

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 «**Проектування фонтанного ліфта для газоконденсатної  
свердловини Мачуського газоконденсатного родовища**»

Виконав:

студент групи НІТ 2022-2

Олег ЛОНДАР

Керівник: доц. каф. НІТ, к.т.н.

Віталій ОРЛОВСЬКИЙ

Рецензент:

Харків – 2026 р.

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

Факультет Навчально-науковий інститут Енергетичної, інформаційної та транспортної інфраструктури

Кафедра Нафтогазової інженерії і технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр

Спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології

Спеціалізація Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

В.о. завідувача кафедри

нафтогазової

інженерії і технологій

Р. Б. Ткаченко

«23» червня 2026 р.

Завдання

на дипломну роботу бакалавра

студента Лондар Олег Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Проектування фонтанного ліфта для газоконденсатної свердловини Мачуського газоконденсатного 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: геологічна інформація по Мачуському газоконденсатному родовищу

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці): геологічна частина (загальні відомості про родовище, орогідрографія, стратиграфія, тектоніка, газоводоносність, колекторські властивості пластів, фізико-хімічні властивості пластових флюїдів (газ, газоконденсат, вода), технологічна частина (вибір конструкції вибою свердловини, вибір і характеристика свердловинного обладнання, розрахунок фонтанного ліфта (підйомника) для газової свердловини), охорона надр і навколишнього середовища, охорона праці.

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

5.1 Оглядова карта району робіт (Мачуського ГКР) – 1 арк.;

5.2 Структурна карта продуктивного горизонту (продуктивних горизонтів) – 1 арк.;




5.3 Геологічний розріз Мачуського ГКР (по свердловині) – 1 арк.;

5.4 Схема конструкції вибою свердловини – 1 арк.;

5.5 Схема обладнання гирла свердловини – 1 арк.;

5.6 Схема підземного обладнання свердловини – 1 арк.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Геологічна частина	доц. Орловський В. М.		
Технологічна частина	доц. Орловський В. М.		
Охорона надр і навколишнього середовища	доц. Орловський В. М.		
Охорона праці	доц. Абракітов В. Е.		

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН


№ з/п	Найменування етапів дипломної роботи бакалавра	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на виконання дипломної роботи бакалавра	25.05.2026 р.	
2	Розробка геологічної частини	26-31.05.2026 р.	
3	Розробка технологічної частини	01-06.06.2026 р.	
4	Розробка заходів з охорони надр і навколишнього середовища	07-09.06.2026 р.	
5	Розробка заходів з охорони праці	10-12.06.2026 р.	
6	Розробка графічного матеріалу	13-14.06.2026 р.	
7	Попередній захист дипломної роботи бакалавра	15.06.2026 р.	
8	Рецензування дипломної роботи бакалавра	16.06.2026 р.	
9	<b>Здача закінченої дипломної роботи в ЕК</b>	17.06.2026 р.	

Керівник

  
\_\_\_\_\_ підпис

(доц. Орловський В. М.)  
ПІБ

Студент-бакалавр

  
\_\_\_\_\_ підпис

(Лондар О. О.)  
ПІБ

## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота: 70 стор., 9 рис., 6 табл., 6 додатків, 25 джерел.

Мета роботи - обґрунтування та розрахунок основних параметрів фонтанного ліфта, а також підбір свердловинного та гирлового обладнання для забезпечення стабільної та безпечної роботи газоконденсатної свердловини Мачуського газоконденсатного родовища.

У роботі виконано аналіз геолого-промислових умов Мачуського газоконденсатного родовища, розглянуто стратиграфічну, тектонічну будову, характеристику продуктивних горизонтів, а також фізико-хімічні властивості пластових флюїдів. Проведено обґрунтування вибору конструкції вибою свердловини та свердловинного обладнання.

Технологічна частина включає обґрунтування вибору конструкції вибою свердловини, вибір свердловинного обладнання та розрахунок фонтанного ліфта, зокрема визначення умов руху газорідинної суміші в насосно-компресорних трубах та вибір оптимальних параметрів експлуатації свердловини.

Окремо розглянуто питання охорони надр, охорони навколишнього природного середовища, охорони праці та пожежної безпеки під час експлуатації газоконденсатної свердловини.

ГАЗОКОНДЕНСАТНА СВЕРДЛОВИНА, ФОНТАННИЙ ЛІФТ,  
ФОНТАННА ЕКСПЛУАТАЦІЯ, НАСОСНО-КОМПРЕСОРНІ ТРУБИ,  
ФОНТАННА АРМАТУРА, ВИДОБУТОК ПРИРОДНОГО ГАЗУ.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА .....	9
1.1 Загальні відомості про родовище .....	9
1.2 Орогідрографія .....	10
1.3 Стратиграфія .....	10
1.4 Тектоніка .....	13
1.5 Газоводоносність .....	14
1.6 Колекторські властивості пластів.....	16
1.7 Фізико-хімічні властивості газу, конденсату і води .....	18
1.7.1 Фізико-хімічні властивості природного газу.....	18
1.7.2 Фізико-хімічні властивості газового конденсату.....	19
1.7.3 Фізико-хімічні властивості пластових вод .....	20
Висновок до геологічної частини .....	22
2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	23
2.1 Обладнання газової свердловини .....	23
2.1.1 Вибір свердловини та його конструкція .....	23
2.1.2 Обладнання стовбура газової свердловини .....	25
2.1.3 Гирлове та наземне обладнання свердловин .....	28
2.2 Розрахунок фонтанного ліфта для газоконденсатної свердловини.....	33
2.2.1 Розрахунок винесення твердих часток.....	35
2.2.2 Розрахунок виносу рідких крапель.....	37
2.2.3 Розрахунок діаметра підйомника з умови мінімальних (заданих) втрат тиску в трубах.....	38
2.2.4 Розрахунок діаметра підйомника, якщо в продукції свердловини містяться тверді частки .....	40
2.2.5 Розрахунок діаметра підйомника, якщо в продукції міститься також рідка фаза .....	42

2.2.6 Розрахунок діаметра підйомника з умови мінімальних (заданих) втрат тиску в трубах.....	42
Висновок до технологічної частини .....	45
<b>3 ОХОРОНА НАДР І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА .....</b>	<b>48</b>
3.1 Охорона надр у процесі експлуатації газоконденсатних родовищ.....	48
3.2 Охорона навколишнього природного середовища під час розробки газоконденсатного родовища.....	49
3.3 Екологічний моніторинг у зоні впливу свердловини .....	50
Висновок до розділу .....	51
<b>4 ОХОРОНА ПРАЦІ .....</b>	<b>52</b>
4.1 Завдання охорони праці під час експлуатації фонтанної газоконденсатної свердловини .....	52
4.2 Аналіз умов праці на об'єкті.....	53
4.2.1 Небезпечні виробничі фактори .....	53
4.2.2 Шкідливі виробничі фактори .....	54
4.2.3 Вимоги до персоналу .....	54
4.3 Організація безпечних та нешкідливих умов праці.....	55
4.4 Засоби індивідуального захисту працівників.....	55
4.5 Заходи щодо покращення умов праці та підвищення безпеки персоналу .....	56
4.6 Розрахунок захисного заземлення фонтанної арматури .....	57
4.7 Пожежна безпека.....	57
Висновок до розділу .....	58
<b>ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК .....</b>	<b>58</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>	<b>62</b>
<b>ДОДАТОК А Графічний матеріал.....</b>	<b>64</b>

## ВСТУП

Нафтогазова промисловість є однією з базових галузей економіки України, яка забезпечує енергетичну безпеку держави та відіграє важливу роль у розвитку промислового виробництва. Зростання потреб у природному газі та рідких вуглеводнях обумовлює необхідність підвищення ефективності розробки нафтогазоконденсатних родовищ, впровадження сучасних технологій видобутку та удосконалення свердловинного обладнання.

Одним із найважливіших етапів освоєння газоконденсатних родовищ є вибір раціонального способу експлуатації свердловин. На початкових стадіях розробки, коли пластовий тиск є достатньо високим, найбільш ефективним способом видобутку є фонтанна експлуатація. Фонтанний спосіб експлуатації є найбільш економічно доцільним на початкових етапах розробки родовищ, оскільки повністю використовує природну пластову енергію для підйому флюїду на поверхню [1]. Це дозволяє відмовитися від застосування додаткових механічних або компресорних засобів підйому продукції, знизити експлуатаційні витрати та спростити технологічну схему видобутку.

Ефективність фонтанної експлуатації значною мірою залежить від правильного вибору конструкції фонтанного ліфта, його геометричних параметрів та режиму роботи. Невірно підібраний діаметр насосно-компресорних труб або невідповідність конструкції ліфта умовам роботи свердловини можуть призвести до зниження дебіту, підвищення гідравлічних втрат, накопичення рідини на вибої та передчасного припинення фонтанування.

Мачуське газоконденсатне родовище належить до перспективних об'єктів газовидобувної галузі України та характеризується наявністю продуктивних покладів природного газу і газового конденсату. Ефективна експлуатація свердловин цього родовища потребує детального аналізу геолого-технічних умов, пластових параметрів та вибору оптимальної конструкції фонтанного

обладнання, здатного забезпечити стабільний видобуток продукції при мінімальних енергетичних і матеріальних витратах.

Метою бакалаврської роботи є проектування фонтанного ліфта для газоконденсатної свердловини Мачуського газоконденсатного родовища та обґрунтування його конструктивних і технологічних параметрів для забезпечення ефективної та безпечної експлуатації свердловини.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- проаналізувати геолого-промислові умови Мачуського газоконденсатного родовища, включаючи орогідрографічні особливості району, стратиграфічну та тектонічну будову, а також газо- і водоносність продуктивних горизонтів, колекторські властивості пластів і фізико-хімічні характеристики пластових флюїдів;

- виконати підбір і технічну характеристику підземного та гирлового обладнання свердловини;

- здійснити розрахунок фонтанного ліфта та визначити його основні параметри для забезпечення ефективної експлуатації свердловини; проаналізувати умови роботи фонтанної арматури та допоміжного свердловинного обладнання;

- розробити заходи щодо раціонального використання надр, охорони навколишнього природного середовища та мінімізації техногенного впливу під час експлуатації свердловини;

- розробити комплекс заходів з охорони праці та пожежної безпеки при експлуатації газоконденсатної свердловини.

Об'єктом дослідження є газоконденсатна свердловина Мачуського газоконденсатного родовища.

Предметом дослідження є технологічні та конструктивні параметри фонтанного ліфта, що впливають на ефективність експлуатації свердловини.

# 1 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

## 1.1 Загальні відомості про родовище

В адміністративному відношенні Мачуське газоконденсатне родовище розташоване в межах Полтавського району Полтавської області України. Родовище знаходиться у густонаселеному районі, поблизу населених пунктів Кованчик, Миколаївка, Васьки, Мачухи, Абазівка, Клименки, Гвоздиківка та інших. Обласний центр – місто Полтава, що є важливим транспортним та промисловим вузлом, розташований на відстані близько 15 км на південний схід від родовища [2, 3]. Оглядова карта району робіт наведена на рис. 1.1.



Рисунок 1.1 – Оглядова карта району робіт [2]

Транспортне сполучення району є добре розвиненим. У безпосередній близькості від родовища проходить автомобільна магістраль Київ–Харків–Довжанський, що забезпечує зручний доступ до об'єктів промислової інфраструктури та транспортних вузлів регіону.

Район родовища характеризується густою мережею енергопостачання та системою водопостачання, яка базується на використанні палеогенових і крейдових водоносних горизонтів. В економічному відношенні територія є переважно сільськогосподарською, проте важливе місце займає

нафтогазовидобувна промисловість. Найближчими родовищами вуглеводнів є Відрадненське, Горобцівське, Абазівське, Семенцівське, Решетняківське та Вільшанське родовища, які розташовані на відстані від 4 до 15 км від Мачуського родовища. У безпосередній близькості проходять магістральні газопроводи Потічани–Полтава та Диканька–Кривий Ріг. Крім нафти та природного газу, на території поширені поклади будівельних матеріалів, зокрема піску та глини [2, 3].

## **1.2 Орогідрографія**

В орографічному відношенні територія Мачуського газоконденсатного родовища являє собою горбисту рівнину, розташовану в межиріччі річок Ворскла та Псел, які є лівими притоками річки Дніпро. Рельєф місцевості характеризується слабохвилястою поверхнею, розчленованою балками, ярами та невеликими долинами. Безпосередньо в межах площі родовища протікає річка Полузір'я – права притока річки Ворскла, яка в окремі посушливі літні періоди місцями пересихає. Поверхневий стік території спрямований у бік долини річки Ворскла [4].

Клімат району помірно континентальний. Середньорічна температура повітря становить близько +6 °С. Річна кількість атмосферних опадів не перевищує 600 мм. Зимовий період, як правило, триває з грудня по березень. Товщина снігового покриву досягає 30–50 см. У зимовий період переважають вітри східного напрямку, а в літній – західного та північно-західного [4].

Природно-кліматичні умови району є сприятливими для проведення геологорозвідувальних робіт, буріння та подальшої експлуатації свердловин протягом усього року [4].

## **1.3 Стратиграфія**

У геологічній будові Мачуського газоконденсатного родовища беруть

участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем загальною потужністю до 8000 м, які залягають на докембрійському кристалічному фундаменті. Геологічна будова родовища вивчена за результатами сейморозвідувальних робіт, а також параметричного, пошукового та розвідувального буріння [2, 3].

