортування використовуються дожимні компресорні станції, які можуть розташовуватися як перед блоком підготовки газу, так і після нього. Після компримування газ проходить через апарати повітряного охолодження, що забезпечують зниження його температури до нормативних значень.

До складу УКПГ також входять допоміжні системи, які забезпечують надійну та безпечну роботу об'єкта. Серед них операторні приміщення, системи зв'язку, електро-, тепло- та водопостачання, установки електрохімічного захисту, комплекси пожежогасіння, а також резервуарне господарство для зберігання гліколів та інших технологічних реагентів.

2.2 Сепараційні апарати в системах підготовки газу

Для розділення газової, рідкої та твердої фаз у промислових умовах застосовують три основні фізичні принципи: інерційне відокремлення, гравітаційне осідання та коалесценцію крапель. У реальних сепараційних установках ці механізми можуть використовуватися як окремо, так і в комбінації, що дозволяє підвищити ефективність процесу. Важливою умовою якісного розділення є наявність незмішуваних фаз, які мають різні густинні характеристики.

Сепараційне обладнання поділяється за конструктивним виконанням на горизонтальні та вертикальні апарати. Крім того, залежно від кількості фаз, що підлягають розділенню, розрізняють двофазні сепаратори (для газу і рідини) та трифазні (для газу та двох рідких компонентів).

Незважаючи на різноманітність конструкцій, більшість сепараторів мають типову внутрішню будову, яка включає чотири основні функціональні зони, а також елементи системи автоматичного регулювання та контролю. Принципові схеми горизонтальних і вертикальних сепараційних апаратів із зазначенням їх основних складових елементів наведені на рисунках 2.3 та 2.4.

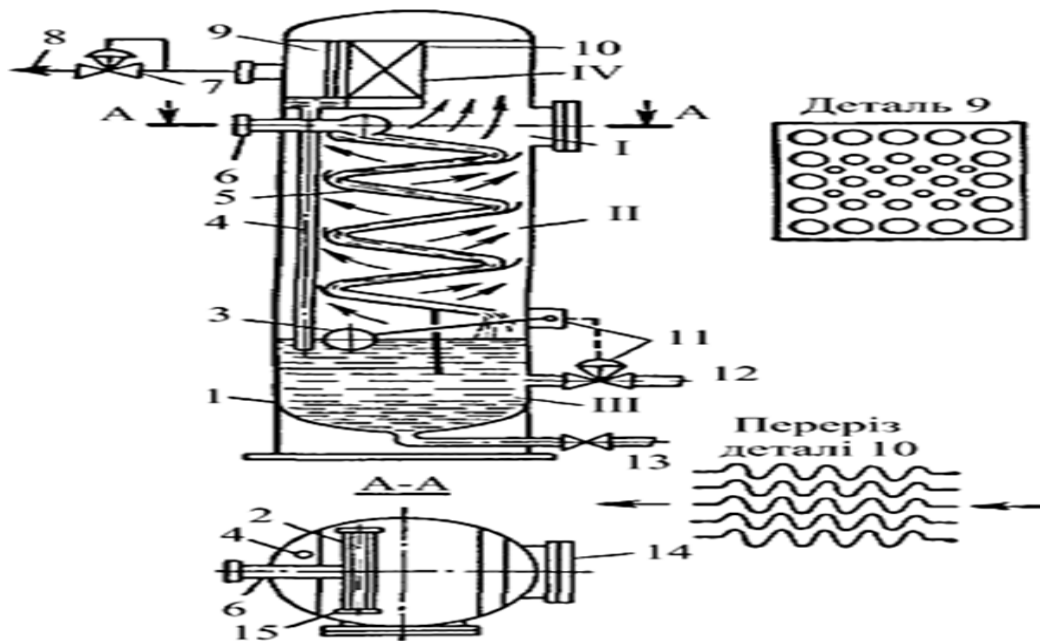


Рисунок – Вертикальний сепаратор:

- 1 – корпус; 2 – роздавальний колектор; 3 – поплавець;
 4 – дренажна труба;
 5 – похилі площини;
 6 – введення газорідинної суміші;
 7 – регулятор тиску «до себе»;
 8 – вихід газу; 9 – переділка для вирівнювання швидкості газу;
 10 – жалюзійний краплеуловлювач; 11 – регулятор рівня;
 12 – скидання нафти;
 13 – скидання бруду; 14 – люк;
 15 – заглушки

Рисунок 2.3 – Сепаратори для розділення газорідинних сумішей-вертикальний

У конструкції вертикальних нафтових сепараторів незалежно від їхнього типу виділяють чотири основні секції .

Сепараційна секція призначена для первинного розділення нафтової та газової фаз. Ефективність її роботи значною мірою визначається конструкцією вузла введення продукції свердловин. Для цього можуть застосовуватися радіальні або тангенціальні вводи, різноманітні диспергуючі насадки та пристрої, що створюють турбулізацію газорідинного потоку.

Осаджувальна секція забезпечує додаткове виділення газових бульбашок із нафти, які збільшуються в розмірах у процесі сепарації.

Для підвищення ефективності дегазації нафту спрямовують тонким шаром по похилих поверхнях. Це збільшує довжину шляху її руху та сприяє кращому відокремленню газу. Рекомендується виконувати похилі площини з невеликими порогами, які додатково стимулюють вихід газу з рідини.

Секція збору нафти розташована в нижній частині апарата та служить для накопичення і відведення нафти із сепаратора. Залежно від ефективності роботи сепараційної та осаджувальної секцій, а також від в'язкості нафти й тривалості її перебування в апараті, рідина може перебувати тут як в однофазному стані, так і містити залишковий газ.

Краплеуловлювальна секція розташовується у верхній частині сепараційного апарата або може бути винесена в окремий вузол. Її основне призначення полягає у відокремленні дрібнодисперсних крапель рідини, які переносяться газовим потоком і за відсутності очищення можуть потрапляти в подальші трубопроводи та технологічне обладнання. [4].

На рисунку наведено загальний вигляд сепаратора в розрізі, оснащеного жалюзійною краплеуловлювальною насадкою 10. Під час роботи нафтогазова суміш під тиском на гирлі свердловини або під тиском, створеним насосами дотискної насосної станції (ДНС), через вхідний патрубок надходить до роздавального колектора 2. Уздовж колектора виконано щілину, через яку суміш рівномірно розподіляється та потрапляє на похилі площини 5. Завдяки цьому збільшується шлях руху нафти, що сприяє більш повному виділенню оклюдованого газу.

У верхній частині апарата встановлена жалюзійна краплеуловлювальна насадка 10. Газовий потік разом із дрібними краплями нафти, які не осіли під дією сили тяжіння, проходить через насадку. У результаті контакту з її елементами відбувається захоплення та утримання крапель рідини, що забезпечує додаткове очищення газу. Осаджена рідина утворює плівку, яка стікає по дренажній трубі 4 до секції збору нафти III, звідки відводиться через

трубопровід 12.

Краплеуловлювальні насадки можуть мати різне конструктивне виконання, проте принцип їхньої роботи базується на таких процесах: взаємодії газового потоку з перешкодами, зміні напрямку руху потоку, зміні його швидкості, використанні відцентрових сил, а також застосуванні коалесцентних елементів, зокрема металевих сіток різних типів[3].

