

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

Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
до кваліфікаційної роботи бакалавра  
на тему «Удосконалення технології підготовки газу на  
Юліївському родовищі»

**Виконав:** студент гр. НІТ 2022-2

(шифр групи)

Фрайт І. М.

(ПІБ студента)

**Керівник:** доц. Воловецький В. Б.

(ПІБ керівника)

**Рецензент:** доц. Ромашко О.В.

(ПІБ рецензента)

Харків – 2026 р.

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

Інститут Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної інфраструктури

Кафедра Нафтогазової інженерії і технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр

Спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри нафтогазової  
інженерії і технологій

 Р. Б. Ткаченко  
« 1 2 » червня 2026 р.

### Завдання

на дипломну роботу бакалавра

студента Фрайта Ігора Миколайовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Удосконалення технології підготовки газу на Юліївському родовищі»

затверджена наказом по університету від «2 2» травня 2026 р. № 440-03.

2. Термін подання студентом закінченої роботи 17.06.2026 р.

3. Вихідні дані до роботи

Геолого-промислова характеристика Юліївського нафтогазоконденсатного родовища, фізико-хімічні властивості природного газу та пластових флюїдів, технологічна схема установки комплексної підготовки газу УКПГ-1, технічні характеристики сепараційного обладнання першої ступені, експлуатаційні параметри роботи свердловин і технологічного обладнання, нормативні документи з проектування, експлуатації та охорони праці на об'єктах газовидобувної промисловості.

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

У роботі розглянуто геолого-промислову характеристику Юліївського нафтогазоконденсатного родовища, проведено аналіз ускладнень під час експлуатації свердловин та методів боротьби з ними, проведено аналіз технології

підготовки газу та шляхи зменшення втрат вуглеводнів на Юліївському родовищі (виконано розробку технічних рішень щодо удосконалення методу попередження гідратоутворення, оптимізації експлуатації свердловин, аналіз можливих порушень технологічного процесу), розроблено заходи для підвищення ефективності підготовки газу на Юліївському родовищі, які передбачають (модернізацію сепараційного обладнання, виконано розрахунок параметрів модернізованого газового сепаратора), а також розглянуті заходи з охорони праці, промислової та пожежної безпеки під час експлуатації установки підготовки газу.

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

5.1 Структурна схема установки комплексної підготовки газу Юліївського родовища.





5.2 Технологічна схема підготовки природного газу на УКПГ-1.

5.3 Схема підключення інгібіторопроводу до шлейфу свердловини для попередження гідратоутворення.

5.4 Конструктивна схема вертикального сепаратора першої ступені С-1-2.

5.5 Схема модернізованого сепаратора з сепараційною вставкою та завихрювачем.

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Технологічна частина	доц. Воловецький В. Б.		
Охорона праці	доц. Абракітов В. Е.		

7. Дата видачі завдання «25» травня 2026 р.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Одержання завдання на проектування	13.05.2026	
2	Збір та аналіз літературних джерел, нормативної документації та вихідних даних по Юліївському родовищу	15.05.2026	18.05.2026
3	Розроблення розділу «Геолого-промислова характеристика родовища»	19.05.2026	24.05.2026
4	Аналіз ускладнень під час експлуатації свердловин Юліївського родовища	25.05.2026	29.05.2026
5	Аналіз технології підготовки газу на Юліївському родовищі та шляхи зменшення втрат вуглеводнів	30.05.2026	03.06.2026
6	Розроблення технічних рішень щодо удосконалення технології підготовки газу	04.06.2026	08.06.2026
7	Виконання інженерних розрахунків модернізованого сепаратора	09.06.2026	12.06.2026
8	Розроблення розділу «Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях»	13.06.2026	14.06.2026
9	Оформлення пояснювальної записки та підготовка роботи до захисту	15.06.2026	16.06.2026
10	Підготовка графічного матеріалу	30.05.2026	15.06.2026
11	Попередній захист дипломної роботи		
12	Рецензування дипломної роботи	16.06.2026	
13	<b>Здача закінченої дипломної роботи в ДЕК</b>	17.06.2026	

Керівник



Воловецький В. Б.

підпис

ПІБ

Студент-дипломник



Фрайт І. М.

підпис

ПІБ

## РЕФЕРАТ

Дипломна робота: 84 стор., 7 рис., 7 табл., 16 джерел.

Об'єкт дослідження – процес промислової підготовки природного газу на установці комплексної підготовки газу (УКПГ-1) Юліївського родовища.

Мета роботи – підвищення ефективності сепараційного обладнання для забезпечення його оптимальної роботи в умовах зниження пластового тиску та збільшення кількості рідини в продукції газоконденсатних свердловин Юліївського родовища.

У вступі обґрунтовано актуальність теми, яка важлива і передбачає забезпечення енергетичної незалежності України та підвищення ефективності використання власних газових ресурсів. Встановлено, основні ускладнення, які виникають під час експлуатації свердловин газоконденсатних родовищ, такі як зниження пластового тиску та збільшення кількості рідкої фази у продукції свердловин, що зумовлює необхідність удосконалення технологій підготовки газу, зокрема сепараційного обладнання. Сформульовано мету дипломної роботи, яка полягає у підвищенні ефективності роботи сепараційного обладнання УКПГ-1 Юліївського родовища за рахунок встановлення сепараційної вставки та модернізації вертикального сепаратора С-1-2.

У першому розділі детально викладено геолого-промислову характеристику Юліївського родовища. Розглянуто відкриття та освоєння родовища, його географічне розташування та кліматичні особливості. Проведено аналіз стратиграфічної будови, включаючи докембрійські та кам'яновугільні відклади, а також літологічні та фільтраційно-ємнісні властивості колекторів. Описано тектонічну будову родовища, визначено вплив Юліївського розлому та поперечних скидів на формування блокової структури та пасток вуглеводнів. Наведено фізико-хімічні властивості природного газу, газоконденсату та пластових флюїдів, що підкреслює газоконденсатний характер покладів.

У другому розділі виконано аналіз основних ускладнень, що виникають під час експлуатації свердловин Юліївського родовища. До таких ускладнень

віднесено гідратуутворення, накопичення рідини у стовбурі свердловин та їх шлефах та корозію свердловинного обладнання. Проаналізовано різні методи боротьби з гідратами, включаючи зниження тиску, подачу інгібіторів, встановлення метанольних бачків, використання гідрофобних покриттів та обігрівання свердловин. Вивчено ефективність застосування розчинів поверхнево-активних речовин для видалення рідини, а також систему контролю та інгібіторного захисту від корозії. Наведено практичний досвід боротьби з ускладненнями на свердловинах Юліївського родовища.

У третьому розділі проведено аналіз наявної технології підготовки газу на Юліївському родовищі та запропоновано шляхи зменшення втрат вуглеводнів. Описано технологічний процес підготовки газу на УКПГ-1, включаючи стадії первинної сепарації, охолодження та низькотемпературної сепарації. Запропоновано удосконалити метод попередження гідратуутворення шляхом підключення інгібіторопроводу безпосередньо до шлейфу свердловини у місцях найбільшого зосередження місцевих опорів, що дозволить ефективніше подавати метанол та мінімізувати його витрати. Розроблено заходи щодо зменшення втрат вуглеводнів, включаючи впровадження закритої системи збору рідини під час продування свердловин за допомогою використання наявного сепаратора С-2-3. Також обґрунтовано оптимізацію експлуатації свердловин із високим водним фактором за рахунок їх пуску в експлуатацію з УКПГ-2 на УКПГ-1. Розділ завершується аналізом можливих порушень технологічного процесу та методів їх усунення.

У четвертому розділі розроблено заходи для підвищення ефективності підготовки газу на Юліївському родовищі. Проведено аналіз ефективності роботи сепараційного обладнання УКПГ-1. На основі досліджень встановлено, низьку ефективність вертикального сепаратора С-1-2. Запропоновано встановлення сепараційної вставки із завихрювачем на вході сепаратора С-1-2, що забезпечить краще відокремлення рідкої фази за рахунок відцентрових і гравітаційних сил. Також запропоновано модернізацію сепаратора С-1-2 за рахунок встановлення додаткових контактних-сепараційних елементів (КСЕ).

Виконано розрахунки параметрів модернізованого сепараційного обладнання, включаючи розрахунок продуктивності, діаметра корпусу сепараційної головки, швидкості газу, кількості КСЕ, діаметра переливної труби та повірочний розрахунок штуцера входу газу. Проведено розрахунок на міцність корпусу сепараційної головки, що підтверджує можливість її виготовлення. Розрахункові дані підтверджують, що модернізований сепаратор з 13 КСЕ дозволить значно покращити якість очищення газу.

У п'ятому розділі наведено вимоги безпеки та охорони праці на Юліївському родовищі. Охарактеризовано потенційні небезпеки, пов'язані з вибухопожежонебезпечними процесами, роботою під високим тиском та токсичними речовинами. Детально описано основні заходи, що забезпечують безпечне ведення технологічного процесу, включаючи дотримання регламентів, герметичність обладнання, планово-попереджувальні ремонти та контроль стану систем. Розглянуто способи та засоби пожежогасіння, включаючи стаціонарні системи та первинні засоби. Визначено можливі аварійні ситуації, дії персоналу під час їх виникнення та процедури зупинки об'єкта. Наведено вимоги безпеки під час проведення ремонтних робіт, вогневих і газонебезпечних робіт, а також засоби колективного та індивідуального захисту працівників.

У висновках підсумовано, що в дипломній роботі вирішено актуальне науково-практичне завдання з підвищення ефективності підготовки газу та мінімізації втрат вуглеводневої сировини на об'єкті Юліївського родовища. Підтверджено ефективність інгібування метанолом та застосування ПАР для боротьби з ускладненнями. Розроблено комплекс технологічних рішень для зменшення втрат вуглеводнів, включаючи облаштування ліній закритого продування та раціональне використання низьконапірного газу. Встановлено низьку ефективність наявного сепаратора С-1-2. Запропоновано встановлення сепараційної вставки із завихрювачем та краплевловлюючої насадки на вході сепаратора С-1-2. Обґрунтовано його модернізацію за рахунок встановлення КСЕ, що підтверджено інженерними розрахунками. Проаналізовано систему охорони праці та визначено заходи для забезпечення промислової безпеки.

Ключові слова: ГАЗ, СВЕРДЛОВИНИ, РОДОВИЩЕ, УСКЛАДНЕННЯ, СЕПАРАТОР, СЕПАРАЦІЙНА ВСТАВКА, КОНТАКТНО-СЕПАРАЦІЙНІ ЕЛЕМЕНТИ.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП.....</b>	<b>11</b>
<b>РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА ЮЛІЇВСЬКОГО РОДОВИЩА.....</b>	<b>13</b>
1.1 Загальні відомості про родовище .....	13
1.2 Стратиграфія .....	15
1.3 Тектонічна будова .....	17
1.4 Літологічні та фільтраційно-ємнісні властивості колекторів.....	19
1.5 Фізико-хімічні властивості природного газу та пластових флюїдів.....	21
<b>РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ УСКЛАДНЕНЬ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН ЮЛІЇВСЬКОГО РОДОВИЩА .....</b>	<b>23</b>
2.1 Основні ускладнення під час експлуатації свердловин Юліївського родовища .....	23
2.2 Аналіз методів боротьби з ускладненнями на Юліївському родовищі .	24
<b>РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЇ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ НА ЮЛІЇВСЬКОМУ РОДОВИЩІ ТА ШЛЯХИ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ВУГЛЕВОДНІВ .....</b>	<b>33</b>
3.1 Опис технологічного процесу підготовки газу на Юліївському родовищі.....	33
3.2 Удосконалення методу попередження гідратоутворення на Юліївському родовищі.....	38
3.3 Розроблення заходів щодо зменшення втрат вуглеводнів під час експлуатації свердловин на Юліївському родовищі .....	41
3.4 Оптимізація експлуатації свердловин на Юліївському родовищі .....	44
3.5 Аналіз можливих порушень технологічного процесу та способи їх усунення .....	46
<b>РОЗДІЛ 4 РОЗРОБЛЕННЯ ЗАХОДІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПІДГОТОВЛЕННЯ ГАЗУ НА ЮЛІЇВСЬКОМУ РОДОВИЩІ.....</b>	<b>49</b>

4.1	Аналіз ефективності роботи сепараційного обладнання на Юліївському родовищі.....	49
4.2	Підвищення ефективності роботи сепараційного обладнання на Юліївському родовищі .....	52
4.3	Удосконалення конструкції сепараційного обладнання на Юліївському родовищі.....	56
4.4	Розрахунок параметрів модернізованого сепараційного обладнання ...	56
<b>РОЗДІЛ 5 ВИМОГИ БЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНА ПРАЦІ.....</b>		<b>65</b>
5.1	Основні заходи, що забезпечують безпечне ведення технологічного процесу на Юліївському родовищі.....	65
5.2	Способи і необхідні засоби пожежогасіння. Протипожежні заходи .....	70
5.3	Можливі аварійні ситуації, дії обслуговуючого персоналу, зупинка виробничого об'єкта .....	72
5.4	Вимоги безпеки під час проведення ремонтних робіт .....	74
5.5	Вимоги безпеки під час виконання вогневих і газонебезпечних робіт .	76
5.6	Комплекс засобів індивідуального та колективного захисту персоналу	77
<b>ВИСНОВКИ .....</b>		<b>79</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>		<b>82</b>

## ВСТУП

На сучасному етапі розвитку паливно-енергетичного комплексу України одним із пріоритетних завдань є забезпечення енергетичної незалежності держави та підвищення ефективності використання власних енергетичних ресурсів. Важливу роль у вирішенні цього завдання відіграє розвиток видобутку природного газу та вдосконалення технологій його підготовки до транспортування. Ефективність роботи газовидобувних підприємств значною мірою залежить від технічного стану та ефективності функціонування технологічного обладнання установок комплексної підготовки газу.

Під час експлуатації свердловин газоконденсатних родовищ у процесі розробки відбуваються зміни пластових умов, зниження пластового тиску та збільшення кількості рідкої фази у продукції свердловин. Це призводить до ускладнення умов підготовки газу та підвищення вимог до ефективності роботи сепараційного обладнання. Недостатня ефективність процесу сепарації може спричинити винесення краплинної рідини разом із газовим потоком, що погіршує якість товарного газу та створює додаткове навантаження на технологічне обладнання наступних ступенів підготовки.

Одним із ключових елементів технологічної схеми підготовки газу є сепаратори, призначені для відокремлення рідкої фази від газового потоку. Від ефективності їх роботи залежить якість підготовки природного газу перед його подачею в систему транспортування. У зв'язку з цим питання удосконалення конструкції сепараційного обладнання та підвищення ефективності його роботи є актуальним для газовидобувної галузі.

На установці комплексної підготовки газу УКПГ-1 Юліївського родовища підготовка природного газу здійснюється із застосуванням сепараційного обладнання, яке працює в умовах змінних технологічних параметрів. Аналіз роботи технологічної схеми показує, що ефективність роботи окремих апаратів може бути недостатньою для забезпечення повного відокремлення рідкої фази з

газового потоку, що потребує вдосконалення конструкції та модернізації обладнання.

Метою дипломної роботи є підвищення ефективності роботи сепараційного обладнання на установці комплексної підготовки газу УКПГ-1 Юліївського родовища шляхом модернізації вертикального сепаратора С-1-2 першої ступені сепарації. У роботі проведено аналіз геолого-промислової характеристики родовища, розглянуто технологічну схему підготовки газу та досліджено ефективність роботи сепараційного обладнання. На основі виконаного аналізу запропоновано два технічні рішення щодо встановлення сепараційної вставки та удосконалення конструкції сепаратора, які дозволяють підвищити ефективність процесу відокремлення рідкої фази та покращити якість підготовки природного газу.

Практичне значення роботи полягає у можливості підвищення ефективності роботи установок підготовки газу та зменшення втрат вуглеводневої сировини під час технологічного процесу сепарації.

## РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА ЮЛІЇВСЬКОГО РОДОВИЩА

### 1.1 Загальні відомості про родовище

Юліївське родовище є одним із перспективних об'єктів нафтогазоносності Дніпровсько-Донецької западини. Його відкриття відбулося у 1987 році під час проведення пошуково-розвідувального буріння. Під час випробування пошукової свердловини №1 з відкладів нижнього карбону було отримано промислові припливи природного газу, що підтвердило нафтогазоносність даної структури.

Подальше геологічне вивчення родовища дозволило встановити наявність не лише газових, але й нафтових покладів. Зокрема, у 1991 році при дослідженні розвідувальної свердловини №8 було одержано промисловий приплив нафти з продуктивного горизонту В-22-23 (В-25-26). У наступні роки під час випробувань свердловин було встановлено наявність нафтових об'ємів у горизонтах В-20-21, С-4а та М-5 [1].

Результати геологорозвідувальних робіт стали основою для проведення підрахунку запасів вуглеводнів та розроблення проектних рішень щодо освоєння родовища. За результатами підрахунку, виконаного спеціалізованими геологічними організаціями, державним балансом було затверджено значні запаси природного газу категорій С1 та С2.

Введення родовища в дослідно-промислову експлуатацію відбулося у 1994 році. Розробка покладів здійснювалася відповідно до проекту дослідно-промислової експлуатації, який передбачав поступове освоєння продуктивних горизонтів і буріння нових експлуатаційних свердловин.

У географічному відношенні Юліївське родовище розташоване в межах Харківської області на території Богодухівського та Харківського районів. Найближчим адміністративним центром є місто Валки, розташоване приблизно за 20 км на південь від родовища. Поряд із родовищем знаходяться населені пункти Новий Мерчик, Старий Мерчик, Санжари, Ков'яги та Добропілля. Відстань до міста Харків становить близько 30 км.