Структуру родовища було виявлено у 1978 році за результатами сейморозвідувальних робіт по відкладах візейського ярусу. У 1979–1980 роках геофізичними дослідженнями уточнено її геологічну будову в нижньовізейсько-турнейському комплексі. У 1981 році на площі було розпочато буріння параметричної свердловини № 500. У 1983 році під час випробування продуктивного горизонту Т-1-2 в інтервалі 5190–5247 м із турнейської карбонатної товщі отримано приплив газу дебітом 55,9 тис. м<sup>3</sup>/добу. У тому ж році родовище було включене до Державного балансу запасів корисних копалин України. У 1988 році свердловиною № 1 встановлено промислову газоносність нижньої теригенної частини турнейського ярусу в інтервалі 5600–5750 м з дебітом 1026 тис. м<sup>3</sup>/добу. Загалом на родовищі пробурено шість свердловин, якими розкрито розріз від четвертинних відкладів до нижньокам'яновугільних порід турнейського віку [2, 3].

Розріз продуктивної частини по лінії I-I наведено на рисунку 1.2.

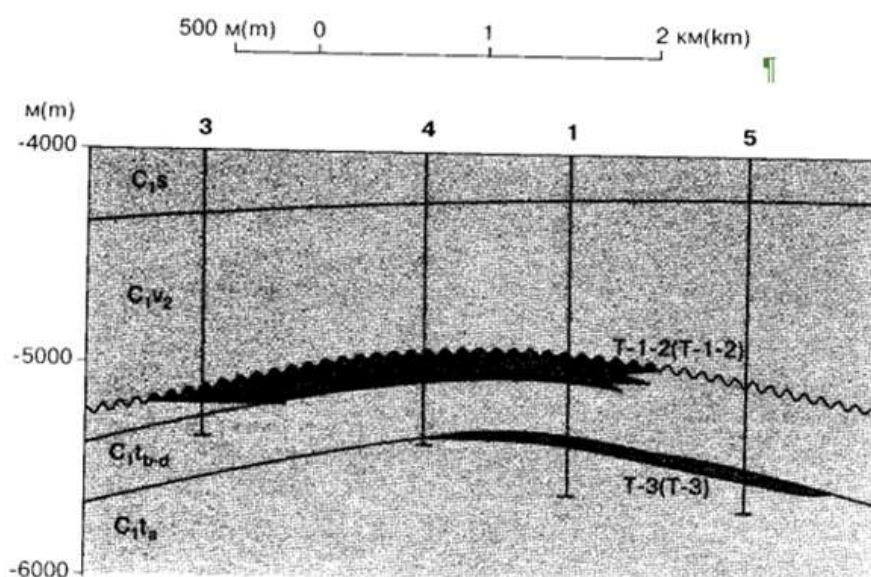


Рисунок 1.2 - Розріз продуктивної частини по лінії I-I [2]

Палеозойська ератема (PZ). Палеозойські відклади представлені девонською, кам'яновугільною та пермською системами.

Верхньодевонські відклади представлені породами фаменського ярусу, які складені переважно піщано-глинистими та карбонатними породами. Нижня частина розрізу характеризується чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів, тоді як верхня представлена карбонатною товщею вапняків органогенного та органогенно-детритового походження. Потужність фаменських відкладів змінюється від кількох десятків до понад 400 м [2, 5].

Кам'яновугільна система має найбільше промислове значення. Нижній карбон представлений турнейським, візейським і серпуховським ярусами. Турнейський ярус складений переважно карбонатними породами, серед яких виділяються продуктивні горизонти Т-1 і Т-2. Колекторські властивості порід пов'язані з розвитком тріщинуватості та кавернозності вапняків. Візейські та серпуховські відклади представлені переважно аргілітами, алевролітами, пісковиками та окремими пластами вапняків [2, 5].

Середньокам'яновугільні відклади представлені башкирським і московським ярусами, складеними карбонатно-теригенними породами. Верхньокам'яновугільні відклади представлені касимовським та гжельським ярусами, для яких характерне чергування пісковиків, алевролітів і аргілітів [2, 5].

Пермська система представлена відкладами нижнього відділу, що складені червоноколірними аргілітами, пісковиками, алевролітами, вапняками та ангідритами [2, 5].

Мезозойська ератема (MZ). Мезозойські відклади представлені тріасовою, юрською та крейдовою системами.

Тріасові відклади складені переважно строкатобарвними глинами, алевролітами та пісковиками. Юрські породи представлені глинами, алевролітами, пісковиками та вапняками середнього і верхнього відділів. Крейдова система включає піщано-глинисті породи нижньої крейди та товщі крейди, мергелів і кварцово-глауконітових пісків верхньої крейди [2, 5].

Кайнозойська ератема (KZ). Кайнозойські відклади представлені породами палеогенової, неогенової та четвертинної систем. Палеоген складений переважно глауконітовими пісками, мергелями та глинами. Неоген представлений кварцовими пісками, суглинками та глинами. Четвертинні відклади поширені повсюдно та представлені лесоподібними суглинками, алювіальними відкладами, пісками й глинами [2, 5].

Вцілому літолого-стратиграфічний розріз Мачуського газоконденсатного родовища характеризується значною потужністю осадового чохла та охоплює широкий віковий діапазон від верхнього девону до сучасних четвертинних відкладів. Основні продуктивні горизонти пов'язані з карбонатними та теригенними відкладами фаменського ярусу верхнього девону і турнейського ярусу нижнього карбону [2, 5].

#### **1.4 Тектоніка**

У геоструктурно-тектонічному відношенні Мачуське газоконденсатне родовище приурочене до зони зчленування південної прибортової частини Дніпровсько-Донецької западини з її центральним грабенем та розташоване в смузі глибинного облягання Лубенсько-Білоцерківського виступу кристалічного фундаменту. Загальна товщина осадового чохла в межах району досліджень досягає близько 8 км, що зумовлено тривалим прогинанням території та складною історією тектонічного розвитку западини [2, 3].

Тектонічна будова району сформувалася під впливом поєднаної дії блокової тектоніки, вертикальних і субгоризонтальних переміщень блоків фундаменту та процесів девонського галокінезу. Внаслідок цього територія характеризується складною системою розривних порушень, що значною мірою визначають сучасну структурну будову родовища [2, 3].

По поверхні кристалічного фундаменту дана зона являє собою моноклінальний схил Лубенсько-Білоцерківського виступу, розчленований

системою поздовжніх і поперечних скидів на окремі припідняті та занурені блоки, які формують горстово-грабенну структуру. Глибина залягання поверхні фундаменту в межах родовища збільшується у напрямку до осьової частини западини від 7,0 до 8,5 км [2, 3].

У регіональному плані Мачуське підняття входить до складу Кавердинсько-Гоголівсько-Абазівського структурного валу північно-західного простягання, який простежується вздовж східного завершення лінійно витягнутих блоків Лубенсько-Білоцерківського виступу фундаменту [2, 3].

По покрівлі горизонту Т-1-2 підняття є симетричною куполоподібною бранхіантикліналлю, яка похована під відкладами верхнього візе. Її розміри в межах замкненої ізогіпси – 5200 м 4,7х3,8 км, амплітуда 310 м. Структура розбита тектонічним порушенням амплітудою 50-100 м [2, 3].

### **1.5 Газоводоносність**

Мачуське газоконденсатне родовище належить до багатопокладних родовищ Дніпровсько-Донецької западини та характеризується значною вертикальною розчленованістю продуктивного розрізу. Промислова газоносність встановлена у відкладах верхнього девону та нижнього карбону, представлених фаменськими та турнейськими відкладами. За результатами геологорозвідувальних робіт у межах родовища виділено понад 20 продуктивних горизонтів і пластів, які формують два основні поверхи газоносності [2, 3].

Основні запаси газу та газового конденсату зосереджені в карбонатному масивному покладі горизонту Т-2-4 турнейського ярусу. Промислова газоносність цього горизонту підтверджена випробуваннями свердловин № 2, 4, 51, 52 і 500, а також геофізичними дослідженнями свердловини № 1 та аварійним фонтануванням свердловини № 3. Найвищі дебіти отримані у склепінних свердловинах: свердловина № 4 забезпечила приплив газу 1667,2 тис. м<sup>3</sup>/добу, свердловина № 52 – 1035,0 тис. м<sup>3</sup>/добу. У параметричній свердловині № 500 під

час випробування горизонту Т-1-2 на інтервалі 5190–5247 м отримано приплив газу дебітом 55,9 тис. м<sup>3</sup>/добу [2, 3].

Схема зіставлення контурів покладів Т-1-2 та Т-3 за П.Т.Павленком наведена на рисунку 1.3.

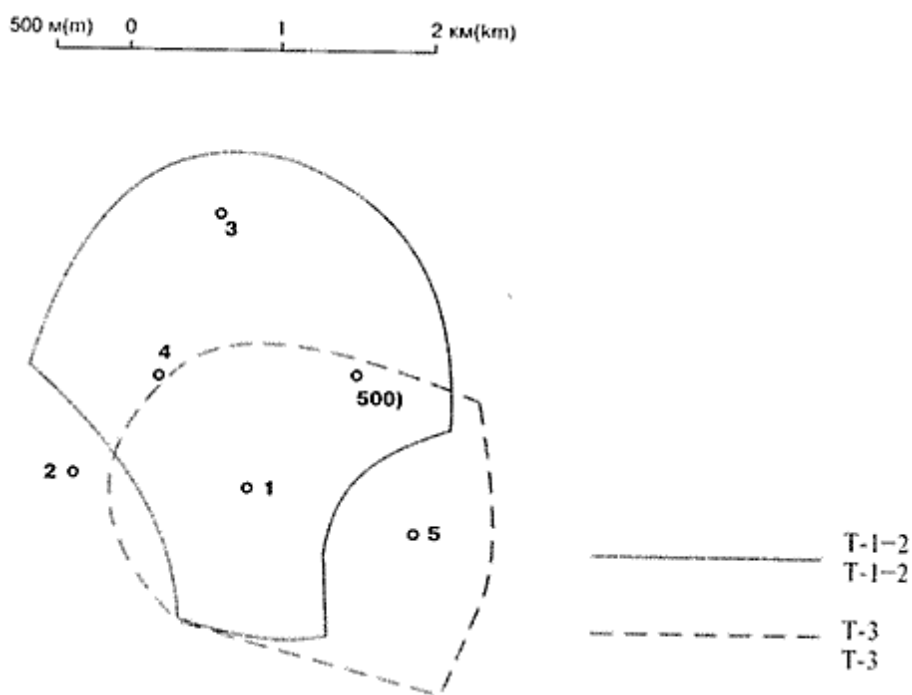


Рисунок 1.3 – Схема зіставлення контурів покладів Т-1-2 та Т-3 за П.Т.Павленком [2]

Другий поверх газоносності пов'язаний із фаменськими відкладами (горизонти Ф-1 та Ф-2), представленими теригенно-карбонатними породами. У свердловині № 1 із горизонтів Ф-1 і Ф-2 отримано промисловий приплив газу дебітом 1026 тис. м<sup>3</sup>/добу, а у свердловині № 5 з горизонту Ф-2 – від 12,4 до 23,9 тис. м<sup>3</sup>/добу. Поклади характеризуються масивним, пластовим і масивно-пластовим типом [2, 3].

У межах девонсько-турнейського комплексу виділяються дві самостійні гідродинамічні системи. Перший поверх газоносності об'єднує карбонатні резервуари горизонту Т-2-4 і перекривається глинистими відкладами візейського віку. Висота цього поверху сягає близько 459 м. Другий поверх представлений покладами горизонтів Ф-1 і Ф-2 та ізольований карбонатно-глинистими

відкладами. Загальна висота продуктивної товщі становить близько 848 м [2, 3].

Гідрогеологічні умови родовища є сприятливими для збереження покладів вуглеводнів. У турнейських продуктивних відкладах та розкритій частині фаменського ярусу водоносних горизонтів не виявлено, що свідчить про добру ізольованість покладів від водоносних комплексів. Водночас у вищезалягаючих відкладах розвинені численні водоносні горизонти, приурочені до кайнозойських, мезозойських і верхньопалеозойських відкладів. [2, 3, 4]

Особливістю родовища є наявність аномально високих пластових тисків. У турнейських відкладах на глибині 5208 м у свердловині № 500 пластовий тиск становив 94,9 МПа, а в окремих продуктивних горизонтах перевищує 100 МПа. Коефіцієнт аномальності пластового тиску перевищує 2, що суттєво впливає на умови розробки та експлуатації свердловин. Режим покладів газовий.

## **1.6 Колекторські властивості пластів**

Колектори Мачуського родовища представлені як карбонатними, так і теригенними породами, що формують складну багатоярусну систему резервуарів. За типом пустотного простору виділяються порові, тріщинні, порово-тріщинні та тріщинно-кавернозні колектори [2, 3].

Найважливішим продуктивним об'єктом є горизонт Т-1-2, складений вапняками турнейського ярусу. Карбонатні породи характеризуються розвитком вторинної пористості, тріщинуватості та кавернозності. Саме ці особливості забезпечують високі фільтраційні властивості та промислову продуктивність покладу. Відкрита пористість вапняків досягає 15 %, ефективна товщина колекторів становить близько 49,9 м, а коефіцієнт газонасиченості досягає 0,89 [2, 3].

