

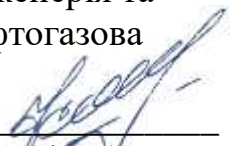
Міністерство освіти і науки України  
Харківський національний університет міського господарства  
імені О.М. Бекетова  
Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної  
інфраструктури  
Кафедра Нафтогазової інженерії і технологій

**Пояснювальна записка**  
**до кваліфікаційної роботи**  
**освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр»**

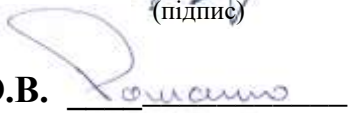
на тему: *«Підвищення ефективності використання і регенерації метанолу в технології підготовки природного газу»*

**Виконав:** студент 4 курсу групи НІТ2022-1 спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології, освітньої програми «Нафтогазова інженерія та технології»


**Козак Андрій Костянтинович**

  
(підпис)

**Керівник: доц. Ромашко О.В.**

  
(підпис)

**Рецензент доц. Наливайко О.І.**

  
(прізвище та ініціали)

м. Харків – 2026 р.

**Харківський національний університет міського господарства ім. О.М. Бекетова**  
Факультет: *Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної інфраструктури*  
Кафедра: *Нафтогазової інженерії і технологій*  
Освітньо-кваліфікаційний рівень: перший (бакалаврський)  
Спеціальність *185 – Нафтогазова інженерія та технології*  
Освітня програма: *«Нафтогазова інженерія та технології»*

**ЗАТВЕРДЖУЮ:**

В.о. зав. кафедрою Нафтогазової інженерії і технологій



доц. Ткаченко Р.Б.

« 22 » травня 2026 р.



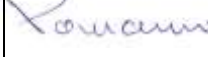
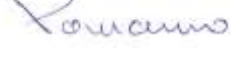
## **З А В Д А Н Н Я**

**на кваліфікаційну роботу бакалавра студенту**

**Козаку Андрію Костянтиновичу**

- Тема роботи:** «Підвищення ефективності використання і регенерації метанолу в технології підготовки природного газу».  
керівник роботи: доц. Ромашко О.В.,  
затверджені наказом по університету від «22» травня 2026 р. № 440-03.
- Строк подання студентом закінченої роботи 19 червня 2026 г.
- Вихідні дані до роботи: загальні відомості про Березівське нафтогазоконденсатне родовище, коротка характеристика геологічної будови родовища, нафтогазоносність, особливості тектонічної будови Дніпровсько – Донецької западини, основне обладнання і технологічні процеси існуючої УКПГ, географічні і кліматичні характеристики району.
- Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік підлягаючих розробці питань): геолого-промислова характеристика нафтогазоконденсатного родовища, системи збору та підготовки газу, вимоги до товарного газу, система підготовки вуглеводневої продукції, загальне уявлення про процес низькотемпературної сепарації, технологічні схеми установок НТС, загальні відомості про гідрати та гідратоутворення, технології оптимізації витрати метанолу, технологія регенерації метанолу методом ректифікації, технологія регенерації метанолу методом віддування, технології рециркуляції метанолу, аналіз параметрів роботи установки регенерації метанолу та підбір оптимальних значень, охорона навколишнього середовища, охорона праці і безпека в надзвичайних ситуаціях.
- Перелік графічного матеріалу (с точним визначенням обов'язкових креслень): Презентація Power Point мета роботи, об'єкт дослідження, актуальність, оглядова карта-схема Березівського нафтогазоконденсатне родовища, структурна карта покрівлі продуктивного горизонту, розріз продуктивної частини, принципова схема обладнання УКПГ, НТС, установки регенерації метанолу та підбір оптимальних значень, охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях, висновки.

Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці і безпека в надзвичайних ситуаціях	доц. Абракітов В.Е.		
Нормоконтроль	доц. Ромашко О.В.		

6. Дата видачі завдання 22 травня 2026 г.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

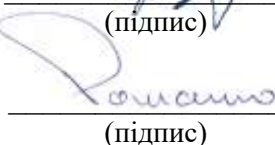
№ п/п	Найменування етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Одержання завдання на проектування	22.05.2026	
2.	Аналіз систем збору та підготовки газу	22.05.2026	23.05.2026
3.	Визначення методів методів підготовки газу	24.05.2026	25.05.2026
4.	Загальні відомості про гідрати та гідратоутворення	26.05.2026	28.05.2026
5.	Вивчення низькотемпературної сепарації із холодильним циклом	19.05.2026	30.06.2026
6.	Технології оптимізації витрати метанолу	31.05.2026	01.06.2026
7.	Вивчення ректифікації у промислових умовах	02.06.2026	03.06.2026
8.	Технології рециркуляції метанолу	04.06.2026	05.06.2026
9.	Технологія регенерації метанолу методом ректифікації	06.06.2026	07.06.2026
10.	Аналіз літолого-стратиграфічної характеристики нафтогазоконденсатного родовища	08.06.2026	10.06.2026
11.	Аналіз параметрів роботи установки регенерації метанолу та підбір оптимальних значень	11.06.2026	12.06.2026
12.	Визначення екологічно шкідливих факторів	13.06.2026	14.06.2026
13.	Визначення шкідливих факторів на об'єкті	14.06.2026	15.06.2026
14.	Розробка заходів по охороні праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях	15.06.2026	16.06.2026
15.	Виконання графічної часті роботи	03.06.2026	16.06.2026
16.	Попередній захист кваліфікаційної	16.06 – 17.06.2026	
17.	Рецензування кваліфікаційної роботи	18.06.2026	
18.	<b>Здача закінченої кваліфікаційної роботи в ЕК</b>	<b>19.06.2026</b>	

Студент

  
(підпис)

( ст. Козак А.К.)

Керівник роботи

  
(підпис)

( доц. Ромашко О.В. )

## РЕФЕРАТ

Випускна кваліфікаційна робота включає 79 сторінки, у тому числі 25 рисунків, 6 таблиць. Список літератури містить 24 джерела.

Об'єктом дослідження є термодинамічний інгібітор метанол та процес відновлення його фізико-хімічних властивостей, що діє на установці комплексної підготовки газу типового нафтогазоконденсатного родовища.

Метою роботи є аналіз підвищення ефективності процесу введення інгібітору і зменшення витрати метанолу за рахунок якіснішого процесу його регенерації.

У процесі дослідження було узагальнено загальні відомості про типове нафтогазоконденсатне родовища ДДЗ, розглянуто загальні відомості про гідрати, а також технологічні ділянки промислових систем, найбільш схильні до гідратоутворення. Розглянуто основні та найбільш поширені інгібітори гідратоутворення та проведено аналіз їх ефективності у боротьбі з гідратоутворенням. Проаналізовано поточні способи відновлення концентрації метанолу та запропоновано способи її підвищення.

Область застосування: для установок комплексної підготовки газу на нафтогазоконденсатних родовищах ДДЗ.

Потенційна економічна ефективність пов'язана із зменшенням витрати метанолу та його раціональним використанням для боротьби з гідратоутворенням за рахунок покращення технологічних показників процесу регенерації метанолу.

*Ключові слова:* інгібітор гідратоутворення, ускладнення при видобутку газу, гідратоутворення, гідрат, газовий гідрат, метанол, зменшення витрат метанолу.

## **ВИЗНАЧЕННЯ, ПОЗНАЧЕННЯ, СКОРОЧЕННЯ**

**ЕГ** – етиленгліколь;

**ДЕГ** - діетиленгліколь;

**ТЕГ** – триетиленгліколь;

**КІГ** – кінетичний інгібітор гідратуутворення;

**ПАР** – поверхнево-активні речовини;

**ВМР** – водометанольний розчин;

**ПЗП** – привибійна зона пласта;

**ДКС** – дотискна компресорна станція;

**ЗПА** - запірна перемикаюча арматура;

**АПО** – апарат повітряного охолодження;

**КГС** – куш газових свердловин;

**МПК** – міжпромисловий колектор;

**НДЕГ** – насичений діетиленгліколь;

**РДЕГ** – регенерований діетиленгліколь;

**ПУ** - пробкоуловлювач;

**УКПГ** – встановлення комплексної підготовки газу;

**ЦОГ** – цех осушення газу.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 КОРОТКА ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА.....	8
1.1 Адміністративне і географічне розташування .....	8
1.2 Система підготовки вуглеводневої продукції.....	15
2 ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ПРОЦЕСУ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЇ СЕПАРАЦІЇ	
.....	16
2.1 Загальне уявлення про процес низькотемпературної сепарації .....	16
2.2 Технологічні схеми установок НТС .....	18
2.3 Загальні відомості про гідрати та гідратоутворення .....	23
2.4 Технології оптимізації витрати метанолу .....	40
2.5 Технологія регенерації метанолу методом ректифікації .....	42
2.6 Технологія регенерації метанолу методом віддування .....	45
2.7 Технології рециркуляції метанолу .....	47
3 УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЦЕСУ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ .....	49
3.1 Аналіз параметрів роботи установки регенерації метанолу та підбір	
оптимальних значень .....	49
3.2 Розрахунок флегмового числа .....	53
4. ОХОРОНА ПРАЦІ І БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....	55
4.1 Завдання в галузі охорони праці .....	55
4.2 Виробнича безпека .....	57
4.3 Екологічна безпека .....	70
4.4 Безпека у надзвичайних ситуаціях .....	72
ВИСНОВКИ.....	75
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	77

## ВСТУП

Одна з основних особливостей газоконденсатних сумішей - це здатність рідкої фази відокремлюватися від газоподібної при зниженні пластових тисків і температур нижче фіксованих значень, що відповідають початку конденсації.

Також при виробленні рентабельних запасів нафти протягом наступних років, особливе значення матиме видобуток сировини для екологічно чистого палива – газу та газового конденсату. Друге є високоякісною хімічною сировиною, що переважно складається з бензинових і газових фракцій, що додатково обумовлює доцільність створення ефективних систем збору та підготовки вуглеводнів.

На даний момент поширеним способом промислової підготовки газу та конденсату на НГКМ є метод низькотемпературної сепарації (НТС), застосування якого вперше було здійснено на типовому газоконденсатному родовищі ДДЗ.

Певні термобаричні умови, у тому числі області високих тисків і низьких температур, а також наявність вільної краплинної вологи є сприятливими умовами для того, щоб суміш води і легких низькомолекулярних газів утворювала кристалічні сполуки, звані газовими гідратами. Такі сполуки, схожі на сніг, виступають одним із найпоширеніших ускладнень, що впливає на роботу установки підготовки загалом. Варто зазначити, що гідрати можуть зберігати свою термодинамічну стабільність навіть при позитивній температурі, наприклад, сірководневі гідрати можуть існувати при +29 °С.

Одним із способів боротьби з цим ускладненням є закачування водорозчинних речовин – інгібіторів, здатних змінювати термобаричні умови виникнення гідратів або зменшувати швидкість їхнього утворення.

На експлуатаційних об'єктах, а також у магістральних трубопроводах є дана проблема. У зв'язку з цим на багатьох промислах використання метанолу при підготовці газу вимагає рентабельності та економічної ефективності.

# 1 КОРОТКА ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА

## 1.1 Адміністративне і географічне розташування

Розглянемо у якості типового нафтогазоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецької западини Березівське НГКР [1]. Родовище локалізоване у Богодухівському районі Харківської області (Україна). З точки зору регіональної геології об'єкт приурочений до центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) і знаходиться на відстані 20 км у південно-західному напрямку від смт Краснокутськ. До ближньої мережі населених пунктів належать села Любовка, Ковалівка, Березівка, Колонтаїв та Костянтинівка. Транспортне сполучення між смт Краснокутськ і селами Любовка, Колонтаїв та Ковалівка забезпечується системою шосейних доріг із цілорічною експлуатацією. Безпосередньо через площу родовища пролягає асфальтована автомобільна траса Колонтаїв – Коломак.

Район характеризується розвиненою нафтогазовою інфраструктурою; поблизу розташовані Котелевське, Степове, Більське, Сахалінське та Рибальське родовища вуглеводнів (ВВ). За 22 км від об'єкта дослідження проходить магістральний газопровід Котельва – Опішня. У південно-східному напрямку від площі пролягає залізничне сполучення, а найближчі станції (Коломак і Водяна) знаходяться на відстані 20 км (рис. 1.1).

Регіон є щільно заселеним із переважанням аграрного сектору економіки. Промислові об'єкти представлені підприємствами місцевого значення. Окрім розвіданих покладів вуглеводневої сировини, мінерально-сировинна база району включає суглинки, глини, піски, торф та підземні води для локальних потреб. Ландшафт території належить до лісостепової зони, кліматичні умови — помірно-континентальні. Гідрографічна сітка сформована річкою Мерла, її лівою притокою Ковалівка та іншими водотоками. Основна частина площі родовища геоморфологічно приурочена до заплави та трьох надзаплавних терас р. Мерла. Наявність на досліджуваній площі житлової забудови (с. Колонтаїв),

лісових масивів, заплавних ділянок, а також орних і зрошувальних земель створює певні ускладнення для виконання геологорозвідувальних робіт.

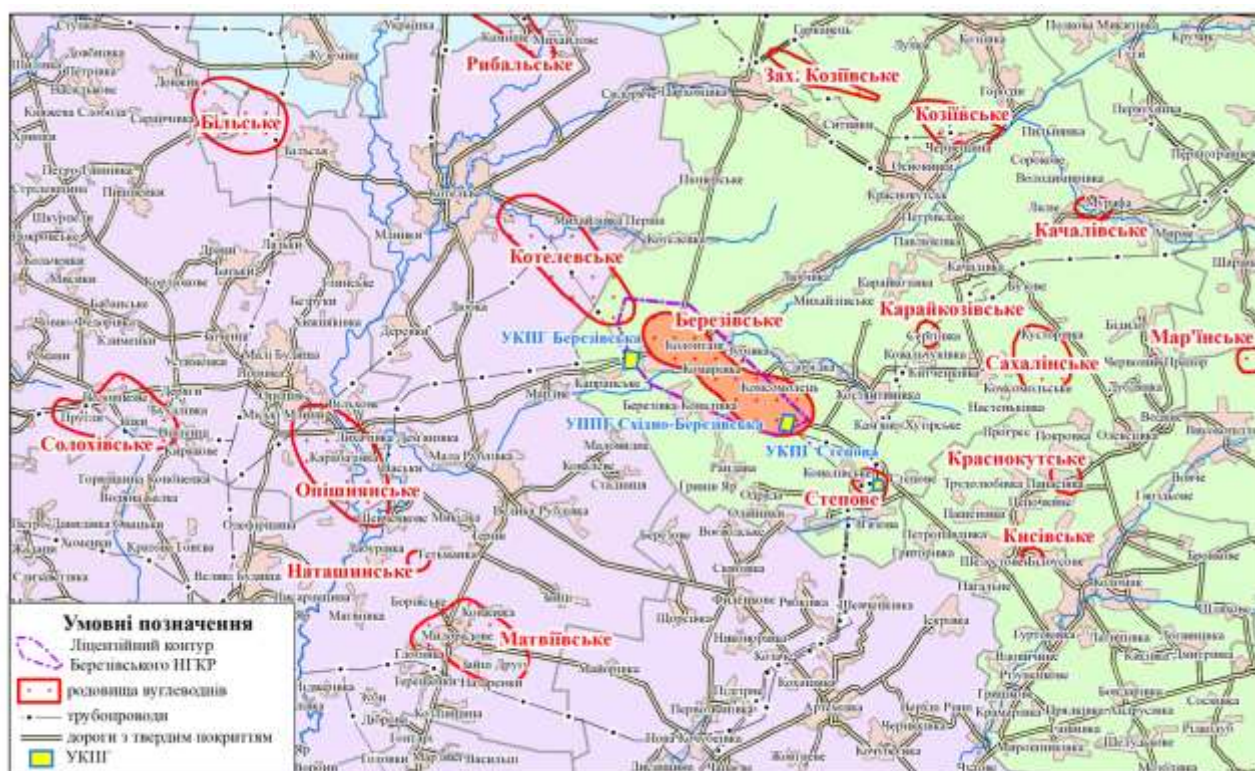


Рисунок 1.1 – Оглядова карта типового нафтогазоконденсатного родовища ДДЗ по типу Березівського НГКР

### 1.1.2 Історія відкриття і розвідки родовища

Березівське родовище розташоване в Дніпровсько-Донецької западині в північно-східній частині центрального грабена .

Відкриття в 1974 р. Котелевського ГКР слугувало поштовхом для послідуєчих геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на Колонтаївській площі.

У 1975 році в межах Західно-Березівського склепіння було закладено параметричну свердловину № 485 із проектною глибиною 5820 м. Основною метою її спорудження було встановлення взаємозв'язку між сейсмічними та геологічними даними, а також детальний аналіз геологічної будови площі. На

основі результатів оперативної інтерпретації геофізичних матеріалів виділено низку перспективних об'єктів для подальшого випробування. Під час тестування відкладів в інтервалі глибин 4635–4646 м (продуктивний горизонт С-5) на 14-міліметровому штуцері було отримано промисловий приплив природного газу дебітом 344 тис. м<sup>3</sup>/добу та конденсату об'ємом 192 м<sup>3</sup>/добу. Отримані результати ознаменували відкриття Березівського родовища, яке у 1979 році офіційно внесли до Державного балансу корисних копалин України.

З 1976 року на зазначеній площі розпочато етап детальних сейсмозвідувальних робіт за методикою спільної глибинної точки (СГТ). Ці дослідження спрямовані на підготовку Березівської та Котелевської структур до етапу глибокого пошуково-розвідувального буріння.

За відомостями, доступними на даний момент фонд свердловин Березівського родовища (для візейських та турнейських відкладів налічує 10 одиниць. Незважаючи на достатній обсяг глибокого буріння, слід відмітити нерівномірність розбурювання, що пов'язано з поверхневими умовами – наявністю населених пунктів та річок.

### **1.1.3 Стратиграфія**

У регіональному тектонічному аспекті Березівське газоконденсатне родовище (ГКР) локалізоване в межах центральної частини приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Геоструктурно об'єкт підпорядкований Котелевсько-Березівському структурному валу. Геологічний розріз Березівського родовища представлений широким комплексом осадових утворень, у формуванні яких беруть участь літолого-стратиграфічні комплекси палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем.

Деталізація та розчленування геологічного розрізу виконані на основі кореляції та зіставлення діаграм геофізичних досліджень свердловин (ГДС) із залученням сталої системи літолого-геофізичних реперів та наявних палеонтологічних даних про вік порід. Наведені аналітичні матеріали

ілюструються зведеним літолого-стратиграфічним розрізом, а також відповідними таблицями стратиграфічного розбиття розрізів свердловин, схемами кореляції продуктивної частини розрізу та зіставлення маркерних реперних горизонтів. Структурну карту продуктивного горизонту В-21-226 Березівського НГКР наведено на рисунку 1.2.