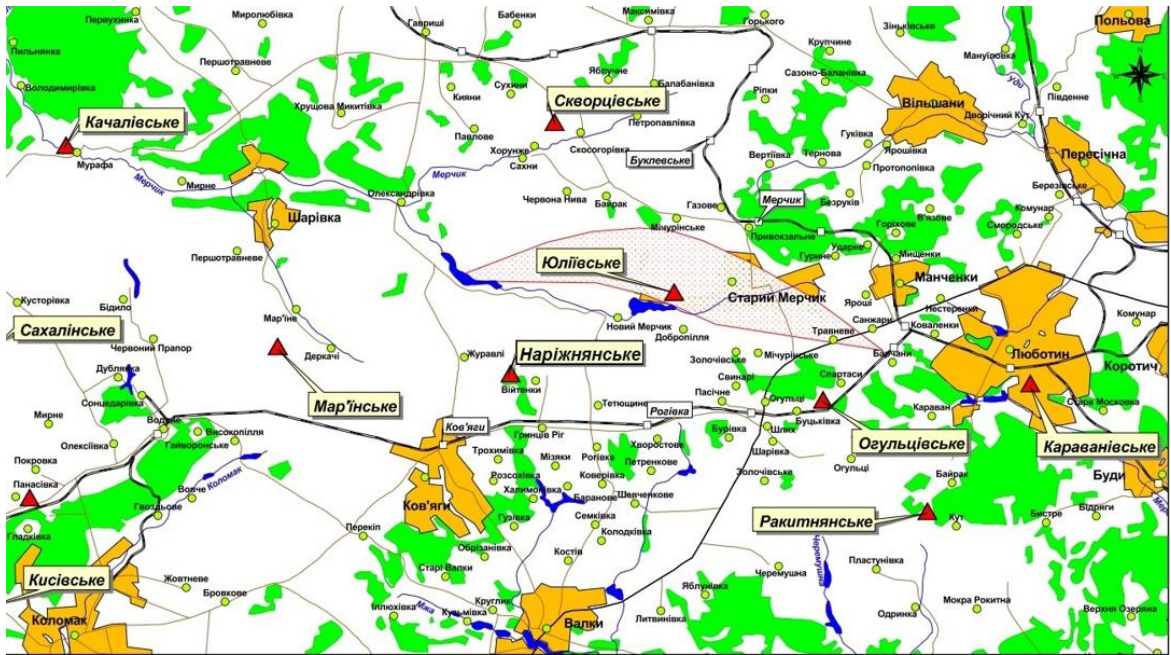


Рисунок 1 – Розташування Юліївського родовища

*Джерело: [2]*

Рельєф території характеризується хвилястою рівниною з розвиненою системою балок і ярів. Через площу родовища проходить балка Піщана, яка перетинає його з півночі на південь. Гідрографічна мережа представлена річками Сухий Мерчик і Мокрий Мерчик. Абсолютні відмітки поверхні коливаються від приблизно 140–150 м у заплавах річок до 220 м на вододільних ділянках.

Клімат району помірно континентальний, що характеризується холодною зимою та теплим літом. Середньорічна температура повітря становить близько +6 °С. Взимку температура може знижуватися до –30 °С, тоді як у літній період вона іноді перевищує +30 °С. Середньорічна кількість опадів складає приблизно 450–600 мм [2].

Поблизу Юліївського родовища також відкрито ряд інших родовищ з великими запасами вуглеводнів, що свідчить про значну нафтогазоносність даного регіону.

## 1.2 Стратиграфія

Геологічна будова Юліївського родовища визначається його розташуванням у південно-східній частині північного борту Дніпровсько-Донецької западини. У межах досліджуваної території у геологічному розрізі беруть участь відклади різного віку, серед яких виділяють докембрійські, тріасові, кам'яновугільні, палеогенові, пермські, юрські, крейдові, та неоген-четвертинні утворення.

Найдавнішими породами є утворення докембрійського кристалічного фундаменту, які розкриті більшістю свердловин, пробурених на Юліївській площі. Найбільша потужність цих відкладів — близько 1051 м — встановлена свердловиною №10. За результатами геологічних досліджень вік порід фундаменту в межах північної прибортової зони визначається як пізньоархейський.

Літологічно породи кристалічного фундаменту представлені переважно гранітами, граніто-гнейсами та діоритами різних відтінків — від світло-сірого до темно-сірого і зеленуватого, інколи з рожевим забарвленням. Ці породи характеризуються високою міцністю, кристалічною структурою, місцями спостерігається брекчіювання та розвиток тріщинуватості.

Відклади кам'яновугільної системи палеозойської ератеми незгідно перекривають породи кристалічного фундаменту. У межах родовища вони представлені утвореннями нижнього, середнього та верхнього відділів. Найбільш поширеними є відклади нижнього карбону, що включають візейський та серпухівський яруси.

Відклади візейського ярусу розкриті свердловинами в обсязі верхнього та нижнього під'ярусів. Утворення нижньовізейського під'ярусу залягають на породах фундаменту з ознаками стратиграфічної неузгодженості. Вони представлені переважно аргілітами, вапняками та пісковиками.

Аргіліти мають темно-сіре забарвлення, характеризуються щільною текстурою, наявністю слюдистих домішок, включеннями вуглистої речовини та

поверхнями ковзання. Вапняки темно-сірого або майже чорного кольору, відзначаються значною міцністю та прихованокристалічною структурою, іноді містять глинисті домішки. Пісковики мають сіре або темно-сіре забарвлення, середньо- та дрібнозернисту структуру, середній ступінь цементації та включення вуглистої речовини.

У нижній частині під'ярусу виділяється базальний горизонт, який умовно ідентифікується як продуктивний горизонт В-26н. Пісковики цього горизонту мають кварцовий склад, різнозернисту структуру та слюдисті включення. Вони характеризуються значною міцністю цементації та потужністю, що зазвичай становить 1–4 м. У межах Юліївського та Добропільського блоків із цим горизонтом пов'язані газоконденсатні поклади.

Продуктивним також є об'єднаний горизонт В-25–26, який представлений літологічною пачкою вапняків та пісковиків. У верхній частині цієї товщі, що переважно має глинистий склад, виділяється продуктивний горизонт В-19н. Він сформований головним чином двома пластами пісковиків.

Формування горизонту В-19н супроводжувалося виникненням конседиментаційного порушення, яке призвело до відокремлення Юліївського блоку від сучасного Добропільського. У межах піднятого Юліївського блоку надходження теригенного матеріалу практично не відбувалося, за винятком невеликої ділянки поблизу свердловини №1. Пісковики цього горизонту характеризуються дрібнозернистою структурою, кварцовим складом, щільною текстурою і переважно середнім ступенем цементації карбонатним цементом [3].

### 1.3 Тектонічна будова

У тектонічному відношенні Юліївська структура приурочена до південно-східної частини північного борту Дніпровсько-Донецького авлакогену. У межах району дослідження борт западини за поверхнею кристалічного фундаменту та осадового чохла представлений широкою монокліналлю, що занурюється у напрямку центральної частини грабена. Складна тектонічна будова території зумовлена наявністю густої мережі згідних і незгідних розривних порушень, які формують мозаїчну блокову структуру як кристалічного фундаменту, так і осадових відкладів [4].

Переважає більшість диз'юнктивних порушень має північно-західне простягання. Окрім цього, на території родовища відмічаються субмеридіональні малоамплітудні скиди, що ускладнюють загальну будову структури.

Головним тектонічним елементом у будові кристалічного фундаменту є Юліївський розлом, амплітуда якого досягає 300 м. Цей розлом обмежує структуру з північного боку. Кристалічний фундамент розкритий свердловинами на глибинах від 3472 до 3905 м і являє собою систему різновисоких блоків, нахилених у південному напрямку. Поперечні субмеридіональні порушення мають невеликі амплітуди, що зазвичай не перевищують 60–70 м.

Повздожній незгідний Юліївський скид відіграє важливу роль у формуванні пасток вуглеводнів. Завдяки йому створюються сприятливі умови для екранування покладів у зоні моноклінального борту. Так, у свердловині №2 у товщі кристалічного фундаменту на глибині близько 190 м від його покрівлі виявлено два газоконденсатні та один нафтовий поклад. У напрямку підняття ці поклади надійно екрануються щільними породами візейських відкладів міжструктурної зони.

У межах візейських відкладів Юліївська структура представлена геміантиклінальною складкою, яка з північного боку обмежена повздожнім незгідним Юліївським скидом субширотного простягання. Амплітуда цього

порушення змінюється від приблизно 100 м у периклінальних частинах структури до 200–300 м у її склепінній зоні.

Поперечними скидами структура поділяється на три основні блоки: Юліївський, Добропільський та Золочівський. Площини цих розривних порушень мають напрямок падіння на південний схід. Амплітуда західного скиду становить близько 60 м, тоді як східного — близько 40 м.

Юліївський блок займає центральну частину структури разом із її західною перикліналлю. Південне крило та західна перикліналь добре виражені та мають значну протяжність, тоді як північний перегин практично відсутній. Це найвищий у гіпсометричному відношенні блок структури. У межах ізогіпси – 3450 м, замкненої на скид, його розміри становлять приблизно  $6,5 \times 2,1$  км, а амплітуда досягає 300 м.

Західна перикліналь ускладнена Мерчиківським куполовидним підняттям, північний та західний перегини якого зрізані скидом. Апікальна частина цього підняття з абсолютною відміткою –3439,9 м розташована поблизу свердловини №28. Розміри купола становлять близько  $1,0 \times 0,6$  км, а амплітуда — приблизно 20 м.

Добропільський блок розташований на 60 м нижче Юліївського. У його межах добре простежуються склепіння структури та південне крило. Саме в цьому блоці спостерігається незначний перегин північного крила складки. За ізогіпсою –3500 м розміри блоку становлять приблизно  $5,0 \times 2,2$  км, а амплітуда підняття — близько 275 м.

Найнижчим у гіпсометричному відношенні є Золочівський блок, який розташований приблизно на 40 м нижче Добропільського. Він включає частину південного крила структури та східну перикліналь, відсічену Юліївським скидом. У межах цього блоку простягання структури змінюється з північно-західного на широтне. Зі східного боку, в районі свердловини 2-Караванівської, блок обмежений поперечним скидом з амплітудою близько 80 м, який відокремлює його від Караванівського підняття. За ізогіпсою –3525 м розміри блоку становлять приблизно  $6,0 \times 1,5$  км, а амплітуда — близько 150 м.

Кожен із зазначених блоків формує окрему структурну пастку. Надійне екранування покладів забезпечується з півночі Юліївським скидом, а з боків — його поперечними відгалуженнями. У результаті сформувалися сприятливі геологічні умови для накопичення та збереження вуглеводнів у візейських відкладах, причому в кожному блоці формуються самостійні поклади з власними газонафтоводяними контактами.

У структурному відношенні північне занурене крило Юліївського скиду має моноклінальну будову та поступово підіймається в північному напрямку, простягаючись до Скворцівської структури. Відгалуження поперечних і різноорієнтованих скидів розчленовують цю територію на окремі блоки. Площини блоків переважно мають західне падіння, а амплітуди порушень становлять 10–50 м.

У міру розвитку структури площина Юліївського скиду набуває більш пологого положення, що призводить до зміщення склепінної частини підняття у південному напрямку приблизно на 500–600 м. При цьому зберігається скид, який відокремлює Добропільський блок від Юліївського, тоді як поперечний скид між Добропільським і Золочівським блоками поступово зливається з основним Юліївським скидом.

#### **1.4 Літологічні та фільтраційно-ємнісні властивості колекторів**

Продуктивні горизонти Юліївського родовища розкриті значною кількістю свердловин різного призначення. Промислова нафтогазоносність пов'язана переважно з відкладами середнього та нижнього карбону.

Колекторами вуглеводнів у межах родовища виступають головним чином пісковики та крупнозернисті алевроліти. Ці породи характеризуються сприятливими ємнісними та фільтраційними властивості, що забезпечує можливість накопичення та руху вуглеводнів у пластах.

Пісковики переважно мають сіре або світло-сіре забарвлення і дрібнозернисту або середньозернисту структуру. За мінералогічним складом вони представлені переважно кварцом, вміст якого може досягати 70 %. Крім

кварцу, у складі присутні уламки кременю, кварцитів, польових шпатів та луски слюд.

Цемент порід здебільшого карбонатний або глинисто-карбонатний. за підвищеного вмісту карбонатної речовини цемент набуває більш щільної структури, що призводить до зниження пористості і проникності порід.

За результатами лабораторних досліджень керну пористість колекторів може досягає 26 %, однак у різних горизонтах вона може значно змінюватися залежно від літологічного складу та ступеня цементації порід.

Ефективна товщина продуктивних пластів змінюється в широких межах: від кількох метрів до кількох десятків метрів. Така мінливість зумовлена неоднорідністю умов осадко накопичення та літологічною неоднорідністю відкладів.

Таблиця 1.1 – Основні характеристики продуктивних горизонтів Юліївського родовища

Горизонт	Глибина залягання, м	Товщина, м	Літологія	Пористість, %
С-4а	2781-3217	1,2-12,2	Пісковики, що переходять в крупнозернисті алевроліти	До 26 %
С-4б	2781-3217	0,6-18,8	Аргіліти, алевроліти, пісковики, інколи вапняки	До 26 %
С-4в	2781-3217	1,4-18,2	пісковики та алевроліти в перешаруванні з аргілітами	До 26 %
С-5в	2834-3275	0,8-28,8	Пісковики	До 26 %
С-5н	2834-3275	9,6-40,4	Міцні алевроліти, середньозернисті пісковики	1-26 %
В-16	3156-3512	2-36	Вапняки	До 26 %

Кінець таблиці 1.1

В-19	3194-3549	1,8-9,2	Вапняки, пісковики, алевроліти, аргіліти	0-20 %
В-19н	3232-3564	4,2-18,4	Пісковики, алевроліти, аргіліти, прошарки вапняків	0-17 %
В-20	3263-3582	2,2-31,4	Пісковики, алевроліти, аргіліти, прошарки вапняків	2-20 %
В-25-26	3258-3664	1-12,4	Пісковики, вапняки	2-17 %
В-26н	3289-3579	1,2-12,0	Пісковики	15,4 %

Аналіз характеристик продуктивних горизонтів свідчить про значну літологічну неоднорідність колекторів Юліївського родовища. Основними колекторами є пісковики та алевроліти, які характеризуються достатньо високими показниками пористості та змінною ефективною товщиною пластів.

### **1.5 Фізико-хімічні властивості природного газу та пластових флюїдів**

Поклади Юліївського родовища представлені природним газом, газоконденсатом і в окремих горизонтах нафтою. Основні газові поклади пов'язані з піщаними колекторами візейських та серпухівських відкладів кам'яновугільної системи.

Під час дослідження кернавого матеріалу встановлено, що значна частина зразків порід має характерний запах конденсату. Це свідчить про насиченість колекторів газоконденсатними флюїдами та підтверджує газоконденсатний характер покладів родовища.

Природний газ газоконденсатних покладів характеризується переважанням легких вуглеводневих компонентів. Основну частину газової суміші становить метан, а також у менших кількостях можуть бути присутні етан, пропан, бутан та

інші важчі вуглеводні. Наявність цих компонентів зумовлює утворення газового конденсату при зміні термобаричних умов.

Газоконденсатні системи характеризуються тим, що в пластових умовах важчі вуглеводневі компоненти перебувають у газовій фазі. У процесі видобування, при зниженні пластового тиску і температури, частина цих компонентів переходить у рідку фазу з утворенням газового конденсату. Ця особливість суттєво впливає на технологію розробки родовища та вибір режимів експлуатації свердловин.

Газовий конденсат є сумішшю легких рідких вуглеводнів, що утворюються в результаті конденсації важчих компонентів природного газу. Він характеризується високим вмістом легких фракцій і є цінною сировиною для нафтопереробної та хімічної промисловості.

Пластові флюїди родовища представлені також пластовими водами, які заповнюють поровий простір гірських порід разом із вуглеводнями. Пластові води, як правило, характеризуються підвищеною мінералізацією та містять розчинені солі натрію, кальцію і магнію.

Наявність потужних покривних порід відіграє важливу роль у збереженні покладів вуглеводнів. Для серпуховських відкладів такою покришкою є глиниста товща потужністю до 30 м, тоді як у візейських відкладах функцію герметичного перекриття виконують щільні аргіліти нижньосерпуховського під'ярусу. Ці породи забезпечують ефективне екранування пластів та створюють сприятливі умови для формування і збереження покладів вуглеводнів.

## РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ УСКЛАДНЕНЬ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН ЮЛІЇВСЬКОГО РОДОВИЩА

### 2.1 Основні ускладнення під час експлуатації свердловин Юліївського родовища

У процесі розробки газових і газоконденсатних родовищ під час експлуатації свердловин виникає ряд ускладнень, які негативно впливають на стабільність роботи фонду свердловин, знижують дебіт газу та конденсату, а також можуть призводити до аварійних ситуацій. До основних ускладнень, характерних для свердловин Юліївського родовища, належать гідратуутворення, накопичення рідини у стовбурі свердловини та корозія свердловинного обладнання.

Однією з найбільш поширених проблем під час експлуатації газоконденсатних свердловин є утворення газових гідратів. Газові гідрати являють собою кристалічні сполуки, що формуються внаслідок взаємодії природного газу з водою при певних термобаричних умовах. Їх утворення відбувається переважно при знижених температурах і підвищених тисках, що характерно для роботи газових свердловин і газозбірних шлейфів. Гідратні відкладення можуть накопичуватися в ліфтових трубах, фонтанній арматурі або в шлейфах транспортування газу, утворюючи тверді пробки, які перешкоджають нормальному руху продукції свердловини. У ряді випадків такі пробки повністю перекривають потік газу, що призводить до вимушеної зупинки свердловини та втрат видобутку [5].

Ще одним важливим ускладненням є накопичення рідини у стовбурі свердловини. У газоконденсатних свердловинах у процесі експлуатації разом із газом видобуваються пластова вода та конденсат. При зниженні швидкості газового потоку ці рідини можуть накопичуватися на вибої або у колоні ліфтових труб. Утворення рідинного стовпа збільшує гідростатичний тиск на пласт, що призводить до зниження дебіту газу або навіть до повної зупинки свердловини.

Таке явище особливо характерне для свердловин, що знаходяться на пізній стадії розробки родовища.

Не менш серйозною проблемою є корозія свердловинного обладнання. Корозійні процеси можуть відбуватися як у підземному, так і в наземному обладнанні свердловин. Основною причиною корозії є агресивний вплив компонентів пластових флюїдів, таких як вуглекислий газ, сірководень, вода та розчинені солі. У результаті корозії відбувається поступове руйнування металевих конструкцій, зменшується міцність труб і обладнання, що може призвести до аварій, витоків продукції та необхідності проведення дорогих ремонтних робіт.

Таким чином, гідратуутворення, накопичення рідини та корозія обладнання є основними ускладненнями, які виникають під час експлуатації газоконденсатних свердловин Юліївського родовища. Вони значною мірою впливають на ефективність роботи свердловин та потребують застосування методів та спеціальних технологічних заходів для їх попередження та усунення.

## **2.2 Аналіз методів боротьби з ускладненнями на Юліївському родовищі**

Формування гідратних корків суттєво ускладнює експлуатацію свердловин, провокуючи їх вимушені простої та навіть повну зупинку. З огляду на це, для забезпечення безперебійного видобутку критично важливо впроваджувати комплекс профілактичних заходів, спрямованих на запобігання появі гідратних сполук. Щоб боротися з утворенням гідратів, на практиці найчастіше застосовують такі методи:

- зниження тиску (продування свердловини або трубопроводу). Це дієвий спосіб, але він має суттєві мінуси: втрачається багато газу, а свердловина в цей час простоє і не дає продукції.

- подача реагентів (інгібіторів) через спеціальні трубки. Метод надійний, проте ці трубки часто починають протікати (наприклад, на зварних швах чи самих стінках), тому їх доводиться регулярно ремонтувати.