За результатами випробування свердловин встановлено суттєву залежність колекторських властивостей від структурного положення. Найкращі фільтраційно-ємнісні характеристики приурочені до склепінних частин

структури, де інтенсивніше розвинуті процеси тріщиноутворення, розчинення та вторинної кавернозності. У напрямку до крил структури пористість і проникність знижуються, що супроводжується зменшенням продуктивності свердловин [2, 3].

Теригенні колектори представлені переважно пісковиками горизонту Т-3 та фаменських горизонтів. Для пісковиків характерна відкрита пористість у межах 6–11 %. Поровий простір формується міжзерновими порами та системою мікротріщин, що забезпечує накопичення і фільтрацію вуглеводнів. Значний вплив на колекторські властивості мають процеси цементації, ущільнення та вторинного розчинення мінералів [2, 3].

Газоконденсатна характеристика горизонту Т-1-2 свідчить про наявність стабільного конденсату. Потенційний вміст стабільного конденсату становить близько 58 г/м<sup>3</sup> газу. Конденсат характеризується густиною 716 кг/м<sup>3</sup>, молекулярною масою 58, кінематичною в'язкістю  $0,72 \times 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с та температурою кипіння близько 321 К. У фракційному складі переважають легкі вуглеводневі компоненти: до 35 % припадає на фракцію до 373 К та близько 58 % – на фракцію 373–423 К [2, 3].

В роботі буде детально розглянуто продуктивний горизонт Т-1-2, характеристика колекторських властивостей якого наведена в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Характеристика колекторських властивостей продуктивного горизонту Т-1-2 [2]

Параметри	Проникність, мкм <sup>2</sup> ·10 <sup>-3</sup>	Пористість, %	Початкова газонасиченість, %
Кількість свердловин	5		
Середнє значення	1,8	15	89
Інтервал зміни	0,07-49,9	8-15	85-94
Прийняті значення	1,8	15	89

## 1.7 Фізико-хімічні властивості газу, конденсату і води

Фізико-хімічні властивості пластових флюїдів є одним із найважливіших чинників, що визначають умови розробки та експлуатації газоконденсатних покладів. Для Мачуського газоконденсатного родовища характерна наявність сухого метанового газу з невисоким вмістом важких вуглеводнів, а також стабільного газового конденсату та високомінералізованих пластових вод у суміжних водоносних комплексах [2].

### 1.7.1 Фізико-хімічні властивості природного газу

Природний газ продуктивного горизонту Т-1-2 належить до метанового типу. Основним компонентом є метан, вміст якого становить 95,51 %. Частка важчих вуглеводневих компонентів незначна: етану – 2,97 %, пропану – 0,11 %, бутанів – 0,09 %, пентанів і вищих гомологів – близько 0,15 %. Вміст неуглеводневих компонентів є низьким і становить: вуглекислий газ – 0,45 %, азот – 0,09 %, гелій – 0,014 % [2].

Відносна густина газу дорівнює 0,595, що свідчить про його належність до легких природних газів. Теплота згоряння становить близько 35 200 кДж/м<sup>3</sup>, що характеризує газ як висококалорійне паливо. Низький вміст діоксиду вуглецю та відсутність сірководню позитивно впливають на технологічні умови підготовки газу та зменшують корозійну активність пластових флюїдів [2].

Склад природного газу горизонту Т-1-2 наведено в таблиці 1.2.

Газоконденсатні поклади родовища містять стабільний конденсат з відносно невеликою молекулярною масою та низькою в'язкістю. Молекулярна маса конденсату становить 58, густина – 716 кг/м<sup>3</sup>, а кінематична в'язкість –  $0,72 \times 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с. Потенційний вміст стабільного конденсату в газі досягає 58 г/м<sup>3</sup> [2].

Таблиця 1.2 - Склад природного газу горизонту Т-1-2

Показник	Значення
Тип газу	метановий (сухий)
CH <sub>4</sub>	95,51 %
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,97 %
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,11 %
n - C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,06 %
i - C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,03 %
n - C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,02 %
i - C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,04 %
CO <sub>2</sub>	0,45 %
N <sub>2</sub>	0,09 %
He	0,014 %
Відносна густина	0,595
Теплота згоряння	35,2 МДж/м <sup>3</sup>

### 1.7.2 Фізико-хімічні властивості газового конденсату

За фракційним складом конденсат належить до легких. Основна частина його компонентів википають при температурах до 423 К: до 373 К виділяється близько 35 % фракцій, а в інтервалі 373–423 К – близько 58 %. Це свідчить про високий вміст легких бензинових і газоконденсатних компонентів [2].

Низька густина та в'язкість конденсату забезпечують його добру рухливість у пласті та сприяють ефективному вилученню під час експлуатації покладів [2].

В таблиці 1.3 наведено основні властивості газового конденсату горизонту Т-1-2.

Таблиця 1.3 - Основні властивості газового конденсату горизонту Т-1-2

Показник	Значення
Молекулярна маса	58
Густина	716 кг/м <sup>3</sup>
Кінематична в'язкість	$0,72 \times 10^{-6}$ м <sup>2</sup> /с
Потенційний вміст конденсату	58 г/м <sup>3</sup>

### 1.7.3 Фізико-хімічні властивості пластових вод

У продуктивних турнейських і фаменських відкладах Мачуського родовища водоносні горизонти практично не виявлені, що є сприятливим фактором для збереження покладів вуглеводнів. Водночас у нижньокам'яновугільних, візейських, турнейських та девонських відкладах суміжних площ поширені високомінералізовані пластові води хлоркальцієвого типу [2].

Мінералізація пластових вод змінюється в широких межах – від 160 до 290 г/л. Води характеризуються високим ступенем метаморфізації (0,48–0,86), практично повною відсутністю сульфатів та значним вмістом мікрокомпонентів, серед яких переважають бром, йод, бор та амоній [2].

Під час газопрояву у свердловині № 3 Мачуського родовища було відібрано пробу пластової води з мінералізацією 230,93 г/л та ступенем метаморфізації 0,77. Вміст основних мікрокомпонентів становив: йод – 10,47 мг/л, бром – 240,68 мг/л, бор – 7,81 мг/л, амоній – 102 мг/л [2].

Для пластових вод характерна висока газонасиченість. Розчинені гази мають переважно вуглеводневий склад із домінуванням метану (до 97 %). Вміст важких вуглеводнів може досягати 17 %, а концентрація азоту зазвичай становить 3–6 % [2]. В табл. 1.4 наведено основні властивості пластових вод горизонту Т-1-2.

Таблиця 1.4 - Основні властивості пластових вод горизонту Т-1-2

Показник	Значення
Тип вод	хлоркальцієві
Мінералізація	160–290 г/л
Ступінь метаморфізації	0,48–0,86
Газонасиченість	висока (СН <sub>4</sub> до 97 %)

Геолого-фізична характеристика продуктивного пласта Т-1-2 Мачуського газоконденсатного родовища наведена в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 - Геолого-фізична характеристика продуктивного пласта Т-1-2 Мачуського газоконденсатного родовища

Параметри		Одиниці виміру	Значення
Середня глибина залягання		м	5135
Тип покладу			масивно-пластовий, склепінний, літологічно обмежений
Тип колектора			тріщинно-кавернозно-поровий (карбонатний)
Площа газонафтоносності		тис. м <sup>2</sup>	19,2 × 10 <sup>3</sup>
Середня газонасичена товщина		м	49,9
Пористість		%	9
Проникність	За керном	мкм <sup>2</sup>	(0,07-1,8)·10 <sup>3</sup>
	Середня	мкм <sup>2</sup>	1,75·10 <sup>3</sup>
Початкова газонасиченість		частки од.	0,81
Початкова пластова температура		К	410,3
Початковий пластовий тиск		МПа	94,5
В'язкість конденсату		м <sup>3</sup> /с	0,72·10 <sup>6</sup>
Густина конденсату		кг/м <sup>3</sup>	716
Абсолютна відмітка ГВК		м	-5159
Об'ємний коефіцієнт газу		частки од.	0,004–0,006
В'язкість води в пластових умовах		мПа·с	0,4-0,6
Густина води в пластових умовах		т/м <sup>3</sup>	1,15-1,25
Мінералізація пластової води		г/л	160–290 (до 230,93 у свердловині 3)
Початкові видобувні запаси газу		млн. м <sup>3</sup>	7430
Схема розміщення свердловин (5-точкова, 7-точкова, лінійна, шахова)			комбінована (шахова + елементи 5-точкової)

Частина параметрів в таблиці 1.5 прийнята за аналогією з газоконденсатними покладами турнейсько-фаменського комплексу ДДЗ, оскільки дані безпосередньо по родовищу відсутні.

## Висновок до геологічної частини

Мачуське газоконденсатне родовище розташоване в межах Полтавського району Полтавської області, у добре освоєному інфраструктурному регіоні поблизу м. Полтава, з розвиненою транспортною мережею, магістральними трубопроводами та сприятливими кліматичними умовами для цілорічного ведення робіт.

У геологічній будові беруть участь осадові відклади палеозою–кайнозою потужністю до 8000 м; родовище приурочене до зони зчленування Дніпровсько-Донецької западини та структурного виступу фундаменту, має куполоподібну будову з розривними порушеннями, що формують блокову структуру покладів.

Стратиграфічний розріз представлений від девону до четвертинних відкладів, а промислове значення мають турнейські та фаменські горизонти з основними продуктивними пластами Т-1-2 і Т-3, пов'язаними з карбонатними й теригенними колекторами.

Гідрогеологічні умови характеризуються доброю ізоляцією продуктивних горизонтів та наявністю високомінералізованих вод у верхніх відкладах; пластові тиски є аномально високими (понад 95–100 МПа), що суттєво впливає на умови розробки.

Колектори представлені тріщинно-поровими карбонатними породами (пористість до 15 %) і теригенними пісковиками (6–11 %), а газоносність пов'язана з турнейським і фаменським комплексами з газовим режимом покладів.

## 2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Обладнання газової свердловини

Обладнання газової свердловини є комплексом технічних елементів, які забезпечують контрольований видобуток газоконденсатної суміші, герметизацію свердловини, підтримання заданого режиму експлуатації та безпечне транспортування продукції на поверхню [6].

У фонтанних свердловинах система обладнання умовно поділяється:

- обладнання вибою;
- обладнання стовбура (підземна частина);
- гирлове (наземне) обладнання.

Іноді підземне та вибійне обладнання об'єднується в одну групу.

Кожна з цих складових виконує окремі функції, але працює як єдина система, що забезпечує довготривалу та стабільну роботу свердловини в умовах змінних пластових тисків і температур.

#### 2.1.1 Вибій свердловини та його конструкція

Вибій свердловини є зоною безпосереднього контакту стовбура свердловини з продуктивним пластом і визначає ефективність припливу газу протягом усього періоду експлуатації.

Основне завдання конструкції вибою полягає у забезпеченні:

- збереження механічної стійкості привибійної зони;
- мінімізації гідравлічних втрат при припливі флюїду;
- можливості регулювання та інтенсифікації припливу;
- максимального коефіцієнта продуктивності свердловини.

У практиці газовидобування застосовують декілька типових конструкцій вибою: перфорований, з хвостовиком, з фільтром та відкритий вибій (рис. 2.1). Розглянемо основні типи конструкцій вибою.

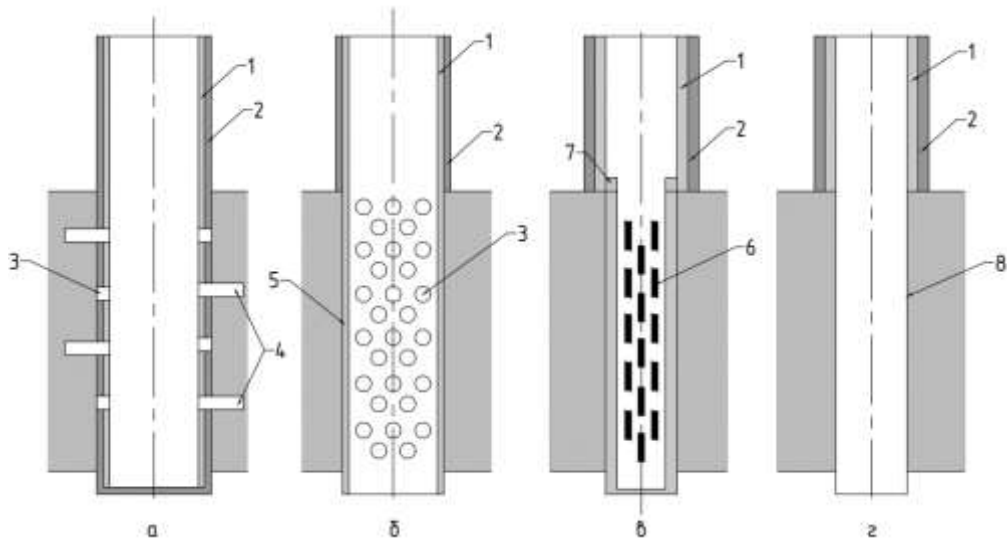


Рисунок 2.1 – Типові конструкції вибоїв свердловин:

1 – обсадна колона; 2 – цементне кільце; 3 – перфораційні отвори; 4 – перфораційні канали; 5 – перфорований хвостовик; 6 – вибійний фільтр; 7 – сальник (пакер); 8 – відкритий вибій

Перфорований вибій (рис. 2.1, а) застосовується у більшості газових і газоконденсатних свердловин. Його перевагами є можливість точкового розкриття продуктивного інтервалу та проведення повторних перфорацій для підвищення дебіту. Після цементування обсадної колони продуктивний пласт розкривається перфораційними каналами, через які флюїд надходить у свердловину.

