

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 ступеню вилучення вуглеводнів C_{3+} при
промисловій підготовці газу на нафтогазоконденсатному
родовищі»**

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

Іванюшин Євген Васильович 
(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.



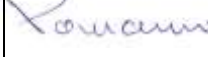
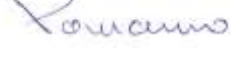
« 22 » травня 2026 р.

З А В Д А Н Н Я

на кваліфікаційну роботу бакалавра студенту Іванюшину Євгену Васильовичу

- Тема роботи:** «Підвищення ступеню вилучення вуглеводнів C_{3+} при промисловій підготовці газу на нафтогазоконденсатному родовищі».
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 Східно-Полтавське газоконденсатне родовище, коротка характеристика геологічної будови родовища, нафтогазоносність, особливості тектонічної будови Дніпровсько – Донецької западини в межах Серпуховського ярусу нижнього карбону, характеристика фонду свердловин, основне обладнання існуючої УКПГ, географічні і кліматичні характеристики.
- Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік підлягаючих розробці питань): системи збору та підготовки газу, вимоги до товарного газу, методи підготовки газу, турбодетандерний агрегат, технологія низькотемпературної абсорбції, продукція УКПГ газоконденсатних родовищ, низькотемпературна сепарація із холодильним циклом, ректифікація у промислових умовах, кріогенні технології, літолого-стратиграфічна характеристика, вибір варіанта удосконалення системи підготовки газу, охорона навколишнього середовща, 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 Східно-Полтавське газоконденсатне родовища, структурна карта покрівлі продуктивного горизонту, розріз продуктивної частини, принципова схема обладнання УКПГ, НТС, НТА, технологічна схема абсорбції і ректифікації, охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях, висновки.

Консультанти розділів роботи:

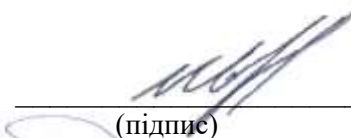
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці і безпека в надзвичайних ситуаціях	доц. Абракітов В.Е.		
Нормоконтроль	доц. Ромашко О.В.		

6. Дата видачі завдання 22 травня 2026 г.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

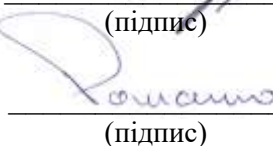
№ п/п	Найменування етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Одержання завдання на проектування	22.05.2026	
2.	Аналіз систем збору та підготовки газу	22.05.2026	23.05.2026
3.	Визначення методів методів підготовки газу	24.05.2026	25.05.2026
4.	Вибір технології низькотемпературної абсорбції	26.05.2026	28.05.2026
5.	Вивчення низькотемпературної сепарації із холодильним циклом	19.05.2026	30.06.2026
6.	Вивчення абсорбційних технологій	31.05.2026	01.06.2026
7.	Вивчення ректифікації у промислових умовах	02.06.2026	03.06.2026
8.	Вивчення криогенні технологій	04.06.2026	05.06.2026
9.	Аналіз літолого-стратиграфічної характеристики ГКР	06.06.2026	07.06.2026
10.	Обґрунтування варіанта удосконалення системи підготовки газу	08.06.2026	10.06.2026
11.	Оцінка ефективності діючої та вдосконаленої установок підготовки газу	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.	Здача закінченої кваліфікаційної роботи в ЕК	19.06.2026	

Студент


(підпис)

(ст. Іванюшин Є.В.)

Керівник роботи


(підпис)

(доц. Ромашко О.В.)

РЕФЕРАТ

Випускна кваліфікаційна робота включає 84 сторінки, у тому числі 17 рисунків, 16 таблиць. Список літератури містить 25 джерел.

Об'єктом дослідження є система підготовки природного газу, що діє, на установці комплексної підготовки газу типового газоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецька западини (ДДЗ).

Метою роботи є удосконалення технології підготовки газу типового газоконденсатного родовища ДДЗ для підвищення ступеня вилучення вуглеводнів C_{3+} з газоконденсатної суміші.

У процесі роботи проведено огляд існуючих методів підготовки природного газу, а також способів збільшення ступеня вилучення важких вуглеводнів зі складу газового потоку, запропоновано удосконалену схему діючої установки підготовки газу шляхом введення у систему підготовки газу стадії низькотемпературної абсорбції газу сепарації стабільним конденсатом.

Показано ефективність запровадження технології низькотемпературної абсорбції, що полягає у підвищенні якості товарного газу. Точка роси за вуглеводнями знизилася з мінус 29,3 °С до мінус 31,8 °С. Частка метану у складі товарного газу збільшилася з 90,6% до 91,6%, а вміст води, метанолу та важких вуглеводнів C_{3-5} – зменшився.

Область застосування: установки комплексної підготовки газу газоконденсатних та нафтогазоконденсатних родовищ.

Ключові слова: природний газ, підготовка, турбодетандерний агрегат, низькотемпературна сепарація, низькотемпературна абсорбція, компонент, ступінь вилучення, стабільний конденсат, установка комплексної підготовки газу, точка роси.

ВИЗНАЧЕННЯ, ПОЗНАЧЕННЯ, СКОРОЧЕННЯ

- ПЕК** – паливно-енергетичний комплекс
- УКПГіК** – установка комплексної підготовки газу та кондесату
- НТС** – низькотемпературна сепарація
- НТСР** – низькотемпературна сепарація і ректифікація
- УДСК** – встановлення деетанізації та стабілізації кондесату
- НГКР** – нафтогазоконденсатне родовище
- ГКР** – газоконденсатне родовище
- ШФЛВ** - широка фракція легких вуглеводнів
- СПБТ** – суміш пропану та бутану технічна
- ГЗП** – груповий збірний пункт
- ГП** – газозбірний пункт
- МГ** – магістральний газопровід
- УППГ** – установка попередньої підготовки газу
- НТА** – низькотемпературна абсорбція
- ДКС** – дожимна компресорна станція
- ТДА** – турбодетандерний агрегат
- ККД** – коефіцієнт корисної дії
- ПХ** – повітряний холодильник
- АПО** – апарат повітряного охолодження
- ВВ** – вуглеводні
- ЗПКТ** – завод із підготовки природного газу до транспорту
- ПКХМ** – пароконпресорні холодильні машини
- ПХУ** – пропанова холодильна установка
- ГПЗ** – газопереробний завод
- ГПА** – газоперекачувальний апарат
- ВВМ** – вузол введення метанолу
- РР** - роздільник рідини

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ПРОМИСЛОВИЙ ЗБІР ТА ПІДГОТОВКА ГАЗУ.....	10
1.1 Системи збору та підготовки газу	10
1.2 Вимоги до товарного газу.....	13
1.3 Методи підготовки газу.....	14
1.4 Турбодетандерний агрегат	17
1.5 Технологія низькотемпературної абсорбції	23
1.6 Продукція УКПГ газоконденсатних родовищ	25
2 СПОСОБИ ПІДВИЩЕННЯ СТУПЕНЯ ВИЛУЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ C_{3+} ІЗ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЇ СИРОВИНИ	27
2.1 Низькотемпературна сепарація із холодильним циклом	27
2.2 Абсорбційні технології	29
2.3 Ректифікація у промислових умовах	33
2.4 Кріогенні технології	35
3 ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА	36
3.1 Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу	38
3.2 Фільтраційно-ємні властивості порід колектора	39
3.3 Нафтогазоносність	40
3.4 Фізико-хімічна характеристика вуглеводнів	43
4. УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЦЕСУ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ	48
4.1 Характеристика промислової системи збору та підготовки продукції ГКР по типу Східно-Полтавського газоконденсатно родовища	48
4.2 Вибір варіанта удосконалення системи підготовки газу	52
4.3 Оцінка ефективності діючої та вдосконаленої установок підготовки газу	57
5. ОХОРОНА ПРАЦІ І БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	66
5.1 Завдання в галузі охорони праці	66
5.2 Виробнича безпека	68
5.3 Екологічна безпека	76
5.4 Безпека у надзвичайних ситуаціях	77
ВИСНОВКИ.....	80
ЛІТЕРАТУРА.....	83

ВСТУП

Однією з найважливіших промислових систем країни є паливно-енергетичний комплекс. На частку ПЕК припадає близько 25% загальної продукції промисловості. Саме тому ПЕК - значна частина економіки, а підготовка газу має важливе значення в цьому комплексі.

Газова промисловість добре розвинена у всьому світі. Цьому сприяють великі запаси природного газу, невисока вартість його транспортування, більш висока екологічна чистота, ніж у нафти чи вугілля.

Однак природний газ, що видобувається на поверхню, може містити значну (15–40%) [1] кількість важких вуглеводнів, механічних домішок та агресивних компонентів (H_2S , CO_2), що не дозволяє в такому складі транспортувати його магістральними газопроводами [2]. Добутий із пласта газ має високі показники точки роси по воді та вуглеводням. Завданням підготовки газу до транспорту магістральними газопроводами є приведення його фізичних та хімічних показників до нормативних вимог.

Підготовка газу на установці комплексної підготовки проводиться методом низькотемпературної сепарації з використанням дросель-ефекту Джоуля-Томсона, газового конденсату - методом ректифікації. Ефект Джоуля-Томсона виявляється у зміні температури газу в результаті його ізоентальпійного розширення. Відповідно, у складі УКПГК знаходяться дві установки: встановлення низькотемпературної сепарації газу та встановлення деетанізації та стабілізації конденсату. У міру експлуатації родовища падає пластовий тиск і, як наслідок, збільшується температура сепарації газу, у зв'язку з чим підприємство змушене було побудувати та ввести в експлуатацію дожимну компресорну станцію з метою отримання кондиційного газу та максимально можливої кількості газового конденсату.

Пластовий тиск на родовищі продовжує падати інтенсивніше, ніж очікувалося, у зв'язку з чим точка роси по вуглеводням і волозі стала підвищуватися, швидко наближаючись до граничного значення, вихід газового

конденсату почав знижуватися. Тому проблема охолодження газу до необхідної температури сепарації з метою максимізації виходу рідких продуктів та досягнення необхідної точки роси залишається актуальною. Для низькотемпературної обробки газу різних промислових установках, і навіть поділу багатокомпонентних газових сумішей використовується турбодетандерний агрегат. Турбодетандер є турбінною лопатковою машиною з безперервною дією. Основною метою такого апарату є розширити газ для подальшого охолодження.

Встановлення комплексної підготовки газу, що розглядається в роботі, призначена для підготовки як природного газу ГКР та інших родовищ Полтавської області.

Зараз газ, що виходить з установки підготовки, все ще містить кілька (більше десяти відсотків [3]) важких вуглеводнів, а точка роси газу все ще може бути знижена.

Серед можливих методів удосконалення технології підготовки газу нафтогазоконденсатного родовища для підвищення ступеня вилучення вуглеводнів C_{3+} було обрано технологію низькотемпературної абсорбції з використанням стабільного конденсату як абсорбенту.

Метою роботи є удосконалення технології підготовки газу нафтогазоконденсатного родовища підвищення ступеня вилучення вуглеводнів C_{3+} з газоконденсатної суміші. Відповідно до метою роботи було поставлено такі завдання:

1. Аналіз існуючих методів підготовки газу.
2. Огляд чинної технології підготовки газу на ділянці комплексної підготовки газу нафтогазоконденсатного родовища.
3. Моделювання технологічної схеми підготовки газу на основі чинного технологічного регламенту УКПГ.
4. Моделювання вдосконаленої схеми підготовки газу на основі запропонованої технології.

5. Аналіз отриманих результатів: ступеня вилучення компонентів газу, складу товарного газу, точок роси по вуглеводням, тиску насичених парів стабільного конденсату та ШФЛВ, кількості кінцевих продуктів.

6. Оцінка прибутковості запропонованої технології.

Введення у схему підготовки газу технології низькотемпературної абсорбції дозволить збільшити ступінь вилучення важких вуглеводнів із сирого газу, знизити температуру точки роси товарного газу, що підвищить його якість, а також підвищити вихід товарного продукту – СПБТ.

1 ПРОМИСЛОВИЙ ЗБІР ТА ПІДГОТОВКА ГАЗУ

1.1 Системи збору та підготовки газу

Продукція газових свердловин, витягнута на поверхню, потребує видалення з її складу важких та агресивних компонентів, які можуть ускладнити транспорт газу. Тому наступним етапом після видобутку вуглеводнів є їхній промисловий збір та підготовка. У цьому етапі відбувається зміна стану сировини до товарного.

Технологічна схема являє собою графічну інтерпретацію процесу збирання та підготовки газу. Схема визначає сукупність апаратів і механізмів, що входять до системи збору та підготовки, та послідовність, за якою сировина буде переміщатися по них. Комплекс цих механізмів та апаратів повинен виконувати ряд завдань, передбачених у технологічній схемі [3]:

1. Перед транспортуванням та використанням газ має бути доведений до товарної якості;
2. У процесі експлуатації над кожним об'єктом підготовки повинен бути здійснений контроль за його станом та продуктивністю;
3. У процесі обробки газу необхідно вести облік продукції з її видів.

Для одного родовища може розроблятися кілька технологічних схем. Вибір найбільш підходящої схеми ґрунтується на технічних та економічних факторах, в які входять собівартість збору та підготовки газу, кількість робочої сили, витрати на електроенергію тощо.

Вилучений на поверхню газ містить вологу, вуглеводні, що конденсуються, агресивні, сірковмісні компоненти (меркаптани, сірководень), механічні частинки (пісок, що виноситься з пласта, продукти корозії металів і т.д.).

Ці компоненти та домішки за певних умов можуть призвести до закупорки та руйнування комунікацій, обладнання, приладів та отруєння людей. Запобігання цим проблемам є завданням підготовки газу, в процесі якого якість

газу доводиться до товарних норм, за яких газ може безпечно транспортуватися та використовуватися.

Серед технологічних етапів підготовки газу виділяють осушення, відбензинювання та очищення газу.

У процесі осушення газу відбувається видалення з нього вологи, яка може стати причиною гідратуутворення та виникнення крижаних пробок у системах транспорту. Важливим параметром, під час обліку якого ведеться осушка, є точка роси.

Гідрати можуть накопичуватися в газопроводах та апаратах, призводячи до зменшення пропускної спроможності та повної закупорки. Однак у газі вода може утримуватися в газоподібному стані. У цьому випадку гідратуутворення неможливе. Таким чином, утворення гідратів може статися лише у випадку, коли вода у газі має рідкий стан.

Система збирання газу вибирається з урахуванням багатьох параметрів, таких як склад і дебіт газу, обсяг його запасів, тиск на гирлі свердловини та інших. По конфігурації трубопровідних комунікацій розрізняють чотири системи збору (рисунок 1.1).

Лінійна система складається з одного колектора і застосовується при розробці витягнутих у плані родовищ невеликим числом свердловин (рис. 1.1, а).

Променева система складається з кількох колекторів, що сходяться в одній точці у вигляді променів (рисунок 1.1 б).

Кільцева система є замкнутим колектором, що огинає більшу частину родовища і має перемички (рисунок 1.1, в).

У груповій системі збору газ проходить обробку на УКПГ, що перебуває у центрі кількох свердловин (рисунок 1.1, г) [3].

Групова система збору має ряд переваг перед лінійною, кільцевою та променевою:

- більш простий процес обслуговування та контроль обладнання;
- кількість споруд на промислі менша порівняно з іншими системами, що скорочує втрати газу;

- через меншу кількість споруд капітальні витрати на їх облаштування та організацію транспортної системи між ними знизяться.

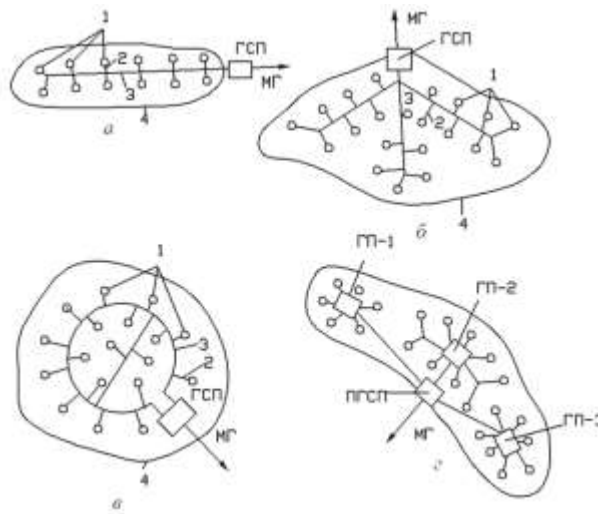


Рисунок 1.1 – Типи систем збирання газу [4]:

а – лінійна; б - променева; в – кільцева; г – групова;

1 – свердловини; 2 – шлейфи; 3 – лінійний газозбірний колектор; 4 – контур газоносності; ГЗП – груповий збірний пункт; ГП – газозбірний пункт; МГ – магістральний газопровід

Залежно від місця остаточної підготовки газу виділяють також централізовану та децентралізовану системи збирання газу.

У децентралізованій системі остаточна підготовка складає ГП, тоді як у централізованій на ГП проводиться лише безпосередньо збирання газу та його первинна сепарація. На головних спорудах відбувається повна підготовка газу та газового конденсату відповідно до вимог галузевих та державних стандартів, компримування газу та госпрозрахункового виміру продукції, що надходить у магістральний трубопровід. Саме централізована система нині найбільш застосовна на газоконденсатних родовищах.

У загальному вигляді система збору та підготовки газу включає наступні об'єкти:

- Установа попередньої підготовки газу – установка, де здійснюється первинна сепарація газу.
- Установа комплексної підготовки газу – комплекс обладнання для сепарації, очищення та осушення газу.
- Головні споруди – споруди, призначені для повної обробки газу та газового конденсату відповідно до вимог галузевих та державних стандартів.

1.2 Вимоги до товарного газу

У процесі транспортування газу через вміст у ньому механічних домішок та вологи можливе утворення відкладень, які знижують швидкість потоку, зменшуючи пропускну здатність газопроводу. Внаслідок цього компресори змушені експлуатуватися з більшими потужностями. Також речовини, взаємодіючи з матеріалом стінок трубопроводу, сприяють їхньому руйнуванню через корозію. Все це може спричинити аварії на газопроводах та компресорних станціях.

У цих умовах зростає значущість процесу підготовки газу: стає необхідним досягти певного значення точки роси для запобігання утворенню гідратів та видалити небажані компоненти з його складу. Для контролю якості товарного газу було запроваджено такі вимоги:

- газ при транспортуванні не повинен викликати корозію трубопроводу, арматури, приладів тощо;
- якість газу має забезпечити його транспортування в однофазному стані, тобто не повинно відбутися утворення та випадання в газопроводі вуглеводневої рідини, водяного конденсату та газових гідратів;
- товарний газ не повинен викликати ускладнень у споживача під час його використання.

Таким чином, наведено норми газу, що транспортується магістральними трубопроводами [5].

Вимоги до низького показника вмісту кисню можна пояснити тим, що він надає газу високий рівень вибухонебезпечності, а також посилює корозію.

Слід врахувати, що у деяких випадках економічно не вигідно проводити повний перелік заходів щодо доведення газу норм товарної продукції. Прикладами можуть бути ситуації, коли витрати на введення спеціального обладнання для підготовки газу на окремому родовищі перевищуватимуть прибуток від виробленої продукції. Тоді доцільніше буде виділити найбільше родовище та підвищити на ньому вимоги до газу. Тоді на пов'язаних з основним родовищем загальним газопроводом менших родовищах стане можливим не вводити складне та витратне обладнання.

В даний час єдиних міжнародних норм за допустимим вмістом сірководню, вуглекислоти, сіркоорганічних сполук, азоту, води, механічних домішок тощо не існує.

1.3 Методи підготовки газу

Фізичні методи переробки продукції родовищ ґрунтуються на процесах наступних трьох груп.

1. Газогідромеханічні процеси, швидкість протікання яких визначається законами газогідродинаміки (сепарація, фільтрація).

2. Теплові процеси, швидкість протікання яких визначається законами теплопередачі (охолодження, нагрівання та конденсація).

3. Масообмінні (дифузійні) процеси, швидкість яких визначається законами масопередачі.

Для вирішення задачі підготовки газу до транспорту проводиться осушка та відбензинювання газу за такими типовими способами:

- абсорбційна осушка;
- адсорбційна осушка;
- низькотемпературна сепарація (НТС);
- низькотемпературна абсорбція (НТА);

– олійна абсорбція.

При цьому перші два способи осушення пропонується використовувати на газових родовищах [6]. У разі підготовки газу газоконденсатного родовища зазвичай використовують технології низькотемпературної сепарації та низькотемпературної абсорбції.

