

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО
ГОСПОДАРСТВА ім. О.М.БЕКЕТОВА**

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ БАКАЛАВРА

На тему: «Аналіз ефективності методів інтенсифікації видобутку газу на
виснажених покладах Шебелинського родовища».

Виконав: студент 4 курсу

Група НІТ 2022 -1

Спеціальність 185

«Нафтогазова інженерія та технології»

Щербак Д.О.

Керівник : проф. Редько І.О.

Рецензент: к.т.н. доц. Ткаченко Р.Б.

Харків - 2026р.

**Харківський національний університет міського господарства ім. О.М.
Бекетова**

Кафедра: **Нафтогазової інженерії і технологій**

Освітньо-кваліфікаційний рівень: перший (бакалаврський)

Спеціальність **185 – Нафтогазова інженерія та технології**

Освітня програма: «**Нафтогазова інженерія та технології**»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

в.о.зав.кафедрою Нафтової
інженерії і технологій

Ткаченко Р.Б.

«25» травня 2026 р.

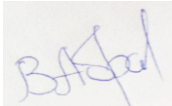
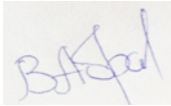


ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра Щербака Дениса Олександровича

- 1. Тема роботи:** «Аналіз ефективності методів інтенсифікації видобутку газу на виснажених покладах Шебелинського родовища».
Керівник роботи : проф. Редько І.О.
Затверджені наказом по університету від «22 » травня 2026 р. № 440 - 03
- 2.** Строк подання студентом закінченої роботи 19 червня 2026 р.
- 3.** Вихідні дані до роботи: ефективність методів інтенсифікації, виснажені поклади, значення вхідних і вихідних параметрів, характеристика режиму роботи, перелік і характеристика технологічного обладнання.
- 4.** Зміст розрахунково – пояснювальної записки (перелік підлягаючих розборці питань):
Аналіз сучасного стану родовища
Аналіз ефективності методів інтенсифікації
Визначення шкідливих факторів на об'єкті
Охорона праці та техніка безпеки
- 5.** Перелік графічного матеріалу (з точним визначенням обов'язкових креслень): Ускладнення на вибої свердловини (Шебелинське ГКР).


Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці і безпека в надзвичайних ситуаціях	проф. Абратаков В.Е.	25.05.2026 	6.06.2026 

6. Дата видачі завдання:

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Найменування етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітки
1	Одержання завдання на проектування	25.05.2026	
2	Аналіз проектних матеріалів і вихідних даних	25.05.2026	
3	Пошук та збір інформації за темою	25.05.26 – 10.06.26	
4	Написання розділу Аналіз сучасного стану родовища	26.05.26 – 28.06.26	
5	Написання розділу Аналіз ефективності методів інтенсифікації	28.05.26 – 1.0.26	
6	Оформлення пояснювальної записки	1.06.26 – 3.06.26	
7	Перевірка та редагування роботи	3.06.26 – 6.06.26	
8	Написання розділу Визначення шкідливих факторів на об'єкті	6.06.26 – 10.06.26	
9	Написання розділу Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.06.26 – 13.06.26	
10	Виконання графічної частини роботи	13.06.26 – 16.06.26	
11	Попередній захист кваліфікаційної роботи	17.06.26	
12	Рецензування кваліфікаційної роботи	17.06.26 – 18.06.26	
13	Здача закінченої кваліфікаційної роботи в ДЕК	19.06.2026	

Студент  (ст. Щербак Д.О)

Керівник роботи  (проф. Редько І.О.)

АНОТАЦІЯ

Щербак Д.О. «Аналіз ефективності методів інтенсифікації видобутку газу на виснажених покладах Шебелинського родовища» - кваліфікаційна робота на правах рукопису.

Кваліфікаційна (бакалаврська) робота на здобуття ступеня бакалавра за спеціальністю 185 – Нафтогазова інженерія та технології. Харківський національний університет міського господарства ім. О.М. Бекетова, кафедра: Нафтогазової інженерії і технологій.

У дипломній роботі досліджено стан розробки виснажених покладів Шебелинського газоконденсатного родовища та проведено порівняльний аналіз ефективності сучасних методів інтенсифікації видобутку газу. Розглянуто технологічні, та економічні показники впровадження методів (дожимні компресорні станції (ДКС), колтбінгових технологій, буріння бокових стволів чи ГРП).

Ключові слова: виснажені поклади, інтенсифікація видобутку газу, Шебелинське родовище, привибійна зона пласта, дебіт свердловини, газовіддача, геолого-промисловий аналіз.

Мета: підвищення продуктивності видобувних свердловин та збільшення коефіцієнта газовіддачі пласта на завершальній стадії розробки Шебелинського ГКР.

Завдання: Проаналізувати поточний геолого-промисловий стан родовища та причини падіння пластового тиску. Дослідити існуючі технології відновлення та інтенсифікації припливу газу. Розрахувати економічну ефективність та доцільність застосування обраних методів.

Об'єкт дослідження: процеси видобутку природного газу з виснажених покладів.

Предмет дослідження: технологічні та економічні показники ефективності методів інтенсифікації видобутку на Шебелинському родовищі.

У роботі використано методи системного аналізу, гідро газодинамічного моделювання та техніко-економічного обґрунтування.

ABSTRACT

Shcherbak D.O. "Analysis of the effectiveness of methods for intensification of gas production in depleted deposits of the Shebelynskoye field" - qualification work in the form of a manuscript.

Qualification (bachelor's) work for a bachelor's degree in specialty 185 - Oil and gas engineering and technologies. Kharkiv National University of Urban Economy named after O.M. Beketov, Department: Oil and gas engineering and technologies.

The thesis investigates the state of development of depleted deposits of the Shebelyna gas condensate field and conducts a comparative analysis of the effectiveness of modern methods of intensification of gas production. The technological and economic indicators of the implementation of methods (acid treatment of the bottomhole zone, coiled tubing technologies, sidehole drilling or hydraulic fracturing) are considered.

Keywords: depleted deposits, intensification of gas production, Shebelyna field, bottomhole zone of the reservoir, well flow rate, gas recovery, geological and industrial analysis.

Goal: to increase the productivity of production wells and increase the gas recovery coefficient of the reservoir at the final stage of development of the Shebelynsky GKR.

Task: To analyze the current geological and industrial state of the field and the reasons for the drop in reservoir pressure. To investigate existing technologies for the recovery and intensification of gas inflow. To calculate the economic efficiency and feasibility of using the selected methods.

Object of research: processes of natural gas extraction from depleted deposits. Subject of research: technological and economic indicators of efficiency of methods of intensification of extraction at Shebelynskoye field. The work uses methods of system analysis, hydro-gas-dynamic modeling and feasibility study.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ШЕБЕЛИНСЬКОГО РОДОВИЩА. МЕТА І ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	10
1.1 Аналіз сучасного стану родовища.....	10
1.2 Загальна характеристика Шебелинського родовища.....	13
1.3 Мета та задачі дослідження родовища.....	16
Висновки	18
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ МЕТОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ...19	
2.1 Характеристика методів інтенсифікації на виснажених покладах.....	19
2.1.1 Гідророзрив пласта (ГРП).....	20
2.1.2 Буріння бічних та горизонтальних стовбурів.....	21
2.1.3 Депресійне буріння та колтюбінг.....	22
2.1.4 Дожимні компресорні станції (ДКС).....	23
2.2 Ефективність методів інтенсифікації на виснаженому Шебелинському родовищі.....	24
2.3 Порівняльний аналіз методів інтенсифікації для Шебелинського ГКР	34
Висновки.....	38
РОЗДІЛ 3 ВИЗНАЧЕННЯ ШКІДЛИВИХ ФАКТОРІВ НА ОБ'ЄКТІ.....	40
3.1 Основні шкідливі виробничі фактори (для персоналу).....	40
3.2 Екологічні фактори (вплив на довкілля).....	43
Висновки.....	46
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	47

4.1 Аналіз умов праці та потенційних небезпек на Шебелинському родовищі.....	47
4.2 Інженерно-технічні заходи з охорони праці та виробничої санітарії.....	51
4.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях (НС).....	52
4.4. Нормативно-правова база.....	54
Висновки.....	56
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	58
Додаток А Обладнання свердловини при ГП.....	60
Додаток Б Метод ГНБ.....	61
Додаток В Колтюрінгова установка.....	62
Додаток Г Компресорні станції на Шебелинському родовищі.....	63
Додаток Д Вихідні дані для розрахунків.....	64

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ГТЗ - геолого – технічні заходи;

ГКР – газоконденсатне родовище;

ДКС – дожимна компресорна станція;

ГРП – гідророзрив пласта;

ПСГ – підземне сховище газу;

МДКС – модульна дожимна компресорна станція;

КГВ – коефіцієнт газовіддачі;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

ГПА – газоперекачувальні агрегати;

ПЗП – прибійна зона пласта;

ББС – буріння бічних стволів;

ГС – горизонтальна свердловина;

ГНКТ – гнучкі насосно – компресорні труби;

КРС – капітальний ремонт свердловини;

ШНГКР - Шебелинське нафто газоконденсатне родовище;

ГДК – гранично допустима концентрація;

ЗІЗ – засоби індивідуального захисту.

ВСТУП

На сьогоднішній день в Україні більшість нафтових родовищ знаходяться на пізній стадії експлуатації, запаси яких за критеріями рівня виснаження, обводнення продукції, в'язкості належать до категорії важко видобувних. Для підтримки рівня видобутку газу на належному рівні необхідне постійне проведення різних геолого-технічних заходів (ГТЗ). Ці заходи є основним інструментом для інтенсифікації видобутку газу на пізній стадії розробки родовищ. Витрати на проведення заходів з інтенсифікації видобутку складають значну частину витрат при експлуатації родовищ, тому моніторинг їх ефективності та оптимального планування є актуальними для нафтогазовидобувних управлінь.

Метою дослідження є аналіз та обґрунтування теоретичних засад вибору методу інтенсифікації видобутку газу в залежності від стадії розробки родовища, досвіду застосування технології у подібних геологічних умовах. Аналіз ґрунтується на використанні графічного, порівняльного методів та методів середніх величин і деталізації.

Об'єктом дослідження є методи інтенсифікації видобутку газу, а предметом дослідження — аналіз їх ефективності на Шебелинському родовищі.

Таким чином, методи інтенсифікації видобутку газу необхідно чітко розподіляти за стадіями розробки родовища, враховуючи особливості кожного з етапів. Значно ускладнюються ці задачі при розробці покладів на пізній та завершальній стадіях розробки. Особливої уваги заслуговує вибір об'єктів для інтенсифікації, що здійснюється з допомогою системи критеріїв, та власне обґрунтування доцільності проведення інтенсифікації, що поділяється на три блоки: геологічний, технічний та економічний.

Розділ 1

Аналіз сучасного стану Шебелинського родовища

Мета та задачі дослідження родовища

1.1 Аналіз сучасного стану родовища

В історії розвитку нафтогазової промисловості по мірі «виснаження» родовищ періодично піднімалися питання відновлення запасів вуглеводнів за рахунок різних факторів, включаючи можливість перетоків, дифузії, початкових градієнтів тисків, водонапірних систем, просідання поверхні, пружності порід, проривів газу із глибоких горизонтів в поклади, що розробляються.

Нафтові та газові родовища розглядаються взагалі як об'єкти, що само розвиваються і постійно відновлюються, тобто дегазація Землі проходить постійно. В роботах Кривулі С. В.[1] показано, що перетоки газу з глибоких горизонтів можливі на великих родовищах, таких як Шебелинське, Хрестищенське, Єфремівське, Меліхівське.

Можна припустити, що ймовірними територіями дегазації Землі можуть бути нафтогазоконденсатні родовища, а їх виснаження зумовлює збільшення градієнтів тиску між покладами та глибокими горизонтами Шебелинського ГКР.

Шебелинське газоконденсатне родовище було відкрите 1950 р. і введено в промислову розробку з подачею газу на Харків 1956р. Родовище приурочено до крупної брахантиклінальної складки заввишки 1160 м [2]; є масивно пластовим покладом із численними тектонічними порушеннями, єдиним почтовим газоводяним контактом на абсолютній позначці 2270 м, із площею газоносності 246 км², початковим та поточним пластовими тисками 23,8 і 2,08 МПа відповідно. Середній коефіцієнт пористості колекторів становить 0,13, середній коефіцієнт газонасиченості – 0,5, об'єм газонасичених порід –

2,945×10⁹ м³, поровий простір, зайнятий залишковою водою – 1,938×10⁹ м³. Середній коефіцієнт пористості не колекторів сягає 0,065, граничне значення пористості -0,08, об'єм газонасичених пор – 0,576×10⁹ м³, поровий простір 1,128×10⁹ м³. Враховуючи висоту покладу, літолого-стратиграфічну розчленованість, значне перевищення початкового пластового тиску над гідростатичним було виділено три експлуатаційні об'єкти – НАГ, СМП та АСК, які сьогодні об'єднані в єдиний експлуатаційний об'єкт.