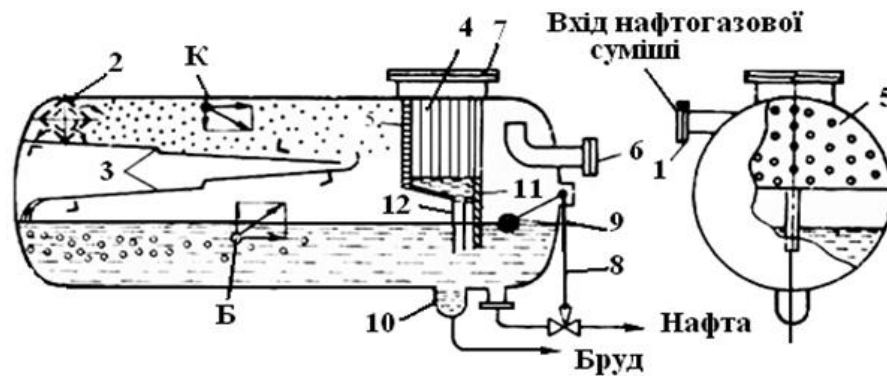


Рисунок 2.4 – Сепаратори для розділення газорідних сумішей- горизонтальний

Показано принципову схему горизонтального сепаратора, у якому відокремлення рідкої фази відбувається під дією гравітаційних та інерційних сил. Основний газовий потік разом із дрібними краплинами нафти, які не встигають осісти під дією сили тяжіння, проходить через жалюзійну насадку 4. У цьому елементі відбувається коалесценція — злиття та осадження крапель рідини на поверхні насадки. У результаті формується рідинна плівка, яка стікає в піддон і далі через зливну трубу 12 потрапляє у рідинну фазу сепаратора, нижче рівня розділення.

У верхній частині горизонтального сепаратора умовно показано краплю нафти К, а в нижній — газову бульбашку Б, на які діють відповідні сили, що визначають їх переміщення та розділення фаз. Вертикальні сепаратори найчастіше застосовують

за високого співвідношення газ/рідина або при невеликих обсягах продукції. Натомість горизонтальні апарати є ефективнішими для обробки значних обсягів рідини та при трифазному розділенні. Їхня перевага полягає в тому, що рух газу та крапель відбувається перпендикулярно основному потоку, що сприяє більш ефективному гравітаційному осадженню. У вертикальних сепараторах рух фаз відбувається переважно проти напрямку потоку, що ускладнює процес розділення[3].

2.3 Аналіз теплообмінного обладнання для підготовки природного газу

У процесах промислової підготовки та переробки природного газу теплообмінне обладнання працює в широкому діапазоні температур — від умов навколишнього середовища до підвищених технологічних режимів. Найбільш розповсюдженими є кожухотрубні теплообмінники, що пояснюється їхньою здатністю ефективно функціонувати в умовах наявності забруднених середовищ. Завдяки цьому вони широко застосовуються в газовій промисловості.

Такі апарати відзначаються відносно простою конструкцією та економічною доцільністю експлуатації. Їхня важлива перевага полягає у можливості демонтажу трубних пучків для проведення очищення, ремонту або заміни окремих елементів без значної зупинки технологічного процесу. Для чистих газових потоків, зокрема в системах типу «газ–газ», більш ефективним рішенням є використання компактних пластинчастих теплообмінників, які забезпечують високу інтенсивність теплопередачі при невеликих габаритах обладнання[4].

2.3.1 Пластинчато-ребристі та пластинчасті теплообмінники в газовій галузі

Пластинчато-ребристі теплообмінники відносяться до високоефективного типу теплообмінного обладнання, конструкція якого базується на використанні тонких гофрованих (ребристих) алюмінієвих пластин, розміщених між алюмінієвими розділовими листами. Широке застосування ці апарати отримали в криогенних технологіях, починаючи з 1950-х років, завдяки їх високій ефективності при роботі в умовах низьких температур.

Теплообмінні канали в таких апаратах можуть виконуватися як у вигляді прямих, так і гофрованих проходів. Це сприяє порушенню ламінарного режиму течії та інтенсифікації теплообміну між середовищами.

До основних переваг пластинчато-ребристих теплообмінників належать:

- невелика маса конструкції, що полегшує транспортування та монтаж;
- висока міцність при криогенних температурах, що дозволяє експлуатацію до $-268\text{ }^{\circ}\text{C}$ (у середовищі рідкого гелію) при тиску до 9,7 МПа;
- значна площа теплообміну, яка може перевищувати аналогічні показники кожухотрубних апаратів приблизно у шість разів;
- можливість реалізації різноманітних схем руху потоків, включаючи протитечію, прямотечію та комбіновані режими;
- малий температурний напір, який становить близько $1,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ для однофазних і приблизно $2,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ для двофазних середовищ.

Водночас такі теплообмінники мають і певні недоліки та обмеження:

- складна моноблочна конструкція, що ускладнює ремонт і підвищує вартість виготовлення порівняно з кожухотрубними апаратами;

- обмежений температурний діапазон експлуатації (зазвичай до 85 °С, у спеціальних виконаннях — до 205 °С);
- вузькі канали, які є чутливими до забруднень і потребують ретельної фільтрації потоку;
- необхідність мінімізації вмісту речовин, схильних до кристалізації або замерзання (вода, CO₂, ароматичні вуглеводні), щоб уникнути блокування каналів;
- обмежена корозійна стійкість, оскільки обладнання може працювати лише з середовищами, що не руйнують алюмінієві матеріали.

Тому кислі гази, зокрема CO₂ та H₂S, є безпечними для таких теплообмінників лише за умови відсутності вільної води.

Чутливість до забруднення ртуттю. Наявність ртуті може істотно погіршувати механічні властивості алюмінію, через що пластинчато-ребристі теплообмінники є вразливими до її впливу.

Сприйнятливність до термічних ударів. Значні та швидкі коливання температури можуть призвести до пошкодження теплообмінника, тому під час експлуатації слід уникати різких температурних змін[4].

Пластинчато-ребристі теплообмінники являють собою теплообмінне обладнання, конструкція якого складається з тонких гофрованих (ребристих) алюмінієвих пластин, розміщених між двома алюмінієвими листами. Починаючи з 1950-х років, вони широко застосовуються в криогенній техніці завдяки своїм високим експлуатаційним характеристикам за низьких температур. Потоківі канали в таких теплообмінниках можуть бути як прямими, так і гофрованими. Гофрування створює перешкоди для прямолінійного руху потоку, що сприяє інтенсифікації теплообміну та підвищенню ефективності роботи обладнання[4].

2.3.2 Експлуатаційні характеристики та обмеження пластинчастих теплообмінників

Пластинчасті теплообмінники з витравленими каналами є спеціалізованими теплообмінними апаратами, у яких канали для руху рідин або газів формуються за допомогою травлення металу чи спеціальної обробки поверхні. Завдяки високій інтенсивності теплообміну та компактності конструкції вони широко застосовуються.

Характеризуються цілісною монолітною будовою, що значно ускладнює проведення технічного обслуговування та ремонтних робіт. Порівняно з кожухотрубними теплообмінниками, які можна розбирати для очищення або заміни окремих компонентів, вони є більш дорогими та потребують більших трудових витрат.

Обмеження робочої температури.

Вузькі канали потоку. Канали таких теплообмінників мають невеликий діаметр, через що існує підвищений ризик їх засмічення. Для запобігання накопиченню твердих частинок необхідно встановлювати фільтри або дрібносітчасті захисні екрани. Також концентрація речовин, схильних до замерзання (зокрема води, CO_2 , бензолу та п-ксилолу), повинна бути мінімальною, оскільки їх кристалізація може призвести до закупорювання каналів. При цьому очищення теплообмінника після забруднення є досить складним процесом.

Корозійна стійкість. Такі теплообмінники можуть ефективно працювати лише з робочими середовищами, які не чинять агресивного впливу на алюмінієві матеріали. Наявність кислих компонентів, таких як CO_2 та H_2S , не призводить до корозійних процесів лише за умови повної відсутності вільної води. Це значною мірою звужує сферу їх застосування в окремих технологічних схемах.

Чутливість до забруднення ртуттю. Контакт ртуті з алюмінієм негативно впливає на механічну міцність конструкції, тому такі теплообмінники є вразливими до її присутності. У зв'язку з цим їх

експлуатація в середовищах, що містять ртуть, не допускається.

Сприйнятливість до термічних ударів. Пластинчасті теплообмінники з витравленими каналами є чутливими до різких змін температури, оскільки значні температурні перепади можуть спричинити пошкодження їхньої конструкції[3].