Промислова підготовка газу – це поділ багатоконпонентних газоподібних або рідких сумішей з використанням сепарації, фільтрації, абсорбції, адсорбції, ректифікації та екстракції [6].

Сепараційні процеси – відділення рідких чи твердих частинок потоку. Технологічні схеми практично всіх промислових установок і дожимних компресорних станцій (ДКС) включають ті чи інші сепараційні процеси, які служать для розділення рідких і газових фаз, що утворилися при зміні температури і тиску суміші, а також для відділення механічних домішок з газів і рідин.

У газовій промисловості абсорбційний процес широко застосовують для осушення газу та вилучення з нього важких вуглеводнів.

На великих родовищах для підготовки худих газів, коли потрібно лише їх осушка, а завдання відбензинювання не ставиться, найчастіше застосовують абсорбційний та адсорбційний способи, що мають високі продуктивність та ступінь осушення. Істотними недоліками абсорбції є деградація абсорбенту в процесі експлуатації, його втрати при регенерації, високі капітальні та експлуатаційні витрати. Адсорбція через періодичність процесу, високого тиску і температури і, як наслідок, металомісткості апаратів, необхідність доставки, завантаження, вивантаження, просіювання адсорбенту з усіх способів підготовки газу має найбільші капітальні та експлуатаційні витрати, а тому використовується тільки у випадку, коли потрібно отримати температуру точки роси газу по воді нижче -25°C .

Альтернативою абсорбційної та адсорбційної осушки для підготовки як жирного, так і тощого газу на установках невеликої продуктивності, є НТС. Низькотемпературна сепарація дозволяє проводити одночасно осушування та

відбензинювання газу, виключаючи при цьому дорогі колонні апарати та фізичні поглиначі, що робить її найбільш економічним способом.

Основні способи отримання холоду на установках НТС – дроселювання газу та розширення газу в турбодетандері. Низькотемпературна сепарація з дроселюванням газу надійна і проста в експлуатації, має низькі капітальні та експлуатаційні витрати, проте падіння гирлового тиску в процесі експлуатації призводить до підвищення температури сепарації і зменшення кількості важких компонентів, що витягуються з газу.

Дроселювання називається зниження тиску газу при протіканні через звуження прохідного каналу - дросель. Дроселювання є ізентальпійним процесом [7]. Тобто ентальпії вхідного та вихідного потоків рівні ($h_1 = h_2$). При цьому цей процес явно незворотний, а значить ентропія газу зростатиме ($dS > 0$). Зміна ентропії в процесі дроселювання обчислюється за такою формулою:

$$dS = S_2(h, p_2) - S_1(h, p_1) = - \int_{p_1}^{p_2} \frac{v}{T} dp$$

Також важливим показником дроселювання є зміна температури в процесі адіабатичного дроселювання. Для його визначення потрібно знати значення $(\partial T / \partial p)_h$:

$$\alpha_h = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_h = \frac{T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p - v}{c_p}$$

де: α_h – коефіцієнт адіабатичного дроселювання. Це значення використовується в розрахунку зміни температури під час дроселювання:

$$T_2 - T_1 = \int_{p_1}^{p_2} \alpha_h dp$$

Більш ефективним термодинамічним процесом вважається ізентропійне розширення газу в турбодетандері, яке дозволяє при однаковому перепаді тиску абсорбера охолоджувати газ до нижчих температур, а також додатково

здійснювати зовнішню роботу з компримування газу. Ентропія газу залишається постійною у процесі детандування ($dS = 0$), тобто процес є оборотним.

Для визначення зміни температури необхідно знати значення показника адіабати k :

$$k = \frac{c_p}{c_v} = \frac{c_p}{\left[c_p - 3,57 \cdot \left(\frac{P_{np}^{1/4}}{T_{np}} \right) \right]}$$

де: c_p - ізобарна молярна теплоємність газу,

c_v - ізохорна молярна теплоємність газу.

Зміна температури в процесі детандування дорівнює:

$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}}$$

Низькотемпературна сепарація з використанням турбодетандерних агрегатів вважається більш ефективною порівняно з використанням дроселів, оскільки при дроселюванні значна частина енергії при розширенні переходить у теплоту, а поступове падіння тиску на гирлі не дозволяє досягати необхідних перепадів температур.

1.4 Турбодетандерний агрегат

Даний агрегат складається з радіальної доцентрової турбіни, з'єднаної за допомогою жорсткого валу з відцентровим компресором (рисунок 1.2). Швидкість обертання валу залежить від розміру установок. Чим більший розмір установок, тим менше обертів за хвилину робить вал.

Робота турбодетандера-компресора ґрунтується на вилученні енергії з газового потоку, внаслідок чого газ здійснює роботу і тим самим охолоджується. Саме охолодний ефект є головною причиною застосування турбодетандеру.

Процес охолодження відбувається внаслідок того, що на робочому колесі турбодетандера відбувається розширення газу. Жорсткий вал служить для передачі енергії від робочого колеса детандера, вироблюваної під час

розширення газу, на робоче колесо компресора, з подальшою утилізацією енергії [8].

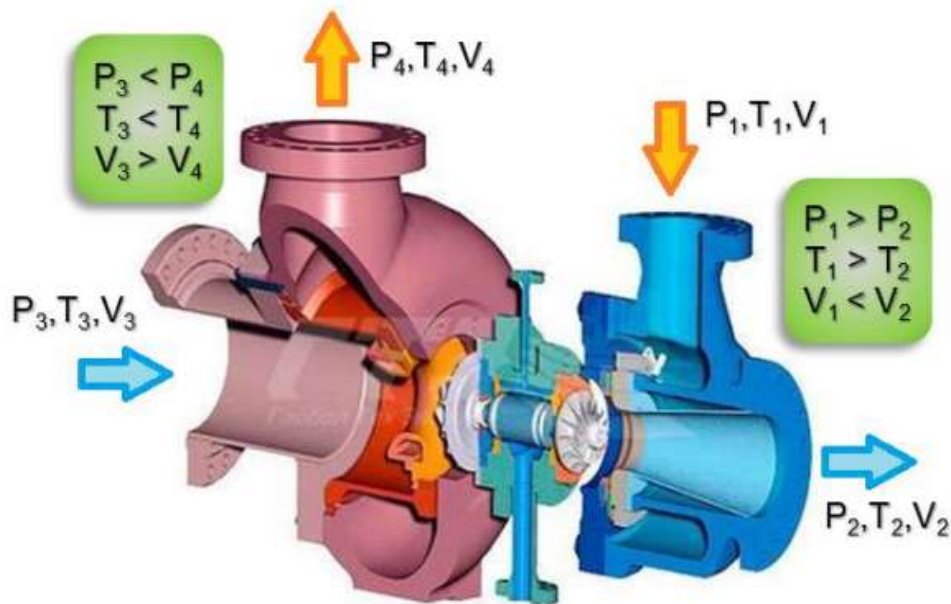


Рисунок 1.2 – Принцип дії ТДА

Ступінь турбодетандера та ступінь турбокомпресора є основними вузлами детандер-компресора.

Принцип роботи щаблі турбодетандера полягає в тому, що газ рівномірно підводиться через вхідний пристрій до каналів направляючого апарату. У напрямному апараті відбувається часткове перетворення потенційної енергії тиску кінетичну енергію прискореного потоку. Залишаючи напрямний апарат, газ має швидкість близькою до швидкості звуку, після чого надходить в робоче колесо. В якому відбувається перетворення решти потенційної енергії і кінетичної енергії потоку в роботу, що відводиться через вал у щабель турбокомпресора. Після виконання роботи газ охолоджується і, володіючи низьким тиском і малою швидкістю, надходить у вихідний дифузор, а з нього вже в низькотемпературний сепаратор.

Принцип роботи щаблі турбокомпресора полягає в тому, що газ рівномірно підводиться вхідним конфузуром до каналів робочого колеса, тим трохи прискорюючись. Робота, підведена від детандера до робочого колеса, частково перетворюється на потенційну енергію тиску і кінетичну енергію потоку.

Залишаючи робоче колесо, газ має швидкість близькою до швидкості звуку, після чого надходить в дифузор для повного перетворення кінетичної енергії в потенційну енергію тиску. Далі стиснений гарячий газ збирається за дифузором у вихідній камері, для подальшого спрямування з малою швидкістю до споживача.

Останнім часом у газовій галузі технологічні схеми низькотемпературної сепарації із застосуванням ТДА набули широкого поширення. Вітчизняні нафтогазові компанії активно впроваджують ТДА у промислові технологічні схеми підготовки газу.

Затребуваність турбодетандерних установок обумовлена унікальністю технології розширення газу, що дозволяє досягати нижчих температур порівняно з ежекторною або дросельною технологіями за однакового перепаду тиску.

У даній технології як холодопровідний процес відбувається розширення газу близько до ізоентропійного. При дроселюванні відбувається ізоентальпійне розширення газу, більша частина енергії газу при розширенні переходить у теплоту. При ізоентропійном розширенні ККД процесу становить понад 80%, лише 15-20% роботи перетворюється на теплоту. Існує два способи підключення турбодетандерних агрегатів на УКПГ: «компресор-детандер» («К-Д») або «детандер-компресор» («Д-К») [8]. Застосування ТДА зі способом підключення «К-Д» в технологічній схемі підготовки газу представлено на рисунку 1.3.

У холодний період можливе відключення ТДА від технологічної схеми підготовки газу, НТС може здійснюватися за допомогою дроселя та ежектора. Приклад способу підключення «Д-К» наведено на рисунку 1.4.

Послідовне застосування процесів компримування та детандування в технологічній схемі НТС (підключення ТДА способами «К-Д» або «Д-К») істотно впливає на параметри низькотемпературної сепарації, тим самим збільшуючи вихід товарної продукції. Перераховані два способи підключення ТДА фактично забезпечують температуру НТС в межах від мінус 35°C до мінус 30°C, проте зі збільшенням перепаду тиску температури НТС можуть досягати мінус 50°C.

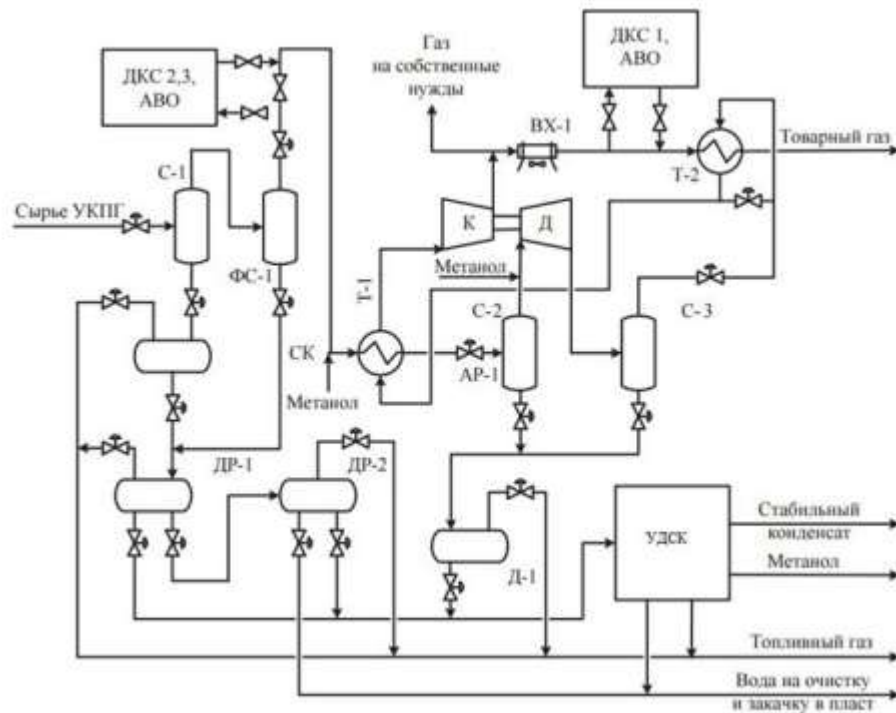


Рисунок 1.4 - Приклад технологічної схеми НТС із ТДА зі способом підключення «Д-К»

Д-1 – дегазатор; ДР-1, ДР-2 – дегазатори-розділювачі; ВХ-1 – повітряний холодильник; ФС-1 – фільтр-сепаратор; УДСК – встановлення дсетапізації та стабілізації конденсату; АР-1 – арматурний вузол; СК – стабільний конденсат

У поданій вище технологічній схемі відбувається триступінчаста НТС. Дана схема передбачає охолодження газу в наступних місцях: на вузлі вхідних ниток, при переході газорідної суміші з трубопроводу з більшим тиском у трубопровід з меншим; у рекуперативному теплообміннику «газ-газ» Т-1; у турбодетандері ТДА. Наприкінці технологічного циклу газ компримується в компресорі ТДА, після чого охолоджується в повітряному холодильнику ПХ-1, дотискається на ДКС-1, охолоджується в теплообміннику рекуперативному Т-2 і відправляється до споживача [8]. Важливо розуміти, що перед входом до компресора газ розширюється в турбіні, після чого проходить низькотемпературний сепаратор та теплообмінник. Це відбувається для того, щоб зменшити тиск на вході компресора. Ця операція дозволяє забезпечити

необхідний перепад тиску в турбодетандерній установці, тим самим одержати необхідне охолодження газу.

У разі НТС при способі підключення «К-Д» газ після детандування в турбодетандері ТДА надходить в абсорбер А-2 для видалення вологи, що залишилася, потім охолоджує потік попутного газу в рекуперативному теплообміннику Т-1 і надходить в магістральний газопровід. Слід зазначити, що газ для охолодження, що виходить з компресора, послідовно надходить в апарат повітряного охолодження АПО, потім в рекуперативний теплообмінник Т-1, після чого проходить низькотемпературний сепаратор С-3 і відправляється на вхід в детандер. Підвищення тиску та зменшення температури газу на вході в детандер мають значний вплив на параметри спільної роботи детандера та компресора.

Розширення газу за допомогою ТДА (ізоентропійне) порівняно зі схемами, що використовують дроселювання (ізоентальпійне розширення), має ряд переваг:

- 1) Можливість одержання необхідної температури газу за рахунок суттєвого зниження перепаду тиску.
- 2) При однаковому перепаді тиску досягнення нижчих температур газу.
- 3) Використання ДКС із меншим тиском нагнітання.
- 4) Під час літнього сезону ТДА дозволяє забезпечувати не лише мінімально низьку температуру НТС, а й негативну температуру газу на вході в газопровід.

На установках без ТДА охолодження газу лише за допомогою АПО значно погіршується, що негативно впливає на рекуперацію холоду в теплообмінниках «газ-газ». У літній період підготовка газу із застосуванням ТДА є значно ефективнішою.

Проте технології із застосуванням ТДА у процесі НТС на УКПГ мають низку недоліків:

- 1) ТДА експлуатується у дуже складних собі умовах. При експлуатації УКПГ завжди відбуваються витратні та термобаричні зміни режиму роботи.

Багатофазний потік є середовищем, що обробляється, який складається з вуглеводневого газу, рідкого конденсату, антигідратного розчину (метанол), механічних домішок, компресорної олії ДКС.

2) часто ТДА працює з підвищеними навантаженнями рідини за вхідним потоком порівняно з паспортними вимогами, що в свою чергу впливає на тривалість міжремонтного періоду.

3) експлуатація ТДА потребує своєчасного обслуговування, і навіть наявність підготовленого персоналу до роботи з нею.

4) під час експлуатації ТДА виникають випадки, що вимагають його зупинки, а разом із ним і технологічної лінії. Для виходу резервної лінії на технологічний режим необхідно приблизно 30 хвилин, це означає, що протягом цього часу магістральний газопровід надходить газ з підвищеною точкою роси.

Таким чином найбільш ефективним варіантом технологічної схеми буде спосіб підключення ТДА у вигляді «Д-К».

1.5 Технологія низькотемпературної абсорбції

Абсорбційні установки підготовки пластового газу, в яких масообмін між абсорбентом і газом, що підготовлюється здійснюється при негативних температурах, отримали назву установок низькотемпературної абсорбції (НТА).

Найбільш простий абсорбційний процес, за ефективністю абсорбції не перевищує одного теоретичного ступеня контакту, - упорскування абсорбенту в трубопровід перед низькотемпературним сепаратором. Інжекторний пристрій у таких установках, як правило, розташовується перед редуруючим елементом - дроселем, ежектором, турбодетандером або теплообмінником [9]. Як абсорбент застосовується конденсат з першої або проміжної ступенів сепарації, або ВВ-фракція. Перед подачею ВВ-рідини на вхід до низькотемпературного сепаратора сс додатково охолоджують. Це дає змогу зменшити вплив теплового абсорбенту на підвищення температури сепарації. Для запобігання утворенню гідратів у процесі охолодження абсорбенту подають метанол [7].

Збільшення ступеня вилучення вуглеводнів може бути досягнуто застосуванням масообмінних апаратів (абсорберів), оптимізацією температури процесу НТС та іншими технологічними прийомами. Абсорбери застосовують у технологіях заводської та промислової НТА. Один із варіантів технології НТА заводського типу реалізований на газопереробному заводі. Установа НТА призначена для вилучення ВВ C_{3+} газів деетанізації конденсату.

Регенерація абсорбенту передбачає такі операції: попередню десорбцію пропан-бутанової фракції в окремій колоні, регенерацію абсорбенту спільно з ВВ-рідиною з установки НТС на установці одержання стабільного конденсату та відведення абсорбенту з колони отримання стабільного конденсату. Підтримка поглинальної здатності абсорбенту здійснюється за допомогою постійного підживлення ВВ-рідини з температурою початку кипіння 130-140 °С. Для виділення з абсорбенту продуктів осмолення, механічних домішок та інших проводиться фільтрація частини абсорбенту, що регенерується, з подальшим поверненням в технологічний цикл.

У вітчизняній газовій галузі промислові низькотемпературні абсорбційні технології (ПНТА) підготовки природного газу були реалізовані на ряді УКПГ (рисунок 1.3) [10].

Товарною рідкою продукцією УКПГ є нестабільний конденсат. При розробці та адаптації абсорбційних технологій стосовно промислових умов ставилося завдання спростити підготовку абсорбенту та підвищити вилучення компонентів C_{3+} порівняно з технологією низькотемпературної сепарації. Як абсорбент використовувався частково дегазований і охолоджений конденсат з першого ступеня сепарації. У зимовий період робота технологічної схеми У КПГ-1В (рисунок 1.3) здійснюється за технологією НТС із ежектором.

Підтримка температури абсорбції в літній період здійснюється застосуванням турбодетандерів, які розташовані паралельно ежекторам. Газ А-1 служить вхідним потоком компресора ТДА. Скомпримований газ послідовно охолоджується в АПО і Т-1, сепарується С-3 і надходить на вхід у турбодетандер.

Розширення газу в детандері здійснюється до тиску, що дещо перевищує тиск у магістральному газопроводі. Далі газ надходить на вхід до абсорберу А-2.

У проектній схемі передбачалося осушення гліколеву сирого газу в апараті А-1 висококонцентрованим водним розчином діетиленгліколю. Надалі від гліколевої осушки відмовилися, а абсорбер А-1 стали використовувати як апарат для віддування метанолу з водно-метанольного розчину роздільника Р-2 [11].

При температурах нижче за мінус 28-33 °С відбувалося відкладення парафінів у низькотемпературному абсорбері. Для боротьби з нарафіногладження абсорбер періодично зупиняли, прогрівали і промивали висококонцентрованим розчином метанолу. В даний час ця проблема відсутня у зв'язку зі зниженням вмісту парафінів у пластовому газі.

1.6 Продукція УКПГ газоконденсатних родовищ

Основною продукцією УКПГ є сухий підготовлений газ, який відповідає нормам. Крім цього, з УКПГ надходить потік нестабільного конденсату, що виділився зі щаблів осушення сирого газу. Такий конденсат має високе значення тиску насиченої пари (а саме більше 66,7 кПа) і містить порівняно велику кількість легких вуглеводнів ($C_1 - C_4$). Зазвичай нестабільний конденсат після виходу з УКПГ прямує на встановлення стабілізації конденсату, де проводиться повне видалення метану та етану, а також практично повне вилучення пропан-бутанової фракції: у складі стабільного конденсату вміст цих компонентів не перевищує трьох відсотків. Вимоги до стабільного конденсату відображені в «Кодексі газотранспортної системи» [5].

Виділилася фракція вуглеводнів при стабілізації конденсату є ШФЛВ. Основну частину складу ШФЛВ становить пропан-бутанова фракція (60-80%). Дана пропорція характерна саме для газопереробних підприємств, тому що при переробці сирієї нафти вміст пропану невеликий, а найбільшу у складі ШФЛВ займають вуглеводні C_4-C_6 . Залежно від галузі використання до ШФЛВ пред'являються різні вимоги щодо складу та властивостей, таблиця 1.1.