Щодо початкових запасів газу Шебелинського родовища, то різні організації та спеціалісти неодноразово підраховували та перераховували їх у період розвідки, освоєння та промислової експлуатації Шебелинського ГКР. Динаміку видобутку та пластового тиску можна див. (Таблиця 1).

Таблиця – 1.1 Динаміка видобутку та пластового тиску на Шебелинському родовищі

Етап/ період розробки	Роки	Початковий пластовий тиск, МПа	Річний обсяг видобутку газу, 11бл.11 м ³	Основна інфраструктура
Початковий (Фонтанний)	1956 - 1970	24,5 – 18,0	10,0 – 31,3	Буріння опорної сітки свердловин, максимальний природний приплив
Компресорний	1971- 2000	18,0 – 3,5	31,3 – 5,0	Введення в експлуатацію потужних ДКС
Пізній (Виснаження)	2001- 2020	3,5 – 0,8	2,5 – 1,6	Масове самоглушіння свердловин через накопичення води
Сучасний (Інтенсифікація)	2021 - 2026	0,8 – 0,2	1,5 – 1,3	Використання БС, колтюбінгу, капілярних систем ПАР, плунжерних ліфтів.

Родовище пройшло шлях від унікального високотискового об'єкта до об'єкта з екстремально низькою пластовою енергією. З 1956 по 2026 роки початковий пластовий тиск впав у 122 рази (з 24.5 МПа до 0.2 МПа), що є класичною ознакою завершальної стадії розробки масивного покладу.

Максимальний історичний відбір газу (31.3 млрд.м³ рік) досягався за рахунок високої природної енергії пласта. Поточний річний видобуток (1.3 млрд. м³ рік) демонструє падіння у 24 рази від пікового, проте залишається стабільним протягом останніх років завдяки технологічному втручанням.

Шебелинське газоконденсатне родовище (Харківська обл.) на сучасному етапі є гігантським, але критично виснаженим активом, який забезпечує видобуток за рахунок інтенсифікації, до розвідки глибоких горизонтів та перетоків газу з глибинних пластів. Родовище виснажене на 89%. З початку розробки (1956 р.) з нього видобуто понад 630 млрд. куб. м газу. Завдяки оптимізації роботи наземної інфраструктури (зокрема, Червонодонецької ДКС) вдається підтримувати річний видобуток на рівні близько 1,8 – 2,0 млрд. куб. м. Обводнення пластів практично не впливає на загальний газовий режим, а пластовий тиск стабілізується завдяки природним перетокам газу по тектонічних порушеннях. Стратегія розробки та глибокі горизонти через виснаження традиційних покладів, газопромислове управління «Шебелинкагазвидобування» (філія АТ «Укргазвидобування») фокусується на пошуку нових покладів у відкладах кам'яновугільного віку та бурінні надглибоких свердловин. Застосовуються сучасні методи інтенсифікації (ГРП, колтюбінг), капітальні ремонти та забурка бічних стовбурів для розкриття важкодоступних запасів. Частина виснажених підземних пустот родовища використовується як комплекс підземних газосховищ (ПСГ), що відіграє критичну роль у балансуванні газотранспортної системи України. Розташування у безпосередній близькості до зони бойових дій та російського вторгнення вимагає підвищених заходів безпеки та ускладнює проведення розвідувальних робіт.

1.2 Загальна характеристика Шебелинського родовища

Шебелинське газоконденсатне родовище — одне з найбільших в Україні та Європі, розташоване в Харківській області (поблизу смт Донець та села Шебелинка). Відкрите у 1950 році, воно стало базовим для розвитку вітчизняної газової промисловості та газифікації країни.

Назву родовище отримало від однойменного села Шебелинка, хоча адміністративним центром видобутку стало місто Балаклія (рис.1.1). Під час запуску у 1956 році запаси були настільки колосальними, що це робило родовище одним з 15 найбільших у світі.

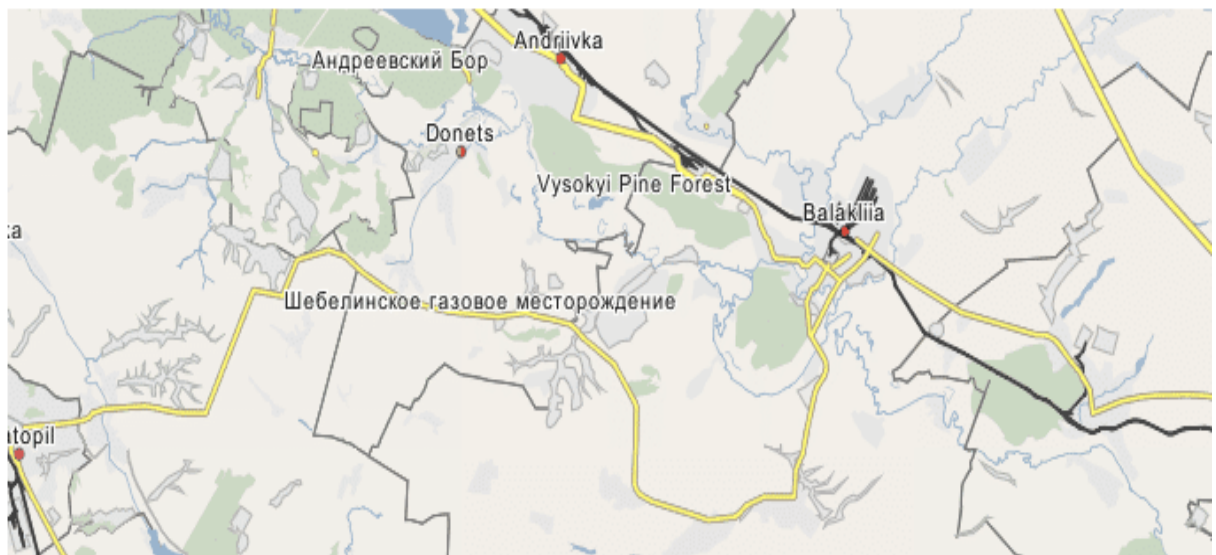


Рисунок 1.1- Контури родовища відносно населених пунктів

Родовище унікальне за своєю геологічною будовою та величиною запасів, а також приурочене до крупної брахіантикальної складки висотою 1160 м, є масивно – пластовим покладом із чисельними тектонічними порушеннями (рис.1.2), єдиним початковим газо – водяним контактом на абсолютній позначці – 2270 м, площею газоносності 246 км².

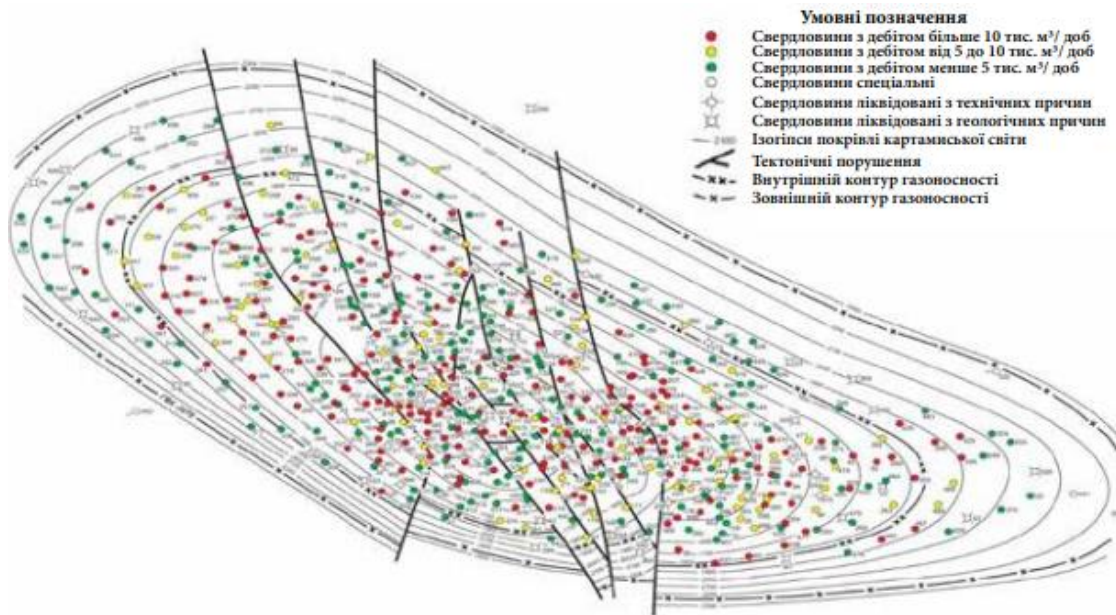


Рисунок 1.2 – Структурна карта горизонту Шебелинського родовища

Початкові запаси природного газу оцінювалися у близько 650 млрд. м³, а конденсату — у 8,3 млн. тонн.

Максимальний річний видобуток на родовищі на піку його розробки у 1971 році сягав 31,3 млрд. куб. м [3]. З початку експлуатації родовища з нього видобуто 633,1 млрд. куб. м. Наразі середньодобовий видобуток на родовищі складає понад 5 млн. куб. м газу.

Знаходиться в приосьовій зоні східної частині Дніпровсько-Донецької западини, в прикордонній смузі з півночі пробуртовою зоною. Характерними особливостями родовища є його багатопластовість, літологічна неоднорідність по площі і розрізу, низька (в основному) газонасиченість і проникність, наявність тектонічних порушень, суттєве погіршення колекторських властивостей пластів у напрямку знизу вгору і від центральної до периферійної частини покладу.

Характерною геолого-промисловою особливістю ГКР є широкий діапазон змін колекторських властивостей газонасичених порід за площею і розрізом (проникність коливається від 0,1 до 100 мД), що зумовлює нерівномірність

відпрацювання покладу за пластовим тиском і за дебітом свердловин в просторі і в часі. Середній коефіцієнт пористості колекторів складає 0,13, середній коефіцієнт газонасиченості – 0,5.

Геологічні умови родовища, низький темп просування пластових вод у поклад в процесі його розробки (обводненість менше 0,5 % газонасичених пор) сприяли досягненню високої кінцевої газовіддачі пластів, величина якої оцінюється не нижче 95%.

Сьогодні родовище є виснаженим на 89%. Проте, завдяки впровадженню новітніх технологій і природним внутрішнім процесам, воно продовжує стабільно підтримувати видобуток газу для енергетичної безпеки України.

- Завдяки перепадам тиску, відбувається відновлення запасів за рахунок перетоків з глибокозалягаючим горизонтів по тектонічних розломах.
- Завдяки підтримці роботи компресорних станцій, на родовищі очікується стабільний річний видобуток на рівні 1,8- 2,1 млрд. м³.

Для стабілізації роботи свердловин фахівці застосовують технології селективної водоізоляції для обмеження притоку пластових вод. На базі виснажених підземних пустот Шебелинського родовища успішно функціонує комплекс підземних сховищ газу (ПСГ), який відіграє ключову роль для балансування сезонних коливань споживання.

Родовище перебуває на завершальній стадії розробки. Залишкові запаси оцінюються понад 110 млрд. м³, проте видобуток підтримується завдяки перетокам газу з глибших горизонтів та новим технологіям інтенсифікації, що продовжує термін його експлуатації. Розробку родовища здійснює державна компанія АТ «Укргазвидобування» (Група Нафтогаз).

Сьогодні родовище сильно виснажене, адже з нього добувають газ уже багато десятків років. Попри це, воно досі дає країні значну частину блакитного палива. Щоб піднімати газ із глибини, фахівці використовують потужні компресорні станції. Науковці кажуть [4], що запаси родовища досі трохи поповнюються самі завдяки припливу газу з дуже глибоких підземних шарів.

1.3 Мета та задачі дослідження родовища

Дослідження Шебелинського газоконденсатного родовища спрямовані на ефективне видобування залишкових запасів газу, на стабілізацію видобутку та продовження його експлуатації, запобігання обводненню свердловин та вивчення глибоких геологічних горизонтів для відновлення потенціалу родовища.