2.4 Основні різновиди компресорних установок

Стиснення газів є невід'ємною складовою багатьох технологічних процесів газової промисловості. Воно застосовується під час газліфтною експлуатації свердловин, видобутку природного газу, розділення гелію та газового конденсату, транспортування й розподілу газу, а також при його закачуванні в пласт для підтримання тиску, зберіганні та зрідженні з метою подальшого транспортування. Для виконання цих завдань використовують компресори різних типів, які класифікуються відповідно до їхнього призначення та технічних характеристик.

Класифікація основних компресорів газової промисловості:

Поршневі компресори. Поршневі компресори належать до найбільш поширених видів компресорного обладнання в промисловості завдяки можливості гнучкого регулювання продуктивності та ефективній роботі в широкому діапазоні тисків нагнітання. Вони характеризуються високою ефективністю та надійністю за різних умов експлуатації.

1. Пластинчасті компресори. Цей тип компресорів переважно використовується для роботи з чистими газами при низьких тисках (до 1 МПа) та невеликих витратах газу (85–5900 м³/год). До їхніх основних переваг належать невисока вартість, висока ефективність процесу стиснення та значний об'ємний коефіцієнт корисної дії, що досягається завдяки мінімальним втратам на ковзання.
2. Гвинтові компресори є одним із найпоширеніших типів об'ємних компресорних машин і застосовуються для стиснення повітря, рекуперації парів, а також у холодильних технологічних установках.

Завдяки своїй надійності, компактності та стабільній роботі вони широко використовуються в промисловості для безперервного забезпечення стисненим газом різних технологічних процесів. Вони особливо ефективні в технологічних процесах, де можливе ефективне розділення газової та рідинної фаз.

3. Відцентрові компресори. Разом з тим їхня продуктивність обмежується розмірами робочого колеса, що може знижувати ефективність використання таких компресорів у високопотужних установках. Усі компресори для своєї роботи потребують джерела енергії.

Найбільш поширеними приводами компресорних установок є:

Парові турбіни — забезпечують високу потужність і широко застосовуються на промислових підприємствах та в енергетичних комплексах.

Електродвигуни — є найпоширенішим типом приводу компресорів у цивільних, комерційних і багатьох виробничих установках.

Газові турбіни та газові двигуни — широко використовуються в газовій промисловості, оскільки забезпечують надійну та ефективну роботу компресорного обладнання.

Дизельні двигуни — переважно застосовуються як резервне джерело енергії для забезпечення роботи компресорів в аварійних ситуаціях або при відсутності основного живлення.

Вибір типу компресора визначається умовами його експлуатації, технологічними особливостями процесу та вимогами до стиснення газу[5].

2.5 Принцип роботи та особливості застосування ежекторів

Ежектори (струминні насоси) — це пристрої, принцип роботи яких ґрунтується на законі Бернуллі. Вони здійснюють перетворення енергії тиску рухомого потоку рідини на кінетичну енергію шляхом пропускання його через звужене сопло. Унаслідок зростання швидкості робочого потоку виникає

зниження тиску, що створює розрідження в камері змішування та забезпечує всмоктування пасивного потоку. Після змішування потоків отримана суміш проходить через дифузор, де кінетична енергія знову перетворюється на енергію тиску[5].

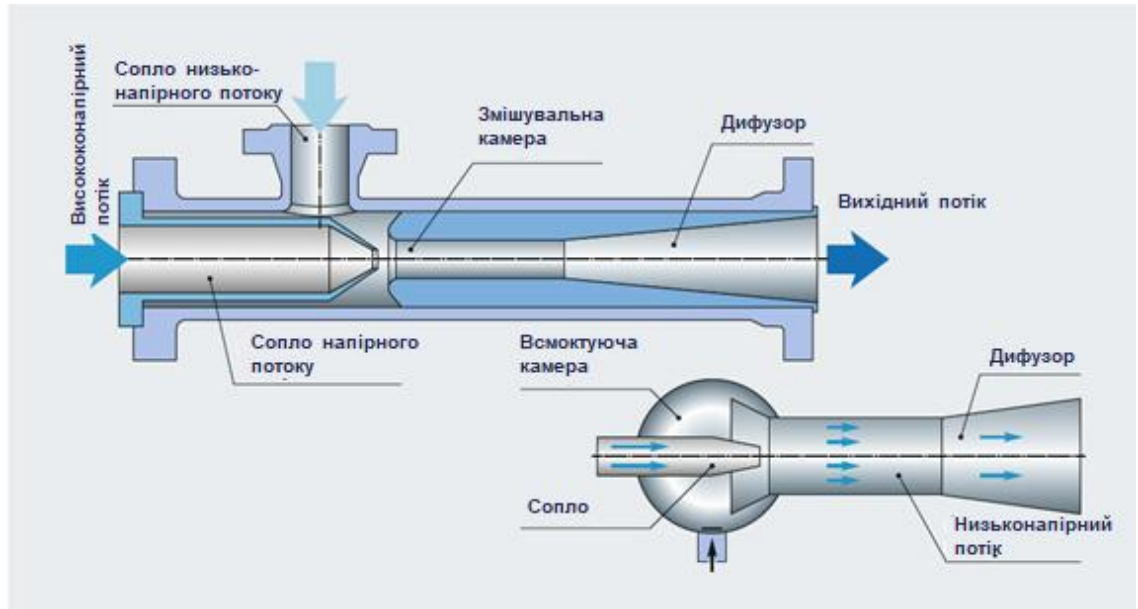


Рисунок 2.5 – Схематичне зображення принципу роботи струминного апарата

Принцип роботи ежектора базується на використанні енергії струменя робочого середовища, яке проходить через сопло та розганяється до високої швидкості. Унаслідок цього в зоні виходу з сопла знижується тиск, що призводить до утворення області розрідження в камері змішування. Завдяки цьому ефекту відбувається підсмоктування пасивного потоку (інжектованого середовища), який надходить у камеру та змішується з активним струменем. Далі суміш потоків спрямовується в дифузор, де швидкість руху зменшується, а тиск поступово відновлюється та підвищується. У результаті на виході формується потік із тиском, вищим за тиск інжектованого середовища, що забезпечує процес компримування або відкачування.

Як рушійні середовища в ежекторах найчастіше використовують повітря або водяну пару. Це дозволяє уникнути забруднення технологічного потоку та забезпечує сумісність із робочими середовищами в різних промислових процесах.

До основних переваг ежекторів належать:

- можливість підвищення продуктивності за рахунок використання вторинних (утилізаційних) потоків;
- зменшення навантаження на факельні системи завдяки ефективній утилізації надлишкових газів;
- екологічна безпека, оскільки відсутні викиди продуктів згоряння;
- проста інтеграція в існуючі технологічні схеми без значної реконструкції обладнання;
- компактні розміри та невелика маса порівняно з компресорними установками;
- висока надійність завдяки відсутності рухомих частин, що знижує потребу в обслуговуванні та ризик аварійних ситуацій;
- низький рівень шуму під час експлуатації, що покращує умови роботи персоналу.

Потенційні ризики й обмеження в процесі експлуатації:

Потреба у стабільному тиску всмоктування: для коректної та надійної роботи ежектора необхідно забезпечувати постійний тиск на вході, який у деяких випадках підтримується за рахунок циркуляції газового потоку.

Коливання тиску всмоктування: зі зміною швидкості газового потоку змінюється і тиск, що створюється ежектором у зоні всмоктування, тому цей параметр потребує постійного контролю.

Ежектори можуть застосовуватися для уловлювання випаровуваних газів із резервуарів зберігання, створення вакууму (зокрема глибокого у промислових процесах), а також для утилізації відпрацьованих або надлишкових газів, що дозволяє зменшити енергетичні витрати[5].

2.6 Конструктивні характеристики та експлуатаційні режими турбодетандерних установок

Турбодетандери є спеціальними енергетичними машинами, що використовуються на газопереробних підприємствах для отримання корисної роботи за рахунок процесу розширення газового потоку. Вони найбільш ефективні у випадках, коли необхідно знизити тиск газу з мінімальними втратами енергії, одночасно перетворюючи потенціал розширення у механічну роботу.