Вибій з хвостовиком (рис. 2.1, б) використовується у міцних колекторах. У цьому випадку нижня частина обсадної колони виконується перфорованою, а продуктивний інтервал залишається відкритим. Така конструкція забезпечує високу гідродинамічну ефективність та стабільність вибою навіть при частковій деформації порід.

Фільтровий вибій (рис. 2.1, в) застосовується у слабозцементованих або сипких колекторах. У нижній частині свердловини встановлюється спеціальний фільтр, який запобігає винесенню піску та механічних домішок у стовбур свердловини.

Відкритий вибій (рис. 2.1, г) використовується у стійких однорідних колекторах. Він забезпечує мінімальні втрати тиску, але є чутливим до обвалів і тому має обмежене застосування.

Найбільш поширеним є перфорований варіант, оскільки він поєднує технологічну простоту буріння з можливістю надійної ізоляції непродуктивних горизонтів.

Конструкція вибою свердловини для газоконденсатного родовища вибирається з урахуванням геологічної будови продуктивного горизонту, фізико-механічних властивостей порід, пластового тиску, температури та можливих ускладнень під час експлуатації [7].

Для умов Мачуського газоконденсатного родовища доцільно застосовувати конструкцію вибою з перфорацією обсадної колони, яка забезпечує контрольований приплив газу з пласта та стабільну роботу свердловини

### 2.1.2 Обладнання стовбура газової свердловини

Стовбур свердловини обладнується комплексом трубних і допоміжних елементів, які забезпечують підйом продукції, ізоляцію пластів і можливість технологічного впливу на режим роботи свердловини [6].

Основним елементом є колона насосно-компресорних труб (НКТ) (рис. 2.2), яка виконує функції транспортного каналу для газоконденсатної суміші.



Рисунок 2.2 – Насосно-компресорні труби

Насосно-компресорні труби виконують низку важливих функцій:

- транспортування газу та конденсату до гирла свердловини;
- захист обсадної колони від корозійного та ерозійного впливу потоку;
- забезпечення необхідної швидкості руху газу для винесення рідини та механічних домішок;
- можливість проведення технологічних операцій (глушіння, освоєння, обробка пласта);
- регулювання режиму роботи свердловини через зміну гідравлічного опору стовбура [6].

Глибина спуску колони НКТ визначається геологічними умовами, товщиною продуктивного горизонту та характером припливу флюїду.

Правильне положення башмака НКТ дозволяє:

- забезпечити рівномірний відбір продукції з усього інтервалу пласта;
- зменшити накопичення рідини і механічних домішок на вибої;
- стабілізувати роботу свердловини при змінних дебітах;
- підвищити ефективність фонтанного режиму.

При невеликих інтервалах перфорації башмак розміщують у нижній третині продуктивного пласта. У складніших умовах глибину підбирають так, щоб забезпечити оптимальні швидкості потоку в затрубному та трубному просторах.

Діаметр насосно-компресорних труб визначається балансом між:

- мінімізацією гідравлічних втрат;
- забезпеченням максимального дебіту;
- ефективним винесенням рідини та механічних частинок.

Зменшення діаметра труб може призвести до різкого зростання втрат тиску, тоді як надмірне збільшення діаметра знижує швидкість потоку і ускладнює винесення рідини.

У процесі розробки родовища можливе поетапне заміщення НКТ: на початкових стадіях застосовують труби більшого діаметра, а при зниженні

пластового тиску - менші або навпаки, залежно від умов експлуатації [8].

У газовидобувній промисловості застосовуються кілька типів НКТ:

- з муфтовими з'єднаннями;
- безмуфтові;
- з висадженими кінцями;
- високогерметичні модифікації.

Також використовуються довгомірні труби в бухтах, які дозволяють виконувати ремонтні роботи без зупинки свердловини.

Для агресивних середовищ ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ) застосовують корозійностійкі сталі підвищеної міцності, що забезпечують тривалу експлуатацію обладнання при високих тисках.

До складу підземної компоновки також входять:

- пакери, призначені для герметичного роз'єднання затрубного та трубного просторів, ізоляції окремих інтервалів свердловини та запобігання міжпластовим перетокам флюїдів;

- циркуляційні клапани, які забезпечують можливість створення циркуляції робочого середовища між насосно-компресорними трубами та затрубним простором під час освоєння, ремонту або технологічних операцій;

- зворотні клапани, що перешкоджають зворотному руху пластового флюїду та сприяють стабільній роботі свердловини;

- аварійні запірні клапани, які автоматично або дистанційно перекривають потік продукції у випадку аварійної ситуації, розгерметизації обладнання чи різкого відхилення технологічних параметрів від допустимих значень;

- інгібіторні системи, призначені для подачі хімічних реагентів у свердловину з метою запобігання корозії обладнання, утворенню гідратів, сольових відкладень та асфальтосмолопарафінових речовин;

- телескопічні компенсатори, які компенсують поздовжні деформації насосно-компресорних труб, що виникають внаслідок зміни температури та тиску під час експлуатації свердловини.

Схема підземного обладнання свердловини наведена на рисунку 2.3.

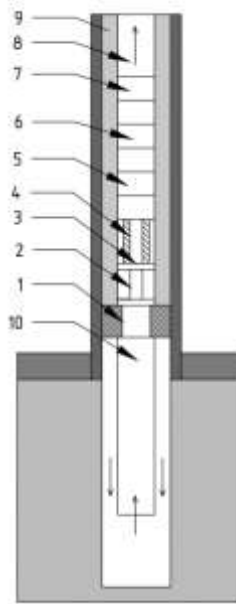


Рисунок 2.3 – Підземне обладнання свердловини:

1 - експлуатаційний пакер; 2 - циркуляційний клапан; 3 - ніпель; 4 - забійний клапан-відсікач; 5 - розділювач НКТ; 6 - інгібіторний клапан; 7 - аварійний зрізний клапан; 8 - НКТ; 9 - рідкий інгібітор корозії; 10 – хвостовик

Ці елементи забезпечують гнучкість роботи свердловини, можливість аварійного реагування та підтримання стабільного режиму фонтанування.

### 2.1.3 Гирлове та наземне обладнання свердловин

Гирлове обладнання є складовою частиною комплексу технічних засобів фонтанної свердловини та призначене для герметизації гирла, підвішування обсадних колон і насосно-компресорних труб, контролю технологічних параметрів роботи свердловини, а також регулювання й безпечного відведення пластової продукції до системи збору та підготовки вуглеводнів [6, 8].

Під час експлуатації газоконденсатних свердловин гирлове обладнання працює в умовах дії значних механічних навантажень, високого внутрішнього тиску, температурних коливань та впливу корозійно-активних компонентів пластового флюїду. Тому до його конструкції висуваються підвищені вимоги щодо міцності, герметичності, надійності та довговічності.

До складу гирлового обладнання входять:

- колонні головки;
- трубні головки;
- фонтанна арматура;
- маніфольди;
- запірно-регулююча арматура;
- контрольно-вимірювальні прилади та системи моніторингу [6, 8].

Колонні головки (рис. 2.4) призначені для підвішування обсадних колон, сприйняття їхньої ваги, герметизації міжколонних просторів та забезпечення контролю тиску в затрубних просторах. Вони є основою всієї гирлової конструкції та забезпечують механічне з'єднання окремих елементів свердловинного обладнання.

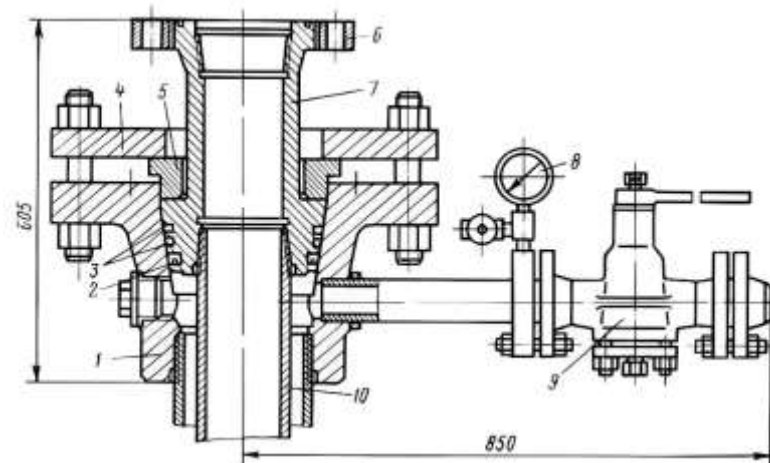


Рисунок 2.4 – Колонна головка муфтова типу ГКР:

- 1 – корпус головки; 2 – металева манжета; 3 – гумові кільця; 4, 6 – фланці;  
5 – півкільце; 7 – муфта для підвіски експлуатаційної колони; 8 – манометр; 9 –  
патрубок із фланцем; 10 – кран [9]

Конструкція колонної головки повинна забезпечувати надійну герметизацію між обсадними колонами протягом усього терміну експлуатації свердловини. Для цього використовуються спеціальні ущільнювальні вузли, виконані з еластомерних або металевих ущільнень, стійких до впливу високого тиску та агресивних середовищ.

Залежно від кількості обсадних колон, які необхідно підвісити, застосовують однофланцеві, двофланцеві або багатофланцеві колонні головки. Підвішування колон здійснюється за допомогою клинових, конічних або різьбових підвісок, що забезпечують рівномірний розподіл навантажень та надійну фіксацію колон у гирлі свердловини.

Крім того, колонні головки обладнуються спеціальними відводами для контролю тиску в міжколонних просторах, що дозволяє своєчасно виявляти можливі порушення герметичності обсадних колон.

Трубна головка встановлюється над колонною головкою та служить для підвішування колони насосно-компресорних труб. Вона забезпечує герметичне розділення трубного і затрубного просторів, створює можливість контролю тиску в затрубному просторі та дозволяє виконувати технологічні операції під час експлуатації свердловини.

Конструкція трубної головки передбачає наявність спеціальних відводів, через які здійснюється контроль тиску, відбір проб газу, подача інгібіторів корозії та гідратуутворення, а також проведення ремонтно-профілактичних робіт.

Для газоконденсатних свердловин Мачуського родовища трубна головка відіграє важливу роль у забезпеченні герметичності затрубного простору та підтриманні стабільного режиму роботи фонтанного ліфта.

Фонтанна арматура є основним елементом наземного обладнання фонтанної свердловини. Її призначення полягає у регулюванні режиму роботи свердловини, перекритті потоку продукції, вимірюванні тиску та забезпеченні безпечної експлуатації об'єкта.

До складу фонтанної арматури входять: трубна головка; фонтанна ялинка; робочі та резервні засувки; штуцерні (дросельні) пристрої; манометричні вузли; запобіжні та аварійні клапани.

Фонтанна ялинка являє собою систему трійників або хрестовин із запірними пристроями, які забезпечують спрямування потоку продукції до

промислових трубопроводів і дають можливість оперативного перекриття свердловини у випадку аварійної ситуації.

За конструкцією розрізняють трійникові (рис. 2.5) та хрестові (рис. 2.6) фонтанні ялинки. Трійникові схеми характеризуються простотою конструкції та застосовуються переважно на свердловинах із невеликими дебітами. Хрестові фонтанні ялинки забезпечують більш рівномірний розподіл навантажень, мають резервні поточні лінії та використовуються на високодебітних газових і газоконденсатних свердловинах [6, 8].