Основна мета – максимально повне, безпечне та економічно доцільне вилучення вуглеводнів із виснаженого родовища (яке перебуває на завершальній стадії експлуатації) з можливим продовженням його промислового життя завдяки впровадженню новітніх технологій, а також аналіз поточного стану, вивчення глибинної геологічної структури та прогнозування ефективних варіантів розробки родовища (як компресорної, так і безкомпресорної експлуатації) для оптимізації видобутку газу.

Головні задачі дослідження:

- Детальне вивчення геологічної будови: уточнення меж покладів, особливостей глибинної структури та фізико-механічних властивостей колекторів.

- Аналіз обводнення: вивчення водонапірної системи родовища, оцінка швидкості підняття газоводяного контакту та розробка методів ізоляції пластових вод для збільшення дебіту свердловин.
- Проблематика газу щільних порід: виявлення та дослідження перспективних зон для видобутку так званого нетрадиційного газу.
- Прогнозування видобутку: моделювання різних варіантів розробки, включаючи перехід на компресорну експлуатацію для підтримки тиску.
- Пошук нових покладів: сеймопараметричний аналіз та геофізичні дослідження глибоких горизонтів, оцінка перспективних площ навколо родовища (Північно-Шебелинської, Східно-Шебелинської тощо).
- Оцінка залишкових запасів: Уточнення реального газового потенціалу з урахуванням можливих перетоків газу з більш глибоких шарів.
- Впровадження нових технологій: випробування сучасних рідин та методів для капітального ремонту свердловин в умовах аномально низьких пластових тисків.

Стабілізація видобутку газу на виснажених газоконденсатних родовищах України є надзвичайно актуальною, позаяк на облаштованих (з готовою інфраструктурою) родовищах продовження їх експлуатації значно знижує собівартість видобутку порівняно з введенням в розробку нових родовищ [5]. Стабілізація видобутку газу на виснажених родовищах може досягатися наступними шляхами:

- бурінням нових свердловин в слабо дренованих зонах;
- зарізка бокових стволів;
- введення в розробку пропущених газоконденсатних покладів;
- пониження робочих тисків свердловин за рахунок введення додаткових компресорних станцій;
- інтенсифікацією видобутку та інші.

ВИСНОВКИ

В першому розділі дипломної роботи розглянуто сучасний стан виснаженого Шебелинського родовища, дана загальна характеристика родовища, поставлені мета та задачі дослідження.

Шебелинське газоконденсатне родовище — одне з найбільших в Україні та Європі, розташоване в Харківській області (поблизу смт Донець та села Шебелинка). Відкрите у 1950 році, воно стало базовим для розвитку вітчизняної газової промисловості та газифікації країни.

Знаходиться в приосьовій зоні східної частині Дніпровсько-Донецької западини, в прикордонній смузі з півночі пробортвою зоною.

Максимальний річний видобуток на родовищі на піку його розробки у 1971 році сягав 31,3 млрд. куб. м. З початку експлуатації родовища з нього видобуто 633,1 млрд. куб. м. Наразі середньодобовий видобуток на родовищі складає понад 5 млн. куб. м газу.

Родовище перебуває на завершальній стадії розробки. Залишкові запаси оцінюються понад 110 млрд. м³, проте видобуток підтримується завдяки перетокам газу з глибших горизонтів та новим технологіям інтенсифікації, що продовжує термін його експлуатації. Розробку родовища здійснює державна компанія АТ «Укргазвидобування» (Група Нафтогаз).

Дослідження Шебелинського газоконденсатного родовища спрямовані на ефективне видобування залишкових запасів газу, на стабілізацію видобутку та продовження його експлуатації.

Сьогодні родовище сильно виснажене, адже з нього добувають газ уже багато десятків років. Попри це, воно досі дає країні значну частину блакитного палива. Науковці кажуть, що запаси родовища досі трохи поповнюються самі завдяки припливу газу з дуже глибоких підземних шарів.

РОЗДІЛ 2

Аналіз ефективності методів інтенсифікації

2.1 Характеристика методів інтенсифікації на виснажених покладах

Інтенсифікація видобутку на виснажених покладах — це комплекс технологій для відновлення тиску, очищення привибійної зони та витіснення залишкового газу, спрямовані на відновлення тиску, розширення дренажних зон та витіснення залишкового газу. Вони дозволяють підвищити кінцевий коефіцієнт газовіддачі та підтримати рентабельність свердловин на завершальному етапі розробки.

Основними, перевіреними на практиці технології інтенсифікації є [6]:

- Гідророзрив пласта (ГРП): Створення високопровідних тріщин у привибійній зоні для розкриття нових мікропор і збільшення площі дренування колектора.
- Буріння бічних та горизонтальних стовбурів: Дозволяє видобувати газ із важкодоступних ділянок пласта, які були недоступні для вертикальних свердловин.
- Депресійне буріння та колтюбінг: Застосування гнучких труб дозволяє проводити очищення вибою, гідродинамічні дослідження та ремонти без зупинки видобутку та глушіння свердловини.
- Дожимні компресорні станції (ДКС): Вони дозволяють знизити буферний тиск і забезпечити транспортування газу в магістральні газопроводи навіть із відпрацьованих пластів з тиском менше ніж 0,6 МПа.

2.1.1 Гідророзрив пласта (ГРП)

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) – це метод утворення нових або розширення деяких існуючих у пласті тріщин за рахунок нагнітання у свердловину рідини або піни високим тиском.

Механізм гідравлічного розриву пласта (ГРП) полягає в тому, що при закачуванні у пласт рідини вона перш за все попадає у високо проникні тріщинуваті ділянки пласта і тиски в них досить збільшуються. В результаті виникає перепад тисків між високо і низько проникними ділянками пласта і у високо проникних ділянках відбувається розкриття існуючих або утворення нових тріщин. Обладнання при гідророзриві див. (Додаток А).

Для забезпечення високої проникності тріщини заповнюються закріплюючим реагентом, наприклад, кварцовим піском. Під дією гірничого тиску закріплені тріщини зімкнуться неповністю, завдяки чому значно збільшується фільтраційна поверхня свердловини, а іноді включаються в роботу зони пласта з кращою проникністю.

Для здійснення ГРП глибокозалягаючим міцних порід з високою температурою запропоновано застосовувати скляні і пластмасові кульки, зерна корунду і агломерованого бокситу, молоту шкаралупу грецького горіха і т.д.

У газоносних пластах проникністю до 0,001мкм застосовують масований ГРП, при якому розвивають тріщини довжиною до 1000 м, закріплені до 300 тон піску [7]. Масивний ГРП дуже дорогий, тому передбачається кошторисною вартістю свердловин і збільшує її на 30-50 %. ГРП застосовується в будь-яких породах, за винятком пластичних сланців і глин. Сучасні технології ГРП звичайно передбачають закріплення тріщин приблизно 10 т піску і застосовуються для збільшення поточного дебіту нафтових, газових або приймальності нагнітальних свердловин в низько

проникних ($<0,05$ мкм²) пластах товщиною не менше п'яти метрів, які залягають на глибинах 3500м, а також в пластах з дещо більшою проникністю, але забрудненою привибійною зоною.

2.1.2 Буріння бічних та горизонтальних стовбурів

Буріння бічних та горизонтальних стовбурів — це високоефективні методи спрямованого буріння, що використовуються в нафтогазовій промисловості для відновлення старих свердловин та значного збільшення площі дренування нафтоносних чи газоносних пластів. Бічні стовбури – це процес забурювання нового стовбура зі стінки вже існуючої (старої або аварійної) свердловини вище за проектний інтервал (Додаток Б).

Цей метод використовується для відновлення експлуатації виснажених родовищ, обхід аварійних ділянок (обірвані колони, застрягли інструменти) та дорозвідка, що дозволяє суттєву економія коштів та часу порівняно з бурінням нової вертикальної свердловини з нуля, оскільки використовується вже наявна інфраструктура.

Горизонтальні стовбури - технологія, при якій свердловина після вертикального або похилого проходження плавно переходить у горизонтальну площину вздовж продуктивного пласта. Це дозволяє максимізувати дебет свердловини завдяки збільшенню площі контакту стовбура з нафтовим чи газовим шаром. Ідеально підходить для тонких, тріщинуватих або низько проникних колекторів, дозволяє зменшити кількість свердловин для розробки всього родовища.

Буріння здійснюється за допомогою спеціальних компоновок низу бурильної колони, що включають вибійні двигуни, роторні керовані системи

та системи вимірювання під час буріння. Вимагає високоточного геонавігаційного контролю, застосування спеціальних бурових розчинів для стабілізації стовбура та цементування для ізоляції зон.

2.1.3 Депресійне буріння та колтюбінг

Депресійне буріння та колтюбінг — це передові технології нафтогазовидобутку, які часто використовують у парі. Вони дозволяють безпечно бурити, ремонтувати та освоювати свердловини без зупинки видобутку та без ризику забруднення пласта.

Колтюбінг є ідеальним інструментом для буріння на депресії (особливо для горизонтальних та бічних стовбурів). Колтюбінгову установку див. (Додаток В). Замість важкої бурильної колони використовується гнучка труба, всередині якої працює вибійний двигун. Газ або спеціальна легка піна, що подається по трубі, виносить вибурену породу на поверхню, підтримуючи постійний режим депресії.

Буріння свердловин з використанням гнучких труб колтюбінг застосовується з 1990-го року в західних країнах [8]. Хоча число свердловин пробурених з використанням гнучких труб, навіть у західних країнах є значно меншим в порівнянні із загальною кількістю всіх свердловин, тим не менше ця технологія є досить перспективною. Привабливість нової техніки і технологій під назвою колтюбінг полягає перш за все в забезпеченні герметизації устя свердловини в широкому діапазоні тисків і швидкостей переміщення колони труб при виконанні будь-яких операцій – від СПО до буріння.

Ці два методи використовують разом, оскільки при депресії вуглеводні можуть вільно виходити у стовбур, колтюбінг дозволяє проводити всі операції без необхідності глушення свердловини. Вони є ефективними на виснажених родовищах, оскільки запобігають пошкодженню пласта та блокуванню пор важким буровим розчином, збільшуючи майбутній дебіт свердловини. Спуск та підйом гнучкої колони труб відбувається набагато швидше за традиційне нарощування бурильних труб, що суттєво знижує витрати часу.

2.1.4 Дожимні компресорні станції (ДКС)

Дожимні компресорні станції (ДКС) — це ключові технологічні об'єкти нафтогазової галузі, призначені для збору та транспортування природного або попутного нафтового газу. Вони забезпечують безперебійний видобуток із родовищ та подачу газу під високим тиском у магістральні газопроводи. Установку компресорної станції див.(Додаток Г).

Основне призначення – компенсувати падіння пластового тиску в свердловинах, що дозволяє продовжувати експлуатацію виснажених родовищ [9]. Створюють необхідний тиск для перекачування газу на великі відстані трубопроводами. Закачують газ у підземні сховища влітку та відбирають його для покриття пікових потреб взимку. До складу типової ДКС входять компресорні агрегати (газомоторні, газотурбінні або з електроприводом), а також блоки підготовки, сепаратори, системи охолодження і фільтрації. Видалення з газу вологи та механічних домішок перед стисненням. Багатоступеневе підвищення тиску робочого середовища. Зниження температури газу, що підвищує безпеку транспортування та захищає ізоляцію магістральних трубопроводів. Більшість сучасних станцій

проектуються у вигляді модульних ДКС (МДКС), що дозволяє швидко розгортати установки безпосередньо на місцях видобутку та легко масштабувати потужності.

2.2 Ефективність методів інтенсифікації на виснаженому Шебелинському родовищі

Шебелинське родовище перебуває на завершальній (пізній) стадії розробки. Понад 85% запасів вилучено, пластовий тиск суттєво знизився, що призвело до природного падіння дебітів. Проте завдяки перетокам газу з глибоких горизонтів та застосуванню сучасних технологій родовище продовжує відігравати важливу роль в енергетиці нашої країни.

Інтенсифікація видобутку на Шебелинському родовищі, виснаженому на 89 %, досягається завдяки ГРП, бурінню бічних стволів та реконфігурації компресорних потужностей. Ці заходи дозволяють розкрити затиснені колектори та компенсувати падіння пластового тиску, подовжуючи термін експлуатації. Вихідні дані для розрахунків див. (Додаток Д)

Гідророзрив пласта (ГРП) – це наймасовіший захід. На пізній стадії розробки проведення багатостадійного ГРП у старих та похилих свердловинах дозволяє залучити до розробки раніше не дреновані ділянки багатопластового родовища. Операції забезпечують короткостроковий приріст дебіту, проте вимагають точного вибору інтервалів перфорації через ризик прориву пластових вод.