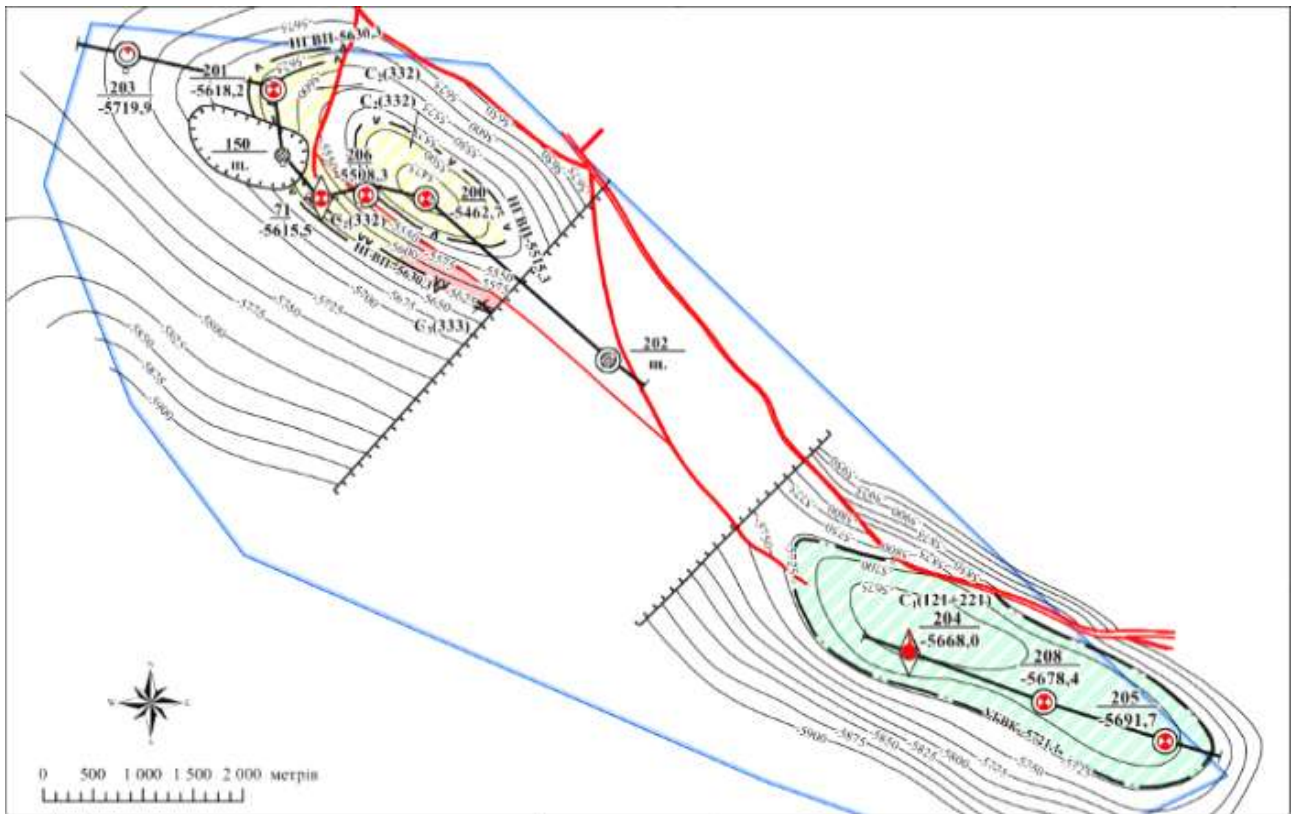


Рисунок 1.2 – Структурна карта продуктивного горизонту В-21-226 Березівського НГКР

#### 1.1.4 Тектоніка

У рельєфі поверхні кристалічного фундаменту Котелевсько-Березівському валу відповідає найбільш занурена західна ділянка Колонтаївського виступу, що просторово розташована між Лебединським та Богодухівським мисоподібними виступами. У межах нижньовізейсько-турнейського структурного поверху Котелевсько-Березівський вал спільно з Краснокутським, Сахалінським, Козіївським, Західно-Козіївським, Голиківським та Сидоряцьким підняттями

формує замкнену кільцеподібну систему антиклінальних структур, які облямовують Колонтаївсько-Карайкозівську діапирову депресійну мульду.

У геоморфологічному відношенні Котелевсько-Березівський вал має лінійне простягання з північного заходу на південний схід; його лінійні параметри становлять близько 40 км у довжину та до 6 км у ширину.

У межах Котелевсько-Березівського валу в субширотному напрямку (із заходу на схід) диференціюється низка локальних піднять: Українське, Котелевське, Березівське та Степове. Структурний план Березівського підняття по відкладах нижнього та середнього карбону ускладнений двома антиклінальними складками — західною та східною, які розділені між собою міжструктурною сідловиною. Вертикальна амплітуда зазначених склепінь відносно роздільної сідловини становить орієнтовно 100 м.

Західне склепіння за морфологічними ознаками поверхні продуктивних пластів В-16 та С-5 ідентифікується як асиметрична брахіантиклінальна складка північно-західного орієнтування.

Апікальну (найвищу) частину західного склепіння по покрівлі продуктивного горизонту В-16 розкрито свердловиною № 131 на абсолютній відмітці -5121 м, що на 169 м перевищує гіпсометричне положення східного склепіння. По покрівлі продуктивного горизонту С-5 присклепінна ділянка західної структури зафіксована свердловиною № 200 на абсолютній позначці - 4378 м, що на 69 м вище порівняно зі східним аналогом.

У межах дослідної площі встановлено розвиток двох генетичних типів диз'юнктивних дислокацій: конседиментаційних та постседиментаційних. За схемою нафтогазогеологічного районування Березівське нафтогазоконденсатне родовище (НГКР) інтегроване до складу Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району. Промислові скупчення вуглеводнів тут локалізовані у широкому стратиграфічному діапазоні в інтервалі глибин 1150–6000 м, формуючи поверхи продуктивності сумарною вертикальною потужністю понад 3000 м. За специфікою геоструктурного положення та історією тектонічного розвитку Березівська двосклепінна складка належить до категорії

високодинамічних наскрізних піднять. Їх формування на початковій стадії контролювалося блоковими рухами кристалічного фундаменту, а згодом — інтенсивними проявами галокінезу, ініційованими загальними коливальними процесами земної кори.

Морфоструктурні особливості Березівського родовища, деталізовані за результатами просторової сейморозвідки (3D) та даними глибокого буріння, слугували фактологічною базою для проведення геолого-економічної оцінки запасів вуглеводневої сировини. Розрахунок виконано для верхньовізейського (горизонти В-21-22), нижньовізейського (горизонти В-25-26) та турнейського (горизонт Т-1) поверхів газоносності. Просторова локалізація трас скидових і підкидових порушень, а також їхні амплітудні характеристики обґрунтовані комплексом геофізичних методів, детальною міжсвердловинною кореляцією розрізів та побудовою опорних геолого-геофізичних профілів. Найбільш масштабні за обсягом запасів поклади природного газу приурочені до склепінних пасток тектонічно та літологічно екранованого типів. За морфологічними ознаками природні резервуари класифікуються переважно як пластові, а окремі об'єкти — як масивно-пластові.

### **1.1.5 Нафтогазоносність та стан розбудови родовища**

Промисловий потенціал Березівського нафтогазоконденсатного родовища приурочений до Східно-Березівського та Західно-Березівського структурних склепінь, охоплюючи стратиграфічний діапазон від московського до турнейського ярусу. Просторова локалізація виявлених продуктивних горизонтів чітко контролюється їх літофаціальними особливостями та флюїдоупорами (непроникними товщами). Вони об'єднуються у два самостійні нафтогазоносні комплекси: серпуховсько-верхньовізейський та нижньовізейсько-турнейський, сумарна вертикальна потужність яких перевищує 1400 м (в інтервалі глибин 4543–5962 м).



геолого-економічної оцінки (ГЕО) візейських і турнейських відкладів, на площі додатково споруджено 4 свердловини. Свердловина № 208 локалізована в межах східної структури, тоді як свердловини № 150, 203 та 206 розбурені на західному склепінні. Отримані бурові дані дозволили уточнити та скоригувати уявлення про геологічну архітектуру родовища. Особливістю розбудови є те, що у свердловині № 203 на етапі узагальнення матеріалів виконано зарізку та проходку 4 стовбурів.

## **1.2 Система підготовки вуглеводневої продукції**

Технологічна схема збору та промислової підготовки вуглеводневої продукції свердловин диференційована за просторовим розташуванням покладів Березівського родовища.

Видобувний флюїд західного склепіння спрямовується на Березівську УКПГ, тоді як продукція свердловин східного склепіння транспортується на Східно-Березівську УППГ та Степову УКПГ.

На Березівській УКПГ підготовка газу та газового конденсату до магістрального транспортування реалізується за технологією низькотемпературної сепарації (НТС) через три функціональні лінії: високонапірну (основну), замірну та низьконапірну. Процес охолодження потоку в межах установки НТС базується на термодинамічному ефекті дроселювання.

Даний метод забезпечує ефективну фазову сепарацію рідких вуглеводнів і вологи з газорідинної суміші шляхом зниження температури та підтримання робочого тиску на рівні, близькому до точки максимальної конденсації.

## 2 ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ПРОЦЕСУ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЇ СЕПАРАЦІЇ

### 2.1 Загальне уявлення про процес низькотемпературної сепарації

Процес промислової підготовки газу методом низькотемпературної сепарації є вилученням нестабільного конденсату. При зниженні температури газу та подальшому розділенні фаз у газорідинній суміші, охолодження газу відбувається за рахунок дроселювання, використовуючи ефект Джоуля-Томсона. Це досягається шляхом пропускання газу через дросельний пристрій, ежектор або турбодетандерний агрегат. В результаті цього процесу відбувається поділ газу та рідини, а газ охолоджується [2]. Використовуючи наведену нижче формулу, можна розрахувати зміну температури при ефекті Джоуля-Томсона:

$$\Delta T = T_1 - T_2 = \frac{1}{C_V + R} \left( R \cdot T_1 \cdot \frac{b}{V_1 - b} - \frac{2a}{V_1} \right)$$

де:  $C_V$  – теплоємність при постійному тиску;

$R$  – газова постійна;

$V_1$  – обсяг газ до його проходження через перегородку;

$a$  і  $b$  – постійні величини.

З розвитком технологій у схему підготовки газу методом низькотемпературної сепарації стали включати турбодетандерні агрегати, які дозволили допускати присутність неуглеводневих компонентів і дозволяє забезпечити температуру вище за точку роси газу по воді, що говорить про широке практичне застосування в будь-якій кліматичній зоні [3].

Охолодження на установках НТС виробляється з допомогою ефекту Джоуля-Томсона, у якому створюється перепад тисків на штуцері (ежекторі) з допомогою дросель-ефекту.

Процес дроселювання - це адіабатичний, ізентальпійний процес, який призводить до зниження температури оброблюваного газу в середньому на 3-

4,5 °С на 1 МПа, суть якого полягає в повільному перебігу газу крізь перегородку під дією постійного перепаду тисків [2].

З метою раціональнішого використання енергії пласта в схему замість штуцера може бути включений турбодетандер (рисунок 2.1).

Ізоентропійний процес розширення газу в турбодетандері є ефективнішим за рахунок більшого зниження температури і є відмінним рішенням при великих перепадах тиску.

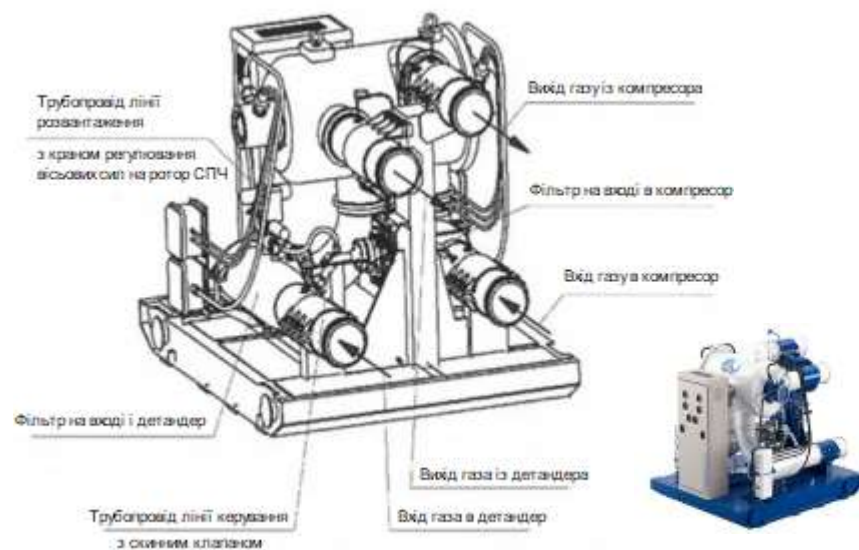


Рисунок 2.1 – Турбодетандерний агрегат зі схемою розташування трубопроводів та арматурної обв'язки на агрегаті

Варто відзначити основні переваги даного способу осушення газу [4]:

- мінімальні капітальні вкладення та експлуатаційні витрати;
- простота експлуатації та обслуговування;
- крім осушення газу дозволяє витягувати рідкі вуглеводні;
- можливість поступової модернізації та удосконалення при зниженні пластового тиску та як наслідок зниження вільного перепаду тиску.

Також варто відзначити і мінуси низькотемпературної сепарації газу [4]:

- недосконалість термодинамічного процесу одноразової конденсації.
- Вилучення з природного газу рідких вуглеводнів при заданій температурі

та тиску в низькотемпературному сепараторі залежить тільки від складу осушеного газу;

- внаслідок зниження пластового тиску відбувається зменшення вільного перепаду на пристрої, що дроселює, що призводить до збільшення температури сепарації. Отже, зменшується кількість рідких вуглеводнів, що видобуваються;
- термодинамічна недосконалість розширення газу (потенційна робота, яку газ міг зробити при своєму розширенні, «розсіюється» у вигляді тепла, тобто ефективність охолодження газу знижується).

## **2.2 Технологічні схеми установок НТС**

Наведена на рисунку 2.2 найпростіша схема низькотемпературної сепарації (НТС) демонструє основні етапи процесу. На першому ступені сепарації в сепараторі 1 сирий газ, що надходить із свердловин, проходить відділення водної фази та нестабільного вуглеводневого конденсату. Потім відсепарований газ подається в теплообмінник 2 типу "газ-газ", де він отримує холод від пізнішого ступеня газу і охолоджується приблизно на 10-15 °С.

Після цього газ проходить через пристрій 3, де, завдяки ефекту Джоуля-Томсона, його температура знижується. Потім газ разом з рідкою фазою, що конденсувалася, направляється в низькотемпературний сепаратор 4, де відокремлюється рідка фаза. Холодний газ, звільнений від вологи і важких вуглеводнів, проходить через рекуперативний теплообмінник 2 для охолодження, знову надходить "сирого" газу, а потім надходить у газопровід як товарний продукт.

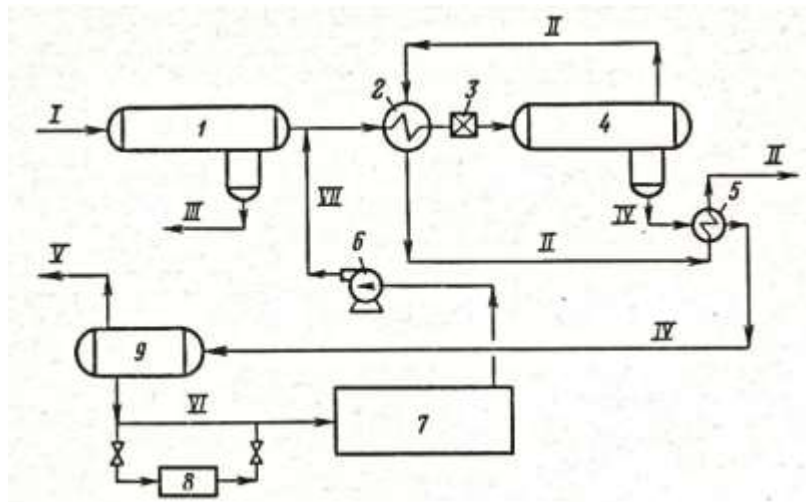


Рисунок 2.2 – Схема встановлення НТС продукції газоконденсатних свердловин

1,4 – сепаратори; 2, 5 теплообмінники; 3 – (дросель); 6 – насос;

7 – встановлення регенерації гліколю; 8 - фільтр; 9 - роздільник;

I – сирий газ; II – сухий газ; III – конденсат газовий та вода; IV – конденсат газовий та насичений гліколь; V – газовий конденсат; VI – насичений гліколь;

VII – гліколь, регенований.

Застосування процесу ізоентальпійного розширення з рекуперацією холоду дозволяє досягти ефективного охолодження газу зі зменшенням температури на 10-12°C вільному перепаді тиску в 1 МПа. Варіація параметрів роботи дроселя, теплообмінника та сепараторів безпосередньо впливають на зміни тиску та температури і можуть призводити до стабільності газових гідратів на деяких ділянках [3]. У цій схемі передбачена подача термодинамічного інгібітора гідратоутворення - гліколю перед теплообмінником 2 з установки регенерації сирого гліколю 7. Отриманий вуглеводневий конденсат, який був відокремлений в сепараторі 4, подається в розділювач 9 де відбувається часткова дегазація продукції. Потім конденсат направляється на встановлення стабілізації для подальшої обробки.

Зазначена схема технології НТС є принциповою та відображає процес двоступінчастої сепарації газу.

У технологічну схему можна включити ще один сепаратор - перед дроселем після другого теплообмінника, схеми з великою кількістю сепараторів, як правило, практично не застосовуються.

За цією схемою, інгібітор після відокремлення від конденсату в розділювачі зазнає регенерації в вогневому регенераторі.

Теплообмінник 5 необхідний для підігріву потоку конденсату і гліколю перед подачею суміші розділювач для її кращого поділу. Також доцільно водоконденсатний потік III направити додатковий теплообмінник. Трифазний сепаратор 1 використовується як краплевідбійник, використовуючи абсорбційний ефект, для забезпечення скидання в потік III пластової та конденсаційної води. Конденсат із цього потоку направляється в теплообмінник, дросель та низькотемпературний сепаратор. Дегазований газ із роздільника використовують і враховують, як газ власних потреб, при його надлишку можливий напрям цього газу через ежектор і дросель [3].

За іншою схемою (рисунок 2.3) цикл охолодження дещо оптимізований, передбачено зовнішнє охолодження (потік VII) водою або холодоагентом у теплообміннику (випарнику) 6. Однак таке рішення застосовується в основному в установках НТС на південних та морських родовищах. У разі холодного клімату додаткове охолодження здійснюється з допомогою АПО газу, які можуть діяти дев'ять місяців року [4].

При великих перепадах тиску можуть застосовуватися модифікаційні схеми з використанням розширювальних турбінних чи поршневих машин. Використання апаратів, особливо разом з детандером та компресором, дозволяє збільшити тривалість періоду сепарації за низьких температур. Потік газу охолоджується рахунок втрати енергії внаслідок обертання турбіни. В іншому випадку для забезпечення режиму сепарації при низьких температурах необхідно передчасно вводити систему зовнішнього додаткового охолодження (теплообмінники «газ-вода», застосування холодоагенту), або встановлювати дожимні компресорні станції [4].