Застосування турбодетандерів дозволяє зменшити енергетичні витрати на технологічні процеси та підвищити загальну ефективність роботи установки. Крім того, це сприяє більш раціональному використанню енергоресурсів у системах підготовки та переробки газу.

Основними умовами ефективної роботи турбодетандерів є наявність достатнього перепаду тиску в газовому потоці, а також використання газу з відносно низьким вмістом цінних компонентів, який не потребує подальшого суттєвого компримування після розширення.

Також важливою умовою може бути необхідність високого ступеня вилучення етану або інших газових фракцій.

Підприємства часто віддають перевагу компактним установкам з метою зменшення займаної площі та зниження капітальних витрат. Значні витрати на енергоносії також є фактором, що сприяє використанню турбодетандерів, оскільки вони дозволяють зменшити споживання енергії. Крім того, важливою перевагою є операційна гнучкість — здатність обладнання працювати в широкому діапазоні тисків і з різними видами продуктів.

Принцип роботи турбодетандера полягає в розширенні газу, під час якого його тиск знижується, а швидкість потоку зростає.

До типових конструкцій турбодетандерів належать насамперед радіально-реактивні турбіни, які найчастіше застосовуються в криогенних процесах, де газ розширюється за високих швидкостей обертання. Для підвищення ефективності роботи може використовуватися різна компоновка турбодетандерно-компресорних установок, у яких детандер об'єднаний із компресором для подальшого стиснення газу. Така схема дозволяє не тільки

знижувати тиск, а й рекуперувати енергію для повторного використання в системі.

Показником ефективності є коефіцієнт корисної дії (ККД) детандера, який для радіальних турбін зазвичай становить 75–85%. Для компресорів, що працюють у зв'язці з детандерами, ККД може перебувати в межах 65–80%.

Регулюючий клапан на вході в детандер повинен швидко спрацьовувати та перекривати потік, що забезпечує стійку роботу установки при змінних режимах. Для контролю можливих вібрацій, які можуть спричинити механічні пошкодження турбодетандера, доцільно використовувати спеціальні датчики вібраційного моніторингу. Також слід враховувати ризик виникнення резонансних явищ у турбодетандерних агрегатах під час змінних режимів роботи, що може призводити до аварійних ситуацій, тому потрібне ретельне проектування та постійний контроль під час експлуатації.

Окремо необхідно передбачити системи змащення та контрольно-вимірювальне обладнання для забезпечення коректної роботи турбодетандера. Монтаж компресорних установок потребує високої точності, особливо у випадках, коли забезпечується безпечна й ефективна робота турбодетандерів у системах високого тиску. Турбодетандери є важливим обладнанням у газопереробній промисловості, особливо в кріогенних технологічних процесах. Вони дають змогу зменшити енергоспоживання, підвищити ефективність виробництва та знизити негативний вплив на довкілля завдяки можливості рекуперації енергії під час розширення газового потоку[5].

Висновок до розділу 2

У результаті проведеного аналізу встановлено, що установки комплексної підготовки нафти і газу є важливим елементом системи видобутку та транспортування вуглеводневої сировини. Вони забезпечують очищення, осушення, сепарацію та підготовку природного газу і нафти до вимог подальшого транспортування та використання.

Розглянуто основні технологічні процеси підготовки газу, низькотемпературну сепарацію, абсорбційне та адсорбційне осушення, які дозволяють ефективно видаляти вологу, механічні домішки та рідкі вуглеводні. Ключову роль у цих процесах відіграє сепараційне обладнання, ефективність якого визначається конструктивними особливостями та умовами експлуатації.

Проведений аналіз вертикальних і горизонтальних сепараторів показав, що вибір їх конструкції залежить від складу газорідинної суміші, співвідношення фаз і технологічних вимог виробництва. Важливим елементом систем підготовки газу є теплообмінне обладнання, яке забезпечує необхідні температурні режими технологічних процесів. Особливу увагу приділено пластинчастим та пластинчато-ребристим теплообмінникам, що характеризуються високою інтенсивністю теплообміну та компактністю конструкції.

Розглянуто основні типи компресорних установок, ежектори та турбодетандери, які широко застосовуються для забезпечення необхідних параметрів тиску, підвищення енергоефективності виробництва та рекуперації енергії. Їх використання сприяє зменшенню експлуатаційних витрат, підвищенню надійності роботи технологічних систем і покращенню екологічних показників підприємств газової промисловості.

3. МОДЕЛЮВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЇ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ ТА АНАЛІЗ ВАРІАНТІВ ЇЇ МОДЕРНІЗАЦІЇ

Експлуатація газопереробних підприємств та установок комплексної підготовки газу (УКПГ) є складним і багатофакторним технологічним процесом, на який впливають як зовнішні умови, так і внутрішній стан обладнання. У процесі роботи з часом виникають різні технічні ускладнення, пов'язані зі зростанням вимог до якості товарного газу, конденсату та супутніх продуктів, а також із поступовим зношенням обладнання й зміною умов його експлуатації.

В умовах сучасного ринку підприємства змушені підвищувати ефективність виробництва, знижувати витрати та забезпечувати стабільність технологічних режимів. Одним із найбільш ефективних інструментів для досягнення цих цілей є математичне моделювання технологічних процесів, яке дає змогу аналізувати роботу установок без проведення дорогих і ризикованих натурних експериментів.

Використання моделей дозволяє досліджувати різні режими роботи УКПГ, оцінювати вплив зміни технологічних параметрів і визначати оптимальні умови експлуатації обладнання. Особливо важливим це є під час модернізації діючих установок, коли необхідно перевірити ефективність запропонованих технічних рішень ще до їх практичного впровадження.

Сучасні програмні комплекси, такі як PRO-II, Aspen HYSYS, Aspen Plus, Petro-SIM та інші, базуються на строгих термодинамічних моделях і дозволяють детально враховувати фізико-хімічні властивості багатокомпонентних газоконденсатних систем. Вибір конкретного програмного продукту залежить від складності задачі, доступності вихідних даних та вимог до точності розрахунків.

Під час моделювання УКПГ особливу увагу приділяють якості вихідної

інформації: режимним картам, складу сировини, параметрам роботи обладнання та даним експлуатації в різних навантаженнях. Це дає змогу виявити «вузькі місця» технологічної схеми та оцінити можливі шляхи її вдосконалення.

Після побудови моделі обов'язково виконується її верифікація шляхом порівняння результатів розрахунків із фактичними виробничими даними. Це забезпечує достовірність моделювання та дозволяє використовувати модель для подальших досліджень і оптимізації. На основі перевіреної моделі можна проводити чисельні експерименти, аналізувати вплив різних факторів і розробляти варіанти реконструкції установки. Це включає зміну складу газу, коригування технологічних режимів або встановлення нового обладнання з метою підвищення ефективності процесу.

Для УКПГ із проектною продуктивністю 6,5 млн м³/добу, що працює із сухим відбензиненим газом і процесами низькотемпературної сепарації та стабілізації конденсату, модель повинна враховувати термодинамічні, гідравлічні, теплові та масообмінні процеси, а також особливості систем автоматичного керування.

Зміна умов експлуатації, зокрема вимог до тиску та температури вихідної продукції, потребує перегляду технологічної схеми та підбору нового обладнання. У деяких випадках розглядаються альтернативні варіанти модернізації, однак остаточний вибір здійснюється на основі техніко-економічного та технологічного аналізу[3]. Засіб модернізації, який передбачає встановлення трьох додаткових теплообмінників та регулюючого клапана, є найбільш ефективним і технічно обґрунтованим рішенням для реконструкції установки. Він забезпечує стабільне досягнення необхідних температурних і гідравлічних параметрів процесу, дозволяє отримати товарний газ і конденсат у межах нормативних вимог та мінімізує ризики утворення небажаних температурних зон у технологічному обладнанні. Крім того, дане рішення відрізняється більшою надійністю роботи системи та кращою адаптацією до змінних умов експлуатації порівняно з іншими

розглянутими варіантами.

