

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: «Підвищення ефективності експлуатації шлейфів систем збору газу
в умовах зниження пластової енергії (на прикладі діючого родовища)»

Виконав: студент групи НІТ 2022-2

Михайло КОТЕЛЕВЕЦЬ

Керівник: Катерина ПАЛЄЄВА

Рецензент: Володимир КОТУХ

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 та технології

Освітньо-кваліфікаційний рівень _____ бакалавр

Спеціальність _____ 185 – Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

В.о. завідувача кафедри
нафтогазової інженерії
та технологій

 Роман ТКАЧЕНКО
«17» червня 2026 р.





Завдання

на кваліфікаційну роботу бакалавра

студента _____ Котелевця Михайла Володимировича

1. Тема роботи Підвищення ефективності експлуатації шлейфів систем збору газу в умовах зниження пластової енергії (на прикладі діючого родовища) затверджена наказом по університету від «22» травня 2026 р. № 440-03
2. Термін подання студентом закінченої роботи 17.06.2026 р.
3. Вихідні дані до роботи: геолого-промислові дані Копилівського газоконденсатного родовища, характеристики пластового газу, параметри системи збору газу та газозбірних шлейфів, нормативно-технічна документація, науково-технічна література та результати розрахунків, необхідні для обґрунтування заходів з підвищення ефективності експлуатації шлейфів.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці): 1 Аналіз геологічної будови копилівського газоконденсатного родовища; 2 Аналіз системи збору газу копилівського родовища; 3 Інженерний аналіз роботи газозбірних шлейфів та заходи підвищення ефективності; 4 Екологічна безпека компресорної станції; 5 Охорона праці.
5. Графічний матеріал (з точним зазначенням обов'язкових креслень) титольний слайд; актуальність, мета та завдання роботи; загальна характеристика родовища; особливості пластових флюїдів; система збору газу родовища; основні проблеми експлуатації шлейфів; результати гідравлічного розрахунку; основні фактори деградації шлейфів; запропоновані технічні рішення; компресорна станція; екологічна безпека та охорона праці при експлуатації компресорної станції; висновки

6. Консультанти розділів роботи

| Розділ | Консультант | Підпис, дата | |
|----------------------|------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| | | Завдання видав | Завдання прийняв |
| Технологічна частина | ст. викл. Палеева К.М. |  |  |
| Охорона праці | доц. Абракітов В. Е. |  |  |

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Найменування етапів кваліфікаційної роботи бакалавра | Строк виконання етапів роботи | Примітка |
|-------|--------------------------------------------------------------------|-------------------------------|----------|
| 1 | Отримання завдання на виконання кваліфікаційної роботи бакалавра | 25.05.2026 | |
| 2 | Аналіз геологічної будови копилівського газоконденсатного родовища | 25-27.05.2026 | |
| 3 | Аналіз системи збору газу копилівського родовища | 28-31.05.2026 | |
| 4 | Інженерний аналіз роботи газозбірних шлейфів | 01-03.06.2026 | |
| 5 | Розробка заходів підвищення ефективності | 04-07.06.2026 | |
| 6 | Екологічна безпека компресорної станції | 08.06.2026 | |
| 7 | Виконання розділу з охорони праці | 09-11.06.2026 | |
| 8 | Оформлення пояснювальної записки | 12-13.06.2026 | |
| 9 | Оформлення графічного матеріалу | 14-15.06.2026 | |
| 10 | Рецензування кваліфікаційної роботи бакалавра | 16.06.2026 | |
| 11 | Здача закінченої кваліфікаційної роботи в ЕК | 17.06.2026 | |

Керівник

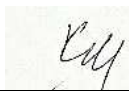


(підпис)

(Катерина ПАЛІССВА)

(прізвище та ініціали)

Студент-бакалавр



(підпис)

(Михайло КОТЕЛЕВЕЦЬ)

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 69 стор., 7 рис., 11 табл., 25 джерел.

Об'єкт дослідження – газозбірні шлейфи системи збору газу Копилівського газоконденсатного родовища.

Предмет дослідження – процеси транспортування газорідинної суміші в газозбірних шлейфах та методи підвищення ефективності їх експлуатації в умовах зниження пластової енергії.

Мета роботи – підвищення ефективності експлуатації газозбірних шлейфів системи збору газу шляхом аналізу причин зростання гідравлічних втрат та обґрунтування технічних заходів щодо забезпечення стабільного транспортування продукції свердловин.

У роботі виконано аналіз геолого-промислової характеристики Копилівського газоконденсатного родовища, досліджено склад і властивості пластових флюїдів, розглянуто особливості функціонування системи збору газу та газозбірних шлейфів. Проведено аналіз режимів течії газорідинної суміші, визначено основні фактори, що призводять до зниження ефективності роботи шлейфів, зокрема падіння пластового тиску, накопичення рідкої фази та збільшення втрат тиску.

Виконано гідравлічний аналіз роботи газозбірних шлейфів та обґрунтовано комплекс заходів щодо підвищення ефективності їх експлуатації. Запропоновано впровадження компресорної підтримки та виконано розрахунок двоступеневої компресорної станції продуктивністю 1,2 млн м³/добу. Показано, що реалізація запропонованих технічних рішень дозволить знизити гідравлічні втрати, покращити умови винесення рідкої фази та забезпечити стабільну роботу свердловин на пізній стадії розробки родовища.

У роботі також розглянуто питання екологічної безпеки та охорони праці під час експлуатації компресорної станції, визначено основні небезпечні виробничі фактори та запропоновано заходи щодо їх мінімізації.

ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ, СИСТЕМА ЗБОРУ ГАЗУ,
ГАЗОЗБІРНИЙ ШЛЕЙФ, КОМПРЕСОРНА СТАНЦІЯ.

ЗМІСТ

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ | 7 |
| ВСТУП | 8 |
| 1 АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ КОПИЛІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА | |
| 1.1 Загальні відомості про родовище | 10 |
| 1.2 Стратиграфія та літологія..... | 12 |
| 1.3 Тектонічна будова | 15 |
| 1.4 Газоносність родовища..... | 17 |
| 1.5 Гідрогеологічна характеристика..... | 19 |
| 1.6 Фізико-колекторські властивості продуктивних горизонтів..... | 20 |
| 1.7 Фізико-хімічні властивості пластових флюїдів | 22 |
| 1.8 Вплив геолого-промислових особливостей родовища на роботу системи збору газу..... | 24 |
| Висновки до розділу 1 | 26 |
| 2 АНАЛІЗ СИСТЕМИ ЗБОРУ ГАЗУ КОПИЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА ... | |
| 2.1 Схема збору газу | 27 |
| 2.2 Характеристика газозбірних шлейфів..... | 29 |
| 2.3 Аналіз режиму течії газорідинної суміші в шлейфах..... | 32 |
| 2.4 Проблеми експлуатації газозбірних шлейфів | 33 |
| 2.5 Основні фактори зниження ефективності газозбірних шлейфів..... | 35 |
| Висновки до розділу 2 | 37 |
| 3 ІНЖЕНЕРНИЙ АНАЛІЗ РОБОТИ ГАЗОЗБІРНИХ ШЛЕЙФІВ ТА ЗАХОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ..... | |
| 3.1 Вихідні дані для гідравлічного розрахунку шлейфу | 39 |
| 3.2 Гідравлічний розрахунок втрат тиску | 39 |
| 3.3 Аналіз пропускної здатності шлейфу | 42 |
| 3.4 Критична швидкість винесення рідини | 42 |
| 3.5 Основні інженерні причини деградації системи..... | 43 |

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.6 Інженерні заходи підвищення ефективності | 45 |
| 3.7 Розрахунок компресорної станції з міжступеневим стиском..... | 48 |
| Висновки до розділу 3 | 53 |
| 4 ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ | 55 |
| 4.1 Загальна характеристика екологічних аспектів експлуатації компресорної станції..... | 55 |
| 4.2 Основні джерела негативного впливу на довкілля..... | 56 |
| 4.3 Заходи щодо зниження екологічного впливу компресорної станції .. | 57 |
| 4.4 Нормативно-правове забезпечення екологічної безпеки | 58 |
| 4.5 Оцінка екологічної ефективності запропонованих технічних рішень | 59 |
| Висновки до розділу 4 | 59 |
| 5 ОХОРОНА ПРАЦІ | 60 |
| 5.1 Завдання з охорони праці | 60 |
| 5.2 Аналіз умов праці на об'єкті | 60 |
| 5.3 Організація безпечних та нешкідливих умов праці..... | 61 |
| 5.4 Заходи щодо поліпшення умов праці і підвищення безпеки..... | 62 |
| 5.5 Пожежна безпека..... | 64 |
| Висновки до розділу 5..... | 64 |
| ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ | 66 |
| ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... | 68 |

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- API – American Petroleum Institute (Американський інститут нафти);
- IEC – International Electrotechnical Commission (Міжнародна електротехнічна комісія);
- ISO – International Organization for Standardization (Міжнародна організація зі стандартизації);
- LDAR – Leak Detection and Repair (система виявлення та усунення витоків);
- ГКР – газоконденсатне родовище;
- ГТС – газотранспортна система;
- ДКЗ – Державна комісія України по запасах корисних копалин;
- ЗІЗ – засоби індивідуального захисту;
- КС – компресорна станція;
- ЛЗР – легкозаймисті рідини;
- НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг;
- НПАОП – нормативно-правовий акт з охорони праці;
- ПГ – природний газ;
- ПЗП – привибійна зона пласта;
- СКАДА (SCADA) – система диспетчерського керування та збору даних (Supervisory Control and Data Acquisition);
- УГВ – АТ «Укргазвидобування»;
- УКПГ – установка комплексної підготовки газу.

ВСТУП

Значна частина вітчизняних газоконденсатних родовищ перебуває на пізній стадії розробки, що супроводжується поступовим зниженням пластового та гирлового тисків, скороченням дебітів свердловин і погіршенням умов транспортування продукції до установок підготовки газу. За таких умов особливого значення набуває ефективність функціонування систем збору продукції свердловин, зокрема газозбірних шлейфів.

Зниження пластової енергії призводить до збільшення втрат тиску в шлейфах, накопичення рідкої фази в понижених ділянках трубопроводів, погіршення умов винесення конденсату та пластової води, а також до зменшення пропускної здатності системи збору. У результаті навіть за наявності залишкових запасів вуглеводнів фактичний видобуток може обмежуватися технічними можливостями наземного обладнання. Такі особливості спостерігаються для більшості родовищ України, що розробляються в режимі виснаження пластової енергії [1].

Ефективна експлуатація газозбірних шлейфів включає забезпечення необхідної пропускної здатності трубопроводів, зменшення до мінімуму гідравлічних втрат, попередження утворення рідинних накопичень та підтримання надійності роботи обладнання. Практичний досвід експлуатації газоконденсатних родовищ свідчить, що накопичення рідини у системі «свердловина – шлейф – установка підготовки газу» є однією з основних причин додаткових втрат тиску та зниження продуктивності свердловин [2].

Під час проєктування та експлуатації систем збору природного газу необхідно враховувати вимоги чинної нормативної бази України, зокрема [3, 4], а також нормативні документи, що регламентують будівництво та експлуатацію промислових трубопроводів нафтових і газоконденсатних родовищ. У зв'язку з цим актуальним завданням є дослідження впливу зниження пластової енергії на роботу газозбірних шлейфів та розроблення технічних рішень, спрямованих на підвищення ефективності їх експлуатації на прикладі Копилівського газоконденсатного родовища.

Метою роботи є підвищення ефективності експлуатації шлейфів систем збору газу в умовах зниження пластової енергії на прикладі Копилівського газоконденсатного родовища.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- проаналізувати геолого-промислові особливості Копилівського газоконденсатного родовища;
- дослідити поточний стан системи збору та транспортування продукції свердловин;
- виконати аналіз впливу зниження пластового тиску на режими роботи газозбірних шлейфів;
- визначити основні фактори, що знижують ефективність експлуатації шлейфів;
- обґрунтувати технічні заходи щодо підвищення ефективності роботи системи збору газу;
- оцінити технологічну та економічну доцільність запропонованих рішень.

Об'єктом дослідження є система збору та транспортування продукції свердловин Копилівського газоконденсатного родовища.

Предметом дослідження є технологічні процеси експлуатації газозбірних шлейфів в умовах зниження пластової енергії.

Практичне значення роботи полягає в обґрунтуванні заходів, спрямованих на зменшення гідравлічних втрат у системі збору газу, підвищення стабільності роботи свердловин та забезпечення ефективного використання залишкових запасів природного газу.

Під час підготовки кваліфікаційної роботи використовувалися сучасні інформаційні технології та інструменти обробки даних, зокрема системи штучного інтелекту (ChatGPT (OpenAI)) для пошуку інформації, аналізу джерел, перевірки структури тексту та вдосконалення мовного оформлення окремих фрагментів роботи. Використання таких інструментів мало допоміжний характер і не замінювало самостійного виконання досліджень, розрахунків, аналізу результатів та формулювання висновків автором роботи.

1 АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ КОПИЛІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

1.1 Загальні відомості про родовище

Копилівське газоконденсатне родовище розташоване в межах Полтавського району Полтавської області та належить до числа родовищ Східного нафтогазоносного регіону України. В адміністративному відношенні площа родовища знаходиться поблизу села Копили та безпосередньо прилягає до східної околиці міста Полтава. Вигідне географічне положення об'єкта визначається наявністю розвиненої транспортної інфраструктури, зокрема близькістю автомобільної магістралі Київ–Харків та залізничних шляхів сполучення, що створює сприятливі умови для виконання виробничих і ремонтних робіт, а також транспортування обладнання та матеріалів [5]. Оглядова карта району робіт наведена на рисунку 1.1.