Таблиця 1.1-Вимоги до стабільного конденсату

Найменування показника	Значення для групи	
	1	2
1 Тиск насиченої пари, кПа (мм рт.ст.), не більше	66,7 (500)	
2 Масова частка води, %, не більше	0,5	
3 Масова частка механічних домішок, %, не більше	0,05	
4 Масова концентрація хлористих солей, мг/дм, не більше	100	300
5 Масова частка сірководню, млн (ppm), не більше	20	100

Як сировина ШФЛУ не є товарним продуктом, проте її компоненти цінні у хімічному виробництві. При піролізі зі ШФЛУ отримують олефіни, які потім використовуються для синтезу полімерів, а при додатковій деетанізації та відділенні вуглеводнів C_{5+} одержують суміш пропану та бутану технічну (СПБТ). Цей продукт має широку зону застосування як у комунально-побутовій, так і у виробничій сфері: від автомобільного палива до виробництва грошових знаків. Точне співвідношення пропану та бутану в суміші не регламентовано, проте загальний вміст пропан-бутанової фракції важливий і завжди має бути враховано. Вимоги до характеристик СПБТ надані в [12].

Залежно від умов використання характеристики СПБТ можуть набувати різних значень. В умовах холодного клімату або області низьких температур переважна суміш з переважанням пропану за рахунок його низької температури конденсації (мінус 42,1 °C), в той час як бутан вже при нулі градусів переходить у рідкий стан. Чим нижча робоча температура, тим більшу частку займає пропан. Бутан забезпечує суміші більш високу температуру горіння. Процес отримання СПБТ більш простий, ніж отримання інших компонентів ШФЛВ, часто вже при стабілізації конденсату як фракції ШФЛВ, що відокремилася, відповідає вимогам до СПБТ, що істотно підвищує її вартість.

2 СПОСОБИ ПІДВИЩЕННЯ СТУПЕНЯ ВИЛУЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ C₃₊ ІЗ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЇ СИРОВИНИ

У вітчизняній газовій галузі промислово підготовку газу газоконденсатних родовищ з високим конденсатним фактором здійснюють за технологією низькотемпературної сепарації (НТС), яка має кілька модифікацій. Як джерела холодопровідного елемента використовують дросель, ежектор, турбодстанднерний агрегат та інші пристрої. Вилучення вуглеводнів C₅₊ з використанням таких технологій становить близько 97 %, залишковий вміст C₅₊ у складі газу сепарації - близько 5 г/м³, але може досягати 10 г/м³. Ступінь вилучення бутану, пропану та етану невисока і становить близько 55, 40 та 10 %.

Збільшення вилучення C₅₊ з пластового газу може бути досягнуто вдосконаленням технологічних схем низькотемпературної сепарації та ректифікації, а також розробкою перспективних комбінованих технологій, що поєднують адсорбційні, абсорбційні і низькотемпературні вузли підготовки газу.

2.1 Низькотемпературна сепарація із холодильним циклом

Одним із способів охолодження газу є застосування різних холодильних циклів. У схемах підготовки газу до транспорту здійснюються процеси, де як холодоагент використовуються аміак, пропан, етан і суміші різних вуглеводнів. Вибір холодоагенту визначається на підставі двох основних факторів: умов транспортування газу та необхідного ступеня вилучення з газу важких вуглеводнів.

Виробництво холоду з використанням холодоагентів ґрунтується на виділенні енергії при випаровуванні зріджених газів у випарниках. Отриманий холод передається газу, що переробляється. Потім пари холодоагенту стискаються, охолоджуються і в рідкому вигляді повертаються в випарники. Для циркуляції холодоагенту застосовують холодильні установки з поршневіми, гвинтовими та електровідцентровими насосами.

У газовій промисловості потреба установок НТС у холоді становить 3-15 млн кДж/год та більше. Для отримання холоду в такій кількості використовуються холодильні установки з гвинтовими та відцентровими компресорами для дотискання холодоагенту. Парокомпресорні холодильні машини (ПКХМ) можуть бути змонтовані безпосередньо на УКПГ для кожної установки або на головних спорудах централізовано для родовища. При встановленні ПКХМ на УКПГ у схемі повністю використовується обладнання установок НТС.

Установки НТС із холодильним циклом дозволяють продовжити період роботи УКПГ без ДКС та знизити енергетичні витрати на компримування газу на ДКС приблизно на 50 % порівняно з ежекторною або дросельною технологіями. При цьому різко скорочується кількість ГПА.

У вітчизняній практиці як холодоагент використовуються пропан і суміші вуглеводнів. Пропанову холодильну установку (ПХУ) було введено на одному з газопереробних заводів, де вона дозволила проводити процес сепарації газу на температурному рівні мінус 30 °С. Застосування ПХУ вимагатиме включення до схеми НТС дожимного компресора на газах кінцевого ступеня дегазації конденсату (рисунок 2.1).

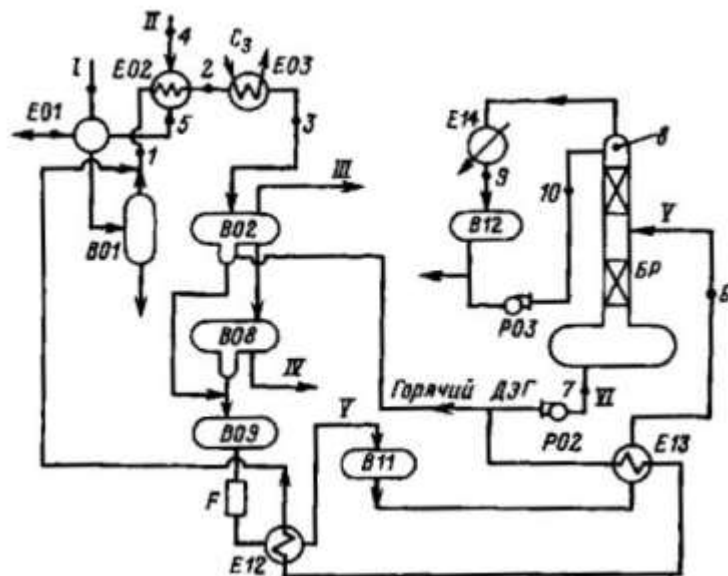


Рисунок 2.1 – Технологічна схема встановлення осушення газу на ГПЗ

У таблиці 2.1 наведено показники блоку НТК, [13], отримані під час обстеження установки. Незважаючи на деякі коливання в окремих точках виміру, в системі забезпечується охолодження до необхідної температури мінус 30 °С, що підвищить ступінь вилучення важких вуглеводнів із газоконденсатного потоку.

Таблиця 2.1 - Показники блоку осушки установки НТС

Номер установки	Витрата газу тис. м ³ /год	Температура в розрахунковій точці, °С
2	320	-30
2	320	-28
3	320	-27
2	320	-28
3	330	-28
2	320	-29
3	335	-27
2	320	-28
3	335	-27
2	315	-30
3	330	-30
2	315	-30
3	330	-29

2.2 Абсорбційні технології

Традиційні технології НТС на температурному рівні сепарації близько мінус 30 °С характеризується недостатньо глибоким вилученням етану, пропан-бутанів і навіть вуглеводнів C₅₊.

Перші спроби глибшого вилучення цінних компонентів у склад продуктового нестабільного конденсату робилися 80-90 роки минулого століття. Було розроблено та впроваджено на ряді ГКР технологічний процес промислової низькотемпературної абсорбції.

Додаткове вилучення вуглеводнів C₃₊ за технологією ПНТА здійснюється на традиційному рівні сепарації близько мінус 30 °С за рахунок абсорбції цих

компонентів із газу низькотемпературної сепарації. Як абсорбент застосовується дегазований і охолоджений конденсат, виділений на першому ступені сепарації.

Вилучення вуглеводнів за технологією ПНТА порівняно з «класичною» технологією НТС за ідентичних термобаричних параметрів роботи зросло зі 100 до 115 г/м³ [14]. При цьому збільшення виходу товарного нестабільного конденсату відбувалося переважно за рахунок вуглеводнів C₃-C₄. Процес ПНТА може бути вдосконалений у частині організації циркуляційних потоків абсорбенту з метою регулювання його кількості та компонентного складу.

Схему повноцінного класичного процесу низькотемпературної абсорбції наведено на (рисунок 2.2).

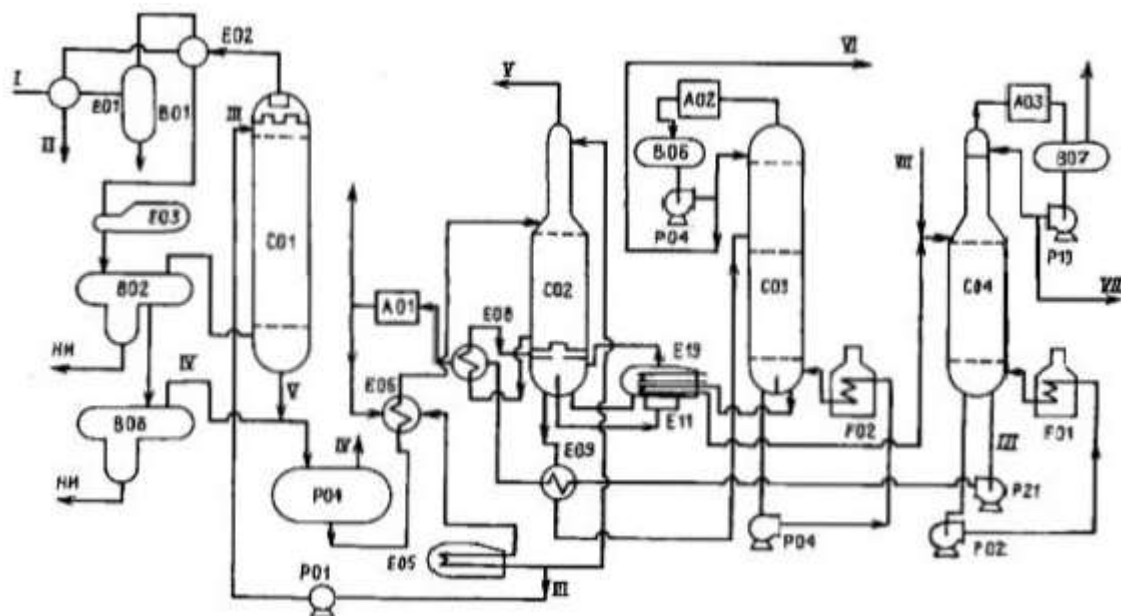


Рисунок 2.2 – Принципова технологічна схема встановлення НТА на ГПЗ

Блок НТА включає два абсорбери і по одному деетанізатору і десорберу. У блоці регенерації абсорбенту за схемою передбачена стабілізація конденсату, що виділився з сировинного газу в блоці НТК. Цей конденсат поєднується з насиченим абсорбентом і разом з ним подається в деетанізатор.

Для вилучення з верхнього продукту деетанізатора частини важких вуглеводнів (C₃₊) на верх колони подається охолоджений до температури мінус 30 °С регенований абсорбент.

Виділення пропан-бутанової фракції з абсорбенту проводиться в колоні-дебутанізатор. Дебутанізований абсорбент із куба цієї колони після проходження змійовика випарника подається на сімнадцяту тарілку десорбера. Як абсорбент використовувався частково дегазований і охолоджений конденсат з першого ступеня сепарації. [14].

Однак під час експлуатації установки НТА зафіксовано вихід печей з ладу, тобто їх аварійну зупинку, що було пов'язано з інтенсивною корозією їх жарових труб. Причиною цього стала наявність у системі сірчистих сполук внаслідок термічного розкладання сульфідів і меркаптанів. Болес надійній роботі печей сприяло застосування полегшеного абсорбенту, що дозволило знизити температуру низу дебутанізатора і, отже, жарових труб.

Застосування полегшеного абсорбенту було спричинене ще одним ускладненням. На установці НТА як абсорбент за проектом використовувалася фракція конденсату з температурою початку кипіння 150 °С. Зі зниженням пластового тиску відбувається зміна складу конденсату (рисунок 2.3) [15].

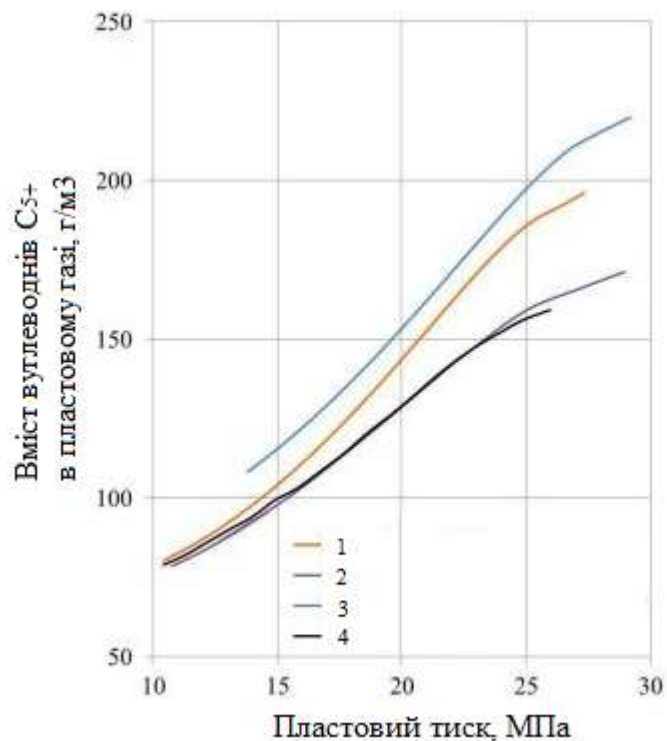


Рисунок 2.3 - Зміна вмісту C_{5+} у пластовому газі при зниженні пластового тиску в процесі розробки родовища

Аналізи показали, що за 8-9 років експлуатації ГKM вміст у ньому фракції з температурою початку кипіння 150°C знизився з 30 до 12%, тобто у 25 рази. Отже, для поповнення втрат абсорбенту потрібно переробити в стільки ж разів більше конденсату. Це призвело до збільшення витрати тепла на роботу дсорбсра та перевантаження печі. На підставі результатів експериментальних робіт було рекомендовано використовувати фракцію конденсату з температурою початку кипіння $125\text{-}130^{\circ}\text{C}$ як абсорбент для вилучення пропан-бутанової фракції.

Використання полегшеного абсорбенту дозволило знизити температуру низу колон, що забезпечило зменшення витрати тепла на регенерацію абсорбенту на 2,65 млн. ккал/год. Одночасно з цим збільшується ступінь вилучення пропану та бутану з газу (таблиця 2.2) [16].

Таблиця 2.2 – Ступінь вилучення бутану та пропану із застосуванням проектного та полегшеного абсорбентів

Абсорбент	Ступінь вилучення компонентів, %		
	C_3H_8	i- C_4H_{10}	n- C_4H_{10}
Проектний	47,3	86,3	97,1
Полегшений	51,7	94,4	99,1

У вітчизняній газовій галузі технології ПНТА для підготовки природного газу були реалізовані на окремих лініях УКПГ газоконденсатних родовищ ДДЗ.

При розробці та адаптації абсорбційних технологій стосовно промислових умов ставилося завдання спростити підготовку абсорбенту та підвищити вилучення компонентів C_{3+} порівняно з технологією низькотемпературної сепарації.

Ще одна особливість – високі значення показників точки роси товарного газу за вуглеводнями, які не задовольняють вимог стандартів. Відповідно до технологічної схеми фінальна підготовка товарного газу здійснюється в апараті А-2, де газ контактує з абсорбентом. Наявність винесення абсорбенту з верхньої

частини колони в підготовлений газ призводить до збільшення температури точки роси газу по вуглеводням. Для зниження винесення абсорбенту його подачу здійснювали у середину колони, збільшивши таким чином фільтраційну секцію абсорбера. Це підвищило якість підготовленого товарного газу.

Розрахункове порівняння технологічних схем ПНТА та НТС на температурному рівні сепарації мінус 25 °С показало, що додаткова кількість нестабільного конденсату за 1991-1998 рр. становило 760 тис. т. Це відповідає збільшенню виходу товарного продукту на 13,6%. У складі додатково вилученого конденсату міститься 5 % мас, етану, 64 % мас, пропан-бутанів та 19 % мас, пентанів та більш важких вуглеводнів, з яких пентани становлять ~ 70 %. Таким чином, селективність абсорбенту технології ПНТА на УКПГ переважно орієнтована на вилучення пропан-пентанової фракції. Водночас збільшення виходу нестабільного конденсату зменшило кількість товарного газу за вказаний період на 0,87 % порівняно з обсягом товарного газу за схемою НТС.

2.3 Ректифікація у промислових умовах

Найбільш радикальним способом поглибленого вилучення конденсату є реалізація процесу НТС на температурному рівні мінус 55 до мінус 50 °С. Реалізація НТС на нижчому температурному рівні недоцільна у промислових умовах, оскільки не тільки ускладнюється технологія, але також виникає необхідність застосування високолегованих сталей, що різко дорожчає УКПГ. Крім того, на даному температурному рівні в промислових умовах відбувається інтенсивна конденсація нецільового компонента - метану, що виділяється при дегазації і фактично перетворюється на зайвий потік.

Проведення процесу за таких низьких температур вимагає включення в технологічну схему УКПГ ректифікаційної колони. Технологічні схеми, що містять у собі колону ректифікації, інтегровану в загальну схему підготовки газу, отримали назву низькотемпературної сепарації і ректифікації (НТСР) [17-18].

2.4 Кріогенні технології

Низькотемпературні процеси вилучення вуглеводнів на температурному рівні мінус 100 °С і нижче використовуються тільки в заводських умовах, на заводах, які розташовані в безпосередній близькості від промислових УКПГ. Це показує, що промислова низькотемпературна сепарація газу, поєднана із заводською переробкою в рамках одного промислового об'єкта, може успішно працювати, забезпечуючи максимально високий вихід рідкої товарної продукції та дотримання вимог до якості товарного газу за температурою точок роси з великим запасом.

Досягнення низьких температур забезпечується застосуванням турбохолодильної техніки чи холодильних циклів. Такі схемидозволяють практично повністю видобувати C_{5+} , 99% бутанів, 95% пропану та 70% етану. Єдиним для всіх схем такого типу є ступінчасте охолодження газу з подальшим поділом газорідного потоку низькотемпературної зони. Поділ охолодженої газорідної суміші на газ деетанізації та широку фракцію вуглеводнів (ШФЛВ) здійснюється в колоні ректифікації.

Інша картина спостерігається на віддалених родовищах, де відсутні споживачі етанової фракції, а її транспорт із УКПГ на далекі відстані потребує самостійної мережі етанопроводів. Тут доцільно на промислах максимально повно видобувати стабільний кондиційний конденсат, а етан, пропан і бутани залишати в газі, що підлягає далекому транспорту по МГ. Для кваліфікованого та максимально повного вилучення стабільного конденсату застосовується одна з модифікацій технології НТСР на температурному рівні сепарації мінус 45 °С [17-18].

3 ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА

Східно-Полтавське родовище розташоване на відстані 10 км від м. Полтава в Полтавській області. В тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині центральної приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини, [19].

Східно-Полтавське газоконденсатне родовище розташоване на відстані 15 км в південно-західному напрямку від адміністративного центру області - м. Полтава (Полтавський район). Найближче розташованими до території родовища є села Куліково та Васильєво (рис. 3.1).