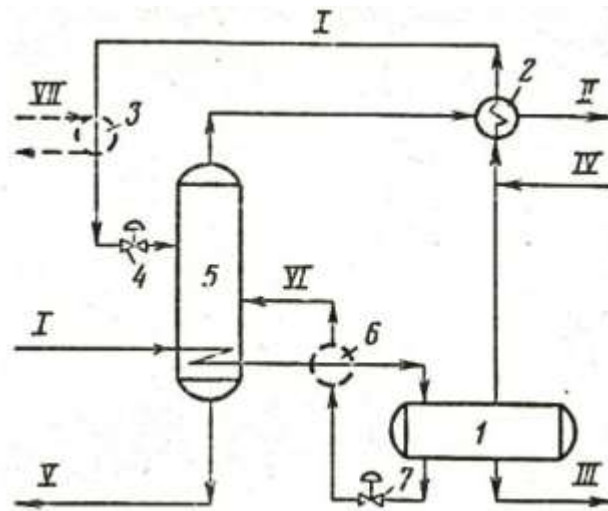


Рисунок 2.3 – Схема оптимізації циклу охолодження процесу низькотемпературної сепарації продукції газоконденсатних свердловин:

I – сирий газ; II – сухий газ; III – вода; IV – сухий гліколь;  
 V – газовий конденсат, сирий гліколь; VI – газовий конденсат; VII – додаткове охолодження; 1 – сепаратор-каплевідбійник; 2 – теплообмінник газ-газ;  
 3 – теплообмінник (детандер); 4, 7 – штуцери; 5 – низькотемпературний сепаратор; 6 – теплообмінник газ-конденсат

Принципова технологічна схема установки НТС з турбодетандером та компресором показана на рисунку 2.4. При такій модифікації у схемі є додатковий другий сепаратор для більшого відділення краплинної рідини та доведення продукції до необхідних обмежень у роботі з холодильним агрегатом.

Використання турбодетандерів для обробки природного газу в промислових масштабах розпочалося у 1964 році. У вітчизняних умовах ці апарати були випробувані на Шебелинському родовищу у 1970-х роках та надалі були включені до проектних технологічних схем на інших родовищах [4].

Охолодження можна проводити до  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ , тиск у низькотемпературному сепараторі нижче тиску на вході в газопровід, що підвищує рівень вилучення пропану. У різних схемах реалізації НТС замість дроселюючого пристрою може бути використаний ежектор (рисунок 2.4) та турбодетандер (рисунок 8). Ежектор необхідний повернення газу дегазациі низького тиску в основний газовий потік [4].

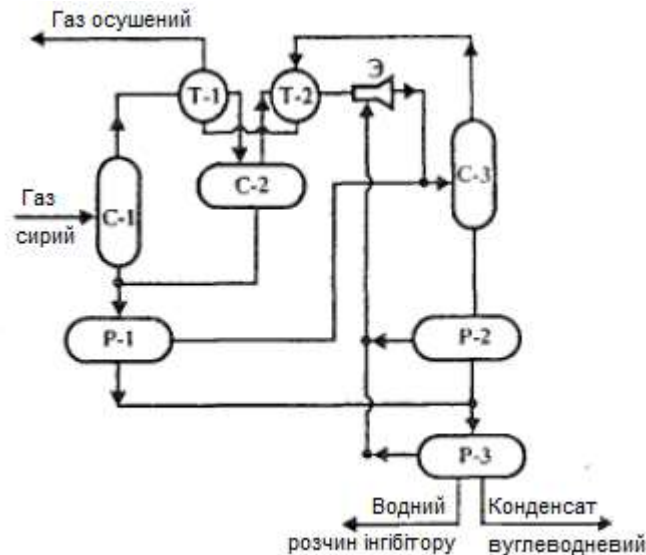


Рисунок 2.4 – Принципова схема НТС із ежектором

Модифікація схеми на рисунку 2.4 передбачає використання ежектора тип «газ-газ», що використовується як штукувальний пристрій з точки зору термодинамічного процесу. Газ, що виділив після трифазного роздільника Р-2 і Р-3, відправляється на ежектор, де далі змішується з основним потоком газу.

Область застосування ежектора лежить у широкому діапазоні конденсатного фактора [4]. Даний спосіб дозволяє технічно реалізувати використання газу дегазації, що виходить з третього роздільника під низьким тиском і його повернення в основний потік. Ця варіація схеми знайшла широкого застосування. Схематично пристрій ежектора представлено рисунку 2.5.

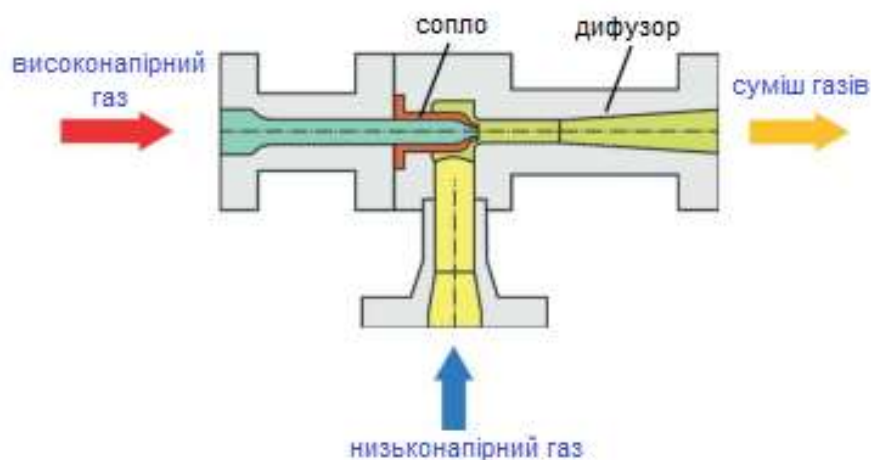


Рисунок 2.5 – Конструкція ежектора [4]

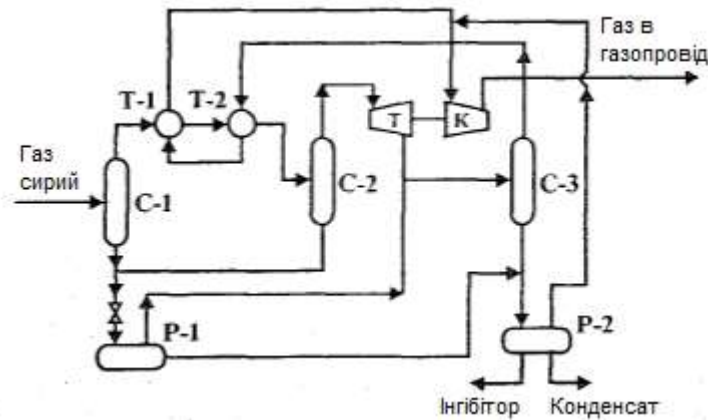


Рисунок 2.6 – Принципова схема НСТ із турбодетандером

Турбодетандер необхідний ефективного процесу охолодження газом, тобто. відбуватися ізоентропійне розширення. У процесі розширення газ не просто дроселюється, а робить корисну роботу, спрямовану на компрімування осушеного охолодженого газу. Дана зміна дозволяє охолоджувати газ до температури  $-60^{\circ}\text{C}$  і нижче. При використанні турбодетандера необхідно проводити сепарацію газу щонайменше в три ступені.

## 2.3 Загальні відомості про гідрати та гідратоутворення

### 2.3.1 Природа та будова гідратів

Газовий гідрат, також відомий як газовий клатрат, є твердою кристалічною речовиною, яка утворюється в результаті взаємодії молекул газу і молекул води. У середині гідрату молекули води пов'язані між собою за допомогою водневих зв'язків, тоді як молекула газу утримується всередині структури гідрату силами Ван-дер-Ваальса. Важливо відзначити, що між молекулою води та газу немає хімічної взаємодії.

Гідрат завдяки присутності в ньому молекул води має зовнішній вигляд льоду, проте його кристалічна структура відрізняється від звичайного льоду. Модель газогідратного каркасу, яка відображена на рисунку 2.7, ілюструє

внутрішню структуру газогідрату. У цій структурі молекули метану ( $\text{CH}_4$ ) знаходяться всередині молекул води.

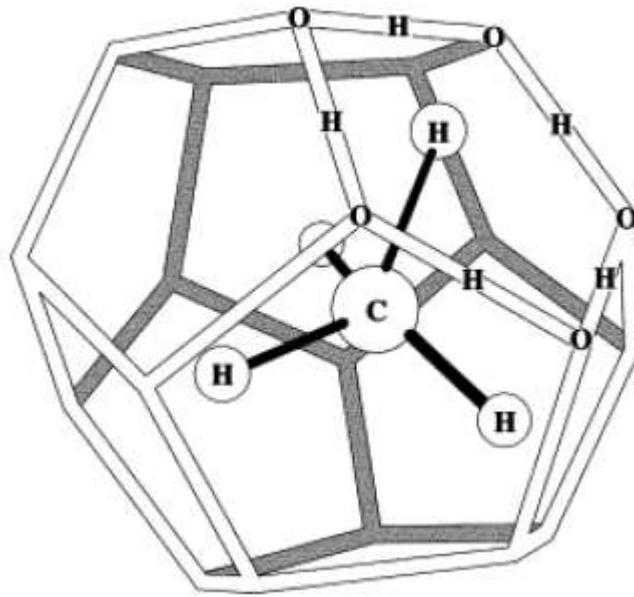


Рисунок 2.7 – Модель газового гідрату структури I [5]

Гідрати утворюються шляхом поєднання п'яти молекул води, які формують площини у формі п'ятикутника. Ці площини з'єднуються один з одним, утворюючи різні багатогранники, такі як куби, тетрадекаедри, додекаедри, гексадекаедри і т.д.

Молекули води та газу організуються в елементарні осередки гідрату. Співвідношення між водою та газом у цих осередках визначається типом газу-гідратоутворювача. Один об'єм води може пов'язувати від 70 до 300 об'ємів газу залежно від конкретних умов [5].

### 2.3.3 Фізико-хімічні властивості гідратів

У таблиці 2.1 наведено неповний перелік газів, які здатні утворювати гідрати. Слід зазначити, що вуглеводневі гази з числом атомів вуглецю від  $n\text{-C}_4$  та вище не утворюють гідрати.

Вуглеводневі гази, починаючи з  $n\text{-C}_4$  і вище, не потрапляють до цього списку та не утворюють гідрати.

У таблиці 2.2 наведено деякі властивості гідратів компонентів газу.

Таблиця 2.1 – Деякі гази, здатні утворювати гідрати [6]

He (невелика кількість)	N <sub>2</sub>	c – C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>
H <sub>2</sub> (невелика кількість)	CH <sub>4</sub>	(CH <sub>2</sub> ) <sub>3</sub> O
Ne	Xe	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>
Ar	H <sub>2</sub> S	i – C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
Kr	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
N <sub>2</sub>	Cl <sub>2</sub>	Br <sub>2</sub>

Таблиця 2.2 – Властивості гідратів компонентів газу [7]

Компоненти	P <sub>о</sub> , МПа	t, °С	T <sub>кр</sub> , °С	P <sub>кр</sub> , МПа	H <sub>1</sub> , кДж/кг	H <sub>2</sub> , кДж/кг
CH <sub>4</sub>	2,65	-29	-	-	3,81	1,15
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,53	-15,8	14,5	3,46	2,10	0,88
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,173	-8,5	5,5	0,57	3,05	0,60
i - C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,122	0	2,6	0,173	2,38	0,39
CO <sub>2</sub>	12,71	-24	10	4,58	1,37	-
H <sub>2</sub> S	0,098	0,36	29,5	2,34	1,83	0,85
N <sub>2</sub>	16,32	-	-	-	1,77	0,57

Розшифровка деяких позначень у таблиці 2.2:

ро - тиск розкладання при температурі °С;

t – температура розкладання при атмосферному тиску;

T<sub>кр</sub> і P<sub>кр</sub> - верхня критична точка розкладання гідрату;

H<sub>1</sub> - теплота утворення гідрату з газу та води;

H<sub>2</sub> - теплота утворення гідрату з газу та льоду.

З таблиці 2.2 можна побачити таку інформацію про гідрати:

- гідрати вуглекислого газу мають найбільший тиск розкладання.
- гідрати сірководню та ізобутану є менш стійкими, тому що розкладаються при дуже низькому тиску.

- гідрати метану мають найбільшу стійкість у порівнянні з гідратами ізобутану та сірководню, які розкладаються при близькій до 0 °С температурі.

### 2.3.4 Умови формування газових гідратів

Формування газових гідратів вимагає виконання таких умов:

1. Присутність води та гідратоутворювальної речовини: для утворення гідрату необхідна наявність води та відповідної гідратоутворюючої речовини, яка може бути газом або парою.

2. Низька температура: утворення гідрату відбувається при низьких температурах, зазвичай нижче за точку замерзання води. Це з термодинамічними умовами, у яких гідрат стабільний.

3. Високий тиск: для формування гідрату також потрібний високий тиск. Високий тиск допомагає підтримувати гідрат у стабільному стані.

Присутність води в газі залежить від вмісту вологи. Вода може бути в газі внаслідок контакту з водою в пластових умовах. Кількість води визначається пластовим тиском, температурою та мінералізацією води.

Вологомісткість може бути представлена у двох видах: рівноважна та відносна. Рівноважна вологоємність залежить від типу газу і є максимальною кількістю водяної пари, яка може утримуватися в газовому середовищі. За певних умов тиску та температури газ насичується вологою. Цей стан називається "точкою роси", коли подальше збільшення вмісту вологи може призвести до конденсації пари у вигляді крапель або газових гідратів.

Рівноважну вологоємність кількісно можна визначити за рівнянням Бюкачека:

$$b = \frac{A}{10,2 p}$$

де: A – вологоємність ідеального газу при атмосферному тиску г/м<sup>3</sup>;

p – тиск газу МПа,

$b$  – коефіцієнт, що показує різницю вологовміст реального і ідеального газів  $\text{г/м}^3$ .

Відносна вологоємність, з іншого боку, є мірою вмісту вологи в газі порівняно з його рівноважною вологоємністю за цих умов. Вона виявляється у відсотках і визначається ставленням фактичного вмісту вологи газу до його рівноважної вологоємності. Відносна вологоємність дозволяє оцінити, наскільки насичений газ вологою щодо своєї максимальної місткості [7].

На додаток до основних умов формування гідратів, існують вторинні фактори, які також впливають на процес утворення гідратів. Ці фактори включають:

1. Висока швидкість газоводяного потоку: швидкий потік газу та води сприяє більш інтенсивному змішуванню та контакту між ними, що створює умови для утворення гідратів.

2. Інтенсивне перемішування: перемішування газу та води, особливо за наявності турбулентності в потоці, сприяє більш ефективному змішуванню компонентів та підвищує ймовірність утворення гідратів.

3. Пульсації потоку: пульсації в потоці можуть створювати зміни тиску та температури, що може сприяти формуванню гідратів.

4. Присутність  $\text{H}_2\text{S}$  та  $\text{CO}_2$ : наявність сірководню ( $\text{H}_2\text{S}$ ) та вуглекислого газу ( $\text{CO}_2$ ) також може вплинути на утворення гідратів. Вони можуть взаємодіяти з водою та газом, змінюючи умови утворення гідратів.

Для візуалізації термобаричних умов утворення газових гідратів найбільш інформативною є рівноважна крива гідратоутворення, представлена на рисунку 2.8. На цьому графіку область ліворуч від кривої рівноваги вказує на наявність та існування гідрату при певних тисках та температурах. У цій галузі газ перебуває у рівновазі з гідратом. З іншого боку, область праворуч від кривої рівноваги вказує на відсутність гідрату. У цій галузі газ знаходиться у вільному стані без утворення гідрату. Рівноважна крива гідратоутворення дозволяє визначити умови, за яких газ зазнає фазового переходу і утворює гідрати.

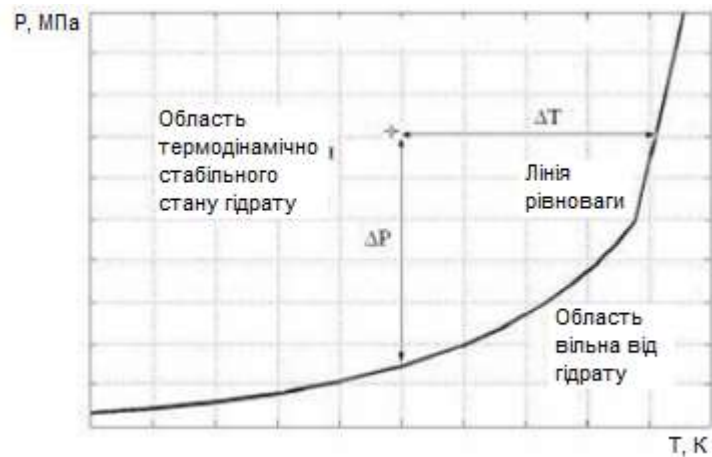


Рисунок 2.8 – Рівноважна крива гідратоутворення

На рисунку 2.9 представлені криві гідратоутворення для різних компонентів газу. Ліва частина графіка відбиває умови, у яких відбувається утворення гідратів, тобто. область ліворуч від кривої. Права частина графіка показує термобаричні умови, у яких гідрати не утворюються, тобто. область праворуч від кривої.

З рисунку 2.9 можна бачити, що сірководень є найбільш гідратоутворювальним газом. Це означає, що за наявності даного компонента природному газі виникає високий ризик утворення гідратів. У зв'язку з цим системі попередження та боротьби з гідратоутворенням приділяється особлива увага за наявності сірководню в природному газі.

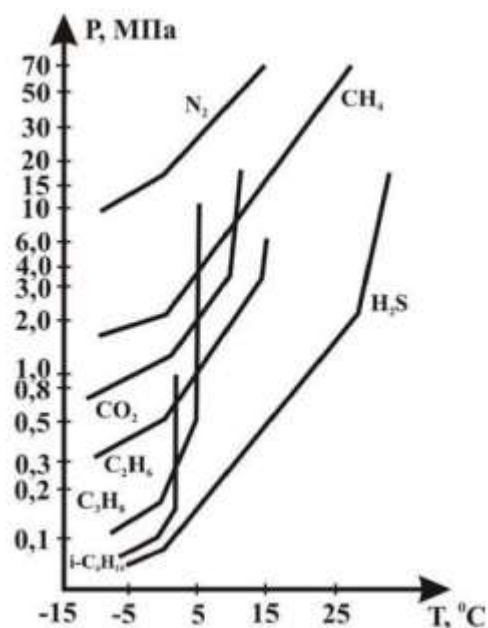


Рисунок 2.9 – Криві гідратоутворення деяких компонентів природного газу

Діаграма фазових станів системи "вода-газ" рисунку 2.10 відображає термобаричні умови, за яких газовий гідрат може існувати. Вона дозволяє нам отримати інформацію про стан системи при конкретних значеннях температури та тиску.