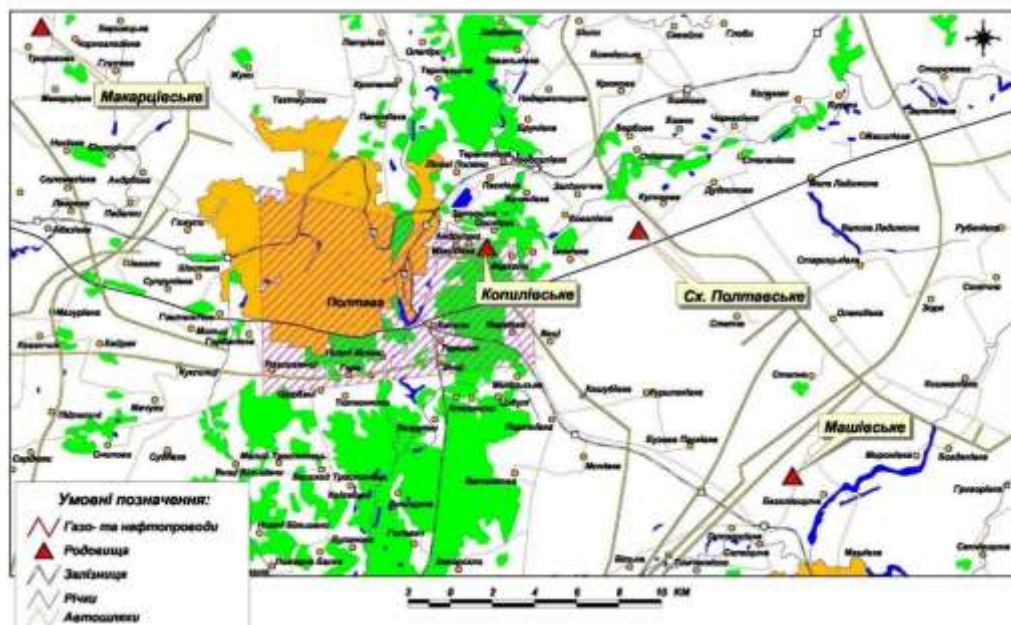


Рисунок 1.1 – Оглядова карта району робіт

У геоморфологічному відношенні територія родовища приурочена до рівнинної частини лівобережного Придніпров'я. Рельєф характеризується слабкохвилястою еродованою поверхнею, розчленованою мережею балок і

ярів, що сформувалися в долинах річок Коломак та Ворскла. Абсолютні відмітки земної поверхні переважно змінюються від 90 м до 110 м. Такі особливості рельєфу необхідно враховувати під час проектування та експлуатації систем збору газу, оскільки перепади висот можуть впливати на умови руху газорідинної суміші в шлейфах та сприяти утворенню локальних рідинних накопичень.

Клімат району помірно континентальний із теплим літом та помірно холодною зимою. Середня температура найхолоднішого місяця – січня – становить близько мінус 8 °С, тоді як середня температура липня коливається в межах від +20 °С до +25 °С. Середньорічна температура повітря складає приблизно +7,2 °С. Кількість атмосферних опадів у середньому становить 480–520 мм на рік. Глибина сезонного промерзання ґрунтів змінюється від 0,7 м до 1,5 м залежно від погодних умов конкретного року [6].

Господарське освоєння території є достатньо високим. Основними напрямками економічної діяльності є сільське господарство, переробна промисловість та підприємства паливно-енергетичного комплексу. Наявність розвиненої виробничої та транспортної інфраструктури позитивно впливає на умови експлуатації родовища та обслуговування об'єктів нафтогазового комплексу.

У геоструктурному відношенні Копилівське родовище розташоване в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини – одного з найбільших нафтогазоносних басейнів України. За сучасними уявленнями, Дніпровсько-Донецька западина є рифтогенною структурою палеозойського віку, в межах якої зосереджена значна частина промислових запасів природного газу та газового конденсату України [7; 8].

Потужність осадового чохла в межах Копилівської структури становить близько 10,5–12,0 км, що свідчить про тривалий та складний розвиток осадового басейну. Геологічний розріз родовища представлений відкладами палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем. Основними продуктивними комплексами є карбонатні та теригенні відклади нижньої

Найдавнішими породами, розкритими свердловинами в межах Копилівської структури, є верхньодевонські відклади франського ярусу. Вони залягають у вигляді солянокупольних утворень і представлені кам'яною сіллю, ангідритами, доломітами, вапняками та брекчіями. Значна роль девонських відкладів полягає у формуванні соляного штока, який суттєво вплинув на тектонічний розвиток структури та утворення пасток вуглеводнів. Потужність розкритих девонських порід змінюється від 67 м до 550 м.

Кам'яновугільна система є основною продуктивною частиною розрізу родовища. Вона представлена середнім та верхнім відділами. Середньокам'яновугільні відклади включають башкирський та московський яруси, складені переважно пісковиками, алевролітами, аргілітами, вапняками і доломітами. Саме до цих відкладів приурочені продуктивні горизонти Б-8-9 та М-1 – М-6, в яких виявлено промислові поклади газу і конденсату.

Башкирський ярус характеризується розвитком карбонатно-теригенних порід. У літологічному складі переважають вапняки та доломіти з прошарками аргілітів і пісковиків. Загальна товщина башкирських відкладів у межах родовища становить від 52 м до 196 м.

Московський ярус залягає зі стратиграфічною незгідністю на розмитих башкирських відкладах і представлений чергуванням пісковиків, алевролітів та аргілітів. У його складі виділяється низка продуктивних горизонтів, які мають важливе промислове значення. Потужність московських відкладів змінюється від 79 м до 259 м.

Верхньокам'яновугільні відклади представлені касимівським та гжельським ярусами. Вони складені переважно аргілітами, алевролітами та пісковиками. Касимівські відклади характеризуються значною часткою піщаного матеріалу, тоді як у гжельському ярусі переважають глинисті породи. Загальна товщина верхньокам'яновугільного комплексу досягає понад 1000 м.

Пермська система представлена відкладами нижнього відділу, які охоплюють асельський та сакмарський яруси. Асельські відклади складені

чергуванням кам'яної солі, ангідритів, доломітів, вапняків, мергелів і глинистих порід. Саме в межах асельського ярусу виділено продуктивний горизонт А-2, який є одним із найбільш перспективних об'єктів родовища. Потужність асельських відкладів становить від 370 до 742 м.

Сакмарський ярус представлений переважно соленосною товщею, у складі якої домінує кам'яна сіль з окремими прошарками ангідритів та глинистих порід. Товщина відкладів змінюється від повного виклинювання до 356 м.

Мезозойська ератема представлена тріасовою, юрською та крейдовою системами. Тріасові відклади залягають зі стратиграфічною та кутовою незгідністю на породах палеозою і складені переважно пісковиками, пісками, глинами та карбонатними породами. Загальна потужність тріасового комплексу досягає 850–912 м.

Юрські відклади представлені середнім та верхнім відділами і характеризуються значною різноманітністю літологічного складу. У розрізі присутні пісковики, піски, глини та вапняки. Потужність юрських порід становить від 393 до 697 м.

Крейдова система представлена нижнім та верхнім відділами. Нижньокрейдіві відклади складені переважно кварцовими пісками та пісковиками з прошарками глин. Верхньокрейдівий комплекс представлений кварцово-глауконітовими пісками, мергелями, крейдою та кременистими породами. Загальна товщина крейдових відкладів сягає 500 м.

Кайнозойські відклади поширені повсюдно та представлені палеогеновими, неогеновими і четвертинними утвореннями. Палеогеновий комплекс складений переважно глинами, мергелями та пісками, потужність яких становить 79–149 м. Неогенові та четвертинні відклади представлені суглинками, глинами, пісками та сучасним ґрунтовим покривом потужністю до 15 м.

1.3 Тектонічна будова

У тектонічному відношенні Копилівське газоконденсатне родовище розташоване в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), яка є головною нафтогазоносною структурою Східного нафтогазоносного регіону України [7, 8]. Територія родовища приурочена до центральної частини рифтогенного прогину, сформованого внаслідок інтенсивних тектонічних процесів девонського віку, що зумовили накопичення потужної товщі осадових порід і створення сприятливих умов для формування пасток вуглеводнів.

Структурна карта продуктивного горизонту А-2 наведена на рис. 1.3.

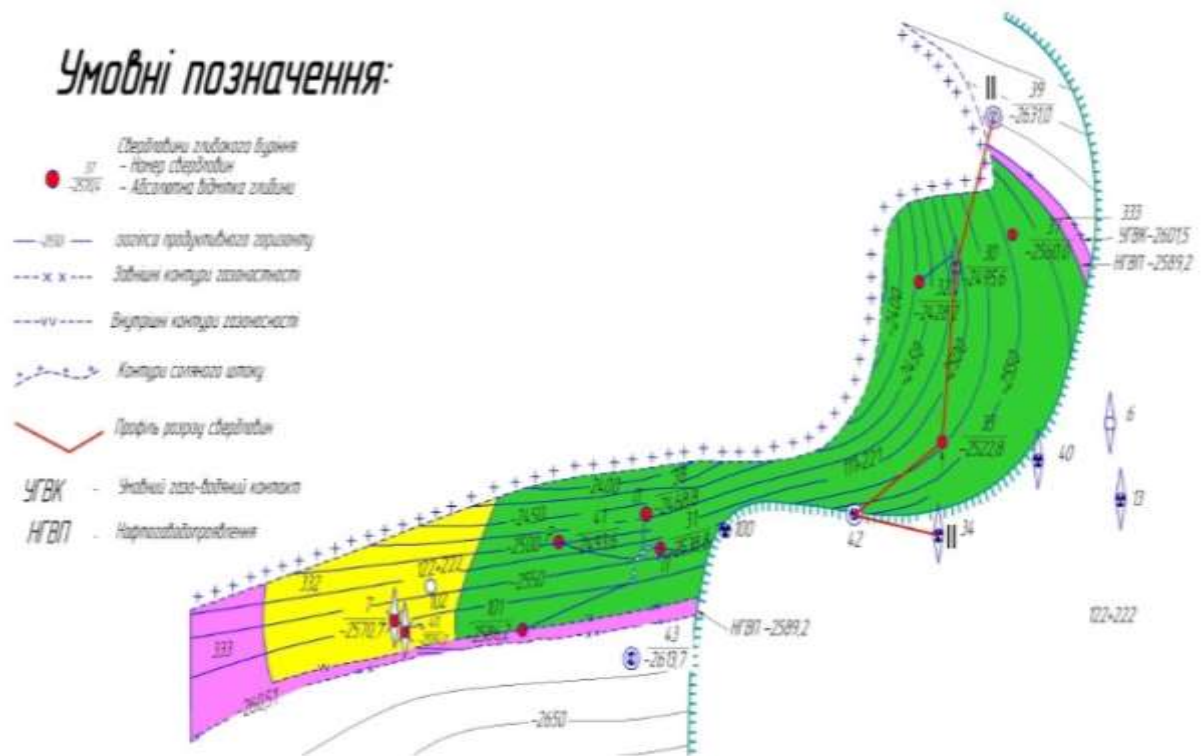


Рисунок 1.3 – Геологічний розріз по лінії I-I Копилівського ГКР

В межах фундаменту Копилівська структура розташована над північною приклинальною частиною Руденківського виступу кристалічного фундаменту, який ускладнює будову південних схилів Ландарійської та Східно-Полтавської западин. Глибина залягання кристалічного фундаменту в

районі родовища змінюється від 10,5 до 12,0 км, що свідчить про значну потужність осадового чохла та високий ступінь тектонічної диференціації території [9].

В осадовому комплексі Копилівське підняття являє собою брахіантиклінальну складку солянокупольного типу. Формування сучасної структури значною мірою пов'язане з розвитком девонського соляного тектогенезу, внаслідок якого відбулося переміщення пластичних соленосних мас у верхні горизонти осадового розрізу. У результаті цього процесу сформувався Полтавський соляний шток, який є одним із головних структуроутворюючих елементів родовища.

Соляне ядро має характерну грибоподібну форму та залягає на передтріасовому рівні. Під час його підняття відбувалося деформування навколишніх осадових товщ, що спричинило утворення антиклінальних піднять, систем розломів та зон виклинювання колекторських порід. Саме ці структурні особливості відіграли визначальну роль у формуванні покладів вуглеводнів різного типу.

За даними сейсмозв'язувальних досліджень і буріння, Копилівська структура по кам'яновугільних відкладах являє собою брахіантикліналь субширотного простягання, склепіння якої ускладнене впливом соляного штока. Структура характеризується асиметричною будовою та значною мінливістю морфології окремих продуктивних горизонтів, що обумовлено нерівномірним проявом соляної тектоніки.

Копилівське підняття разом зі Східно-Полтавською структурою формує єдину антиклінальну зону субширотного простягання. З північного боку вона обмежується Кротенківським прогином, а з південного – Північно-Машівським прогином. Обидві структури розділені сідлоподібним пониженням, яке простежується за даними геофізичних досліджень та структурного картування.

Суттєвий вплив на будову родовища мають диз'юнктивні порушення, сформовані в процесі розвитку соляного діапїризму. Наявність розривних

порушень сприяла утворенню тектонічно екранованих та комбінованих пасток, які відіграють важливу роль у локалізації покладів газу та конденсату. У межах окремих продуктивних горизонтів встановлено поєднання структурного, літологічного та тектонічного контролю нафтогазоносності.

Складні поверхневі умови району, зокрема наявність населених пунктів, промислових об'єктів, транспортних комунікацій, лісових масивів і річкових долин, певною мірою обмежували можливості проведення детальних сейсморозвідувальних робіт. У зв'язку з цим найбільш повно вивченими є східна та південно-східна частини структури, де було зосереджено основний обсяг геофізичних досліджень і пошуково-розвідувального буріння.

1.4 Газоносність родовища

Копилівське газоконденсатне родовище належить до Глинсько-Солохівського газонафтоносного району Східного нафтогазоносного регіону України, який є одним із найбільш перспективних та освоєних районів Дніпровсько-Донецької западини [7, 8]. Нафтогазоносність родовища пов'язана з відкладами нижньої пермі та середнього карбону, в межах яких виявлено низку промислових покладів газу та газового конденсату.

За результатами геологорозвідувальних робіт і буріння свердловин промислові скупчення вуглеводнів встановлені в горизонтах А-2 асельського ярусу нижньої пермі, М-1, М-2, М-3, М-4, М-5 і М-6 московського ярусу, а також у горизонті Б-8-9 башкирського ярусу середнього карбону. Наявність продуктивних пластів на різних стратиграфічних рівнях свідчить про багатоярусний характер нафтогазоносності родовища та складні умови формування покладів.

За ступенем насиченості осадового розрізу продуктивними горизонтами Копилівське родовище належить до родовищ із переривчастим типом нафтогазоносності. Вуглеводневі поклади розташовані в окремих стратиграфічних інтервалах, які відокремлені один від одного значними

товщами слабопроникних або непроникних порід, що виконують роль природних флюїдоупорів.