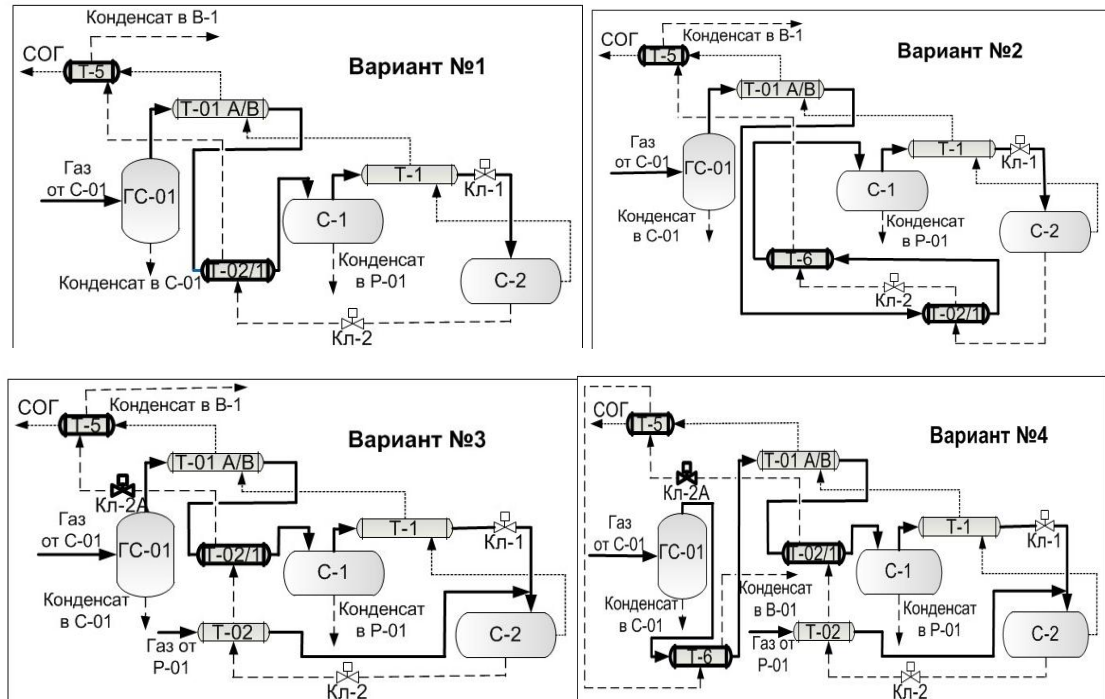


Рисунок 3.1 – Можливі технологічні рішення реконструкції та удосконалення установки

Таблиця 3.1 – Порівняльний аналіз реконструкції

Показник	Сценарій 1	Сценарій 2	Сценарій 3	Сценарій 4
Виведення з експлуатації існуючого апарата	Теплообмінний апарат Т-02	Теплообмінний апарат Т-02	Не передбачено	Не передбачено
Додатково встановлене обладнання	2 теплообмінники (Т-02/1, Т-5)	3 теплообмінники (Т-02/1, Т-5, Т-6)	2 теплообмінники + клапан Кл-2А	3 теплообмінники + клапан Кл-2А
Температурний режим СВГ, °С	11,8	12,6	9,7	5,1
Робочий тиск СВГ, МПа	7,4	7,8	7,5	7,9
Температура точки роси за вуглеводнями	-13	-12	-11	-15
Температура точки роси за водою	-43	-41	-39	-44

Зони переохолодження (< -60 °С)	Локальне охолодження до -72 °С між Кл-1 і Т-02/1	Не виявлено	Не виявлено	Відсутні
---------------------------------	--	-------------	-------------	----------

Висновок до розділу 3

У даному розділі розглянуто можливості застосування математичного моделювання для аналізу реконструкції УКПГ. використання програмних комплексів, Petro-SIM Express, дозволяє створювати адекватні моделі технологічних процесів, проводити чисельні експерименти та оцінювати ефективність різних варіантів реконструкції без необхідності виконання дорогих промислових випробувань.

Під час моделювання були враховані термодинамічні властивості газоконденсатних сумішей, процеси тепло- та масообміну, гідравлічні характеристики обладнання, а також особливості роботи систем автоматичного регулювання. Проведена верифікація моделі підтвердила її придатність для прогнозування роботи установки в нових технологічних умовах.

Аналіз результатів моделювання показав, що зміна режимів роботи УКПГ, пов'язана з підвищенням вимог до тиску та температури підготовленого газу, потребує модернізації існуючої технологічної схеми. Було розглянуто чотири варіанти реконструкції, які відрізнялися кількістю додаткових теплообмінників та наявністю регулюючого клапана.

Порівняння отриманих результатів засвідчило, що варіант №4, який передбачає встановлення трьох додаткових теплообмінників та клапана Кл-2А, є найбільш ефективним. Саме цей варіант забезпечує досягнення необхідної температури сухого відбензиненого газу на виході з установки, відповідність нормативним вимогам щодо точки роси за вуглеводнями та водою, а також виключає утворення ділянок із критично низькими

температурами, що дозволяє уникнути застосування спеціального низькотемпературного обладнання.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

Переважаюча частина операцій, що виконуються під час спорудження та подальшої експлуатації об'єктів магістрального транспортування газу, належить до категорії робіт підвищеної небезпеки. Вплив шкідливих виробничих чинників та специфіки трудових процесів може безпосередньо або опосередковано позначатися на стані здоров'я працівників. Такі умови сприяють розвитку професійних захворювань, зниженню загальної працездатності, а також можуть призводити до виробничого травматизму, у тому числі з тяжкими або летальними наслідками, а інколи — до раптового погіршення самопочуття персоналу.

Аналіз виробничого середовища свідчить, що шкідливі та небезпечні фактори, які діють на працівників, класифікуються на хімічні, фізичні, біологічні та психофізіологічні. Для виявлення та оцінювання впливу небезпечних речовин і факторів використовуються спеціальні методи контролю та відповідні вимірювальні засоби[7].

4.1 Основні небезпечні чинники виробничого середовища

До фізичних факторів належать: обладнання та установки, що працюють під високим тиском газу; рухомі машини й механізми в робочій зоні; ризик падіння інструментів або предметів з висоти; вплив електричного струму, а також статичних і магнітних полів; знижений вміст кисню в повітрі; несприятливі параметри мікроклімату (надмірно висока або низька температура, підвищена вологість, інтенсивний рух повітря); різні види випромінювання (теплове, іонізуюче, інфрачервоне, ультрафіолетове та електромагнітне); підвищений барометричний тиск; недостатній рівень освітлення або його відсутність; а також фізичні навантаження й переміщення працівників у просторі.

До хімічних факторів відносять токсичні речовини, зокрема одоранти, газовий конденсат, сірководень, сірчистий газ, метанол. До малотоксичних належать природний газ, пари газоконденсату, оксид вуглецю, а також інші органічні й неорганічні сполуки.

До біологічних факторів належать патогенні мікроорганізми, віруси та продукти мікробіологічного синтезу (особливо під час польових робіт), а також можливі контакти з тваринами, комахами, плазунами чи рослинністю в умовах відкритої місцевості.

До психофізіологічних факторів належать фізичне та розумове перевантаження, емоційна напруга, конфліктні ситуації та стрес, неуважність, що може призводити до травм або аварій, надмірні сенсорні та психоемоційні навантаження, монотонність роботи, страх помилитися, а також недостатній досвід, який може спричиняти неправильні дії.

До факторів комплексного впливу належать ситуації, коли шкідливі виробничі чинники поєднуються між собою та за певних умов стають небезпечними, особливо в польових роботах або складних кліматичних і геологічних умовах. Це потребує належної організації праці, впровадження заходів безпеки та постійного контролю стану здоров'я працівників. [8].