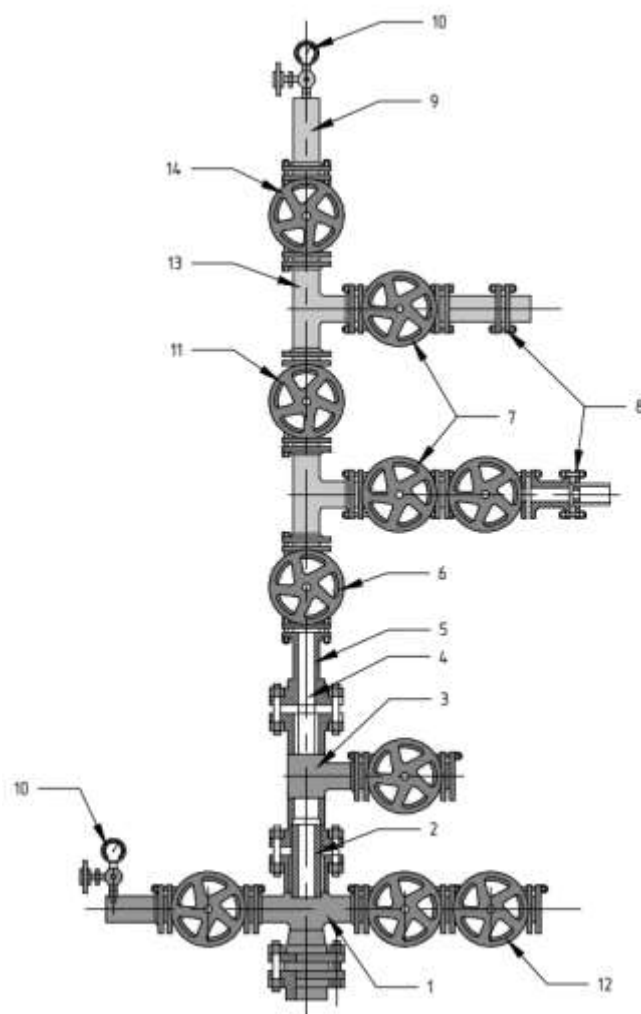


Рисунок 2.5 – Фонтанна арматура трійникового типу:

1 – хрестовина, 2, 4 – перекладні втулки, 3 – трійник, 5 – перекладна котушка, 6 – центральна засувка, 7 – засувки, 8 – штуцери, 9 – буферна заглушка, 10 – манометр, 11 – проміжна засувка, 12 – засувка, 13 – трійник, 14 – буферна засувка

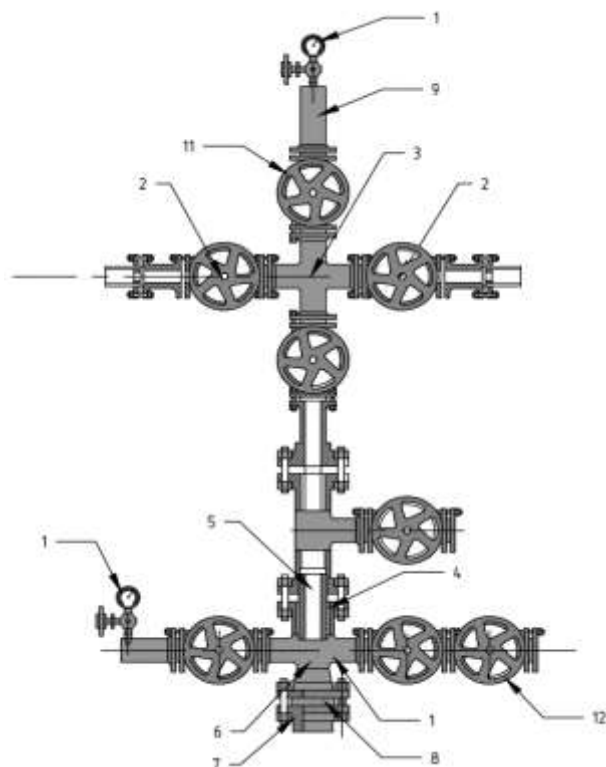


Рисунок 2.6 – Фонтанна арматура хрестового типу:

- 1 - манометри; 2 - кранові засувки; 3, 6 - хрестовина; 4 - котушка;  
5 - патрубок; 7 - колонна головка; 8 - кільце ущільнювача

Для регулювання дебіту свердловини застосовуються штуцери різного діаметра. Зміна прохідного перерізу штуцера дозволяє керувати витратою газу та підтримувати оптимальний режим роботи фонтанного ліфта.

Маніфольд являє собою систему трубопроводів, засувок та з'єднувальних елементів, призначених для транспортування продукції свердловини до установки підготовки газу, сепараційного обладнання або факельної системи [6, 8].

Запірно-регулююча арматура забезпечує перекриття потоку, зміну напрямку руху продукції та регулювання технологічних параметрів роботи свердловини. Для газоконденсатних свердловин використовуються засувки та клапани, розраховані на роботу в умовах високих тисків і впливу агресивних компонентів пластового флюїду [6, 8].

Особлива увага приділяється герметичності з'єднань та стійкості

матеріалів до корозії, ерозійного зношування та впливу сірководню і вуглекислого газу.

Умови роботи фонтанної арматури визначаються пластовим тиском, температурою продукції, дебітом свердловини та складом пластового флюїду. Залежно від умов експлуатації виготовляються такі виконання фонтанної арматури:

- для помірних кліматичних умов;
- для районів із низькими температурами;
- для середовищ із підвищеним вмістом вуглекислого газу та сірководню;
- для високотемпературних і високонапірних свердловин.

Сучасні комплекти фонтанної арматури можуть експлуатуватися при робочих тисках від 14 до 105 МПа та температурах від  $-60$  °С до  $+150$  °С. Такі характеристики дозволяють використовувати їх на глибоких газоконденсатних свердловинах із високими пластовими тисками [6, 8].

Для свердловин Мачуського газоконденсатного родовища особливого значення набуває застосування арматури, стійкої до корозійного впливу пластових флюїдів та здатної забезпечувати безпечну експлуатацію при значних коливаннях тиску і дебіту продукції. Надійна робота гирлового обладнання є однією з основних умов ефективної експлуатації фонтанного ліфта та забезпечення промислової безпеки свердловини.

## **2.2 Розрахунок фонтанного ліфта для газоконденсатної свердловини**

Розрахунок виконуватиметься згідно методики, наведеної в [10].

Експлуатація газових свердловин має низку специфічних особливостей, зумовлених фізико-хімічними властивостями видобуваної продукції. Оскільки робота таких свердловин відбувається за високих гирлових тисків, до забезпечення їхньої герметичності висуваються підвищені вимоги [10].

Для видобутку газу в свердловину зазвичай спускають насосно-компресорні труби разом із комплексом підземного обладнання. До його складу

можуть входити пакери, клапани-відсікачі, циркуляційні та інгібіторні клапани, посадочні ніпелі, замки, телескопічні вузли, свердловинні камери, зрівнювальні клапани та інші елементи [10].

Розробка газових покладів здійснюється переважно фонтанним способом, коли для підйому продукції використовується природна енергія пласта. Під час проектування ліфтової системи основним завданням є вибір оптимального діаметра фонтанних труб. Його визначають виходячи з необхідності ефективного винесення з вибою рідких і твердих домішок або забезпечення найвищого можливого тиску на гирлі за мінімальних гідравлічних втрат у стовбурі свердловини при заданому дебіті [10].

Ефективність видалення механічних домішок і рідини значною мірою залежить від швидкості руху газового потоку. У процесі підйому газу трубами його швидкість зростає внаслідок розширення об'єму при зниженні тиску. Розрахункові параметри зазвичай визначають для нижньої частини фонтанних труб. Глибину їхнього спуску встановлюють з урахуванням продуктивності пласта та прийнятого режиму експлуатації свердловини [10].

Найбільш раціональним вважається спуск труб до рівня нижніх перфораційних отворів. Якщо ж труби розміщені лише до верхньої межі перфорації, швидкість руху газу в експлуатаційній колоні навпроти продуктивного інтервалу поступово збільшується від нульового значення до певного рівня. У таких умовах нижня частина пласта може перекиватися рідиною або піщано-глинистими відкладеннями, що призводить до зниження продуктивності свердловини. Крім того, у зоні між подошвою насосно-компресорних труб і нижньою частиною пласта не створюються умови для ефективного винесення твердих частинок та рідини [10].

Під час вибору діаметра підйомних труб газової свердловини одним із визначальних факторів є забезпечення ефективного транспортування із вибійної зони твердих механічних домішок і рідкої фази, які можуть міститися у видобутому газі [10].

Здатність газового потоку виносити такі частки залежить від його швидкості поблизу нижнього кінця підйомних труб ( $V_{\Gamma}$ ). Для надійного видалення домішок необхідно, щоб швидкість руху газу перевищувала критичне значення, за якого частинки утримуються у завислому стані. Ця умова описується співвідношенням [10]:

$$V_{\Gamma}' = 1,2 \cdot V_{\text{кр}}, \quad (2.1)$$

де  $V_{\text{кр}}$  – критична швидкість газового потоку, при якій тверді або рідкі частинки перебувають у зваженому стані та не осідають на вибої, м/с [10].

### 2.2.1 Розрахунок винесення твердих часток

За таких умов величина критичної швидкості визначається характером руху газового потоку та розмірами твердих частинок, які необхідно транспортувати із вибою свердловини. Зі зміною режиму течії газу або діаметра механічних домішок змінюється і значення критичної швидкості, необхідної для їх утримання у завислому стані та подальшого винесення на поверхню [10].

Режим течії визначається параметром Рейнольдса:

$$Re = V_{\text{кр}} \cdot d_{\Gamma} \cdot \rho_{\Gamma} / \mu_{\Gamma} \quad (2.2)$$

або параметром Архімеда:

$$Ar = d_{\Gamma}^3 \cdot \rho_{\Gamma} \cdot g(\rho_{\Gamma} - \rho_{\Gamma}) / \mu_{\Gamma}^2, \quad (2.3)$$

де  $d_{\Gamma}$  – діаметр твердої частки, м;

$\rho_{\Gamma}$  – густина твердих частинок, кг/м<sup>3</sup> (при розрахунках приймають  $\rho_{\Gamma} = 2400$  кг/м<sup>3</sup>) [10].

Розрізняють наступні три режими течії [10]:

– ламінарний

$$Re \leq 2 \text{ або } Ar \leq 36 [10]; \quad (2.4)$$

– перехідний

$$2 < Re \leq 500 \text{ або } 36 < Ar \leq 83000 [10]; \quad (2.5)$$

– турбулентний

$$Re > 500 \text{ або } Ar > 83000 [10]. \quad (2.6)$$

Кожному з режимів течії відповідає власна формула критичної швидкості [10]:

– ламінарний режим

$$V_{кр} = V_T^2 \cdot g(\rho_T - \rho_G) / 18\mu_G [10]; \quad (2.7)$$

– перехідний режим

$$V_{кр} = \frac{0,78d_T^{0,43}(\rho_T - \rho_G)^{0,715}}{\rho_G^{0,285} \cdot \mu_G^{0,43}} [10]; \quad (2.8)$$

– турбулентний режим

$$V_{кр} = 5,46 \sqrt{\frac{d_T(\rho_T - \rho_G)}{\rho_G}} [10], \quad (2.9)$$

де  $\rho_G$  – густина газу при тиску і температурі біля підшови труб,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\mu_G$  – динамічна в'язкість газу при тиску і температурі біля підшови труб,  $\text{Па}\cdot\text{с}$  [10].

На основі рівняння припливу газу при відомому значенні дебіту визначають вибійний тиск за виразом:

$$p_{\text{виб}} = \sqrt{p_{\text{пл}}^2 - aV_{\text{г}} - bV_{\text{г}}^2} \quad [10], \quad (2.10)$$

У зворотному випадку, коли задано вибійний тиск, це співвідношення використовується для знаходження відповідного дебіту свердловини.

Внутрішній діаметр підйомника, м:

$$d_{\text{вн}} = 0,1108 \sqrt{\frac{V_{\text{г}} \cdot p_0 \cdot T_{\text{виб}} \cdot z_{\text{виб}}}{V_{\text{г}}' \cdot p_{\text{виб}} \cdot T_{\text{ст}}}}, \quad (2.11)$$

де  $V_{\text{г}}$  – дебіт газу, тис. м<sup>3</sup>/добу;

$p_0$  – атмосферний тиск,  $p_0 = 0,1$  МПа [10].

Довжину підйомної колони зазвичай приймають рівною глибині свердловини, у зв'язку з чим значення тиску та температури в районі її нижнього кінця відповідають вибійним умовам [10].

Отриманий розрахунковий внутрішній діаметр  $d_{\text{вн}}$  приймають із округленням у бік найближчого меншого стандартного розміру насосно-компресорних труб [10].

### 2.2.2 Розрахунок виносу рідких крапель

Критична швидкість виносу рідких крапель із вибою газової свердловини

$$V_{\text{кр.р}} = 16,47(45 - 0,455p_{\text{виб}})^{0,25} / \sqrt{p_{\text{виб}}} \quad [10], \quad (2.12)$$

де  $p_{\text{виб}}$  – вибійний тиск, МПа [10].

У випадку наявності у видобутій продукції свердловини твердих і рідких домішок, остаточний вибір діаметра підйомної колони здійснюють за результатами розрахунку двох варіантів, приймаючи менше з отриманих значень [10].

У практичних інженерних розрахунках іноді також використовують спрощене припущення, згідно з яким швидкість газового потоку  $V_{\text{г}}'$  приймають у межах 5–10 м/с [10].

### 2.2.3 Розрахунок діаметра підйомника з умови мінімальних (заданих) втрат тиску в трубах

Діаметр підйомної колони також може бути визначений виходячи з умови забезпечення мінімальних (або заданих) втрат тиску в її стовбурі. У разі спуску підйомника до вибою свердловини його внутрішній діаметр розраховують за відповідним аналітичним виразом [10]:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt[5]{\frac{1,325 \cdot 10^{-12} \cdot \lambda \cdot z_{\text{ср}}^2 \cdot T_{\text{ср}}^2 \cdot V_{\text{г}}^2 (e^{2s} - 1)}{p_{\text{виб}}^2 - p_{\text{гир}}^2 \cdot e^{2s}}} [10], \quad (2.13)$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічних опорів;

$z_{\text{ср}}$  – середній коефіцієнт стисливості газу (при  $p_{\text{ср}}$  і  $T_{\text{ср}}$ );

$T_{\text{ср}}$  – середня температура у свердловині, К;

$V_{\text{г}}$  – дебіт газу, тис. м<sup>3</sup>/добу;

$p_{\text{гир}}$  – тиск на гирлі свердловини, Па;

$s$  – показник ступеня:

$$s = \frac{0,03415 \cdot L_{\text{с}} \cdot \bar{\rho}_{\text{г}}}{z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}} [10], \quad (2.14)$$

$\bar{\rho}_{\text{г}}$  – відносну густину газу за повітрям;

$$p_{\text{ср}} = (p_{\text{гир}} + p_{\text{виб}}) / 2 [10], \quad (2.15)$$

$$T_{\text{ср}} = (T_{\text{виб}} - T_{\text{гир}}) / \ln \frac{T_{\text{виб}}}{T_{\text{гир}}} [10]. \quad (2.16)$$

У випадку, коли коефіцієнт гідравлічного опору заздалегідь невідомий, розрахунок за формулою (2.13) виконують ітераційним методом до отримання збіжного результату. Окрім цього, для його визначення може застосовуватися альтернативна розрахункова методика [10].