Гідророзрив пласта (ГРП) на Шебелинському родовищі включає розрахунки для створення тріщини, що збільшує дебіт газу. Процедура

моделюється профільним інститутами УкрНДІгаз та передбачає обчислення критичних параметрів за конкретними формулами і етапами.

1. Спочатку знайдемо мінімальне горизонтальне напруження в пласті (гірський тиск), яке залежить від глибини та коефіцієнта Пуассона.

1. Вертикальне напруження від ваги порід (σ_v):

$$\sigma_v = \rho_{пор} \cdot g \cdot H \quad (2.1)$$

$$\sigma_v = 2500 \cdot 9.81 \cdot 2400 = 58,9 \text{ МПа}$$

Мінімальне горизонтальне напруження (σ_{hmin}):

$$\sigma_{hmin} = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \cdot (\sigma_v - P_{пл}) + P_{пл} \quad (2.2)$$

$$\sigma_{hmin} = \left(\frac{0,23}{1 - 0,23} \right) \cdot (58,9 - 2,1) + 2,1 = 19,07 \text{ МПа}$$

1. Тиск розриву пласта ($P_{пл}$):

$$P_{пл} = \sigma_{hmin} + \sigma_t \quad (2.3)$$

$$P_{пл} = 19,07 + 4,5 = 23,6 \text{ МПа}$$

Щоб порівняти породу на глибині 2400 м, помпи на гирлі мають створити тиск, який доведе вибійний тиск мінімум до 23,6 МПа.

2. Розрахунок геометрії тріщини

Середнє розкриття (ширина) тріщини розрахуємо за формулою ПКН:

$$\omega = 2.5 \left[\frac{\mu \cdot Q \cdot (1 - \nu^2) \cdot H_{mp}}{E} \right]^{0.25} \quad (2.4)$$

$$\omega = 2.5 \left[\frac{0.1 \cdot 0.067 \cdot (1 - 0.23^2) \cdot 25}{3.5 \cdot 10^{10}} \right]^{0.25} = 0.004 \text{ м} = 4 \text{ мм}$$

Знайдемо напівдовжину тріщини в один бік (L):

$$L = \frac{Q \cdot t}{2 \cdot h \cdot \omega} \quad (2.5)$$

$$L = \frac{0.067 \cdot 3600}{2 \cdot 25 \cdot 0.004} = 124 \text{ м}$$

В результаті розрахунку отримано вертикальну тріщину напівдовжиною 124 м та шириною розкриття 4.0 мм, що є оптимальним для закріплення пропантом фракції 20/40.

3. Розрахунок повного об'єму створеної тріщини (V_T): рідина поширюється в обидва боки від стовбура свердловини, тому множимо напівдовжину на 2.

$$V_{тр} = 2 \cdot L \cdot h \cdot \omega \quad (2.6)$$

$$V_{тр} = 2 \cdot 124 \cdot 25 \cdot 0.004 = 24.8 \text{ м}^3$$

Розрахуємо ефективний об'єм, який буде щільно заповнений пропантом:

$$V_{проп} = V_{тр} \cdot \eta \quad (2.7)$$

$$V_{проп} = 24.8 \cdot 0.75 = 18.1 \text{ м}^3$$

Розрахунок необхідної маси сухого пропанту ($M_{проп}$):

$$M_{проп} = V_{проп} \cdot \rho_{нас}$$

$$M_{проп} = 18.1 \cdot 1600 = 28960 \text{ кг} = 29 \text{ т}$$

Для того, щоб надійного закріпити створену тріщину ГРП у відкритому стані та забезпечити високу провідність штучного колектора необхідно використовувати пропант фракції 20/40. На основі розрахованої геометрії тріщини (загальний об'єм 24.8м³) та з урахуванням коефіцієнта заповнення 0.75, необхідна чиста маса сухого пропанту становить 29 тонн. З урахуванням технологічного запасу на випадок ускладнень (номінальний резерв 10%), до планування технологічного процесу приймається 32 тонни пропанту.

Буріння бічних та горизонтальних стовбурів на Шебелинському родовищі, (виснаження сягає 89%), застосовується для відновлення видобутку, осушення обводнених ділянок та розкриття важкодоступних запасів. Ефективно для відновлення недіючого фонду свердловин. Замість буріння нових глибоких свердловин, що є економічно недоцільним на виснаженому родовищі, бічні стволи дозволяють до розкрити продуктивні горизонти під оптимальним кутом. Це підвищує кінцевий коефіцієнт газовіддачі пластів (КГВ).

Цей метод є одним із найефективніших методів інтенсифікації видобутку, який дозволяє отримати доступ до недренованих ділянок газу та газоконденсату. Уникнути капітальних витрат на буріння нових надглибоких свердловин. Відновити та стабілізувати видобуток на родовищі, що експлуатується з 1956 року.

Шебелинка має складну структуру та значні глибини (основний видобуток ведеться з глибин близько 4 км, тоді як перспективні поклади залягають набагато глибше — до 5,7-6 км). Через зниження пластового тиску та високий відсоток обводнення, буріння бічних стволів вимагає високоточної технології.

1.Розрахуємо допустимий радіус викривлення:

Щоб обсадна колона і буровий інструмент пройшли без заклинювання, визначаємо радіус викривлення:

$$R = \frac{57.3 \cdot 10}{i} = \frac{537}{2} = 286.5 \text{ м}$$

2. Розрахунок зенітного кута відхилення - використовуємо точну геометричну формулу для ділянки набору кута та наступної прямої ділянки до цілі:

$$\sin(\alpha) = \frac{A \cdot R + H_{\text{сід}} \cdot \sqrt{A^2 + H_{\text{сід}}^2 - R^2}}{A^2 + H_{\text{сід}}^2} \quad (2.8)$$

$$\sin(\alpha) = \frac{120 \cdot 286.5 + 400 \cdot \sqrt{120^2 + 400^2 - 286.5^2}}{120^2 + 400^2} = \frac{155900}{174400} = 0.89$$

$$\alpha = \arcsin(0.89) = 63,3^\circ$$

З даних розрахунків ми бачимо, що профіль бічного стовбура повинен мати максимальний зенітний кут 63,3. Це великий кут нахилу стовбура і це суттєво погіршує ситуацію. Бурильний інструмент під дією сили тяжіння лежить на нижній стінці стовбура свердловини. При куті 63,3 площа контакту металу з породою є максимальною, що критично збільшує ризик диференційного прихоплювання колони. За такого нахилу шлам під дією сили тяжіння осідає на нижню стінку, утворюючи «нерухомі пласти шламу», що додатково затискає інструмент.

Дізнаємося, яку довжину стовбура доведеться пробурити вибійним двигуном із кривим перевідником, щоб вийти на цей кут:

$$L_{\text{наб}} = \frac{\alpha}{i} \cdot 10 = \frac{63.2}{2} \cdot 10 = 316,5 \text{ м} \quad (2.9)$$

Для Шебелинського родовища через аномально низький пластовий тиск на родовищі (2,1 МПа), під час буріння цього стовбура під кутом 63.3 є екстремально складними (аварійними) через високий ризик катастрофічних поглинань промивальної рідини та прихоплювання бурильного інструменту. Головна проблема полягає в аномально низькому коефіцієнті аномальності пластового тиску.

Депресійне буріння та колтюбінг на Шебелинському родовищі застосовуються АТ «Укргазвидобування» (Група Нафтогаз) для розбурювання виснажених пластів з низьким тиском. Ці технології дозволяють уникнути поглинання бурового розчину, запобігають забрудненню продуктивного горизонту та стимулюють інтенсифікацію видобутку [10]. Цей метод передбачає, що тиск у стовбурі свердловини підтримується нижчим, ніж пластовий тиск на одній з найбільших газових площ України.

Газ циркулює в свердловині так, що пластовий флюїд одразу надходить на поверхню в процесі проходки. Використання депресії дозволяє видобувати газ із глибинних обріїв, виключає глушіння свердловини та зберігає природну проникність колектора. Яскравим прикладом застосування глибокого буріння з інженерним супроводом стала надглибока пошукова свердловина №888, проектна глибина якої перевищує 5,5 км.

Колтюбінгові технології (гнучкі безперервні труби) на Шебелинському родовищі виконують функції як сервісного, так і ремонтного обладнання.

На Шебелинському родовищі, де пластовий тиск в історичних горизонтах значно знизився, застосування колтюбінгу та буріння на депресії є критично важливими для розкриття глибоких ущільнених колекторів без їх глушіння та забруднення.

1.Визначення цільового вибійного тиску (P_v):

Щоб забезпечити режим депресії тиск на вибої має бути меншим за пластовий на величину заданої депресії:

$$P_v = P_{пл} - \Delta P_{депр} \quad (2.10)$$

$$P_v = 2,1 - 1,5 = 0,6 \text{ МПа}$$

Порахуємо, який тиск створюватиме стовп чистої води без додавання газу на глибині 3000 метрів:

$$P_{гидр} = \rho_p \cdot g \cdot H \quad (2.11)$$

$$P_{гидр} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 2400 = 23,5 \text{ МПа}$$

Гідростатика чистої води (23,5 МПа) значно більша за пластовий тиск (2,1 МПа), більш ніж в 11 разів. При буріння така ситуація створює екстремальні ризики: катастрофічного поглинання розчину - вся бурова рідина моментально піде у пласт, що викличе втрату циркуляції. Через колосальний тиск бурильна колона просто «прилипне» до стінки свердловини в інтервалі пористого пласта. Зірвати її механічним шляхом буде неможливо.

Бурити цей стовбур на традиційних глинистих або навіть полімерних розчинах на водній основі категорично заборонено.

Дожимні компресорні станції (ДКС) на Шебелинському родовищі є критично важливими об'єктами для видобутку. Оскільки родовище виснажене на понад 89%, ДКС дозволяють знизити робочий тиск свердловин [11]. Це дає змогу інтенсифікувати видобуток залишкових запасів блакитного палива, які без цього обладнання були б недосяжними. Родовище вже сильно

виснажене. Тому природний тиск у пластах упав. ДКС штучно стискають газ, щоб качати його далі у великі труби. Основною тут є Червонодонецька ДКС, яка нещодавно пройшла масштабне оновлення. Вона працює вже багато років. Раніше тут стояли старі радянські газомотокомпресори типу 10 ГКНА. Станція могла качати понад 30 мільйонів кубометрів палива на добу. Родовище управляється через філію «Шебелинкагазвидобування». Фахівці використовують сучасні компресори, щоб знизити робочий тиск на самих свердловинах. Це допомагає збирати газ, який виділяється за рахунок природних перетоків з дуже глибоких горизонтів землі.

ДКС на сьогодні дуже потрібні родовищу, оскільки газ сам уже не може виходити під сильним напором, без станцій видобуток на старих свердловинах просто зупиниться, станції висмоктують залишки газу з глибоких пластів.

За вихідними даними розробки Шебелинського газоконденсатного родовища (ГКР), інженерні розрахунки для дожимних компресорних станцій (ДКС) мають чіткі технологічні та термодинамічні параметри. Родовище перебуває на пізній стадії розробки, тому головне завдання ДКС — утримувати видобуток за рахунок зниження тиску.

Ступінь стиснення показує, у скільки разів компресор має збільшити тиск газу. Він визначає кількість ступенів компримування на ДКС (зазвичай використовують 2 або 3 ступені). Розрахуємо за формулою:

$$\varepsilon = \frac{P_{вих}}{P_{вх}} \quad (2.12)$$

$$\varepsilon = \frac{2,4}{0,6} = 4,0$$

Оскільки для одного ступеня поршневих або відцентрових компресорів оптимальний $\varepsilon \leq 3,0$ розрахунок вимагає будівництва двоступеневої схеми стиснення.

При стисненні газ сильно нагрівається. Формула адіабатичного стиснення з урахуванням ККД має вигляд:

$$T_{ст} = T_z \cdot \left(1 + \frac{1}{\eta} \cdot \left(\varepsilon^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right) \right) \quad (2.13)$$

$$T_{ст} = 293,15 \cdot \left(1 + \frac{1}{0,82} \cdot \left(4^{\frac{1,31-1}{1,31}} - 1 \right) \right) = 431,75 \text{ K}$$

Переведемо в градуси Цельсія:

$$T_{ст} = 431,75 - 273,15 = 158,6^\circ\text{C}$$

Через таку високу температуру газ після компресора обов'язково треба охолоджувати в апаратах повітряного охолодження.