4.2 Оцінювання впливу небезпечних і шкідливих виробничих факторів

Виникає низка небезпечних і шкідливих виробничих чинників. Проведення спеціальної оцінки умов праці передбачає виявлення та оцінювання таких шкідливих виробничих факторів:

- Фізичні фактори: шумове навантаження, інфразвукові та ультразвукові коливання; вібраційний вплив загального та локального характеру; неіонізуючі випромінювання, зокрема електростатичні, магнітні та електромагнітні поля; іонізуюче

випромінювання; параметри мікроклімату виробничого середовища (температура повітря, відносна вологість, швидкість його руху, інтенсивність інфрачервоного випромінювання); рівень освітленості робочих поверхонь.

Найбільш несприятливими фізичними факторами вважаються температура повітря, його вологість, швидкість руху повітряних мас та теплове випромінювання. Вони безпосередньо впливають на процеси теплообміну в організмі людини, порушуючи його терморегуляцію, що може спричиняти як переохолодження, так і перегрівання організму.

До хімічних факторів належать токсичні та шкідливі речовини і суміші, що можуть перебувати в повітрі робочої зони або контактувати зі шкірними покривами працівників. До цієї групи також відносять біологічно активні речовини, отримані шляхом хімічного синтезу, зокрема антибіотики, вітаміни, гормони, ферменти, білкові препарати та інші сполуки, що визначаються хімічними методами аналізу.

Відхилення параметрів мікроклімату характеризуються порушенням оптимальних умов у виробничих приміщеннях. Надмірне виділення тепла і вологи, а також підвищена швидкість руху повітря можуть негативно впливати на мікроклімат, погіршуючи самопочуття працівників і знижуючи їх працездатність. Такі умови негативно впливають на самопочуття працівників, знижують їхню працездатність та можуть погіршувати якість виконуваної роботи. Мікрокліматичні параметри, які забезпечують комфортне самопочуття працівників і сприяють підтриманню високої продуктивності праці, вважаються оптимальними.

Допустимі мікрокліматичні умови визначаються за критеріями, що забезпечують підтримання нормального теплового стану та функціонування організму людини протягом робочої зміни тривалістю 8–10 годин. Такі умови не спричиняють захворювань або порушень здоров'я, проте можуть викликати

певний дискомфорт, підвищене навантаження на механізми терморегуляції, погіршення самопочуття та зниження рівня працездатності.

Роботи, що виконуються в цеху, належать до категорії II-а, яка характеризується переміщенням виробів або предметів у положенні стоячи чи сидячи та потребує помірних фізичних зусиль[9].

Таблиця 4.1 – Допустимі параметри мікроклімату для виробничих приміщень УКПГ

Період року	Категорія робіт за рівнем енергозатрат, Вт	Температура повітря, °С	Температура поверхонь, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с
ХОЛОДНИЙ	IIб (233–290)	16–20	16–22	60-40	0,1–0,3
ТЕПЛИЙ	IIб (233–290)	21–24	20–26	60-40	0,1–0,3

Погіршення умов освітлення. необхідні для виконання виробничих завдань, людина отримує за допомогою зору. Тому якість зорового сприйняття та комфортні умови освітлення мають важливе значення для забезпечення безпеки праці. Значна кількість нещасних випадків пов'язана з недостатнім освітленням або помилками працівників, які виникають через складність розпізнавання об'єктів чи неправильну оцінку небезпеки під час обслуговування обладнання, конвеєрних систем або транспортних засобів. Належне освітлення створює сприятливі умови для ефективної та безпечної трудової діяльності. Недостатній рівень освітлення спричиняє зоровий дискомфорт, який проявляється у вигляді відчуття незручності, напруження та перевтоми очей. Тривала робота в таких умовах може призводити до зниження концентрації уваги, погіршення працездатності та розвитку як зорової, так і загальної втоми.

Освітлення не лише забезпечує комфортні умови для зорового сприйняття, а й впливає на психологічний стан, фізіологічні процеси та

естетичне сприйняття навколишнього середовища. Недостатній рівень освітленості робочої зони може призводити до зниження продуктивності праці, погіршення якості виконуваних робіт та збільшення ризику виробничого травматизму. Виробниче освітлення є одним із ключових чинників гігієни праці, оскільки саме воно значною мірою визначає якість інформації, яка через органи зору надходить до центральної нервової системи та обробляється мозком. Належний рівень освітлення сприяє підвищенню продуктивності праці, покращенню умов безпеки та зменшенню втоми працівників.

Надмірний рівень виробничого шуму є одним із найпоширеніших шкідливих факторів робочого середовища. Його тривалий вплив негативно позначається на стані здоров'я працівників, спричиняючи перевтому, зниження працездатності, погіршення концентрації уваги та підвищення ризику помилок у роботі. У виробничих умовах установок комплексної підготовки газу (УКПГ), зокрема на дотискних компресорних станціях, джерелами шуму є механічні, аеродинамічні, гідродинамічні та електромагнітні процеси, які іноді супроводжуються інфразвуковими коливаннями. Поєднана дія шуму та інфразвуку посилює негативний вплив на організм людини. Для зменшення цього впливу застосовують технічні та організаційні заходи, зокрема зниження шуму в джерелі його виникнення, використання звукопоглинальних та звукоізоляційних матеріалів, встановлення захисних екранів і кожухів, а також використання засобів індивідуального захисту слуху.

Вплив небезпечних і шкідливих речовин на виробничий процес визначається складом і властивостями сировини, що використовується на установках комплексної підготовки газу (УКПГ). Основною сировиною є природний газ родовища, який являє собою переважно метанову суміш із незначним вмістом вологи (до $2,5 \text{ г/м}^3$) та без домішок сірководню. Природний газ, що надходить на установку, є пластовою сумішшю, яка включає

вуглеводні, крапельну вологу (конденсаційну та пластову — до 2 г/м³ газу), а також механічні домішки. У холодний період року можливе додаткове введення метанолу, який може міститися як у паровій, так і в рідкій фазі (10–20%). У процесі технологічної діяльності також застосовуються інші речовини, фізико-хімічні характеристики яких наведені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Фізико-хімічні та токсикологічні характеристики речовин, що використовуються у виробничому процесі УКПГ

Найменування речовини	Хімічна формула	Клас небезпеки	ПДК, мг/м
Природний газ (метан)	CH ₄	4	7000
Діетиленгліколь	C ₂ H ₆ O ₂	3	10
Метанол (метиловий спирт)	CH ₃ OH	3	5

4.3 Характеристика та аналіз небезпечних виробничих фактор

Ураження електричним струмом

Ризик ураження електричним струмом виникає під час дотику до відкритих струмопровідних елементів, що перебувають під напругою, а також до металевих конструкцій і деталей обладнання, які можуть опинитися під напругою внаслідок пошкодження ізоляції. Також небезпека ураження електричним струмом існує під час експлуатації електроустановок без належного захисного заземлення або за відсутності необхідних засобів захисту під час їх обслуговування. Для забезпечення електробезпеки використовують технічні способи та засоби захисту, що відповідають вимогам чинних нормативних документів.

До основних вимог належать захисне заземлення та занулення електрообладнання; система вирівнювання потенціалів; використання безпечної (низької) напруги; електричне розділення електричних кіл; надійна

ізоляція струмопровідних елементів; застосування захисних огорожень і бар'єрів; використання попереджувальної сигналізації; забезпечення працівників засобами захисту та запобіжними пристроями[17]. .

Пожежна безпека

Пожежна небезпека установки комплексної підготовки газу передусім обумовлена наявністю та використанням у технологічному процесі речовин із пожежонебезпечними властивостями, зокрема природного газу, газового конденсату, діетиленгліколю, метанолу та інших легкозаймистих рідин.