- встановлення бачків із метанолом прямо на свердловині. Цей спосіб не дуже зручний на практиці. По-перше, складно точно налаштувати дозування рідини, а по-друге, ці бачки треба постійно доливати.

- створення захисної плівки всередині труб (гідрофобне покриття). Труби обробляють спеціальною густою нафтою, щоб гідрати не налипали на стінки. Але на свердловинах із високим тиском рідина дуже швидко змиває цю плівку. Через це обробку треба повторювати кожні 2-3 дні, що робить метод малоефективним.

- прогрівання свердловини гарячою рідиною. Цей варіант має сенс лише на невеликих глибинах (до 400 метрів), бо глибше тепло просто втрачається. До того ж це дуже дорого: потрібно опускати додаткові труби, гріти великі об'єми води та ганяти її насосами.

- електричне обігрівання. Спеціальний кабель-нагрівач опускають прямо в трубу або прокладають зовні у проблемних місцях. Це добре допомагає, але обходиться занадто дорого.

Щоб показати, як це виглядає на практиці, далі ми проаналізували роботу трьох свердловин Юліївського родовища, які працюють в умовах утворення гідратів.

Свердловина №7 характеризувалася такими експлуатаційними показниками: робочий тиск ( $P_{роб}$ ) становив 5,9 МПа при температурі ( $t_{роб}$ ) 20 °С, а параметри на вході в УКПГ склали  $P_{вх} = 4,7$  МПа та  $t_{вх} = 8$  °С. Оптимальний дебіт знаходився на рівні 220 тис. м<sup>3</sup>/доб, максимально допустимий — 230 тис. м<sup>3</sup>/доб. Протяжність газозбірного шлейфу перевищувала 5,3 км. Метанол подавався через спеціальний трубопровід безпосередньо в затрубний простір на гирлі. У процесі роботи фіксувалися втрати тиску вздовж шлейфу: на вході до установки він падав із 4,7 до 4,2 МПа (тиск першого ступеня сепарації

дорівнював 4,0 МПа). При цьому гирловий тиск залишався незмінним і становив 5,9 МПа, а всередині насосно-компресорних труб (НКТ) формування гідратів не фіксувалося. Головною причиною появи твердих осадів у газопроводі стало охолодження потоку з 20 °С до 8 °С через велику довжину траси та наявність перешкод. Щоб усунути цю проблему, доводилося двічі на тиждень примусово закачувати реагент у шлейф працюючої свердловини, використовуючи пересувний насосний агрегат.

Свердловина №57 мала наступні робочі характеристики:  $P_{роб} = 5,3$  МПа,  $t_{роб} = 17$  °С, параметри на вході в установку  $P_{вх} = 4,6$  МПа,  $t_{вх} = 9$  °С. Заданий оптимальний режим видобутку становив 65 тис. м<sup>3</sup>/доб, а допустимий сягав 75 тис. м<sup>3</sup>/доб при довжині трубопроводу більше 4,0 км. Початково реагент подавався по інгібіторопроводу прямо в шлейф на усті свердловини. Проте через втрату герметичності цієї лінії довелося перейти на періодичну подачу інгібітору спецтехнікою. Під час видобутку спостерігалось падіння тиску: вхідний показник на УКПГ знижувався з 4,6 до 4,1 МПа (проти 4,0 МПа на першому ступені сепарації), тоді як гирловий тиск тримався на стабільній позначці 5,3 МПа. Для боротьби з ускладненнями насосний агрегат подавав реагент у шлейф діючої свердловини з періодичністю двічі на тиждень.

Свердловина №53 функціонувала за таких умов: робочий тиск дорівнював 5,2 МПа при температурі 13 °С, а на вході в УКПГ ці показники склали 4,7 МПа та 8 °С відповідно. Рекомендований дебіт знаходився на рівні 45 тис. м<sup>3</sup>/доб, допустимий максимум — 55 тис. м<sup>3</sup>/доб, а довжина шлейфу перевищувала 3,8 км. Подача метанолу була організована через інгібіторопровід у затрубний простір на гирлі. Як і в попередньому випадку, через пошкодження та негерметичність лінії подачі виникла потреба залучати пересувну техніку. Технологічний режим супроводжувався різким зниженням тиску вздовж шлейфу: на вході в установку він падав із 4,7 до 4,2 МПа (при сепарації першого ступеня 4,0 МПа), хоча на усті показник залишався сталим — 5,2 МПа. Щоб ліквідувати ці ускладнення, двічі на тиждень насосний агрегат закачував інгібітор безпосередньо в затрубний простір свердловини. У результаті проведених операцій із застосуванням

пересувної насосної техніки на свердловинах № 7, 57 та 53 гідратні відкладення були успішно розчинені, а оптимальні робочі режими повністю відновлені.

Практичний досвід експлуатації показує, що після інтенсивного закачування інгібітора необхідно забезпечити посилений контроль за роботою свердловини. За необхідності слід тимчасово коригувати технологічний режим на період винесення зруйнованих гідратів та газорідної суміші на установку підготовки газу, щоб уникнути перевантаження сепараційного обладнання. Крім того, з метою раціонального використання хімічних реагентів, концентрацію робочого розчину метанолу доцільно диференціювати залежно від сезону: у весняно-літній період використовувати розчин із 70–80 % вмістом спирту, а в осінньо-зимовий період підвищувати концентрацію до 80–90 %, коригуючи її відповідно до поточних термобаричних параметрів конкретної свердловини [5].

Накопичення рідини у свердловинах Юліївського родовища негативно впливає на забезпечення продуктивності свердловин.

Для усунення ускладнень, пов'язаних із накопиченням рідини (пластової та конденсаційної води, а також газового конденсату) у стовбурах свердловин, застосовують комплекс методів, спрямованих на інтенсифікацію її винесення висхідним газовим потоком.

Для винесення накопиченої рідини в свердловині та її шлейфі найчастіше застосовують такі способи:

1. Продування свердловини або шлейфу. Це традиційний і найбільш простий в організаційному плані метод відновлення робочих параметрів свердловини. Проте його суттєвим недоліком є незворотні втрати певного об'єму видобувного газу під час випуску суміші в атмосферу або на амбар.

2. Використання розчинів поверхнево-активних речовин (ПАР). Винесення рідини здійснюється шляхом примусового закачування розчину ПАР у свердловину за допомогою пересувних насосних агрегатів (наприклад, ЦА-320) та автоцистерн. Цей метод сприяє спіненню рідини, що значно полегшує її винесення потоком газу, дозволяючи істотно зменшити втрати вуглеводнів на продування, а в окремих випадках – повністю їх виключити.

3. Зменшення діаметра ліфтових труб. Цей захід дозволяє збільшити лінійну швидкість висхідного газового потоку до значень, достатніх для стабільного винесення води та конденсату. Однак цей спосіб потребує значних капіталовкладень, оскільки передбачає залучення бригади капітального ремонту свердловин (КРС) та наявність насосно-компресорних труб (НКТ) відповідного меншого діаметра.

На свердловинах родовищ Юліївського родовища найбільш позитивні результати продемонстрував метод періодичного закачування розчинів ПАР. Для реалізації цього заходу було відібрано фонд свердловин, схильних до накопичення пластової води та конденсату. Індивідуально для кожної свердловини розроблялися регламенти щодо типу реагенту, об'єму розчину та технології його закачування (у шлейф або в затрубний простір).

Практичну ефективність використання поверхнево-активних речовин (ПАР) було детально проаналізовано на базі двох газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР — № 79 та № 73.

Експлуатаційні показники свердловини № 79 були такими: робочий тиск ( $P_{роб}$ ) дорівнював 4,8 МПа при температурі (троб) 11 °С, а на вході в установку ці параметри становили  $P_{вх} = 4,3$  МПа та  $t_{вх} = 5$  °С. Розрахунковий оптимальний дебіт знаходився на рівні 10 тис. м<sup>3</sup>/доб, максимально допустима межа — 20 тис. м<sup>3</sup>/доб, а протяжність газозбірного шлейфу перевищувала 2,6 км. Під час видобутку фіксувалося суттєве падіння тиску вздовж трубопроводу: показник на вході в УКПГ опускався до 4,0 МПа (що дорівнює тиску першого ступеня сепарації). Одночасно з цим гирловий тиск також падав до позначки 4,0 МПа. Після продування труб з'ясувалося, що причиною таких ускладнень стало накопичення великого стовпа рідини. Щоб відновити стабільний робочий режим, за допомогою насосного агрегату у свердловину закачали розчин ПАР марок «Сольпен-20 Т» та «РП-1К».

Щодо свердловини № 73, то вона функціонувала за наступних умов: робочий тиск становив 5,4 МПа ( $P_{роб}$ ) при температурі 13 °С (троб), а вхідні показники на УКПГ дорівнювали  $P_{вх} = 4,3$  МПа та  $t_{вх} = 5$  °С. Заданий

оптимальний видобуток складав 40 тис. м<sup>3</sup>/доб, допустимий максимум — 50 тис. м<sup>3</sup>/доб, при цьому довжина шлейфу становила понад 4,7 км.

Технології закачування розчинів ПАР На Юліївському родовищі практикуються різні схеми та концентрації подачі поверхнево-активних речовин:

- закачування 10 % та 20 % розчину ПАР у затрубний простір працюючої свердловини без її зупинки та без подальшого продування;
- закачування 10 % розчину ПАР у затрубний простір із продуванням трубного простору на амбар та подальшим запуском свердловини в роботу через трубний простір;
- закачування 20 % розчину ПАР у затрубний простір із припиненням роботи свердловини до досягнення необхідного рівня статичного тиску, після чого здійснюється її очисне продування.

Аналіз ефективності наведених схем на свердловинах № 79 та № 73 засвідчив, що найбільш дієвими є два останні варіанти. Попри те, що вони вимагають тимчасового простою об'єкта, технологічна зупинка є необхідною умовою для того, щоб розчин ПАР опустився на вибій, а у свердловині накопичився достатній пластовий тиск, здатний винести утворену піно-рідинну суміш на поверхню під час пуску.

Корозія свердловинного обладнання Юліївського родовища є одним із найбільш небезпечних ускладнень під час експлуатації свердловин. Її розвиток зумовлений наявністю у складі пластового флюїду агресивних компонентів: сірководню (H<sub>2</sub>S), вуглекислого газу (CO<sub>2</sub>) та кислот жирного ряду. У присутності пластової води ці компоненти вступають в інтенсивну хімічну реакцію з металом, викликаючи руйнування внутрішньої поверхні як підземного (насосно-компресорні та обсадні труби), так і наземного (гирлова арматура, шлейфи) обладнання.

Система контролю за корозійними процесами на промислах є багатоступеневою і включає:

1. Періодичний візуальний огляд елементів наземної інфраструктури (трубопроводів, відводів, засувок, трійників, фланців).

2. Інструментальну товщинометрію стінок фонтанної арматури та технологічних трубопроводів.

3. Встановлення зразків-свідків (купонів) у спеціальні пробовідбірники для визначення фактичної швидкості корозії (мм/рік).

4. Систематичний відбір проб пластової води для лабораторного аналізу на вміст іонів двовалентного ( $\text{Fe}^{2+}$ ) і тривалентного ( $\text{Fe}^{3+}$ ) заліза.

Роль концентрації іонів двовалентного заліза як ключового індикатора корозійної активності середовища у процесах газовидобування була науково обґрунтована у працях професора А. П. Мельника. Встановлено, що для конденсаційних вод порогом корозійної небезпеки є концентрація  $\text{Fe}^{2+}$  понад 50 мг/л (проте для високомінералізованих вод і локальної пітингової корозії цей показник не завжди є абсолютно визначальним).

На основі аналізу концентрації іонів  $\text{Fe}^{2+}$  ( $C_{\text{Fe}}$ , мг/л) весь фонд свердловин класифікується за п'ятьма групами корозійної небезпеки:

- Група А ( $C_{\text{Fe}} \leq 50$ ) – безпечні;
- Група В ( $50 < C_{\text{Fe}} \leq 100$ ) – малобезпечні;
- Група С ( $100 < C_{\text{Fe}} \leq 200$ ) – небезпечні;
- Група D ( $200 < C_{\text{Fe}} \leq 300$ ) – підвищено небезпечні;
- Група Е ( $C_{\text{Fe}} > 300$ ) – критично небезпечні.

Відповідно до регламентів, відбір проб води на Юліївського родовища проводиться двічі на місяць, а у разі перевищення гранично допустимої концентрації (ГДК) періодичність контролю збільшується до одного разу на 1–2 тижні [6].

Основним методом боротьби з внутрішньою корозією на Юліївському родовищі є хімічний інгібіторний захист. Механізм дії полягає в адсорбції молекул інгібітора на поверхні металу з утворенням стійкої захисної плівки, яка ізолює метал від агресивного середовища.

На промислі використовують інгібітори марок «Нафтохім-8», а також більш сучасні реагенти «Інко-2НХІ» та «Інко-С». Робочий розчин готують шляхом змішування товарного інгібітора з газовим конденсатом. Концентрація

розчину розраховується індивідуально для кожної свердловини (зазвичай 5 %, 10 %, 15 % або 20 %) згідно з «Технологічним регламентом на проведення інгібіторного захисту», розробленим фахівцями УкрНДІгазу.

Застосовуються дві основні технології подачі реагенту:

1. Безперервна подача через стаціонарні інгібіторопроводи за допомогою дозувальних насосів.

2. Періодичне закачування за допомогою пересувної спецтехніки (насосних агрегатів на базі автомобілів підвищеної прохідності) відповідно до затверджених графіків.

На промислі було впроваджено удосконалену технологію нанесення інгібітора, яка суттєво підвищила ефективність захисту підземного обладнання. Процес передбачає інтенсивне закачування розчину одночасно у трубний та затрубний простори свердловини з наступним її технологічним закриттям на 12–24 години (для повної адсорбції реагенту). Після витримки здійснюється строго регламентований почерговий пуск: спочатку свердловина працює через затрубний простір, а потім – через трубний. Тривалість цих циклів розраховується так, щоб забезпечити повільне і рівномірне підняття захисного розчину від вибою до гирла, запобігаючи його різкому винесенню газовим потоком у шлейф. Впровадження цієї багатоциклової операції дозволило стабільно знижувати концентрацію іонів заліза у продукції свердловин на 5–10 % нижче встановленої норми.

Перспективним напрямком є використання труб зі спеціальними покриттями. Світовий досвід підтверджує високу ефективність застосування склопластикових НКТ, а також сталевих труб із внутрішнім полімерним (наприклад, PolyPlex-P) або емалевим футеруванням. Це дозволяє не лише зупинити корозію, але й суттєво зменшити адгезію солей та парафінів.

Захист зовнішніх поверхонь наземного обладнання та трубопроводів забезпечується комплексно:

- систематичним оновленням лакофарбових покриттів гирлової арматури;

- нанесенням багат шарової гідроізоляції (скловолокно, бітумно-мінеральні мастики, екструдований поліетилен) на підземні ділянки шлейфів;
- активним електрохімічним (катодним та протекторним) захистом лінійної частини газопроводів.

Організація контролю за технологічними режимами

Для системного управління процесами видобутку та своєчасного реагування на ускладнення (корозію, гідратуутворення, накопичення рідини), інженерно-технічна служба Юліївського ЦВНГК розробляє та суворо дотримується комплексу експлуатаційних регламентів. На основі фактичних промислових даних формуються робочі графіки, зокрема:

- графіки об'їзду та контролю діючого і консерваційного фонду;
- графіки технічного обслуговування фонтанної арматури;
- графіки закачування інгібіторів гідратуутворення (метанолу) та розчинів ПАР;
- регламенти відбору проб води для контролю концентрації іонів  $Fe^{2+}$ ;
- графіки періодичного інгібування корозії;
- плани індивідуальних газогідродинамічних досліджень (замірів дебіту газу, конденсату та води);
- регламенти продувок та капітальних ремонтів свердловин (КРС).

Систематичне ведення промислової документації та оперативне коригування цих графіків дозволяє персоналу цеху підтримувати високий рівень технологічної дисципліни та мінімізувати аварійні зупинки фонду свердловин.

Отже, застосування комплексу технологічних заходів, що включає інгібіторний захист від гідратів і корозії, використання поверхнево-активних речовин для видалення рідини, дозволяє забезпечити ефективну та стабільну експлуатацію свердловин Юліївського родовища [6].

## **РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЇ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ НА ЮЛІЇВСЬКОМУ РОДОВИЩІ ТА ШЛЯХИ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ВУГЛЕВОДНІВ**

### **3.1 Опис технологічного процесу підготовки газу на Юліївському родовищі**

Юліївського родовища характеризується складною геологічною будовою та наявністю декількох продуктивних горизонтів. У даний час у розробці знаходяться візейські горизонти В-16–19, В-25–26, а також серпухівські горизонти С-4а, С-4в та С-5в. Видобутий із цих горизонтів природний газ містить водяну пару, газовий конденсат, механічні домішки та інші компоненти, які необхідно видаляти перед подачею газу до магістральних трубопроводів.

Підготовка газу на Юліївського родовища здійснюється на установках комплексної підготовки газу УКПГ-1, УКПГ-2, а також на установці первинної підготовки газу УППГ Східного блоку. Газоконденсатні свердловини родовища підключені до зазначених установок системою промислових газопроводів.

Частина свердловин Юліївського родовища, зокрема свердловини № 72 (74) 60, 10, 3 (85), 57, 56, а також два газопроводи, підключені до УКПГ-1. Крім того, по двох газопроводах з УКПГ-2 на УКПГ-1 надходить продукція ще восьми свердловин, що працюють при відносно низьких робочих тисках. По одному газопроводу транспортується газ від свердловин № 66, 67 та 107, а по іншому – від свердловин № 71, 73, 79, 77 та 61.

На поточному етапі експлуатації робочий тиск на першому ступені сепарації УКПГ-1 підтримується в діапазоні 4,0–4,2 МПа.

Підготовка газу на установці УКПГ-1 здійснюється методом низькотемпературної сепарації. Основною метою цього процесу є вилучення з природного газу рідких вуглеводнів, води та механічних домішок, що забезпечує доведення газу до необхідних товарних параметрів перед транспортуванням.

Технологічний процес підготовки газу включає кілька послідовних стадій:

- первинну сепарацію газу;

- доочищення газу від краплинної рідини;
- охолодження газу;
- низькотемпературну сепарацію;
- нагрівання та вимірювання витрати газу;
- очищення від механічних домішок перед подачею до магістрального газопроводу.

Газ від свердловин надходить до установки відключаючих пристроїв, де формується загальний колектор. Із цього колектора газ може подаватися як на основну, так і на замірну лінію сепараційної установки.

Загальний технологічний процес підготовки газу на УКПГ-1 наведений на рисунку 3.1 [7].