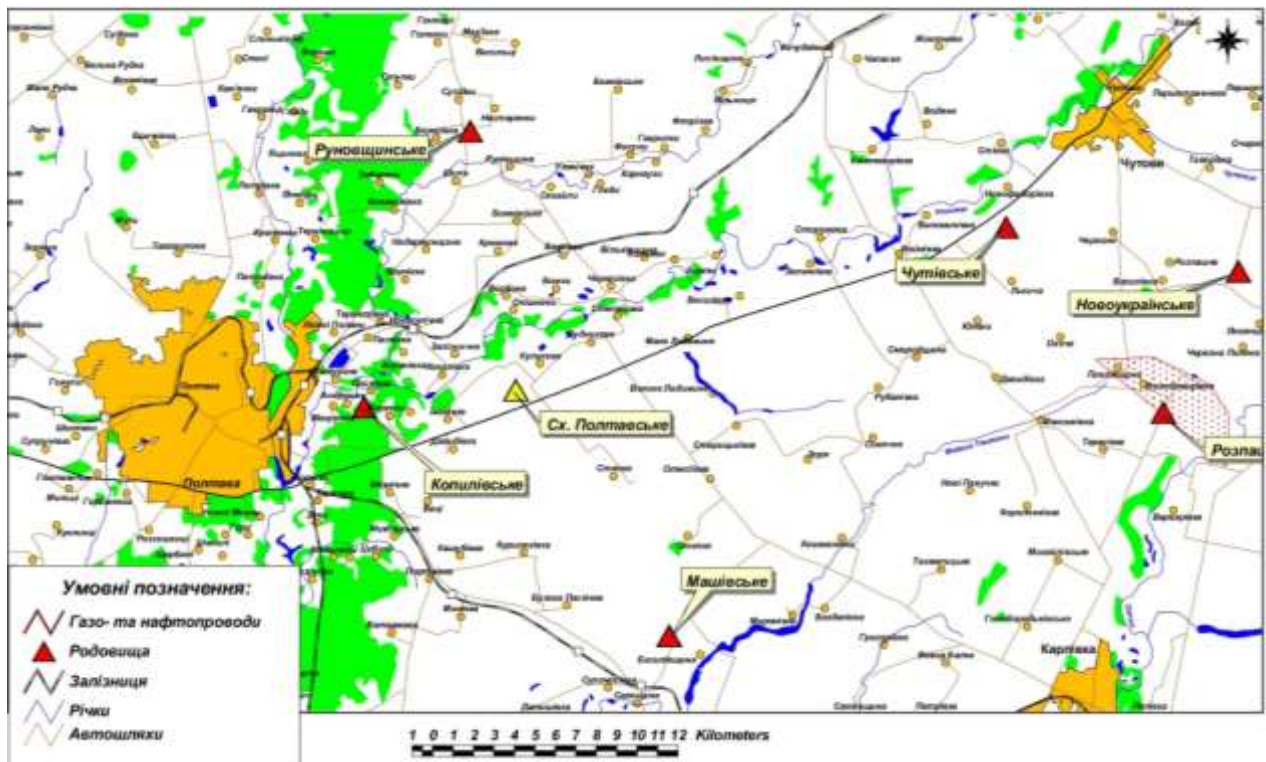


Рисунок 3.1 – Оглядова карта району

Територію родовища перетинають транспортні магістралі:

- автомагістраль Київ- Харків (південний захід – північний схід);
- залізнична дорога Полтава – Харків (північно західна частина району);
- магістральні газопроводи Єфремівка-Київ та Машівка-Київ.

Район розташування родовища знаходиться між річок Коломак і Ворскла. Рельєф району представляє собою взгорблену рівнину, що розчленована численними ярами і балками.

Висоти земної поверхні а території району коливаються від +112 м до +90 м.

В 1959 р. виявлене підняття у відкладах палеогену за результатами узагальнення матеріалів картувального буріння і проведених тематичних робіт з узагальнення матеріалів, а в наступному також підтверджене структурно-пошуковим бурінням в мезозойських утвореннях. В 1961 р. склепінна частина складки сейсмічними роботами МВХ закартована на відбиваючих горизонтах IV у відкладах пермі і горизонту V₆₂ середнього карбону. Підготовлено геологічний проект пошукових в 1965 р., згідно якому у 1966-1969 рр. розбурено свердловини 1, 2, 3, через ускладнення, що виникли в результаті текучості пласта бішофіту, ці свердловини досягли глибини 3100 м (перм). Пізніше пробурена свердловина 4 до глибини 9650 м, розкрила верхньокам'явугільні підклади.

Використання бурового розчину питомою густиною 1,60 г/см³ не дає можливості оцінити об'єктивно продуктивність горизонту М8. У 1971 р. свердловиною 8 встановлена промислова газоносність відкладів середнього карбону: з продуктивного горизонту М-8 (інтервал 1810-1660 м) отримано приплив газу дебітом 11,8 тис.м³/добу. В цьому ж році родовище включене до Державного балансу.

На площі всього пробурено чотири розвідувальні і вісім пошукових свердловини, з них передані в експлуатацію свердловини 7, 8, 9 та 13. Найбільшу в регіоні глибину 6760 м має свердловина 12 з вибоєм у відкладах серпуховського ярусу нижнього карбону. Нагальний обсяг буріння на площі становить 57298 м.

Свердловинами розкрито розріз карбонатно-теригенних порід від четвертинних до нижньокам'яновугільних. Зафіксовано пласт бішофіту у відкладах Пермі, який має промислове значення.

По покрівлі горизонту К-5 верхнього карбону структура з асиметричною брахіантиклінально південно-західного простягання розмірами 8,0x6,0 км у межах ізогіпси 1120 м і амплітудою 180 м її східна перикліналь опущена по площині поперечного скиду на 26x36 м.

Газоконденсатні скупчення виявлені у відкладах горизонтів К5 верхнього та М11 і М3 середнього карбону. 88% підрахованих запасів газу та 100% конденсату зосереджено у покладі горизонту К-5. Пластовий тиск перевищує гідростатичний на 10% і коливається в пластах-колекторах від 18,8 до 67,0 МПа. Поклади пластові склепінні тектонічно екрановані та літологічно обмежені. Вони утворили родовище з поверхом газоносності 900 м.

3.1 Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу

Геологічна будова родовища. Геологічний розріз родовища представлений палеозойськими утвореннями складчастого фундаменту та мезозой-кайнозойським осадовим чохлам. Потужність осадової товщі становить до 2700 метрів. До її складу входять відклади юрського, крейдового, палеогенового, неогенового та четвертинного періодів. Вони залягають із неузгодженням на розмитій поверхні фундаменту, який складений дислокованими породами докембрію, палеозою та частково мезозою.

Промислова нафтогазоносність приурочена до відкладів васюганської свити (верхня юра) та куломзинської свити (нижня крейда). Головними продуктивними горизонтами є пласти Ю1 і Б10, а в пласті Б19 також виявлено газоконденсатні поклади.

Палеозойська система

Характеризується наявністю тріщин, заповнених білим кальцитом. У розрізі східної ділянки зафіксовані ефузивні світло-зелені хлоритизовані діабазы, а також чорні дрібно- та середньозернисті долерити. Окрім цього, трапляється брекчієподібна кремністо-карбонатна шарувата порода. Розкрита потужність палеозойських утворень досягає 63 метрів.

Юрська система

Згідно з регіональною стратиграфічною шкалою, система представлена середнім та верхнім відділами. Вони об'єднують тюменську, васюганську (наунакську), георгіївську та баженівську свити. Середній відділ юри представлений відкладами тюменської свити.

Крейдова система

У розрізах свердловин виділяються нижній та верхній відділи. Нижній відділ залягає згідно (узгоджено) на відкладах баженівської свити. Він представлений беріас-валанжинським ярусом (куломзинська та тарська свити) та готерів-барремським ярусом (киянська свита).

Палеогенова система

Залягає узгоджено на крейдових відкладах. Палеогенова система складена морськими глинами таліцької свити (палеоцен), а також люлінворською, чеганською та некрасовською свитами (еоцен-олігоцен), які формувалися в озерних, озерно-болотних та озерно-алювіальних умовах. Загальна потужність палеогенових утворень коливається в межах 308–420 метрів.

Четвертинна система

Залягає з неузгодженням на палеогенових відкладах. Товща сформована морськими, льодовиковими, озерно-льодовиковими, алювіальними та іншими типами континентальних осадів. Загальна потужність четвертинних відкладів становить приблизно 50 метрів.

3.2 Фільтраційно-ємні властивості порід колектора

Пласт Ю₁¹. За результатами лабораторних досліджень керна коефіцієнт пористості пласта варіює в межах 0,14–0,21, становлячи в середньому 0,17. За даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС) цей показник коливається від 0,13 до 0,20 із середнім значенням 0,15. Попри суттєву мінливість проникності, її середні значення за даними лабораторного аналізу та ГДС є досить близькими. Аналогічна незначна розбіжність спостерігається і для коефіцієнта залишкової

водонасиченості. Середнє значення коефіцієнта піщанистості для цього пласта становить 0,4.

Пласт Ю₁². Для цього пласта характерна істотна розбіжність між параметрами, отриманими за матеріалами ГІС, та результатами лабораторних аналізів. Така невідповідність зумовлена нерепрезентативністю вибірки кернавого матеріалу: майже половину зразків було відібрано у свердловині N, яка розкрила зону з покращеними властивостями колекторів. Середній коефіцієнт піщанистості пласта становить 0,44.

3.3 Нафтогазоносність

За літологічним складом продуктивні газоносні пласти родовища ідентифікуються як теригенні колектори, представлені різнозернистими, місцями гравійними пісковиками. У мінералогічній структурі скелета породи переважає кварцова компонента (вміст кремнезему сягає 70%), а роль зцементованого покладу виконує гідрослюди́ста речовина порово-плівкового типу.

Промислова експлуатація діючого фонду свердловин здійснюється з високою інтенсивністю: поточні добові дебіти природного газу варіюють у діапазоні 40–55 тис. м³/добу. Процес вилучення флюїдів супроводжується значним дренаванням пластових систем, що обумовлює роботу видобувних свердловин із депресіями на рівні 20–30 МПа. Деталізована матриця геолого-промислових та фізико-гідродинамічних параметрів продуктивних пластів наведена в таблицях 3.1 - 3.3.

Первинну геолого-економічну оцінку та підрахунок запасів вуглеводнів Східно-Полтавського родовища було проведено у 1993 році з подальшим затвердженням Державною комісією України по запасах корисних копалин (ДКЗ України). На державний облік було поставлено такі обсяги:

- природний газ — 10 660 млн м³ (за промисловою категорією (С₁ та 256 млн м³ (за перспективною категорією С₂);
- стабільний конденсат — 560 тис. тон (за видобувною категорією С₁).

Таблиця 3.1 – Оцінка прогнозу видобутку стабільного конденсату при природному виснаженні газоконденсатного покладу Східно-Полтавського ГКР

№ св	Горизонт	Інтервал перфорації, м	Початкові термобаричні умови		Початковий потенційний вміст конденсату, г/м ³	Тиск початку конденсації, МПа	Поточний пластовий тиск, МПа	Пластові втрати конденсату, г/м ³	Поточний потенційний вміст конденсату у видобувному газі, г/м ³	Сумарний видобуток конденсату, г/м ³	Коефіцієнт вилучення конденсату
			тиск, МПа	температура, К							
8	К-11+ К-12	4448-4472	49,20	380,8	107,7	49,20	49,20	0,0	107,7	0,0	0,000
							45,09	3,5	105,8	10,6	0,980
		40,08					10,0	100,2	20,6	0,191	
		35,07					17,5	91,3	29,7	0,276	
		30,06					25,0	80,6	37,8	0,351	
		25,05					33,5	67,1	44,5	0,413	
		20,04					40,5	51,6	49,6	0,461	
		15,03					47,0	34,5	53,1	0,493	
		10,02					50,9	17,4	54,8	0,509	
		5,01					50,7	10,3	55,9	0,519	
0,01	49,8	19,9	57,9	0,537							

Таблиця 3.2 - Параметри продуктивних пластів Східно-Полтавського ГКР

Пласт	Площа газоносності, км ²	Середня газонасичена товща, м	Коефіцієнт пористості	Коефіцієнт газонасиченості	Початковий пластовий тиск, МПа	Поправка		Початкові геологічні запаси, млн.м ³	Початкові запаси сухого газу, млн.м ³	Вміст конденсату, г/м ³
						на температуру	на відхилення від закону Бойля			
К-11	22,13	11,47	0,14	0,75	48,85	0,775	0,855	8609	8450	113,18
К-12	6,78	5,69	0,11	0,67	49,3	0,773	0,855	924	907	113,18
М-1	3,01	5,02	0,13	0,75	49,6	0,772	0,84	473	468	·
М-2	3,37	4,94	0,1	0,62	51,7	0,765	0,833	339	339	·
М-3	3,19	8,25	0,09	0,63	53	0,761	0,826	496	496	·

Перехід від стадії розвідки до промислового освоєння супроводжувався розгортанням програми експлуатаційного буріння в межах чинного проєкту розробки. Отримані під час розбурювання покладів геолого-геофізичні та промислові дані дозволили суттєво уточнити структурно-тектонічну модель родовища, літофаціальну мінливість колекторів та межі поширення газоносності.

Таблиця 3.3 – Порівняння початкових запасів газу та конденсату, згідно Державному балансі України та затверджених ДКЗ

Горизонт	Затверджені ДКЗ газ, млн м ³ конд., тис. т		Балансові станом на 01.01.2012 р. газ, млн м ³ конд., тис.т	
	C ₁	C ₂	C ₁	C ₂
К-11	<u>8450</u> 506	-	<u>9663</u> 579	-
К-12	<u>907</u> 54	-		
М-1	<u>468</u> -	-	<u>4160</u> 137	-
М-2	<u>339</u> -	<u>22</u> -		
М-3	<u>496</u> -	<u>92</u> -		
М-5	-	<u>74</u> -	-	<u>74</u> -
М-6	-	<u>40</u> -	-	<u>40</u> -
М-7	-	<u>28</u> -	-	<u>28</u> -
Всього:	<u>10660</u>	<u>256</u>	<u>13823</u>	<u>142</u>

Результати актуалізації геологічної будови та уточнення параметрів пластів стали підставою для проведення серії перерахунків із відповідним нарощуванням обсягів вуглеводневої сировини на балансі підприємства. Нарощування промислових категорій запасів виконувалося поетапно в міру

дорозвідки окремих об'єктів: у 2001 році - отримано приріст покладами продуктивних горизонтів К-12 та М-1; у 2005 році - переоцінено та збільшено обсяги по горизонту М-3; у 2006 році - зафіксоване повторне прирощення запасів по горизонту М-1; у 2007 році - успішно нарощено обсяги по горизонту М-2.

На сучасному етапі розробки на балансовому обліку Газопромислового управління «Полтавагазвидобування» числяться такі залишкові видобувні запаси, диференційовані за продуктивними комплексами:

- продуктивний комплекс горизонтів М-1, М-2, М-3: обсяг вільного газу становить 1648 млн м³, обсяг конденсату — 186,52 тис. тонн.
- продуктивний комплекс горизонтів К-11, К-12: обсяг вільного газу становить 9663 млн м³, обсяг конденсату — 1093,6 тис. тонн.

3.4 Фізико-хімічна характеристика вуглеводнів

Компонентний склад та геохімічні особливості вільних газів. Дослідження компонентного складу вільних газів здійснювалося на основі аналізу проб, відібраних безпосередньо під час випробування свердловин родовища, які продемонстрували промислові припливи газу. Відбір флюїду виконувався за допомогою діафрагмового вимірника (ДІМ) за атмосферних умов. Детальні результати аналізу компонентного складу видобувних газів і конденсату систематизовано в таблиці 3.4.

Для всього комплексу продуктивних горизонтів родовища (зокрема К-11, К-12, М-1, М-3, М-5, М-6, М-7) характерне поширення типово метанових газів. Середня масова частка гомологів метану в суміші становить 10–15%, і лише в поодиноких випадках цей показник перевищує 20%. Вміст безпосередньо метану варіює в широкому діапазоні — від 78% до 99%.

Серед неуглеводневих компонентів у складі газу зафіксовано такі домішки:

- азот ((N₂): від слідових кількостей до 8% (середня концентрація становить 2–3%);
- діоксид вуглецю (CO₂): від слідових обсягів до 2,6%;

- гелій (He): виявлений суто в межах продуктивного горизонту К-11 у межах від 0,05% до 0,665%.

Таблиця 3.4 – Компонентний склад газів і конденсату

Компоненти	Склад газів						Склад сирого конденсату		Склад пластового газу	
	сепарації		дегазації		Дебутизації		молі %	г.моль ь	молі %	г.моль
	молі %	г.моль	молі %	г.моль	молі %	г.моль ь				
CH ₄	89,55	895,5	69,49	3,7	0,37	0,01	16,41	3,71	87,93	899,21
C ₂ H ₆	3,96	39,6	14,57	0,77	9,4	0,16	4,12	0,93	3,96	40,53
C ₃ H ₈	1,06	10,6	9,14	0,49	45,64	0,78	5,62	1,27	1,16	11,87
i-C ₄ H ₁₀	0,15	1,5	1,41	0,08	14,19	0,24	1,42	0,32	0,18	1,82
n- C ₄ H ₁₀	0,26	2,6	2,25	0,12	24,62	0,42	2,39	0,54	0,31	3,14
C ₅₊ вищі	0,11	1,1	1,61	0,08	5,68	0,1	69,98	15,74	1,65	16,84
He	0,02	0,2	-	-	-	-	-	-	0,02	0,2
N ₂	4,47	44,7	0,68	0,04	-	-	0,18	0,04	4,38	44,74
CO ₂	0,43	4,2	0,85	0,04	0,1	-	0,18	0,04	0,41	4,24
Всього	100,0	1000,0	100,0	5,32	100,0	1,71	100,0	22,59	100,0	1022,59

Сумарна концентрація висококиплячих вуглеводнів у газовій фазі становить 105,91–121,74 г/м³ за умови, що частка проміжних вуглеводневих компонентів стабільно утримується на рівні 6–8%.

Фізико-хімічні властивості та груповий склад конденсатів.

Аналіз фізико-хімічних параметрів газових конденсатів, а також визначення групового вуглеводневого складу їхніх бензинових фракцій (із застосуванням анілінового методу) проводилися на базі нафтової лабораторії тематичної експедиції та Українського державного геологорозвідувального інституту (УкрДГРІ). Результати цих лабораторних досліджень наведені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 - Фізико-хімічна характеристика конденсатів Східно-Полтавського ГКР

№ з/п	Індекс продуктивного горизонту	№ свердловини	Інтервал перфорації, м	Густина при 20 °С, кг/м ³	Кінематична в'язкість при 20 °С, м ²	Початок кипіння, °С	Вміст (у %)		
							сірки	парафінів	смола
1	К-11, К-12	8	4448-4472 4490-4505	0,7968	1,94	52			
2	К-11	9	4460-4442	0,7762	1,82сСт	38,6	ото.		в
3	К-11	14	4477-4480	0,8094	3,19	57	0,007	0,46	-
4	М-1	8	4555-4586	0,7933	1,8	66	-	-	-
5	М-1	8	4555-4586	0,7799	1,04	83	-	-	-
6	М-2	8	4726-4750	0,7485	0,84	85	-	-	-
7	М-3	8	4810-4860	0,7209	невизн.	42	-	-	-
8	М-1	4	4602-4638 4463-4420 4328-4053	0,8339	4,02сСт. (1,313)	89	-	-	-
9	К-11	7	4572-4558 4515-4493	0,7923	2,02сСт	67	сліди	відс.	

Усі досліджувані зразки конденсатів є безбарвними або мають світло-жовте забарвлення. Показники густини флюїду змінюються у досить вузькому індивідуальному діапазоні: від мінімального значення 720,9 кг/м³ (свердловина №8, пласт М-3) до максимального — 803,9 кг/м³ (свердловина №4, горизонти М-1, К-12).

Для конденсатів родовища притаманний підвищений вміст бензинових фракцій, що становить 50–70%. Характерно, що зразок конденсату, отриманий під час опробування свердловини №8 (горизонт М-3, інтервал перфорації 4810–4860 м), відрізняється високою леткістю і повністю википає за температури до 110 °С.

За результатами аналізу твердих парафінів у двох відібраних пробах встановлено такі параметри:

- свердловина №8 (горизонт К-11) — 0,34%;
- свердловина №14 (горизонт К-11) — 0,45%.

В інших досліджених пробах тверді парафіни відсутні. Лабораторно підтверджено повну відсутність у складі флюїду силікагелевих смол. Вміст загальної сірки фіксується на рівні мікродомішок: виявлено слідові кількості у свердловині №7 (горизонт К-11) та 0,007% у свердловині №14 (горизонт К-11).

Груповий вуглеводневий склад бензинової фракції досліджуваних флюїдів переважно характеризується переважанням метанових (алканових) сполук. Винятком є проба, відібрана у свердловині № 8 (продуктивний горизонт М-2), де концентрація нафтових вуглеводнів перевищує частку метанових. Крім того, у зазначеному зразку зафіксовано підвищений вміст ароматичних вуглеводнів. Загалом за фізико-хімічною класифікацією рідкі вуглеводні Східно-Полтавського родовища належать до метано-нафтового типу.

Аналіз складу пластового газу в межах горизонту К-11 (табл. 3.1) свідчить про високу термодинамічну та геохімічну однорідність флюїдальних систем у всіх досліджених свердловинах. Газ характеризується такими усередненими параметрами:

- вміст метану (CH_4) — до 88%;
- сумарна частка етан-пропан-бутанової фракції ($\text{C}_2\text{-C}_4$) — до 6%;
- концентрація пентанів та вищекиплячих вуглеводнів (C_{5+}) — від 1,65% до 2,07% (що еквівалентно 105,68–119,93 г/м³).

У перерахунку на 1 м³ сухого газу потенційний вміст стабільних вуглеводнів групи C_{5+} становить від 107,62 до 122,50 г/м³.