За геологічною будовою Копилівське родовище відноситься до складних багатопкладних газоконденсатних родовищ. У межах структури встановлено дев'ять самостійних газоконденсатних покладів. Один із них приурочений до карбонатного горизонту А-2 нижньопермських відкладів, сім покладів пов'язані з продуктивними горизонтами М-1 – М-6 московського ярусу, а ще один – із горизонтом Б-8–9 башкирського ярусу.

Продуктивні горизонти залягають на глибинах від 2350 до 5000 м, що обумовлює значний діапазон пластових тисків і температур. Зі збільшенням глибини спостерігається покращення термобаричних умов для збереження вуглеводневих скупчень, що є характерною особливістю більшості родовищ центральної частини Дніпровсько-Донецької западини [1].

Формування покладів вуглеводнів відбувалося під впливом складної тектонічної еволюції території та активного розвитку соляної тектоніки. У межах родовища виділяються пластові склепінні, літологічно екрановані, тектонічно екрановані та комбіновані пастки. Найбільш поширеними є комбіновані пастки, утворення яких пов'язане з одночасним впливом структурних і літологічних факторів.

Колекторські властивості продуктивних горизонтів визначаються їх літологічним складом. У відкладах нижньої пермі колекторами виступають переважно тріщинуваті та пористі вапняки, доломіти й доломітизовані вапняки. Для московських відкладів основними колекторами є пісковики та алевроліти, тоді як у башкирському ярусі продуктивність пов'язана переважно з пісковиками різного ступеня цементації. Покришками для покладів слугують потужні товщі глинистих порід, ангідритів і кам'яної солі, які забезпечують надійну ізоляцію вуглеводневих скупчень.

Особливий інтерес для подальшої розробки становить горизонт А-2, приурочений до асельських карбонатних відкладів. Поклад характеризується значними запасами газу та конденсату, а також складною геологічною

будовою, обумовленою впливом соляного штока. Високий вміст конденсату у пластовому газі визначає необхідність врахування фазових перетворень під час руху продукції свердловин по шлейфах та технологічному обладнанню системи збору газу.

1.5 Гідрогеологічна характеристика

У гідрогеологічному відношенні Копилівське газоконденсатне родовище розташоване в центральній частині Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну, який характеризується значною потужністю осадового чохла та наявністю багатоярусної системи водоносних горизонтів [8, 10]. Особливості гідрогеологічної будови родовища мають важливе значення для оцінки умов формування та збереження покладів вуглеводнів, а також для аналізу процесів, що супроводжують їх розробку.

Вивчення гідрогеологічних умов Копилівського родовища здійснювалося на основі матеріалів буріння, геофізичних досліджень свердловин, результатів випробування продуктивних і водоносних горизонтів, а також даних, отриманих під час дослідження сусідніх родовищ Полтавського нафтогазоносного району, зокрема Абазівського, Східно-Полтавського, Новоукраїнського та Чутівського. Комплекс проведених досліджень дозволив встановити закономірності поширення пластових вод, оцінити їхній хімічний склад та визначити характер взаємодії водоносних і газоносних комплексів.

У межах родовища виділяються водоносні горизонти різного віку, приурочені до мезозойських і кайнозойських відкладів, а також водонасичені частини палеозойського розрізу. Підземні води характеризуються високими пластовими тисками, що є типовим для центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. Виняток становлять лише верхні четвертинні горизонти, які належать до зони активного водообміну та перебувають під впливом сучасних кліматичних і гідрологічних факторів.

Дебіти водоносних свердловин у межах району робіт змінюються в широких межах – від 7 до 90 м³/добу. Статичні рівні підземних вод зазвичай встановлюються на глибинах від 7 до 50 м від поверхні землі, що свідчить про достатньо сприятливі умови водонасичення верхньої частини геологічного розрізу.

За хімічним складом води верхньої гідродинамічної зони належать переважно до гідрокарбонатно-натрієвого та сульфатно-натрієвого типів за класифікацією Суліна. Їхня мінералізація змінюється від 0,8 до 9,0 г/л, що характерно для підземних вод зони активного водообміну. Зі збільшенням глибини залягання спостерігається закономірне зростання мінералізації пластових вод і вмісту розчинених солей.

Пластові води продуктивних горизонтів характеризуються підвищеною густиною та значною мінералізацією. За результатами лабораторних досліджень густина пластової води становить близько 1160 кг/м³. Підвищений вміст мінеральних компонентів обумовлює їхню корозійну активність щодо металевого обладнання та трубопроводів системи збору газу, що необхідно враховувати під час експлуатації родовища [11].

Гідрогеологічні дослідження також мають важливе значення для встановлення положення газоводяних контактів і визначення режимів роботи покладів. Аналіз результатів випробувань показав, що між покладами вуглеводнів і пластовими водами існує гідродинамічний зв'язок, який впливає на процеси розробки родовища. У міру зниження пластового тиску під час тривалої експлуатації можливе збільшення обводнення окремих свердловин та винесення пластової води разом із газом до системи збору.

1.6 Фізико-колекторські властивості продуктивних горизонтів

Продуктивні горизонти Копилівського газоконденсатного родовища приурочені до теригенних і карбонатних відкладів нижньої пермі (горизонт А-2) та середнього карбону (горизонти М-1 – М-6, Б-8-9). Формування

колекторських властивостей порід визначається їх літологічним складом, ступенем цементації, тріщинуватістю та вторинними процесами діагенезу. Основні параметри колекторів встановлені за результатами лабораторних досліджень кернавого матеріалу та даними промислово-геофізичних досліджень свердловин [7, 8].

Горизонт А-2 асельського ярусу нижньої пермі представлений переважно карбонатними породами – вапняками, доломітизованими вапняками та доломітами. Для даного горизонту характерна складна порова структура з поєднанням міжзернової та тріщинної пористості, що суттєво впливає на фільтраційні властивості колекторів. У межах горизонту виділяються два основні проникні інтервали (А-2а та А-2б), розділені слабкопроникними глинисто-карбонатними породами товщиною 6–8 м, які виконують роль внутрішнього флюїдоупору.

За даними лабораторних досліджень, для карбонатних колекторів горизонту А-2 встановлено такі граничні значення: пористість – не менше 7,0 %, проникність – не менше $0,2 \cdot 10^{-15}$ м², газонасиченість – близько 63 %. Просторова неоднорідність колекторських властивостей проявляється у зниженні пористості та проникності в напрямку до соляного штока, що пов'язано з процесами ущільнення та вторинної цементації порід.

У межах горизонту А-2 основними колекторами є доломітизовані вапняки та вапняки з різним ступенем глинистості. Порода характеризується підвищеною чутливістю до структурних змін, що обумовлює значну мінливість фільтраційних характеристик по площі родовища. Над покрівлею продуктивного горизонту залягають щільні глинисті та соленосні породи (ангідрити, кам'яна сіль), які забезпечують надійну гідродинамічну ізоляцію покладу.

Продуктивні горизонти московського ярусу (М-1 – М-6) представлені переважно теригенними колекторами – пісковиками та алевролітами з різним ступенем цементації. Пористість таких порід змінюється в широких межах і визначається гранулометричним складом та типом цементу. У більшості

випадків колектори мають порово-тріщинний тип, що забезпечує достатні фільтраційні властивості для промислової розробки. Важливою особливістю є чергування проникних пісковикових пластів із глинистими прошарками, які створюють внутрішню шаруватість і впливають на характер руху флюїдів.

Башкирський горизонт Б-8-9 представлений переважно карбонатними породами – вапняками та доломітами, часто тріщинуватими. Колекторські властивості в цьому інтервалі значною мірою визначаються розвитком тріщинної пористості, яка виникла внаслідок тектонічних деформацій і впливу соляної тектоніки. Такі колектори характеризуються високою неоднорідністю та значною варіацією проникності по розрізу.

Загальною особливістю продуктивних горизонтів Копилівського родовища є їх значна літологічна мінливість та складна будова колекторів. Більшість пластів належать до неоднорідних колекторів порово-тріщинного або порового типу з вираженою анізотропією фільтраційних властивостей. Це обумовлює складність прогнозування поведінки покладів у процесі розробки та необхідність детального врахування гідродинамічних характеристик при моделюванні.

З точки зору експлуатації газозбірних систем, фізико-колекторські властивості безпосередньо впливають на дебіти свердловин, стабільність притоку та режим винесення рідини. Зниження проникності та пористості в процесі виснаження покладів може призводити до зменшення швидкості потоку газу, що, у свою чергу, сприяє накопиченню рідкої фази у привибійній зоні та газозбірних шлейфах. Таким чином, колекторські характеристики продуктивних горизонтів є одним із ключових факторів, що визначають ефективність роботи системи збору газу на пізніх стадіях розробки родовища.

1.7 Фізико-хімічні властивості пластових флюїдів

Пластові флюїди Копилівського газоконденсатного родовища представлені переважно газоконденсатною системою, що характеризується

високою метановою складовою та наявністю рідких вуглеводнів C₅+ у пластових умовах. За результатами промислових газоконденсатних досліджень встановлено, що родовище належить до типових сухогазоконденсатних систем Дніпровсько-Донецької западини з помірним вмістом важких фракцій [1, 8].

Пластовий газ Копилівського газоконденсатного родовища характеризується переважно метановим складом із наявністю важчих вуглеводневих компонентів, які визначають його газоконденсатний характер. Для оцінки властивостей газу було виконано дослідження проб, відібраних із свердловин, що експлуатують продуктивні горизонти А-26 та А-2а-26. Результати аналізу компонентного складу та фізико-хімічних властивостей газу наведено в таблицях 1.1 та 1.2.

Аналіз наведених даних показує, що газ Копилівського родовища характеризується високим вмістом метану, який змінюється від 88,84 до 91,00 % мол. Такий склад обумовлює високу теплотворну здатність газу та підтверджує його належність до газоконденсатних систем метанового типу.

Таблиця 1.1 – Компонентний склад видобувних газів досліджених свердловин, мол. %

| № свердловини | Продуктивний горизонт | CH ₄ | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | i-C ₄ H ₁₀ | n-C ₄ H ₁₀ | C ₅ + | N ₂ | CO ₂ |
|---------------|-----------------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|------------------|----------------|-----------------|
| 30 | А-26 | 88,84 | 3,61 | 1,11 | 0,16 | 0,27 | 2,77 | 3,02 | 0,22 |
| 30* | А-26 | 90,41 | 3,56 | 1,08 | 0,16 | 0,26 | 1,32 | 3,04 | 0,17 |
| 31 | А-2а-26 | 90,34 | 3,59 | 1,20 | 0,17 | 0,29 | 0,92 | 3,35 | 0,14 |
| 32 | А-2а-26 | 90,92 | 3,49 | 1,02 | 0,17 | 0,33 | 0,92 | 2,98 | 0,17 |
| 33 | А-2а-26 | 91,00 | 3,61 | 1,02 | 0,14 | 0,23 | 0,84 | 3,00 | 0,16 |
| 42 | А-26 | 90,60 | 3,63 | 1,17 | 0,17 | 0,28 | 0,88 | 3,12 | 0,15 |
| 100 | А-26 | 90,30 | 3,66 | 1,21 | 0,17 | 0,28 | 0,88 | 3,36 | 0,14 |
| 41 | А-2а-26 | 90,13 | 3,66 | 1,28 | 0,17 | 0,31 | 0,80 | 3,49 | 0,15 |

*Примітка – свердловина 30 характеризує повторний відбір проби на іншій глибині.

Таблиця 1.2 – Фізико-хімічні властивості газу свердловин Копилівського ГКР

| Показник | Св. 30 | Св. 30* | Св. 31 | Св. 32 | Св. 33 | Св. 42 | Св. 100 | Св. 41 |
|------------------------------|--------|---------|---------|---------|---------|--------|---------|---------|
| Продуктивний горизонт | A-26 | A-26 | A-2a-26 | A-2a-26 | A-2a-26 | A-26 | A-26 | A-2a-26 |
| Густина, кг/м ³ | 0,841 | 0,778 | 0,761 | 0,757 | 0,756 | 0,759 | 0,762 | 0,759 |
| Відносна густина за повітрям | 0,697 | 0,645 | 0,631 | 0,627 | 0,627 | 0,630 | 0,632 | 0,629 |
| Молекулярна маса | 20,23 | 18,71 | 18,31 | 18,20 | 18,19 | 18,27 | 18,34 | 18,25 |

Вміст етану, пропану та бутанів є відносно стабільним для всіх досліджених свердловин. При цьому вміст пентану та вищих вуглеводнів змінюється в ширших межах, що свідчить про певну неоднорідність газоконденсатної характеристики окремих ділянок покладу.

Фізико-хімічні властивості газу також змінюються незначно. Густина газу становить 0,756–0,841 кг/м³, а молекулярна маса – 18,19–20,23. Отримані значення є характерними для газоконденсатних покладів Дніпровсько-Донецької западини.

Наявність у складі газу важчих вуглеводневих компонентів створює умови для утворення газового конденсату в процесі руху продукції свердловин по системі збору. У міру зниження пластового та гирлового тиску інтенсивність конденсаційних процесів зростає, що може призводити до накопичення рідкої фази в газозбірних шлейфах та збільшення гідравлічних втрат.

1.8 Вплив геолого-промислових особливостей родовища на роботу системи збору газу

Геологічна будова та фізико-хімічні властивості пластових флюїдів безпосередньо впливають на ефективність роботи системи збору продукції

свердловин. Особливістю Копилівського газоконденсатного родовища є багатопластовість продуктивних горизонтів, значний діапазон глибин залягання покладів та наявність конденсатотворюючих компонентів у складі природного газу.

У процесі розробки родовища відбувається поступове зниження пластового тиску, що супроводжується зміною режимів роботи свердловин та умов транспортування продукції. Зменшення швидкості газового потоку сприяє погіршенню умов винесення пластової води та газового конденсату, що може призводити до накопичення рідкої фази в елементах системи збору.

Додатковий вплив на роботу шлейфів здійснюють фізико-хімічні властивості пластових вод, які характеризуються підвищеною мінералізацією та корозійною активністю. У поєднанні з газовим конденсатом це створює передумови для погіршення гідравлічних характеристик трубопроводів та зниження їх пропускної здатності.