Після установки відключаючих пристроїв газовий потік спрямовується до вертикальних сепараторів першого ступеня С-1-1 та С-1-2, де відбувається відділення основної кількості рідкої фази – вуглеводневого конденсату та пластової води.

Далі газ поступає у сепаратори С-2-1 та С-2-2, у яких здійснюється доочищення газу від залишкових краплин рідини та вологи. У цих апаратах відбувається більш глибоке відокремлення конденсату, що дозволяє підвищити ефективність подальших процесів підготовки газу.

Після сепараторів першої ступені газ надходить до теплообмінника Т-1, де охолоджується зустрічним потоком газу, що виходить із низькотемпературного сепаратора. У теплообміннику температура газу знижується приблизно до 0...–3 °С.

Охолоджений газ після теплообмінника проходить через дроселюючий пристрій, у результаті чого відбувається додаткове зниження температури газового потоку. Після цього газ надходить у низькотемпературний сепаратор другої ступені С-3, де відбувається остаточне відділення рідких вуглеводнів та води, що конденсуються внаслідок охолодження газу.

На сьогоднішній день фактичний обсяг підготовки газу на установці становить орієнтовно 300–400 тис. м<sup>3</sup>/добу, що суттєво нижче від її проектної потужності в 1 млн м<sup>3</sup>/добу. З огляду на таке неповне завантаження, технологічний процес забезпечується виключно сепараторами С-1-2 та С-2-2, тоді як апарати С-1-1 і С-2-1 переведені у технологічний резерв.

Осушений газ після низькотемпературного сепаратора надходить у теплообмінник Т-2, де нагрівається теплоносієм до температури приблизно +5 °С. Після цього газ подається на вузол вимірювання витрати газу.

Вузол вимірювання включає три технологічні лінії:

1. лінію подачі газу від основної технологічної лінії;
2. лінію подачі газу від замірної лінії;
3. лінію подачі газу на автоматизовану газорозподільчу станцію АГРС «Енергія-1».

На кожній із ліній встановлені вимірювальні діафрагми, за допомогою яких визначаються витрата газу, його тиск та температура. Дані параметри передаються на вимірювальний прилад «Флоутек», що дозволяє здійснювати постійний контроль режиму роботи установки.

Після вузла вимірювання газ надходить у пиловловлювач, де відбувається остаточне очищення газу від механічних домішок та залишкової вологи. Після цього підготовлений газ транспортується до споживачів. У зимовий період газ подається на ТЕЦ-5, а в літній період транспортується через Степове ГКР у магістральний газопровід Шебелинка–Полтава–Київ.

Рідка фаза, що відокремлюється у сепараторах, складається з вуглеводневого конденсату, пластової води та метанолу. Вона надходить у розділюючу ємність Р-1, де відбувається розділення на вуглеводневий конденсат та водометанольну суміш.

Конденсат із цієї ємності направляється до ємності вивітрювання Є-1, тоді як пластова вода з метанолом подається на дегазатор Д-1, після чого надходить у ємність Є-6-1. З цієї ємності рідина транспортується на блоки регенерації метанолу УКПГ-2 або на очисні споруди.

Рідина, що утворюється у низькотемпературних сепараторах, надходить до розділювача Р-2, де відбувається аналогічне розділення на конденсат та водометанольну суміш.

Вуглеводневий конденсат проходить кілька стадій вивітрювання. Спочатку він надходить у ємність Є-1, де тиск знижується до 1,6 МПа, після чого подається в ємність Є-2, де тиск знижується до 0,6 МПа. Після цього конденсат надходить у дегазатор Д-2, де відбувається остаточне видалення розчинених газів до атмосферного тиску.

Після дегазації конденсат накопичується в ємності Є-3, а далі транспортується трубопроводом діаметром 150 мм до парку зберігання конденсату, звідки відправляється споживачам трубопроводом або автомобільними цистернами.

Газ, що виділяється у процесі вивітрювання конденсату, частково повертається в технологічний процес через ежекторні пристрої, де він дотискується високонапірним газом і подається назад у систему сепарації.

Для забезпечення безпечної роботи установки передбачена система факельного господарства, а також система дренажних трубопроводів, що дозволяє відводити рідину з технологічного обладнання [7].

### **3.2 Удосконалення методу попередження гідратуутворення на Юліївському родовищі**

У процесі тривалої експлуатації Юліївського родовища спостерігається закономірне зниження пластового тиску, що неминуче призводить до зниження робочих тисків та дебітів свердловин. Робота в умовах виснаження супроводжується низкою ускладнень, які, у свою чергу, спричиняють технологічні втрати вуглеводневої сировини (зокрема, під час вимушених продувок).

Для мінімізації втрат вуглеводнів та підвищення загальної ефективності роботи промислу необхідно реалізувати комплекс цільових заходів:

- удосконалення системи попередження гідратуутворення безпосередньо у шлейфах газоконденсатних свердловин;
- організація закритого збирання рідини під час продування свердловин та їх шлейфів без випуску газу в атмосферу;

Одним із найбільш критичних чинників, що ускладнюють роботу газоконденсатних свердловин Юліївського родовища, є гідратуутворення в трубопроводах. Ситуація ускладнюється значною протяжністю комунікацій: довжина шлейфів газоконденсатних свердловин варіюється від 1 до 5,5 км, а в окремих випадках досягає 7,8–12,3 км. Найбільш інтенсивне накопичення гідратів відбувається у місцях перетину шлейфами природних та штучних перешкод (ставків, річок, залізничних колій, автомагістралей), а також на ділянках із великою кількістю місцевих опорів. Саме на відводах із кутами відхилення від 45° до 120°, засувках, трійниках та зварних стиках створюються

оптимальні термобаричні умови для кристалізації гідратів, що призводить до звуження прохідного перерізу та зупинки свердловин.

Традиційні методи боротьби, такі як стравлювання тиску (продування), призводять до безповоротних втрат газу, а залучення пересувних насосних агрегатів типу ЦА-320 вимагає додаткових експлуатаційних витрат. Подача метанолу стаціонарними інгібіторопроводами безпосередньо на гирло є найефективнішим базовим методом, проте вона не завжди здатна оперативно ліквідувати локальні гідратні пробки на значному віддаленні від свердловини.

Для точного визначення проблемних зон фахівцями УкрНДІгазу було застосовано програмно-розрахунковий комплекс «Контроль гідратуутворення в шлейфах свердловин». Проведене моделювання дозволило виявити потенційно небезпечні ділянки трас. Порівняння результатів розрахунків із фактичними промисловими даними підтвердило високу збіжність: гідратні пробки утворювалися саме в розрахункових точках локальних опорів.

З метою оптимізації витрат метанолу та уникнення втрат газу під час продувань, у даній дипломній роботі пропонується впровадити технічне рішення щодо модернізації вузла подачі інгібітора. Суть пропозиції полягає у точковому підключенні інгібіторопроводу безпосередньо до шлейфа свердловини у місцях найбільшого зосередження місцевих опорів (рис. 3.1) [8].

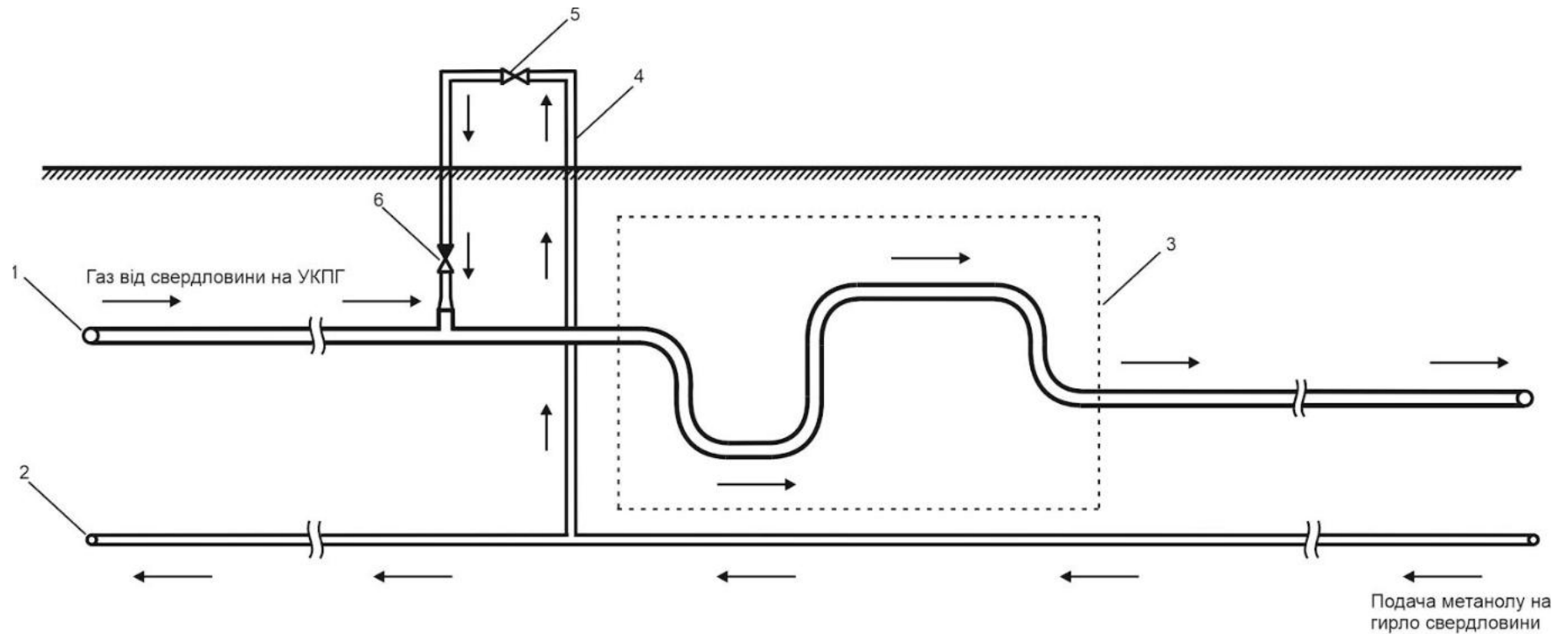


Рисунок 3.1 - Підключення інгібіторопроводу до місць зосередження значної кількості місцевих опорів вздовж шлейфу газоконденсатної свердловини

1 - шлейф свердловини (трубопровід діаметром 114x12); 2 - інгібіторопровід (трубопровід діаметром 32x4); 3 - місце знаходження місцевих опорів; 4 - перемичка (трубопровід діаметром 32x4); 5 - вентель Ду 40 Ру 320; 6 - клапан зворотній Ду 32 Ру 320.

Конструктивно запропонований вузол реалізується шляхом монтажу технологічної перемички (поз. 4), яка з'єднує інгібіторопровід (поз. 2) та шлейф свердловини (поз. 1) перед блоком місцевих опорів (поз. 3). На перемичці встановлюється запірний вентиль (поз. 5) та зворотний клапан (поз. 6), який запобігає потраплянню газу високого тиску в лінію подачі метанолу.

Таке обв'язування дозволяє гнучко керувати потоками хімічного реагенту:

1. За необхідності ліквідації гідратної пробки у шлейфі, вентиль на гирлі свердловини перекривається, а вентиль на перемичці (поз. 5) відкривається. Весь об'єм метанолу спрямовується безпосередньо у проблемну ділянку, забезпечуючи швидке розчинення гідратів без зупинки свердловини.

2. Для роботи у штатному режимі (подача реагенту на гирло свердловини), вентиль (поз. 5) закривається, і система працює за класичною схемою.

Наведений спосіб дозволить здійснювати цілеспрямовану подачу метанолу в критичні зони шлейфу, мінімізуючи його питому витрату та виключаючи необхідність екологічно небезпечних продувок. У першу чергу, даний захід доцільно та економічно обґрунтовано впровадити на шлейфі високодебітної газоконденсатної свердловини № 7 Юліївського НГКР, яка має значну довжину траси (5313 м) і є стратегічно важливою для забезпечення планових показників видобутку цеху.

### **3.3 Розроблення заходів щодо зменшення втрат вуглеводнів під час експлуатації свердловин на Юліївському родовищі**

Під час експлуатації свердловин, на жаль, є втрати вуглеводневої сировини у разі застосування методів видалення накопиченої рідини (пластової води та газового конденсату) зі стовбурів свердловин та їх шлейфів. Так, під час продування, що неминуче супроводжується спалюванням на факелі певної частини газового конденсату, який є цінною сировиною.

З метою оптимізації втрат вуглеводнів на Юліївському родовищі пропонується впровадження вдосконаленої схеми обв'язки гирла свердловин, яка передбачає інтеграцію додаткового малогабаритного сепаратора. Це

технологічне рішення є одним із найбільш ефективних методів закритого збору рідини безпосередньо під час періодичних продувок газоконденсатних свердловин та їхніх шлейфів. Подібний підхід із залученням додаткового сепараційного обладнання доцільно також масштабувати і на основних технологічних майданчиках УКПГ-1 та УКПГ-2 для централізованого вловлювання рідини.

Окрема увага приділяється оптимізації потоків між установками. Внаслідок загального падіння робочих тисків на родовищі, виникла експлуатаційна необхідність переведення частини фонду свердловин, що первинно підключені до УКПГ-2, на потужності УКПГ-1. Транспортування продукції у цьому випадку здійснюється двома паралельними газопроводами. Перший газопровід обслуговує свердловини № 67, 107 та 69. По другому газопроводу транспортується продукція свердловин № 77 (51), 53, 79, 73, 61 та 71, яка попередньо проходить через сепаратор замірної лінії ГЗ-1 на території УКПГ-2.

Оскільки шлейфи зазначених груп свердловин характеризуються високим ступенем накопичення рідини і потребують періодичного продування, виникає гостра потреба в екологічній та економічній оптимізації цього процесу. Для ефективного вловлювання конденсату під час продувок свердловин, підключених до УКПГ-1, пропонується облаштувати спеціальну лінію з використанням наявного сепаратора С-2-3 (рис. 3.2)

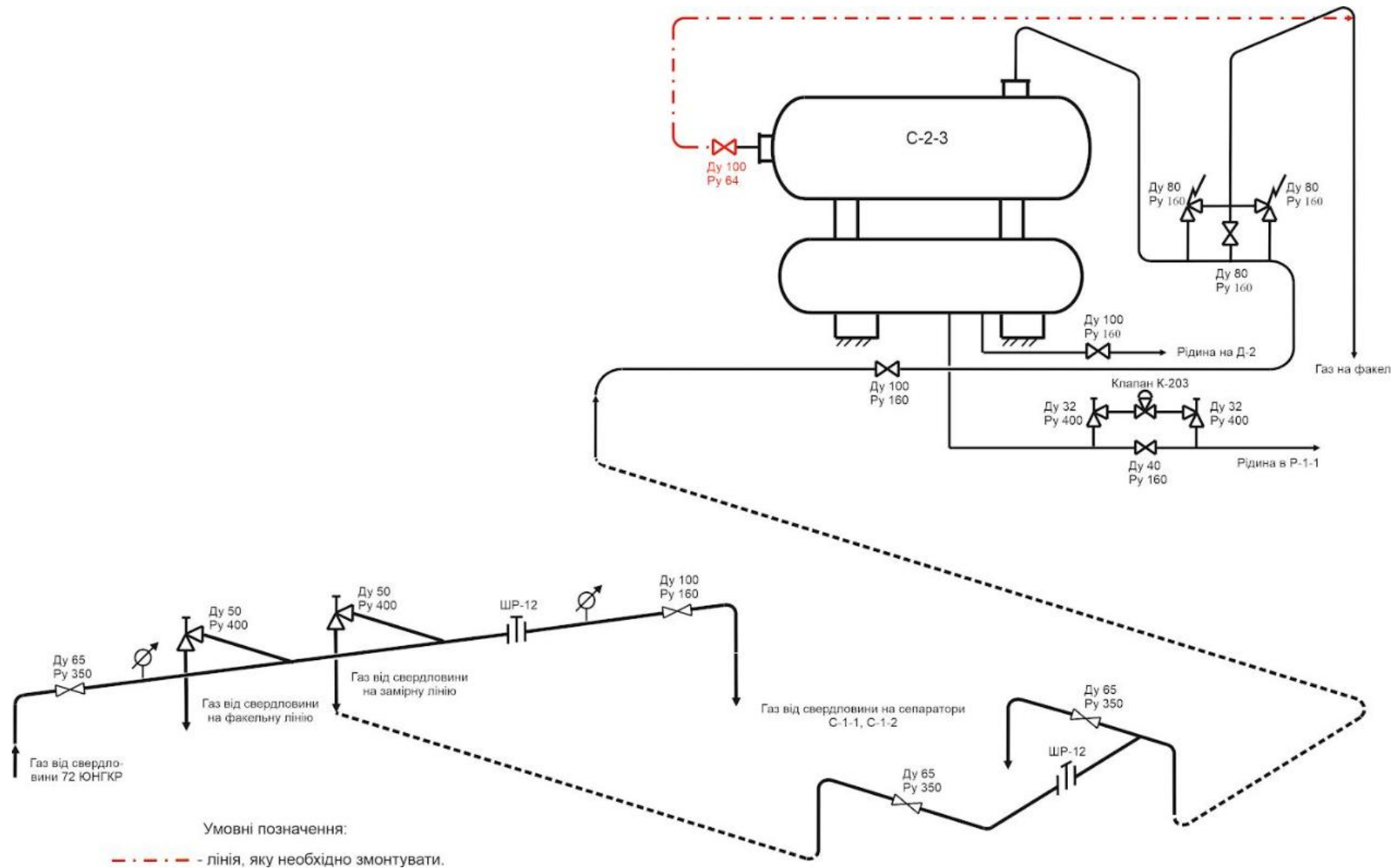


Рисунок 3.2 - Облаштування лінії для продування газоконденсатних свердловин, підключених до УКПГ - 1 через сепаратор С-2-3 на факельну лінію

Технічна реалізація даного проектного рішення полягає у монтажі додаткового газопроводу на лінії виходу газу з сепаратора С-2-3 та його підключенні до загальної факельної системи. Завдяки такій схемі обв'язки, під час проведення технологічного продування газорідинна суміш ефективно розділяється в апараті: відсепарований газ безпечно скидається на факел, тоді як вуглеводневий конденсат та пластова вода акумулюються в сепараторі. Після завершення циклу продування зібрана рідка фаза із сепаратора С-2-3 може бути технологічно спрямована для подальшої підготовки у фазний розділювач Р-1-1 або через дегазатор Д-2 у технологічну ємність Е-3.

### **3.4 Оптимізація експлуатації свердловин на Юліївському родовищі**

Окремої уваги потребує оптимізація розподілу газових потоків між технологічними установками родовища. Процес підготовки газу на УКПГ-2 базується на триступеневій низькотемпературній сепарації. Для максимального вилучення рідких вуглеводнів застосовується глибоке штучне охолодження за допомогою турбодетандерного агрегату.