З погляду пожежної безпеки експлуатація об'єктів комплексної підготовки газу характеризується такими особливостями. Необхідність експлуатації та технічного обслуговування сепараторів, абсорберів, технологічних апаратів, трубопроводів, резервуарів та іншого обладнання, яке функціонує під високим тиском. Значна концентрація технологічного обладнання у виробничих цехах, спеціалізованих приміщеннях і на відкритих майданчиках, що підвищує ризик ланцюгового розвитку аварійних ситуацій. Велика кількість фланцевих з'єднань і зварних стиків, які є найбільш імовірними місцями виникнення витоків вибухо- та пожежонебезпечних речовин. Необхідність виконання газонебезпечних робіт в умовах загазованості або під час вивільнення значних об'ємів горючих газів із трубопроводів та технологічного обладнання. Потреба в обслуговуванні обладнання у нічний час і за несприятливих погодних умов через безперервний характер технологічного процесу.

Особливу небезпеку на установках комплексної підготовки газу (УКПГ) становлять вихідний газовий колектор, технологічні газопроводи та лінії підключення, які функціонують під високим тиском, зазвичай у межах 6–8 МПа. У випадку аварійних ситуацій, таких як розгерметизація з'єднань або механічне пошкодження трубопроводів, можливе інтенсивне вивільнення газу з високою швидкістю та значною витратою. Це створює умови для швидкого

поширення аварії та її розвитку за каскадним сценарієм із залученням суміжного обладнання.

Уся пересувна техніка, що використовується в зоні виконання робіт, повинна бути обладнана сертифікованими іскрогасниками заводського виготовлення, а також укомплектована щонайменше двома вогнегасниками типу ОУ-10 або ОП-10.

Відповідно до нормативних вимог на об'єкті повинен бути встановлений протипожежний режим, який передбачає виконання таких заходів:

- порядок збору, утилізації та видалення горючих відходів, а також визначення місць для зберігання промасленого спецодягу;
- порядок знеструмлення електрообладнання у випадку виникнення пожежі;
- вимоги до виконання пожежонебезпечних робіт, а також алгоритм дій і обов'язки персоналу в разі пожежі;

Порядок і періодичність проведення позапланових протипожежних інструктажів, а також строки організації навчань з пожежної безпеки визначаються відповідно до встановлених вимог і покладаються на відповідальних осіб, призначених керівництвом підприємства.

Керівник робіт спільно з представниками пожежної охорони зобов'язаний визначити місця розміщення первинних засобів пожежогасіння та забезпечити об'єкт необхідним протипожежним інвентарем. Горючі відходи, сміття та інші легкозаймисті матеріали повинні збиратися у спеціально відведених місцях у відповідні контейнери або ящики з подальшим своєчасним їх видаленням.

Забороняється використання в технологічних процесах матеріалів і речовин, для яких не встановлені показники пожежної та вибухової небезпеки, а також їх спільне зберігання з іншими матеріалами. Спеціальний одяг, який

застосовується під час роботи з маслами, лаками та фарбами, повинен зберігатися у підвішеному стані в металевих шафах у спеціально відведених місцях. На робочих місцях обов'язково розміщуються попереджувальні знаки безпеки, такі як «Не палити», «Пожежонебезпечно» та «Вибухонебезпечно». У разі виникнення пожежі для її ліквідації слід застосовувати пінні, порошкові або вуглекислотні вогнегасники, а також засоби для дрібнодисперсного розпилення води. Переносний електроінструмент, освітлювальні прилади та ручні електричні машини повинні підключатися до електромережі виключно через пристрої захисного відключення [16].

Небезпеки механічного характеру

До основних механічних небезпечних факторів, характерних для підприємства, належать машини, механізми та інше обладнання, що перебувають у русі; відкриті рухомі частини виробничого обладнання, не забезпечені захисними огороженнями; заготовки, матеріали та елементи конструкцій, руйнування яких може спричинити травмування; гострі кромки, стружка, задирки та нерівності на поверхнях заготовок, інструментів і технологічного обладнання; падіння інструментів, матеріалів або інших предметів з висоти.

З метою зниження ризику травмування від дії механічних небезпек на підприємствах впроваджується комплекс технічних, організаційних та індивідуальних заходів безпеки. До технічних засобів захисту належать огороження рухомих частин обладнання захисними кожухами, екранами або бар'єрами, а також використання автоматичних систем блокування, що забезпечують аварійну зупинку механізмів у разі небезпечних ситуацій. Крім того, застосовуються безпечні інструменти з заокругленими краями та зниженим рівнем травмонебезпеки.

Організаційні заходи передбачають раціональне планування робочих місць із чітким зонуванням та обмеженням доступу до небезпечних ділянок,

регулярне проведення інструктажів з охорони праці та систематичний контроль за дотриманням вимог безпеки під час виконання робіт. До засобів індивідуального захисту відносять використання спеціального захисного одягу, рукавиць і захисних шоломів, а також захисних окулярів при роботі з гострими або дрібнодисперсними матеріалами. Попереджувальні заходи включають встановлення знаків безпеки та сигнальних пристроїв у зонах підвищеної небезпеки, а також забезпечення працівників засобами оперативного зв'язку для своєчасного інформування про виникнення аварійних або небезпечних ситуацій.

Обладнання, що працює під тиском

Підвищений тиск у технологічному обладнанні та трубопроводах є одним із найбільш небезпечних факторів виробничого процесу, оскільки може призвести до їх руйнування та створення аварійних ситуацій. Це становить серйозну загрозу для життя і здоров'я працівників, а також може спричинити значні матеріальні збитки та порушення технологічного процесу.

До основних ризиків належать раптове вивільнення стисненого газу або рідин під високим тиском, механічне пошкодження чи руйнування корпусів обладнання і трубопроводів, а також розліт уламків конструкцій, що здатні спричинити травмування персоналу в зоні аварії[18].

4.4Порядок дій і заходи безпеки при виникненні надзвичайних ситуацій

Аварійні зупинки та нещасні випадки можуть виникати з таких причин-витоки газів на відкритих виробничих майданчиках, у блок-боксах та блок-понтонних спорудах; порушення технологічного режиму, що призводить до спрацювання систем блокування та зупинки технологічних модулів підготовки газу, насосного обладнання та інших установок; зниження частоти електричного струму в зовнішніх мережах або повне знеструмлення;

припинення подачі повітря до систем КВП, а також відмова контрольно-вимірювальних приладів і автоматики; виникнення пожеж; отруєння шкідливими для здоров'я речовинами; порушення персоналом правил техніки безпеки, низький рівень виробничої дисципліни та недостатня кваліфікація працівників.

Викиди газів

Викиди газів на відкритих виробничих майданчиках і в приміщеннях можуть виникати з Негерметичність фланцевих з'єднань; Протікання газу через сальникові ущільнення; Пошкодження або руйнування трубопроводів; Порушення герметичності технологічного обладнання.

При виявленні витоків визначають характеристику витоку; обсяг викиду вуглеводневого газу; напрямок вітру; ступінь небезпеки ситуації.

Про виявлення негайно інформують інженера-технолога, начальника УКПГ або осіб, які їх заміщують. Після цього приймається рішення щодо ліквідації витоку. На цей час усі вогневі роботи на УКПГ підлягають скасуванню.

Порушення технологічного процесу

Відхилення параметрів технологічного процесу може спричинити аварійну зупинку обладнання. У разі аварійної зупинки не дозволяється знімати сигнал блокування до з'ясування причини зупинки. Контроль параметрів здійснюється кожні дві години з обов'язковим внесенням записів до режимних листів.

Порядок дій у разі пожежі

У випадку виникнення пожежі обслуговуючий персонал здійснює виклик пожежної служби, виконує дії відповідно до плану ліквідації аварійної ситуації.

Аварійна зупинка УКПГ виконується автоматично при спрацюванні датчика системи пожежогасіння або вручну шляхом натискання кнопки аварійної зупинки на головному щиті керування. Після цього вживаються заходи для скидання тиску газу в системі УКПГ.

Порушення роботи приладів КВП і А

У разі виходу з ладу будь-якого приладу, а також за неможливості контролю параметрів іншими засобами, виконується аварійна або штатна зупинка окремого модуля, блоку або всієї УКПГ. У всіх випадках обслуговуючий персонал діє відповідно до чинних інструкцій, що діють на УКПГ.