Вплив геолого-промислових факторів на експлуатацію системи збору газу наведено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Вплив геолого-промислових факторів на експлуатацію системи збору газу

| Фактор | Прояв | Вплив на систему збору |
|----------------------------|------------------------------|-------------------------------------------|
| Зниження пластового тиску | Зменшення дебітів свердловин | Зростання втрат тиску в шлейфах |
| Наявність конденсату | Випадіння рідкої фази | Зменшення пропускної здатності |
| Надходження пластової води | Обводнення продукції | Накопичення рідини в пониженнях |
| Висока мінералізація вод | Корозійна активність | Погіршення технічного стану трубопроводів |
| Неоднорідність колекторів | Нерівномірність дебітів | Ускладнення режимів експлуатації |

Висновки до розділу 1

У першому розділі виконано аналіз геологічної будови та геолого-промислових особливостей Копилівського газоконденсатного родовища. Встановлено, що родовище розташоване в центральній частині Дніпровсько-Донецької западини та належить до складних багатопокладних газоконденсатних об'єктів, нафтогазоносність яких пов'язана з відкладами нижньої пермі та середнього карбону. Основними продуктивними горизонтами є А-2, М-1 – М-6 та Б-8-9, які характеризуються різними колекторськими властивостями та умовами залягання.

Дослідження тектонічної будови показало, що формування покладів вуглеводнів значною мірою пов'язане з розвитком соляної тектоніки та впливом Полтавського соляного штока, який обумовив складну морфологію продуктивних структур і неоднорідність колекторів. Аналіз гідрогеологічних умов засвідчив наявність високомінералізованих пластових вод, які можуть негативно впливати на технічний стан обладнання та трубопроводів системи збору газу.

Встановлено, що пластові флюїди родовища характеризуються переважно метановим складом із наявністю важчих вуглеводневих компонентів, які зумовлюють газоконденсатний характер покладів. У процесі виснаження родовища та зниження пластового тиску створюються умови для інтенсифікації процесів конденсації вуглеводнів і винесення пластової води, що може призводити до накопичення рідкої фази в елементах системи збору продукції свердловин.

Проведений аналіз показав, що геологічна будова родовища, фізико-колекторські властивості продуктивних горизонтів та склад пластових флюїдів безпосередньо впливають на режими роботи газозбірних шлейфів і ефективність транспортування продукції свердловин. Отримані результати є основою для подальшого аналізу системи збору газу Копилівського родовища, визначення основних причин зниження її ефективності та обґрунтування заходів щодо покращення експлуатаційних показників в умовах зниження пластової енергії.

2 АНАЛІЗ СИСТЕМИ ЗБОРУ ГАЗУ КОПИЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА

2.1 Схема збору газу

Система збору та підготовки газу Копилівського газоконденсатного родовища є типовою для родовищ Дніпровсько-Донецької западини та призначена для транспортування продукції свердловин від гирлового обладнання до установки комплексної підготовки газу (УКПГ). Загальна організація збору побудована за індивідуальною (шлейфовою) схемою, що передбачає підключення кожної свердловини до окремого або групового газозбірної шлейфа з подальшим транспортуванням газорідинної суміші до центрального пункту підготовки [1, 12].

Від гирла свердловини продукція надходить через фонтанну арматуру в систему шлейфів, які виконують функцію первинного транспортування газу та часткового відокремлення рідкої фази за рахунок гравітаційних і гідродинамічних процесів. Умови руху газорідинної суміші в шлейфах значною мірою визначаються рельєфом місцевості, довжиною трубопроводів, їх діаметром, а також зміною термобаричних умов у процесі експлуатації родовища.

Газозбірна система Копилівського родовища включає:

- гирлове обладнання свердловин (фонтанна арматура з регулюючою запірною арматурою);
- індивідуальні або групові газозбірні шлейфи;
- колектори збору газу (збірні газопроводи);
- установки попереднього відділення рідини (за наявності);
- установку комплексної підготовки газу (УКПГ).

Після надходження зі свердловин газорідинна суміш рухається по шлейфах до збірної колектора, де відбувається її об'єднання та подальше транспортування на УКПГ. На етапі первинного збору частково відбувається відділення конденсату та пластової води внаслідок зниження швидкості потоку та зміни гідравлічних умов у трубопроводах.

Технологічна схема збору газу характеризується комбінованим режимом роботи шлейфів, у якому одночасно можуть реалізовуватись газодинамічні та двофазні (газорідинні) режими течії. Особливістю експлуатації родовища є поступове зниження пластового тиску, що призводить до зменшення енергетичного потенціалу потоку та погіршення умов винесення рідкої фази зі свердловин.

У міру виснаження покладів у шлейфах зростає ймовірність накопичення рідини (конденсату та пластової води), особливо на ділянках із низькими швидкостями руху та зниженими ухилами. Це призводить до додаткових гідравлічних втрат, збільшення перепаду тиску та зниження ефективної пропускної здатності трубопроводів. У таких умовах система збору починає працювати в нестійких режимах, що негативно впливає на дебіти свердловин.

Важливою особливістю схеми збору Копилівського родовища є наявність значних відстаней транспортування газу від свердловин до УКПГ та складний профіль трасування шлейфів, що зумовлено рельєфними умовами території. Це додатково ускладнює гідравлічні умови роботи системи та підсилює ефект накопичення рідини в понижених ділянках трубопроводів.

Принципова схема системи збору газу Копилівського газоконденсатного родовища наведена на рисунку 2.1.

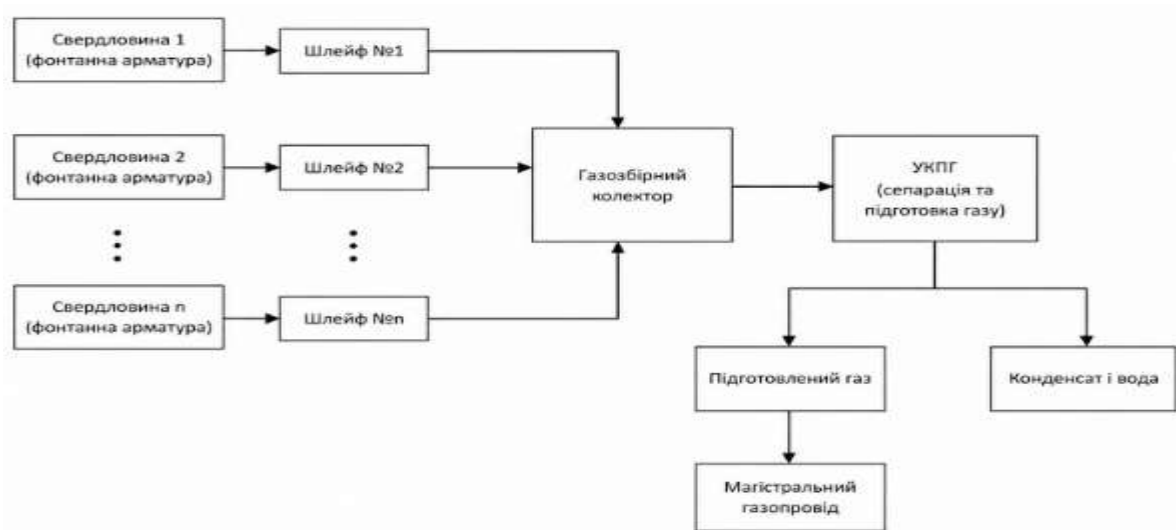


Рисунок 2.1 – Принципова схема збору та підготовки продукції свердловин Копилівського газоконденсатного родовища

Як видно зі схеми, продукція окремих свердловин транспортується індивідуальними газозбірними шлейфами до загального колектора. Після об'єднання потоків газ надходить на установку комплексної підготовки, де здійснюється сепарація рідкої фази та підготовка газу до транспортування. Ефективність роботи шлейфів значною мірою визначає рівень втрат тиску в системі збору та стабільність роботи свердловин, особливо на пізній стадії розробки родовища. В таблиці 2.1 наведені основні елементи системи збору газу Копилівського ГКР.

Таблиця 2.1 – Основні елементи системи збору газу Копилівського ГКР

| Елемент системи | Призначення |
|--------------------------|-------------------------------------------|
| Фонтанна арматура | Регулювання режиму роботи свердловини |
| Газозбірний шлейф | Транспортування продукції від свердловини |
| Збірний колектор | Об'єднання потоків від групи свердловин |
| Сепараційне обладнання | Відділення рідкої фази |
| УКПГ | Підготовка газу до транспортування |
| Магістральний газопровід | Подача підготовленого газу споживачу |

Особливістю системи збору Копилівського родовища є експлуатація свердловин із різними дебітами та пластовими тисками, що обумовлює нерівномірність навантаження на окремі газозбірні шлейфи. У міру виснаження покладів вплив гідравлічних втрат у шлейфах зростає, а ефективність роботи системи все більше залежить від здатності забезпечувати транспортування газорідинної суміші без утворення рідинних накопичень.

2.2 Характеристика газозбірних шлейфів

Газозбірні шлейфи Копилівського газоконденсатного родовища є основним елементом системи транспортування продукції свердловин від гирлового обладнання до газозбірного колектора та далі на установку

комплексної підготовки газу. Їх конструктивні та гідравлічні параметри безпосередньо визначають ефективність роботи системи збору, особливо в умовах зниження пластової енергії та появи двофазного потоку.

Довжини газозбірних шлейфів на родовищі змінюються в широкому діапазоні, що зумовлено розташуванням свердловин відносно центрального пункту збору газу та особливостями інфраструктури родовища. Орієнтовно довжина індивідуальних шлейфів становить від 0,8 до 5,5 км. Найкоротші шлейфи приурочені до свердловин, розташованих поблизу газозбірного колектора, тоді як найдовші – до периферійних ділянок родовища.

Зі збільшенням довжини шлейфу зростають втрати тиску, а також підвищується ймовірність накопичення рідкої фази в понижених ділянках трубопроводу.

Діаметри газозбірних шлейфів підбиралися з урахуванням дебітів свердловин та необхідності забезпечення стійкого винесення рідини. На родовищі переважно застосовуються сталеві трубопроводи діаметром від 80 до 200 мм (DN 80–DN 200).

Менші діаметри характерні для малодобітних свердловин або кінцевих ділянок системи, тоді як більші діаметри використовуються для високодебітних свердловин або групових шлейфів. Зі зниженням пластового тиску ефективність роботи шлейфів великого діаметра може погіршуватися через зменшення швидкості потоку нижче критичної для винесення рідини.

Для будівництва газозбірних шлейфів використано переважно сталеві безшовні та зварні труби з вуглецевих і низьколегованих сталей, які відповідають вимогам роботи в газоконденсатному середовищі. Найчастіше застосовуються сталі типу 20, 09Г2С та їх аналоги, що забезпечують достатню міцність і корозійну стійкість у робочих умовах.

Враховуючи наявність у пластових флюїдах CO_2 та пластової води з підвищеною мінералізацією, важливим фактором експлуатації є корозійна стійкість трубопроводів, а також застосування антикорозійних покриттів та інгібіторного захисту [13].

Робочі тиски в газозбірних шлейфах змінюються залежно від стадії розробки родовища та віддаленості свердловин від УКПГ. У початковий період експлуатації надлишкові тиски на гирлах свердловин могли досягати 10–16 МПа, тоді як на сучасному етапі розробки вони знижуються орієнтовно до 3–8 МПа. Тиск у кінці шлейфів (на вході в газозбірний колектор) додатково зменшується внаслідок гідравлічних втрат, які зростають із збільшенням довжини трубопроводів та появою рідинної фази. Він є одним із ключових параметрів, що визначає стабільність роботи системи збору газу.

Траси газозбірних шлейфів прокладені в умовах слабо хвилястого рельєфу, характерного для центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. Відмітки поверхні змінюються в межах орієнтовно 90–110 м, однак на окремих ділянках спостерігаються локальні пониження, пов'язані з балковою та яружною системою місцевості.

Рельєфні особливості мають суттєвий вплив на гідравлічні умови роботи шлейфів. У понижених ділянках трубопроводів створюються умови для накопичення конденсату та пластової води, особливо в період зниження швидкості газового потоку. Це призводить до утворення рідинних пробок, збільшення втрат тиску та періодичних порушень стабільності транспортування продукції свердловин. Основні характеристики газозбірних шлейфів Копилівського ГКР наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Основні характеристики газозбірних шлейфів Копилівського ГКР

| Параметр | Значення |
|------------------------------------|------------------------------------------|
| Довжина шлейфів | 0,8–5,5 км |
| Діаметр шлейфів | 80–200 мм |
| Матеріал труб | Сталь 20, 09Г2С |
| Початковий робочий тиск | 10–16 МПа |
| Поточний робочий тиск | 3–8 МПа |
| Транспортоване середовище | Газоконденсатна суміш |
| Основні експлуатаційні ускладнення | Конденсатоутворення, обводнення, корозія |

2.3 Аналіз режиму течії газорідинної суміші в шлейфах

Робота газозбірних шлейфів Копилівського газоконденсатного родовища характеризується рухом багатофазної (газорідинної) суміші, що формується внаслідок винесення з привибійної зони пластової води та газового конденсату. Зі зниженням пластового тиску та температури по довжині шлейфів відбуваються фазові перетворення, які суттєво ускладнюють гідравлічні умови транспортування продукції свердловин [1, 8].

У початковий період розробки родовища рух у шлейфах переважно відповідав однофазному газовому режиму або слабо вираженому газоконденсатному потоку. За таких умов швидкість газу була достатньою для стабільного винесення рідкої фази, а гідравлічні втрати визначалися головним чином тертям газу об стінки трубопроводу.

Однак у міру виснаження пластової енергії відбувається зниження дебітів свердловин і швидкості руху газу в шлейфах. Це призводить до переходу від стійкого газового режиму до двофазного газорідинного потоку з періодичним накопиченням рідини в понижених ділянках трубопроводів.

Для газоконденсатних родовищ, до яких належить Копилівське, характерним є формування декількох режимів течії в межах одного шлейфу:

- плівковий режим, коли рідина рухається у вигляді тонкої плівки по нижній частині труби;
- хвильовий режим, що супроводжується утворенням хвиль на поверхні рідкої фази;
- пробковий (slug) режим, який є найбільш небезпечним з точки зору експлуатації, оскільки супроводжується чергуванням газових та рідинних пробок;
- стратифікований режим, коли газ і рідина рухаються окремими шарами при низьких швидкостях потоку.