Однак на частині свердловин, підключених до УКПГ-2, фіксується зростання водного фактора. Надходження надмірної кількості пластової води негативно позначається на роботі сепараційного обладнання. Найбільш критичним наслідком цього є дестабілізація термобаричного режиму установки з виробництва зріджених газів (ТУВЗГ) [9].

Для запобігання цим ускладненням пропонується перевести потоки свердловин із високим водним фактором з УКПГ-2 на потужності УКПГ-1. Для цього необхідно облаштувати відокремлену технологічну лінію із залученням вертикального сепаратора С-1-1 (рис. 3.3).

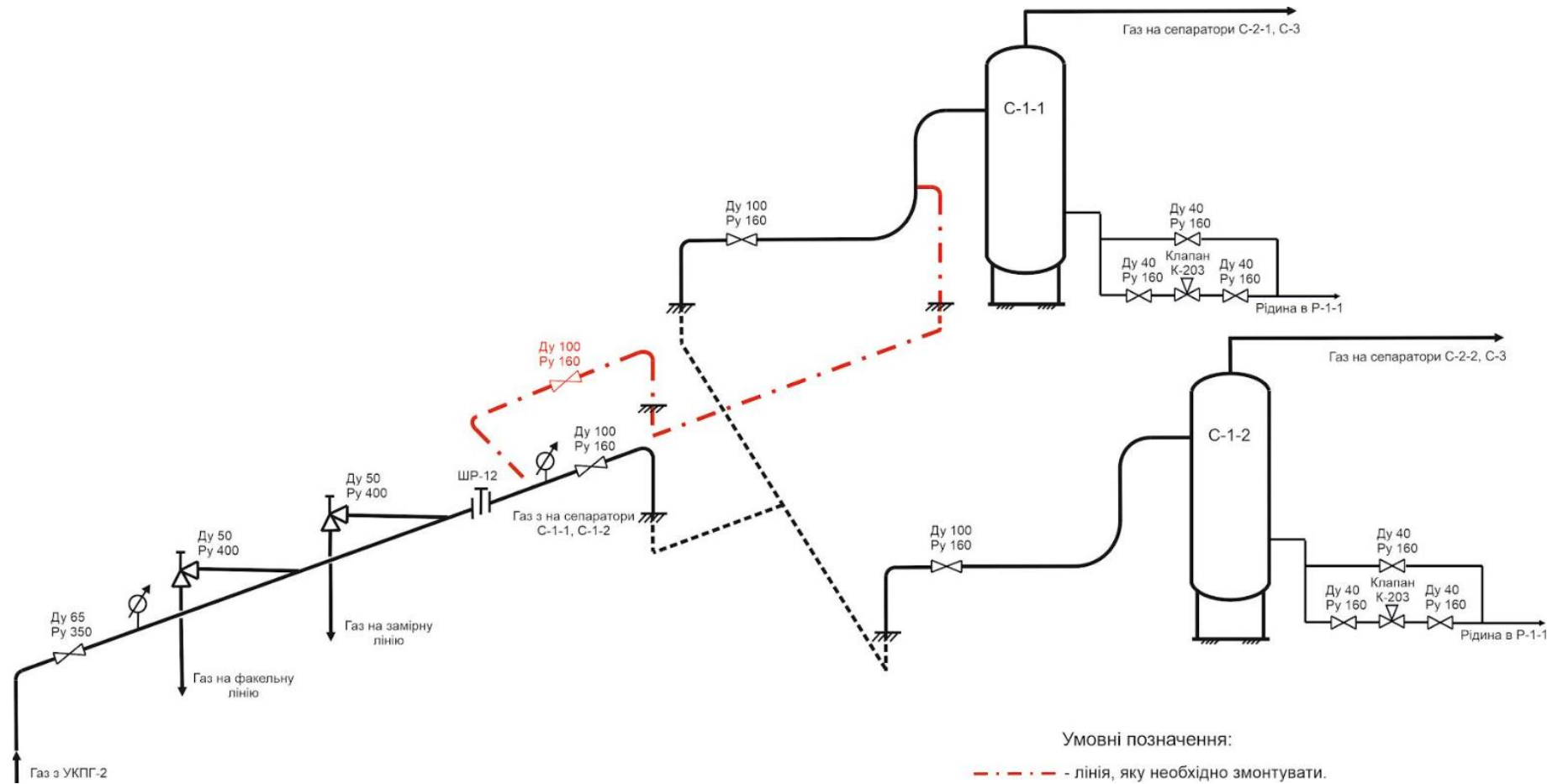


Рисунок 3.3 - Облаштування лінії для роботи газоконденсатних свердловин з УКПГ-2 на УКПГ-1 через сепаратор С-1-1

Запропоноване технічне рішення передбачає монтаж нового газопроводу від вхідної нитки УКПГ-1 (до якої вже підключено міжпромисловий газопровід-перемичку між УКПГ-2 та УКПГ-1) безпосередньо на вхід апарата С-1-1.

Завдяки такій обв'язці, продукція обводнених свердловин з УКПГ-2 спрямовуватиметься на УКПГ-1 та проходитиме послідовну підготовку в сепараторах С-1-1, С-2-1 та С-3. При цьому власний фонд свердловин УКПГ-1 продовжуватиме працювати за технологічною схемою через сепаратори С-1-2 та С-2-2. Об'єднання обох частково підготовлених потоків газу (з двох паралельних ліній) відбуватиметься у сепараторі другого ступеня С-3. Після остаточного очищення від крапельної вологи та механічних домішок у С-3, загальний потік газу спрямовуватиметься на блок теплообмінників та комерційний вузол обліку.

### 3.5 Аналіз можливих порушень технологічного процесу та способи їх усунення

Під час експлуатації свердловин можливі порушення технологічного процесу, які наведено в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 – Характеристика можливих ускладнень технологічного процесу та методи їх усунення [10].

Характер порушення	Ймовірні причини	Заходи з усунення
1	2	3
Раптове припинення подачі газового потоку від свердловини до вхідного колектора УКПГ, що супроводжується стрімким зниженням робочого тиску	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Розрив шлейфа або вхідного колектора.</li> <li>2. Порушення герметичності вузлів фонтанної арматури.</li> <li>3. Утворення глухої гідратної пробки у шлейфі.</li> <li>4. Гідрати у колоні НКТ.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1-2. Негайні дії персоналу згідно з Планом локалізації та ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС).</li> <li>3. Зниження тиску в шлейфі до атмосферного (на амбар) або примусова подача метанолу насосним агрегатом.</li> <li>4. подача метанолу (без зниження тиску, щоб уникнути гідродарів).</li> </ol>

Продовження таблиці 3.1

1	2	3
Збільшення перепаду тиску в газосепараторах (С-1-1, С-1-2, С-2-3 тощо)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Локальне утворення гідратів всередині апарата.</li> <li>2. Сильне забруднення внутрішніх сепараційних елементів механічними домішками.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Здійснити інтенсивну подачу метанолу на вхід у сепаратор.</li> <li>2. При критичному перепаді — зупинити лінію, стравити тиск до атмосферного, розкрити апарат та механічно очистити внутрішні елементи.</li> </ol>
Потрапляння рідини в газопровід виходу газу з сепаратора (перевищення макс. рівня)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Закупорювання продувних (дренажних) ліній механічними домішками.</li> <li>2. Замерзання рідини (лід/гідрати) у дренажах.</li> <li>3. Відмова автоматичної системи скидання рідини.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Відключити сепаратор, продути лінії. Зняти вентиля для фізичного видалення бруду.</li> <li>2. Відігріти трубопроводи гарячою водою або парою.</li> <li>3. Провести ревізію та налагодження приладів КВПіА.</li> </ol>
Підвищення тиску в технологічних апаратах вище проектного рівня	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Утворення гідратної пробки на вихідній лінії після апарата.</li> <li>2. Неповністю відкрита або заклинена запірна арматура.</li> <li>3. Збій системи відведення рідини/газу.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Розгідратити лінію шляхом відігрівання або впорскування метанолу. За неефективності — стравити тиск до саморуїнації гідратів.</li> <li>2. Перевірити положення запірної арматури.</li> <li>3. Налагодити автоматику.</li> </ol>
Змішування фаз (потрапляння пластової води у лінію конденсату або навпаки) в розділювачах (Р-1)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Пошкодження цілісності внутрішніх перегородок апарата.</li> <li>2. Забивання ліній роздільного випуску фаз.</li> <li>3. Несправність рівнемірів або клапанів.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Відключити апарат, звільнити від продукту, заварити перегородку*.</li> <li>2. Продути та очистити лінії від домішок.</li> <li>3. Провести калібрування та ремонт приладів КВПіА.</li> </ol>

Кінець таблиці 3.1

<p>Пропуск газу/рідини через фланцеві з'єднання або сальникові ущільнення засувок</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Зношення або руйнування ущільнюючих прокладок.</li> <li>2. Послаблення болтових кріплень внаслідок вібрацій.</li> <li>3. Нестача або висихання сальникового мастила.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Стравити тиск з ділянки до атмосферного, замінити прокладку.</li> <li>2. Провести рівномірне підтягування болтів.</li> <li>3. Додати спеціальне ущільнююче мастило у порожнину засувки за допомогою нагнітача.</li> </ol>
<p>Відсутність подачі рідини або перепади тиску при роботі насосів (закачування інгібіторів/ПАР)</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Забруднення клапанів механічними домішками.</li> <li>2. Підсмоктування повітря у всмоктувальний трубопровід.</li> <li>3. Значне зношення плунжера або ущільнюючих манжет.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Зупинити агрегат, розібрати та промити клапанний вузол.</li> <li>2. Перевірити герметичність з'єднань на лінії всмоктування.</li> <li>3. Замінити манжети, за необхідності відполірувати робочу поверхню плунжера.</li> </ol>
<p>Нестабільна робота вогневих підігрівачів (згасання полум'я, гудіння, вібрація)</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Засмічення сопла пальника або лінії паливного газу.</li> <li>2. Порушення правильного співвідношення "газ-повітря".</li> <li>3. Перепади тиску в мережі паливного газу.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Відключити підігрівач, продути газопровід, прочистити пальник.</li> <li>2. Відрегулювати подачу повітря (тяги) за допомогою шиберів або вікон.</li> <li>3. Стабілізувати тиск паливного газу за допомогою редукторів.</li> </ol>

## **РОЗДІЛ 4 РОЗРОБЛЕННЯ ЗАХОДІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПІДГОТОВЛЕННЯ ГАЗУ НА ЮЛІЇВСЬКОМУ РОДОВИЩІ**

### **4.1 Аналіз ефективності роботи сепараційного обладнання на Юліївському родовищі**

Падіння пластового тиску в процесі експлуатації родовищ безпосередньо призводить до зниження темпів видобутку газу зі свердловин. У процесі тривалої експлуатації це призводить до необхідності відхилення від проектних режимів роботи технологічного обладнання, встановленого на промислах. Одним із наслідків таких змін є погіршення ефективності роботи сепараційного обладнання.

Ключова мета функціонування установок низькотемпературної сепарації полягає у доведенні газу до таких кондицій, за яких його температура точки роси по волозі та вуглеводнях повністю відповідатиме встановленим стандартам. Дотримання цих параметрів є необхідною умовою для подальшого транспортування газу магістральними трубопроводами.

На даний час на установці комплексної підготовки газу УКПГ-1 Юліївського родовища забезпечується необхідна якість газу завдяки застосуванню процесу низькотемпературної сепарації. Однак у подальшому, у зв'язку зі збільшенням кількості пластової води у продукції свердловин, а також зі зниженням робочих тисків, умови проведення низькотемпературної сепарації можуть суттєво погіршуватися.

У таких умовах для забезпечення стабільної якості товарного газу доцільно розглянути можливість вдосконалення наявного сепараційного обладнання. З цією метою необхідно внести певні зміни до діючої технологічної схеми та виконати модернізацію окремих апаратів технологічної установки УКПГ-1 Юліївського родовища.

Надійне та ефективне очищення газу в сепараторах разом із суворим дотриманням заданих робочих параметрів є ключовими факторами, що

гарантують отримання регламентованої температури точки роси (як за вологою, так і за вуглеводневими компонентами). Важливу роль при цьому відіграє наявність у внутрішньому просторі апаратів різних відбійних пристроїв і сепараційних елементів, які забезпечують коагуляцію та відокремлення дрібнодисперсних крапель рідини з газового потоку.

Щоб оцінити, наскільки ефективно функціонує сепараційний вузол УКПГ-1 Юліївського родовища, потрібно детально дослідити показники головних апаратів цієї системи. За підсумками проведеного дослідження з'ясовано, що найнижчу ефективність у межах технологічної схеми демонструє вертикальний сепаратор першого ступеня С-1-2. Така ситуація повністю зумовлена тим, що саме цей апарат першим приймає неочищену газорідинну суміш безпосередньо від установки вхідної підготовки (УВП) УКПГ-1 (рисунок 2) [7].

Тому, виникла необхідність, провести детальний аналіз складу газу, який надходить до сепаратора першого ступеня С-1-2, а також газу, що виходить із нього після проходження процесу сепарації.

Компонентний склад природного газу, який подається у вертикальний сепаратор С-1-2, представлено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Компонентний склад природного газу на вході в сепаратор С-1-2

№ п/п	Вуглеводні	Хімічний склад	Об'ємні долі, %	Масові долі, %	Мольні долі, %
1	Метан	$\text{CH}_4$	88,256	88,140	76,305
2	Етан	$\text{C}_2\text{H}_6$	5,776	5,804	9,360
3	Пропан	$\text{C}_3\text{H}_8$	2,046	2,074	4,863
4	ізо-Бутан	$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0,251	0,258	0,787
5	н-Бутан	$n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0,619	0,637	1,938
6	нео-Пентан	$\text{нео-C}_5\text{H}_{12}$	0,005	0,005	0,018
7	ізо-Пентан	$i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	0,126	0,132	0,490
8	н-Пентан	$n\text{-C}_5\text{H}_{12}$	0,114	0,120	0,444
9	Гексан+вищі	$\text{C}_6\text{H}_{14}$	0,323	0,351	1,466
10	Кисень	$\text{O}_2$	0,013	0,013	0,022
11	Азот	$\text{N}_2$	1,802	1,797	2,721
12	Двоокис вуглецю	$\text{CO}_2$	0,669	0,670	1,587

Густина газу при 20° С – 0,775 кг/м<sup>3</sup>.

Наведемо об'ємні долі компонентів природного газу, який виходить з вертикального сепаратора С-1-2 в таблиці 4.2

Таблиця 4.2 - Компонентний склад природного газу на виході з сепаратору С-1-2

№ п/п	Вуглеводні	Хімічний склад	Об'ємні долі, %	Масові долі, %	Мольні долі, %
1	Метан	СН <sub>4</sub>	88,643	88,542	77,365
2	Етан	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	5,712	5,741	9,345
3	Пропан	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	1,987	2,014	4,766
4	ізо-Бутан	і-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	0,242	0,249	0,766
5	н-Бутан	н-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	0,565	0,582	1,788
6	нео-Пентан	нео-С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0,005	0,005	0,019
7	ізо-Пентан	і-С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0,114	0,119	0,448
8	н-Пентан	н-С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0,101	0,107	0,398
9	Гексан+вищі	С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub>	0,167	0,181	0,765
10	Кисень	О <sub>2</sub>	0,013	0,013	0,022
11	Азот	Н <sub>2</sub>	1,778	1,773	2,709
12	Двоокис вуглецю	СО <sub>2</sub>	0,672	0,674	1,610

Густина газу при 20° С – 0,768 кг/м<sup>3</sup>.

Оцінка цих показників чітко показує: після обробки у вертикальному сепараторі С-1-2 газ очищується недостатньо добре. Це пояснюється особливостями конструкції даного апарата, в якій передбачено недостатню кількість внутрішніх відбійних та сепараційних елементів.

У конструкції сепаратора фактично використовується лише один основний відбійний елемент — тарілка, встановлена у верхній частині апарата. Газорідинний потік, що надходить у сепаратор, піднімається у верхню частину корпусу та спрямовується на відбійний елемент, де відбувається часткове відділення рідкої фази. Відокремлена рідина осідає на поверхні тарілки, після чого стікає по внутрішніх стінках корпусу у нижню частину сепаратора, де накопичується у вигляді рідинної фази.

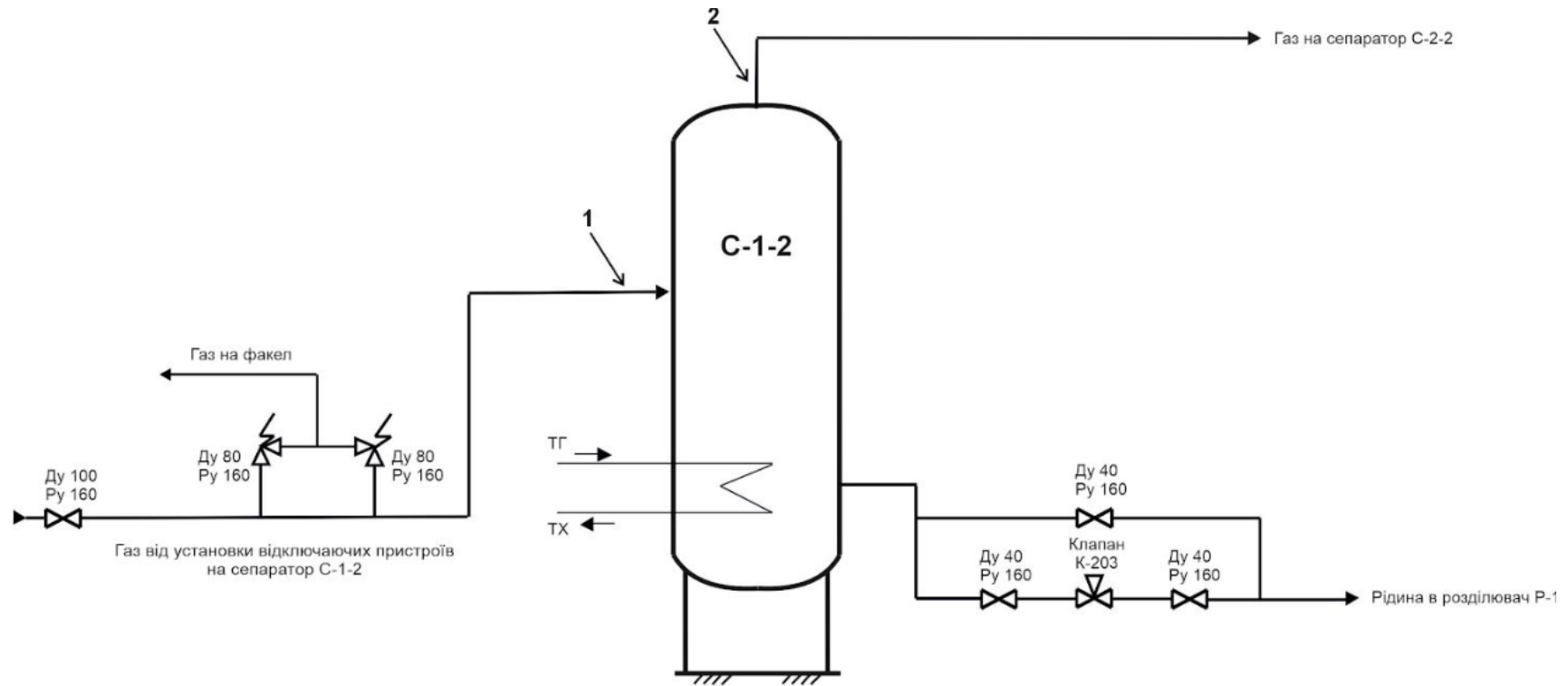
Разом з тим, через обмежену площу контакту газового потоку з відбійними поверхнями та відсутність додаткових сепараційних елементів значна частина дрібнодисперсних крапель рідини не встигає відокремитися від газу і виноситься разом з потоком на вихід із апарата.