Для оцінки потужності компресора (N) використовуємо наближену формулу для витрати газу, переведемо добову витрату в секунду:

$$Q_{сек} = \frac{5 \cdot 10^6}{24 \cdot 3600} = 57,9 \text{ м}^3/\text{с}$$

Орієнтовна необхідна потужність для стиснення такого об'єму газу:

$$N = \frac{\kappa}{\kappa - 1} \cdot P_{вх} \cdot Q_{сек} \cdot \left(\varepsilon^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\eta} \quad (2.14)$$

$$N = \frac{1,31}{1,31 - 1} \cdot (0,5 \cdot 10^6) \cdot 57,9 \cdot \left(4^{\frac{1,31-1}{1,31}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,82} = 57,84 \cdot 10^6 = 57,84 \text{ МВт}$$

Для такої потужності знадобиться група з кількох потужних газоперекачувальних агрегатів (наприклад, 4-5 одиниць по 16 МВт кожна).

Виконано технологічні та термодинамічні розрахунки основних параметрів роботи дотискувальної компресорної станції (ДКС) для умов Шебелинського газоконденсатного родовища. На основі отриманих результатів сформульовано такі висновки:

Вхідний тиск газу на рівні $P = 0,5$ МПа є недостатнім для його подачі у магістральну систему. Розрахований ступінь підвищення тиску становить 4,0, що забезпечує збільшення тиску газу до необхідних компресійних вимог транспортування $P_{\text{вих}} = 2,5$ МПа.

Для забезпечення заданої добової продуктивності промислу об'ємом $Q = 5$ млн. м³/добу, загальна необхідна потужність компресорної станції становить $N = 57,84$ МВт. Враховуючи високу потужність та вимоги до надійності, рекомендовано застосувати схему з кількох паралельно працюючих центробіжних газоперекачувальних агрегатів (ГПА) загальною кількістю 4–5 одиниць (із урахуванням гарячого резерву).

Встановлено, що внаслідок політропного стиснення відбуватиметься значне зростання температури газового потоку — з початкових 20 С на вході до 158,6 С на виході з компресора. З метою захисту ізоляційного покриття труб та лінійної частини газопроводу від руйнування, у проекті ДКС обов'язково передбачено впровадження блоку апаратів повітряного охолодження для зниження температури газу до нормативних значень.

2.3 Порівняльний аналіз методів інтенсифікації для Шебелинського ГКР

Аналіз сучасного стану розробки Шебелинського газоконденсатного родовища свідчить, що об'єкт перебуває на завершальній (пізній) стадії експлуатації. Виснаженість початкових запасів природного газу перевищує 85%, що призвело до критичного падіння пластового тиску, зниження гирлових тисків свердловин та масового обводнення привибійних зон пласта (ПЗП) техногенними й підшовними водами. За таких умов підтримання стабільного рівня видобутку та довилучення залишкових (важковидобувних) запасів газу неможливе без масштабного застосування сучасних інженерних методів інтенсифікації та оптимізації.

У сучасній практиці АТ «Укргазвидобування» на Шебелинському родовищі ГРП, колтбінг, буріння бічних/горизонтальних стволів та модернізація ДКС — це головні технологічні драйвери, які дозволяють утримувати видобуток на виснажених покладах.

Частина з цих методів спрямована на інтенсифікацію припливу з існуючих дірок (свердловин), а частина — на залучення в розробку недренованих (застійних) зон та зниження системного тиску.

Проведемо інженерний аналіз цих чотирьох основних методів конкретно для умов Шебелинки:

1. Буріння бічних стволів (ББС) та горизонтальних свердловин (ГС) - це найефективніший спосіб «реанімації» старого фонду свердловин на Шебелинському родовищі. Шебелинка експлуатується з 1956 року, і навколо старих свердловин утворилися величезні зони дренажу та обводнення. Традиційні ремонти там уже не дадуть газу. ББС дозволяє використати стару свердловину (заощаджуючи на будівництві гирла та

вишки) і «вийти» у бік на 100–300 метрів у щільні, ще не зворушені пласти. Він дозволяє реанімувати ліквідований чи малодебітний фонд свердловин. Зі старої обсадної колони виснаженої свердловини вирізається «вікно», і за допомогою похило-скерованого буріння прокладається новий бічний або горизонтальний ствол у ще не розроблену частину пласта. Саме для Шебелинського родовища цей метод дозволяє обійти обводнені зони навколо старої свердловини та збільшити площу фільтрації (контакт із пластом) у кілька разів. Це дає високі початкові дебіти навіть на родовищі-гіганті на пізній стадії.

2. Колтюрінг (Гнучкі насосно-компресорні труби — ГНКТ) є незамінним інструментом щоденного сервісу в умовах низьких пластових тисків. Це основний інструмент для швидкого та безпечного сервісу свердловин без їхнього глушіння. Спуск безперервної гнучкої труби під тиском через герметизуюче гирлове обладнання. Оскільки, на нашому родовищі, пластовий тиск низький, класичне глушіння свердловини важким розчином перед ремонтом може назавжди «вбити» пласт (рідина глушіння заблокує пори). Колтюрінг дозволяє без репресії очищати вибої від піщано-глинистих пробок, вимивати солі та точно дозувати хімічні реагенти на вибій. Гнучкі труби (колтюрінг) дозволяють без зупинки та без глушіння свердловини (що смертельно для виснаженого пласта) очистити вибій та закачати піноутворювачі. Це найдешевший та найшвидший спосіб ліквідувати гідродинамічні пробки та повернути свердловину в роботу.

3. Модернізація та оптимізація ДКС (Дожимних компресорних станцій) – є ключовою передумовою для забезпечення транспорту газу. Створення штучного розрідження (вакуумування) на гирлі свердловин дозволяє знизити протитиск системи збору, стабілізувати роботу обводненого фонду та інтенсифікувати приплив флюїду з виснажених пластів. Це головний метод подолання проблеми низького гирлового тиску. Зниження тиску в системі збору газу на вході в промисел, що дозволяє

свердловинам працювати з більшою депресією. Без ДКС (зокрема Червонодонецької ДКС) газ із виснажених пластів просто не зможе подолати тиск магістрального газопроводу. Останніми роками тут активно впроваджують малорозмірні (мобільні) ДКС безпосередньо біля кушів свердловин, щоб максимально вакуумувати пласти й «витягнути» залишковий газ. Без ДКС родовище взагалі б зупинилося. Оскільки пластовий тиск упав до мінімуму, газ фізично не може вийти у трубу. Встановлення мобільних дожимних компресорних станцій (МДКС) безпосередньо біля кушів свердловин штучно створює вакуум, тим самим продовжує термін експлуатації всього родовища на десятиліття та забезпечує умови для того, щоб усі інші методи інтенсифікації взагалі могли працювати.

4. Гідророзрив пласта (ГРП) у своїх класичних великооб'ємних модифікаціях на Шебелинському родовищі несе критичні ризики прориву тріщин у водоносні горизонти та безповоротного затоплення свердловин. Метод має жорсткі геолого-технічні обмеження і може застосовуватися виключно у вигляді низькооб'ємних селективних або кислотних ГРП (КГРП) у пропластках, що залягають значно вище водогазового контакту. Хоча класичний великооб'ємний ГРП на Шебелинці є ризикованим через воду, метод все одно активно трансформувався. Тут застосовують низькооб'ємні селективні ГРП або кислотні ГРП (КГРП) в інтервалах щільних, низькопроникних колекторів, які залягають вище водогазового контакту. Вони створюють короткі, але високопровідні тріщини, підключаючи до розробки мікронеоднорідності пласта.

Отже, оптимальним підходом для Шебелинського родовища є поєднання цих методів. Порівняльну гістограму див. (Рис. 2.1)

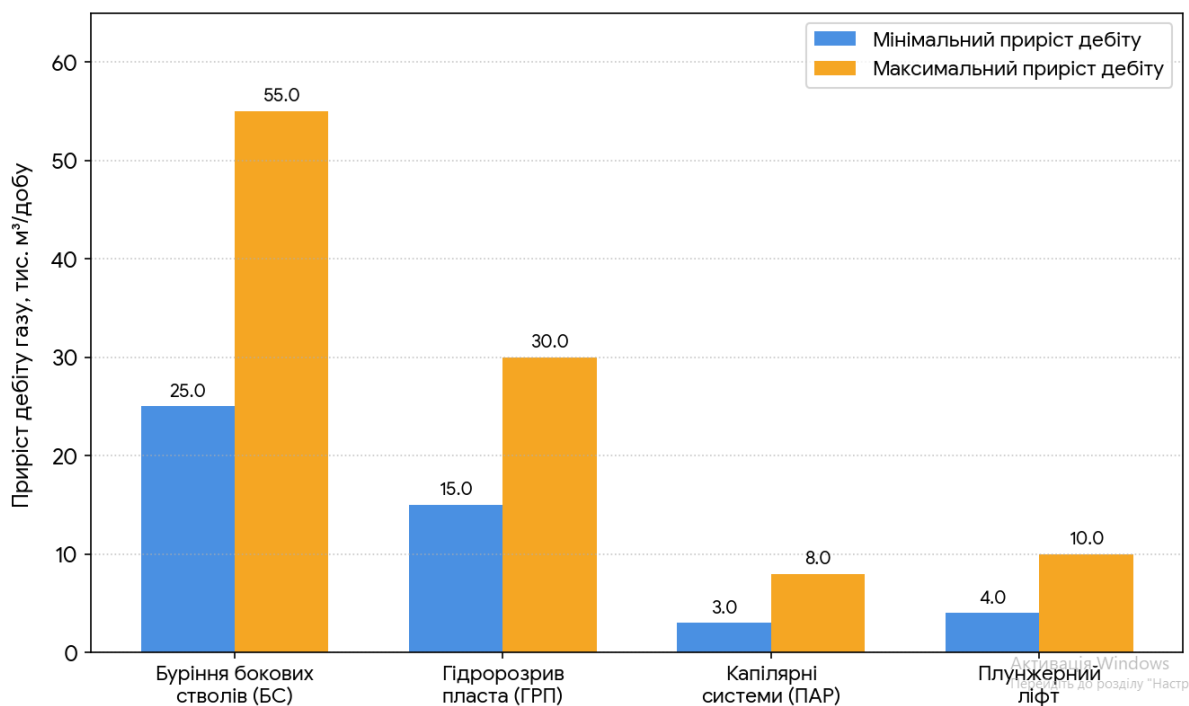


Рисунок 2.1 – Порівняльна характеристика технологічної ефективності методів інтенсифікації на Шебелинському родовищі

Буріння нових похило-скерованих та бічних стволів забезпечує розкриття нових мікрозон, використання колтюбінгу та ПАР гарантує постійну експлуатацію існуючого фонду без самоглушіння, а розвиток мережі мобільних ДКС дозволяє утилізувати низьконапірний газ. Реалізація цих інженерних рішень супроводжується покращенням екологічних показників завдяки зменшенню прямих продувок свердловин та скороченню викидів метану в атмосферу.

Порівнявши всі методи інтенсифікації, можна з впевненістю сказати, що для умов Шебелинського ГКР найефективнішим є комбінований підхід: базове підтримання пластового тиску та транспорту забезпечується за рахунок вакуумування компресорними станціями (ДКС), поточний сервіс та хімічна інтенсифікація обводненого фонду здійснюються за допомогою колтюбінгових технологій, а капітальний приріст видобутку та освоєння застійних зон досягається шляхом буріння бічних горизонтальних стволів (ББС).

ВИСНОВКИ

В другому розділі дипломної роботи були розглянуті та проаналізовані методи інтенсифікації на виснаженому Шебелинському родовищі. А також розглянута їхня ефективність.

Шебелинське родовище перебуває на завершальній (пізній) стадії розробки. Понад 85% запасів вилучено, пластовий тиск суттєво знизився. Проте завдяки перетокам газу з глибоких горизонтів та застосуванню сучасних технологій родовище продовжує відігравати важливу роль в енергетиці нашої країни.

Інтенсифікація видобутку на Шебелинському родовищі, виснаженому на 89 %, досягається завдяки ГРП (гідророзриву пласта), бурінню бічних стволів та реконфігурації компресорних потужностей. Ці заходи дозволяють розкрити затиснені колектори та компенсувати падіння пластового тиску, подовжуючи термін експлуатації.