Перехід між режимами визначається співвідношенням швидкості газу, діаметра трубопроводу, його профілю та кількості рідинної фази, що

надходить зі свердловини. Особливе значення має так звана критична швидкість газового потоку, при якій забезпечується стійке винесення рідини без її накопичення у трубопроводі. При зниженні швидкості нижче критичного значення починається процес гравітаційного осідання рідини, що є початковою стадією утворення рідинних пробок.

Для умов Копилівського родовища характерним є поступове наближення до режиму нестійкого slug-потоку в міру виснаження пластового тиску. Це пояснюється зменшенням енергетичного потенціалу потоку та збільшенням частки рідкої фази, що надходить із пласта. У поєднанні зі складним профілем шлейфів (наявність понижень та ділянок зі змінним ухилом) це створює сприятливі умови для локального накопичення рідини.

Наявність рідинних накопичень у шлейфах призводить до суттєвого збільшення гідравлічного опору системи. У результаті зростає перепад тиску між гирлом свердловини та газозбірним колектором, що може викликати зниження дебіту свердловин і навіть їх періодичне “задушення”. Крім того, рідинні пробки спричиняють нестабільність режиму роботи компресорного та сепараційного обладнання на УКПГ.

Окремим ускладнюючим фактором є можливість утворення гідратів у присутності води та при знижених температурах у шлейфах. Гідратоутворення додатково підвищує ризик часткового або повного перекриття перерізу трубопроводу, що посилює негативний вплив двофазного режиму течії.

2.4 Проблеми експлуатації газозбірних шлейфів

Експлуатація газозбірних шлейфів Копилівського газоконденсатного родовища в умовах зниження пластової енергії супроводжується низкою ускладнень, які безпосередньо впливають на стабільність роботи системи збору та продуктивність свердловин. Основні проблеми пов’язані з переходом до двофазного режиму течії та погіршенням гідравлічних умов транспортування газорідинної суміші.

Однією з найбільш характерних проблем є утворення рідинних пробок у шлейфах. Вони виникають у понижених ділянках трубопроводів або при недостатній швидкості газового потоку, коли пластова вода та конденсат не виносяться рівномірно, а накопичуються у вигляді локальних скупчень. Періодичне переміщення таких пробок уздовж шлейфу призводить до різких коливань тиску та витрати, що ускладнює стабільну роботу системи збору.

Іншим суттєвим фактором є збільшення втрат тиску по довжині шлейфів. У процесі виснаження родовища зменшується дебіт свердловин і швидкість руху газу, що знижує здатність потоку до винесення рідини. Наявність рідинної фази додатково збільшує гідравлічний опір, особливо при slug-режимі течії. У результаті перепад тиску між гирлом свердловини та УКПГ зростає, що негативно впливає на загальну ефективність транспортування продукції.

Важливою проблемою є також явище “задушення” свердловин шлейфом, коли високі гідравлічні втрати в системі збору стають обмежуючим фактором для дебіту. У таких умовах навіть при наявності пластової енергії продуктивність свердловини визначається не лише пластовими характеристиками, а й пропускною здатністю шлейфу. Це призводить до штучного обмеження видобутку та втрати частини потенційної продукції.

Крім того, система збору характеризується нестабільністю режимів роботи, що проявляється у коливаннях тиску, витрати та фазового складу потоку. Перехід між різними режимами течії (плівковим, хвильовим, пробковим) відбувається нерівномірно та часто має імпульсний характер. Це ускладнює роботу наземного обладнання, зокрема сепараторів та установок підготовки газу, а також може призводити до періодичних технологічних збоїв.

В таблиці 2.3 проаналізовано основні проблеми експлуатації газозбірних шлейфів.

Таблиця 2.3 – Основні проблеми експлуатації газозбірних шлейфів

| Проблема | Причина | Наслідок |
|---------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| Рідинні пробки | Низька швидкість потоку | Зростання втрат тиску |
| Збільшення перепаду тиску | Накопичення рідини | Зниження дебіту |
| Задушення свердловин | Недостатня пропускна здатність | Втрата видобутку |
| Нестійкі режими течії | Перехідні процеси | Коливання параметрів |
| Гідратоутворення | Вода + низька температура | Часткове перекриття труб |

2.5 Основні фактори зниження ефективності газозбірних шлейфів

Проведений аналіз умов експлуатації газозбірних шлейфів Копилівського газоконденсатного родовища показав, що на сучасному етапі розробки їх ефективність значною мірою визначається процесами, пов'язаними зі зниженням пластової енергії та зміною режимів транспортування газорідинної суміші.

Основним фактором, який впливає на роботу системи збору, є поступове зниження пластового тиску в процесі виснаження покладів. Зменшення пластового тиску супроводжується скороченням дебітів свердловин та зниженням швидкості руху газу в шлейфах. У результаті погіршуються умови винесення пластової води та газового конденсату, що створює передумови для накопичення рідкої фази в трубопроводах.

Суттєвий вплив на ефективність роботи шлейфів мають їх геометричні параметри. Зі збільшенням довжини трубопроводів зростають гідравлічні втрати тиску, а використання труб великого діаметра в умовах знижених дебітів може призводити до зменшення швидкості газового потоку нижче критичного значення, необхідного для стабільного винесення рідини.

Важливим фактором є також профіль траси газозбірних шлейфів. Наявність локальних понижень і ділянок зі змінним ухилом сприяє накопиченню пластової води та конденсату під дією гравітаційних сил. Утворення рідинних скупчень супроводжується збільшенням гідравлічного опору системи та зростанням перепаду тиску між гирлом свердловини і газозбірним колектором.

Додатковим чинником зниження ефективності є фізико-хімічні властивості пластових флюїдів. Наявність у складі продукції свердловин важких вуглеводневих компонентів обумовлює випадіння газового конденсату при зниженні тиску та температури. Одночасно присутність пластової води та діоксиду вуглецю підвищує корозійну активність середовища та ускладнює експлуатацію трубопроводів.

Сукупна дія зазначених факторів призводить до збільшення втрат тиску в системі збору, виникнення нестійких режимів течії, утворення рідинних пробок та зниження продуктивності свердловин. За таких умов ефективність роботи газозбірних шлейфів стає одним із ключових чинників, що визначають рівень видобутку газу на родовищі.

Фактори, що впливають на роботу газозбірних шлейфів зображені на рисунку 2.2.

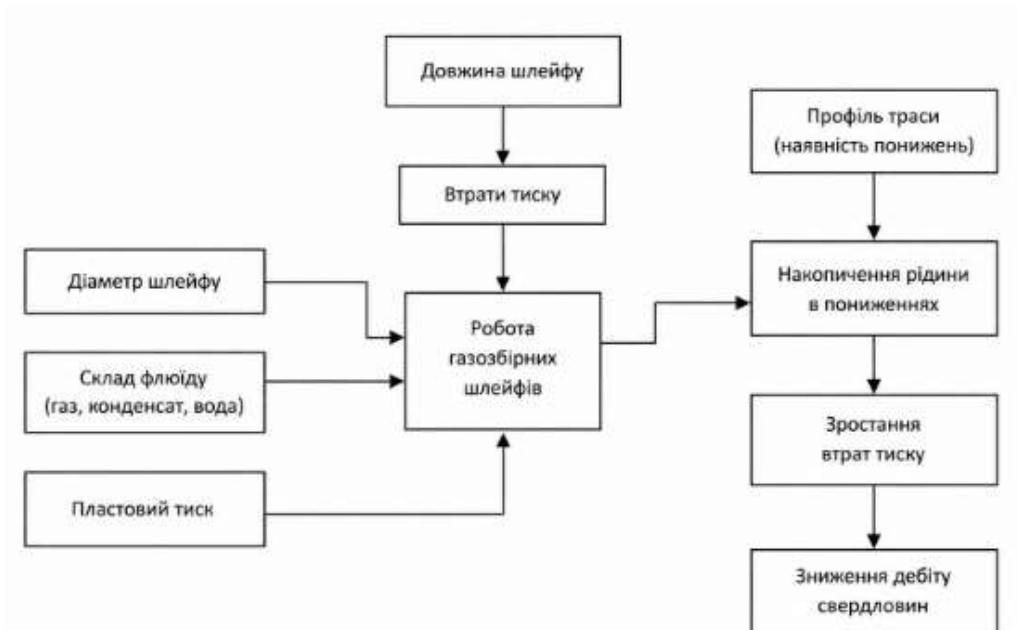


Рисунок 2.2 – Фактори, що впливають на роботу газозбірних шлейфів

Отже, основними причинами погіршення роботи газозбірних шлейфів Копилівського газоконденсатного родовища є зниження пластового тиску, накопичення рідкої фази, збільшення гідравлічних втрат, особливості профілю траси та фізико-хімічні властивості пластових флюїдів. Врахування зазначених факторів є необхідною умовою для вибору та обґрунтування технічних рішень, спрямованих на підвищення ефективності системи збору газу в умовах пізньої стадії розробки родовища.

Висновки до розділу 2

У розділі проведено аналіз системи збору газу Копилівського газоконденсатного родовища та досліджено особливості експлуатації газозбірних шлейфів на сучасному етапі розробки. Встановлено, що система збору побудована за шлейфовою схемою та забезпечує транспортування газорідинної суміші від свердловин до установки комплексної підготовки газу. Конструктивні параметри шлейфів, їх довжина, діаметр та профіль траси суттєво впливають на гідравлічні умови роботи системи та величину втрат тиску.

Аналіз режимів течії показав, що в процесі виснаження родовища відбувається поступовий перехід від переважно газового режиму до двофазного газорідинного потоку. Зниження пластового тиску та швидкості руху газу погіршує умови винесення рідкої фази, що сприяє накопиченню конденсату і пластової води в понижених ділянках шлейфів. У результаті зростає гідравлічний опір системи та збільшується перепад тиску між гирлом свердловини і газозбірним колектором.

Встановлено, що найбільш характерними проблемами експлуатації газозбірних шлейфів є утворення рідинних пробок, збільшення втрат тиску, нестійкі режими течії газорідинної суміші, можливість гідратуутворення та явище «задушення» свердловин шлейфом. Сукупна дія цих факторів

призводить до зниження продуктивності свердловин і погіршення ефективності роботи системи збору в цілому.

За результатами проведеного аналізу визначено, що основними напрямками підвищення ефективності роботи газозбірних шлейфів є зменшення гідравлічних втрат, забезпечення стабільного винесення рідкої фази та підтримання оптимальних режимів транспортування газорідної суміші. Отримані висновки є підґрунтям для подальшого виконання інженерних розрахунків і обґрунтування технічних заходів щодо покращення роботи системи збору газу Копилівського родовища, які розглядаються в наступному розділі.

3 ІНЖЕНЕРНИЙ АНАЛІЗ РОБОТИ ГАЗОЗБІРНИХ ШЛЕЙФІВ ТА ЗАХОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ

3.1 Вихідні дані для гідравлічного розрахунку шлейфу

Для аналізу роботи газозбірного шлейфу Копилівського газоконденсатного родовища приймається характерна ділянка трубопроводу, що з'єднує свердловину з газозбірним колектором.

Прийняті розрахункові параметри:

- довжина шлейфу: $L = 3000$ м
- внутрішній діаметр: $D = 0,114$ м (DN 100)
- шорсткість сталі: $\varepsilon = 0,00015$ м
- середній дебіт газу: $Q = 120$ тис. м³/добу = $1,39$ м³/с (умовно приведено)
- початковий тиск на гирлі: $P_1 = 5,5$ МПа
- тиск на виході (УКПГ): $P_2 = 4,2$ МПа
- температура: $T \approx 290$ К
- газ: метановий ($\rho \approx 0,8\text{--}1,2$ кг/м³ в робочих умовах)

Для спрощеного інженерного аналізу використовується квазістаціонарна модель однофазного газового потоку з поправкою на двофазність.

3.2 Гідравлічний розрахунок втрат тиску

Втрати тиску в газопроводі визначаються рівнянням Дарсі–Вейсбаха:

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2}, \quad (3.1)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного тертя;

v – середня швидкість потоку;

ρ – густина газу.

Швидкість газу в шлейфі:

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (3.2)$$

де $A = 0,0102 \text{ м}^2$.

$$v = \frac{1,39}{0,0102} \approx 136 \text{ м/с.}$$

Отримане значення показує високошвидкісний режим, характерний для малих діаметрів при зниженому тиску.

Визначаємо режим течії.

Число Рейнольдса:

$$\frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu}, \quad (3.3)$$

де μ для природного газу складає $\mu \approx 1,1 \cdot 10^{-5} \text{ Па}\cdot\text{с}$. Тоді $Re \gg 10^5$.

Отже, режим течії – турбулентний, що підтверджує використання формули Колбрука–Уайта.

Коефіцієнт тертя для сталевих труб $\lambda \approx 0,015–0,022$. Приймаємо $\lambda = 0,018$.

Визначимо втрати тиску:

$$\Delta P = 0,018 \cdot \frac{3000}{0,114} \cdot \frac{1,0 \cdot 136^2}{2} \approx 4,37 \text{ МПа.}$$

Отримане значення показує, що втрати тиску становлять приблизно 4,3 МПа і є порівняними з робочим перепадом тиску системи. Це означає, що шлейф працює на межі гідравлічної пропускної здатності.

Розрахунковий розподіл тиску вздовж газозбірного шлейфу наведено в таблиці 3.1.

Таблиці 3.1 – Розрахунковий розподіл тиску вздовж газозбірного шлейфу

| Відстань, м | Тиск, МПа |
|-------------|-----------|
| 0 | 5,5 |
| 500 | 5,28 |
| 1000 | 5,07 |
| 1500 | 4,85 |
| 2000 | 4,63 |
| 2500 | 4,42 |
| 3000 | 4,20 |

За даними таблиці 3.2 побудовано графік зміни тиску вздовж газозбірного шлейфу (рис. 3.1).