Отже, поточна будова сепараційного апарата С-1-2 вертикального типу не здатна гарантувати якісного вилучення крапельної рідини від газу. Через це постає потреба в модернізації його внутрішньої конструкції. Додавання нових сепараційних вузлів дасть змогу покращити злипання (коагуляцію) та подальше відведення найдрібніших крапель рідини.

#### **4.2 Підвищення ефективності роботи сепараційного обладнання на Юліївському родовищі**

Щоб суттєво покращити експлуатаційні характеристики сепаратора С-1-2, висунуто пропозицію щодо його технічного дооснащення. Воно полягає у розміщенні завихрювального сепараційного модуля на лінії подачі суміші (рисунок 4.2), а також обладнанні вихідного патрубку краплевловлювачем сітчастого типу (на базі металевої сітки).

При проходженні газорідинного потоку через завихрювач відбувається формування обертового руху, унаслідок чого краплі рідини під дією відцентрових сил відкидаються до стінок апарата та ефективніше відокремлюються від газу. Додатково встановлена краплевловлююча насадка затримує дрібнодисперсні краплі рідини, які можуть виноситися потоком газу з сепаратора. Таким чином, більша частина рідкої фази залишається в сепараторі першої ступені, що дозволяє зменшити навантаження на наступні ступені сепарації.

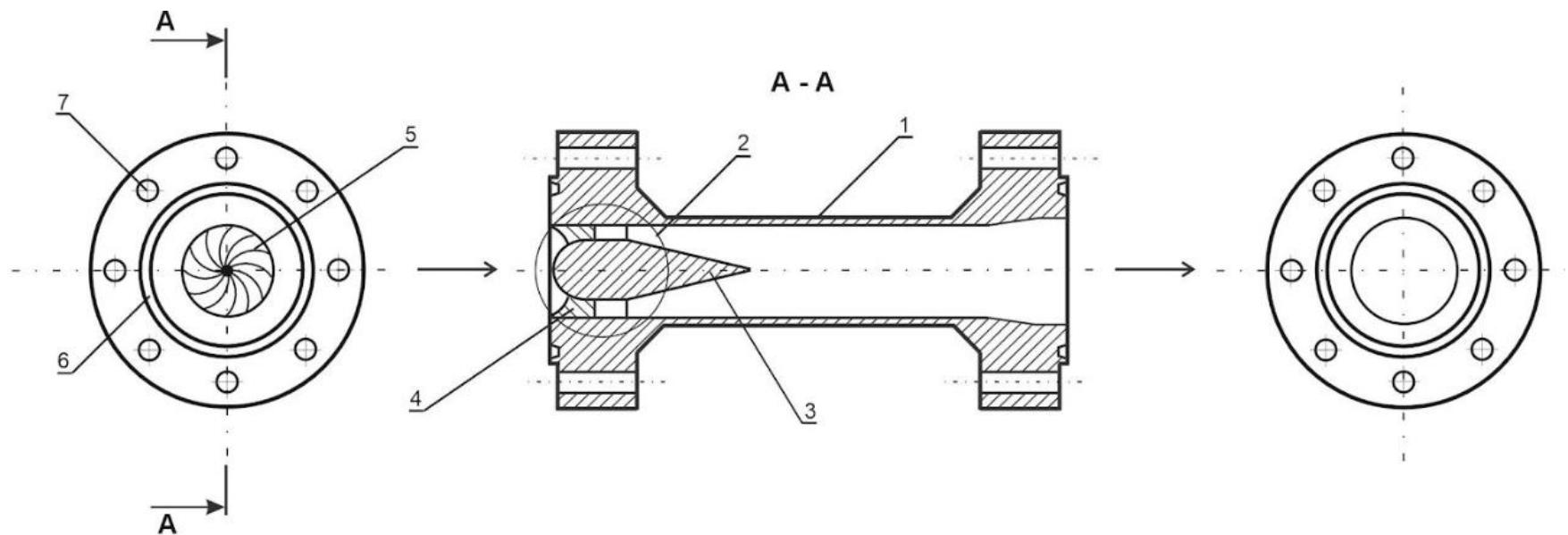


Умовні позначення:

- С-1-2 - сепаратор; ТГ, ТХ - теплоносії гарячий, холодний;  
 1 → - місце встановлення сепараційної вставки;  
 2 → - місце встановлення краплевловлюючої насадки.

С-1-2 - сепаратор; ТГ, ТХ - теплоносії гарячий, холодний; 1 → - місце встановлення сепараційної вставки; 2 → -  
 місце встановлення краплевловлюючої насадки

Рисунок 4.1 - Обв'язка сепаратора С-1-2 на УКПГ-1 Юліївського родовища



1 - корпус; 2 - камера сепараційної вставки; 3 - центральний краплеподібний обтічник; 4 - завихрюючі лопатки; 5 - лопатка; 6 - паз під кільце; 7 - отвір під шпильку.

Рисунок 4.2 – Сепараційна вставка з завихрювачем

Сепараційна вставка (рисунок 4.2) складається з порожнистого двофланцевого корпусу 1, у якому розміщений сепараційний елемент 2 з центральним краплеподібним обтічником 3 та напрямними завихрюючими лопатками 4. Лопатки розташовані в кільцевому каналі між внутрішньою поверхнею корпусу та центральним обтічником.

Конструкція сепараційної вставки передбачає можливість зміни кількості завихрюючих лопаток залежно від продуктивності технологічних установок та дебітів газових свердловин. Це дозволяє адаптувати роботу пристрою до змінних умов експлуатації родовища.

Механізм відділення рідини від газового потоку в межах модернізованого сепараційного вузла реалізується в такій послідовності. Газорідинна суміш подається до спрямовуючої камери сепараційного модуля, внутрішній простір якої обмежений стінкою корпусу, центральним обтічником та системою напрямних лопаток. У цій камері потік набуває інтенсивного обертово-поступального руху.

На виході із сепараційної вставки, внаслідок розширення газу, відбувається зниження температури потоку, що сприяє додатковій конденсації вологи та важких вуглеводнів. Під дією відцентрових сил краплі рідини відкидаються до внутрішньої поверхні корпусу, де утворюють плівку, яка разом із потоком спрямовується до основної камери сепаратора і далі у відстійник для накопичення рідкої фази.

Запропонована модернізація дозволить підвищити ефективність сепарації, зменшити винесення рідини з газовим потоком та покращити якість підготовки природного газу перед його подачею у магістральні газопроводи.

У подальшому для підвищення ефективності вилучення рідких вуглеводнів із природного газу доцільно розглянути можливість встановлення турбодетандера. Його використання дозволить знижувати температуру сепарації, що сприятиме глибшому охолодженню газового потоку та більш повному вилученню важких вуглеводнів.

Таким чином, впровадження сепараційної вставки із завихрювачем та краплеловлюючої насадки дозволить значно підвищити коефіцієнт сепарації та забезпечити більш ефективне очищення природного газу від рідкої фази [11].

### **4.3 Удосконалення конструкції сепараційного обладнання на Юліївському родовищі**

Для підвищення ефективності процесу підготовки природного газу на УКПГ-1 Юліївського НГКР доцільно провести модернізацію наявного сепаратора С-1-2 першого ступеня сепарації вертикального типу. Проведений аналіз роботи даного апарата показав, що його конструкція не забезпечує достатнього ступеня відокремлення рідкої фази з газового потоку, що призводить до виносу частини краплинної рідини на наступні ступені сепарації.

Запропоновано у внутрішню порожнину сепаратора С-1-2 встановити контактну-сепараційні елементи.

### **4.4 Розрахунок параметрів модернізованого сепараційного обладнання**

Розрахункова продуктивність сепаратора по газу визначається по формулі:

$$Q = 67858.4 \cdot D^2 \cdot F_c \cdot \frac{\sqrt{\rho_g}}{\rho_o}, \text{ тис.м}^3/\text{доб}, \quad (4.1)$$

де  $F_c=4..6$ , м/с·(кг/м<sup>3</sup>)<sup>0.5</sup> – фактор швидкості в корпусі апарата;

$D$  – діаметр апарата, м;

$\rho_g$  – густина газу в робочих умовах, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_o$  – густина газу в нормальних умовах, кг/м<sup>3</sup>;

Таблиця 4.3 – Характеристика сепаратора

Рік	Продуктивність сепаратора по газу, млн.м <sup>3</sup> /д	Тиск сепарації, P <sub>c</sub> , МПа	Температура сепарації, T <sub>c</sub> , К	Фактор швидкості в корпусі апарата, F <sub>c</sub> м/с·(кг/м <sup>3</sup> ) <sup>0.5</sup>	Фактор швидкості в КСЕ, F <sub>КСЕ</sub> , м/с·(кг/м <sup>3</sup> ) <sup>0.5</sup>	Необхідна кількість КСЕ, n, шт
2005	2.6	4.95	291.5	5.0	18.6	13

Як видно із таблиці 4.3 даний сепаратор має значний резерв по продуктивності.

Розрахунок діаметра корпусу сепараційної головки

Діаметр корпусу сепараційної головки визначимо по формулі:

$$D = \sqrt{\frac{V_o \cdot \rho_o}{67859 \cdot \Phi_c \sqrt{\rho_z}}}, \text{ м}, \quad (4.2)$$

де V<sub>o</sub> – об'ємна продуктивність сепараційної головки по газу, тис.м<sup>3</sup>/доб;

ρ<sub>o</sub>, ρ<sub>г</sub> – густина газу, відповідно в нормальних і робочих умовах, кг/м<sup>3</sup>;

Визначимо об'ємну продуктивність сепараційної головки по газу:

$$V'_o = 24 \cdot V_o, \text{ тис.м}^3/\text{д}, \quad (4.3)$$

$$V'_o = 24 \cdot 26200 = 628800 \text{ н.м}^3/\text{д}.$$

Визначимо густину газу в нормальних умовах за формулою:

$$\rho_o = \frac{M}{22.4}, \text{ кг/м}^3, \quad (4.4)$$

$$\rho_o = \frac{18.2}{22.4} = 0.813 \text{ кг/м}^3$$

Визначимо густину газу в робочих умовах за формулою:

$$\rho_z = \frac{\rho_o \cdot P \cdot T_o}{P_o \cdot T_c \cdot z}, \text{ кг/м}^3, \quad (4.5)$$

$$\rho_z = \frac{0.813 \cdot 4.95 \cdot 273}{0.1013 \cdot 291.5 \cdot 0.92} = 40.44 \text{ кг/м}^3$$

де z – коефіцієнт стисливості.

Визначимо коефіцієнт стисливості за формулою:

$$z = 1 - \frac{1.57 \cdot P_c}{T_c - 198}, \quad (4.6)$$

$$z = 1 - \frac{1.57 \cdot 4.95}{291.5 - 198} = 0.92$$

де  $P_c$ , – тиск сепарації, МПа

$T_c$  – температура сепарації, К

Підставивши значення всіх знайдених величин визначимо  $D$  за формулою (4.2):

$$D = \sqrt{\frac{628800 \cdot 0.813}{67859 \cdot 5 \cdot \sqrt{40.44}}} = 0.49 \text{ м}$$

Прийmemo діаметр сепараційної головки:

$D=600$  мм.

Визначимо швидкість газу при робочих умовах в головці:

$$W = \frac{V_o \cdot \rho_o}{\rho_z \cdot S_o \cdot 3600}, \text{ м/с}, \quad (4.7)$$

де,  $S_o$  – площа поперечного січення головки,  $\text{м}^2$ .

Визначимо площу поперечного січення головки за формулою:

$$S_o = 0.785 \cdot D^2, \text{ м}^2, \quad (4.8)$$

Визначимо швидкість газу при робочих умовах в головці за формулою (4.7):

$$W = \frac{26200 \cdot 0.813}{40.44 \cdot 0.785 \cdot 0.6^2 \cdot 3600} = 0.518 \text{ м/с}$$

Визначимо фактичний фактор швидкості для сепараційної головки за формулою:

$$\Phi = W \cdot \sqrt{\rho_z}, \quad (4.9)$$

$$\Phi = 0.518 \cdot \sqrt{40.44} = 3.29 \text{ кг}^{0.5} \text{ м}^{-0.5} \text{ с}^{-1}$$

Перевіримо чи виконуються умови по фактору швидкості для сепараційної головки

$$\Phi \leq [\Phi_c] = 5 \quad (4.10)$$

Отже, корпус головки має запас по пропускній здатності.

Розрахунок кількості КСЕ на сепараційні тарілці

Кількість КСЕ з діаметром завихрювача  $d_0=70$  мм, які необхідно встановити на сепараційній тарілці, розраховується за формулою:

$$n = 260 \cdot V_p \cdot \sqrt{\frac{\rho_z}{\Phi}}, \text{ шт.}, \quad (4.11)$$

де  $V_p$  – об'ємна витрата газу в робочих умовах,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

Визначимо об'ємну витрату газу в робочих умовах за формулою:

$$V_p = \frac{V_o \cdot \rho_o}{3600 \cdot \rho_z}, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.12)$$

$$V_p = \frac{26200 \cdot 0.813}{3600 \cdot 40.44} = 0.146 \text{ м}^3/\text{с}$$

Визначимо кількість патрубків на сепараційні тарілці за формулою (4.11):

$$n = 260 \cdot 0.146 \cdot \frac{\sqrt{40.44}}{18.6} = 13 \text{ шт.}$$

Розрахунок діаметра переливної труби

Діаметр переливної труби визначимо за формулою:

$$d_n = 1.13 \cdot \sqrt{\frac{L_o}{3600 \cdot \rho_p \cdot W_p}}, \quad (4.13)$$

де  $\rho_p$  – густина рідини,  $\text{кг}/\text{м}^3$   $\rho_p=735$   $\text{кг}/\text{м}^3$

$W_p$  – максимальна допустима швидкість рідини,  $\text{м}/\text{с}$   $W_p=0.5$   $\text{м}/\text{с}$

Отже, діаметр переливної труби за формулою (4.13) дорівнює:

$$d_n = 1.13 \cdot \sqrt{\frac{2450}{3600 \cdot 735 \cdot 0.5}} = 0.043$$

Приймем діаметр переливної труби  $d=50$  мм.

Повірючий розрахунок штуцера входу газу в сепараційну головку

Розрахунок виконаний із умови граничного фактора швидкості для вхідного штуцера, який для наших умов приймається:

$$\Phi \leq 60 \text{ кг}^{0.5} \text{ м}^{-0.5} \text{ с}^{-1}, \quad (4.14)$$

Тоді розрахункова формула набуде наступного вигляду:

$$W \cdot \sqrt{\rho_z} \leq 60, \quad (4.15)$$

де  $W$  – швидкість руху газу в штуцері, м/с.

Швидкість руху газу в штуцері визначаємо за формулою (4.7), попередньо визначивши площу вільного перерізу штуцера з врахуванням розміщення в ньому переливної труби з зовнішнім діаметром 59 мм за формулою (4.8):

$$S_o = 0.7854 \cdot (0.150^2 - 0.059^2) = 0.0149 \text{ м}^2$$

$$W = \frac{26200 \cdot 0.813}{3600 \cdot 40.44 \cdot 0.0149} = 9.82 \text{ м/с}$$

Підставивши значення швидкості в формулу (4.15) отримаємо:

$$9.82 \cdot \sqrt{40.44} = 59.44 \text{ кг}^{0.5} \text{ м}^{-0.5} \text{ с}^{-1} \leq 60$$

Таким чином, граничною ланкою, яка визначає максимальну продуктивність модернізованого сепаратора, є штуцер входу газу в сепараційну головку  $D_y=150$  мм.

Тому в подальшому слід передбачити зміну ( $D_y=200$  мм) площі поперечного перерізу штуцера, що дозволить збільшити пропускну здатність газосепаратора.

Розрахунок на міцність

Вихідні дані для розрахунку на міцність приведені в таблиці 4.3

Таблиця 4.4 - Вихідні дані для розрахунку на міцність

Найменування параметрів та їх розмірність	Позначення	Величина
Розрахунковий тиск, МПа	$P_p$	6.4
Температура розрахункова, °С	$t_p$	30
Внутрішній діаметр корпусу сепараційної головки, мм	$D$	600
Допустиме напруження для сталі 09Г2С при розрахунковій температурі 20°С, МПа	$[\sigma]_{20}$	183
Тоже при 100°С, МПа	$[\sigma]_{100}$	160
Швидкість корозії, мм/год	$\Pi$	0.1
Термін експлуатації, рок	$\tau$	20

Розрахунок виконаний у відповідності з чинним стандартом.

Виконавча товщина стінки визначається по наступній формулі:

$$S \geq S_R + C, \quad (4.16)$$

де  $S_R$  – розрахункова товщина стінки, мм;

$C$  – сума поправок до розрахункової товщини, мм.

Величина добавок до розрахункової товщини стінки  $S_R$  визначається за формулою:

$$C = C_1 + C_2 + C_3, \quad (4.17)$$

Добавка для компенсації корозії і ерозії:

$$C_1 = P \cdot \tau, \quad (4.18)$$

де  $P$  – швидкість корозії, мм/год;

$\tau$  – термін експлуатації, рок.

Тоді  $C_1 = 0.1 \cdot 20 = 2.0$  мм. Добавка для компенсації мінусового допуску і технологічна:

$$C_2 + C_3 = 0$$

Розрахункова товщина стінки:

$$S_R = \frac{P_p \cdot D}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - P_p}, \quad (4.19)$$

Розрахункова товщина стінки еліптичного днища, навантаженим внутрішнім надлишковим тиском розраховується по формулі:

$$S_{1R} = \frac{P_p \cdot D}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - 0.5 \cdot P_p}, \quad (4.20)$$

$[\sigma]$  – допустиме напруження сталі при розрахунковій температурі, МПа;

$\varphi$  – коефіцієнт міцності зварних швів.