Використовуючи цю діаграму, ми можемо визначити, в яких умовах газовий гідрат може утворюватись та існувати. Залежно від значень температури та тиску, система може перебувати у різних фазових станах, таких як газ, рідина або гідрат.

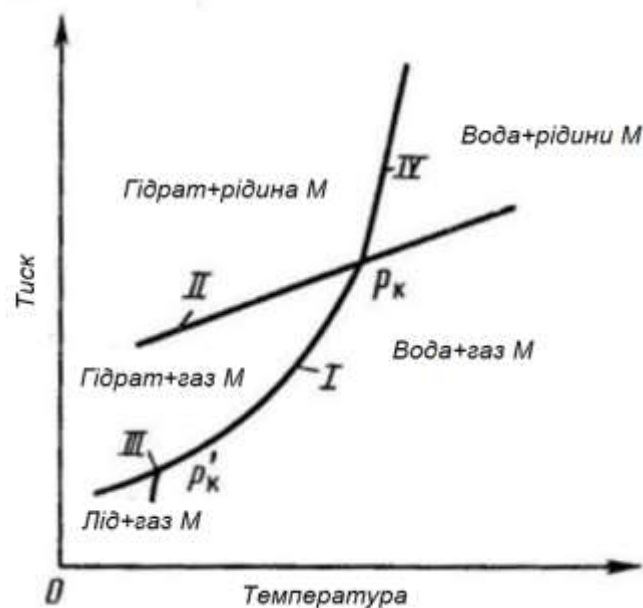


Рисунок 2.10 – Діаграма фазових станів системи «вода-газ»

На представленій діаграмі присутні такі криві: крива I відбиває рівноважні умови утворення гідратів у системі "газоподібний гідратоутворювач - вода"; крива II представляє криву пружності парів гідратоутворювача, насиченого водою; крива III демонструє зміну температури замерзання води внаслідок розчинення гідратоутворювача в ній; крива IV відображає залежність критичної температури розкладання газових гідратів від тиску. Умова мимовільного утворення гідратів полягає в тому, що система має знаходитися в ділянці діаграми фазових станів, де газогідрати можуть існувати. Це означає, що тиск і температура системи повинні перебувати в діапазоні, визначеному кривою I та кривою IV на рисунку 2.10.

Газогідрати можуть існувати в області зліва від кривих I і IV, як показано на рисунку 2.11. Критична точка  $P_k$  позначає наявність чотирьох фаз: води, газу, зрідженого газу та гідрату. Якщо температура системи перевищує цю точку, гідрати не утворюються. Нижня критична точка  $P'$  відповідає наявності чотирьох фаз: газу, води, гідрату та льоду [8].

На рисунку 2.11 представлені графіки залежностей рівноважних параметрів гідратоутворення природних газів. Існування клатратів можливе в областях ліворуч від кожної кривої. Важливо відзначити, що при збільшенні щільності газу та тиску в системі температура гідратоутворення збільшується.

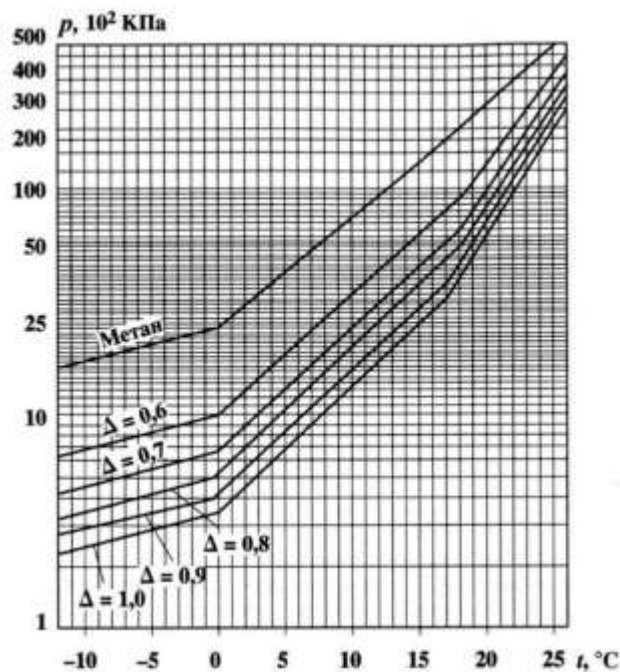


Рисунок 2.11 - Графіки залежностей рівноважних параметрів гідратоутворення природних газів

Формула, запропонована вченим Гаммершмідтом, є емпіричним рівнянням, яке пов'язує температуру та тиск, необхідні для утворення гідратів:

$$t_r = 20,68 \cdot p^{0,268} - 17,78,$$

де:  $t_r$  – температура гідратоутворення, °C;

$p$  – тиск, що відповідає даній температурі.

Формули 4 та 5, розроблені В.Г. Пономарьовим, надають залежності, які враховують склад газу при варіюванні тиску в середніх та низьких значеннях:

$$t_r = 18,47 \cdot \lg(p) - B + 18,65$$

При  $t > 0$ :

$$t_r = 58,5 \cdot \lg(p) + B_1 - 59,32,$$

де:  $B$  і  $B_1$  – коефіцієнти, що залежать від складу газу (табличні величини) [7].

### 2.3.5 Методи запобігання та боротьби з гідратоутворенням

Запобігання утворенню газових гідратів і видалення клатратів, що вже сформувалися, є важливими кроками в процесі технологічної підготовки газу до товарних умов. Утворення гідратів може призвести до проблем у процесі підготовки газу та економічних труднощів.

Для запобігання утворенню та ліквідації газових гідратів при видобутку та підготовці газу застосовуються різні методи:

- технологічні методи: Ці методи включають підтримку режимів видобутку та підготовки газу, які запобігають утворенню гідратів.
- хімічні методи: використовуються інгібітори гідратоутворення та гідратовідкладення, які додаються до системи для запобігання утворенню та видаленню гідратів.

Крім цього, для ліквідації гідратів, що утворилися, можуть бути використані наступні методи:

- фізичні методи: включають застосування теплових, акустичних та магнітних полів, які допомагають зруйнувати гідратну структуру та звільнити газ.
- механічні методи: наприклад, скребкування, яке передбачає механічне видалення гідратів із системи.

Кожен із цих методів має свої особливості та застосовується залежно від конкретних умов та вимог процесу видобутку та підготовки газу.

У рамках технологічних методів:

Дегідратація - це ефективний спосіб боротьби з гідратоутворення, який полягає у видаленні вологи з газу. Цей метод здійснюється шляхом поглинання

вологи рідкими чи твердими сорбентами із газу. Процес дегідратації відбувається в абсорберах та адсорберах.

Контроль термобаричних умов утворення гідратів — це метод запобігання гідратоутворенню шляхом зниження тиску в системі, або підвищення температури. При зменшенні тиску в системі зростає здатність газу утримувати вологу, що призводить до недостатнього насичення. В результаті "точка роси" знижується, і конденсація води не відбувається. Однак для використання цього методу потрібно скидання газу в атмосферу або зниження пропускної спроможності газопроводу. При температурах нижче 0 °С можливе утворення пробок з льоду. У зв'язку з цим кращим методом запобігання гідратоутворення є підтримання температури системи вище температури гідратоутворення, щоб запобігти утворенню гідратів [7].

Застосування інгібіторів гідратоутворення – це найпоширеніший спосіб боротьби з гідратами, що включає подачу інгібіторів до системи. При цьому методі газова фаза насичується парами інгібітора, що призводить до зниження парціального тиску водяної пари над гідратом та його руйнування [7].

Режим розкладання гідратів визначається за допомогою графіків, що представлені на рисунку 2.12.

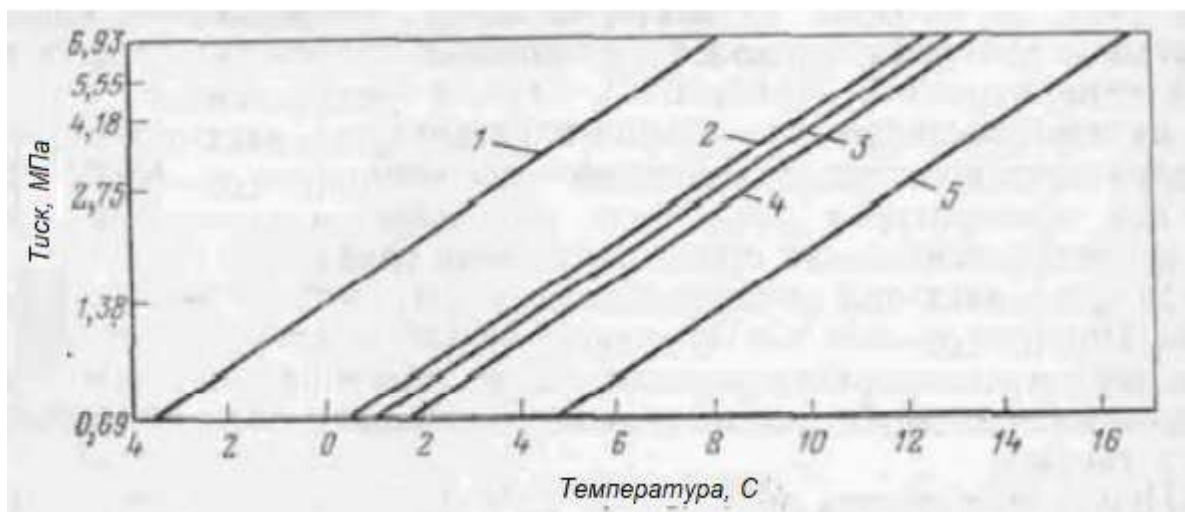


Рисунок 2.12 – Зміна параметрів розкладання гідратів при інгібуванні 10%-их розчинів

Аналізуючи рисунок 2.12, можна помітити пряму залежність між тиском та температурою розкладання гідратів. Це означає, що при підвищенні температури потрібний більший тиск для руйнування гідратів. Існують різні види інгібіторів, включаючи:

Термодинамічні інгібітори при додаванні таких інгібіторів змінюється хімічний потенціал між молекулами води. Це призводить до зміщення температури гідратоутворення до нижчих значень та тиску до вищих. Таким чином, запобігається утворенню газогідратів. Деякі поширені термодинамічні інгібітори є галогеніди лужних металів, спирти (наприклад, метанол і гліколи) і водні розчини електролітів.

- кінетичні;
- інгібітори гідратовідкладення;
- антиагломеранти.

У таблиці 2.3 наведено деякі властивості термодинамічних інгібіторів.

Таблиця 2.3 - Властивості деяких інгібіторів гідратоутворення [9]

	Метанол	Етанол	Етіленгліколь	Триетилен гліколь
Хімічна формула	CH <sub>4</sub> O	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> O <sub>2</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>4</sub> O <sub>4</sub>
Молярна маса, г/моль	32,04	46,07	62,07	150,17
Температура кипіння, °C	64,7	78,4	198	288
Тиск пари (при 20 °C), кПа	12,5	5,7	0,011	<0,001
Температура кристалізації, °C	-98	-112	-13	-4,3
Щільність (при 20 °C), кг/м <sup>3</sup>	792	789	1116	1126
В'язкість (при 20 °C), мПа*с	0,59	1,2	21	49

У роботах В.Г. Квона рекомендується використання етиленгліколю в технологічних схемах низькотемпературної сепарації газу як інгібітор гідратоутворення на стадії попереднього охолодження та осушення газу. Вони вказують на переваги етиленгліколю, такі як його низька розчинність у газі,

хороші властивості, що регенерують, і відносна безпека в порівнянні з метанолом [6].

Однак метанол залишається найбільш поширеним термодинамічний інгібітором гідратування через свою невисоку вартість, низьку температуру кристалізації, високу антигідратну активність та інші позитивні властивості. Метанол застосовується для запобігання утворенню газогідратів та боротьби з гідратними пробками у різних системах та устаткуванні [6].

Головними недоліками метанолу є його висока леткість, що може призводити до його винесення в потоці газу, і висока токсичність, що вимагає особливих запобіжних заходів при регенерації і введення його в потік газу [7].

На рисунку 2.13 ілюструється вплив метанолу на властивості утворення сірководню гідрату. Графік показує, що додавання метанолу суттєво знижує термобаричні умови для утворення сірководневого гідрату. При тиску близько 6 МПа можна знизити температуру утворення гідрату з 30 °С до 5 і 11 °С відповідно при використанні водного розчину метанолу з концентрацією 50% та 35%. Це підтверджує антигідратну активність метанолу та його потенціал у запобіганні утворенню гідратів сірководню.

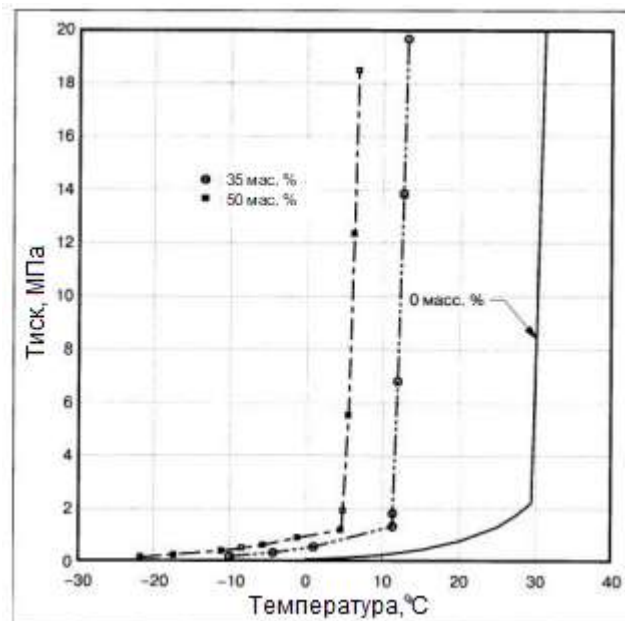


Рисунок 2.13 – Інгібуюча дія метанолу на утворення гідрату сірководню

Як зазначено раніше, метанол має нижчу температуру замерзання порівняно з гліколями, включаючи етиленгліколь. На рисунку 2.14 показано порівняння температур замерзання метанолу та етиленгліколю при різних концентраціях розчинів. З графіка видно, що при концентрації розчинів у 20%, розчин метанолу замерзає приблизно  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ , тоді як розчин моноетиленгліколю замерзає при приблизно  $-8\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Це підтверджує, що метанол є найбільш відповідним інгібітором гідратоутворення для умов, де низькі температури є значним фактором. Його низька температура замерзання дозволяє йому ефективно функціонувати та запобігати утворенню газогідратів при низьких температурах, що робить його кращим вибором для застосування в таких умовах.

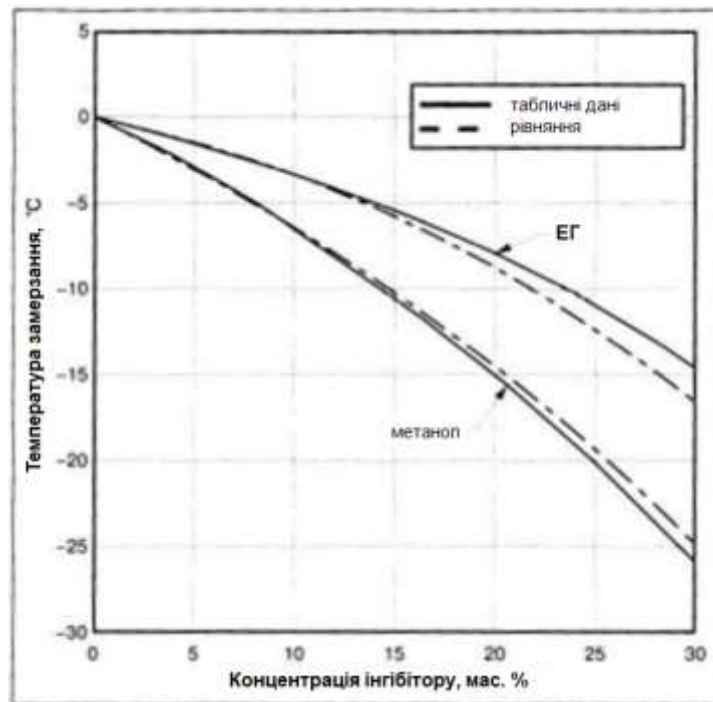


Рисунок 2.14 – Порівняння температури замерзання етиленгліколю та метанолу при різній концентрації

Як показано на малюнку 2.15, метанол демонструє найвищу протигідратну активність серед інгібіторів, що розглядаються. При концентрації 50%, метанол здатний знизити температуру гідратоутворення на  $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ . У той же час, триетиленгліколь (ТЕГ) та етиленгліколь (ЕГ) знижують температуру гідратоутворення на  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  та  $23\text{ }^{\circ}\text{C}$  відповідно.

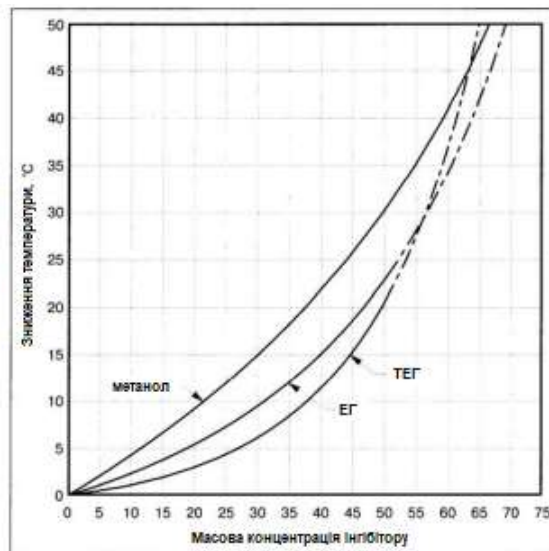


Рисунок 2.15 – Порівняння протигідратної активності етиленгліколю та метанолу при різній концентрації

Гідрат метану є найбільш поширеним типом газових гідратів та його утворення може бути проблематичним під час експлуатації газових родовищ. Як показано на рисунку 2.16, введення метанолу в газ у концентрації близько 75% є ефективним способом запобігти утворенню гідратів метану за практично будь-яких умов.

При концентрації метанолу близько 73,7% температура гідратоутворення метану може бути знижена до  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$  (при тиску  $P = 10\text{ МПа}$ ). Така температура є достатньою для запобігання утворенню гідратів метану навіть у суворих кліматичних умовах.