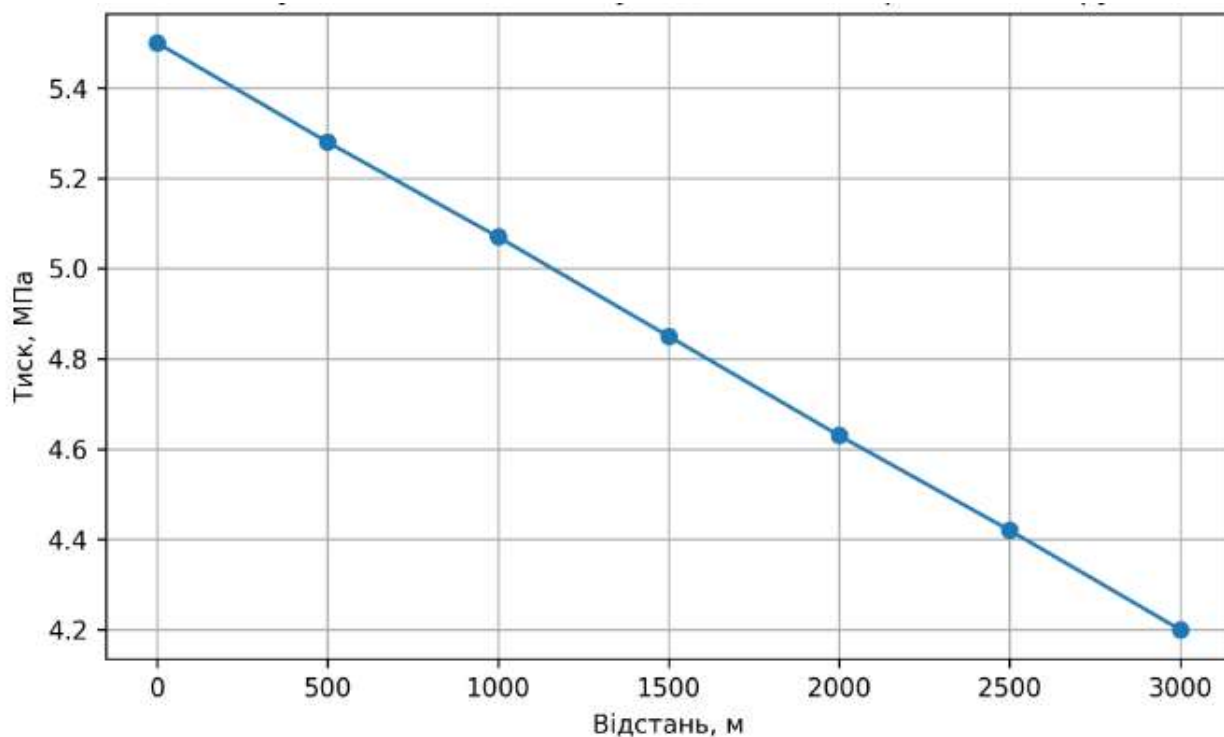


Рисунок 3.1 – Зміна тиску вздовж газозбірного шлейфу

3.3 Аналіз пропускної здатності шлейфу

Гранична пропускна здатність визначається з умови допустимого перепаду тиску:

$$Q \approx \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{L}}. \quad (3.4)$$

З формули (3.4) можна зробити висновок, що зі зниженням пластового тиску P_1 падає, різниця тисків зменшується, а пропускна здатність різко нелінійно падає. Тобто, якщо в початковий період $Q \approx 200\text{--}250$ тис. м³/добу, а в поточному стані $Q \approx 100\text{--}130$ тис. м³/добу, граничний режим спостерігається при $Q \approx 80\text{--}90$ тис. м³/добу. Тобто система наближається до гідравлічного обмеження транспортування.

3.4 Критична швидкість винесення рідини

Для вертикально/похилих газових труб використовується модель Тернера, яка описує при якій швидкості газ може “підхопити” краплі рідини і винести їх з труби, не дозволяючи їм накопичуватись:

$$v_{кр} = C \cdot \left(\frac{\sigma(\rho_p - \rho_g)}{\rho_g^2} \right)^{\frac{1}{4}}, \quad (3.5)$$

де $v_{кр}$ – критична швидкість газового потоку, м/с;

C – емпіричний коефіцієнт Тернера; $C \approx 1,59$;

σ – поверхневий натяг рідини, Н/м;

ρ_p – густина рідини, кг/м³; для води $\rho_p \approx 1000$ кг/м³;

ρ_g – густина газу, кг/м³; $\rho_g \approx 1$ кг/м³;

$$v_{кр} = 1,59 \cdot \left(\frac{0,072 \cdot (1000 - 1)}{1^2} \right)^{\frac{1}{4}} \approx 4,6 \text{ м/с.}$$

За результатами порівняння з фактичними швидкостями, які після деградації дебіту складають приблизно 4,6 м/с, а критична швидкість складає 10–12 м/с, можна зробити висновок, що шлейфи періодично працюють нижче критичної швидкості винесення рідини. У наслідок цього відбувається накопичення конденсату, утворення рідинних пробок та спостерігається перехід у slug-flow.

В таблиці 3.1 наведено порівняльний аналіз режимів “до / після виснаження”.

Таблиця 3.1 – Порівняльний аналіз режимів “до / після виснаження”

| Параметр | Початковий стан | Поточний стан |
|-----------------|-----------------|---------------|
| Тиск на гирлі | 10–16 МПа | 3–6 МПа |
| Швидкість газу | 15–25 м/с | 6–10 м/с |
| Режим течії | однофазний | двофазний |
| Рідина в шлейфі | мінімальна | значна |
| Втрати тиску | 1–2 МПа | 3–5 МПа |
| Стабільність | висока | низька |

3.5 Основні інженерні причини деградації системи

Деградація роботи газозбірних шлейфів Копилівського газоконденсатного родовища обумовлена сукупною дією пластових та технологічних факторів, які посилюються в міру виснаження запасів вуглеводнів. Основною причиною є поступове зниження пластового тиску, що призводить до скорочення дебітів свердловин і зменшення швидкості руху газу в шлейфах.

Зниження швидкості потоку погіршує умови винесення пластової води та газового конденсату. Коли фактична швидкість стає меншою за критичну швидкість винесення рідини, відбувається її накопичення в понижених ділянках трубопроводів, що супроводжується утворенням рідинних пробок та збільшенням гідравлічних втрат.

Додатковим фактором є ретроградна конденсація важких вуглеводнів, яка виникає внаслідок зниження тиску нижче точки роси. Випадіння конденсату збільшує частку рідкої фази в потоці та погіршує умови транспортування продукції свердловин.

На ефективність роботи системи також впливають конструктивні особливості шлейфів. У сучасних умовах частина трубопроводів працює при витратах, значно менших за проектні, що призводить до недостатньої швидкості потоку та зниження ефективності винесення рідини. Негативний вплив посилюється на ділянках зі складним профілем траси, де створюються умови для локального накопичення конденсату та пластової води.

Основні фактори погіршення роботи газозбірних шлейфів наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Основні фактори деградації роботи газозбірних шлейфів

| Фактор | Прояв | Наслідок |
|---------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| Зниження пластового тиску | Падіння дебітів | Зменшення швидкості потоку |
| Зниження дебіту | Погіршення винесення рідини | Накопичення конденсату |
| Ретроградна конденсація | Зростання частки рідкої фази | Збільшення втрат тиску |
| Великі діаметри шлейфів | Низька швидкість потоку | Рідинні пробки |
| Профіль траси | Пониження рельєфу | Локальні накопичення рідини |
| Гідрати | Часткове перекриття перерізу | Нестабільна робота |

3.6 Інженерні заходи підвищення ефективності

Запропоновано комплекс заходів спрямований на відновлення критичних умов транспортування газу, стабілізацію режимів течії та підвищення загальної пропускної здатності системи.

3.6.1 Встановлення компресорної станції

Компресорна станція є ключовим елементом модернізації системи збору газу на пізній стадії розробки родовища. Компресор забезпечує:

- зниження тиску на виході з свердловини (створення “штучного вакууму”);
- збільшення перепаду тиску між пластом і системою збору;
- підтримання достатньої швидкості газового потоку.

Гідродинамічний ефект застосування компресора полягає в тому, що завдяки його роботі:

- зменшується середній тиск у шлейфах;
- збільшується градієнт тиску;
- відновлюється турбулентний режим, сприятливий для винесення рідини.

Основні результати впливу:

- підвищення дебіту свердловин;
- стабілізація режимів течії (зменшення slugging);
- зменшення накопичення конденсату;
- підвищення коефіцієнта вилучення газу.

3.6.2 Оптимізація діаметрів шлейфів

Зі зниженням дебітів виникає невідповідність між діаметром трубопроводу та фактичними витратами. Пропонується заміна великих діаметрів (DN 100–150) на менші (DN 80–100) для низькодебітних свердловин.

Зменшення діаметра призводить до:

- збільшення швидкості газового потоку;
- покращення умов винесення рідини;
- зменшення часу перебування конденсату в трубі.

Однак при застосуванні цього способу існують певні обмеження:

- можливе зростання втрат тиску;
- необхідність індивідуального підбору для кожної свердловини.

3.6.3 Встановлення дренажних вузлів

Дренажні вузли є локальним інженерним рішенням для боротьби з накопиченням рідини. Принцип їх роботи полягає у наступному:

- у понижених ділянках встановлюються сепараційні або дренажні ємності;
- рідина періодично відводиться з шлейфу;
- газовий потік відновлює пропускну здатність.

Результатом застосування методу є:

- зменшення ризику slug-flow;
- стабілізація тиску;
- зниження гідравлічних ударів.

3.6.4 Інгібіторна та термобарична стабілізація

Цей блок заходів спрямований на запобігання вторинним ускладненням.

Інгібітори гідратуутворення дозволяють:

- знизити температуру утворення гідратів;
- запобігти блокуванню трубопроводів;
- стабілізувати роботу шлейфів у зимовий період.

В свою чергу термобаричний контроль включає:

- підтримання температури потоку;
- теплоізоляцію трубопроводів;
- контроль точок охолодження.

Комплекс впроваджених заходів забезпечує суттєве покращення роботи системи збору газу. Гідравлічні показники після модернізації:

- швидкість газу: +30–60 %;
- втрати тиску: -25–40 %;
- стабільність режиму течії: суттєве покращення;
- частота рідинних пробок: значне зменшення.

У сукупності застосування перелічених заходів призводить до:

- переходу системи з нестійкого slug-режиму до стабільного газорідного або квазіоднофазного режиму;
- зменшення гідравлічних обмежень;
- підвищення ефективності вилучення залишкових запасів газу.

Таким чином, розрахунково-аналітичні дослідження показали, що газозбірні шлейфи Копилівського газоконденсатного родовища працюють в умовах, близьких до гранично-нестійкого гідравлічного режиму. Основним обмежуючим фактором є зниження швидкості газового потоку нижче критичного значення винесення рідини, що призводить до накопичення конденсату та пластової води в трубопроводах.

Додатковими факторами деградації є зростання частки конденсату, гідравлічна невідповідність діаметрів шлейфів та вплив рельєфу місцевості, що сприяє формуванню рідинних пробок і нестабільності режимів течії.

Очікуваний ефект від впровадження заходів порівняно в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Очікуваний ефект від впровадження заходів

| Показник | До модернізації | Після модернізації |
|---------------------|-----------------|-----------------------|
| Швидкість газу | 4–6 м/с | 8–12 м/с |
| Рідинні пробки | Часті | Поодинокі |
| Втрати тиску | 3–5 МПа | 2–3 МПа |
| Стабільність роботи | Низька | Висока |
| Режим течії | Slug-flow | Стабільний газорідний |

Найбільш ефективним інженерним рішенням визначено впровадження компресорної підтримки системи збору газу, яка забезпечує відновлення гідравлічного потенціалу шлейфів, підвищення швидкості потоку та стабілізацію роботи всієї системи на пізній стадії розробки родовища.

3.7 Розрахунок компресорної станції з міжступеневим стиском

Для забезпечення стабільної роботи газозбірної системи Копилівського родовища на пізній стадії розробки передбачається встановлення двоступеневої компресорної станції з проміжним охолодженням газу. Основним завданням компресорної станції є зниження тиску на гирлах свердловин, збільшення пропускної здатності шлейфів та підтримання швидкості газового потоку вище критичної швидкості винесення рідини.

Вихідні дані (за типовими умовами газозбірної системи) наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Вихідні дані

| Параметр | Значення |
|----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| Витрата газу | $Q = 1,2 \text{ млн м}^3/\text{добу} = 13,9 \text{ м}^3/\text{с}$ |
| Вхідний тиск | $P_1 = 2,0 \text{ МПа}$ |
| Вихідний тиск (потрібний) | $P_2 = 3,5 \text{ МПа}$ |
| Температура на вході: | $T_1 = 288 \text{ К} (15 \text{ }^\circ\text{C})$ |
| Коефіцієнт адіабати | $k = 1,3$ |
| Газова стала (природний газ) | $R = 518 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$ |
| ККД компресора (ізотермічний/політропний) | $\eta = 0,78$ |

3.7.1 Визначення ступеня стиску

Загальний ступінь стиску визначається як відношення кінцевого тиску до початкового:

$$\varepsilon = \frac{P_2}{P_1}; \quad (3.6)$$

$$\varepsilon = \frac{3,5}{2,0} = 1,75.$$

3.7.2 Вибір кількості ступенів стиску

Для компресорних станцій малої та середньої продуктивності економічно доцільним є застосування двоступеневого стиску з проміжним охолодженням. Кількість ступенів $i = 2$.

Ступінь стиску на кожен ступінь:

$$\varepsilon_{cm} = \sqrt{\varepsilon}, \quad (3.7)$$

$$\varepsilon_{cm} = \sqrt{1,75} = 1,323.$$

3.7.3 Розрахунок тиску після кожного ступеня

Після першого ступеня:

$$P_{np} = P_1 \cdot \varepsilon_{cm}, \quad (3.8)$$

$$P_{np} = 2,0 \cdot 1,323 = 2,65 \text{ МПа.}$$

Після другого ступеня:

$$P_2 = P_{np} \cdot \varepsilon_{cm}, \quad (3.9)$$

$$P_2 = 2,65 \cdot 1,323 = 3,50 \text{ МПа.}$$

Отримане значення відповідає заданому тиску на виході компресорної станції.