Комплексна фізико-хімічна оцінка показує, що рідкі вуглеводні цього об'єкта розробки представлені переважно важкими конденсатами з густиною в діапазоні 791,2–799,8 кг/м³ та молекулярною масою від 149,2 до 163,8. Для них властивий порівняно низький вихід бензинових фракцій (які википають до температури 200 °С) — на рівні 38–50%. При цьому практично повне випаровування системи (95–96%) завершується за температури 350 °С.

Експериментальні дослідження ретроградних втрат конденсату

Прогнозні втрати рідких вуглеводнів у пласті під час розробки покладу горизонту К-11 на режимі природного виснаження (на виснаження пластової

енергії) було визначено експериментальним шляхом. Дослідження проводилися на установці фазової рівноваги УГК-3 з використанням рекомбінованих проб, відібраних у свердловинах № 8 та № 9 (табл. 3.1).

За результатами PVT-моделювання встановлено такі закономірності:

- Характер насичення: Пластові системи є гранично насиченими вуглеводнями групи C_{5+} . Це означає, що тиск початку ретроградної конденсації практично дорівнює початковому пластовому тиску.
- Ретроградні втрати: У разі зниження пластового тиску до атмосферного (0,1 МПа) прогноуються відносно високі пластові втрати конденсату, які становлять 46,3–47,9%.
- Фактори впливу: Головними чинниками високих ретроградних втрат є низький вміст газоподібних гомологів метану в пластовому газі (всього 5,13–5,66%), а також важкий фракційний склад самого конденсату. Додатковий негативний вплив на динаміку ретроградного випадіння рідкої фази чинить підвищена концентрація азоту в пластовому газі, яка сягає 4,38–4,81%.

4. УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЦЕСУ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ

4.1 Характеристика промислової системи збору та підготовки продукції ГКР по типу Східно-Полтавського газоконденсатно родовища

Підготовка вуглеводнів (ВВ) – газу та конденсату Східно-Полтавського родовища [19] реалізовано на установці комплексної підготовки газу (УКПГ), що існує. УКПГ на 690 м знаходиться південно-східніше від свердловини 7. На рисунку 4.1 наведено принципову технологічну схему установки. Для підготовки ВВ проектом облаштування прийнятий метод низькотемпературної сепарації (НТС). Схема НТС застосовується із використанням природного дросель-ефекту.

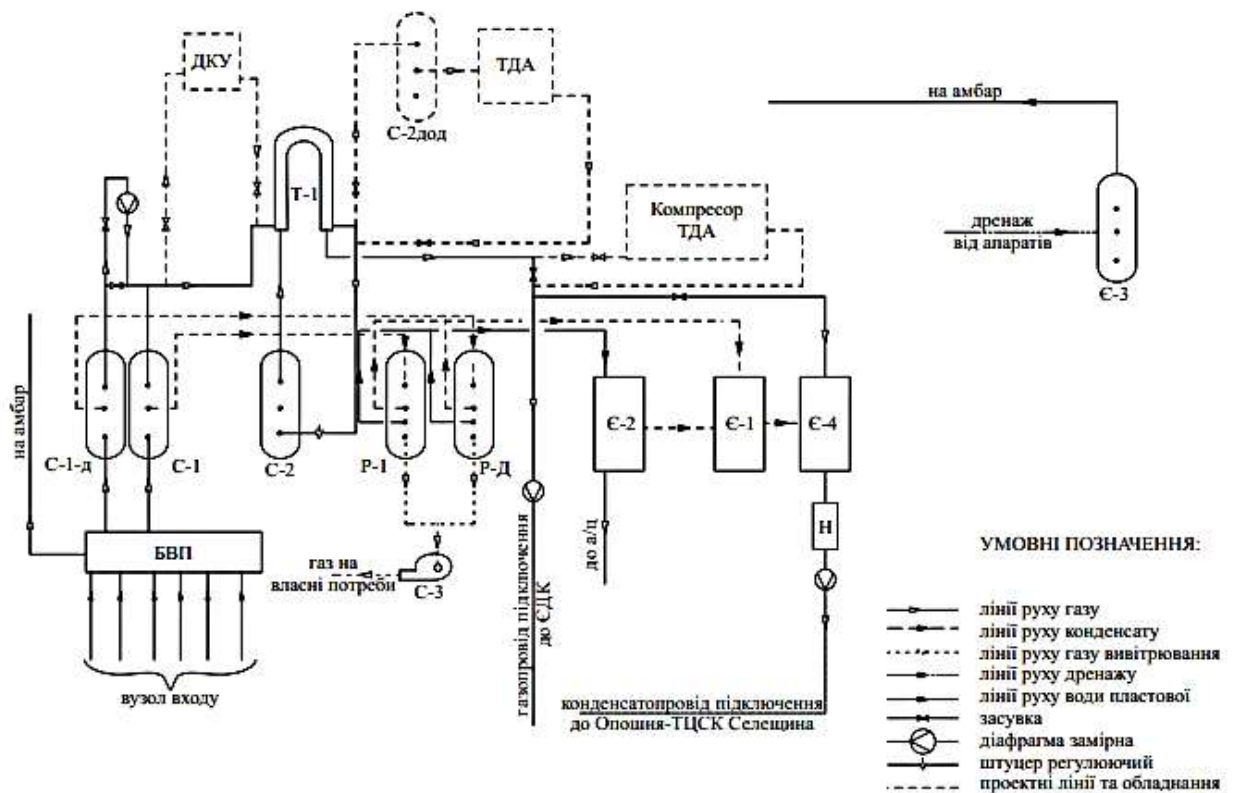


Рисунок 4.1 – Схема принципова технологічна Східно-Полтавської УКПГ

На УКПГ встановлено одну технологічну лінію, вона складається на першому ступеню із двох сепараторів ГВ-23А, на другому ступеню – з блоку

теплообмінників ГБ-19 та блоку сепараторів ГБ-18. Із сепараторів блоку ГБ-23А один призначений для дослідження свердловин.

УКПГ підключена трубопроводом діаметром 102×4,5 мм до магістрального газопроводу Єфремівка-Диканька-Київ (ЄДК) протяжністю 353 м, потім підключено конденсатопроводом підключення діаметром 102×4,5 мм до конденсатопроводу Опошня-ТЦСК Селешина протяжністю 381 м.

Через блок відключаючих пристроїв (БВП) проходить потік вуглеводнів, в якому передбачено вимір температури і тиску газу по кожній свердловині, а крім того реалізується вирівнювання тисків газу по свердловинах перед подачею його у загальний колектор, що досягається за допомогою редукуючих штуцерів. В блок першого газосепаратора С-1 та С-1-д (блок ГБ-23А), поступає газ із колектора, де проводиться його очищення від механічних домішок та рідини.

Газ поступає після сепаратора першого ступеня у затрубний простір теплообмінника (Т-1), потім поступає через редукуючий пристрій в сепаратор другого ступеня С-2. В сепараторі другого ступеня додатково виділяється рідина, що сконденсована при зниженні температури газу шляхом охолодження у теплообміннику і при зниженні тиску з 4,8-5,4 МПа до 2,4-3 МПа на редукуючому пристрої.

У трубний простір теплообмінника (Т-1) поступає осушений газ, де він підігривається потоком газу із сепаратора С-1. Далі газ направляється по колектору перед подачею його в магістральний трубопровід ЄДК на вузол заміру.

З метою встановлення оптимального режиму роботи кожної свердловини передбачений блок замірного газосепаратора С-1-д для проведення досліджень свердловин. Із сепаратора С-1-д, газ пройшовши замірний вузол, змішується із потоком газу із сепаратора С-1, а потім направляється у затрубний простір теплообмінника Т-1. В подальшому газ прямує за вищеописаною схемою.

Рідина що вловлюється в С-1, С-1-д та С-2 у вигляді насичений інгібітор і нестабільний конденсат, скидається автоматично в блок розділювачів Р-1 та Р-Д, в якому проводиться розділення рідини по фазах.

Із Р-1 та Р-Д конденсат поступає у ємність для дегазації Є-4, а далі подається у конденсатопровід Опошня-ТЦСК Селешина насосами.

Із резервуарів Р-1 та Р-Д водно-метанольна суміш поступає у ємність нафтовловлювач Є-1, далі поступає на ємність Є-2 вивітрювання, потім авивозиться на Абазівський промисел втоцистернами для закачки в пласт.

Дренаж від технологічних апаратів скидаються у відстійну ємність Є-3. Звідти рідина за допомогою насосного блока Н-2 спрямовується на газофакельну установку (ГФУ).

Газ вивітрювання з апаратів Р-1 та Р-Д подається до сепаратора С-3, після чого використовується для власних технологічних потреб.

Щоб запобігти утворенню гідратів у шлейфах свердловин та безпосередньо на УКПГ, застосовують інгібітор гідратуутворення. Його подача здійснюється через інгібіторопроводи, прокладені паралельно до шлейфів.

Оскільки наявне сепараційне обладнання не забезпечує повного очищення газу від крапельної вологи, а також для підвищення тиску перед подачею в магістральний газопровід, рекомендовано реконструювати установку НТС «Східно-Полтавського» УКПГ . Модернізація передбачає монтаж додаткового сепаратора С-2дод та турбодетандерного агрегату (ТДА).

Для забезпечення оптимального рівня видобутку, якісної підготовки та стабілізації тиску газу зі свердловин Східно-Полтавського ГКР виникла потреба у будівництві блочної дотискної компресорної установки (ДКУ) на «Східно-Полтавському» УКПГ.

Для умов цієї установки передбачено ДКУ С1004-JGT/2-1 від компанії «Прорак». Комплект модульного компресора Ariel JGT/2 Caterpillar G 3512 TALE (потужністю 1004 к.с.) включає таке обладнання:

- газовий двигун Caterpillar G 3512 TALE з турбонаддувом і послідовним охолодженням, розрахований на 749 кВт при 1400 об/хв;

- збалансований одноступінчастий поршневий газовий компресор ARIEL JGT/2 з максимальним допустимим навантаженням на шток (MARL) 329 кН (подвійної дії — на розтяг та стиснення), ходом поршня 114 мм та максимальною номінальною частотою обертання 1500 об/хв.

На лініях пускового та паливного газу передбачено редукування тиску до параметрів, що відповідають технічним вимогам агрегату.

Газові скиди із запобіжних клапанів компресорної установки спрямовуються у факельний трубопровід. До цього ж трубопроводу підключаються проєктні лінії відведення газу від запобіжних клапанів, що змонтовані на вхідному колекторі ДКУ, з подальшим скиданням в існуючий факельний колектор УКПГ. Відпрацьований пусковий газ від стартера компресора також відводиться у факельну лінію.

Для планового або аварійного зупинення компресорної установки передбачено її автоматичне вимкнення із одночасним скиданням газу та спорожненням технологічних комунікацій через продувні крани у факельну систему.

Система змащування ДКУ автономна — поповнення місткостей оливою не потребує централізованої заправної інфраструктури.

Газ із тиском 2,0–2,7 МПа надходить на вхід ДКУ. За розрахунками компанії «Propak», продуктивність ДКУ на всіх технологічних режимах повністю забезпечує проєктні показники роботи УКПГ «Східна-Полтава».

У блочній компресорній установці сировинний газ очищується від крапельної вологи у вхідному сепараторі, після чого спрямовується до компресора. Після одноступінчастого стиснення технологічний газ охолоджується в апараті повітряного охолодження (АПО), який інтегрований у склад ДКУ. На виході з установки газ має тиск 5,0 МПа та температуру 49 °С.

Вхідний та нагнітальний трубопроводи компресора оснащені проєктними відсічними кульовими кранами.

Конденсат, що виділяється з газу в АПО та обв'язувальних трубопроводах, вловлюється сепараторами й фільтрами компресорної установки, після чого

збирається в дренажний колектор і скидається у згадувану раніше дренажну ємність Є-3.

Газовий потік із ДКУ з тиском 5,0 МПа та температурою +49 °С спрямовується в міжтрубний (затрубний) простір наявного теплообмінника Т-1. У теплообміннику реалізовано схему перехресного теплообміну між гарячим вхідним газом із ДКУ та холодним газовим потоком із сепаратора С-2. Після цього охолоджений газ скеровується до раніше запроєктованого додаткового сепаратора С-2 дод для відділення конденсату.

Частково осушений газ із сепаратора С-2 дод надходить на раніше запроєктований турбодетандерний агрегат (ТДА). З виходу ТДА газ спрямовується на вхід наявного сепаратора С-2, для чого в схемі передбачено виконання необхідних технологічних врізок. Очищений та осушений газ із сепаратора С-2 за чинною схемою подається в трубний простір теплообмінника Т-1.

З трубного простору теплообмінника Т-1 газ скеровується на компресорну ступінь ТДА. Після стиснення в компресорі газ із тиском 5,2 МПа* транспортується на існуючий вузол комерційного обліку (заміру) і далі — до магістрального газопроводу.

4.2 Вибір варіанта удосконалення системи підготовки газу

4.2.1 Порівняння варіантів НТС із НТА

У процесі підготовки газ проходить три щаблі сепарації. Перед останнім щаблем газовий потік охолоджується в турбодетандерном агрегаті до температури мінус 32°С. Після підготовки газ з температурою 25°С тиском 4,6 МПа прямує на замірні вузли комерційного обліку газу і потім - у магістральний газопровід.

У роботі пропонується додатково витягти вуглеводні C_{3+} із товарного газу за рахунок запровадження стадії його обробки за технологією

низькотемпературної абсорбції. В абсорбційну колону газовий потік з температурою від мінус 26 до мінус 32 °С тиском 3,5 МПа надходить відразу після низькотемпературного сепаратора.

Як абсорбент розглядалися:

- газовий конденсат, що відділився на другому і третьому щаблях сепарації;
- нестабільний конденсат на виході з установки комплексної підготовки газу;
- власний стабільний конденсат.

Для порівняння технології НТА з конденсатом зі ступенів сепарації як абсорбент, необхідно видалити з його складу воду. Для цього конденсат з обох ступенів сепарації змішується і направляється через теплообмінники в роздільник рідини.

Після абсорберу потік рідини змішується з конденсатом з першого ступеня сепарації та конденсатом зі входу на компресорну станцію, після чого прямує на стабілізацію (рисунок 4.2).

Технологія НТА з абсорбентом – нестабільним конденсатом здійснюється змішуванням конденсатів з усіх щаблів сепарації та конденсату зі входу на компресорну станцію. Ці потоки утворюють нестабільний конденсат.

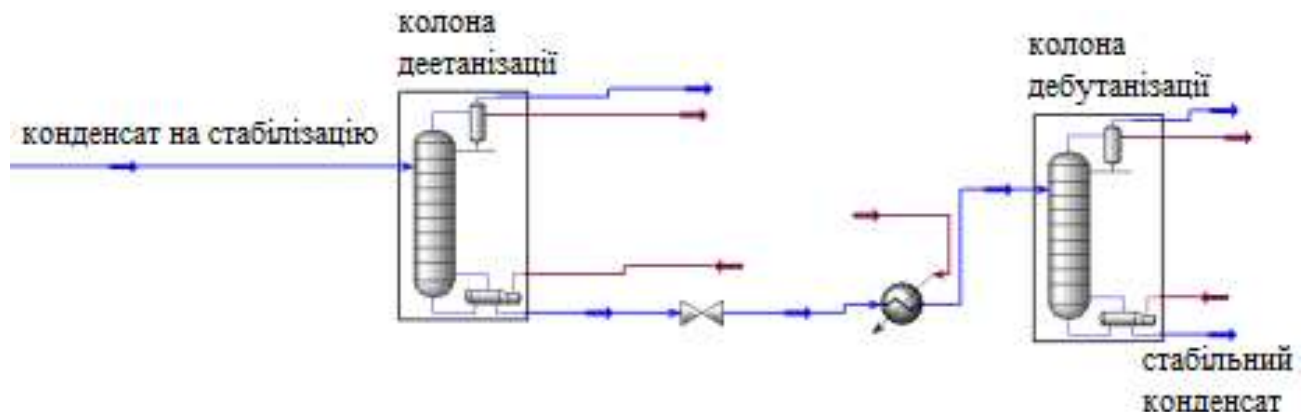


Рисунок 4.2 – Стабілізація конденсату

Технологія НТА з абсорбентом – нестабільним конденсатом здійснюється змішуванням конденсатів з усіх щаблів сепарації та конденсату зі входу на компресорну станцію. Ці потоки утворюють нестабільний конденсат.

Подальша стабілізація потоку конденсату на виході з абсорбера відбувається аналогічним з попереднім варіантом способом (рисунок 4.2).

У разі використання стабільного конденсату як абсорбенту потік нестабільного конденсату, перш ніж попрямувати до абсорбера, проходить стадії стабілізації - деетанізацію та дебутанізацію.

4.2.2 Аналіз ефективності абсорбентів

В результаті моделювання технології НТА стрічаючи різними типами абсорбенту були отримані склади та характеристики вихідних потоків: товарного газу та стабільного конденсату. Результати моделювання та товарного газу та конденсату представлені в таблицях 4.1 та 4.2 відповідно.

Таблиця 4.1 - Склад та характеристики товарного газу

Компонент	Склад сирого газу, % мольн.	Склад товарного газу, % мольн.			
		НТС	НТС+НТА		
			Абсорбція конденсатом з другого та третього ступенів сепарації	Абсорбція нестабільним конденсатом	Абсорбція стабільним конденсатом
CH ₄	84,94	90,63	90,94	91,20	91,63
C ₂ H ₆	2,86	2,97	2,86	2,93	2,85
C ₃ H ₈	1,95	1,76	1,55	1,43	1,42
i-C ₄ H ₁₀	0,557	0,363	0,294	0,243	0,173
n-C ₄ H ₁₀	0,7	0,369	0,302	0,270	0,104
i-C ₅ H ₁₂	0,298	0,07	0,067	0,066	0,013
n-C ₅ H ₁₂	0,267	0,042	0,043	0,045	0,009
C ₆ H ₁₄	0,326	0,008	0,011	0,017	0,007
C ₇ H ₁₆	0,528	0,001	0,003	0,008	0,008
N ₂	2,84	3,05	2,94	2,94	3,08
CO ₂	0,672	0,711	0,676	0,675	0,705
метанол	0,982	0,023	0,446	0,556	0,001

Продовження таблиці 4.1

витрата, кмоль/год	2960,5	2855,2	2839,0	2828,1	2808,4
точка роси по ВВ, °С	-	-29,3	-29,8	-29,9	-31,8
щільність, кг/м ³	45,95	37,63	30,8	29,92	29,82
молярна маса	19,17	17,87	17,81	17,73	17,52

Таблиця 4.2 - Склад та характеристики стабільного конденсату

Компонент	Склад сирого газу, % мольн.	Склад товарного газу, % мольн.			
		НТС	НТС+НТА		
			Абсорбція конденсатом з другого та третього ступенів сепарації	Абсорбція нестабільним конденсатом	Абсорбція стабільним конденсатом
СН ₄	88,45	-	-	-	-
С ₂ Н ₆	2,98	-	-	-	-
С ₃ Н ₈	2,03	0,006	0,003	0,003	0,004
i-С ₄ Н ₁₀	0,579	0,619	0,534	0,545	0,537
n-С ₄ Н ₁₀	0,729	2,00	2,00	2,00	2,00
i-С ₅ Н ₁₂	0,310	4,70	4,10	4,04	4,25
n-С ₅ Н ₁₂	0,280	5,43	4,37	4,26	4,56
С ₆ Н ₁₄	0,340	18,62	15,15	14,95	15,38
С ₇ Н ₁₆	0,550	67,41	73,57	74,28	72,75
N ₂	2,96	0,000	-	-	-
СО ₂	0,699	0,000	-	-	-
метанол	0,050	1,22	0,494	0,407	0,525
витрата, кмоль/год	2960,5	22,2	18,1	17,9	18,0
ДНП, кПа	-	36,51	35,90	35,35	36,51

На підставі отриманих результатів були розраховані дані про ступень вилучення компонентів із складу газового потоку залежно від тину обраного абсорбенту (таблиця 4.3).

Результати розрахунків показали, що введення в схему підготовки газу стадії низькотемпературної абсорбції дозволяє досягти більшого вмісту метану у складі товарного газу, а також більшого ступеня вилучення важких вуглеводнів (С₂-С₅) порівняно з технологією низькотемпературної сепарації.