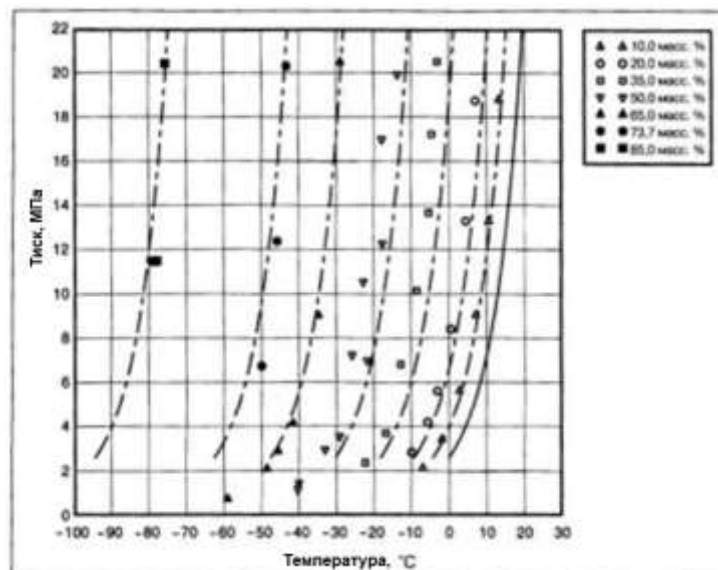


Рисунок 2.16 – Інhibуюча дія метанолу на утворення гідрату метану

Метанол є широко застосовуваним та ефективним інгібітором гідратуутворення. Результати, наведені на рисунку 2.17, дозволяють порівняти ефективність різних термодинамічних інгібіторів гідратуутворення в контексті зниження температури утворення гідратів.

Вивчаючи цей графік, можна дійти невтішного висновку, що хлористий кальцій і метанол є найефективнішими серед розглянутих інгібіторів, [10].

Це підтверджує, що обидва ці інгібітори здатні значно знизити температуру утворення гідратів, що робить їх привабливими у запобіганні утворенню газових гідратів при експлуатації газових родовищ.

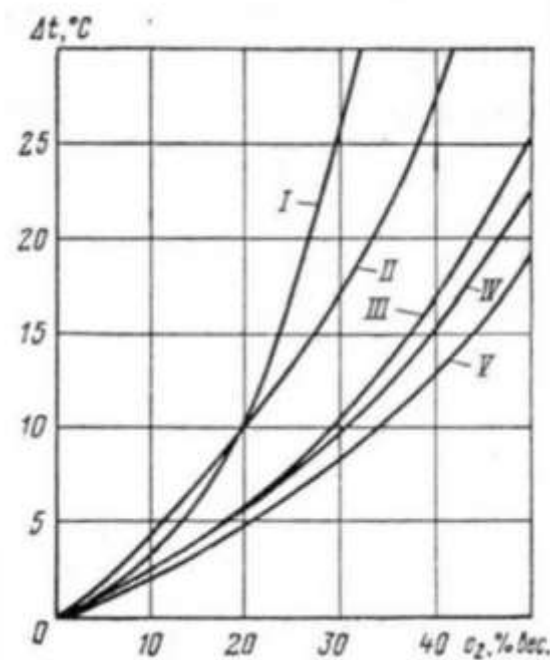


Рисунок 2.17 – Зниження температури гідратуутворення різними інгібіторами залежно від концентрації

### 2.3.5 Місця техногенного гідратуутворення

Гідратуутворення може відбуватися в різних місцях і системах, пов'язаних із видобутком та транспортуванням газу та нафти. Ось деякі з основних місць, де можливе утворення гідратів:

Привибійна зона пласта: гідрати можуть утворюватися в привибійній зоні свердловин, особливо якщо умови тиску та температури близькі до точок

гідратоутворення. Для запобігання гідратоутворенню в цій зоні можуть застосовуватися локальні нагрівачі та інгібітори гідратоутворення [10].

Стовбури газових та газоконденсатних свердловин: хоча технології видобутку зазвичай передбачають безгідратний режим, на пізніх стадіях видобутку гідрати можуть утворюватися в стовбурах свердловин через зниження пластової температури. Запобігання гідратоутворенню може включати використання нагрівачів та інгібіторів гідратоутворення.

Нагнітальні свердловини при закачуванні газу: при нагнітанні газу свердловину можуть виникати умови, що сприяють утворенню гідратів. Традиційні методи боротьби з гідратами можуть бути неефективними, тому важливо забезпечувати нагрівання свердловини при закачуванні газових сумішей.

Системи внутрішньопромислового збору продукції газових, газоконденсатних та газонафтових свердловин: у цих системах необхідно запобігати гідратоутворенню, забезпечуючи автоматичне введення інгібітора в шлейфи з різними дебітами газу та температурами. Також можна використати технології теплоізоляції трубопроводів для зниження втрат температури.

Технологічні процеси осушення газу: процеси підготовки сирого газу можуть бути схильні до гідратоутворення в різних технологічних апаратах. Для запобігання гідратоутворенню необхідно забезпечити безгідратні режими роботи та застосовувати методи віддування метанолу [10].

Гідратоутворення також може відбуватися в магістральних трубопроводах, а обводненість нафти відіграє у цьому процесі. Для ліквідації гідратів у таких системах можуть застосовуватися методи, такі як підігрів стовбура свердловини, та закачування депарафінізованої гарячої нафти, конденсату або електропідігрів стовбура свердловини.

Розглянемо точки введення метанолу з прикладу УКПГ [11]:

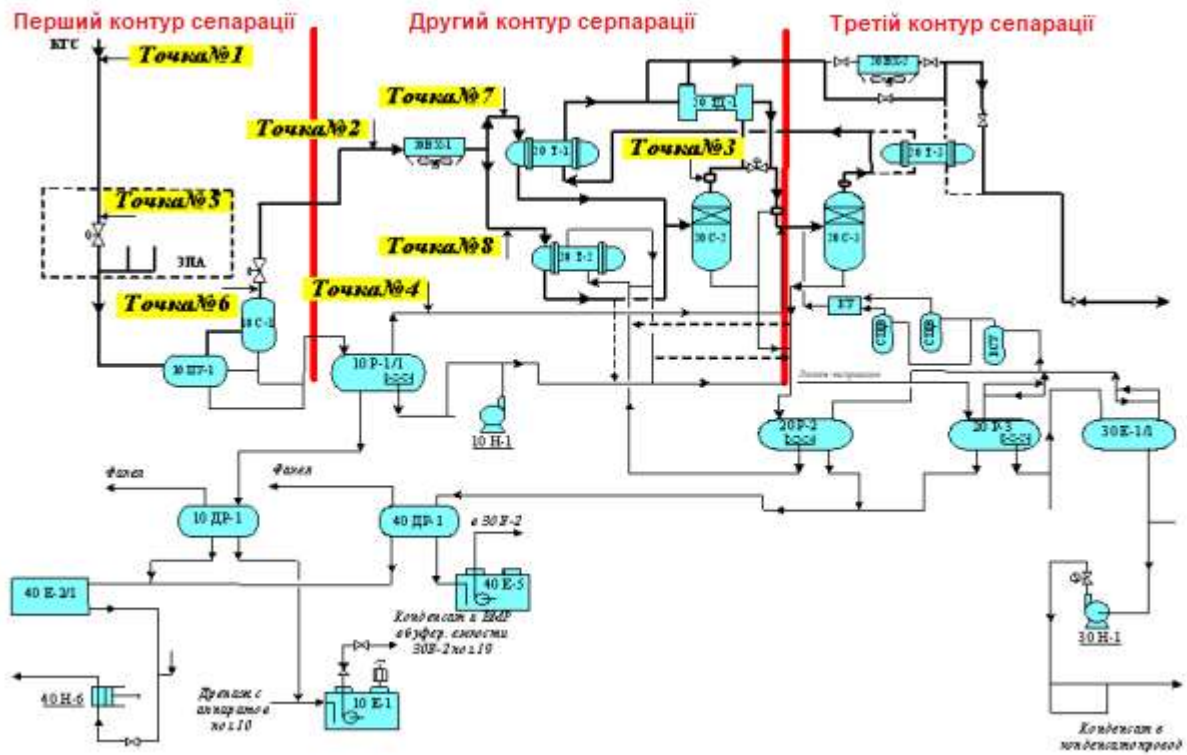


Рисунок 2.18 – Принципова технологічна схема точки подачі метанолу

Визначення необхідної кількості метанолу за задіяними точками введення для запобігання гідратуутворення з метою зниження витрати інгібітора по газовому промислу є важливим економічним завданням, яке вирішується в рамках даного дослідження.

Технологічна схема (рисунок 2.18) включає вісім точок подачі метанолу, чотири з яких були задіяні в ході дослідження:

- точка №1 – куці газоконденсатних свердловин у кількості 14 шт.;
- точка №2 – у лінії газу перед апаратами повітряного охолодження 20ВХ-1 – 4 шт.;
- точка №3 – у лінії виходу газу із сепараторів 20С-2 – 4 шт.;
- точка №4 – у лінії газу вивітрювання роздільників 10Р-1 ( $P=6.1$  МПа) – 4 шт.

Загальна середньогодинна продуктивність УКПГ газу за місяць склала 1010 тис. м<sup>3</sup>/год. Загальна середньогодинна продуктивність УКПГ газового конденсату за місяць склала 207 тонн/год.

Загальна середньогодинна подача метанолу по УКПГ за розрахунковий місяць становила 2720 кг/година, з них:

- на КМР подавалося в середньому 2040 кг/годину (75 % від загальної витрати);
- після КР-1, перед 20ВХ-1 (АПО), 20Т-1, 20Т-2 подавалося в середньому 340 кг/годину (12,5 % від загальної витрати);
- перед КР-2 подавалося в середньому 270 кг/годину (9,9 % від загальної витрати);
- у газ вивітрювання з роздільників 10Р-1 подавалося в середньому 70 кг/годину (2,6% від загальної витрати).

Водометанольний розчин (ВМР), що утворюється на УКПГ, підлягає регенерації на установці регенерації метанолу на УКПГ. Середньогодинна витрата ВМР з УКПГ за розрахунковий місяць склала 4670 кг/годину з концентрацією метанолу 36 % маси, при обсязі пластової води, що надходить, 2990 кг/год.

## **2.4 Технології оптимізації витрати метанолу**

Інгібування природного газу метанолом є ефективним методом боротьби з гідратоутворення на нафтогазоконденсатних родовищах країни. Метанол має здатність знижувати температуру гідратоутворення, що допомагає запобігти утворенню гідратів.

Однак, висока витрата метанолу може створювати складнощі в регулярному постачанні віддалених родовищ. Це може призводити до додаткових логістичних та економічних витрат, збільшення собівартості видобутку газу та зниження прибутку. Постійне привізне метанолу на віддалені родовища може стати недоцільним з погляду витрат та ефективності.

Існують два методи оптимізації витрати інгібітору для боротьби з гідратоутворенням. Перший метод, найбільш поширений та ефективний, заснований на регенерації метанолу на території встановлення комплексної

переробки газу (УКПГ) з використанням методів ректифікації або віддування. Цей метод передбачає відновлення концентрації метанолу шляхом видалення домішок, таких як вода, газ та ДЕГ.

Регенерація дозволяє циклічно використовувати метанол, що значно скорочує економічні витрати на доставку інгібітора з боку виробників.

Другий метод, більш витратний, передбачає організацію виробництва метанолу безпосередньо на родовищі. Основною концепцією даного методу є спрощення певних технологічних етапів виробництва метанолу проти традиційними методами. Однак цей метод вимагає значних фінансових вкладень [12].

У процесі виробництва метанолу на газовому промислі використовується газ, який попередньо очищається від вуглеводневого конденсату. Потім відбувається ректифікація сирого метанолу, щоб одержати товарний метанол із концентрацією в межах 93-94%. Відмінною особливістю цієї установки є багато етапів виробництва метанолу, що значно знижує витрати на реалізацію подібних проектів.

Однак, така установка виробляє всього 12500 тонн метанолу на рік, що може бути недостатньо для крупного родовища. Отже, можна зробити висновок, що регенерація метанолу є найбільш ефективним методом оптимізації використання інгібітора.

Крім регенерації, існує ще один метод оптимізації витрати інгібітора, який полягає у зміні схеми подачі метанолу у трубопровід або свердловину. У дослідженні, розглядається ефект зміни технологічної схеми подачі метанолу, що призвело до скорочення витрати метанолу на 25-30% у зимовий період та до 50% у літній період.

## 2.5 Технологія регенерації метанолу методом ректифікації

Регенерація водометанольних розчинів є однією з найбільш ефективних методик для підготовки газу на промислах. Цей процес дозволяє істотно скоротити витрати інгібітора та транспортні витрати.

Ректифікаційний процес здійснюється шляхом поділу розчинів на окремі компоненти за допомогою багаторазового випаровування та подальшої конденсації парів (дистиляції) на основі їх різних температур кипіння.

У колоні ректифікації рідина і пари повинні ефективно контактувати один з одним, переміщаючись у протилежних напрямках: рідина рухається зверху вниз під власною вагою, а пари рухаються знизу-вгору. Така взаємодія забезпечує дифузійний процес розподілу рідин [12].

Фактори, які впливають на процес ректифікації газових сумішей, включають перепад тиску в конденсаторі і ребойлері, температуру верхньої і нижньої частин колони, кількість тарілок в апараті і флегмове число. Впровадження технології регенерації метанолу вперше було здійснено у 1971 році.

Процес ректифікації здійснюється з використанням спеціального пристрою, відомого як колона ректифікації. Ректифікаційна колона є вертикальним циліндричним апаратом, який служить для поділу сумішей на основі їх відмінностей у температурі кипіння.

Колона має діаметр кілька метрів і висоту, яка варіюється від 5 до 10 метрів. Існують два основних типи колон: тарілчасті та насадчасті.

Процес роботи колони складається з наступних етапів: суміш, підігріта до необхідної температури, надходить у колону як вхідний потік у рідкому, газорідинному або паровому стані. У секції живлення відбувається випаровування суміші, в результаті чого низькокиплячі компоненти переходять у пару і піднімаються вгору по колоні, а висококиплячі компоненти залишаються в рідкому стані і прямують вниз колоною.

Верхня та нижня частини колони контролюються, щоб підтримувати необхідну температуру та забезпечувати безперервний процес. Верхню частину колони охолоджують рефлюксом - потоком охолодженого газу, а нижню частину підводиться тепло.

Таким чином, багаторазова дистиляція в колоні дозволяє досягти максимальної концентрації окремих компонентів, які є присутніми в суміші.

У насадковій колоні (рисунок 2.19) внутрішній простір заповнюється шарами спеціальних твердих матеріалів - насадками, що мають велику поверхню контакту. Гази взаємодіють із домішками на поверхні насадок завдяки плівковій течії рідини по насадці. При цьому геометричні форми, взаємне розташування і розміри шарів насадок мають важливе значення для ефективності роботи насадкової колони.

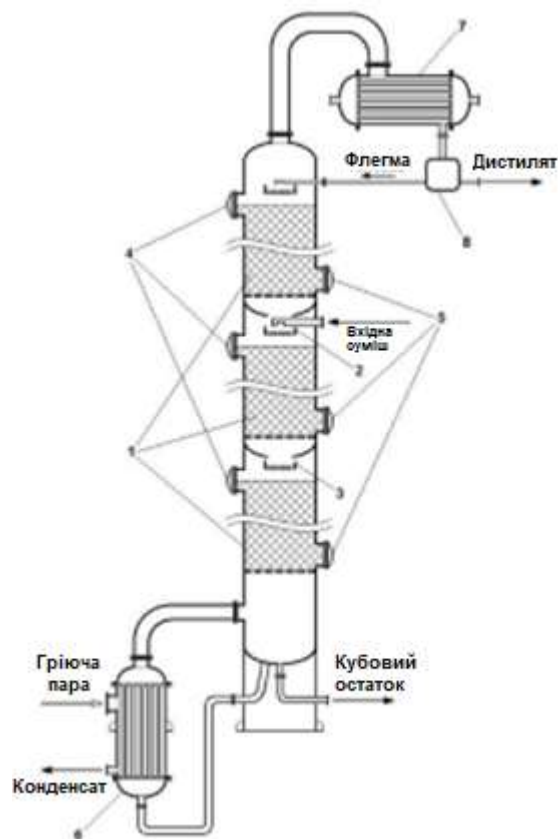


Рисунок 2.19 – Влаштування насадкової колони ректифікації [13]

- 1 – сегменти насадки, 2 – тарілка живлення, 3 – перерозподільна тарілка,  
 4 – люки для завантаження насадки, 5 – люки для вивантаження насадки,  
 6 – ребойлер, 7 – конденсатор, 8 – сепаратор.

Перевагами насадкових колон є:

- низька вартість виробництва;
- простота виготовлення.

Однак ефективність такої колони нижча, ніж у тарілчастої колони. При однакових обсягах колон, тарілчаста колона має більшу площу контакту [13].

Тарілчасті колони є найбільш поширеним типом колон ректифікації (рисунок 2.20). У таких колонах процес масо-і теплообміну відбувається на тарілках - спеціальних пристроях, через які газ проходить крізь шар рідини, що стікає. Кожна тарілка є одним шаблоном контакту. Конструкція тарілок може бути ковпачковою, ситчастою або клапанною. Залежно від конструкції тарілок рух рідин може бути протиточним або прямоточним.

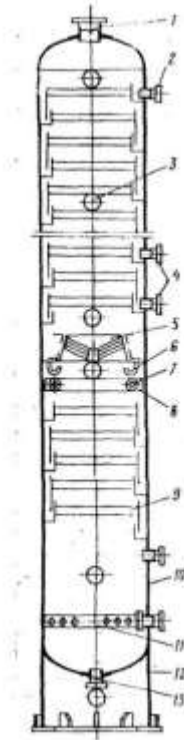


Рисунок 2.20 – Влаштування тарілчастої колони ректифікації

1 – штуцер виведення парів по шоломових трубах, 2 – штуцер верхнього зрошення, 3 – люки, 4 – штуцера відбору бічних погонів, 5 – відбійники, 6 – гідравлічний затвор, 7 – штуцера в та 10 – корпус, 11 – трубчастий маточник для подачі водяної пари, 12 – опора, 13 – штуцер виведення нижнього залишку.

У кожній колоні є різні секції. У концентраційній частині (верхній частині колони) здійснюється подача рефлюксу. Приймальна частина має розподільні тарілки, на які надходить вихідна сировина. Крім того, в колоні є кубова (відгін) частина, куди надходить пара з ребойлера.

Принцип роботи цієї колони аналогічний насадковим колонам. Вихідна суміш надходить на розподільну тарілку, де відбувається одноразова дистиляція суміші. В результаті парова фаза піднімається нагору, а рідка фаза стікає вниз. Кожна тарілка здійснює одноразову дистиляцію. Рідка фаза збагачується висококиплячими фракціями, а парова фаза - низькокиплячими. Кількість тарілок підбирається задля досягнення потрібних концентрацій.

Парова фаза, потрапляючи в конденсатор, охолоджується і перетворюється на рідину. Частина цієї рідини використовується для зрошення (флегми), інша частина направляється в резервуари для зберігання регенованого метанолу. Рідка фаза, потрапляючи в ребойлер, нагрівається, і суміш поділяється на воду і нижчі фракції. Вода видаляється із системи, а пари метанолу знову надходять до колони. Подача зрошення у верхню частину колони та гарячої пари в нижню частину забезпечує безперервний процес ректифікації. Продукт, який отримується з верхньої частини колони, називається дистилятом (метанол), а продукт з нижньої частини - ректифікатом (вода).