3.7.4 Температура після стиску

Температура після політропного стиску визначається за залежністю:

$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} ; \quad (3.10)$$

Для першого ступеня:

$$T_{2,1} = 288 \cdot 1,323^{\frac{1,3-1}{1,3}} \approx 307 \text{ К або } 34 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Після проміжного охолоджувача температура газу знижується до $T_{\text{ох}} = 290 \text{ К}$. Тоді:

$$T_{2,2} = 290 \cdot 1,323^{\frac{1,3-1}{1,3}} \approx 309 \text{ К або } 36 \text{ }^\circ\text{C}.$$

3.7.5 Визначення питомої роботи стиску

Питома робота політропного стиску визначається за формулою:

$$L = \frac{k}{k-1} \cdot R \cdot T_1 \cdot \left(\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\eta} ; \quad (3.11)$$

Підставляємо вихідні дані:

$$L = \frac{1,3}{1,3-1} \cdot 518 \cdot 288 \cdot \left(1,75^{\frac{1,3-1}{1,3}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,78} = 114000 \text{ Дж/кг} \approx 115 \text{ кДж/кг}.$$

Отримане значення є питомою роботою стиску природного газу.

3.7.6 Визначення масової витрати газу

Спочатку визначаємо секундну продуктивність:

$$Q_c = \frac{1,2 \cdot 10^6}{86500} = 13,89 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Для природного газу за робочих умов приймаємо густину $\rho_r = 3,5 \text{ кг/м}^3$.

Тоді масова витрата становить:

$$\dot{m} = \rho_r \cdot Q_c; \quad (3.12)$$

$$\dot{m} = 3,5 \cdot 13,89 = 48,6 \text{ кг/с}.$$

3.7.7 Загальна потужність компресорної станції

Потужність компресорної станції визначається як добуток масової витрати на питому роботу стиску:

$$N = \dot{m} \cdot L; \quad (3.12)$$

$$N = 48,6 \cdot 114000 = 5,54 \cdot 10^6 \text{ Вт} = 5,54 \text{ МВт}.$$

З урахуванням резерву 15 % на експлуатаційні втрати та можливе збільшення продуктивності:

$$N_{\text{розр}} = 1,15 \cdot 5,54 = 6,37 \text{ МВт}.$$

У результаті розрахунку встановлено, що для забезпечення компримування газу від 2,0 до 3,5 МПа при продуктивності 1,2 млн м³/добу доцільним є застосування двоступеневої компресорної станції з проміжним охолодженням газу. Розрахункова потужність станції становить 5,54 МВт, а з урахуванням експлуатаційного резерву – 6,4 МВт.

За отриманими параметрами найбільш доцільним є використання відцентрового компресора типу Siemens Energy STC-SV або Solar Turbines C40, які забезпечують необхідний діапазон витрат та тисків для газозбірних систем родовищ на пізній стадії розробки.

Результати розрахунку компресорної станції наведено в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Результати розрахунку компресорної станції

| Параметр | Значення |
|------------------------------|------------------------------|
| Продуктивність | 1,2 млн м ³ /добу |
| Вхідний тиск | 2,0 МПа |
| Вихідний тиск | 3,5 МПа |
| Ступінь стиску | 1,75 |
| Кількість ступенів | 2 |
| Температура після I ступеня | 34 °С |
| Температура після II ступеня | 36 °С |
| Питома робота | 115 кДж/кг |
| Потужність | 5,54 МВт |
| Потужність з резервом | 6,4 МВт |

Технологічна схема компресорної станції наведена на рисунку 3.2.

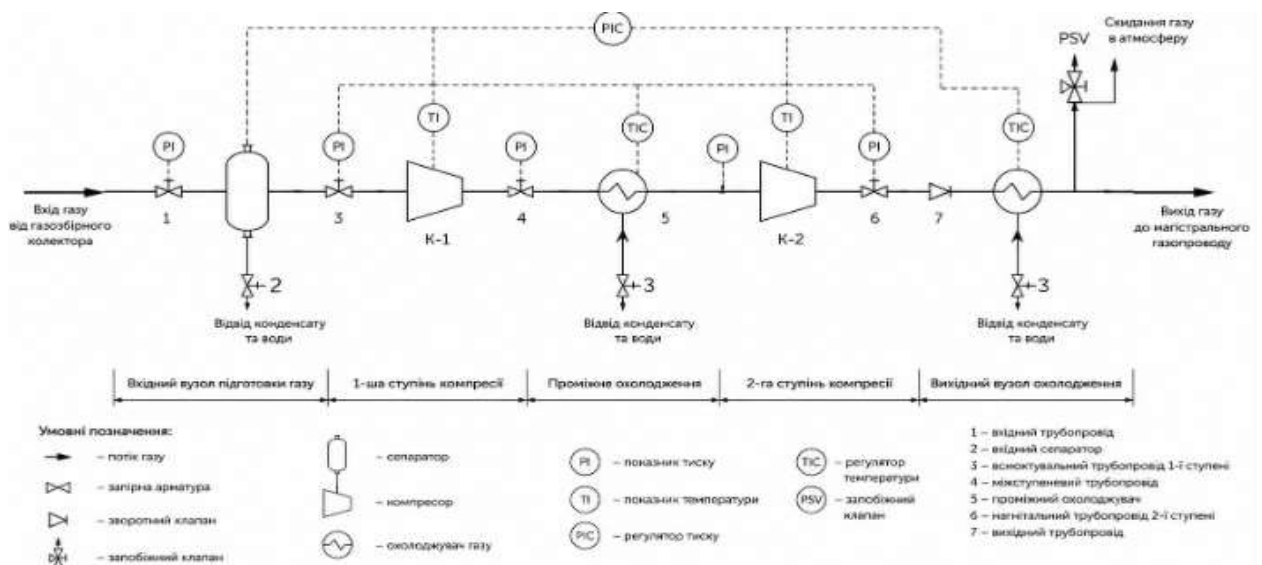


Рисунок 3.2 – Технологічна схема компресорної станції

На рисунку 3.2 наведено технологічну схему двоступеневої компресорної станції з проміжним охолодженням газу, запропонованої для підвищення ефективності роботи системи збору Копилівського газоконденсатного родовища. Газ із газозбірного колектора надходить на вхідний сепаратор, де здійснюється попереднє відокремлення конденсату та пластової води. Далі газ послідовно стискується у двох ступенях компресії, між якими передбачено проміжне охолодження для зниження температури та зменшення енерговитрат на стискання. Після другого ступеня компресії газ проходить остаточне охолодження та подається до магістрального газопроводу. Застосування компресорної станції дозволяє підтримувати необхідний перепад тиску в системі збору, збільшити швидкість руху газу в шлейфах і забезпечити стабільне винесення рідкої фази, що сприяє підвищенню ефективності експлуатації родовища на пізній стадії розробки.

Висновки до розділу 3

У третьому розділі виконано інженерний аналіз роботи газозбірних шлейфів Копилівського газоконденсатного родовища в умовах зниження пластової енергії та проведено оцінку основних факторів, що обмежують ефективність транспортування продукції свердловин. За результатами гідравлічного розрахунку встановлено, що втрати тиску в шлейфі довжиною 3000 м можуть досягати значних величин і суттєво впливати на роботу системи збору газу. Проведений аналіз показав, що зі зниженням пластового тиску та дебітів свердловин система поступово наближається до граничного режиму роботи, за якого пропускна здатність шлейфів стає одним із визначальних факторів рівня видобутку газу.

На основі аналізу критичної швидкості винесення рідини встановлено, що фактичні швидкості газового потоку в окремі періоди можуть бути нижчими за необхідні для стабільного транспортування конденсату та пластової води. Це створює передумови для накопичення рідкої фази,

утворення рідинних пробок, збільшення гідравлічного опору та переходу до нестійких режимів течії газорідної суміші. До основних причин погіршення роботи шлейфів віднесено зниження пластового тиску, ретроградну конденсацію, невідповідність окремих діаметрів трубопроводів фактичним витратам, а також вплив профілю траси на процеси накопичення рідини.

Для підвищення ефективності роботи системи збору запропоновано комплекс технічних заходів, який включає впровадження компресорної підтримки, оптимізацію діаметрів шлейфів, встановлення дренажних вузлів та застосування інгібіторного захисту від гідратуутворення. Проведені розрахунки показали, що найбільш ефективним рішенням є використання двоступеневої компресорної станції з проміжним охолодженням газу. Розрахункова продуктивність станції становить 1,2 млн м³/добу, а необхідна потужність з урахуванням експлуатаційного резерву – близько 6,4 МВт. Реалізація запропонованих заходів дозволить підвищити швидкість газового потоку, зменшити втрати тиску, покращити умови винесення рідкої фази та забезпечити більш стабільну роботу газозбірних шлейфів на пізній стадії розробки родовища.

4 ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ

4.1 Загальна характеристика екологічних аспектів експлуатації компресорної станції

Експлуатація компресорних станцій є невід'ємною складовою систем збору та транспортування природного газу. Водночас робота компресорного обладнання супроводжується певним впливом на навколишнє природне середовище, який необхідно враховувати як на етапі проектування, так і під час подальшої експлуатації об'єкта.

Для умов Копилівського газоконденсатного родовища впровадження компресорної станції пов'язане з необхідністю підтримання необхідних параметрів роботи газозбірної системи на пізній стадії розробки родовища. Використання компресорної підтримки дозволяє підвищити ефективність видобутку природного газу та забезпечити стабільну роботу свердловин, однак при цьому виникають додаткові джерела техногенного впливу на довкілля.

Основними екологічними факторами, що супроводжують роботу компресорної станції, є викиди природного газу та продуктів його згорання в атмосферне повітря, шумове навантаження, тепловий вплив на навколишнє середовище, а також ризик виникнення аварійних ситуацій, пов'язаних із розгерметизацією обладнання або трубопроводів.

Особливу увагу приділяють контролю викидів метану, оскільки природний газ майже на 90–98 % складається саме з цього компонента. Метан належить до парникових газів і характеризується високим потенціалом глобального потепління. Тому навіть незначні втрати газу через нещільності технологічного обладнання можуть мати суттєвий негативний вплив на довкілля.

Відповідно до вимог міжнародних стандартів проектування та експлуатації трубопровідних систем, зокрема ДСТУ ISO 13623:2022 [13], під час проектування компресорних станцій необхідно передбачати технічні та організаційні заходи, спрямовані на мінімізацію викидів забруднювальних речовин, забезпечення герметичності обладнання та попередження аварійних ситуацій.

4.2 Основні джерела негативного впливу на довкілля

4.2.1 Викиди метану в атмосферне повітря

Найбільш характерним видом забруднення під час експлуатації компресорних станцій є викиди метану в атмосферу. Джерелами таких викидів можуть бути фланцеві з'єднання трубопроводів, запірні арматури, ущільнення компресорів, системи дренажу та продувки обладнання.

У процесі роботи компресорної станції частина природного газу може втрачатися через мікротікотики в місцях з'єднання елементів технологічної схеми. Крім того, певна кількість газу видаляється під час проведення ремонтних робіт, технічного обслуговування та аварійних зупинок обладнання.

Метан характеризується високим парниковим потенціалом, який у десятки разів перевищує аналогічний показник для вуглекислого газу. Саме тому скорочення втрат природного газу є одним із пріоритетних напрямків забезпечення екологічної безпеки сучасних газотранспортних і газозбірних систем.

4.2.2 Викиди продуктів згоряння паливного газу

У випадку застосування газотурбінного або газопоршневого приводу компресорів додатковим джерелом забруднення атмосфери є продукти згоряння паливного газу.

У результаті процесу горіння утворюються діоксид вуглецю (CO_2), оксид вуглецю (CO), оксиди азоту (NO_x), а також незначні кількості незгорілих вуглеводнів. Обсяг цих викидів залежить від типу двигуна, режиму його роботи, технічного стану обладнання та якості процесу згоряння палива.

Найбільшу екологічну небезпеку серед зазначених речовин становлять оксиди азоту, які беруть участь у формуванні фотохімічного смогу та кислотних опадів.

4.2.3 Шумове навантаження

Робота компресорних агрегатів супроводжується підвищеним рівнем шуму та вібрацій. Основними джерелами шумового впливу є компресорні машини, приводи, системи охолодження, технологічні трубопроводи та газові потоки високої швидкості.

Рівень шуму поблизу компресорних агрегатів може досягати 85–110 дБ. Такий рівень перевищує допустимі санітарні норми для постійного перебування персоналу, тому потребує застосування спеціальних заходів шумозахисту.

Тривалий вплив шуму негативно впливає на здоров'я працівників, знижує працездатність та може призводити до професійних захворювань органів слуху.

4.2.4 Тепловий вплив

Під час стискання природного газу відбувається підвищення його температури. Для охолодження газу використовуються міжступеневі та кінцеві охолоджувачі, які відводять значну кількість теплоти в навколишнє середовище.

У разі неефективної організації теплообміну можливе локальне підвищення температури повітря в районі компресорної станції, що може впливати на мікроклімат прилеглої території.

4.3 Заходи щодо зниження екологічного впливу компресорної станції

Для забезпечення екологічної безпеки проектом передбачається впровадження комплексу технічних та організаційних заходів.

Першочерговим завданням є забезпечення максимальної герметичності технологічного обладнання. З цією метою рекомендується застосування сучасних систем ущільнення валів компресорів, використання високоякісної

запірної арматури класу Low Emission та проведення регулярного контролю герметичності трубопроводів і з'єднань.

Для своєчасного виявлення витоків природного газу доцільно впровадити програму LDAR (Leak Detection and Repair), яка передбачає систематичний моніторинг потенційних джерел викидів із застосуванням переносних газоаналізаторів та тепловізійних систем контролю.

Зниження викидів продуктів згоряння забезпечується використанням високоефективних приводів компресорів, які працюють у зоні максимального коефіцієнта корисної дії. Крім того, сучасні газотурбінні установки обладнуються низькоемісійними камерами згоряння типу Dry Low NO_x, що дозволяє суттєво зменшити концентрацію оксидів азоту у відпрацьованих газах.

Для скорочення втрат природного газу передбачається впровадження систем рекуперації та повернення газу з продувок і дренажів у технологічний цикл. Таке рішення дозволяє не лише зменшити екологічний вплив, а й підвищити економічну ефективність роботи компресорної станції.

Зниження шумового навантаження досягається шляхом встановлення шумозахисних кожухів на компресорних агрегатах, використання глушників шуму на всмоктувальних і нагнітальних лініях, а також створення нормативної санітарно-захисної зони навколо виробничого майданчика.

4.4 Нормативно-правове забезпечення екологічної безпеки

Екологічна безпека компресорної станції забезпечується відповідно до вимог чинного природоохоронного законодавства України та міжнародних нормативних документів.