Гідророзрив пласта (ГРП) на Шебелинському родовищі включає розрахунки для створення тріщини, що збільшує дебіт газу. Для того, щоб надійного закріпити створену тріщину ГРП у відкритому стані та забезпечити високу провідність штучного колектора необхідно використовувати пропант фракції 20/40. На основі розрахунків тріщини (загальний об'єм 24.8м^3) та з урахуванням коефіцієнта заповнення 0.75, необхідна чиста маса сухого пропанту становить 29 тонн. З урахуванням технологічного запасу на випадок ускладнень (номінальний резерв 10%), до планування технологічного процесу приймається 32 тонни пропанту.

Буріння бічних та горизонтальних стовбурів на Шебелинському родовищі, застосовується для відновлення видобутку, осушення обводнених ділянок та розкриття важкодоступних запасів. Ефективно для відновлення

недіючого фонду свердловин. Замість буріння нових глибоких свердловин, що є економічно недоцільним на виснаженому родовищі. Для Шебелинського родовища через аномально низький пластовий тиск на родовищі (2,1 МПа) , під час буріння цього стовбура під кутом 63.3 є величезний ризик диференційного прихоплювання інструменту та поглинання розчину, тому гідростатичний тиск бурової рідини розраховують під густину $\rho = 1020-1050$ кг/м³ (або бурять на пінах/аерованих розчинах). Це мінімізує тиск на виснажений пласт.

Депресійне буріння та колтубінг на Шебелинському родовищі застосовуються для розбурювання виснажених пластів з низьким тиском. На Шебелинському родовищі, де пластовий тиск значно знизився, застосування колтубінгу та буріння на депресії є критично важливими для розкриття глибоких ущільнених колекторів без їх глушіння та забруднення.

Оскільки родовище виснажене на понад 89%, ДКС дозволяють знизити робочий тиск свердловин. Це дає змогу інтенсифікувати видобуток залишкових запасів блакитного палива. ДКС на сьогодні дуже потрібні родовищу, оскільки газ сам уже не може виходити під сильним напором. Для забезпечення заданої добової продуктивності промислу об'ємом $Q = 5$ млн. м³/добу, загальна необхідна потужність компресорної станції становить $N = 57,84$ МВт.

Інтенсифікація виправдана, адже інфраструктура родовища вже побудована, а добутий газ одразу подається до газотранспортної системи. Це робить такі операції дешевшими за буріння нових надглибоких свердловин.

РОЗДІЛ 3

Визначення шкідливих факторів на об'єкті

3.1 Основні шкідливі виробничі фактори (для персоналу)

На Шебелинському газоконденсатному родовищі персонал стикається з комплексом специфічних виробничих факторів. Головні ризики зумовлені видобутком вуглеводнів, підвищений рівень шуму і вібрації від насосно-компресорного обладнання, високим тиском у свердловинах та складними умовами праці на відкритому повітрі [12]. Оскільки родовище перебуває на пізній (завершальній) стадії розробки, це накладає суттєвий відбиток на характер технологічних процесів та безпеку праці.

Небезпечні й шкідливі виробничі фактори поділяються на фізичні, хімічні та психофізіологічні.

У нафтогазовидобувній промисловості фізичні фактори є одними з найвпливовіших. Вони діють на персонал постійно протягом робочої зміни.

На Шебелинському родовищі фізичні фактори поділяють за такими основними напрямками:

1. Виробничий шум: газотурбінні агрегати, компресори, насосні станції, фонтанна арматура свердловин та факельні установки - шум високої частоти викликає втому, знижує увагу та може призвести до професійної глухоти (кохлеарний неврит), рівень звуку на робочих місцях не повинен перевищувати 80 дБА (згідно з ДСН 3.3.6.037-99).

2. Виробнича вібрація: передається на тіло через підлогу від потужних насосів та компресорів (загальна) або через інструменти під час ремонтів - тривала дія викликає порушення в роботі нервової системи, судин та опорно-

рухового апарату (вібраційна хвороба), оцінюється за віброприскоренням та віброшвидкістю (згідно з ДСН 3.3.6.039-99).

3. Метеорологічні умови (мікроклімат): більшість робіт (обходи свердловин, ремонти, обслуговування) проходять на відкритому повітрі - взимку є ризик переохолодження та обмороження через сильний вітер і вологість. Влітку — ризик теплового удару через роботу біля розігрітого обладнання, параметри температури, вологості та швидкості руху повітря регламентує ДСН 3.3.6.042-99.4.

4. Небезпечний рівень напруги та статична електрика: високовольтні лінії, трансформатори, розподільчі пристрої - під час руху газу та конденсату по трубах виникає статична електрика, ризик ураження струмом. Іскра від статичної електрики у загазованій зоні може стати причиною вибуху.

5. Освітленість робочої зони: природне освітлення вдень та штучне (прожектори, світильники у вибухозахищеному виконанні) вночі, низька освітленість викликає втоми очей та призводить до травм через погану видимість засувки чи приладів, визначається у люксах (лк) відповідно до ДБН В.2.5-28:2018.

Хімічні фактори на Шебелинському родовищі є одними з найнебезпечніших. Вони пов'язані з видобутком, очищенням та перекачуванням газу і конденсату і поділяють їх за такими основними напрямками:

1. Вуглеводневі гази та випари: метан і пропан складають основу природного газу. Вони можуть витікати через щілини в трубах або апаратах. Ці гази витісняють кисень із повітря. Через це у людини може крутитися голова або виникнути задуха. Пари газового конденсату - це суміш рідких вуглеводнів (бензинові та гасові фракції), вони легко випаровуються при

розливах. Вдихання цих парів діє на організм як наркотик. Воно викликає слабкість, головний біль і отруєння.

2.Токсичні домішки: сірководень H_2S дуже отруйний газ із запахом тухлих яєць. Навіть невелика його кількість сильно подразнює очі та ніс. Велика концентрація може паралізувати дихання. Вуглекислий газ CO_2 є природною домішкою у газі, він збирається у низинах, колодязях та закритих ємностях. Там він створює небезпеку для життя через брак кисню.

3. Технологічні хімікати: метанол (метиловий спирт) - його закачують у свердловини та труби, щоб там не утворювалися крижані корки (гідрати). Це сильна отрута для нервової системи та очей. Навіть потрапляння на шкіру є небезпечним. Інгібітори корозії - спеціальні речовини, які захищають метал від іржавіння. Вони часто містять луги або кислоти. Вони викликають хімічні опіки шкіри та очей при необережному поводженні.

Психофізіологічні фактори (трудовий процес) - нафтогазові об'єкти відносяться до підвищеної категорії пожежно- та вибухонебезпеки. Постійне очікування можливої аварії чи розгерметизації створює високе нервово-емоційне навантаження на інженерно-технічний персонал.

Щоб мінімізувати шкідливі виробничі фактори необхідно запропонувати наступні інженерні рішення для їх усунення: проти хімічних факторів: впровадження закритих систем відбору проб конденсату. Встановлення стаціонарних автоматичних датчиків загазованості. Проти шуму та вібрації: проектування звукоізолюючих кожухів для компресорних установках ДКС. Встановлення віброізолюючих опор під насосні агрегати. Обов'язкове використання персоналом проти шумних навушників (при вході в машинний зал ДКС). Встановлення регламентованих перерв для обігріву/охолодження працівників на відкритих майданчиках. Попередні та періодичні медичні огляди.

3.2 Екологічні фактори (вплив на довкілля)

Оскільки Шебелинське газоконденсатне родовище (ГКР) перебуває на пізній (завершальній) стадії розробки (виснажене на ~89%), екологічні фактори тут мають яскраво виражений техногенний характер, зумовлений падінням пластового тиску та зносом інфраструктури.

Видобуток газу та газового конденсату на Шебелинському родовищі спричиняє комплексний вплив на довкілля, що включає зміни рельєфу (осідання поверхні) [13], забруднення атмосфери стаціонарними джерелами, утворення промислових відходів та можливе виснаження і забруднення підземних вод.

Можна виділити декілька головних екологічних факторів та їхній вплив на природу див. (Таблиця 3.1)

1.Зміни геологічного середовища та рельєфу:

- Осідання земної поверхні: через тривалий відбір величезних об'ємів газу з надр (родовище експлуатується з 1956 року), знижується пластовий тиск. Через критичне зниження пластового тиску за десятиліття експлуатації відбувається ущільнення колекторів. Це призводить до ущільнення гірських порід і поступового просідання поверхні ґрунту.
- Порушення ландшафту: Буріння нових свердловини, облаштування майданчиків, будівництво під'їзних шляхів та інфраструктури змінюють природний рельєф і знищують ґрунтовий покрив.

2. Вплив на водні ресурси:

- Техногенне обводнення: Підтягування підошовних і контурних вод у процесі експлуатації свердловин. Це створює проблему утилізації великих об'ємів мінералізованих пластових вод, які виносяться разом із газом на УКПГ (установки комплексної підготовки газу).

- Ризик забруднення: Потенційна загроза забруднення ґрунтових вод через можливі витіки мінералізованих розсолів або порушення герметичності експлуатаційних колон свердловин.

Таблиця 3.1 - Екологічний вплив Шебелинського родовища на довкілля

Компонент довкілля	Джерело впливу	Основні забруднюючі фактори / речовини	Спосіб мінімізації впливу
Атмосфера	Вентиляція; котельня; дизель-генератори (резервні); транспорт на території	Діоксид азоту, оксид вуглецю, пил	Встановлення фільтрів; пиловловлювачів; перехід на екологічні види палива
Водне середовище	Технологічні процеси; промивка обладнання, тари, дощові та талі стоки з території	Органічні речовини, СПАР, нафтопродукти, завислі речовини, солі	Локальні очисні споруди, сепаратори Встановлення локальних нафто- та пісковловлювачів
Ґрунти	Майданчики зберігання відходів	Можливі проливи мастил, засмічення	Облаштування твердого покриття, навісів; наявність сорбентів для екстреної ліквідації проливів
Біота (Акустика)	Робота обладнання	Виробничий шум, вібрація	Звукоізоляція кожухів, зелені насадження
Поводження з відходами	Виробничий/технологічний процес	Бурові шлами та відпрацьовані бурові розчини	Договори з ліцензованими компаніями на утилізацію

3. Техногенні чинники впливу на гідросферу:

- Забруднення підземних водоносних горизонтів: Головна загроза — порушення герметичності експлуатаційних колон (через корозію НКТ та дію сірководню/вуглекислого газу). Це може призвести до потрапляння

технологічних розчинів, метанолу (який використовують як інгібітор гідратуутворення) або мінералізованої пластової води у водоносні горизонти, що використовуються для питного водопостачання.

- Утворення стічних вод: Скидання під товарних вод після сепарації газу та конденсату. Нагнітання цих вод назад у глибокі поглинаючі пласти через спеціальні поглинальні свердловини.

4. Техногенні чинники впливу на атмосферне повітря:

- Викиди від ДКС (Дожимних компресорних станцій): оскільки Шебелинське родовище має низький гирловий тиск, транспортування газу неможливе без компримування (працює Червонодонецька ДКС та інші УКПГ). Газотурбінні приводи та газомотокомпресори спалюють паливний газ, викидаючи в атмосферу оксиди азоту, оксид вуглецю та діоксид вуглецю.
- Технологічні втрати та метанові викиди: Витоки газу через нещільності сальникових ущільнень арматури, фонтанної арматури свердловин, шлейфів, а також під час продувки свердловин від рідинного стовпа (метанопрояви як чинник парникового ефекту).
- Спалювання на факельних системах: під час капітального ремонту свердловин (КРС), інтенсифікації припливу (кислотні обробки, ГРП) або аварійних зупинок газ спалюється на факелі, що призводить до локального теплового забруднення та викидів продуктів неповного згоряння (сажа).

5. Фактори утворення відходів буріння та експлуатації:

Бурові шлами та відпрацьовані бурові розчини: При бурінні нафтових чи газових свердловин утворюється значна кількість хімічно забрудненого шламу (важкі метали, нафтопродукти, ПАР), який накопичується в амбрах та потребує рекультивації.

Висновки

У третьому розділі дипломної роботи було проведено комплексний аналіз потенційних небезпек та шкідливих чинників, що виникають під час функціонування досліджуваного об'єкта - Шебелинського родовища. На основі проведеного дослідження сформовано такі ключові висновки:

Ідентифіковано основні шкідливі виробничі фактори для персоналу об'єкта, серед яких найвищий ступінь ризику мають фізичні чинники (підвищений рівень шуму від обладнання, нерівномірність освітлення робочих зон) та хімічні чинники (наявність шкідливих аерозолів, пилу, газів у повітрі робочої зони). Визначено, що тривалий вплив цих факторів за відсутності належних засобів захисту може призвести до зниження працездатності або розвитку професійних захворювань.