Значення коефіцієнта гідравлічного опору  $\lambda$  залежить від режиму течії газу в підйомній колоні та визначається відповідними залежностями [10]:

а) для ламінарного режиму руху газу:

$$\lambda = \frac{64}{Re} [10]; \quad (2.17)$$

б) для змішаного режиму руху газу:

$$\lambda = 0,067 \left( \frac{158}{Re} + \varepsilon \right)^{0,2} [10]; \quad (2.18)$$

в) для квадратичного режиму руху газу, якщо  $158/Re < 2l_k/d_{вн}$  (де  $l_k$ ,  $d_{вн}$  – відповідно абсолютна шорсткість труб і внутрішній діаметр труб, см):

$$\lambda = 0,067 \left( \frac{2l_k}{d_{вн}} + \varepsilon \right)^{0,2} [10]; \quad (2.19)$$

г) для турбулентного режиму руху газу, якщо  $158/Re > 2l_k/d_{вн}$ :

$$\lambda = \frac{0,1844}{Re^{0,2}} [10]. \quad (2.20)$$

Число Рейнольдса і відносну шорсткість труб визначають за формулами [10]:

$$Re = 1777 \frac{q \cdot \bar{\rho}_r}{\mu_{ср} \cdot d_{вн}} [10], \quad (2.21)$$

$$\varepsilon = \frac{2 \cdot l_k}{10 \cdot d_{вн}} [10], \quad (2.22)$$

де  $\mu_{\text{cp}}$  – динамічний коефіцієнт в'язкості газу при середньому тиску  $p_{\text{cp}}$  і середній температурі  $T_{\text{cp}}$  в стовбурі свердловини, мПа·с;

$d_{\text{вн}}$  – внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, см;

$q$  – дебіт газової свердловини, тис. м<sup>3</sup>/добу;

$l_k$  – абсолютна шорсткість труб, мм [10].

Фактичний діаметр фонтанних труб підбирають з урахуванням існуючого стандартного ряду розмірів. При виконанні розрахунків за двома можливими критеріями визначальним, як правило, є умова ефективного винесення твердих частинок породи та рідкої фази на денну поверхню [10].

Якщо ж продуктивність свердловини лімітується іншими факторами, то діаметр підбирають із умови мінімізації втрат тиску в стовбурі до найменших можливих значень з технічної та технологічної точок зору [10].

У деяких випадках, коли діаметр труб уже заданий, наведені залежності використовують для розрахунку дебіту свердловини або визначення втрат тиску вздовж її стовбура [10].

#### 2.2.4 Розрахунок діаметра підйомника, якщо в продукції свердловини містяться тверді частки

Вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 2.1.

Параметр Архімеда за формулою (2.3):

$$Ar = 0,002^3 \cdot 1,06 \cdot \frac{9,81 \cdot (2400 - 1,06)}{(1,4 \cdot 10^{-5})^2} \approx 1,01 \cdot 10^6.$$

Оскільки  $Ar = 1,01 \cdot 10^6 > 83000$ , то, відповідно до (2.6), робимо висновок, що режим течії турбулентний. В такому випадку критична швидкість розраховується за (2.9) [10]:

$$V_{\text{кр}} = 5,46 \sqrt{\frac{0,002 \cdot (2400 - 1,06)}{1,06}} = 11,62 \text{ м/с.}$$

Таблиця 2.1 – Вихідні дані

Параметри	Одиниці виміру	Показники
Глибина свердловини ( $L_c$ )	м	5135
Вибійний тиск ( $p_{\text{виб}}$ )	МПа	94,5
Вибійна температура ( $T_{\text{виб}}$ )	К	410,3
Тиск на гирлі свердловини ( $p_{\text{гир}}$ )	МПа	43,6
Температура на гирлі свердловини ( $T_{\text{гир}}$ )	К	358
Коефіцієнт фільтраційних опорів привибійної зони пласта ( $a$ )	–	$0,6439 \cdot 10^{-4}$
Коефіцієнт фільтраційних опорів привибійної зони пласта ( $b$ )	–	$2,139 \cdot 10^{-10}$
Дебіт газу ( $V_r$ )	м <sup>3</sup> /добу	332 тис
Густина газу при тиску і температурі біля підшви труб ( $\rho_r$ )	кг/м <sup>3</sup>	1,06
Динамічна в'язкість газу при тиску і температурі біля підшви труб ( $\mu_r$ )	Па·с	$1,4 \cdot 10^{-5}$
Коефіцієнт стисливості газу у вибійних умовах ( $z_{\text{виб}}$ )	–	0,81
Середній коефіцієнт стисливості газу ( $z_{\text{ср}}$ )	–	0,81
Діаметр твердих часток ( $d_T$ )	м	0,002

Розрахунок робочої швидкості газу згідно (2.1):

$$V_r' = 1,2 \cdot 11,62 \approx 14,0 \text{ м/с.}$$

Вибійний тиск за (2.10):

$$p_{\text{виб}} = \sqrt{94,5^2 - 0,6439 \cdot 10^{-4} \cdot 332000 - 2,139 \cdot 10^{-10} \cdot 332000^2} = 94,27 \text{ МПа}$$

Діаметр НКТ визначається з умови забезпечення необхідної швидкості газового потоку та мінімальних гідравлічних втрат за формулою (2.11):

$$d_{\text{вн}} = 0,1108 \sqrt{\frac{0,332 \cdot 10^3 \cdot 0,1 \cdot 410,3 \cdot 0,81}{14 \cdot 94,27 \cdot 293}} = 0,0187 \text{ м} = 18,7.$$

Отримано розрахунковий діаметр  $d_{\text{вн}} = 18,7$  мм (0,0187 м)). Згідно методики [10] фактичний діаметр фонтанних труб підбираємо з урахуванням

існуючого стандартного ряду розмірів (табл. И.1 [10]). Обираємо труби з найменшим стандартним умовним діаметром 33 мм та внутрішнім діаметром 26,4 мм.

### 2.2.5 Розрахунок діаметра підйомника, якщо в продукції міститься також рідка фаза

Критична швидкість виносу рідких крапель за формулою (2.12):

$$V_{\text{кр.р}} = \frac{16,47(45 - 0,0455 \cdot 94,27)^{0,25}}{\sqrt{94,27}} = 2,035 \text{ м/с.}$$

За формулою (2.1) розраховуємо необхідну швидкість:

$$V_r' = 1,2 \cdot 2,035 = 2,442 \text{ м/с.}$$

Визначаємо внутрішній діаметр підйомника за формулою (2.11):

$$d_{\text{вн}} = 0,1108 \sqrt{\frac{0,332 \cdot 10^3 \cdot 0,1 \cdot 410,3 \cdot 0,81}{2,442 \cdot 94,27 \cdot 293}} = 0,0447 \text{ м} = 44,7 \text{ мм.}$$

Відповідно до методики [10] отримане значення внутрішнього діаметра  $d_{\text{вн}} = 44,7$  мм округлюємо до найближчого меншого стандартного значення НКТ. Оскільки  $40,3 \text{ мм} < 44,7 \text{ мм} < 50,3 \text{ мм}$ , найближчим меншим стандартним внутрішнім діаметром є 40,3 мм. Обираємо НКТ умовним діаметром 48 мм.

У випадку наявності у видобутій продукції свердловини твердих і рідких домішок, остаточний вибір діаметра підйомної колони здійснюємо за результатами розрахунку двох варіантів, приймаючи менше з отриманих значень. Враховуючи що відповідно до (2.11) внутрішній діаметр підйомника  $18,7 \text{ мм} < 44,7 \text{ м}$ , залишаємо вибраний раніше умовний діаметр підйомника 33 мм,  $d_{\text{вн}} = 26,4 \text{ мм}$  (0,0264 м).

### 2.2.6 Розрахунок діаметра підйомника з умови мінімальних (заданих) втрат тиску в трубах

Розмір діаметра підйомної колони також може бути встановлений виходячи з умови забезпечення мінімальних або заданих втрат тиску вздовж її довжини. У

разі спуску підйомника до вибою свердловини значення внутрішнього діаметра визначають за відповідною розрахунковою залежністю [10]:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt[5]{\frac{1,325 \cdot 10^{-12} \cdot \lambda \cdot z_{\text{сер}}^2 \cdot T_{\text{сер}}^2 \cdot V_{\text{г}}^2 (e^{2s} - 1)}{p_{\text{виб}}^2 - p_{\text{гир}}^2 \cdot e^{2s}}}, \quad (2.23)$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічних опорів;

$z_{\text{сер}}$  – середній коефіцієнт стисливості газу (при  $p_{\text{сер}}$  і  $T_{\text{сер}}$ );

$T_{\text{сер}}$  – середня температура у свердловині, К;

$V_{\text{г}}$  – дебіт газу, тис. м<sup>3</sup>/добу;

$p_{\text{гир}}$  – тиск на гирлі свердловини, Па;

$s$  – показник ступеня;

$\bar{\rho}_{\text{г}}$  – відносна густина газу за повітрям [10].

Розрахуємо середні параметри. Середній тиск:

$$p_{\text{сер}} = (p_{\text{гир}} + p_{\text{виб}})/2 \quad [10], \quad (2.25)$$

$$p_{\text{сер}} = \frac{43,6 + 94,5}{2} = 69,05 \text{ МПа};$$

Середня температура:

$$T_{\text{сер}} = (T_{\text{виб}} - T_{\text{гир}}) / \ln \frac{T_{\text{виб}}}{T_{\text{гир}}} \quad [10]; \quad (2.26)$$

$$T_{\text{сер}} = \frac{410,3 - 358}{\ln\left(\frac{410,3}{358}\right)} = 384,2 \text{ К.}$$

Показник ступеня:

$$s = \frac{0,03415 \cdot L_c \cdot \bar{\rho}_{\text{г}}}{z_{\text{сер}} \cdot T_{\text{сер}}} \quad [10]; \quad (2.24)$$

$$s = \frac{0,03415 \cdot 5135 \cdot 1,04}{0,81 \cdot 384,2} = 0,586.$$

Відносна густина газу за повітрям:

$$\bar{\rho}_r = \frac{M_r}{22,055} [10], \quad (2.23)$$

де  $M_r = 22,9$  – молекулярна маса газу;

$$\bar{\rho}_r = \frac{22,9}{22,055} = 1,04.$$

Число Рейнольдса:

$$Re = 1777 \frac{q \cdot \bar{\rho}_r}{\mu_{\text{сер}} \cdot d_{\text{вн}}} [10], \quad (2.24)$$

де  $\mu_{\text{сер}}$  – динамічний коефіцієнт в'язкості газу при середньому тиску  $p_{\text{сер}}$  і середній температурі  $T_{\text{сер}}$  в стовбурі свердловини;  $\mu_{\text{сер}} = 11,2$  мПа·с;

$d_{\text{вн}}$  – внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, см; приймаємо попередній орієнтовний  $d_{\text{вн}} = 0,0264$  м = 2,64 см;

$q$  – дебіт газової свердловини, тис. м<sup>3</sup>/добу;  $q = 1026$  тис м<sup>3</sup>/добу [10];

$$Re = 1777 \frac{332 \cdot 1,04}{11,2 \cdot 2,64} \approx 20740.$$

Відносна шорсткість:

$$\varepsilon = \frac{2 \cdot l_k}{10 \cdot d_{\text{вн}}} [10], \quad (2.25)$$

$l_k$  – абсолютна шорсткість труб, для сталевих зварних труб після декількох років експлуатації  $l_k = 0,2$  мм [10];

$$\varepsilon = \frac{2 \cdot 0,2}{10 \cdot 2,64} = 0,01515.$$

Оскільки коефіцієнт гідравлічного опору  $\lambda$  визначається режимом течії газу в підйомній колоні, його розрахунок виконують за залежностями, що відповідають конкретному режиму руху [10].