Таблиця 4.3 - Вплив технології та типу абсорбенту на ступінь вилучення компонентів

Компонент	Склад сирого газу, % мольн.	Склад товарного газу, % мольн.			
		НТС	НТС+НТА		
			Абсорбція конденсатом з другого та третього ступенів сепарації	Абсорбція нестабільним конденсатом	Абсорбція стабільним конденсатом
CH ₄		-	-	-	-
C ₂ H ₆		1,17	2,18	3,83	4,61
C ₃ H ₈		15,68	20,33	28,26	33,46
i-C ₄ H ₁₀		38,85	47,31	56,33	75,41
n-C ₄ H ₁₀		50,32	56,88	61,46	89,07
i-C ₅ H ₁₂		77,27	77,49	77,72	93,64
n-C ₅ H ₁₂		84,84	83,95	82,98	94,14
C ₆ H ₁₄		97,64	96,67	94,94	95,70
C ₇ H ₁₆		99,76	99,47	98,56	97,42
N ₂		-	-	-	-
CO ₂		-	-	-	-
метанол		49,29	54,55	43,43	90,91

З трьох абсорбентів найменш ефективним є суміш конденсатів з другого та третього ступенів сепарації. У цьому випадку товарний газ має найменший вміст метану в товарному газі (таблиця 4.1), а також найменший рівень вилучення етану, пропану, ізобутану та ізопентану. У той же час цей абсорбент забезпечує найбільше вилучення гексану та гептану, поступаючись лише технологіями низькотемпературної сепарації. Однак ці компоненти містяться у складі вихідної газоконденсатної суміші в незначних кількостях і становлять у сумі менше ніж 1% від загального вмісту.

Найбільший ступінь вилучення вуглеводнів C₂-C₅ та метанолу (таблиця 4.3) спостерігається при використанні технології низькотемпературної абсорбції зі стабільним конденсатом як абсорбенту. І тут вміст метану у складі товарного газу найбільше - 91,63 % мольн. При цьому значення витрати товарного газу, густини та молярної маси - найменші з усіх розглянутих технологічних варіантів (таблиця 4.3). Це більш якісним відділенням важких вуглеводнів і метанолу, які переходять до складу нестабільного конденсату і водометанольного розчину. Точка роси газу по вуглеводням сягає у разі найменших значень (мінус 31,8 °С).

Потік стабільного конденсату на виході з абсорбера потребує повторної стабілізації, тому він знову прямує до колони деетанізації. Особливістю даної схеми є те, що конденсат після стабілізації поділяється на два потоки, один з яких спрямовується в абсорбер як абсорбент, а другий - споживачу як товарну продукцію (рисунок 4.3).

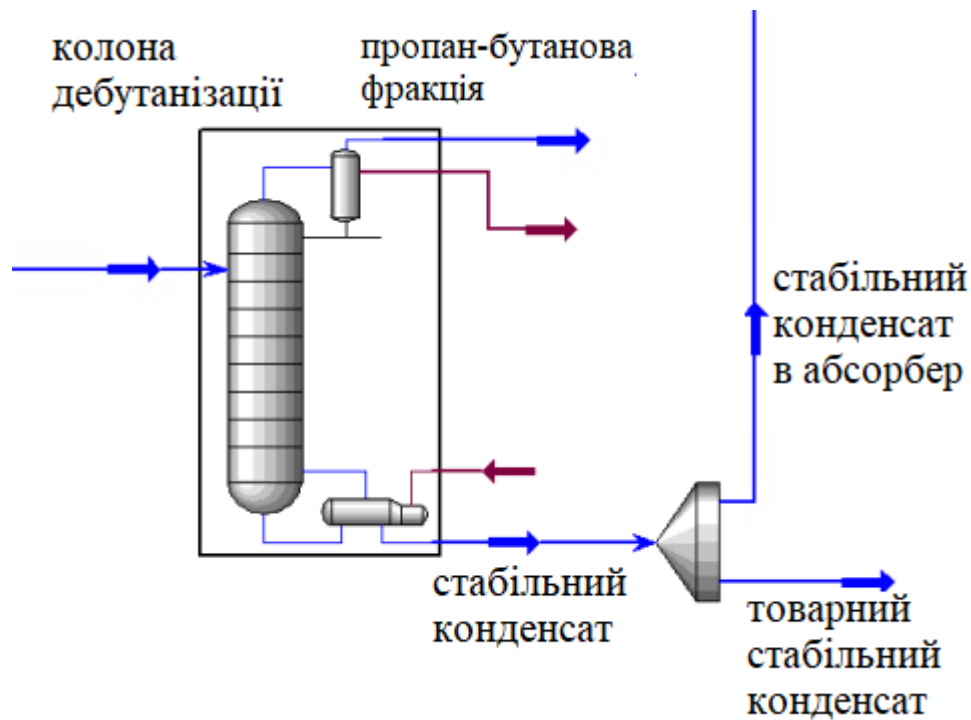


Рисунок 4.3 – Розподіл стабільного конденсату

4.3 Оцінка ефективності діючої та вдосконаленої установок підготовки газу

4.3.1 Порівняльний аналіз діючих та пропонуванних установок

В результаті розгляду установок підготовки газу для аналізу було прийнято варіанти схеми: установка підготовки газу, що діє за технологією НТС, установка підготовки газу за технологією НТС, доповнену технологією НТА і за одним аналогом цих схем з додаванням попутного нафтового газу до складу сировинного потоку.

Для аналізу ефективності схеми підготовки у роботі розглядаються характеристики трьох потоків: товарний газ; товарний стабільний конденсат і ШФЛВ. У таблицях 4.4 - 4.6 наведено характеристики даних потоків для цих варіантів.

Таблиця 4.4 – Характеристика товарних продуктів установки підготовки газу технологією НТС

Компонент	Сулад продукту, %мольн.		
	Товарний газ	Стабільний конденсат	ШФЛВ
CH ₄	90,63	-	4,02
C ₂ H ₆	2,97	-	2,89
C ₃ H ₈	1,76	0,005	14,73
i-C ₄ H ₁₀	0,363	0,619	12,74
n-C ₄ H ₁₀	0,369	2,00	20,64
i-C ₅ H ₁₂	0,07	4,7	11,94
n-C ₅ H ₁₂	0,042	5,43	11,45
C ₆ H ₁₄	0,008	18,62	10,96
C ₇ H ₁₆	0,001	67,41	1,78
N ₂	3,05	-	0,03
CO ₂	0,711	-	0,206
Вода	0,0001	-	0,397
Метанол	0,023	1,22	8,2
ДНИ, кПа		36,17	659,2
Точка роси по ВВ, °С	-29,26		
Об'ємна витрата, м ³ /год	66401,63	-	-
Кількісна витрата речовини, кмоль/год.	2808,38	22,16	49,83
Об'ємна витрата вихідної сировини, м ³ /г	68460,54		
Масова витрата вихідної сировини, кг/год.	57007,59		
Масова витрата, кг/год.	50276,29	2056,62	2906,08
Масова доля, %	88,19	3,61	5,10

Введення у схему підготовки газу стадії низькотемпературної абсорбції дозволяє досягти більшого вмісту метану у складі товарного газу, а також більшою мірою вилучення важких вуглеводнів у порівнянні з технологією низькотемпературної сепарації (таблиця 4.6).

Таблиця 4.5 - Характеристика товарних продуктів установки підготовки газу за технологією НТС, що поєднана з технологією НТА

Компонент	Склад продукту, %мольн.		
	Товарний газ	Стабільний конденсат	ШФЛВ
CH ₄	91,63	-	4,14
C ₂ H ₆	2,85	-	3,00
C ₃ H ₈	1,42	0,004	14,28
i-C ₄ H ₁₀	0,173	0,537	13,33
n-C ₄ H ₁₀	0,104	2,00	23,93
i-C ₅ H ₁₂	0,013	4,25	11,94
n-C ₅ H ₁₂	0,009	4,56	10,67
C ₆ H ₁₄	0,007	15,38	10,42
C ₇ H ₁₆	0,008	72,75	3,80
N ₂	3,08	-	0,024
CO ₂	0,705	-	0,178
Вода	0,0001	-	0,017
Метанол	0,001	0,525	4,27
ДНИ, кПа		32,76	658,5
Точка роси по ВВ, °С	-31,77		
Об'ємна витрата, м ³ /год	65237,1		
Кількісна витрата речовини, кмоль/год.	2759,2	17,9	65,6
Об'ємна витрата вихідної сировини, м ³ /г	68460,54		
Масова витрата вихідної сировини, кг/год.	57007,6		
Масова витрата, кг/год.	48429,6	1691,5	3937,5
Масовая доля, %	84,95	2,97	6,91

Таблиця 4.6 - Вплив технології підготовки та складу вихідної сировини на ступінь вилучення компонентів у нестабільний конденсат

Компонент	Ступінь вилучення компонентів газу, %, при використанні технологій	
	НТС	НТС + НТА
CH ₄	-	-
C ₂ H ₆	-	0,237
C ₃ H ₈	9,54	27,22
i-C ₄ H ₁₀	34,84	68,87
n-C ₄ H ₁₀	47,36	85,09
i-C ₅ H ₁₂	76,58	95,78
n-C ₅ H ₁₂	84,36	96,51
C ₆ H ₁₄	97,58	97,82
C ₇ H ₁₆	99,75	98,52
N ₂	-	-

Продовження таблиці 4.6

CO ₂	-	-
Вода	100	100
Метанол	97,65	99,89
Температура і тиск в НТ сепараторі, °С, МПа	-29,3 °С 3,5 МПа	-29,3 °С 3,5 МПа
Температура і тиск в НТ абсорбере. °С, МПа	-	-34,6 °С 2,5 МПа

Отримані дані вказують на те, що при підготовці газу розглядаємого НГКМ витягти етан із газу вдається лише за використання технології НТА. Що стосується інших компонентів газового потоку, то варіант технології НТС, поєднаної з технологією НТА, показує більш високий ступінь вилучення води, метанолу та важких вуглеводнів (C₃ - C₅).

Вилучення гептану є більш ефективним при використанні технології НТС, проте його вміст у складі сирого газу становить менше 1% від загального складу газу (таблиця 4.4), тому перевага технології НТС у ступені вилучення цього компонента незначна.

Кожен варіант забезпечує якісну стабілізацію конденсату. Однак найменше значення ДНП досягається при підготовці газу НГКР за суміщеними технологіями НТС та НТА (32,8 кПа). Найбільша частка товарного стабільного конденсату отримана під час підготовки газу НГКР за технологією НТС.

З таблиць 4.4 - 4.6 випливає, що за будь-якого способу підготовки газу або суміші газів двох родовищ, що виходить при стабілізації конденсату ШФЛВ, буде відповідати вимогам до технічної суміші пропану і бутану (СПБТ). Вимоги до СПБТ зазначені у стандарті «Палива автомобільні. Газ нафтовий скраплений. Технічні вимоги та методи контролювання» [12].

Таким чином, при підготовці газу товарною продукцією УКПГ є осушений газ, стабільний конденсат та СПБТ.

4.3.2 Вибір оптимальних параметрів абсорбера

Ефективність низькотемпературної абсорбції залежить від кількох факторів: термобаричних умов, кількості тарілок низькотемпературного абсорбера, властивостей та кількості осушувача газу та абсорбенту.

В абсорберах тарілкового типу кількість та розміри тарілок є важливими показниками. При більшому діаметрі тарілок забезпечується велика площа контакту абсорбенту з потоком газу, що осушується. Кількість же тарілок підбирається таким чином, щоб цільові компоненти у складі газу були максимально повно вилучені, то мережа поглинута абсорбентом. При малій кількості тарілок час контакту газу та абсорбенту буде недостатнім для повної абсорбції, і у складі газу залишаться небажані компоненти. Варто також враховувати, що збільшення кількості тарілок спричиняє необхідність проектування абсорбера з більшою висотою. Це викликає додаткові капітальні витрати та експлуатаційні витрати.

Нижче наведено залежність ступеня вилучення компонентів газового потоку від кількості тарілок абсорбера. Для дослідження було взято діапазон від 6 до 14 тарілок. Більше міг би знизити економічну ефективність технологічного пропозиції.

З рисунків 4.4 та 4.5 випливає, що збільшення кількості тарілок позитивно впливає на ступінь вилучення компонентів C_3 - C_4 , проте практично не впливає на вилучення етану. Вилучення гексану та пентану незначно знижується зі збільшенням числа тарілок (приблизно 98,65% для пентану та 97,6% для гексану). Причому зі збільшенням кількості тарілок до чотирнадцяти помітно уповільнення зростання вилучення етану і пропану. Отже, подальше збільшення кількості тарілок призведе до втрати як економічної, а й практичної ефективності.

Діапазон зміни тиску в абсорбері також обмежений експлуатаційними особливостями системи підготовки, що розглядається. При проходженні газовим потоком детандер значно падає його тиск (до 3,5 МПа). Звідси випливає, що

дослідження впливу тиску на ступінь вилучення компонентів можливе лише за менших значень.

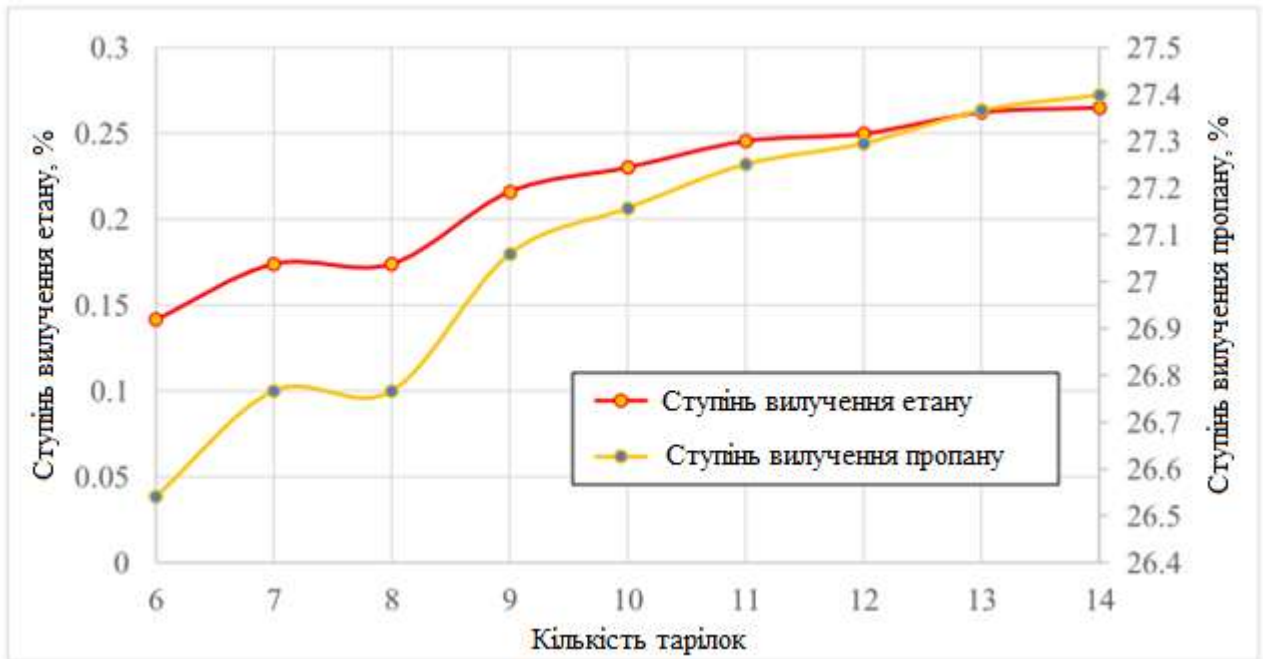


Рисунок 4.4 – Залежність ступеня вилучення етану та пропану від кількості тарілок абсорбера

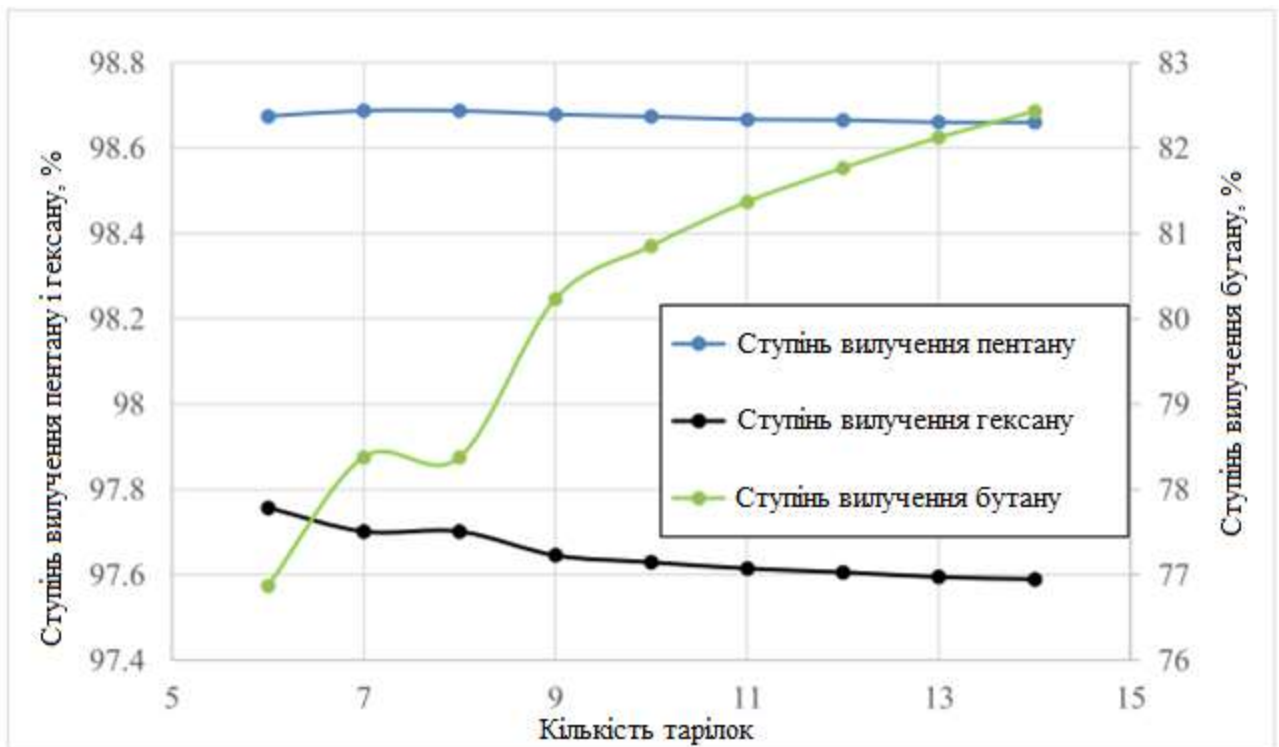


Рисунок 4.5 – Залежність ступеня вилучення бутану, пентану та гексану від кількості тарілок абсорбера

У той же час, при надмірно низьких тисках газовий потік на виході з абсорбера, прямуючи до компресора, не зможе досягти достатнього значення тиску для транспортування магістральним газопроводом. Тому для дослідження було обрано діапазон тисків від 2 до 2,9 МПа (рисунки 4.6 та 4.7).

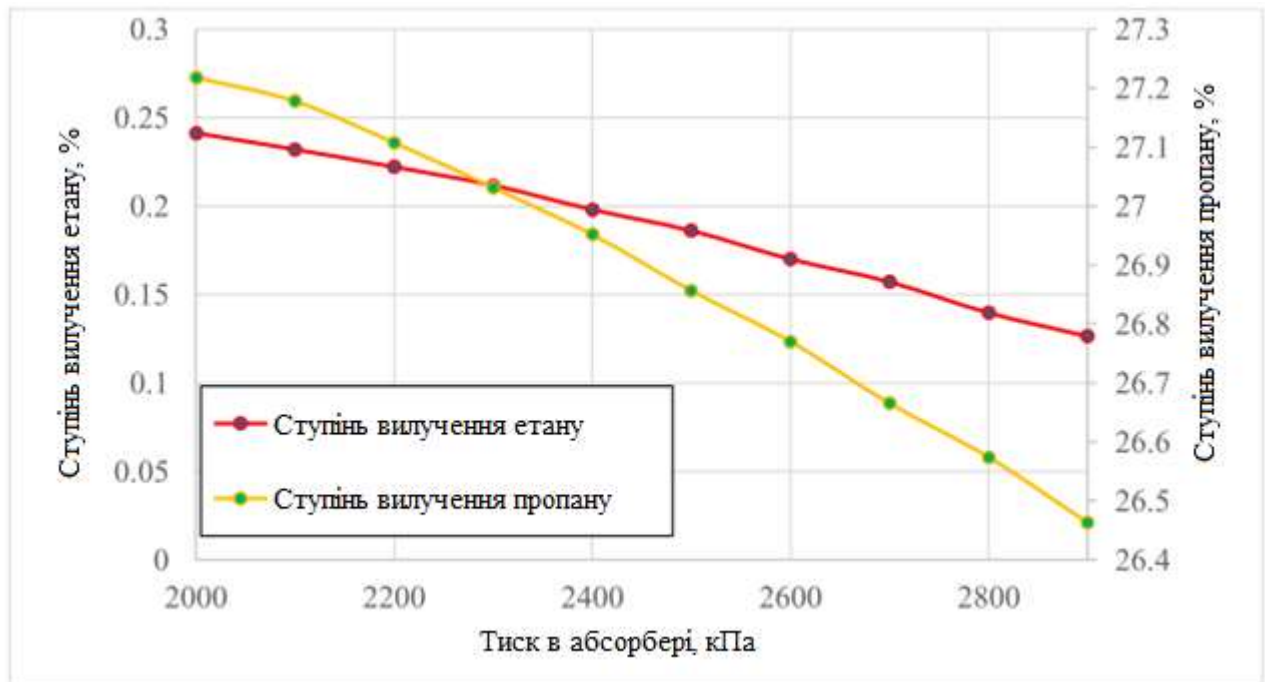


Рисунок 4.6 – Залежність ступеня вилучення етану та пропану від тиску в абсорбері

Результати графіків показують, що вплив тиску на ступінь добування етану, пропану, пентану та гексану надто мало, щоб судити про практичну ефективність. У цих випадках різниця між найбільшими та найменшими значеннями становить менше одного відсотка. У разі вилучення бутану різниця дорівнює декільком відсоткам (від 78% до 81%). Для кожного компонента спостерігається наступна залежність: зі збільшенням тиску абсорбері ефективність вилучення компонентів падає.