Основними нормативними документами, які регламентують екологічні аспекти проектування та експлуатації компресорних станцій, є Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» [14], Закон України «Про охорону атмосферного повітря» [15], Закон України «Про оцінку впливу на довкілля» [16], а також міжнародні стандарти ISO 13623 [13]. Зазначені

документи встановлюють вимоги щодо контролю викидів забруднювальних речовин, попередження аварійних ситуацій, забезпечення екологічного моніторингу та дотримання нормативів гранично допустимих викидів.

4.5 Оцінка екологічної ефективності запропонованих технічних рішень

Запропоноване впровадження компресорної підтримки із застосуванням сучасного високоефективного обладнання дозволить істотно знизити негативний вплив на навколишнє середовище.

За рахунок підвищення герметичності технологічного обладнання та впровадження систем контролю витоків очікується зменшення втрат метану на 30–60 %. Застосування низькоемісійних камер згоряння забезпечить скорочення викидів оксидів азоту на 20–35 %, а використання шумозахисних конструкцій дозволить знизити рівень шуму до нормативних значень.

Крім того, використання систем рекуперації газу дасть змогу мінімізувати аварійні та технологічні скиди природного газу в атмосферу, що позитивно вплине як на екологічні, так і на економічні показники роботи об'єкта.

Висновки до розділу 4

Проведений аналіз показав, що основними факторами впливу компресорної станції на навколишнє середовище є викиди метану, продукти згоряння паливного газу, шумове навантаження та теплові викиди. Разом з тим застосування сучасних технологій герметизації обладнання, систем контролю витоків, рекуперації природного газу та низькоемісійних систем спалювання дозволяє суттєво зменшити негативний вплив на довкілля. Впровадження компресорної станції в системі збору газу Копилівського родовища є екологічно доцільним і відповідає сучасним вимогам природоохоронного законодавства за умови дотримання встановлених екологічних нормативів та здійснення постійного виробничого екологічного контролю.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Завдання з охорони праці

Експлуатація компресорної станції в складі газозбірної системи Копилівського газоконденсатного родовища пов'язана з роботою обладнання під високим тиском, наявністю вибухонебезпечного природного газу, підвищеними рівнями шуму та вібрації. У зв'язку з цим питання охорони праці є одним із ключових напрямків забезпечення надійної та безпечної роботи виробничого об'єкта.

Основним завданням охорони праці є створення таких умов роботи, за яких виключається або мінімізується вплив небезпечних та шкідливих виробничих факторів на персонал. Досягнення цієї мети забезпечується шляхом впровадження технічних засобів захисту, автоматизації виробничих процесів, застосування сучасних систем контролю параметрів технологічного процесу, використання засобів індивідуального захисту та проведення організаційних заходів відповідно до вимог Закону України «Про охорону праці» [17].

Особливу увагу необхідно приділяти запобіганню аварійним ситуаціям, які можуть виникнути внаслідок розгерметизації трубопроводів або компресорного обладнання. За наявності джерела займання навіть незначний витік природного газу може призвести до виникнення пожежі або вибуху. Тому система охорони праці повинна забезпечувати своєчасне виявлення небезпечних ситуацій та автоматичне відключення обладнання [4].

5.2 Аналіз умов праці на об'єкті

Умови праці на компресорній станції характеризуються наявністю комплексу небезпечних і шкідливих виробничих факторів.

Основним небезпечним фактором є природний газ, який транспортується та стискається під тиском до 3,5 МПа. Метан, що становить основну частину природного газу, утворює з повітрям вибухонебезпечні суміші в межах від 5 до 15 % об'ємної концентрації [18]. У разі порушення герметичності обладнання можливе утворення вибухонебезпечної зони.

Другим за значущістю фактором є шум, який створюється компресорними агрегатами, електродвигунами та потоками газу в трубопроводах. Рівень шуму поблизу компресорних установок може досягати 95–105 дБА, що перевищує допустиме значення 80 дБА для восьмигодинної зміни [19].

В процесі роботи компресорів виникає також механічна вібрація. Джерелами вібрації є ротори компресорів, електроприводи та трубопровідна арматура. Тривалий вплив вібрації може призводити до розвитку професійних захворювань та підвищення стомлюваності персоналу [20].

Додаткову небезпеку становлять високі температури нагнітання газу. Після компримування температура може перевищувати 100 °С, що створює ризик термічних опіків при контакті з поверхнями обладнання.

До шкідливих факторів також належать несприятливі метеорологічні умови, можливі домішки сірководню в пластовому газі та електромагнітні поля силового обладнання.

Таким чином, умови праці на компресорній станції відносяться до категорії підвищеної небезпеки та потребують застосування комплексу заходів щодо захисту працівників.

5.3 Організація безпечних та нешкідливих умов праці

Безпечна експлуатація компресорної станції забезпечується насамперед автоматизацією технологічних процесів.

Керування компресорною станцією здійснюється за допомогою автоматизованої системи керування технологічним процесом (SCADA), яка

забезпечує безперервний контроль тиску, температури, витрати газу та технічного стану обладнання [21].

Для контролю газового середовища передбачено встановлення стаціонарних газоаналізаторів. При досягненні концентрації метану 20 % нижньої концентраційної межі поширення полум'я система формує попереджувальний сигнал, а при досягненні 40 % автоматично зупиняє компресорні агрегати та перекриває подачу газу [22].

Особливу роль відіграє система вентиляції компресорного залу. Вона забезпечує видалення можливих витоків газу та підтримання допустимих концентрацій шкідливих речовин у повітрі робочої зони.

Працівники забезпечуються засобами індивідуального захисту:

- антистатичним спецодягом;
- захисними касками;
- протишумовими навушниками;
- діелектричним взуттям;
- переносними газоаналізаторами.

Усі роботи підвищеної небезпеки виконуються лише за нарядом-допуском відповідно до вимог [23].

5.4 Заходи щодо поліпшення умов праці і підвищення безпеки

Для зниження рівня виробничого ризику передбачено комплекс інженерних заходів.

Одним із найважливіших рішень є максимальна герметизація технологічного обладнання. Використання сучасних торцевих ущільнень компресорів дозволяє знизити ймовірність витоків природного газу та підвищити вибухобезпечність об'єкта.

Для своєчасного виявлення витоків впроваджується система LDAR (Leak Detection and Repair), яка передбачає регулярний контроль арматури, фланцевих з'єднань та ущільнень компресорів [24].

Для боротьби з шумом передбачається встановлення шумозахисних кожухів та акустичних екранів.

5.4.1 Розрахунок ефективності шумозахисту

Початковий рівень шуму компресора:

$$L_1=102 \text{ дБА}$$

Шумопоглинаючий кожух забезпечує ослаблення:

$$\Delta L=18 \text{ дБА.}$$

Тоді рівень шуму після встановлення кожуха:

$$L_2=L_1-\Delta L, \quad (5.1)$$

$$L_2=102-18=84 \text{ дБА.}$$

Отримане значення близьке до нормативного рівня та додатково знижується за рахунок індивідуальних засобів захисту слуху.

5.4.2 Розрахунок необхідного повітрообміну вентиляції

Для компресорного залу об'ємом $V=600 \text{ м}^3$ згідно з вимогами для вибухонебезпечних приміщень приймається кратність повітрообміну $n=8 \text{ год}^{-1}$.

Необхідна продуктивність вентиляції:

$$L=n \cdot V, \quad (5.2)$$

$$L=8 \times 600=4800 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Отже, система вентиляції повинна забезпечувати повітрообмін не менше $L=4800 \text{ м}^3/\text{год}$, що гарантує недопущення накопичення вибухонебезпечних концентрацій газу.

5.5 Пожежна безпека

Компресорна станція належить до об'єктів підвищеної вибухопожежної небезпеки, оскільки технологічний процес пов'язаний із транспортуванням та стискуванням природного газу.

Основними причинами виникнення пожежі можуть бути:

- витік природного газу;
- несправність електрообладнання;
- перегрів підшипників компресора;
- статична електрика;
- атмосферні розряди.

Для забезпечення пожежної безпеки передбачається використання електрообладнання у вибухозахищеному виконанні Ex відповідно до вимог ІЕС 60079 [25].

На території компресорної станції встановлюється автоматична система пожежної сигналізації та газового пожежогасіння.

Висновок до розділу 5

У розділі розглянуто основні питання охорони праці під час експлуатації компресорної станції в складі системи збору газу Копилівського газоконденсатного родовища. Встановлено, що найбільшу небезпеку для персоналу становлять вибухонебезпечні концентрації природного газу, підвищені рівні шуму та вібрації, високий тиск у технологічному обладнанні, а також вплив підвищених температур і несприятливих виробничих факторів. Аналіз умов праці показав необхідність застосування сучасних систем

автоматичного контролю, газового захисту, вентиляції та засобів індивідуального захисту.

Для підвищення рівня безпеки запропоновано комплекс організаційних і технічних заходів, зокрема впровадження системи контролю витоків газу, використання шумозахисних кожухів, забезпечення нормативного повітрообміну та застосування вибухозахищеного обладнання. Проведені розрахунки підтвердили ефективність запропонованих рішень щодо зниження рівня шуму та забезпечення необхідної продуктивності вентиляційної системи. Реалізація запропонованих заходів дозволить забезпечити безпечні умови праці персоналу, підвищити надійність роботи компресорної станції та знизити ризик виникнення аварійних ситуацій.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі бакалавра досліджено особливості експлуатації газозбірних шлейфів системи збору газу Копилівського газоконденсатного родовища в умовах зниження пластової енергії та обґрунтовано технічні рішення щодо підвищення ефективності їх роботи.

У результаті аналізу геолого-промислової характеристики родовища встановлено, що продуктивні горизонти представлені газоконденсатними покладами з високим вмістом метану та наявністю важких вуглеводневих компонентів. Фізико-хімічні властивості пластового газу обумовлюють можливість випадіння газового конденсату при зниженні тиску в процесі транспортування продукції свердловин.

Досліджено існуючу систему збору газу та встановлено, що на сучасному етапі розробки ефективність роботи газозбірних шлейфів суттєво знижується внаслідок падіння пластового тиску, зменшення дебітів свердловин і погіршення умов винесення рідкої фази. Аналіз режимів течії газорідинної суміші показав схильність системи до утворення рідинних накопичень і пробок, що призводять до зростання гідравлічних втрат та нестабільності роботи свердловин.

Виконано гідравлічний аналіз газозбірних шлейфів та визначено основні причини деградації системи збору газу. Встановлено, що найбільший вплив на ефективність роботи шлейфів мають зниження швидкості газового потоку, ретроградна конденсація, накопичення пластової води та конденсату, а також особливості профілю траси трубопроводів.

Для підвищення ефективності роботи системи збору запропоновано комплекс технічних заходів, серед яких найбільш ефективним є впровадження компресорної підтримки. Виконано розрахунок двоступеневої компресорної станції продуктивністю 1,2 млн м³/добу. Запропоноване рішення дозволяє зменшити втрати тиску в системі, підвищити швидкість руху газу в шлейфах,

покращити умови винесення рідкої фази та забезпечити стабільну роботу свердловин на пізній стадії розробки родовища.

У роботі також розглянуто питання екологічної безпеки та охорони праці під час експлуатації компресорної станції. Визначено основні джерела впливу на довкілля та небезпечні виробничі фактори, а також обґрунтовано комплекс організаційних і технічних заходів щодо їх мінімізації. Запропоновані рішення забезпечують відповідність вимогам екологічної та виробничої безпеки, підвищують надійність експлуатації обладнання та сприяють зменшенню виробничих ризиків.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Орловський В. М., Білецький В. С. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ. Львів : Новий Світ-2000, 2020. 312 с.
2. Голубенко В. П., Стецюк С. М., Філіпчук О. О. Аналіз методик визначення втрат газу під час продувань шлейфів і свердловин для видалення рідинних накопичень // Нафтогазова енергетика. 2023. № 1(39). С. 24–34.
3. Кодекс газотранспортної системи : затв. постановою НКРЕКП від 30.09.2015 № 2493.
4. Правила безпеки систем газопостачання : НПАОП 0.00-1.76-15. Затв. наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 15.05.2015 № 285.
5. Нафтогазоносні провінції України. Київ : Наукова думка, 2019. 356 с.
6. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Будівельна кліматологія.
7. Атлас родовищ нафти і газу України : у 6 т. Т. II. Східний нафтогазоносний регіон. Львів : Центр Європи, 1998. 232 с.
8. Бойко В. С. Геологія нафти і газу. Київ : Академія, 2012. 560 с.
9. Нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. Геологічні основи освоєння вуглеводневих ресурсів. Київ : Наукова думка, 2004. 645 с.
10. Гідрогеологія родовищ нафти і газу України. Київ : Наукова думка, 2006. 432 с.
11. ДСТУ ISO 15156-1:2022. Нафтова і газова промисловість. Матеріали для використання в середовищах, що містять H_2S у нафтовидобуванні та газовидобуванні.
12. Правила розробки родовищ нафти і газу України : затв. наказом Міністерства екології та природних ресурсів України від 15.03.2017 № 118.
13. ДСТУ ISO 13623:2022. Нафтова і газова промисловість. Системи транспортування трубопроводами.
14. Про охорону навколишнього природного середовища : Закон України від 25.06.1991 № 1264-ХІІ.

15. Про охорону атмосферного повітря : Закон України від 16.10.1992 № 2707-ХІІ.
16. Про оцінку впливу на довкілля : Закон України від 23.05.2017 № 2059-VIII.
17. Про охорону праці : Закон України від 14.10.1992 № 2694-ХІІ.
18. ДСТУ EN 60079-10-1:2017. Вибухонебезпечні середовища. Частина 10-1. Класифікація зон. Газові вибухонебезпечні середовища.
19. ДСН 3.3.6.037-99. Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку.
20. ISO 20816-1:2016. Mechanical vibration – Measurement and evaluation of machine vibration – Part 1: General guidelines.
21. API RP 1165. Recommended Practice for Pipeline SCADA Displays.
22. API RP 14C. Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms.
23. НПАОП 0.00-4.12-05. Типове положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці.
24. EPA Leak Detection and Repair (LDAR) Technical Guidance Document. Washington, DC : U.S. Environmental Protection Agency.
25. IEC 60079. Explosive Atmospheres.