Допустиме напруження при розрахунковій температурі 30°C :

$$[\sigma]_{30} = 183 - \frac{183 - 160}{80} \cdot 10 = 180.125, \text{ МПа}, \quad (4.21)$$

Коефіцієнт міцності зварних швів  $\varphi = 0.9$

Коефіцієнт міцності зварних швів для днища  $\varphi = 1.0$

Знайдемо товщину стінки за формулою (4.19):

$$S_R = \frac{6.4 \cdot 600}{2 \cdot 180.125 \cdot 0.9 - 6.4} = 12.1 \text{ мм.}$$

$$S_R + C = 12.1 + 2.0 = 14,1 \text{ мм.}$$

Приймем товщину стінки корпусу сепараційної головки  $S=16$  мм.

З формули (4.20) отримаємо товщину стінки днища:

$$S_{1R} = \frac{6.4 \cdot 600}{2 \cdot 180.125 \cdot 1.0 - 0.5 \cdot 6.4} = 10.75 \text{ мм}$$

$$S_R + C = 10.75 + 2.0 = 10.75 \text{ мм}$$

Приймемо товщину днища  $S=16$  мм.

Гідравлічний розрахунок КСЕ

Гідравлічний опір КСЕ визначається за формулою:

$$\Delta P = \Delta P_r + \Delta P_p \quad (4.22)$$

де  $\Delta P_r$  – опір сухого елемента;

$\Delta P_p$  – втрати тиску, обумовлені наявністю в потоці рідинної фази.

Для розрахунку  $\Delta P_r$  і  $\Delta P_p$  використовують наступні залежності:

$$\Delta P_r = \exp \cdot (4.23 - 2.34 \cdot m) \cdot \frac{\rho_z \cdot W_z^2}{2} \quad (4.23)$$

де  $m$  – відносна площа робочого січення завихрювача;

$$\Delta P_p = 3.22 \cdot \left( \frac{X_p}{\rho_z} \right) \cdot \left( \frac{\nu_p}{\nu_z} \right)^{0.35} \cdot \frac{\rho_z \cdot W_z^2}{2}, \quad (4.24)$$

де  $X_p$  – вміст рідини в газі,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\nu_p, \nu_r$  – кінематична вязкість відповідно рідини і газу,  $\text{м}^2/\text{с}$ .

Кінематична вязкість визначається по залежності:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}, \quad (4.25)$$

де  $\mu$  – динамічна вязкість,  $\text{Па} \cdot \text{с}$ ;

$\rho$  – густина робочого середовища,  $\text{кг/м}^3$ .

Визначимо відносну площу робочого січення завихрювача:

- нижньої частини:

$$m_H = \frac{S_{OH}}{S_n}, \quad (4.26)$$

$$m_H = \frac{1692}{0.785 \cdot 70^2} = 0.44$$

- верхньої частини:

$$m_H = \frac{S_{OH}}{S_n} \quad (4.27)$$

$$m_H = \frac{2142}{0.785 \cdot 70^2} = 0.56$$

Тоді формула буде мати наступний вигляд:

- нижня частина:

$$\Delta P_{ZH} = 24.53 \cdot \rho_z \cdot \frac{W_z^2}{2}, \quad (4.28)$$

- верхня частина:

$$\Delta P_{BH} = 18.54 \cdot \rho_z \cdot \frac{W_z^2}{2}, \quad (4.29)$$

Швидкість газу в патрубку:

$$W_z = \frac{0.125}{0.785 \cdot 0.07^2 \cdot 12} = 2.71, \text{ м/с}, \quad (4.30)$$

Визначимо опір сухого контактного-сепараційного елемента (КСЕ):

$$\Delta P_z = 43.07 \cdot \frac{\rho_z \cdot W_z^2}{2}, \quad (4.31)$$

$$\Delta P_z = 43.07 \cdot \frac{40.44 \cdot 2.71^2}{2} = 6396 \text{ Па}$$

Втрати тиску КСЕ, обумовлені наявністю в потоці рідинної фази, при  $v_p = v_r$

$$\Delta P_p = 3.22 \cdot \left( \frac{X_p}{\rho_z} \right) \cdot \frac{\rho_z \cdot W_z^2}{2}, \quad (4.32)$$

$$\Delta P_p = 3.22 \cdot \left( \frac{11.92}{40.44} \right) \cdot \frac{40.44 \cdot 2.71^2}{2} = 141 \text{ ,Па}$$

Загальні гідравлічні опір сепараційної тарілки визначаємо за формулою (4.22):

$$\Delta P = \Delta P_z + \Delta P_p$$

$$\Delta P = 6396 + 141 = 6537 \text{ Па.}$$

З наведених розрахунків слідує, що для модернізації наявного газосепаратора С-1-2 слід встановити в ньому тарілку з розміщеними на її полотні контактнo-сепараційними елементами (КСЕ) в кількості 13 шт. Діаметр патрубкa КСЕ – 70 мм з кроком встановлення – 115 мм. Внутрішній діаметр корпуса сепараційної головки – 600 мм. Корпус сепараційної головки виготовлений з сталі 09Г2С. Матеріал сепараційної тарілки і контактних елементів – сталь Ст3, матеріал завихрювача – сталь 25Л.

Слід також зауважити, що є можливість регулювання оптимальної подачі апарата шляхом встановлення необхідної кількості КСЕ, заглушивши при цьому вільні отвори під КСЕ знімними заглушками.

В результаті модернізації газосепаратора С-1-2 покращиться якість підготовки газу завдяки кращому вловлюванню краплин рідини.

## РОЗДІЛ 5 ВИМОГИ БЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНА ПРАЦІ

### 5.1 Основні заходи, що забезпечують безпечне ведення технологічного процесу на Юліївському родовищі

Технологічний процес підготовки природного газу на УКПГ-1 відноситься до процесів підвищеної небезпеки з точки зору вибухопожежної безпеки. Це обумовлено наявністю горючих газів, роботою обладнання під високим тиском, використанням легкозаймистих і токсичних речовин, а також можливістю утворення вибухонебезпечних сумішей вуглеводнів з повітрям.

Під час проектування та експлуатації технологічного обладнання передбачено використання конструкцій і апаратів, які здатні витримувати розрахункові навантаження, а також оснащення установок приладами контролю, сигналізації та автоматичного захисту. Це дозволяє мінімізувати ймовірність виникнення аварійних ситуацій, а у випадку їх появи - локалізувати аварію та швидко ліквідувати її наслідки.

Небезпечні та аварійні виробничі ситуації при зборі, промисловій підготовці та транспортуванні природного газу і газового конденсату можуть виникати переважно внаслідок порушення технологічного регламенту експлуатації обладнання, недотримання вимог інструкцій з охорони праці, а також під час виконання ремонтних або вогневих робіт без належного оформлення наряду-допуску [13, 14].

Класифікація виробничих об'єктів за вибуховою, вибухопожежною та пожежною небезпекою, а також визначення категорій санітарної шкідливості робочих процесів здійснюється відповідно до вимог чинних нормативних документів, зокрема НАПБ Б.03.002-2007, НПАОП 40.1-1.32-01 та Правил улаштування електроустановок (ПУЕ).

З точки зору небезпечних і шкідливих виробничих факторів об'єкти газовидобувної промисловості характеризуються такими особливостями:

- виконанням технологічних процесів на вибухопожежонебезпечних установках;

- експлуатацією сепараторів, трубопроводів, ємностей та запірної арматури, що працюють під високим тиском;
- можливістю надходження в атмосферу робочої зони вибухонебезпечних газів і парів;
- використанням у технологічному процесі шкідливих хімічних речовин;
- необхідністю цілодобового обслуговування обладнання за різних метеорологічних умов;
- виконанням окремих видів робіт на висоті понад 1,3 м;
- необхідністю проведення газонебезпечних та вогневих робіт поблизу діючого технологічного обладнання.

Вибухонебезпечні, пожежонебезпечні та токсичні властивості сировини, напівпродуктів і готової продукції, що використовуються у технологічній системі збору, підготовки та транспортування природного газу, визначені відповідно до вимог стандартів [13, 16].

Таблиця 5.1 — Характеристика пожежної небезпеки та токсичності сировинних матеріалів, речовин, цільової продукції та відходів виробництва

Найменування речовини	Клас безпеки у відповідності до ДСТУ		Температура, °С			Концентраційні границі вибуху, % об.		Граничнодопустима концентрація в повітрі робочої зони виробничих приміщень за ДСТУ, мг/м <sup>3</sup>	Характеристика токсичності (вплив на організм людини)
			спалаху	запалення	самозаймання	нижня границя	верхня границя		
Газ природний	IV		-	-	466	4,5	16,0	300(в перерахунку на вуглець)	Ураження нервової системи
Конденсат вуглеводневий	IV		-2	-	380	1,0	6,0		Наркотична дія, викликає подразнення верхніх дихальних шляхів
Водометанольна суміш	III		-	-	-	-	-	5 по метанолу	Може викликати дерматит, екзему
Метанол	III		6	13	440	6,98	35,5	5	Ураження нервової системи; при попаданні у шлунок – сліпоту, смерть
Одорант	II		-20	-	295	2,8	18	1	Параліч м'язових тканин
Дизельне паливо	Л	IV	вище 62	62 – 119	310	2,0	3,0	300 (в перерахунку на вуглець)	Наркотична дія, викликає подразнення верхніх дихальних шляхів, слизових оболонок, шкіри
	З				240				

Кінець таблиці 5.1

Пропан	IV (у разі попадан ня на шкіру III)	-	-	466	2,1	9,5	300 (в перерахунку на вуглець)	Наркотична дія; при попаданні на шкіру – обморожуванн я
Нормал ь-ний бутан				405	1,5	8,5		
Ізобута н				462	1,8	8,4		

Експлуатація установок комплексної підготовки газу повинна здійснюватися відповідно до вимог Кодексу цивільного захисту України, НАПБ А.01.001-2014, НАПБ 01.035-97, НПАОП 40.1-1.21-98, НПАОП 11.1-1.01-08, а також галузевих стандартів системи управління охороною праці підприємств газовидобувної галузі.

Апарати та посудини, що працюють під тиском, водогрійні котли, підігрівачі теплоносія і трубопроводи гарячої води повинні експлуатуватися відповідно до вимог нормативних документів НПАОП 0.00-1.59-87 та НПАОП 0.00-1.60-66.

Кожного року на об'єктах газовидобувного комплексу формується перелік системних заходів, спрямованих на покращення стану охорони праці, а також зведення до мінімуму ризиків виникнення аварійних ситуацій, травм і профзахворювань персоналу.

Серед ключових організаційних та інженерно-технічних рішень, які гарантують безпечну експлуатацію обладнання на УКПГ Юліївського родовища, варто виділити наступні:

- ведення технологічних процесів у суворій відповідності до технологічного регламенту, виробничих інструкцій та інструкцій з охорони праці;
- забезпечення герметичності технологічних апаратів, трубопроводів та запірної арматури;
- своєчасне проведення планово-попереджувальних ремонтів обладнання;

- періодичний контроль стану сепараційних і фільтруючих елементів із проведенням їх огляду не рідше одного разу на рік;
- проведення технічного опосвідчення обладнання на міцність та герметичність;
- регулярна перевірка справності трубопровідної арматури та запобіжних клапанів;
- контроль справності контрольно-вимірювальних приладів, сигналізації та автоматичного захисту;
- забезпечення справності електрообладнання, систем заземлення та блискавкозахисту;
- забезпечення персоналу засобами індивідуального захисту та спеціальним одягом;
- забезпечення виробничих об'єктів первинними засобами пожежогасіння.

Особлива увага під час експлуатації технологічного обладнання повинна приділятися запобіганню іскроутворення та використанню відкритого полум'я поблизу вибухонебезпечних зон. Використання інструменту, який може викликати іскроутворення, не допускається [12, 13, 15].

У зимовий період необхідно забезпечувати безперервну роботу систем підігріву технологічних апаратів. У разі відключення системи підігріву теплоносіїв з обладнання та трубопроводів повинен бути злитий.

У випадку утворення льодяних або гідратних пробок їх ліквідація повинна проводитися шляхом введення інгібіторів, подачі гарячого газу або обігріву гарячою водою чи парою. Використання відкритого полум'я для розігріву обладнання категорично забороняється.

Для контролю корозійного стану обладнання не рідше одного разу на два роки проводиться вимірювання товщини стінок апаратів неруйнівними методами контролю.

Запобіжні клапани повинні перевірятися на спрацювання не рідше одного разу на місяць, а у зимовий період — не рідше одного разу на десять днів.

Під час експлуатації УКПГ обслуговуючий персонал зобов'язаний здійснювати постійний контроль технічного стану апаратів, трубопроводів, фланцевих з'єднань, запірної арматури та контрольно-вимірювальних приладів. У кожену зміну проводиться огляд обладнання з метою перевірки герметичності систем.

У разі виявлення витoku газу з технологічного обладнання необхідно негайно відключити апарат, знизити тиск до атмосферного та виконати продування системи інертним газом.

Особливу небезпеку становлять порушення герметичності апаратів та трубопроводів, які можуть призвести до утворення вибухонебезпечних сумішей вуглеводнів з повітрям та перевищення гранично допустимих концентрацій газів у робочій зоні.

Порушення правил експлуатації електрообладнання або пошкодження ізоляції електропроводки можуть спричинити коротке замикання, іскроутворення та вибух газоповітряної суміші, а також ураження працівників електричним струмом.

Крім того, небезпечними факторами виробничого середовища можуть бути загромождження проходів, слизькі поверхні, несправність драбин або настилів, а також порушення правил виконання робіт на висоті.

Дотримання вимог охорони праці та правил безпечної експлуатації технологічного обладнання є необхідною умовою забезпечення безпечної роботи персоналу та надійного функціонування системи підготовки природного газу на Юліївському родовищі [13, 16].

## **5.2 Способи і необхідні засоби пожежогасіння. Протипожежні заходи**

Зважаючи на підвищену вибухопожежну небезпеку об'єктів газовидобувної промисловості, забезпечення ефективної системи протипожежного захисту є важливою умовою безпечної експлуатації УКПГ-1. Основним завданням пожежогасіння є припинення процесу горіння шляхом впливу на його фізико-хімічні складові.

У промисловій практиці застосовують кілька основних способів ліквідації горіння. Найпоширенішим є охолодження, при якому температура горючої речовини знижується нижче рівня, необхідного для підтримання горіння. Для цього використовують воду або снігоподібну вуглекислоту. Іншим способом є розведення горючого середовища, що досягається зниженням концентрації кисню в зоні горіння за допомогою інертних газів, діоксиду вуглецю чи водяної пари. Також застосовується ізоляція палаючої речовини від повітря, коли поверхня горіння покривається піною, порошковими речовинами або шаром піску.

Ефективним методом є хімічне гальмування реакції горіння, яке відбувається при введенні спеціальних інгібіторів, що переривають ланцюгові реакції окиснення. Крім того, для ліквідації полум'я може застосовуватися механічний зрив полум'я струменем води або газу під тиском. У технологічних системах також використовуються конструктивні засоби обмеження поширення вогню — вогнеперешкоджувачі, які запобігають проходженню полум'я через трубопроводи та канали [14].

На території УКПГ-1 для забезпечення пожежної безпеки функціонує стаціонарна система пожежогасіння та застосовуються первинні засоби боротьби з вогнем. Стаціонарна система включає насосну станцію пожежогасіння, резервуар з розчином піноутворювача об'ємом 50 м<sup>3</sup>, дві резервні ємності з концентрованим піноутворювачем та кільцеву мережу протипожежного водопроводу з пожежними гідрантами. Система підключена до водонапірної вежі підприємства, що забезпечує необхідний тиск води.

Територія установки обладнана первинними засобами пожежогасіння відповідно до вимог чинних нормативних документів. На відкритих технологічних майданчиках встановлені пожежні щити, укомплектовані порошковими вогнегасниками, ящиками з піском, лопатами, ломами, пожежними сокирами та негорючими покривалами. У виробничих і адміністративних приміщеннях розміщені порошкові та вуглекислотні вогнегасники, призначені для ліквідації загорянь різних класів.

При використанні вуглекислотних вогнегасників у закритих приміщеннях необхідно враховувати можливість зниження концентрації кисню в повітрі, тому після їх застосування приміщення підлягає провітрюванню. Порошкові вогнегасники слід використовувати з обережністю, оскільки порошок може викликати задимлення та подразнення дихальних шляхів.

У разі виникнення пожежі персонал повинен негайно повідомити пожежно-рятувальну службу, проінформувати відповідальних осіб та зупинити роботу технологічного обладнання шляхом перекриття подачі газу або конденсату. До прибуття пожежних підрозділів допускається застосування наявних первинних засобів пожежогасіння для локалізації осередку загоряння.

Важливу роль у забезпеченні пожежної безпеки відіграють профілактичні заходи. На УКПГ-1 технологічне обладнання, що становить підвищену небезпеку, розміщене на відкритих майданчиках, що сприяє природному розсіюванню можливих газових скупчень. Територія об'єкта підтримується у належному стані: регулярно проводиться очищення від сухої рослинності та горючих матеріалів, а вздовж огорожі облаштована мінералізована протипожежна смуга. Внутрішні дороги мають тверде покриття і забезпечують доступ пожежної техніки до всіх технологічних ділянок.

Працівники підприємства допускаються до роботи лише після проходження інструктажів та перевірки знань з пожежної безпеки. Навчання включає ознайомлення з правилами поведінки у разі пожежі та практичні навички використання первинних засобів пожежогасіння [12, 14].

### **5.3 Можливі аварійні ситуації, дії обслуговуючого персоналу, зупинка виробничого об'єкта**

Експлуатація об'єктів нафтогазової промисловості пов'язана з ризиком виникнення аварійних та нештатних ситуацій. Такі події можуть виникати як на свердловинах і газозбірних комунікаціях, так і на технологічному обладнанні УКПГ-1. Основними причинами аварій є зношення обладнання, корозійні

пошкодження трубопроводів, порушення технологічного режиму, відмова систем автоматики або помилки персоналу.

До найбільш імовірних аварійних ситуацій належать: розгерметизація фонтанної арматури свердловин, підвищення міжколонного тиску, витіки газу з експлуатаційної колони, пошкодження шлейфів та технологічних трубопроводів, відмова ємнісного обладнання або арматури, перевищення допустимих параметрів тиску і температури, перелив технологічних ємностей, а також утворення вибухонебезпечних газоповітряних сумішей у приміщеннях. Окрему небезпеку становлять пожежі, вибухи або руйнування обладнання, що супроводжуються викидом газу чи легкозаймистих рідин.

Дії персоналу у разі виникнення аварій регламентуються планом локалізації та ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС). При виході технологічних параметрів за допустимі межі або виникненні небезпечної ситуації оператор повинен негайно розпочати процедуру аварійної зупинки установки.