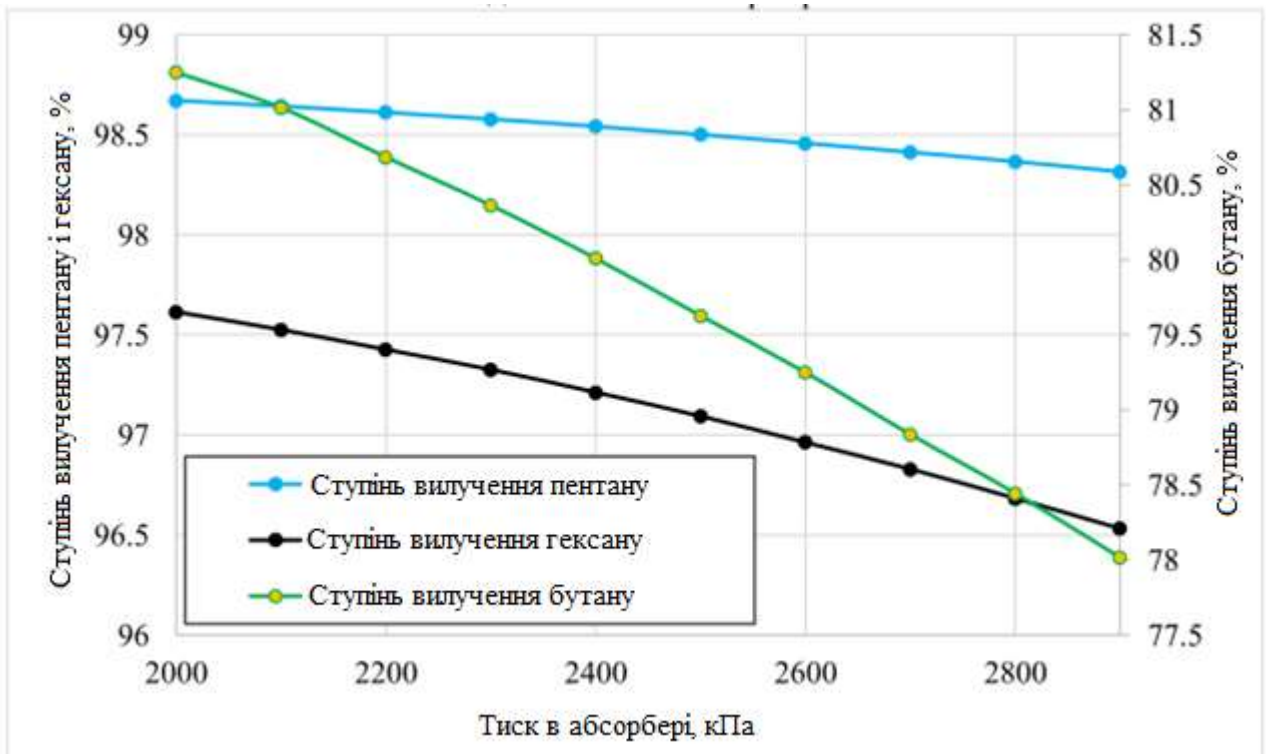


Рисунок 4.7 – Залежність ступеня вилучення бутану, пентану та гексану від тиску в абсорбері

Результати графіків показують, що вплив тиску на ступінь добування етану, пропану, пентану та гексану надто мало, щоб судити про практичну ефективність. У цих випадках різниця між найбільшими та найменшими значеннями становить менше одного відсотка. У разі вилучення бутану різниця дорівнює декільком відсоткам (від 78% до 81%). Для кожного компонента спостерігається наступна залежність: зі збільшенням тиску абсорбері ефективність вилучення компонентів падає.

Збільшення тиску в абсорбері тягне за собою зростання значення температури точки роси по вуглеводням для товарного газу. При високих тисках падає ступінь вилучення вуглеводнів C_{3+} , що призводить до більшого вмісту цих компонентів у складі товарного газу і, як наслідок, підвищення температури точки роси.

На рисунку 4.8 представлено вплив тиску в абсорбері на вихід стабільного конденсату та СПБТ.

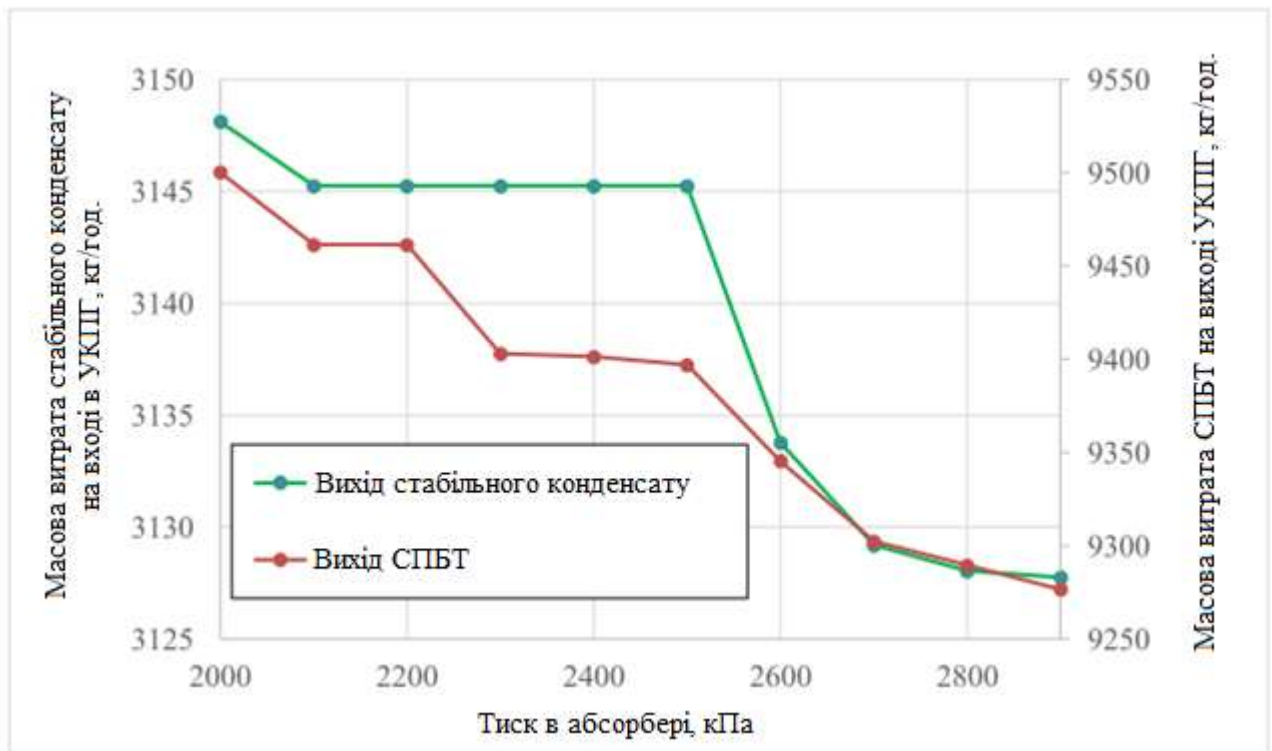


Рисунок 4.8 - Залежність виходу стабільного конденсату та СПБТ від тиску в абсорбері

При високих тисках ступінь вилучення вуглеводнів C_{3+} знижується, тому вони не поглинаються абсорбентом і не переходять до складу конденсату, а отже, і СПБТ. Не вловлюючись абсорбентом, важкі вуглеводні залишаються у складі газового потоку, цим знижуючи температуру точки роси по вуглеводням.

Таким чином, нижчі значення тиску призводять до якісніших показників товарних продуктів. Однак експлуатаційні особливості системи підготовки не дозволяють зменшувати тиск, тому можна прийняти тиск, що дорівнює 2 МПа оптимальним. При цьому значенні досягаються найменші показники температури точки роси по вуглеводням (мінус 35,41 °С), найбільший вихід товарної продукції (стабільного конденсату та СПБТ). В результаті порівняння показано, що тиск в абсорбері практично не впливає на ступінь вилучення вуглеводнів з газового потоку.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ І БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Завдання в галузі охорони праці

Основним завданням охорони праці на будь-якому підприємстві є створення безпечних і нешкідливих умов праці. Це досягається шляхом повного усунення або максимального зниження впливу небезпечних і шкідливих виробничих факторів на працівників.

Права громадян України у сфері охорони праці гарантуються Конституцією України та Законом України «Про охорону праці». Вони захищають працівника на всіх етапах: від укладання трудового договору до можливого відшкодування шкоди.

Право громадян на охорону праці закріплено у Статті 43 Конституції України [20] та детально регламентовано Законом України «Про охорону праці» (Статті 5, 6, 7, 8) [21].

Права під час укладання трудового договору: роботодавець зобов'язаний під розписку поінформувати вас про умови праці, право знати про всі небезпечні виробничі фактори на робочому місці, мають ознайомити з правами на пільги та компенсації за роботу в шкідливих умовах.

Права під час роботи на підприємстві: умови праці на робочому місці повинні відповідати вимогам нормативно-правових актів, робітник може відмовитися від роботи, якщо виникла ситуація, небезпечна для вашого життя чи здоров'я, за час відмови від небезпечної роботи за робітником зберігається середній заробіток, роботодавець зобов'язаний власним коштом видавати спецодяг, спецвзуття та засоби індивідуального захисту, робітник має право на оплачувані перерви, скорочений робочий день, додаткову відпустку та безкоштовне лікувально-профілактичне харчування.

Права на відшкодування шкоди та соціальний захист: у разі каліцтва або ушкодження здоров'я на виробництві робітник має право на компенсацію від Фонду соціального страхування, за працівником, який втратив працездатність

через нещасний випадок, зберігається місце роботи та посада на час відновлення, якщо лікарська комісія рекомендує легшу роботу, роботодавець зобов'язаний її надати.

Згідно із Законом України «Про охорону праці» ці завдання поділяються на чотири групи: організаційні, технічні, санітарно-гігієнічні, правові та соціально-економічні.

Організаційні завдання включають впровадження та підтримка ефективної системи управління охороною праці на підприємстві, організація своєчасного інструктажу, навчання та перевірки знань працівників, організація обов'язкових попередніх та періодичних медичних оглядів для певних категорій працівників, регулярна оцінка умов праці на відповідність нормативним актам для виявлення шкідливих факторів.

Технічні завдання включають приведення машин, механізмів та інструментів у технічно безпечний стан, забезпечення належного технічного стану виробничих будівель, споруд та інженерних мереж, заміна застарілих та небезпечних технологій на сучасні, більш безпечні та автоматизовані.

Санітарно-гігієнічні завдання включають підтримання в межах норми параметрів мікроклімату, освітлення, рівня шуму та вібрації на робочих місцях, безкоштовне забезпечення працівників якісним спецодягом, спецвзуттям та засобами індивідуального захисту, обладнання належних побутових приміщень, кімнат відпочинку та пунктів харчування.

Правові та соціально-економічні завдання включають: розробка та оновлення локальних інструкцій, положень та наказів з охорони праці, виділення коштів на охорону праці в обсязі, не меншому за законодавчо встановлений мінімум (відповідно до ст. 19 Закону України «Про охорону праці»), своєчасне та об'єктивне розслідування нещасних випадків і професійних захворювань для запобігання їм у майбутньому.

5.2 Виробнича безпека

Можливі шкідливі та небезпечні фактори, яким можуть зазнати працівники газової сфери.

1. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори, пов'язані з механічними коливаннями твердих тіл та їх поверхонь:

- а) вимоги до рівня вібрації;
- б) вимоги до рівня шуму.

2. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори, пов'язані з акустичними коливаннями у виробничому середовищі.

3. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори, пов'язані з надмірно високою або низькою температурою матеріальних об'єктів виробничого середовища, які можуть спричинити опіки (обмороження) тканин організму людини.

4. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори, пов'язані з електричним струмом, що викликається різницею електричних потенціалів, під дію якого потрапляє працюючий.

5. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори, пов'язані з надмірним забрудненням повітряного середовища в зоні дихання, тобто з аномальним фізичним станом повітря (у тому числі зниженою або підвищеною іонізацією) та (або) аерозольним складом повітря.

6. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори, пов'язані з силами та енергією механічного руху.

5.2.1 Аналіз шкідливих виробничих факторів при роботі на УКПГ та обґрунтування заходів щодо їх усунення.

1) Вплив токсичної речовини на організм людини.

Природний вуглеводневий газ та газовий конденсат згідно з класифікацією ДСТУ-Н Б А.3.2-1:2007 відносяться до шкідливих речовин 4-го класу безпеки.

Гранично допустимі концентрації (ГДК) шкідливих речовин у повітрі робочої зони – обов'язкові санітарні нормативи для використання при проектуванні виробничих будівель, технологічних процесів, обладнання та вентиляції, а також для запобіжного та поточного санітарного нагляду [22].

Перед початком роботи відбірники проб повинні упорядкувати свій спецодяг.

Відбірники проб при роботі повинні дотримуватись заходів безпеки:

- приступати до роботи у відповідному спецодязі та взутті без залізних цвяхів та підків;
- при відборі проб перебувати з навітряного боку з тим, щоб пари продуктів відносило вітром убік;
- під час відбору проб, щоб уникнути отруєння парами, що виділяються, і газами забороняється заглядати в замірний люк або низько нахилитися до його горловини;
- при відборі проб необхідно користуватися проти газами, що фільтрують, з коробками відповідних марок.

До засобів індивідуального захисту при взятті проб відносяться: спецвзуття, спецодяг, проти газ, що фільтрує, рукавички, захисні окуляри.

2) Перевищення рівнів шуму

Основним джерелом шуму на всіх етапах обслуговування обладнання УКПГ є компресора на ДКС, запірна арматура, трубопроводи, нагнітачі, вентилятори, свердловини, свічки продувки. Шум та інфразвук мають постійний характер і за спектром є широкопasmовими.

Для даної робочої зони рівень звукового тиску, дБ, у складових смугах із середньгеометричними частотами, Гц не повинен перевищувати допустимих значень наведених у таблиці 5.1.

Вимірювання шуму здійснюється за допомогою шумомірів.

Коллективні засоби захисту:

- розробка шумобезпечної техніки;
- засоби, що знижують шум у джерелі виникнення;

- засоби, що знижують шум на шляху його поширення від джерела до об'єкта, що захищається.

Таблиця 5.1 – Рівні звукового тиску для цієї робочої зони д

Вид трудової діяльності, робочі місця	Рівні звукового тиску, дБ, у складових смугах із середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Робочі місця у цехових приміщеннях, лабораторіях	93	79	70	63	58	55	52	50	49

До засобів індивідуального захисту відносяться протишумні вкладиші, шолом та навушники [22].

3) Перевищений рівень вібрації

Джерело виникнення чинника – обслуговування промислового устаткування цеху підготовки газу. За своєю природою цей чинник є фізичним. Під вібрацією розуміють зворотно-поступальний рух твердого тіла.

Засоби колективного захисту: винесення шумових агрегатів та пристроїв від місць роботи; зменшення рівня вібрації у джерелі виникнення.

Засоби індивідуального захисту: беруші, навушники, рукавиці, що віброгасять.

4) Загазованість

Джерелом виникнення загазованості робочого середовища є порушення герметичності обладнання, а також регулярне взяття проб газу та газового конденсату.

Для природного газу нижня концентраційна межа становить 4,4% об'ємної концентрації у повітрі.

Для технологічного приміщення модуля визначено величини межі, що встановлюється: мінімальна – 0 від значення НКПР; максимальна – 50% значення НКПР.

5.2.2 Аналіз небезпечних виробничих факторів під час роботи на УКПГ та обґрунтування заходів щодо їх усунення.

1) Вибухонебезпечність та пожежонебезпека

Під час проведення технологічного процесу на УКПГ виробляється осушка газу. Компоненти, що входять до складу газу, можуть утворювати з повітрям вибухонебезпечні суміші.

Для попередження виникнення аварій, загазованості робочої зони, вибухів та пожеж на УКПГ передбачено герметизацію технологічного обладнання, підтримку складу та параметрів середовища поза сферою їх займання, а також сигналізацію параметрів технологічного режиму.

При досягненні вмісту горючих газів у приміщенні 15% нижньої концентраційної межі розповсюдження (НКПР) автоматично включаються аварійні вентилятори. При загазованості приміщень до 15% передбачаються звукова та світлова сигналізація. При загазованості приміщень понад 20% передбачається зупинення технологічного процесу.

З метою зниження пожежної небезпеки на УКПГ передбачено такі заходи:

- часткове розміщення технологічних об'єктів на відкритих майданчиках;
- для контролю за наявністю вуглеводнів у навколишньому повітрі у технологічних приміщеннях та на відкритих майданчиках встановлені аналізатори до вибухових концентрацій з видачею світлового та звукового сигналів;
- технологічне обладнання, фланцеві з'єднання, клапанні збирання виконані герметично.

Технологічний модуль підготовки газу оснащений первинними засобами пожежогасіння: пожежна скринька з піском, пінні вогнегасники.

При проектуванні будь-якого небезпечного виробничого об'єкта (НВО) необхідно розрахувати кількість палива при потенційному розливі.

2) Гострі кромки, задирки та шорсткість на поверхні обладнання

При обслуговуванні обладнання деякі частини можуть мати гострі кромки, задирки та шорсткості, звідки виникає ризик отримання травм. Елементи конструкції виробничого обладнання не повинні мати гострих кутів, кромок, задирок і поверхонь з нерівностями, що становлять небезпеку травмування працюючих, якщо їх наявність не визначається функціональним призначенням цих елементів. У разі мають бути передбачені заходи захисту працюючих.

Колективні засоби захисту: захисні пристрої, знаки безпеки.

Засоби захисту індивідуальні: захисна каска, рукавички, чоботи, спецодяг, окуляри захисні.

3) Підвищена чи знижена температура поверхні устаткування

Для оцінки нагріваючого мікроклімату у приміщенні (незалежно від періоду року) використовується інтегральний показник - теплове навантаження середовища (ТНС-індекс).

Специфіка мікрокліматичних умов, що впливають на робітника на УКПГ, визначається тим, що значна частина обладнання розміщена на відкритій території із сезонними значеннями, характерними для II кліматичної зони, де мікроклімат часто носить характер нагріваючого або охолоджуючого (залежно від сезону року) [22].

Під час проведення робіт завжди доводиться перебувати у приміщенні із величезною кількістю різного устаткування. Більшість обладнання, яке регулярно необхідно обслуговувати та контролювати правильність виконання технологічного процесу, працює при дуже високих та мінімально низьких температурах. Звідси з'являється можливість отримання опіку та відмороження при контакті з гарячим чи холодним обладнанням.

Конструкція виробничого обладнання повинна виключати небезпеку, що викликається контактом гарячих частин та розбризкуванням гарячих оброблюваних та (або) матеріалів і речовин, що використовуються при експлуатації. Якщо конструкція не може повністю забезпечити виключення такої небезпеки, то експлуатаційна документація повинна містити вимоги щодо

використання засобів захисту, що не входять до конструкції (запобіжні пристрої, знаки безпеки).

Коллективні засоби захисту:

- огорожувальні пристрої;
- захисні пристрої;
- знаки безпеки.