Переваги таких колон включають:

- високу ефективність роботи;
- велику площу контакту фаз.

Однак у цих апаратів є й недоліки, такі як висока вартість колони та гідравлічні втрати.

## **2.6 Технологія регенерації метанолу методом віддування**

Технологія ректифікації метанолу має кілька недоліків, включаючи:

- високі енерговитрати;
- проблеми з утворенням опадів;

- необхідність загального колектора для газу, що надходить на установку по газотранспортній системі.

Замість цієї технології застосовується технологія віддування метанолу. Основна схема процесу віддування метанолу представлена в патенті [14].

Технологія віддування метанолу (рисунок 2.21) ґрунтується на багаторазовому використанні інгібітора. На перших щаблях сепарації інгібітор випаровується, але в останніх щаблях конденсується. Сконденсований метанол повертається на попередні щаблі сепарації для подальшого використання.

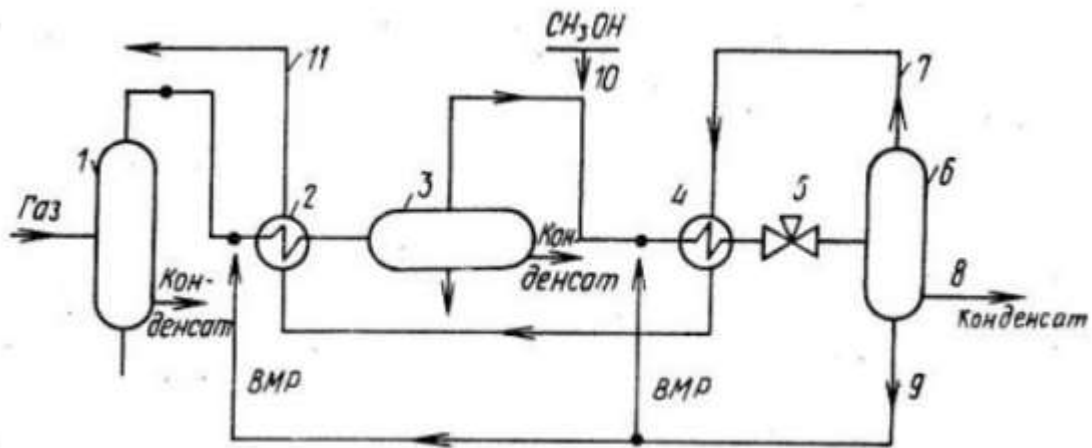


Рисунок 2.21 – Схема підготовки газу з віддуванням метанолу

- 1 – сепаратор I ступеня, 2 – 4 – рекуперативні теплообмінники, 3 – сепаратор-відстійник, 5 – штуцер, 6 – сепаратор II ступеня, 7 – трубопровід, 8 – трубопровід для виведення вуглеводневої рідини, 9 – трубопровід метанолу, 10 – місце введення метанолу, 11 – магістральний трубопровід.

Технологія віддування метанолу пропонує рішення для подолання недоліків, пов'язаних з ректифікацією. Однак, дана технологія має свої недоліки, такі як вимога періодичного очищення обладнання і недостатній ступінь вивченості.

## 2.7 Технології рециркуляції метанолу

Принципова схема способу утилізації відпрацьованого метанолу, представлена рисунку 2.22.

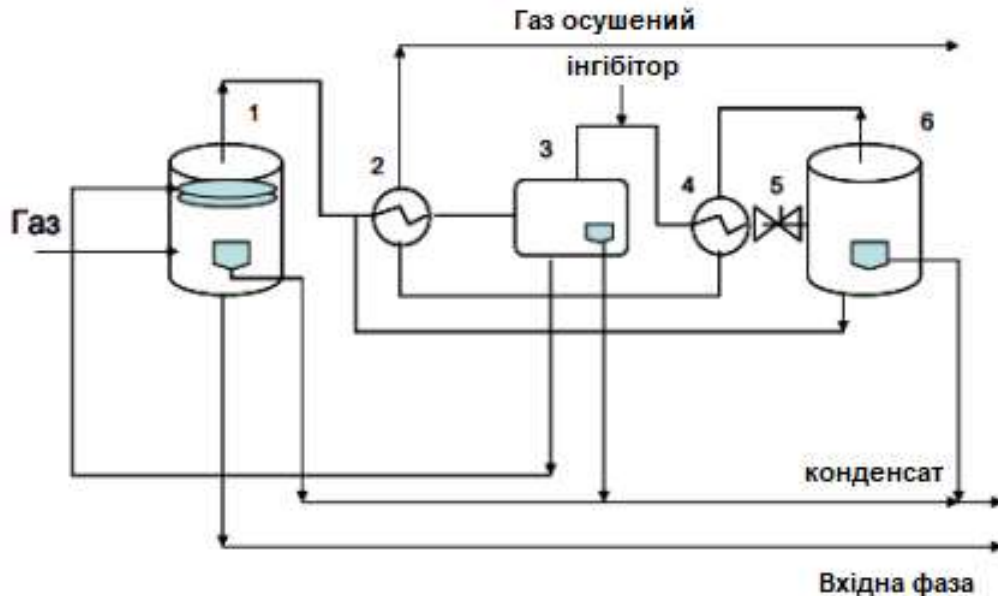


Рисунок 2.22 – Схема НТС із рециркуляцією метанолу

1 - сепаратор першого ступеня С-1; 2,4 – теплообмінники; 3 – сепаратор С-4;  
5 – штуцер (ежектор); 6 - сепаратор II ступеня С-2

Метанол [15] з концентрацією 95% подається перед другим теплообмінником. Отримуваний ВМР I не скидається в промстоки, а подається перед теплообмінником Т-1 для його пригнічення. Отримуваний у проміжних сепараторах С-4 ВМР за допомогою насоса перекачується в одернізований сепаратор першого ступеня, де відбувається віддування метанолу з ВМР в газову фазу, [16].

При проходженні через технологічну схему НТС, у міру охолодження інгібітора, метанол з газу переходить у рідину, тим самим «повторно використовується» і рециркулює.

Залежно від температури на виході із Т-1 у сепараторі С-4 підтримується необхідна концентрація ВМР. Проміжний сепаратор може виконувати функцію масообмінного апарату (як, наприклад, десорберна колона для відділення

метанолу з ВМР) у разі перевищення температури в сепараторі над температурою початку утворення гідратів.

Десорбований метанол відноситься газом і далі знову бере участь в інгібуванні, зменшуючи тим самим необхідну додаткову витрату метанолу, що подається перед другим теплообмінником.

### 3. УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЦЕСУ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ

#### 3.1 Аналіз параметрів роботи установки регенерації метанолу та підбір оптимальних значень

Відповідно до технологічного регламенту, насичений метанол піддається регенерації з масовою витратою  $Q$  рівним 3840 кг/год. Потрібно досягти концентрації регенованого метанолу в діапазоні  $C = 91-97\%$ . Для аналізу роботи установки та визначення оптимальних параметрів було розроблено схему блоку регенерації метанолу та рекуперативного теплообмінника в програмному середовищі USD, як показано на рисунку 3.1.

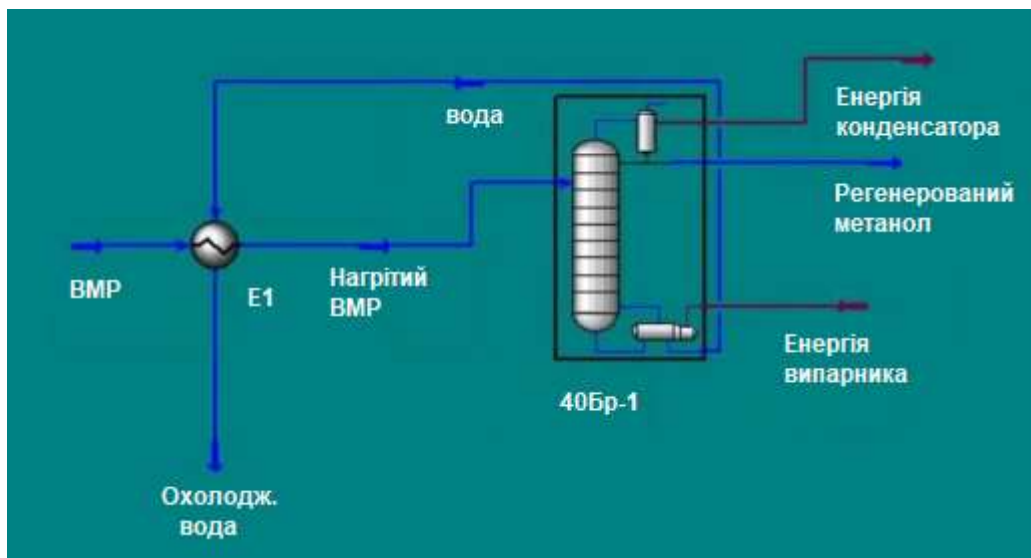


Рисунок 3.1 – Схема блоку регенерації метанолу

Параметри роботи колони ректифікації. Колона складається з 9 тарілчастих елементів, при цьому секція живлення розташована на 5 тарілці. Тиск у конденсаторі становить 100 кПа, а ребойлері - 131 кПа.

У ході дослідження було проаналізовано залежність концентрації метанолу в потоці регенованого метанолу (дистиляту колони) від зміни температури верхньої та нижньої частин колони. Температура верхньої частини колони варіювалася в діапазоні від 68 до 76 °С, а температура нижньої частини

колони була в межах від 100 до 115 °С. Одержана залежність концентрації метанолу в потоці регенованого метанолу.

З аналізу отриманої залежності можна відзначити, що найменша температура верхньої частини колони (68 °С) забезпечує найвищу концентрацію метанолу, що становить 99,78%. Таким чином, можна зробити висновок, що концентрація метанолу в потоці дистиляту переважно залежить від температури верхньої частини колони. Чим нижча температура, тим вища концентрація метанолу.

Аналізуючи отриману залежність, можна дійти невтішного висновку, що найбільший масовий витрата регенованого метанолу досягається при найвищих значеннях температури верху і низу колони. При температурі верху колони 76 °С та температурі низу колони 115 °С масова витрата становить 901 кг/год. Найменша витрата досягається при температурі низу колони 100 °С та верхній температурі 76 °С (206 кг/год).

Для аналізу вмісту метанолу в потоці дистиляту було побудовано відповідну залежність від зміни температури верху та низу колони.

З отриманої залежності можна однозначно сказати, що найбільша концентрація метанолу у воді (32%) досягається за високої температури верху колони (76 °С) і низької температури низу колони (100 °С), що не є бажаним. Найменші втрати метанолу у воді утворюються при температурі верху колони 68 °С і низу колони 115 °С, де концентрація метанолу становить 2,5%.

Згідно з технологічним регламентом, концентрація регенованого метанолу має бути в діапазоні 91-97%, а концентрація метанолу в очищеній воді не повинна перевищувати 5% (за масою). Виходячи із зазначених залежностей, можна виділити два найбільш підходящі варіанти оптимізації роботи колони.

Перший варіант передбачає досягнення найвищої концентрації регенованого метанолу. Для цього температура верху колони повинна дорівнювати 68 °С, а низу колони - 115 °С. У такому разі концентрація метанолу в дистиляті становитиме 99,78%. Масова витрата дистиляту становитиме 947,71

кг/год. Втрати метанолу у воді можуть бути розраховані з використанням наступної формули:

$$Q_{\text{унос}} = \frac{C_{\text{М}} \cdot Q_{\text{В}}}{100};$$

де:  $Q_{\text{унос}}$  – витрата метанолу в потоці води, кг/год;

$C_{\text{М}}$  – концентрація метанолу у воді, %;

$Q_{\text{В}}$  – масова витрата води, кг/год.

$$Q_{\text{унос1}} = \frac{2,5 \cdot 2020}{100} = 50,52 \text{ кг/год.}$$

Другий варіант полягає в досягненні максимальної витрати регенованого метанолу, за умови дотримання допустимого діапазону концентрації, встановленого регламентом, і запобігання винесення метанолу у воді понад 5% маси. Для цього температура верхньої частини колони має бути 76 °С, а нижньої - 115 °С. За таких умов концентрація метанолу в дистиляті становить 94,36%, а масова витрата становить 901 кг/год. Розрахунок винесення метанолу у воді може бути проведений таким чином:

$$Q_{\text{унос2}} = \frac{4,27 \cdot 1229}{100} = 55,47 \text{ кг/год.}$$

Витрата чистого метанолу розраховується за такою формулою:

$$Q_{\text{чист.метанола}} = \frac{C_{\text{МД}} \cdot Q_{\text{рег.мет.}}}{100};$$

де:  $Q_{\text{чист.метанола}}$  – масова витрата чистого метанолу, кг/год;

$C_{\text{МД}}$  – концентрація метанолу в дистиляті, %;

$Q_{\text{рег.мет.}}$  – масова витрата регенованого метанолу, кг/год.

При першому варіанті:

$$Q_{\text{чист.метанолу1}} = \frac{99,78 \cdot 947,71}{100} = 945,6 \text{ кг/год.}$$

При другому варіанті:

$$Q_{\text{чист.метанолу2}} = \frac{94,36 \cdot 901}{100} = 850,18 \text{ кг/год.}$$

Економія регенованого метанолу становить:

$$Q_{\text{економія}} = Q_{\text{чист.метанолу1}} - Q_{\text{чист.метанолу2}}.$$

де:  $Q_{\text{економія}}$  – економія в чистому метанолі, що отримується в результаті ректифікації,

$Q_{\text{чистий.метанол1}}$ ,  $Q_{\text{чистий.метанол2}}$  – масова витрата чистого метанолу при першому та другому варіантах, кг/год.

$$Q_{\text{економія}} = 945,6 - 850,18 = 95,42 \text{ кг/год.}$$

Також слід враховувати винесення метанолу у водному потоці, при цьому менше значення винесення вважається кращим. Різницю між значеннями винесення можна порівняти за допомогою наступної формули:

$$Q_{\text{екон.уносу}} = Q_{\text{унос2}} - Q_{\text{унос1}}$$

$$Q_{\text{екон.уносу}} = 55,47 - 50,52 = 4,95 \text{ кг/год.}$$

Таким чином, загальна економія при використанні першого варіанту складе:

$$Q_{\text{заг.економія}} = Q_{\text{економія}} + Q_{\text{економія.уносу}}$$

$$Q_{\text{заг.економія}} = 95,42 + 4,95 = 100,37 \text{ кг/год.}$$

За рік економія складе:

$$Q_{\text{ек.рік}} = Q_{\text{заг.економія}} \cdot 24 \cdot 365.$$

$$Q_{\text{ек.рік}} = 100,37 \cdot 24 \cdot 365 = 879241 \text{ кг/рік.}$$

При ціні метанолу в 28000 грн. за 1000 кг загальна економія в грн. розраховується за такою формулою:

$$Q_{\text{ек.грн}} = Q_{\text{ек.рік}} \cdot C_{\text{кг.мет.}}$$

Економія в грн. складе:

$$Q_{\text{ек.грн}} = 879241 \cdot 28 = 24\,618\,748 \text{ грн./рік.}$$

У результаті, при використанні першого варіанта, досягається економія обсягом 879241 кг на рік. Це призведе до скорочення витрат на 24618748 грн.

Таким чином, вибір максимальної концентрації метанолу в потоці дистилляту дозволяє отримати найбільшу кількість чистого метанолу після

регенерації. Тому параметри роботи установки регенерації метанолу у цьому варіанті слід вважати оптимальними.

Так само варто відзначити, що при включенні в схему етапу "віддування" метанолу методом абсорбції витрата чистого метанолу збільшиться за рахунок того, що в міру охолодження метанол з газу переходить в рідину. Цього можна досягти, не змінюючи масову витрату водометанольного розчину. Таким чином, можна збільшити відсоток концентрації метанолу у дистилляті. Відповідно при початковому витраті метанолу рівному 3840 кг/год витрата чистого метанолу після конденсації становитиме близько 48,5 кг/год. Тоді концентрація метанолу в дистилляті у другому варіанті становитиме:

$$C_{\text{м.д}} = \frac{Q_{\text{чист.метанола2}} \cdot 100}{Q_{\text{рег.мет.}}} = \frac{(850,18 + 48,5) \cdot 100}{901} = 99,74 \%$$

Таким чином, при використанні в схемі етапу "віддування" метанолу другий варіант стає так само можливим і економічно вигідним.

### 3.2 Розрахунок флегмового числа

Флегмове число є значним показником ефективності роботи колони ректифікації. Воно визначається як відношення маси подається флегми (зрошення) до загальної маси дистилляту, що отримується.

Флегмове число розраховується за такою формулою:

$$R = \frac{\Phi}{D}$$

де: R – флегмове число;

Φ – масова витрата флегми, кг/год;

D – масова витрата дистилляту, кг/год.

Оптимальні параметри роботи колони ректифікації наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Оптимальні параметри роботи колони ректифікації

Параметр	Значення
Температура верху колони, °С	67
Температура низу колони, °С	115
Концентрація метанолу в дистилляті %	99,89
Масова витрата дистилляту, кг/год	947,71
Масова витрата метанолу на зрошення, кг/год	2511,1

Таким чином, флегмове число рівне:

$$R = \frac{2511,1}{947,71} \approx 2,65 = 2$$

Оптимальне флегмове число колони ректифікації  $R = 2$ .

## 4. ОХОРОНА ПРАЦІ І БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 4.1 Завдання в галузі охорони праці

Головна мета системи охорони праці на підприємстві полягає у забезпеченні безпечного та нешкідливого робочого середовища. Цього досягають через нейтралізацію або мінімізацію дії небезпечних і шкідливих чинників виробництва на персонал. Законні права працівників у цій галузі закріплені Конституцією України та профільним Законом «Про охорону праці». Дані законодавчі акти гарантують правовий захист громадян від моменту працевлаштування до виплати компенсацій у разі ушкодження здоров'я.

Юридичним фундаментом захисту працюючих громадян є стаття 43 Конституції України [17], а також статті 5, 6, 7 та 8 Закону України «Про охорону праці», які детально регулюють ці правовідносини, [18].

Гарантії при працевлаштуванні: під час підписання трудового договору роботодавець зобов'язаний офіційно (під розписку) ознайомити співробітника з характеристиками майбутнього робочого місця. Працівник має право володіти повною інформацією про наявні небезпечні виробничі чинники, а також про передбачені законодавством пільги та компенсаційні виплати за роботу в шкідливих умовах.

Права в процесі трудової діяльності: поточні умови праці на підприємстві мають суворо відповідати чинним стандартам безпеки. Законодавство дозволяє працівникові припинити виконання обов'язків, якщо виникла безпосередня загроза його життю чи здоров'ю. На період такої вимушеної відмови за особою в повному обсязі зберігається середній дохід. Крім того, роботодавець зобов'язаний фінансувати придбання засобів індивідуального захисту (зокрема спеціального одягу та взуття) для персоналу. Працівники шкідливих виробництв також мають право на безкоштовне лікувально-профілактичне харчування, додатковий відпочинок, скорочену тривалість зміни та регламентовані оплачувані перерви.