Повна зупинка УКПГ проводиться у випадках розриву магістрального газопроводу, появи відкритого газового фонтана на свердловині, пошкодження газозбірних комунікацій, а також у разі виникнення пожежі на території установки.

Процедура аварійної зупинки передбачає виконання комплексу послідовних операцій. Насамперед оператор повідомляє диспетчерську службу про характер аварії. Після цього перекривається подача газу на установку шляхом закриття запірної арматури на вхідних та вихідних трубопроводах і зупиняється робота компресорного та допоміжного обладнання. Одночасно припиняється подача технологічних реагентів, зокрема метанолу та інгібіторів корозії.

Далі проводиться скидання рідкої фази з апаратів і зниження тиску в технологічних системах шляхом відведення газу на факельну або свічну систему. Після цього здійснюється знеструмлення електроприводів технологічних насосів та іншого обладнання. За необхідності проводиться додаткове перекриття свердловин або ізоляція окремих ділянок трубопроводів [13].

Під час ліквідації аварії персонал зобов'язаний припинити всі роботи на території об'єкта та організувати евакуацію працівників із небезпечної зони. При появі загазованості необхідно використовувати засоби індивідуального захисту органів дихання. У разі витоку газу небезпечну ділянку огорожують, встановлюють попереджувальні знаки та обмежують доступ сторонніх осіб.

У випадку виникнення пожежі або загрози займання персонал повинен негайно викликати пожежно-рятувальну службу та розпочати локалізацію осередку загоряння за допомогою наявних засобів пожежогасіння. Усі дії працівників під час аварійних ситуацій повинні бути спрямовані на швидку локалізацію небезпеки, запобігання поширенню аварії та забезпечення безпеки людей [13, 14, 16].

#### **5.4 Вимоги безпеки під час проведення ремонтних робіт**

Ремонтні та налагоджувальні роботи на УКПГ-1 належать до робіт підвищеної небезпеки, оскільки пов'язані з можливістю розгерметизації обладнання, утворення вибухонебезпечних газоповітряних сумішей або появи токсичних речовин у робочій зоні. Тому всі ремонтні операції повинні виконуватися з суворим дотриманням вимог охорони праці та технологічних регламентів.

Організація технічного обслуговування та ремонтів здійснюється відповідно до графіків планово-попереджувальних ремонтів (ППР), які розробляються інженерно-технічною службою підприємства та затверджуються головним інженером. Виконання ремонтних робіт регламентується галузевими стандартами та внутрішніми нормативними документами підприємства.

Підставою для виведення обладнання або технологічної установки в ремонт є наказ по підприємству, в якому зазначаються терміни зупинки об'єкта, тривалість ремонту, відповідальні особи за організацію та безпечне проведення робіт, а також склад ремонтних бригад.

Перед початком ремонтних робіт проводиться комплекс підготовчих заходів. До них належать оформлення наряду-допуску, проведення інструктажу

з безпечних методів праці, комплектування ремонтної бригади та технологічна підготовка обладнання до ремонту. Остання включає відключення обладнання від діючої системи, скидання тиску, продування та знегажування апаратів.

Особливу увагу приділяють роботам, пов'язаним із внутрішнім оглядом ємностей та апаратів. Такі роботи виконуються тільки за нарядом-допуском під керівництвом відповідальної особи з числа інженерно-технічних працівників, яка зобов'язана перевірити стан робочого місця та відсутність небезпечної концентрації газів перед допуском персоналу.

У зв'язку з вибухонебезпечністю середовища ремонтні роботи повинні виконуватися іскробезпечним інструментом. За необхідності застосування сталевго інструменту його робочі поверхні повинні бути обміднені або покриті мастилом для запобігання іскроутворенню [13, 14].

Під час проведення ремонтних операцій категорично забороняється виконувати будь-які роботи на обладнанні та трубопроводах, що перебувають під тиском. Перед розбиранням апарат має бути надійно відключений від технологічної системи та ізольований встановленням інвентарних заглушок. На запірній арматурі вивішуються попереджувальні знаки «Не відкривати! Працюють люди».

Скидання залишкового тиску з обладнання повинно здійснюватися через штатні продувальні лінії на факельну систему або свічу. Дренування рідкої фази необхідно проводити у закриті системи або спеціальні ємності, не допускаючи розливу вуглеводнів на території об'єкта.

Демонтаж фланцевих з'єднань дозволяється лише після повного зниження тиску в апараті до атмосферного. Болтові з'єднання послаблюються поступово за схемою «хрест-навхрест», що запобігає раптовому викиду залишків продукту.

У разі виникнення небезпечної ситуації під час виконання ремонту (поява газу, порушення роботи обладнання або виникнення пожежі) роботи повинні бути негайно припинені. Персонал виводиться з небезпечної зони, після чого відповідальні особи повідомляють керівництво та діють відповідно до плану локалізації та ліквідації аварій.

## **5.5 Вимоги безпеки під час виконання вогневих і газонебезпечних робіт**

Під час експлуатації та ремонту технологічного обладнання УКПГ-1 значна увага приділяється роботам підвищеної небезпеки, зокрема вогневим та газонебезпечним роботам. Їх виконання пов'язане з ризиком утворення вибухонебезпечних газоповітряних сумішей, займання або отруєння персоналу.

До вогневих робіт належать технологічні операції, під час яких використовується відкритий вогонь, утворюються іскри або відбувається нагрівання металу до температур, що можуть спричинити займання горючих газів. До таких робіт відносять електрозварювання, газове різання металу, застосування паяльних ламп та інші процеси, що супроводжуються іскроутворенням.

Газонебезпечними вважаються роботи, пов'язані з розгерметизацією обладнання і трубопроводів, а також роботи у замкнених просторах (апаратах, ємностях, колодязях), де можливе накопичення вибухонебезпечних або токсичних газів та зниження концентрації кисню [13, 14].

Виконання таких робіт дозволяється лише за наявності спеціального наряду-допуску та відповідного плану організації робіт. До робіт, що потребують оформлення наряду-допуску, належать розкриття апаратів, ремонт або заміна запірної арматури, розгерметизація трубопроводів, ревізія газорегулюючого обладнання, земляні роботи поблизу діючих газопроводів та очищення каналізаційних колодязів.

Деякі планові технологічні операції можуть виконуватися без наряду-допуску, але з обов'язковою реєстрацією у спеціальному журналі та дотриманням затверджених інструкцій. До них належать дрібні ремонтні роботи, ревізія сальникових ущільнень, заміна контрольно-вимірювальних приладів, а також окремі технологічні операції з обслуговування свердловин.

До виконання вогневих і газонебезпечних робіт допускаються лише працівники, які пройшли спеціальне навчання, інструктаж з техніки безпеки,

медичний огляд та володіють навичками користування засобами індивідуального захисту. Перед початком робіт керівник бригади проводить цільовий інструктаж, під час якого визначаються умови безпечного виконання завдання та порядок дій у разі виникнення аварійної ситуації.

## **5.6 Комплекс засобів індивідуального та колективного захисту персоналу**

З метою гарантування безпечного виробничого середовища на об'єктах установки комплексної підготовки газу застосовуються засоби колективного та індивідуального захисту, які дозволяють зменшити вплив небезпечних і шкідливих виробничих факторів на персонал.

До основних засобів колективного захисту належать інженерні системи та технічні рішення, передбачені ще на етапі проектування об'єкта. До них відносяться системи вентиляції та опалення, виробниче освітлення, контури заземлення для захисту від ураження електричним струмом і статичної електрики, а також огороження рухомих частин обладнання і попереджувальні знаки безпеки.

Для швидкої ідентифікації робочих середовищ технологічні трубопроводи мають сигнальне пофарбування відповідно до вимог стандартів. Газопроводи фарбуються у жовтий колір, водопроводи — у зелений, повітропроводи — у синій, а трубопроводи для транспортування рідин — у коричневий. Додатково застосовуються маркувальні кільця, що вказують на ступінь небезпеки середовища [13, 15].

Конструктивне розміщення технологічного обладнання, ширина проходів і облаштування робочих площадок виконані відповідно до норм технологічного проектування, що забезпечує безпечний доступ до обладнання та можливість швидкої евакуації персоналу у разі аварійної ситуації. Для запобігання руйнуванню апаратів від надлишкового тиску застосовуються запобіжні клапани.

Важливим елементом системи безпеки є використання засобів індивідуального захисту. Працівники підприємства забезпечуються спецодягом,

спецвзуттям та іншими ЗІЗ відповідно до характеру виконуваних робіт. Спецодяг виготовляється з матеріалів, що не утворюють іскор та забезпечують захист від механічних і термічних впливів.

Комплекс індивідуального захисту включає засоби захисту голови, рук і тіла (каски, рукавиці, спецодяг і спецвзуття), засоби захисту органів зору і слуху (захисні окуляри, протишумові вкладиші), а також засоби захисту органів дихання. Під час виконання газонебезпечних робіт застосовуються фільтруючі або шлангові протигази, що забезпечують захист від шкідливих газів і парів [13, 16].

## ВИСНОВКИ

У процесі виконання дипломної роботи було успішно вирішено актуальне науково-практичне завдання, спрямоване на підвищення ефективності підготовки природного газу та мінімізацію втрат вуглеводневої сировини на об'єкті Юліївського родовища. Комплексний аналіз та запропоновані технічні рішення сприяють оптимізації експлуатації та підвищенню екологічної безпеки газовидобувного об'єкту.

У першому розділі роботи було виконано аналіз геолого-промислової характеристики Юліївського родовища. Проаналізовано його стратиграфію, тектонічну будову, а також літологічні та фільтраційно-ємнісні властивості колекторів. Особливу увагу приділено фізико-хімічним властивостям природного газу та пластових флюїдів, що є визначальними для технології підготовки газу, особливо в умовах поступового зниження пластових тисків та фазових перетворень.

У другому розділі виконано аналіз основних ускладнень, які виникають під час експлуатації газоконденсатних свердловин на Юліївському родовищі. Встановлено, основні ускладнення, зокрема гідратуутворення, накопичення рідини у стовбурі свердловини та їх шлейфах, а також корозія свердловинного обладнання. Проаналізовано наявні методи боротьби з ускладненнями. Наведено практичний досвід боротьби з ускладненнями на прикладі свердловин Юліївського родовища. Надано рекомендації щодо застосування поверхнево-активних речовин (ПАР) для інтенсифікації винесення рідини, а також інгібіторного захисту від корозії.

У третьому розділі проведено аналіз наявної технології підготовки газу на Юліївському родовищі та запропоновано шляхи зменшення втрат вуглеводнів. Запропоновано удосконалення методу попередження гідратуутворення шляхом підключення інгібіторопроводу безпосередньо до шлейфу свердловини в місцях найбільшого зосередження місцевих опорів, що дозволяє зменшити витрати метанолу та підвищити ефективність боротьби з гідратами. Розроблено заходи

щодо зменшення втрат вуглеводнів, включаючи впровадження закритої системи збору рідини під час продування свердловин за допомогою використання наявного сепаратора С-2-3. Також обґрунтовано оптимізацію експлуатації свердловин із високим водним фактором за рахунок їх пуску в експлуатацію з УКПГ-2 на УКПГ-1.

У четвертому розділі розроблено заходів для підвищення ефективності підготовки газу на Юліївському родовищі. Проведено аналіз ефективності роботи сепараційного обладнання УКПГ-1. На основі досліджень встановлено, низьку ефективність вертикального сепаратора С-1-2. Запропоновано встановлення сепараційної вставки із завихрювачем та краплеловлюючої насадки на вході сепаратора С-1-2, що забезпечить краще відокремлення рідкої фази за рахунок відцентрових і гравітаційних сил. Також запропоновано модернізацію сепаратора С-1-2 за рахунок встановлення додаткових контактних сепараційних елементів (КСЕ).

У рамках цього ж розділу виконано інженерні розрахунки параметрів модернізованого сепараційного обладнання. Розрахунки на міцність підтвердили необхідну товщину стінок корпусу та днища сепараційної головки для забезпечення безпечної експлуатації. Гідравлічні розрахунки контактних сепараційних елементів (КСЕ) дозволили визначити їх оптимальну кількість (13 шт.), діаметр (70 мм) та крок встановлення, що необхідно для ефективного відокремлення рідкої фази від газового потоку. Розрахункові дані підтверджують, що модернізований сепаратор з 13 КСЕ дозволить значно покращити якість очищення газу.

У п'ятому розділі наведено вимоги безпеки та охорони праці на Юліївському родовищі. Проаналізовано основні заходи, що забезпечують безпечне ведення технологічних процесів на УКПГ-1, включаючи запобіжні та протипожежні заходи, а також алгоритми дій персоналу в аварійних ситуаціях. Розглянуто вимоги безпеки під час проведення ремонтних, вогневих та газонебезпечних робіт, а також роль засобів колективного та індивідуального захисту працівників.

Запропоновані у дипломній роботі технічні та технологічні рішення дозволяють не лише підвищити ефективність підготовки природного газу, забезпечити відповідність його параметрів вимогам, але й суттєво знизити експлуатаційні втрати вуглеводневої сировини та гарантувати високий рівень промислової та екологічної безпеки на Юліївському родовищі.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Воловецький В. Б. Розроблення методів і заходів підвищення гідравлічної ефективності трубопроводів систем збирання газу виснажених родовищ : дис. доктора філософії : 185. Івано-Франківськ, 2023. 230 с. URL: <https://nung.edu.ua/sites/default/files/2023-07/Dissertation%20Volovetskyi%20V.pdf> (дата звернення: 19.05.2026).

2. Особливості видобування вуглеводнів на Юліївському НГКР. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2017. № 1(42). С. 33-45. URL: <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/5363/1/5711p.pdf> (дата звернення: 20.05.2026).

3. Розробка технології водоізоляції нафтогазових пластів під час капітального ремонту свердловин / М. І. Фик, Д. Ф. Донський, А. Ю. Куш, А. І. Куш. 2018. URL: [https://www.researchgate.net/profile/Mykhailo\\_Fyk/publication/326415876\\_Development\\_of\\_technology\\_waterproofing\\_of\\_oil\\_and\\_gas\\_layers\\_during\\_overhaul\\_of\\_wells\\_Rozrobka\\_tehnologii\\_vodoizolacii\\_naftogazovih\\_plastiv\\_pid\\_cas\\_kapitalnogo\\_remontu\\_sverdlovin/links/5b4c6ae80f7e9b4637dddc40/Development-of-technology-waterproofing-of-oil-and-gas-layers-during-overhaul-of-wells-Rozrobka-tehnologii-vodoizolacii-naftogazovih-plastiv-pid-cas-kapitalnogo-remontu-sverdlovin.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Mykhailo_Fyk/publication/326415876_Development_of_technology_waterproofing_of_oil_and_gas_layers_during_overhaul_of_wells_Rozrobka_tehnologii_vodoizolacii_naftogazovih_plastiv_pid_cas_kapitalnogo_remontu_sverdlovin/links/5b4c6ae80f7e9b4637dddc40/Development-of-technology-waterproofing-of-oil-and-gas-layers-during-overhaul-of-wells-Rozrobka-tehnologii-vodoizolacii-naftogazovih-plastiv-pid-cas-kapitalnogo-remontu-sverdlovin.pdf) (дата звернення: 20.05.2026).

4. Урядовий кур'єр. 2018. 28 листоп. (№ 225). URL: [https://ukurier.gov.ua/media/newspaper/adv/2018-11-28/225\\_6341-r.pdf](https://ukurier.gov.ua/media/newspaper/adv/2018-11-28/225_6341-r.pdf) (дата звернення: 22.05.2026).

5. Воловецький В. Б., Щирба О. М., Витязь О. Ю. Розроблення комплексних заходів, спрямованих на підвищення ефективності видобування вуглеводнів при розробці родовищ на виснаження. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 3 (52). С. 154–165. URL: [https://pdogf.com.ua/web/uploads/journals\\_pdf/Prospecting%20and%20Developmen](https://pdogf.com.ua/web/uploads/journals_pdf/Prospecting%20and%20Developmen)

[t%20of%20Oil%20and%20Gas%20Fields,%20No.%203\(52\),%202014.pdf](#) (дата звернення: 25.05.2026).

6. Аналіз ускладнень при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин та шляхи боротьби з ними / В. Б. Воловецький, О. Ю. Витязь, В. І. Коцаба, О. М. Щирба, О. М. Витвицька. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2015. № 2 (39). С. 78–88. URL: <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/791/4/5133p.pdf> (дата звернення: 26.05.2026).

7. Воловецький В. Б., Щирба О. М., Витязь О. Ю. Покращення підготовки газу на УКПГ-1 Юліївського НГКР шляхом вдосконалення сепараційного обладнання. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 2 (39). С. 86–92. URL: <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/3820/1/1451p.pdf> (дата звернення: 30.05.2026).

8. Воловецький В. Б. Інтенсифікація видобутку вуглеводнів в умовах зниження пластового тиску в покладах візейських та серпухівських горизонтів Юліївського НГКР / В. Б. Воловецький, М. В. Фрайт, О. М. Щирба, О. Ю. Витязь // *Науковий вісник держ. міжвід. наук. техн. зб. ІФНТУНГ*. – 2010. – № 2 (24). – С. 34–40.

9. Воловецький В. Б. Попередження відкладання гідратів та збирання рідини під час продування свердловини та шлейфу / В. Б. Воловецький, О. Ю. Витязь, О. М. Щирба // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ : держ. міжвід. наук. техн. зб. ІФНТУНГ*. – 2010. – № 1 (34). – С. 160–164.

10. Технологічний регламент експлуатації установки комплексної підготовки газу УКПГ-1 Юліївського НГКР / ГПУ «Шебелинкагазвидобування». Харків, 2023. 124 с.

11. Кисельова С.О. Сепараційне обладнання УкрНДІгазу на базі відцентрових сепараційних елементів / С.О. Кисельова, Л.О. Бондаревська, Є.О. Летюк, В.В. Тюрін // *Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. пр.: УкрНДІгаз*. - Харків, 2009. - Вип. XXXVII. -С. 225-230.

12. Кодекс цивільного захисту України : Закон України від 02.10.2012 р. № 5403-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/5403-17> (дата звернення: 13.06.2026).

13. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України : НПАОП 11.1-1.01-08 : затв. наказом Держгірпромнагляду від 06.05.2008 р. № 95. Київ, 2008. 146 с.

14. Правила пожежної безпеки в Україні : НАПБ А.01.001-2014 : затв. наказом МВС України від 30.12.2014 р. № 1417. Київ, 2014. 192 с.

15. Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд : ДСТУ Б В.2.5-38:2008. [Чинний від 2009-01-01]. Київ, 2008. 61 с.

16. Гігієнічні регламенти допустимого вмісту хімічних і біологічних речовин у повітрі робочої зони : затв. наказом Міністерства охорони здоров'я України від 14.07.2020 р. № 1596. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0741-20> (дата звернення: 14.06.2026).