Проаналізовано екологічні фактори та характер впливу об'єкта на навколишнє природне середовище. Основними джерелами екологічного навантаження визначено забруднення атмосфери стаціонарними джерелами, утворення промислових відходів та можливе виснаження і забруднення підземних вод.

Особливу увагу приділено фактору утворення відходів, зокрема небезпечних (відпрацьовані акумулятори, мастила). Обґрунтовано, що за наявності сертифікованої тари та своєчасного вивезення за договорами з ліцензованими компаніями, цей фактор повністю контролюється і не створює загрози локального забруднення ґрунтів чи підземних вод. Доведено ефективність запропонованих організаційно-технічних заходів. Впровадження сучасних систем, локальних очисних споруд та створення акустичних екранів (разом із зеленою захисною смугою) дозволяє мінімізувати антропогенний тиск на екосистему та забезпечити екологічно безпечну експлуатацію об'єкта в межах санітарно-захисної зони.

РОЗДІЛ 4

Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

4.1 Аналіз умов праці та потенційних небезпек на Шебелинському родовищі

Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях на Шебелинському родовищі базуються на жорстких нормах промислової безпеки для газовидобувної галузі. Вони регламентують захист персоналу від вибухонебезпечних, токсичних вуглеводнів і попередження техногенних аварій.

Шебелинське нафтогазоконденсатне родовище (ШНГКР) є об'єктом підвищеної небезпеки та належить до підприємств із високим ступенем ризику. Специфіка видобутку, збору, внутрішньопромислового транспортування та підготовки газу й газового конденсату зумовлює наявність постійних шкідливих і небезпечних виробничих факторів (згідно з ГОСТ 12.0.003-74) [14]. Виробничі процеси характеризуються високим рівнем механізації та автоматизації, однак технологічні операції (обслуговування свердловин, газозбірних пунктів, компресорних станцій та установок комплексної підготовки газу) супроводжуються впливом низки небезпечних і шкідливих виробничих факторів.

Видобуток вуглеводнів на філії ГПУ «Шебелинкагазвидобування» (АТ «Укргазвидобування») є складним виробничим процесом. Технологічні особливості експлуатації свердловин і дотискувальних компресорних станцій (ДКС) обумовлюють наявність комплексу шкідливих і небезпечних виробничих факторів.

Відповідно до Гігієнічної класифікації праці, на робочих місцях персоналу родовища (оператори з видобутку, машиністи компресорних

установок, слюсарі-ремонтники) діють такі фактори виробничого середовища:

Хімічні фактори: природний газ метан CH_4 належить до 4-го класу небезпеки (малотоксичний). При накопиченні в замкнутому просторі витісняє кисень, викликаючи кисневе голодування (асфіксію). Гранично допустима концентрація (ГДК) в повітрі робочої зони становить 300 мг/м³. Газовий конденсат - суміш рідких вуглеводнів, що має наркотичну дію, викликає подразнення шкірних покривів та слизових оболонок очей і дихальних шляхів. Метанол - застосовується як інгібітор гідратуутворення. Належить до 3-го класу небезпеки. Є сильною кумулятивною отрутою нервово-судинної дії.

Фізичні фактори: підвищений рівень шуму та вібрації, основними джерелами є відцентрові компресори з газотурбінним або електродвигунним приводом на ДКС, апарати повітряного охолодження (АПО), турбодетандері агрегати. Еквівалентний рівень шуму на робочих місцях машиністів може досягати 85-96 дБА, що перевищує норму за ДСН 3.3.6.037-99 менше 80 дБА. Неприятливий мікроклімат - значна частина технологічного обладнання (свердловинна арматура, сепаратори, маніфольди) розміщена на відкритих майданчиках. Персонал піддається впливу низьких температур та вітру взимку, підвищених температур і сонячного випромінювання влітку. Небезпечний рівень напруги в електричному ланцюзі - електроустановки УКПГ та ДКС, насосні агрегати та системи автоматики працюють під напругою 0,4 кВ, 6 кВ та 10 кВ, що створює ризик ураження електричним струмом.

Психофізіологічні фактори: важкість праці зумовлена фізичними навантаженнями під час ручного керування великогабаритною запірною арматурою, проведення монтажних та ремонтних робіт на свердловинах і трубопроводах. Напруженість праці пов'язана з високою відповідальністю

за безаварійність техпроцесу, щільністю потоку інформації на пультах операторів АСУ ТП та тривалістю змін (включаючи нічні чергування).

Шебелинське родовище за класифікацією належить до об'єктів з високим ступенем ризику (категорії А та Б за вибухопожежною небезпекою) [15]. Основну загрозу становить розгерметизація технологічних систем (фланців, сальників, зварних швів) через корозійний знос або механічне пошкодження під дією високого тиску (до 10-15 МПа на УКПГ). Параметри вибухонебезпечності метану - нижня концентраційна межа поширення полум'я становить 5,0 % об., верхня 15,0% об. Температура самозаймання — 537 С. Наслідки розгерметизації: утворення вибухонебезпечних сумішей газу з повітрям. При виникненні джерела запалювання (статична електрика, іскра від удару інструменту, несправне електрообладнання) можливий дефлаграційний вибух хмари ТВС, перехід у струминне пожежне горіння (факел) або виникнення «вогняної кулі» при руйнуванні ємностей з конденсатом.

На основі Державних санітарних норм та результатів атестації робочих місць, загальні умови праці основних виробничих професій Шебелинського родовища класифікуються як шкідливі (клас 3) відповідно до ДСН 3.3.052-2001:

Машиніст технологічних компресорів (ДКС): Клас 3.3 (Шкідливі умови праці 3-го ступеня) — через постійний вплив підвищених рівнів шуму, вібрації та періодичної загазованості вуглеводнями.

Оператор з видобутку нафти і газу: Клас 3.2 (Шкідливі умови праці 2-го ступеня) — через роботу на відкритому повітрі (непридатний мікроклімат), значні фізичні навантаження та ризик впливу парів конденсату.

Апаратник установи осушки газу: Клас 3.2 (Шкідливі умови праці 2-го ступеня) — через постійний контакт з токсичними хімічними реагентами (метанол, ДЕГ).

Для зниження ризиків травматизму, профзахворювань та виникнення аварійних ситуацій на підприємстві реалізуються такі заходи:

- Впровадження автоматизованих систем керування технологічними процесами (АСУ ТП) з підсистемою аварійного зупину;
- Застосування стаціонарних безперервно діючих сигналізаторів довибухових концентрацій газу з виведенням світлозвукового сигналу на пульт оператора при досягненні 20% від НКМПП;
- Використання вибухозахищеного електрообладнання;
- Проведення газонебезпечних та вогневих робіт виключно за нарядами-допусками після обов'язкового аналізу повітряного середовища переносними газоаналізаторами;
- Забезпечення персоналу спецодягом з антистатичних тканин та захисним взуттям без сталевих підковок (для запобігання фрикційного іскроутворення);
- Обов'язкове екіпірування персоналу під час обходів індивідуальними багатокomпонентними газоаналізаторами та фільтрувальними саморятівниками.

Проаналізувавши умови праці та потенційні небезпеки на Шебелинському родовищі можна зробити певні висновки: технологічний процес є високо ризикованим, головна загроза — високий тиск газоконденсату, хімічну небезпеку становлять метан і метанол, рівень шуму на ДКС перевищує 80 дБА, умови праці персоналу класифіковано як шкідливі, встановлено класи шкідливості 3.2 та 3.3, об'єкти родовища віднесено до категорій А і Б, нарядно-допускна система мінімізує людський фактор, персонал повністю забезпечений антистатичними ЗІЗ.

4.2 Інженерно-технічні заходи з охорони праці та виробничої санітарії

Інженерно-технічні заходи (ІТЗ) з охорони праці та виробничої санітарії на Шебелинському родовищі охоплюють комплекс рішень для видобутку газу, спрямованих на попередження аварій, усунення впливу шкідливих виробничих факторів та збереження життя і здоров'я працівників. Вони є базовою складовою управління на об'єктах Шебелинського відділення бурових робіт та газопромислових управлінь АТ «Укргазвидобування».

Інженерно-технічні заходи з охорони праці та виробничої санітарії на Шебелинському родовищі (ГПУ «Шебелинкагазвидобування») — це комплекс проектних рішень для запобігання травматизму, аваріям та впливу шкідливих факторів під час видобутку газу та конденсату. Основа системи базується на нормах та управлінні ризиками. Виділяємо декілька видів інженерно-технічних заходів:

1. Техніка безпеки - дистанційний контроль за технологічними параметрами свердловини (тиск, температура) дозволяє мінімізувати присутність людей у небезпечних зонах. Застосування спеціальної фонтанної арматури, байпасних ліній та запобіжних клапанів для уникнення витоків вуглеводнів. Встановлення систем блокування, що автоматично перекривають потоки при падінні/підвищенні тиску чи виникненні загазованості. Облаштування надійних контурів заземлення, блискавкозахисту та антистатичного захисту всього нафтогазопромислового обладнання.

2. Заходи з виробничої санітарії - Використання віброізоляторів, шумопоглинальних кожухів для насосно-компресорних установок. Встановлення стаціонарних газоаналізаторів з виведенням сигналів на пульт оператора, що сповіщають про небезпечну концентрацію H_2S , CH_4 та інших

домішок. Облаштування потужних припливно-витяжних вентиляційних систем у виробничих приміщеннях (наприклад, насосних, цехах КВП) для зниження концентрацій шкідливих речовин у повітрі. Забезпечення працюючих якісною питною водою, облаштування душових, роздягалень, сушарок для спецодягу.

3. Організаційно-технічні аспекти - забезпечення спеціальним термостійким спецодягом, захисними касками, антистатичним взуттям та портативними газосигналізаторами (індивідуальні засоби захисту). Проведення інструктажів - регулярне навчання та тренінги персоналу діям у нештатних ситуаціях (розгерметизація, пожежа тощо) з перевіркою знань з питань охорони праці. Пожежна безпека - забезпечення об'єктів родовища сучасними системами пожежогасіння, лафетними стволами, пінними установками.

Запропоновані у проекті інженерно-технічні рішення повністю відповідають вимогам Закону України «Про охорону праці», Правилам безпеки в нафтогазовидобувній промисловості та іншим чинним НПАОП. Їх практична реалізація на Шебелинському родовищі дозволить виключити виробничий травматизм, мінімізувати ймовірність виникнення аварійних ситуацій, локалізувати їхні наслідки на початковій стадії, мінімізувати ризики професійних захворювань та забезпечити безперебійну, безпечну експлуатацію об'єктів газовидобутку.

4.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях (НС)

Безпека на Шебелинському газоконденсатному родовищі (ГКР) вимагає суворого дотримання протоколів. Основні заходи включають моніторинг

викидів сірководню, попередження фонтанування свердловин, протипожежні бар'єри та розроблені плани евакуації населення із зони можливого ураження.

Специфіка НС на Шебелинському родовищі:

Газодинамічні загрози: ризик викидів газу та газоконденсату під високим тиском, що може призвести до відкритих газових фонтанів. Неконтрольоване вивільнення токсичних компонентів (наприклад, сірководню), які становлять смертельну загрозу.

Пожежовибухонебезпека: наявність технологічних установок комплексної підготовки газу (УКПГ) з підвищеними об'ємами зберігання газового конденсату та метанолу. Ризик виникнення об'ємних вибухів або масованих пожеж на промислових майданчиках.

Комплекс обов'язкових заходів безпеки: установка автоматичних газоаналізаторів на кущах свердловин та промислових об'єктах для миттєвого виявлення витоків. Застосування спеціальних превенторних установок та проведення регулярних протиаварійних тренувань персоналу щодо закриття гирла свердловини. Наявність відомчих пожежних постів підвищеної готовності, оснащених пінними установками та засобами для гасіння фонтануючих свердловин. У разі критичної НС задіюється система локального оповіщення для прилеглих населених пунктів (селище Донецьке, смт Андріївка та ін.) з рекомендаціями щодо використання засобів індивідуального захисту.

Досліджено специфіку Шебелинського ГКР як об'єкта підвищеної небезпеки (ОПН) I класу. Визначено, що основними джерелами техногенного ризику є високі пластові тиски вуглеводнів, наявність токсичних компонентів у газі та значні об'єми легкозаймистих речовин на установках комплексної підготовки газу (УКПГ). Обґрунтовано, що вирішальним фактором у локалізації газодинамічних аварій є автоматизація процесів контролю.