Забезпечення соціальних гарантій та компенсація збитків – у випадку виробничого травматизму або професійного захворювання потерпілий отримує право на матеріальне відшкодування за рахунок коштів державного соціального страхування. На весь період реабілітації та відновлення працездатності за громадянином законодавчо закріплюється його робоче місце та посада. Якщо за висновком медико-соціальної експертної комісії працівник потребує переведення на менш інтенсивну працю, роботодавець зобов'язаний забезпечити відповідні умови.

Класифікація завдань охорони праці. Відповідно до профільного Закону, весь комплекс профілактичних заходів поділяється на п'ять ключових напрямів: організаційні, технічні, санітарно-гігієнічні, правові, а також соціально-економічні.

Суть організаційної складової полягає в тому, що цей блок передбачає побудову та забезпечення стабільного функціонування внутрішньої системи менеджменту безпеки. До нього входить планування проведення інструктажів, підготовка та атестація персоналу з питань безпеки життєдіяльності. Крім того, напрям охоплює координацію обов'язкових медичних оглядів (як попередніх, так і регулярних) та систематичний моніторинг робочих місць задля своєчасного виявлення шкідливих чинників.

Технічна складова представляє комплекс заходів орієнтований на модернізацію виробничого середовища. Він передбачає підтримання устаткування, інструментів та механізмів у конструктивно безпечному стані, а також контроль за експлуатаційною надійністю будівель, споруд та комунікаційних мереж. Окремим пріоритетом є виведення з експлуатації застарілих чи ризикованих технологій та впровадження замість них автоматизованих інноваційних рішень.

Реалізація санітарно-гігієнічних вимог охоплює контроль і стабілізацію фізичних чинників на робочих місцях (рівня шуму, освітленості, вібраційних навантажень та параметрів мікроклімату) відповідно до державних стандартів. Сюди ж належить безкоштовне надання персоналу сертифікованого спецодягу,

взуття та індивідуальних засобів захисту, а також належне облаштування санітарно-побутових зон, місць для відпочинку та їдалень.

Правовий та соціально-економічний блоки визначають завдання, що регулюють юридичні та фінансові аспекти безпеки. Вони включають систематичне розроблення й актуалізацію внутрішньої нормативної бази (наказів, інструкцій, регламентів), фінансування заходів з охорони праці у розмірі, що відповідає вимогам статті 19 Закону України «Про охорону праці», а також неупереджене розслідування аварійних ситуацій чи професійних патологій задля запобігання їх повторенню.

## 4.2 Виробнича безпека

Розглянемо основні найбільш ймовірні шкідливі та небезпечні виробничі фактори на робочих місцях, які можуть мати місце при виконанні даних видів робіт, поданих у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Основні елементи виробничого процесу, що формують небезпечні та шкідливі фактори

Найменування робіт	Чинники
1. Обслуговування обладнання регенерації гліколю; 2. Робота з машинами та механізмами; 3. Встановлення та зняття заглушок.	1. Виробничі фактори, пов'язані з аномальними мікрокліматичними параметрами повітряного середовища на місцезнаходження працюючого
	2. Підвищений рівень шуму та вібрації на робочому місці
	3. Виробничі фактори, володіють властивостями хімічного впливу на організм працюючої людини
	4. Тяжкість і напруженість праці
	5. Відсутність чи нестача необхідного штучного освітлення
	6. Виробничі фактори, пов'язані з електричним струмом
	7. Експлуатація обладнання, працюючих під тиском
	8. Пожежна безпека та вибухобезпека

#### **4.2.1 Аналіз потенційних шкідливих факторів**

*Виробничі фактори, пов'язані з аномальними мікрокліматичними параметрами повітряного середовища на місцезнаходження працюючого.*

Роботи на газодобувному підприємстві часто проводяться на відкритому повітрі, тому пов'язані з впливом на робочих різних метеорологічних умов. Згідно з правилами безпеки, робітники, які виконують роботи на відкритому повітрі, повинні бути захищені від впливу несприятливих погодних умов. Під час проведення робіт на відкритому повітрі правила безпеки передбачають заходи щодо захисту персоналу від несприятливих метеорологічних факторів ДСН 3.3.6.042-99, [24]: спеціальним одягом та взуттям; облаштування козирків над робочим місцем; взимку обладнання приміщень, метою яких є обігрів робітників.

На робочих місцях та у виробничих приміщеннях, здійснюють постійний контроль повітря робочої зони.

Забороняється проводити будь-які роботи, під час заморозків, сильних вітрів та злив.

##### *Підвищений рівень шуму та вібрації*

Основним джерелом шуму на всіх етапах обслуговування обладнання УКПГ є компресора на ДКС, запірна арматура, трубопроводи, нагнітачі, вентилятори, свердловини, свічки продувки. Компресори на ДКС мають досить велику масу та обороти, що становить виробничого шуму мають рівні значно менше ПДУ і практично не надають шкідливого впливу на обслуговуючий персонал.

Для забезпечення безпеки при роботі на свердловинах та безпосередній близькості від них, для операторів з видобутку та дослідження свердловин створено санітарно-гігієнічні нормативи умов праці. За цими нормами основними джерелами небезпечних та шкідливих факторів виробничої сфери є шум та вібрація.

При видобутку газу шуми значної сили виникають на компресорних станціях при капітальному ремонті свердловин та при виконанні багатьох інших виробничих операцій. Нормування умов праці з шуму здійснюється за ДСН 3.3.6.037-99 [20].

Загальна вібрація на робочих місцях нормується за ДСН 3.3.6.037-99, що дозволяє оцінити небезпеку вібрації на робочих. При організації технологічних процесів, що створюють шум, передбачити застосування методів, що знижують рівні шуму в джерелі виникнення:

- застосування малошумних технологічних процесів та обладнання;
- застосування дистанційного керування та автоматичного контролю;
- застосування звукоізолюючих огорож-кожухів;
- пристрій звукопоглинаючих облицювань та об'ємних поглиначів шуму;
- застосування вібропоглинання (досягається покриттям віброуючих частин обладнання та спеціальними демпфуючими матеріалами, що мають високе внутрішнє тертя) та віброізоляції (для зниження рівня шуму віброуючі агрегати встановлюють на амортизатори або спеціальні фундаменти).

#### *Тяжкість та напруженість праці*

При проектуванні обладнання необхідно враховувати умови його роботи з прийняттям необхідних запасів міцності. Контрольно-вимірювальна апаратура повинна застосовуватися регулярно для того, щоб вчасно виявити небезпечні порушення в режимі роботи обладнання.

Необхідними умовами є: застосування засобів блокування (обмежувачів підйому навантажень), що виключають неправильні дії персоналу, що обговорює. Також засоби блокування дозволяють своєчасно вивести робітників із небезпечних зон і за можливості дистанційно керувати процесом. Одним із найбільш важливих процесів, що відносяться до заходів з техніки безпеки, є періодичний огляд та проведення випробувань обладнання та механізмів. Для запобігання розриву обладнання внаслідок підвищення тиску застосовуються різні запобіжні пристрої.

Насосне господарство з введення ДЕГу на установці осушення газу повинно бути відповідним вимогам, що пред'являються до обладнання та влаштування пожежонебезпечних приміщень.

Необхідно перевіряти герметичність сальникових, різьбових та фланцевих з'єднань, запірних пристроїв, апаратів та комунікацій, що знаходяться у приміщеннях, не рідше одного разу на зміну індикаторним папером або мильною піною. Виявлені пропуски газу або конденсату необхідно негайно усунути у присутності спостерігача.

У виробничих приміщеннях та на робочих місцях для вжиття своєчасних заходів щодо запобігання можливості утримання в повітрі шкідливих речовин, що перевищують гранично - допустимі санітарні норми та вимоги вибухобезпеки, здійснюється постійний контроль якості повітря (таблиця 4.2).

Таблиця 4.2 – Оптимальні норми температури, відносної вологості та швидкості повітря у робочій зоні виробничих приміщень

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с
Холодний	Середній тяжкості	17-19	40-60	0,2
Теплий	Середній тяжкості	20-22	40-60	0,3

Також застосовують промислову вентиляцію для видалення з виробничих приміщень та робочих місць повітря, що містить різні вибухонебезпечні та шкідливі речовини та подачі всередину приміщень та до робочих зон чистого зовнішнього повітря, для покращення температурних умов приміщення.

На газових компресорних станціях місце забору припливного повітря мають на відстані не менше 8 метрів від викиду вихлопних газів компресорів.

Для ведення роботи в зимовий період, виробничі приміщення повинні бути обладнані системою місцевого або центрального опалення, що дозволить створити сприятливі умови для роботи обслуговуючого персоналу.

*Виробничі фактори, що мають властивості хімічного впливу на організм працюючої людини.*

Небезпека та шкідливість роботи на установці обумовлена застосуванням шкідливих та токсичних продуктів: газ-метан з домішками азоту, вуглекислого газу; конденсат; водометанольна суміш.

Метан задушливий, а суміші з повітрям при концентрації від 4 до 17% за об'ємом – вибухонебезпечний. Газ при негерметичності обладнання, трубопроводів в аварійних ситуаціях може виділятися в простір робочих приміщень, повітря робочої зони на зовнішніх установках, створюючи при цьому пожежну і вибухову небезпеку. Вміст газу в повітрі в кількостях, що знижують концентрацію кисню від 21 до 15% об'ємних при вдиханні, може призвести до задухи. При сепарації газорідної суміші на вході УКПГ та в процесі низькотемпературної сепарації виділяється газовий конденсат.

Як інгібітор гідроутворення використовується метанол з концентрацією 80-95%. Метанол-сильна отрута, що діє на нервову та серцево-судинну системи людини. У суміші з повітрям при концентрації від 5,5 до 36,5% об'ємних вибухонебезпечний. Гранично допустима концентрація метанолу повітря робочої зони виробничих приміщень 5 мг/м<sup>3</sup>.

Для змащування частин механізмів, що труться, на станції застосовуються мінеральні масла, в тому числі електронасосних агрегатів - мастило турбінне ТП-22С. У системі продування інертним газом застосовується азот.

Азот інертний газоподібний газ, безбарвний, невибухонебезпечний, нетоксичний, накопичення азоту викликає явище кисневої недостатності та ядухи.

Для роботи зі шкідливими умовами праці, пов'язаними з агресивними середовищами, забрудненнями, підвищеними температурами, вологістю, робочим встановленням відповідно до ДСТУ EN 133:2005 [21] видається спец. одяг, спец. взуття та інші засоби індивідуального захисту.

*Відсутність чи нестача необхідного штучного освітлення*

Недостатнє освітлення впливає функціонування зорового апарату, тобто визначає зорову працездатність, на психіку людини, його емоційний стан, викликає втому центральної нервової системи, що виникає в результаті зусиль для пізнання чітких або сумнівних сигналів.

Для забезпечення комфортного освітлення розроблено та виконано такі заходи: робочі місця об'єкти підходи до них, проходи у темний час доби освітлені, штучне освітлення виконується відповідно до вимог правил улаштування електроустановок ПУЕ та будівельних норм та правил, рівень освітленості робочих місць відповідає галузевим нормам проектування штучного освітлення об'єктів.

У виробничих приміщеннях передбачено аварійне та евакуаційне освітлення. Освітленість приміщення забезпечує оптимальне зорове сприйняття об'єкта розрізнення. Висвітлення забезпечує рівномірний розподіл яскравості на робочій поверхні та навколишнього простору. Освітленість поверхні стала, без пульсацій. Освітлювальні установки довговічні та безпечні. Виміри рівня освітленості проводиться не рідше одного разу на рік, а також після реконструкції приміщень та систем освітлення [19].

Освітлення має забезпечуватись коефіцієнтом природного освітлення не нижче 1,0 %. Природне та штучне освітлення у приміщеннях регламентується нормами [19] залежно від характеру зорової роботи. Освітленість на поверхні столу в зоні розміщення робочого документа має бути 300-500 лк. Освітлення не повинно давати відблисків, яскравість поверхонь, що світяться, не повинна бути більше 200 кд/м<sup>2</sup>.

#### **4.2.2 Аналіз потенційних небезпечних факторів**

Газопромислове управління представляє складну структуру виробництва, в якому задіяна праця людини різною мірою небезпеки виробничих факторів, що впливають на здоров'я та працездатність людини в процесі праці. Найбільш

небезпечні та шкідливі виробничі фактори можуть виникнути під час обслуговування об'єктів газового господарства.

Небезпечні чинники на газовому промислі зумовлені:

- необхідністю обслуговування фонтанної арматури газових свердловин, газопроводів, сепараторів, компресорів та іншого обладнання, що знаходяться під високим тиском;
- виділення газу через негерметичну запірну арматуру, через сальникові та фланцеві ущільнення, що становлять небезпеку вибуху та
- отруєння людей;
- застосування у процесі видобутку газу шкідливих речовин (метанолу, ДЕГа, газового конденсату, кислот та ін.);
- необхідністю проведення газонебезпечних та вогневих робіт;
- необхідністю застосування електрофікованого інструменту;
- необхідністю застосування парових та водогрійних котлів та утилізації тепла високої температури та тиску;
- необхідністю застосування вантажопідіймальних кранів та пристроїв;
- необхідністю застосування колісної та гусеничної техніки;
- роботою на відкритому повітрі при низьких температурах та дії комах;
- необхідністю робіт з радіоактивними речовинами та джерелами іонізуючих випромінювань.

*Експлуатація обладнання, що працює під тиском*

Основна небезпека під час експлуатації судин під тиском - можливість їх руйнування під впливом тиску робочого середовища. При фізичному вибуху енергія стиснутого середовища протягом малого проміжку часу реалізується в кінетичну енергію уламків зруйнованої судини та повітряну ударну хвилю. При цьому уламки можуть розлітатися на кілька сотень метрів і при зіткненні з технологічним обладнанням, ємностями викликати їх руйнування, призводячи до можливості виникнення вибухів та пожеж та загибелі людей. Потужність фізичних вибухів судин дуже велика. Наприклад, потужність вибуху судини місткістю  $1\text{ м}^3$  знаходиться під тиском повітря, рівним 1 МПа, становить 13 МВт.

Найчастішими причинами аварій та вибухів судин, що працюють під тиском, є невідповідність конструкції максимально допустимому тиску та температурному режиму, перевищення тиску понад граничний, втрата механічної міцності апарату (корозія, внутрішні дефекти металу, місцеві перегріви), недотримання встановленого режиму роботи, відсутність необхідного технічного нагляду, хибні дії обслуговуючого персоналу.

Вимоги безпеки, що пред'являються до влаштування, виготовлення та експлуатації судин, що працюють під тиском, визначено "Правила будови і безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском" НПАОП 0.00-1.07-94 [22]. До судин, на які поширюються ці правила, належать: судини, що працюють під надлишковим тиском понад 0,07 МПа ( $0,7 \text{ кгс/см}^2$ ); балони, призначені для перевезення та зберігання стиснутих, зріджених та розчинених газів під тиском понад 0,07 МПа, судини, що працюють під тиском води з температурою вище  $115 \text{ }^\circ\text{C}$  або іншої рідини з температурою, що перевищує температуру кипіння при тиску 0,07 МПа.

Правила встановлюють спеціальні вимоги безпеки до конструкції та матеріалів судин, до виготовлення, монтажу та ремонту, до арматури, контрольно-вимірювальних приладів та запобіжних пристроїв, до встановлення, реєстрації та технічного огляду судин, до утримання та обслуговування їх.

#### *Виробничі фактори, пов'язані з електричним струмом*

Електроустаткування в будівлі має відповідати вимогам правил влаштування електроустановок. Усі частини технологічного обладнання, які проводять статичну електрику, необхідно заземлити згідно з ДСТУ EN 61340-5-1:2018.

Засоби індивідуального захисту, залежно від призначення відповідно до ДСТУ EN 61340-5-1:2018:

- спеціальний одяг антиелектростатичний;
- засоби захисту рук антиелектростатичні;
- спеціальне антиелектростатичне взуття;
- запобіжні пристрої антиелектростатичні (браслети та кільця).

- передбачити блискавкозахист споруд відповідно до «Інструкції з влаштування блискавкозахисту будівель, споруд та промислових комунікацій».

Для того щоб виключити можливість ураження електричним струмом, на УКПГ застосовуються різні технічні способи та засоби захисту: захисне заземлення, захисне занулення, ізоляцію провідників, струмопровідні мережі розташовують на висоті або застосовують огороження, блокування, сигналізацію, голі електропроводи, шинопроводи, щити управління поміщають в спеціальні скриньки, огорожами.

Для обслуговування електроустановок застосовують такі індивідуальні засоби захисту: діелектричні рукавички, оперативні штанги, ізолюючі та вимірювальні кліщі, інструмент з ізолюючими рукоятками та покажчики напруги; додатково застосовуються: діелектричні калоші (черевики), гумові килимки, доріжки та ізолюючі підставки.

Для зменшення небезпеки ураження електричним струмом при використанні ручного електроінструменту, переносних світильників і ламп застосовується знижена напруга - 12 або 42 В. Джерелами малої напруги є акумулятори або понижуючі трансформатори.

Для захисту від статичної електрики технологічне обладнання та трубопроводи заземлені. Максимальний опір контуру заземлення від статичної електрики не перевищує 100 Ом.

Для запобігання утворенню та накопиченню статичної електрики від падаючого струменя труби для заповнення резервуарів, ємностей спущені майже до дна, під рівень наявної рідини.

Передбачено захист технологічних установок виробничих будівель та споруд від електричної та електромагнітної індукції. Від прямих ударів блискавок споруди захищені спеціально встановленими блискавковідводами.

#### *Пожежобезпека та вибухобезпека*

Усі заходи проводяться згідно з ДБН В.1.1-7:2016 [23]. На газовому промислі вибухонебезпечний природний газ, його концентрація у робочій зоні

не повинна перевищувати 15 %об. Для вибухонебезпечних та пожежонебезпечних цехів, ділянок, об'єктів; виходячи з їх специфіки, як заходи пожежної безпеки прийнято порядок утримання території, будівель та приміщень, у т.ч. евакуаційних шляхів та виходів, здійснюється заходи щодо забезпечення пожежної безпеки при проведенні технологічних процесів, експлуатації обладнання, виробництві пожежонебезпечних робіт. Для куріння, застосування відкритого вогню та проведення вогневих робіт передбачено спеціально обладнані майданчики.

На установці комплексної підготовки газу передбачено зовнішню пожежогасіння, з використанням водонапірної мережі діаметром 159,5 міліметрів та пожежних гідрантів, що незамерзають. На площі УКПГ встановлюють два резервуари, ємністю по 1000 м<sup>3</sup> для зберігання пожежного запасу води. Місткості оснащені вогневим підігрівом.

Усі приміщення мають бути укомплектовані засобами пожежогасіння, і навіть пожежним інструментом, передбачений чинним нормативом [23].

Як засоби пожежогасіння рекомендується застосовувати пару, воду, вуглекислий газ, пісок, хімічні порошки відповідно до технологічних вимог. Забороняється використання протипожежного обладнання з іншою метою.