Індивідуальні засоби захисту:

- спецодяг;
- спецвзуття;
- захисна каска;
- окуляри термостійкі;
- термостійкі рукавички.

5.2.3 Розрахунок рівня небезпечного чи шкідливого виробничого фактора

У роботі розглянуто порушення цілісності колони ректифікації в цеху підготовки конденсату, [24]. Лінійні розміри цеху – 20×45 м.

Об'єм абсорбера – 20,4 м³. Приймаємо, що порушена цілісність обладнання у двох точках: безпосередньо в колоні ректифікації і на ділянці трубопроводу від запірної арматури до входу в цех (довжина ділянки приймається 25 м, діаметр 159×6 мм). Для розрахунку кількості вражаючої речовини при аварії необхідно прийняти кілька припущень:

- а) у разі порушення устаткування весь його вміст виходить назовні;
- б) розглядаються найгірші сценарії розвитку аварії;
- в) вибух первинної хмари – це горіння метану, вторинної – пропану.

Примітка: під первинною хмарою розуміється хмара газу, що виділилася в навколишнє середовище відразу після аварії, вторинна хмара - хмара пари конденсату, що випарувалася через деякий час після аварії.

Маса небезпечної речовини в колоні розраховується за формулами:

а) для рідини – конденсату

$$m_{\text{жк}} = V \cdot 0,5 \cdot \frac{\rho_{\text{н}}}{1000} \cdot \frac{(100 - B)}{100}$$

б) для газу

$$m_{\text{гк}} = 0,01 \cdot P_{\text{изб}} \cdot V \cdot 0,5 \cdot \frac{\rho_{\text{г}}}{1000}$$

де: V – обсяг обладнання – колони (20,4 м³);

$\rho_{\text{ж}}$, $\rho_{\text{г}}$ – щільності конденсату та газу відповідно (приймаються 850 кг/м³ та 94 кг/м³ відповідно);

$P_{\text{изб}}$ – надлишковий тиск в устаткуванні (приймається 6 МПа);

B – обводненість продукції (приймається 12%).

Отримуємо $m_{\text{жк}} = 7,63$ т і $m_{\text{гк}} = 0,575$ т – кількість небезпечної речовини у колоні.

Кількість небезпечної речовини на ділянці трубопроводу:

$$m_{\text{жт}} = l \cdot \frac{\pi d^2}{2} \cdot \frac{\rho_{\text{н}}}{1000} \cdot \frac{(100 - B)}{100}$$

$$m_{\text{гт}} = m_{\text{жт}} \cdot \Gamma \cdot \frac{\rho_{\text{г}}}{1000}$$

де: d – внутрішній діаметр трубопроводу (147 мм);

Γ – газоміст.

Отримуємо $m_{\text{жт}} = 0,317$ т і $m_{\text{гт}} = 0,064$ т.

За порушення цілісності колони небезпечна речовина братиме участь у трьох сценаріях аварії: ранній вибух, пізній вибух і горіння протоки конденсату.

Час, за який аварійну ділянку буде перекрито, приймається рівним 300 с.

Кількість небезпечної речовини, що бере участь у ранньому вибуху (РВ), пізньому вибуху (ПВ) та горінні протоки (ГП), дорівнює:

$$m_{\text{к(РВ)}} = m_{\text{гк}} + m_{\text{г отс}};$$

$$m_{\text{к(ПВ)}} = m_{\text{к(ГП)}};$$

$$m_{\text{к(ГП)}} = m_{\text{жк}} + m_{\text{жотс}};$$

де: $m_{\text{готс}}$ і $m_{\text{жотс}}$ – маса газу та конденсату, що потрапило в навколишнє середовище за час відсікання ділянки $T_{\text{отс}}$ (300 с).

$$m_{\text{ж отс}} = \frac{Q}{24} \cdot \frac{T_{\text{отс}}}{3600}$$

$$m_{\text{Г отс}} = m_{\text{ж отс}} \cdot \Gamma \cdot \frac{\rho_{\text{Г}}}{1000}$$

де: Q – газоконденсатної суміші (приймаємо 71 т/добу);

Отримуємо $m_{\text{жотс}} = 0,247$ т і $m_{\text{Готс}} = 0,05$ т.

Далі розглядається кількість речовини, що надійшла під час аварії в довкілля з трубопроводу:

$$m_{\text{Т(ПВ)}} = m_{\text{ГТ}} + m_{\text{Г отс}};$$

$$m_{\text{Т(ПВ)}} = m_{\text{Т(ГП)}};$$

$$m_{\text{Т(ГП)}} = m_{\text{ЖТ}} + m_{\text{ж отс}};$$

Маса вражаючої речовини при пізньому вибуху (ПВ) розраховується за формулами:

а) для колони

$$m'_{\text{К(ПВ)}} = S_{\text{ц}} \cdot \text{ДНП} \cdot \sqrt{M} \cdot T_{\text{исп}}$$

б) для трубопровода

$$m'_{\text{Т(ПВ)}} = S_{\text{пр}} \cdot \text{ДНП} \cdot \sqrt{M} \cdot T_{\text{исп}}$$

де: $S_{\text{ц}}$ - площа розливу речовини при порушенні цілісності абсорбера, що дорівнює площі цеху;

ДНП – тиск насиченої пари конденсату (66,7 кПа);

M – молекулярна маса пари конденсату (приймається молекулярна маса пропану – 0,044 кг/моль);

$T_{\text{исп}}$ – час випаровування речовини, що розлилася (приймається рівним 3600 с).

Одержуємо $m'_{\text{К(ПВ)}} = 1,15$ т і $m'_{\text{Т(ПВ)}} = 0,039$ т.

У разі горіння протоки (ДП) вся речовина, що бере участь у аварії, буде створювати вражаючу дію на людину, обладнання, будівлі. При пізньому і ранньому вибухах кількість речовини, що у створенні вражаючих чинників, розраховується з урахуванням коефіцієнта участі пального речовини у вибуху (коефіцієнт Z), приймає значення від нуля до одиниці. За відсутності виробничих

даних коефіцієнт може бути прийнятий 0,1. Таким чином, у таблиці 5.2 подано результуючі показники кількості небезпечної речовини.

Таблиця 5.2 – Кількість небезпечної речовини, що потрапила в навколишній простір під час аварії

Сценарій аварії	Який бере участь в аварії	Що бере участь у створенні вражаючих факторів
	Блок колони ректифікації	
Ранній вибух	0,625	0,063
Пізній вибух	7,876	0,115
Горіння протоки	7,876	7,876
	Блок трубопроводу	
Ранній вибух	0,114	0,0114
Пізній вибух	0,564	0,0039
Горіння протоки	0,564	0,564

5.3 Екологічна безпека

Атмосфера

У ході технологічної підготовки газу виникають ситуації, коли необхідно попутний газ відводити на смолоскип низького тиску. Не менше 95% попутного газу (ПГ) має використовуватися раціонально, лише 5% можна спалювати на смолоскипах. У разі невиконання цих норм надкористувач обкладається штрафами.

Гідросфера

При підготовці газу продукція в технологічний модуль підготовки газу містить у своєму складі велику кількість води, яка в ході підготовки газу відокремлюється. Витягнуту на поверхню пластову воду повторно використовують для закачування в пласт, тому для запобігання забруднення гідросфери дану воду необхідно якнайкраще відокремити від газу, механічних домішок, солей і закачати її знову в пласт через нагнітальні або спеціально пробурені свердловини, що поглинають. Вода, призначена для закачування в

пласт після очищення повинна відповідати вимогам якості [23]. Скидання пластових вод без ретельного їх очищення у відкриті водоймища та річки може призвести до повного знищення флори та фауни.

Літосфера

При промисловій підготовці газу можливий витік рідкої продукції свердловин - газового конденсату, що призводить не тільки до забруднення ґрунту рідкими вуглеводнями (пентан і вищі гомологи), але також і виділення складових конденсат газів - матана, етану, сірководню. Насичення повітря поблизу ґрунту та самого ґрунту цими компонентами надають його негативний вплив на сільськогосподарські культури та людину. До заходів боротьби з витоком конденсату відноситься регулярний огляд обладнання щодо порушення і очищення ґрунту від конденсату і нейтралізація його шламу у разі розливу за допомогою біохімічного контролю.

5.4 Безпека у надзвичайних ситуаціях

Під час проведення робіт можуть виникати надзвичайні ситуації наступного характеру: природного, біологічного, соціального, екологічного чи техногенного [25].

Природного

Розглянута робоча зона являє собою відокремлену будівлю, яка розташовується на ділянці землі з вирубаними лісами. На роботу технологічного процесу природні надзвичайні ситуації не впливають жодним чином (морози, лісові пожежі, зливи, снігові замети).

Біологічного

На території робочої зони при постійному проведенні робіт беруть участь не більше двох осіб, також у цьому приміщенні не проростають рослини. Надзвичайні ситуації біологічного характеру у цій робочій зоні виключені.

Соціального

На територію родовища існує доступ лише безпосередньо для працівників цього родовища за допомогою вертолітної техніки. Кожен прилітаючий проходить ретельну перевірку охороною. У цій робочій зоні виключені надзвичайні ситуації соціального характеру (тероризм).

Екологічного

На території цього родовища не проводяться ніякі роботи, які б різко вплинули стан гідросфери, біосфери, атмосфери і суші. Усі роботи виконуються згідно з нормами. Надзвичайні ситуації екологічного характеру виключені.

Техногенного

Найбільш характерні аварії для модуля підготовки газу мають механічні порушення цілісності обладнання.

Щозмінне з періодичністю 2 години, необхідно здійснювати обхід УКПГ, з реєстрацією результатів огляду у вахтовому журналі.

При обході слід оглядати трубопроводи, наземні споруди, запірну арматуру, фланцеві з'єднання. Особливу увагу слід звертати на показання манометрів – здійснювати контроль за тиском та герметичністю системи.

На резервуарі для забезпечення його цілісності встановлені дихальний та запобіжний клапани з вогнеперешкодниками. На всіх апаратах, вихідних колекторах насосів передбачено встановлення манометрів, які забезпечують контроль за роботою в системі, у т.ч. автоматичний. На основних потоках УКПГ встановлені електроприводні засувки, що дозволяють вимикати аварійні ділянки за короткий термін.

На всіх апаратах, вихідних колекторах насосів передбачено встановлення манометрів, які забезпечують контроль за роботою в системі, у т.ч. автоматичний. На основних потоках УКПГ встановлені електроприводні засувки, що дозволяють вимикати аварійні ділянки за короткий термін.

Системою автоматики передбачено контроль за дотриманням основних технологічних параметрів процесу, сигналізацію про порушення.

Висновок по розділу

Робота на установці комплексної підготовки газу пов'язана з багатьма небезпечними та шкідливими виробничими факторами.

У цьому розділі розглянуто основні фактори, що становлять шкоду та небезпеку на виробництві, причини їх появи, а також методи мінімізації їх впливу на організм людини. Аналіз системи безпеки УКПГ показав, що дотримання заходів безпеки, відповідних норм праці організації робочого місця та проведення профілактичних та контрольних заходів дозволять проводити безпечну експлуатацію об'єкта. Важливим кроком у облаштуванні безпечного виробництва є попередження можливих аварій та збоїв у роботі установки.

ВИСНОВОК

У теоретичній частині розглянуто системи збирання та основні методи підготовки газу ГКР. Наведено вимоги до товарного газу.

Серед методів підготовки газу було виділено абсорбцію, адсорбцію та низькотемпературну сепарацію. В останньому методі було розглянуто два процеси, що забезпечують охолодження газу: дроселювання та детандування. Наведено фізичні характеристики процесів. Для процесу детандування розглянуто два способи підключення турбодетандерного агрегату: «Детандер-Компресор» та «Компресор-Детандер». Встановлено, що більш застосовним способом для родовища, що розглядається, є підключення «Детандер-Компресор», оскільки таке підключення дозволяє ефективніше використовувати холод навколишнього середовища.

У характеристиці об'єкта дослідження – типове газоконденсатне родовище ДДЗ – дано опис його геологічних особливостей, а також позначено основні продуктивні пласти, склад та характеристики пластового газу кожного з основних продуктивних пластів.

У ході виконання роботи здійснено аналітичний огляд, де розглянуто основні варіанти збільшення ступеня вилучення вуглеводнів C_{3+} на базі технології низькотемпературної сепарації з використанням турбодетандеру. Серед перспективних технологій виділено криогенні та абсорбційні технології, ректифікацію та низькотемпературну сепарацію з холодильним циклом. Для методу низькотемпературної абсорбції встановлено, що вищу ступінь вилучення компонентів C_3-C_4 показує полегшений абсорбент (51,7% для пропану 94,4% для бутану).

Для підвищення ступеня вилучення компонентів C_{3+} із сировинного газу на діючій установці підготовки газу газоконденсатного родовища була запропонована технологія низькотемпературної абсорбції осушеного та відбензиненого газу.

У процесі вибору абсорбенту для введення технології НТА у схему підготовки газу перевірено декілька абсорбентів, досліджено їх вплив на склад та характеристики кінцевих продуктів. Серед абсорбентів розглядалися конденсат після другого та третього ступенів сепарації, нестабільний конденсат та стабільний конденсат. Останній варіант показав найбільші показники ступеня вилучення вуглеводнів C_3-C_5 : 33,5% для пропану, 75,4% для бутану 94,1% для пентану. Тому за результатами дослідження запропоновано низькотемпературну абсорбцію з використанням стабільного конденсату як абсорбенту.

Показано, що при введенні в систему підготовки нафтового газу вміст метану у складі товарного газу зменшується (з 90,6% до 88,1%), а вміст вуглеводнів C_{3+} збільшується як для технології НТС, так і для суміщених технологій НТС і НТА. Також збільшується кількість усієї продукції з УКПГ, але масова частка товарного газу щодо загальної маси сирого газу зменшується з 88,19% до 84,23%.

У разі введення в систему підготовки газу технології низькотемпературної абсорбції вміст метану у складі товарного газу збільшується (з 90,6% до 91,6%), а вміст води, метанолу та важких вуглеводнів C_{3-5} – зменшується. При цьому кількість товарного газу зменшується через більш ефективне вилучення важких компонентів. Витрата товарного стабільного конденсату також падає (з 2057 кг/год до 1691 кг/год), оскільки деяка його частина витрачається на абсорбцію газу, тоді як кількість ШФЛВ збільшується з 2906 кг/год до 3938 кг/год.

Застосування технології НТА дає нижчі значення точки роси товарного газу з вуглеводнів ($-31,8$ °C) порівняно з технологією низькотемпературної сепарації ($-29,3$ °C).

Аналіз характеристик абсорбера показав, що у вивченому діапазоні тиск усередині апарату практично не впливає на ступінь вилучення цільових компонентів: відносно велике тільки збільшення ступеня вилучення пропану (на 0,9%), однак зниження тиску дозволяє знизити температуру точки роси по вуглеводням до мінус $35,4$ °C і підвищити вихід стабільного конденсату ШФЛВ (3145 кг/год та 3148 кг/год з 9397 кг/год до 9500 кг/год відповідно).

Збільшення кількості тарілок позитивно позначається на ступені вилучення вуглеводнів C_{3+} . Для проекту було обрано кількість тарілок, що дорівнює чотирнадцяти. Ступені вилучення пропану, бутану і пентану за такої кількості дорівнює відповідно 82,4%, 98,7%, 97,6%.

Економічна ефективність проекту досягається рахунок збільшення виходу ШФЛВ. Встановлено, що ШФЛВ відповідає стандартам, застосовуваним до суміші пропану і бутану технічних (СПБТ), що дозволяє при розрахунку прибутковості технологій використовувати ціну на СПБТ. В обох випадках підготовки газів найбільш ефективним з точки зору прибутковості є варіант із використанням суміщених технологій НТС та НТА.

Для умов роботи на УКПГ було визначено шкідливі та небезпечні чинники, запропоновано заходи щодо захисту від їхнього впливу. Визначено ступінь впливу експлуатації УКПГ на навколишню зону. У розрахунковій частині розділу отримано кількість небезпечної речовини, здатну потрапити у навколишнє середовище за різних сценаріїв аварій.

ЛІТЕРАТУРА

1. Full report – BP Statistical Review of World Energy [Електроний ресурс] – Centre for Energy Economics Research and Policy, Heriot-Watt University, 2020 – 6 с.
2. Склабінський В. І. Технологічні основи нафто- та газопереробки: навч. посіб. / В. І. Склабінський, О. О. Ляпощенко. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 184 с.
3. Світлицький В. М. *Нафтогазовпромислове обладнання* : підручник / В. М. Світлицький, Є. І. Крижанівський. – Харків: НТУ «ХПІ», 2014. – 450 с.
4. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: навч. посібник / [О. І. Адарчук, О. О. Акульшинко, В. С. Бойко та ін.]. – Івано-Франківськ : Факел, 2008. – 434 с.
5. Кодекс газотранспортної системи: Постанова НКРЕКП від 30.09.2015 № 2493. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/z1378-15> (дата звернення: 17.06.2026).
6. ВНТП 3-85. Норми технологічного проектування об'єктів збору, транспорту, підготовки нафти, газу і води нафтових родовищ. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=75705 (дата звернення: 17.06.2026)
7. Братах М. І. Очищення та осушення природного газу: навч. посіб. / М. І. Братах. – Харків: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2016. – 184 с.
8. Ванєєв С. М. Розширювальні турбомашини радіального типу (Турбодетандери): навч. посіб. / С. М. Ванєєв. – Суми: Сумський державний університет, 2018. – 120 с.
9. Дорошенко В. М. Фізико-хімічні основи абсорбційних процесів підготовки природного газу: монографія / В. М. Дорошенко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2019. – 215 с.
10. Ляпощенко О. О. Удосконалення технологій низькотемпературної конденсації для глибокого вилучення компонентів з попутного нафтового газу / О. О. Ляпощенко, В. І. Склабінський // Журнал інженерних наук. – 2024. – Вип. 24. – С. 114–120.
11. Мала гірнича енциклопедія: у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2013. – Т. 3. – 644 с.
12. ДСТУ EN 589:2022 (EN 589:2018+A1:2022, IDT). Палива автомобільні. Газ нафтовий скраплений. Технічні вимоги та методи контролювання. — [Чинний від 2023-12-31]. — Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2022. — (Національний стандарт України).
13. Федорович Я. В. Порівняльний аналіз ефективності турбодетандерних та абсорбційних схем глибокого вилучення пропан-бутанової фракції з

- природного газу / Я. В. Федорович, Д. О. Шмельов // Вісник Харківського національного технічного університету «ХПІ». Серія: Хімія, хімічна технологія та екологія. – 2023. – № 2 (10). – С. 45–51.
14. Братах М. І. Моделювання та оптимізація процесів деметанізації та деетанізації при вилученні цільових вуглеводнів на промислових установках / М. І. Братах, О. М. Козир // Нафтогазова галузь України. – 2021. – № 4. – С. 18–23.
15. Кондрат О. Р. Перспективи підвищення конденсатовилучення та вилучення широкої фракції легких вуглеводнів з виснажених покладів газоконденсатних родовищ / О. Р. Кондрат // Збірник наукових праць НГУ. – 2022. – № 68. – С. 102–111.
16. Ляпощенко О. О. Удосконалення технологій низькотемпературної конденсації для глибокого вилучення компонентів з попутного нафтового газу / О. О. Ляпощенко, В. І. Склабінський // Журнал інженерних наук. – 2024. – Вип. 24. – С. 114–120.
17. Пятничко О. І. Технології та обладнання низькотемпературної обробки природного і нафтового газу / О. І. Пятничко, О. М. Козир. – Київ: Наукова думка, 2014. – 210 с.
18. Кондрат О. Р. Перспективи підвищення конденсатовилучення та вилучення широкої фракції легких вуглеводнів з виснажених покладів газоконденсатних родовищ / О. Р. Кондрат // Збірник наукових праць НГУ. – 2022. – № 68. – С. 102–111.
19. Уточнений проект розробки Східно-Полтавського газоконденсатного родовища / УкрНДГаз. В.Щербина, В. Купчик, – Звіт 30.654/2008-2008. – Х., 2008. – 300 с.
20. Конституція України. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/254к/96-вр#Text>
21. Закон України «Про охорону праці» від 14.10.1992 № 2694-ХІІ. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2694-12>.
22. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості. Реєстрація: Мін'юст України від 02.06.2023 № 928/39984. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0928-23#Text>
23. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища». – URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1264-12>
24. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Сабарно Р.В. та ін. Охорона праці та промислова безпека: Посібник. – К.: Лібра, 2010. – 559 с. – URL: <http://opcb.kpi.ua/wp-content/uploads/2012/01/Основи-охорони-праці.pdf>
25. Закон України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» від 18.01.2001 р. № 2245-ІІІ.