З аналізу умови  $158/Re < 2l_k/d_{BH}$  ( $0,0076 < 0,1515$ ) випливає, що режим течії газу є квадратичним. Відповідно, коефіцієнт гідравлічного опору визначається за формулою:

$$\lambda = 0,067 \left( \frac{2l_k}{d_{BH}} + \varepsilon \right)^{0,2} \quad [10], \quad (2.26)$$

$$\lambda = 0,067 \left( \frac{2 \cdot 0,2}{2,64} + 0,01515 \right)^{0,2} = 0,047.$$

Відповідно до даних, діаметр підйомника:

$$d_{BH} = \sqrt[5]{\frac{1,325 \cdot 10^{-12} \cdot 0,047 \cdot 0,81^2 \cdot 384,2^2 \cdot (332 \cdot 10^3)^2 \cdot (e^{2 \cdot 0,586} - 1)}{94,5^2 - 43,6^2 \cdot e^{2 \cdot 0,586}}} = 0,0882 \text{ м} = 88,2 \text{ мм}.$$

За результатами розрахунку діаметра підйомника з умови мінімальних (заданих) втрат тиску в трубах обираємо стандартну НКТ 89 з внутрішнім діаметром  $d_{BH} = 75,9$  мм ( $0,0759$  м). Однак, як зазначено в [10], визначальною при виконанні розрахунків за двома можливими критеріями, є умова ефективного винесення твердих частинок породи та рідкої фази на денну поверхню [10]. Тож, згідно з проведеними розрахунками, з одержаних значень остаточно обрано вибраний раніше умовний діаметр підйомника 33 мм з внутрішнім діаметром 26,4 мм ( $0,0264$  м).

### **Висновок до технологічної частини**

У розділі було розглянуто комплекс свердловинного обладнання газоконденсатної свердловини, що включає вибійне, підземне та гирлове обладнання, яке в сукупності забезпечує герметичну, безпечну та ефективну експлуатацію свердловини в умовах високих пластових тисків і температур.

Обґрунтовано конструкцію вибою як перфоровану, що є оптимальною для умов Мачуського газоконденсатного родовища та забезпечує контрольований приплив флюїду з продуктивного горизонту. Підземне обладнання представлено колоною НКТ і комплексом функціональних елементів (пакери, клапани, інгібіторні системи, компенсатори), які забезпечують стабільність режиму роботи та захист свердловини від ускладнень.

Гирлове обладнання розглянуто як ключову складову наземного комплексу, що включає колонні та трубні головки, фонтанну арматуру, маніфольди та запірно-регулюючу арматуру. Воно забезпечує герметизацію гирла свердловини, контроль тиску та регулювання дебіту продукції. Встановлено, що експлуатаційні умови Мачуського родовища (високі тиски до 94–105 МПа та наявність агресивних компонентів) вимагають застосування високонадійного та корозійностійкого обладнання.

У межах розрахункової частини визначено параметри фонтанного ліфта для продуктивного горизонту Т-1-2 Мачуського газоконденсатного родовища. За вихідними даними (дебіт 332 тис. м<sup>3</sup>/добу, вибійний тиск 94,5 МПа, температура 410,3 К) встановлено, що режим течії твердої фази є турбулентним. Критична швидкість винесення твердих частинок становить 11,62 м/с, а необхідна робоча швидкість газу 14 м/с.

За результатами розрахунку отримано діаметр  $d_{\text{вн}} = 18,7$  мм (0,0187 м). Згідно методики було обрано труби з найменшим стандартним умовним діаметром 33 мм та внутрішнім діаметром 26,4 мм.

Оскільки в продукції свердловини присутні тверді і рідкі домішки, остаточний вибір діаметра підйомної колони було здійснено за результатами розрахунку двох варіантів, приймаючи менше з отриманих значень. Враховуючи що внутрішній діаметр підйомника  $18,7$  мм  $<$   $44,7$  м, залишено вибраний раніше умовний діаметр підйомника 33 мм,  $d_{\text{вн}} = 26,4$  мм (0,0264 м).

Додатково виконано перевірочний розрахунок діаметра підйомника з умови мінімальних втрат тиску в підйомній колоні. Обрано стандартну НКТ 89

з внутрішнім діаметром  $d_{\text{вн}} = 75,9$  мм (0,0759 м). Однак, оскільки при виконанні розрахунків за двома можливими критеріями, визначальною є умова ефективного винесення твердих частинок породи та рідкої фази на денну поверхню, остаточно обрано умовний діаметр підйомника 33 мм з внутрішнім діаметром 26,4 мм (0,0264 м).

## **3 ОХОРОНА НАДР І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА**

### **3.1 Охорона надр у процесі експлуатації газоконденсатних родовищ**

Охорона надр у процесі розробки газоконденсатних родовищ є невід'ємною складовою раціонального природокористування та передбачає систему заходів, спрямованих на забезпечення максимально повного вилучення вуглеводнів із продуктивних пластів при одночасному зменшенні втрат корисних копалин і мінімізації негативного впливу гірничих робіт на геологічне середовище.

Нормативно-правове регулювання у сфері використання та охорони надр в Україні здійснюється відповідно до вимог:

- Кодекс України про надра [11];
- Закон України «Про нафту і газ» [12];
- Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» [13].

Відповідно до чинного законодавства, основні принципи охорони надр при розробці родовищ включають:

- забезпечення повного та комплексного геологічного вивчення родовищ із уточненням структури запасів і умов залягання продуктивних горизонтів;
- дотримання встановленого державою порядку надання надр у користування та запобігання незаконному або самовільному видобутку;
- раціональне вилучення вуглеводнів із максимальним коефіцієнтом газота конденсатовилучення;
- попередження втрат продукції в процесі розробки, транспортування та підготовки;
- захист родовищ від техногенних і природних факторів, таких як обводнення, затоплення, пожежі або деградація колекторських властивостей;

- недопущення безконтрольного використання ділянок надр для несумісних із видобутком видів діяльності;
- запобігання забрудненню надр у процесі закачування робочих агентів, захоронення відходів або експлуатації підземних комунікацій;
- обов'язкове дотримання екологічних вимог при ліквідації або консервації свердловин.

Особливу увагу в умовах фонтанного способу експлуатації слід приділяти контролю пластового тиску та герметичності свердловини, оскільки неконтрольовані втрати газу або конденсату можуть призводити до суттєвих екологічних та економічних наслідків.

### **3.2 Охорона навколишнього природного середовища під час розробки газоконденсатного родовища**

Охорона навколишнього природного середовища при бурінні та експлуатації свердловин Мачуського газоконденсатного родовища здійснюється відповідно до комплексної системи законодавчих актів України, що регулюють різні компоненти довкілля [4].

Ключовими нормативними документами є:

- Закон України «Про оцінку впливу на довкілля» [14];
- Водний кодекс України [15];
- Земельний кодекс України [16];
- Лісовий кодекс України [17];
- Наказ Мінприроди №118 від 15.03.2017 «Правила розробки нафтових і газових родовищ» [18].

Згідно з вимогами зазначених документів, під час реалізації проєктів з видобування вуглеводнів передбачається:

- проведення обов'язкової оцінки впливу на довкілля (ОВД) до початку бурових робіт;

- дотримання екологічних вимог на всіх етапах життєвого циклу свердловини - від будівництва до ліквідації;
- мінімізація порушення ґрунтового покриву та збереження природних ландшафтів;
- недопущення забруднення поверхневих і підземних вод нафтопродуктами, буровими розчинами та пластовими водами;
- контроль викидів забруднюючих речовин в атмосферу під час випробування та експлуатації свердловин;
- впровадження технологічних рішень, спрямованих на зменшення впливу буріння, зокрема використання замкнених систем циркуляції бурового розчину;
- організація системи поводження з промисловими відходами відповідно до екологічних вимог;
- забезпечення санітарно-захисних зон навколо промислових об'єктів [4].

У фонтанному способі експлуатації особливе значення має герметичність свердловини та обладнання фонтанної арматури, оскільки будь-які витoki газу можуть спричинити локальне забруднення атмосфери та підвищення вибухонебезпечності.

### **3.3 Екологічний моніторинг у зоні впливу свердловини**

З метою контролю стану навколишнього середовища в межах зони впливу свердловин Мачуського газоконденсатного родовища впроваджується система екологічного моніторингу [4].

Моніторинг є безперервною системою спостережень, аналізу та прогнозування змін стану довкілля під впливом техногенних факторів і регламентується, зокрема:

- Постанова КМУ №391 «Про державну систему моніторингу довкілля» [19];
- санітарними нормами та екологічними стандартами України;

- вимогами галузевих інструкцій нафтогазової промисловості.

Система моніторингу охоплює такі компоненти природного середовища: підземні та поверхневі води; ґрунтовий покрив; приґрунтові гази; атмосферне повітря; шумове та вібраційне навантаження тощо.

Основною метою моніторингу є своєчасне виявлення змін екологічного стану, оцінка рівня техногенного впливу та формування заходів щодо його зменшення.

Для забезпечення об'єктивної оцінки стану довкілля у зоні впливу свердловини застосовується система локальних спостережних пунктів, які включають:

- спостережні свердловини для контролю підземних вод;
- точки відбору проб ґрунтів;
- пункти контролю приґрунтових газів;
- контрольні точки атмосферного повітря;
- пости вимірювання шуму та вібрації [4].

Відбір проб і вимірювання здійснюються із застосуванням сертифікованого обладнання та стандартизованих методик, що забезпечує достовірність і відтворюваність результатів. Отримані дані дозволяють оцінити як природний фон території, так і можливі зміни, пов'язані з бурінням та експлуатацією свердловини фонтанного типу [4].

### **Висновок до розділу**

Система охорони надр і навколишнього природного середовища при експлуатації газоконденсатних родовищ базується на комплексному поєднанні технічних рішень, екологічного моніторингу та дотримання вимог чинного законодавства України. Умови фонтанного способу видобутку потребують підвищеної уваги до герметичності свердловини, контролю втрат продукції та мінімізації впливу на всі компоненти природного середовища.

## **4 ОХОРОНА ПРАЦІ**

### **4.1 Завдання охорони праці під час експлуатації фонтанної газоконденсатної свердловини**

Охорона праці є важливою складовою виробничої діяльності підприємств нафтогазової галузі та спрямована на створення безпечних і здорових умов праці, запобігання виробничому травматизму, професійним захворюванням, аваріям і пожежам. Особливого значення питання безпеки набувають під час експлуатації газоконденсатних свердловин, оскільки технологічний процес пов'язаний із наявністю горючих газів, вибухонебезпечних сумішей, високого тиску та використанням складного технологічного обладнання.

Основні принципи державної політики у сфері охорони праці визначені в Законі України «Про охорону праці» [20]. Відповідно до вимог законодавства роботодавець зобов'язаний забезпечити функціонування системи управління охороною праці, організувати навчання працівників безпечним методам виконання робіт, здійснювати контроль за технічним станом обладнання та впроваджувати профілактичні заходи щодо усунення небезпечних виробничих факторів.

Під час експлуатації фонтанної свердловини основними завданнями охорони праці є:

- забезпечення безаварійної роботи фонтанної арматури та обладнання гирла свердловини;
- запобігання виникненню відкритих газових проявів і викидів; недопущення утворення вибухонебезпечних газоповітряних сумішей;
- захист працівників від впливу шкідливих речовин, шуму, вібрації та несприятливих метеорологічних умов;
- організація безпечного проведення ремонтних та профілактичних робіт;
- забезпечення персоналу сучасними засобами колективного та індивідуального захисту;
- підтримання належного рівня пожежної та техногенної безпеки.

Безпечна експлуатація свердловини можлива лише за умови систематичного контролю технологічних параметрів, своєчасного технічного обслуговування обладнання та дотримання персоналом вимог нормативно-правових актів з охорони праці.

## **4.2 Аналіз умов праці на об'єкті**

Об'єктом дослідження є фонтанна газоконденсатна свердловина Мачуського газоконденсатного родовища, експлуатація якої здійснюється за рахунок природної енергії пласта. У процесі роботи фонтанного ліфта пластовий газ і газовий конденсат під високим тиском транспортуються до поверхні через насосно-компресорні труби та фонтанну арматуру.

Відповідно до вимог НПАОП 06.1-1.01-18 «Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України» [21] під час експлуатації свердловини можуть діяти небезпечні та шкідливі виробничі фактори.

### **4.2.1 Небезпечні виробничі фактори**

До найбільш небезпечних факторів належать:

- високий пластовий та гирловий тиск;
- можливість розгерметизації трубопроводів і фонтанної арматури;
- викид природного газу або газоконденсатної суміші;
- вибух та займання газоповітряних сумішей;
- ураження електричним струмом;
- падіння працівників під час обслуговування обладнання;
- травмування рухомими частинами механізмів.

Особливу небезпеку становить раптовий викид газу під високим тиском. У разі порушення герметичності обладнання можливе швидке поширення вибухонебезпечної хмари газу, що створює загрозу як для персоналу, так і для навколишніх виробничих об'єктів.

#### 4.2.2 Шкідливі виробничі фактори

Під час експлуатації свердловини працівники можуть піддаватися впливу:

- природного газу та його компонентів;
- газового конденсату;
- сірководню (за наявності в пластовому флюїді);
- інгібіторів корозії та гідратуутворення;
- шуму від роботи технологічного обладнання;
- вібрації;
- несприятливих кліматичних умов.

Постійний вплив шуму може викликати погіршення слуху, підвищену втомлюваність та зниження концентрації уваги. Тривалий вплив вібрації негативно впливає на опорно-руховий апарат та нервову систему працівників.

#### 4.2.3 Вимоги до персоналу

До виконання робіт допускаються особи не молодше 18 років, які пройшли:

- попередній та періодичний медичний огляд;
- спеціальне навчання та перевірку знань з охорони праці;
- первинний інструктаж на робочому місці;
- навчання з пожежної безпеки;
- стажування та перевірку практичних навичок.

Порядок проведення навчання з охорони праці визначається Типовим положенням про навчання з питань охорони праці (НПАОП 0.00-4.12-05) [22].

Працівники, які не пройшли відповідне навчання або перевірку знань, до самостійної роботи не допускаються.