На УКПГ зовнішнє пожежогасіння всіх будівель і споруд здійснюється від кільцевої мережі надземного водопроводу діаметром 250 мм через пожежні гідранти, що незамерзають, встановлені також надземно.

Внутрішнє пожежогасіння, крім автоматичного, здійснюється з внутрішнього протипожежного водоводу через встановлені на ньому крани, кількість яких відповідає параметрам приміщень.

У разі виникнення пожежі, крім централізованого відключення вентиляційних систем, передбачено їх автоматичне блокування, за винятком вентиляційних систем, що обслуговують тамбур шлюзи, на каналізаційних мережах промстоку встановлені гідрозатвори. Всі будівлі передбачені третім ступенем вогнестійкості. У будинках з приміщеннями категорії «А» передбачені

зовнішні конструкції, що легко скидаються, площа яких становить не менше 0,05 м<sup>2</sup> на 1 м<sup>3</sup> обсягу вибухонебезпечного приміщення.

Передбачено навчання персоналу обов'язкам та діям під час пожежі правил виклику пожежної охорони, порядку аварійної зупинки технологічного обладнання, відключення вентиляції та електрообладнання, правил застосування первинних засобів пожежогасіння, порядку огляду та приведення у пожежобезпечний стан усіх закріплених приміщень та установок. За даними заходами періодично проводяться практичні тренування.

Виробничі та службові приміщення, технологічне обладнання укомплектовано необхідними первинними засобами пожежогасіння згідно з нормами.

На видних місцях необхідно розміщувати схеми евакуації людей у разі пожежі, інструкції, що визначають дії персоналу щодо забезпечення безпечної та швидкої евакуації, влаштування систем оповіщення про пожежу, таблички із зазначенням телефону пожежної частини 01 або 112.

### **4.2.3 Розрахунок рівня небезпечного чи шкідливого виробничого фактора**

Проведемо розрахунок повітрообміну для очищення повітря. Потрібний повітрообмін визначається за формулою

$$L = \frac{1000 \cdot G}{x_B - x_H},$$

де: G, г/год – кількість шкідливих речовин, що виділяються у повітря приміщення;

$x_B$ , мг/м<sup>3</sup> – гранично допустима концентрація шкідливості повітря робочої зони приміщення;

$x_H$ , мг/м<sup>3</sup> – максимально можлива концентрація тієї ж шкідливості повітря населених місць.

Застосовується також поняття кратності повітрообміну  $n$ , яка показує скільки разів протягом однієї години повітря повністю змінюється в приміщенні. Кратність повітрообміну визначається за формулою:

$$n = \frac{L}{V},$$

де:  $V$  - Внутрішній обсяг приміщення,  $\text{м}^3$ .

Також слід враховувати, що кратність повітрообміну  $n > 10$  неприпустима.

У нашому випадку на УКПГ ми маємо багато обладнання, що працює під тиском. Виробнича апаратура, що працює під тиском, як правило, не є цілком герметичною. Ступінь герметичності апаратури зменшується в міру її зношування. Вважаючи, що просочування газів через нещільності підпорядковується тим самим законам, як і витікання через невеликі отвори, і, припускаючи, що витікання відбувається адіабатично, кількість газів, що просочилися через нещільності, можна визначити за формулою:

$$G = kcv \sqrt{\frac{M}{T}},$$

де:  $k$  – коефіцієнт, що враховує підвищення витоку від зносу обладнання ( $k = 1-2$ );

$c$  – коефіцієнт, що враховує вплив тиску газу в апараті (таблиця 4.3);

$v$  – внутрішній обсяг апаратури та трубопроводів, що знаходяться під тиском,  $\text{м}^3$ ;

$M$  – молекулярна вага газів, що у апараті;

$T$  - абсолютна температура газів в апараті,  $\text{К}$ .

Таблиця 4.3 – Коефіцієнт, що враховує вплив тиску газу в апараті

Тиск, $P$ , атм	до 2	2	7	17	41	161
$c$	0,121	0,166	0,182	0,189	0,25	0,29

На УКПГ запобігання гидратообранования впорскується метанол, який перекачується системою насосів. Отримуємо, що ми маємо систему, що

складається з апаратів та трубопроводів, заповнену метанолом. Пари метанолу можуть виділятися через негерметичні сполуки. Робочий тиск в апаратурі  $P_a = 19$  атм, а в провідних трубопроводах  $P_{тр} = 18$  атм. Внутрішній об'єм апаратури  $v_a = 4$  м<sup>3</sup> об'єм трубопроводів,  $v_{тр} = 1,3$  м<sup>3</sup>. Температура пар метанолу в апаратурі –  $t_a = 20$  °С, у трубопроводі –  $t_{тр} = 22$  °С.

Спочатку визначаємо величини витоків метанолу з апаратури та трубопроводів. Приймаємо  $k = 1$ ;  $c = 0,194$  для апаратури та  $0,192$  для трубопроводів (за таблицею 22);  $M = 32$  для  $CH_3OH$ .

Витік парів метанолу з апаратури становить:

$$G_a = 1 \cdot 0,194 \cdot 4 \sqrt{\frac{32}{293}} = 0,256 \text{ кг/год.};$$

Витік парів метанолу з трубопроводів дорівнює:

$$G_{тр} = 1 \cdot 0,192 \cdot 1,3 \sqrt{\frac{32}{295}} = 0,082 \text{ кг/год.};$$

$$G = G_a + G_{тр} = 0,256 + 0,082 = 0,338 \text{ кг/год.};$$

Використовуючи дані з СанПіН, знаходимо, що для метанолу  $x_v = 5$  мг/м<sup>3</sup> і  $x_n = 1$  мг/м<sup>3</sup>. Потрібний повітрообмін дорівнює:

$$L = \frac{1000 \cdot 338}{5 - 1} = 84500 \text{ кг/год.};$$

Об'єм приміщення дорівнює:

$$V = 25 \cdot 45 \cdot 8 = 9000 \text{ м}^3;$$

Для перевірки відповідності вимогам пристрою вентиляції визначимо кратність повітрообміну:

$$n = \frac{84500}{9000} = 9,39 \text{ год.}^{-1};$$

Це значення не перевищує встановленої величини –  $10 \text{ год.}^{-1}$ , отже додаткова вентиляція не потрібна.

## **4.3 Екологічна безпека**

### **4.3.1 Заходи щодо охорони атмосферного повітря**

Атмосферне повітря в районі НГКМ забруднюється головним чином такими шкідливими речовинами як окис вуглецю та оксиди азоту, що містяться в продуктах згоряння природного газу, що використовується для власних потреб з метою отримання теплової та електричної енергії, енергії для роботи газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій; для спалювання забруднених промислових стоків на горизонтальних факельних установках (ГФУ).

Окис вуглецю та оксиди азоту викидаються в атмосферу також із продуктами спалювання природного газу при продуванні шлейфів, відпрацюванні свердловин. Наступним за значимістю джерелом забруднення атмосферного повітря є викиди автотранспорту, відпрацьовані вихлопні гази яких містять у своєму складі окис вуглецю, оксиди азоту, вуглеводні та інші шкідливі речовини.

З метою забезпечення вмісту шкідливих речовин у приземному шарі атмосфери у кількостях, що не перевищують їх гранично-допустиму концентрацію у повітрі, по кожному стаціонарному джерелу викидів розрахунковим шляхом (з урахуванням розсіювання) визначено максимальні величини гранично допустимих викидів (ПДВ).

Основні заходи, що проводяться щодо запобігання забруднення атмосферного повітря, включають і себе:

- контроль вихлопних газів автотранспорту на димність, вміст окису вуглецю з метою подальшого регулювання двигунів для зниження концентрації шкідливих речовин у викидах до нормативних величин;
- контроль димових газів котелень, технологічних печей та інших стаціонарних джерел викидів на вміст окису вуглецю, оксидів азоту для

встановлення оптимальних режимів спалювання природного газу та зменшення концентрації зазначених шкідливих речовин;

- утилізацію промстоків шляхом закачування в поглинаючі горизонти замість спалювання з природним газом на ГФУ.

#### **4.3.2 Заходи щодо охорони водних об'єктів**

До основних джерел забруднення водойм відносяться неочищені господарсько-побутові стоки, промстоки, що утворюються при видобутку і підготовці природного газу, що містять метанол, діетиленгліколь, нафтопродукти, компоненти пластової води, а також зливові стоки, забруднені шкідливими речовинами, що знаходяться в повітря.

У зв'язку з обмеженою здатністю водойм до самоочищення, обумовленої низькими температурами і коротким літом, практично всі господарсько-побутові стоки в компанії піддаються біологічному очищенню до нормативних вимог на каналізаційно-очисних спорудах. Промислові стоки, що містять значну кількість забруднюючих речовин, що не піддаються ефективному очищенню, утилізуються закачуванням у пласт, а в аварійних випадках спалюються на горизонтальних факельних установках.

Ефективність очищення стічної води на исих спорудах постійно контролюється працівниками технологічної та відомчої лабораторії охорони навколишнього середовища. Регулярному контролю піддається вода поверхневих джерел.

#### **4.3.3 Заходи щодо охорони літосфери**

Ґрунти здатні значною мірою акумулювати забруднюючі речовини, що веде до забруднення поверхневих вод і становить серйозну загрозу забруднення природних водойм. Так, наприклад, вуглеводневі забруднювачі (нафтопродукти) - стійкі хімічні сполуки, здатні тривалий час зберігатися у різних природних

середовищах. Відновлення рослинного покриву (біоценозу) на порушених при облаштуванні родовищ землях, природним шляхом відбувається тривалий час – протягом 90-100 років.

З метою запобігання забруднення ґрунтів компанія здійснює такі заходи:

- планомірно проводить біологічну рекультивацію порушених земель посівом, спеціально розробленою для умов НГКР, універсальної травосуміші;
- поховання твердих побутових відходів, утилізація будівельних відходів провадиться на спеціальних полігонах; складування металобрухту на окремо відведених майданчиках;
- зберігання паливно-мастильних матеріалів, метанолу, діетиленгліколю проводиться в ємностях, встановлених на бетонованих майданчиках з надійною гідроізоляцією та обвалуванням;
- відомчою лабораторією підприємства планомірно здійснюється контроль екологічного стану території промислу, промзони, житлових селищ.

#### **4.4 Безпека у надзвичайних ситуаціях**

Внаслідок аварій на виробництві виникають так звані надзвичайні ситуації. Вони практично завжди супроводжуються руйнуваннями обладнання, людськими жертвами та знищенням інших матеріальних цінностей. Для газової промисловості характерні такі виробничі аварії як:

- аварійні викиди газу та реагентів, що застосовуються у виробництві, внаслідок розриву трубопроводу, витоків тощо;
- пожежі;
- вибухи.

У разі виникнення аварійної ситуації, що загрожує виведенням з ладу обладнання, необхідно зробити аварійну зупинку УКПГ. До найпоширеніших аварійних ситуацій можна віднести:

- припинення подачі повітря контрольно-вимірювальним приладам та апаратурі;
- повне відключення електроенергії;
- прорив газу;
- виникнення пожежі на установці.

При короткочасному припиненні подачі повітря до контрольно-вимірювальних приладів та апаратури встановлення, робота установки не зупиняється. Регулювання подачі повітря відбувається у ручному режимі, тобто оператор керується лише показаннями приладів, встановлених на місці. Якщо усунути цю в такий спосіб проблему неможливо, необхідно зробити нормальну зупинку УКПГ.

На випадок повсюдного відключення електроенергії на промислі є автоматизовані електростанції. Переведення на аварійне електропостачання установки здійснюється автоматично або вручну безпосередньо з пульта управління.

Аварійна зупинка установки комплексної підготовки газу при виникненні надзвичайної ситуації проводиться в наступній послідовності:

- зупинення технологічної нитки;
- скидання тиску з ділянки, на якій стався прорив газу;
- негайне припинення всіх вогневих робіт на промислі;
- виправлення дефекту.
- при виникненні пожежі на установці зупинка установки здійснюється в наступній послідовності:
  - в аварійному режимі зупинити встановлення;
  - дійснити заходи щодо скидання тиску з апаратів, які перебувають під загрозою виникнення пожежі;
  - виклик пожежної команди;

По можливості зробити роботи з локалізації вогнища загоряння, до приїзду пожежної бригади, самотужки.

## **Висновки**

Розділ «Охорона праці і безпека в надзвичайних ситуаціях» містить у собі найважливіші принципи у галузі охорони праці, промислової та екологічної безпеки, а також енергоефективності.

У розділі було розглянуто правові та організаційні питання забезпечення безпеки на підприємстві, небезпечні та шкідливі виробничі фактори, методи їх запобігання, а також основні причини виникнення аварій у процесі підготовки та транспортування газу та газоконденсату.

## ВИСНОВОК

У розробці родовищ одним з основних викликів є боротьба з гідратоутворенням, що ускладнює процеси видобутку та підготовки газу та газоконденсату. Одним із найпоширеніших методів подолання гідратоутворення є використання хімічних реагентів для інгібування вуглеводнів.

Метанол є найефективнішим інгібітором гідратоутворення та широко застосовується на нафтогазоконденсатних родовищах у зв'язку з холодним кліматом. Він демонструє високу ефективність зниження температури гідратоутворення і є більш економічним за собівартістю.

На даний момент досліджуються кінетичні інгібітори гідратоутворення, які відрізняються низьким дозуванням у порівнянні з термодинамічними інгібіторами. Однак, обмежений досвід їх практичного використання не дозволяє зробити остаточні висновки щодо їх високої ефективності.

Важливим етапом підготовки газу є процес регенерації метанолу, який полягає у відновленні його концентрації в суміші з водою. Регенерація здійснюється в колоні ректифікації, де водно-метанольний розчин поділяється на різні фракції в залежності від температури кипіння. Контроль та оптимізація параметрів роботи колони сприяють підвищенню ефективності процесу регенерації метанолу.

У ході дослідження було визначено оптимальні параметри роботи блоку вогневої регенерації метанолу, включаючи температуру верху та низу колони, кількість тарілчастих апаратів та тиск. Вибір цих параметрів дозволяє найбільш ефективно здійснювати процес регенерації метанолу та успішно справлятися з гідратоутворенням.

Масова концентрація метанолу у потоці регенованого метанолу становить 99,78% при масовій витраті 947,71 кг/год. Це дозволяє заощадити до 879241 кг/рік чистого метанолу, який необхідний для підживлення родовища, що еквівалентно сумі 24,62 млн.грн./рік.

Рекомендується використовувати режим роботи установки регенерації метанолу з температурою низу колони 115 °С та верху колони 68 °С.

Проблема гідратуутворення залишатиметься однією з головних завдань у наступні роки, оскільки видобуток вуглеводнів стає дедалі складнішим через збільшення вмісту газоконденсату. Велика кількість конденсату призводить до інтенсивнішого гідратуутворення, тому розробка ефективних методів його подолання залишається актуальною і в майбутньому.

**СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ**

1. Уточнений проект промислової розробки покладів гор. В-21-26-Т-1 Березівського ГКР. Звіт про НДР (заключний)/ УкрНДІгаз, дог. 47.378/2019-2019, Харків, 2019.
2. Мала гірнича енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. — Донецьк : Східний видавничий дім, 2004–2013
3. Склабінський В. І., Ляпощенко О. О., Артюхов А. Є. Технологічні основи нафто- та газопереробки : навч. посіб. Суми : Сумський державний університет, 2011. 186 с.
4. Бурова М. Я., Яцкевич О. О. Технології збору і підготовки нафти, газу і конденсату : навч.-метод. посібник / за заг. ред. проф., д.т.н. І. М. Фика ; Нац. техн. ун-т "Харків. політехн. ін-т". Харків, 2026. 174 с.
5. Педченко М. М. Гідратоутворення вуглеводневих газів : монографія / М. М. Педченко ; за ред. В. С. Білецького. Полтава : ПолтНТУ, 2014. 182 с.
6. Газогідрати. Гідратоутворення та основи розробки газових гідратів : монографія / Г. Г. Півняк та ін. ; за ред. Г. Г. Півняка. Дніпропетровськ : Літограф, 2015. 219 с.
7. Бурова М. Я., Яцкевич О. О. Технології збору і підготовки нафти, газу і конденсату : навч.-метод. посібник / за заг. ред. проф., д.т.н. І. М. Фика ; Нац. техн. ун-т "Харків. політехн. ін-т". Харків, 2026. 174 с.
8. Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків та ін. ; за ред. М. П. Ковалка. Київ : Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. 600 с.
9. Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів : НПАОП 60.3-1.01-10 / М-во палива та енергетики України. Київ : Основа, 2010. 164 с.
10. Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І. Технологія видобування газу і газового конденсату : навч. посіб. Полтава : НТП «Бурова техніка» ; Львів : Новий Світ – 2000, 2023. 358 с.

11. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Дремлюх Н. С. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ : навч. посіб. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2015. 288 с.
12. Склабінський В. І., Ляпощенко О. О., Артюхов А. Є. Процеси та обладнання нафто- і газопереробки : навч. посіб. Суми : Сумський державний університет, 2011. 186 с.
13. Насадочна ректифікаційна колона // StudFiles URL: <https://studfile.net/preview/6658339/page:13>
14. Спосіб підготовки вуглеводного газу до транспорту // PatentDB URL: <https://patentdb.ru/patent/1606827>
15. ДСТУ 3057—95 (ГОСТ 2222-95). Метанол технічний. Технічні умови. [Чинний від 1997-01-01]. Київ : Держстандарт України, 1996. 18 с.
16. Педченко, М. М. Регенерація метанолу способом газогідратного концентрування [Текст] / М. М. Педченко, Л. О. Педченко // Збірник наукових праць Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка. — Полтава, 2021. — Вип. 1 (56). — С. 112–119.
17. Конституція України. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/254к/96-вр#Text>
18. Закон України «Про охорону праці» від 14.10.1992 № 2694-XII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2694-12>.
19. Державні санітарні правила і норми проектування штучного освітлення [Текст]: ДСанПіН 3.3.2007. – Введ. 2008–07–01. – К. : Вид-во стандартів України, 2008. – 30 с.
20. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку : ДСН 3.3.6.037-99 : затверджено Постановою Головного державного санітарного лікаря України від 01 грудня 1999 р. № 37. URL: rada.gov.ua (дата звернення: 20.06.2026).
21. Засоби індивідуального захисту органів дихання. Класифікація : ДСТУ EN 133:2005 (EN 133:2001, IDT): чинний від 2007-04-01. Київ : Держспоживстандарт України, 2007. 14 с.

- 22.Правила будови і безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском: НПАОП 0.00-1.07-94: затверджено наказом Держнаглядохоронпраці України від 18 жовтня 1994 р. № 104. Київ: Основа, 1995. 216 с.
- 23.Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги: ДБН В.1.1-7:2016 : чинний від 2017-06-01. Київ : Мінрегіон України, 2017. 43 с.
- 24.Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень: ДСН 3.3.6.042-99 : затверджено Постановою Головного державного санітарного лікаря України від 01 грудня 1999 р. № 42. Київ : МОЗ України, 1999. 26 с.