Небезпечні речовини

На УКПГ застосовуються вуглеводневі гази та інші речовини, що становлять небезпеку для здоров'я людини. Захист персоналу забезпечується шляхом дотримання вимог безпеки, використання засобів індивідуального захисту та неухильного виконання аварійних протоколів[16].

4.5 Розрахунок системи освітлення установки комплексної підготовки газу

Розрахунок освітлення для установки комплексної підготовки газу визначається низкою факторів, зокрема типом приміщення, його габаритами, висотою встановлення світильників, нормативними вимогами до рівня освітленості та типом джерел світла. Нижче наведено загальний порядок виконання розрахунку:

Для розрахунку необхідної кількості світильників у виробничих приміщеннях використовується світлотехнічний метод, який базується на забезпеченні нормативної освітленості робочої поверхні. Загальна формула має вигляд:

$$N = E \cdot S / F \cdot \eta \cdot k \quad (4.1)$$

де:

N – кількість світильників, шт.;

E – нормована освітленість, лк;

S – площа приміщення, м²;

F – світловий потік одного світильника, лм;

η – коефіцієнт використання світлового потоку;

k – коефіцієнт запасу (з урахуванням забруднення та старіння ламп).

Для приміщення розмірами 20 м × 10 м (площа $A = 200$ м²), з нормативним рівнем освітленості 400 лк, використанням LED-світильників зі світловим потоком $F = 5000$ лм, коефіцієнтом використання $K = 0,6$ та коефіцієнтом запасу $Z = 1,3$:

$$N = 400 \cdot 200 / 5000 \cdot 0.6 \cdot 1.3 \approx 17 \text{ світильників.}$$

Світильники розміщуються рівномірно по всій площі приміщення. Висота їх монтажу повинна забезпечувати рівномірний розподіл освітлення та зменшувати утворення тіней.

Для оцінки рівномірності освітлення застосовується коефіцієнт нерівномірності:

$$K = E_{\min} / E_{\text{avg}} \quad (4.2)$$

Де : E_{\min} — мінімальний рівень освітленості,

E_{avg} — середній рівень. Для виробничих приміщень K має бути не менше 0.7.

Використовуються вибухозахищені світильники у зонах із підвищеною концентрацією газу. Під час організації зовнішнього освітлення території враховуються природне освітлення та погодні умови[13].

Висновок до розділу 4

У розділі проведено аналіз умов праці на УКПГ та визначено основні небезпечні й шкідливі виробничі фактори, що можуть впливати на персонал під час експлуатації технологічного обладнання. Встановлено, що виробниче середовище УКПГ характеризується наявністю фізичних, хімічних, психофізіологічних і техногенних небезпек, серед яких найбільш значущими є підвищений рівень шуму, несприятливі параметри мікроклімату, вплив небезпечних речовин, електричного струму, обладнання, що працює під високим тиском, а також пожежо- та вибухонебезпечні фактори.

Проведений аналіз показав, що забезпечення безпечних умов праці на УКПГ можливе лише за умови комплексного застосування організаційних, технічних та санітарно-гігієнічних заходів. До основних заходів належать контроль параметрів мікроклімату, підтримання нормативного рівня освітленості, зниження шумового навантаження, використання засобів індивідуального захисту, регулярне технічне обслуговування обладнання та суворе дотримання вимог електро- і пожежної безпеки.

Особливу увагу приділено питанням запобігання аварійним ситуаціям, пов'язаним із витокami газу, відмовою систем автоматизації, порушенням технологічного режиму та виникненням пожеж. Розглянуто порядок дій персоналу в умовах надзвичайних ситуацій та визначено основні заходи щодо локалізації й ліквідації можливих аварій.

Також виконано розрахунок системи освітлення виробничого приміщення УКПГ, який показав, що для забезпечення нормативного рівня освітленості 400 лк у приміщенні площею 200 м² необхідно встановити 17 світлодіодних світильників із відповідними характеристиками. Запропоноване рішення забезпечує належні умови праці, підвищує безпеку виконання виробничих операцій та сприяє зниженню виробничого травматизму.

ВИСНОВОК

У роботі досліджено особливості функціонування установок комплексної підготовки газу та шляхи підвищення ефективності їх роботи в сучасних умовах розвитку газової промисловості України. В умовах виснаження родовищ, зниження пластового тиску та посилення вимог до якості товарного газу особливого значення набувають питання модернізації технологічного обладнання та оптимізації виробничих процесів.

Розглянуто основні властивості природного газу, технології його підготовки та обладнання, що використовується на установках комплексної підготовки газу. Ефективність процесів сепарації, осушення та охолодження визначається конструктивними особливостями апаратів і правильністю вибору технологічних режимів їх експлуатації. Важливим етапом дослідження стало моделювання технологічних процесів УКПГ за допомогою програмного комплексу Petro-SIM Express. Створена математична модель дала можливість проаналізувати роботу установки в нових умовах експлуатації та оцінити декілька варіантів її реконструкції. За результатами моделювання встановлено, що найбільш ефективним є варіант модернізації, який передбачає встановлення трьох додаткових теплообмінників та регулюючого клапана. Запропоноване технічне рішення забезпечує досягнення необхідних параметрів підготовленого газу, відповідність нормативним вимогам щодо точки роси та стабільну роботу обладнання без застосування спеціального низькотемпературного виконання.

Також у роботі розглянуто питання охорони праці та безпеки виробництва на УКПГ. Визначено основні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, запропоновано комплекс організаційних і технічних заходів щодо їх мінімізації, а також виконано розрахунок системи освітлення виробничого приміщення.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук. – Київ; Львів, 1996. – 620 с.
2. Кисельова С.О. Сепараційне обладнання УкрНДІгазу на основі відцентрових сепараційних елементів [Текст] / С.О. Кисельова, Л.О. Бондаревська, Є.О. Летюк, В.В. Тюрін // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць УкрНДІгаз. – Харків, 2009. – Вип. XXXVII. – С. 225–230.
3. Попадюк Р.М. Збір і підготовка нафтопромислової продукції: навчальний посібник / Р.М. Попадюк, Я.В. Соломчак. – Івано-Франківськ: Факел, 2009. – 194 с.
4. Розгонюк В.В., Хачикян Л.А., Григіль М.А., Удалов О.С., Нікішин В.П. Довідник експлуатаційника газонафтового комплексу. – Київ: РОСТОК, 1998. – 432 с.
5. Основи нафтогазової справи: навчальний посібник / В.С. Білецький, В.М. Орловський, В.І. Дмитренко, А.М. Похилко. – Полтава: ПолтНТУ, 2017. – 312 с. Горбійчук М. І. Імітаційне моделювання роботи ГПА з прилеглим трубопроводом / [М. І. Горбійчук, М. І. Когутяк, О. Б. Василенко та ін.] // Нафтогазова енергетика. — 2011. — № 2 (15). — С. 34— 42.
6. Кулінченко Г. В. Формування підходу до розроблення регулятора процесу низькотемпературної сепарації природного газу / Г. В. Кулінченко, А. В. Павлов, П. В. Леонтьєв // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2015. – № 6 (123). – С. 9–17.
7. Абракітов В. Е., Барбашин В. В. Методичні вказівки до виконання розділу «Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях». – Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2023. – 16 с.
8. Закон України «Про охорону праці»

9. НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок»
- 10.НАПБ В.01.056-2005/111 «Правила будови електроустановок. Протипожежний захист електроустановок»
- 11.НПАОП 11.1-1.01-08 «Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України»
- 12.НАПБ А.01.001-2004 «Правила пожежної безпеки в Україні»
- 13.НПАОП 0.00-8.24-05 Перелік робіт з підвищеною небезпекою.
14. ДБН В.1.1-7-2002 «Пожежна безпека об'єктів будівництва».
15. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації (ДСН 3.3.6.039-99), затверджені постановою Головного державного санітарного лікаря України від 01.12.1999 № 39.