Доведено високу ефективність впровадженого комплексу протифонтанного захисту. Проаналізовано систему цивільного захисту та взаємодії з підрозділами ДСНС України.

4.4. Нормативно-правова база

Нормативно-правова база для розробки та експлуатації Шебелинського газоконденсатного родовища базується на загальному законодавстві України у сфері надрокористування та спеціальних галузевих документах, які регулюють видобуток вуглеводнів і безпеку.

Основними нормативно-правовими актами є:

1. Закони України Кодекс України про надра — головний законодавчий акт, що регулює відносини щодо користування надрами, включаючи видобуток природного газу та газового конденсату. Закон України «Про нафту і газ» — визначає правові, економічні та організаційні засади діяльності в нафтогазовій галузі. Закон України «Про дозвільну систему у сфері господарської діяльності» — регулює отримання спеціальних дозволів на користування надрами (спецдозвіл видається Державною службою геології та надр України).

2. Галузеві правила та стандарти (ДСТУ, ГСТУ): правила розробки родовищ нафти і газу — ключовий технологічний регламент, який затверджується центральним органом виконавчої влади (Міндовкілля або Міненерго). Він містить вимоги до систем розробки, контролю за експлуатацією свердловин та раціонального використання запасів. Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України — обов'язкові

нормативи, спрямовані на запобігання аваріям, охорону життя і здоров'я працівників та захист довкілля під час видобутку.

3. Нормативно-методична база: методичні рекомендації з підрахунку запасів та оцінки ресурсів нафти і газу, затверджені Державною комісією України по запасах корисних копалин (ДКЗ). Проект розробки родовища — індивідуальний комплексний документ для Шебелинського ГКР, який є обов'язковою підставою для видобутку, та періодично переглядається для корегування показників.

4. Екологічне законодавство Закон України «Про оцінку впливу на довкілля» — будь-які роботи з буріння нових свердловин, капітального ремонту чи зміни технологій на родовищі супроводжуються обов'язковою процедурою ОВД. Водний кодекс України та нормативи щодо поводження з буровими відходами для забезпечення екологічної безпеки. Право користування надрами на Шебелинському родовищі закріплюється за оператором (Державне підприємство або акціонерне товариство у складі групи НАК "Нафтогаз України") спеціальним Дозволом та угодою про умови користування надрами.

Отже, діяльність на родовищі підпорядкована широкому спектру нормативних актів — від базових законів України (Кодекс про надра, Закон «Про нафту і газ») до вузькоспеціалізованих технологічних регламентів та галузевих стандартів. Легітимна експлуатація Шебелинського ГКР повністю залежить від наявності чинного Спеціального дозволу на користування надрами від Держгеонадр. Нормативна база вимагає обов'язкового проходження процедури Оцінки впливу на довкілля (ОВД) для будь-яких масштабних технологічних операцій, що мінімізує екологічні ризики для регіону. Галузеві правила безпеки регламентують кожен етап видобутку, забезпечуючи захист персоналу від специфічних ризиків нафтогазової промисловості (високий тиск, токсичні речовини, пожежонебезпечність).

ВИСНОВКИ

У четвертому розділі дипломної роботи, на основі комплексного аналізу умов експлуатації Шебелинського нафтогазоконденсатного родовища розроблено та обґрунтовано інженерно-технічні рішення з охорони праці та виробничої санітарії. Вони інтегровані безпосередньо у технологічний процес видобутку, збору та підготовки свердловинної продукції. За результатами роботи зроблено такі висновки:

З метою запобігання аварійним викидам газу та руйнуванню устів об'єктів обґрунтовано вибір фонтанної арматури та маніфольдів із підвищеним запасом міцності. Впровадження підземних та наземних клапанів-відсікачів із дистанційним керуванням забезпечує миттєве блокування свердловин у разі розгерметизації шлейфів або падіння робочого тиску.

Запропонована схема автоматизації та телемеханізації промислових промислів дозволяє здійснювати безперервний моніторинг параметрів роботи пласта і свердловин (тиск, температура, дебіт) без постійної присутності інженерного персоналу у зоні підвищеного ризику. Це суттєво знижує ймовірність газодинамічних проявів та експлуатаційних аварій.

Для запобігання гідратуутворенню в газозбірних мережах оптимізовано технологію подачі та регенерації метанолу. Завдяки впровадженню закритих герметичних систем дренажу, автоматизованого наливу та стаціонарних газоаналізаторів повністю виключено ризик інгаляційного чи контактного отруєння персоналу парами метанолу та важких вуглеводнів.

Обґрунтовано заходи із локалізації та зниження рівнів шуму і вібрації на установках комплексної підготовки газу (УКПГ) та дотискних компресорних станціях (ДКС). Застосування віброізолюючих фундаментів та

шумопоглинальних кожухів дозволило привести параметри робочої зони у відповідність до чинних санітарних норм.

Оскільки продукція родовища належить до вибухопожежонебезпечної категорії, у проекті реалізовано комплекс рішень із використання вибухозахищеного електрообладнання, облаштування систем антистатичного захисту трубопроводів, технологічних заземлень та блискавковідводів для захисту.

Усі запропоновані технічні рішення та модернізації обладнання Шебелинського родовища розроблені з дотриманням Закону України «Про охорону праці» та «Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України». Впровадження цих заходів гарантує безаварійну експлуатацію нафтогазопромислових систем, оптимізує роботу технологічного персоналу та зводить до мінімуму ризики техногенних катастроф і виробничого травматизму.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кривуля С.В.» критерії дорозвідки великих родовищ вуглеводнів у нижньоопермсько–верхньокам'яновугільних відкладах Дніпровсько–Донецької западини» Харків, ТО «Ексклюзив», 2014.- 115с.
2. Павловський С. В., Алфьоров С. О. Основи розробки газоконденсатних родовищ : конспект лекцій. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. 120 с.
3. Фик І. М., Фик М. І. Обводнення та механізми природного відновлення запасів газу в покладах Шебелинського ГКР. Вісник НТУ «ХП». Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. 2019. № 5 (1330). 112–118 с.
4. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ : підручник. Київ : Реал-принт, 2008. 484 с.
5. Васильченко А. О. Буріння у пластах із аномально низькими тисками: досвід, сучасний стан і перспективи / А. О. Васильченко // Нафт. і газ. пром-сть. – 2009. – № 4. – 18-20 с.
6. Шкаровський В. І., Воловецький В. Б. Перспективи застосування газових методів (сайклінг-процесу) для інтенсифікації видобутку вуглеводнів на виснажених родовищах України. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції. Полтава : ПНТУ, 2022. 128–129 с.
7. Білецький В. С. Довідник з нафтогазової справи. Донецьк : УКЦентр, 2014. 424 с.
8. Фик І. М., Римчук Д. В. Проектування розробки нафтових і газових родовищ : навч. посібник. Харків : НТУ «ХП», 2015. 340 с.
9. Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І. Технологія видобування газу і газового конденсату: навчальний посібник. Редакція

«Гірничої енциклопедії», Полтава: НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2023. – 359 с.

10. Козак Ф. В. Мобільні установки для буріння капітального і поточного ремонту свердловин // Устаткування нафтогазового технологічного транспорту : підручник / Ф. В. Козак, Б. В. Долішній, С. І. Криштопа. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2010. – С. 125-151.

11. Барановський Е. М. Континентальне наукове буріння в Україні: проблеми і завдання / Е. М. Барановський, В. М. Мойсишин// Розвідка та розробка нафт. і газ. родовищ. – 2006. – № 1. – С. 5-10.

12. Федорів М. Й. Аналіз причин відмов основного електрообладнання комплексу для буріння свердловин / М. Й. Федорів, У. М. Николин, С. В. Костишин // Нафтогаз. енергетика. – 2009. – № 2. – С. 62-65.

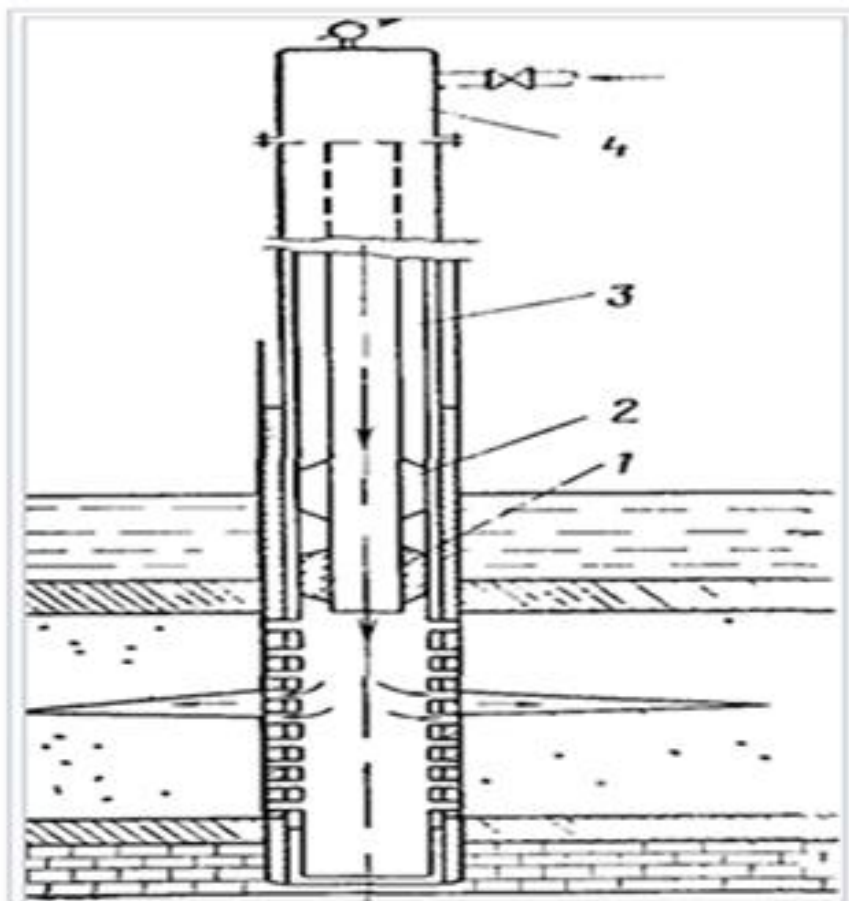
13. Крижанівський Є. І. Техніко-економічна ефективність устаткування для буріння, ремонту і обслуговування свердловин / Є. І. Крижанівський, Ю. В. Міронов, Л. І. Романишин // Розвідка та розробка нафт. і газ. родовищ. – 2007. – № 2. – С. 15-22.

14. Якимечко Я. Я. Видобування нафти і газу : конспект лекцій / Я. Якимечко, С. О. Овецький, Я. М. Фем'як, В. Р. Возний . – Івано-Франківськ, 2018. – 180 с.

15. Кондрат О.Р. Технологія видобування газу : Конспект лекцій / О.Р. Кондрат. – ІФНТУНГ, 2015. – 284 с.

Додаток А

Обладнання свердловини при гідророзриві пласта



- 1- пакер
- 2- гідравлічний якір
- 3- насосно – компресорні труби
- 4- арматура гирла

Додаток Б

Метод ГНБ

(горизонтально-спрямоване чи горизонтально похиле буріння)



Додаток В

Колтюбінгова установка



Додаток Г

Компресорні станції на Шебелинському родовищі



Додаток Д

Таблиця 1 – Вихідні дані для розрахунків

Глибина залягання пласта (Н)	2400	м
Пластовий тиск (Рпл)	2,1	МПа
Пластова температура (Тпл)	85	С
Ефективна площа пласта(h)	25	м
Проникність породи(k)	2.0	м
Пористість (m)	11	%
Коефіцієнт Пуассона (v)	0,23	
Коефіцієнт ефективності	0.75	
Модуль Юнга (Е)	$3.5 \cdot 10^{10}$	Па
Міцність на розрив (σ_t)	4,5	МПа
Об'єм рідини подушки (Vpad)	35	%
Середня витрата закачування (Q)	4.0	м3/хв
Густина породи	2500	кг/м3
Густина насипного матеріалу	1600	Кг/м3
Прискорення вільного падіння(g)	9.81	м/с2
В'язкість рідини	0.1	Па*с
Глибина зарізки бічного стовбура (Нзар)	2000	м
Вертикальна глибина відхилення (Нвід)	400	м
Горизонтальне зміщення (А)	120	м
Добова продуктивність станції (Q)	5	млн.м3/рік
ККД компресора	0,82	