Порядок проведення медичних оглядів визначається Наказом МОЗ України № 246 від 21.05.2007 р. [23].

### **4.3 Організація безпечних та нешкідливих умов праці**

Безпечна експлуатація фонтанної свердловини забезпечується поєднанням організаційних, технічних та санітарно-гігієнічних заходів.

До організаційних заходів належать:

- проведення вступного, первинного, повторного, позапланового та цільового інструктажів;
- контроль виконання вимог інструкцій з охорони праці;
- розроблення планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій;
- організація навчання персоналу діям у разі аварії або пожежі;
- проведення періодичних тренувань з евакуації.

Технічні заходи включають:

- використання сертифікованої фонтанної арматури;
- оснащення свердловини запобіжними клапанами;
- встановлення газоаналізаторів;
- застосування систем дистанційного перекриття потоку;
- обладнання об'єкта блискавкозахистом і заземленням;
- контроль герметичності технологічних комунікацій.

На робочому майданчику повинно бути забезпечене достатнє природне та штучне освітлення відповідно до вимог чинних будівельних норм. Територія свердловини повинна утримуватися в належному санітарному стані та бути вільною від сторонніх предметів, які можуть створювати небезпеку для персоналу.

### **4.4 Засоби індивідуального захисту працівників**

Під час виконання робіт на свердловині працівники повинні бути забезпечені засобами індивідуального захисту відповідно до характеру виконуваних робіт та рівня виробничих ризиків.

Основними засобами захисту є:

- захисна каска;
- спецодяг з вогнестійких та антистатичних матеріалів;
- захисне взуття з металевим підноском;
- захисні окуляри або щитки;
- рукавиці;
- протишумові навушники;
- запобіжні пояси для роботи на висоті;
- ізолювальні або фільтрувальні протигази.

Працівники зобов'язані використовувати видані засоби захисту протягом усього часу виконання робіт та дотримуватися правил їх експлуатації.

#### **4.5 Заходи щодо покращення умов праці та підвищення безпеки персоналу**

З метою зниження рівня виробничого ризику під час експлуатації свердловини доцільно впровадити такі заходи:

- автоматизований контроль гирлового тиску;
- дистанційне керування фонтанною арматурою;
- систему постійного контролю концентрації метану;
- тепловізійний контроль герметичності обладнання;
- автоматичне аварійне перекриття потоку продукції;
- модернізацію освітлення робочих майданчиків із застосуванням вибухозахищених світильників;
- використання цифрових систем моніторингу технічного стану обладнання.

Реалізація зазначених заходів дозволяє істотно знизити ймовірність аварійних ситуацій та покращити умови праці обслуговуючого персоналу.

## 4.6 Розрахунок захисного заземлення фонтанної арматури

Допустимий опір заземлювального пристрою для установок до 1000 В  
 $R_3 \leq 4 \text{ Ом}$

Приймаємо:

- довжина електрода  $l=3 \text{ м}$ ;
- діаметр електрода  $d=0,016 \text{ м}$ ;
- питомий опір ґрунту для Полтавської області  $\rho=80 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

Опір одного вертикального електрода:

$$R_1 = \frac{\rho}{2\pi l} \cdot \left[ \ln\left(\frac{2l}{d}\right) - 1 \right], \quad (4.1)$$

$$R_1 = \frac{80}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left[ \ln\left(\frac{2 \cdot 3}{0,016}\right) - 1 \right] = 20,9 \text{ Ом.}$$

За коефіцієнта використання електродів  $\eta=0,6$  кількість електродів:

$$n = \frac{R_1}{R_{\text{доп}} \cdot \eta};$$

$$n = \frac{20,9}{4 \cdot 0,6} = 8,7 \text{ шт.}$$

Приймаємо  $n=9$  вертикальних електродів.

Отже, для забезпечення нормативного опору заземлення фонтанної арматури свердловини необхідно встановити 9 вертикальних сталевих електродів довжиною 3 м, з'єднаних сталевією смугою в єдиний контур заземлення.

## 4.7 Пожежна безпека

Експлуатація газоконденсатних свердловин пов'язана з використанням легкозаймистих та вибухонебезпечних речовин, тому питання пожежної безпеки мають особливе значення.

Вимоги щодо забезпечення пожежної безпеки встановлені:

- Кодексом цивільного захисту України [24];
- Правилами пожежної безпеки в Україні [25].

Навколо гирла свердловини необхідно підтримувати територію в очищеному стані. Забороняється накопичення горючих матеріалів, розведення відкритого вогню та куріння поза спеціально обладнаними місцями.

Усі електротехнічні пристрої, розташовані в небезпечній зоні, повинні бути виконані у вибухозахищеному виконанні. Об'єкт забезпечується первинними засобами пожежогасіння, пожежними щитами, резервом води та засобами оповіщення персоналу.

У разі виникнення пожежі або газового викиду персонал повинен діяти відповідно до плану локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій (ПЛАС).

### **Висновок до розділу**

У результаті аналізу умов праці під час експлуатації фонтанної газоконденсатної свердловини Мачуського родовища встановлено, що основними небезпечними факторами є високий тиск, вибухопожежна небезпека природного газу, шум, вібрація та можливість контакту зі шкідливими речовинами. Запропоновані організаційні, технічні та санітарно-гігієнічні заходи забезпечують зниження професійних ризиків, підвищення рівня безпеки праці та створення належних умов для безаварійної експлуатації фонтанного ліфта. Особливу увагу приділено використанню засобів індивідуального захисту, систем контролю газового середовища, захисного заземлення та заходам пожежної безпеки, що відповідає сучасним вимогам охорони праці в нафтогазовій промисловості.

## ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК

Мачуське газоконденсатне родовище розташоване в межах Полтавського району Полтавської області, у добре освоєному інфраструктурному регіоні поблизу м. Полтава, з розвиненою транспортною мережею, магістральними трубопроводами та сприятливими кліматичними умовами для цілорічного ведення робіт.

У геологічній будові родовища беруть участь осадові відклади палеозою–кайнозою потужністю до 8000 м; родовище приурочене до зони зчленування Дніпровсько-Донецької западини та структурного виступу фундаменту, має куполоподібну будову з розривними порушеннями, що формують блокову структуру покладів.

Стратиграфічний розріз представлений від девону до четвертинних відкладів, а промислове значення мають турнейські та фаменські горизонти з основними продуктивними пластами Т-1-2 і Т-3, пов'язаними з карбонатними й теригенними колекторами.

Гідрогеологічні умови характеризуються доброю ізоляцією продуктивних горизонтів та наявністю високомінералізованих вод у верхніх відкладах; пластові тиски є аномально високими (понад 95–100 МПа), що суттєво впливає на умови розробки.

Колектори представлені тріщинно-поровими карбонатними породами (пористість до 15 %) і теригенними пісковиками (6–11 %), а газоносність пов'язана з турнейським і фаменським комплексами з газовим режимом покладів.

У технологічній частині було розглянуто комплекс свердловинного обладнання газоконденсатної свердловини, що включає вибійне, підземне та гирлове обладнання, яке в сукупності забезпечує герметичну, безпечну та ефективну експлуатацію свердловини в умовах високих пластових тисків і температур. Обґрунтовано конструкцію вибою як перфоровану, що є оптимальною для умов Мачуського газоконденсатного родовища та забезпечує контрольований приплив флюїду з продуктивного горизонту. Підземне

обладнання представлено колоною НКТ і комплексом функціональних елементів (пакери, клапани, інгібіторні системи, компенсатори), які забезпечують стабільність режиму роботи та захист свердловини від ускладнень.

Гирлове обладнання розглянуто як ключову складову наземного комплексу, що включає колонні та трубні головки, фонтанну арматуру, маніфольди та запірно-регулюючу арматуру. Воно забезпечує герметизацію гирла свердловини, контроль тиску та регулювання дебіту продукції. Встановлено, що експлуатаційні умови Мачуського родовища (високі тиски до 94–105 МПа та наявність агресивних компонентів) вимагають застосування високонадійного та корозійностійкого обладнання.

У межах розрахункової частини визначено параметри фонтанного ліфта для продуктивного горизонту Т-1-2 Мачуського газоконденсатного родовища. За вихідними даними (дебіт 332 тис. м<sup>3</sup>/добу, вибійний тиск 94,5 МПа, температура 410,3 К) встановлено, що режим течії твердої фази є турбулентним. Критична швидкість винесення твердих частинок становить 11,62 м/с, а необхідна робоча швидкість газу 14 м/с.

За результатами розрахунку отримано діаметр  $d_{\text{вн}} = 18,7$  мм (0,0187 м). Згідно методики було обрано труби з найменшим стандартним умовним діаметром 33 мм та внутрішнім діаметром 26,4 мм.

Оскільки в продукції свердловини присутні тверді і рідкі домішки, остаточний вибір діаметра підйомної колони було здійснено за результатами розрахунку двох варіантів, приймаючи менше з отриманих значень. Враховуючи що внутрішній діаметр підйомника 18,7 мм < 44,7 м, залишено вибраний раніше умовний діаметр підйомника 33 мм,  $d_{\text{вн}} = 26,4$  мм (0,0264 м).

Додатково виконано перевірочний розрахунок діаметра підйомника з умови мінімальних втрат тиску в підйомній колоні. Обрано стандартну НКТ 89 з внутрішнім діаметром  $d_{\text{вн}} = 75,9$  мм (0,0759 м). Однак, оскільки при виконанні розрахунків за двома можливими критеріями, визначальною є умова ефективного винесення твердих частинок породи та рідкої фази на денну

поверхню, остаточно обрано умовний діаметр підйомника 33 мм з внутрішнім діаметром 26,4 мм (0,0264 м).

Система охорони надр і навколишнього природного середовища при експлуатації газоконденсатних родовищ базується на комплексному поєднанні технічних рішень, екологічного моніторингу та дотримання вимог чинного законодавства України. Умови фонтанного способу видобутку потребують підвищеної уваги до герметичності свердловини, контролю втрат продукції та мінімізації впливу на всі компоненти природного середовища.

У результаті аналізу умов праці під час експлуатації фонтанної газоконденсатної свердловини Мачуського родовища встановлено, що основними небезпечними факторами є високий тиск, вибухопожежна небезпека природного газу, шум, вібрація та можливість контакту зі шкідливими речовинами. Запропоновані організаційні, технічні та санітарно-гігієнічні заходи забезпечують зниження професійних ризиків, підвищення рівня безпеки праці та створення належних умов для безаварійної експлуатації фонтанного ліфта. Особливу увагу приділено використанню засобів індивідуального захисту, систем контролю газового середовища, захисного заземлення та заходам пожежної безпеки, що відповідає сучасним вимогам охорони праці в нафтогазовій промисловості.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Фонтанний спосіб експлуатації свердловин [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://iua.waykun.com/articles/fontannij-sposib-ekspluatacija-sverdlovina-velika.php>
2. Атлас родовищ нафти і газу України : у 6 т. / гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів : Центр Європи, 1998.
3. Спеціальний дозвіл на користування надрами № 5965 від 23.07.2014 р. (зі змінами від 13.08.2021 № 598).
4. Звіт по проведенню спостережень за станом навколишнього природного середовища в межах зони можливого впливу свердловини № 71 Мачуського ГКР (згідно з висновком ОВД № 21/01-20217218280/1 від 22.11.2021).
5. Іванишин В. С. Нафтопромислова геологія. – Львів, 2003. – 648 с.
6. Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І. Технологія видобування газу і газового конденсату. – Львів : Новий Світ–2000, 2023. – 359 с.
7. Крупський Ю., Марусяк В. Конструкції нафтогазових свердловин та їхній вплив на результати буріння // Вісник Львівського університету. Геологія. – 2017. – №36. – С. 5–12. DOI: <http://dx.doi.org/10.30970/vgl.36.05>
8. Орловський В. М. та ін. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2020. – 311 с.
9. Колонна оснастка [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [https://uk.wikipedia.org/wiki/Колонна\\_оснастка](https://uk.wikipedia.org/wiki/Колонна_оснастка)
10. Орловський В. М. Методичні рекомендації до виконання курсової роботи з дисципліни «Технологія видобування газу і газового конденсату». – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2022. – 41 с.
11. Кодекс України про надра № 132/94-ВР [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/132/94-%D0%B2%D1%80>
12. Закон України «Про нафту і газ» № 2665-14 [Електронний ресурс]. –

Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2665-14>

13. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» № 1264-ХІІ [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1264-12>

14. Закон України «Про оцінку впливу на довкілля» № 2059-VІІІ [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2059-19>

15. Водний кодекс України № 213/95-ВР [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/213/95-%D0%B2%D1%80>

16. Земельний кодекс України № 2768-ІІІ [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2768-14>

17. Лісовий кодекс України № 3852-ХІІ [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3852-12>

18. Наказ Мінприроди України № 118 від 15.03.2017 «Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0522-17>

19. Постанова КМУ № 391 від 30.03.1998 «Про затвердження Положення про державну систему моніторингу довкілля» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/391-98-%D0%BF>

20. Закон України «Про охорону праці» № 2694-ХІІ [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12>

21. НПАОП 0.00-1.01-18 «Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України».

22. НПАОП 0.00-4.12-05 «Типове положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці».

23. Наказ МОЗ України № 246 від 21.05.2007 «Порядок проведення медичних оглядів працівників певних категорій».

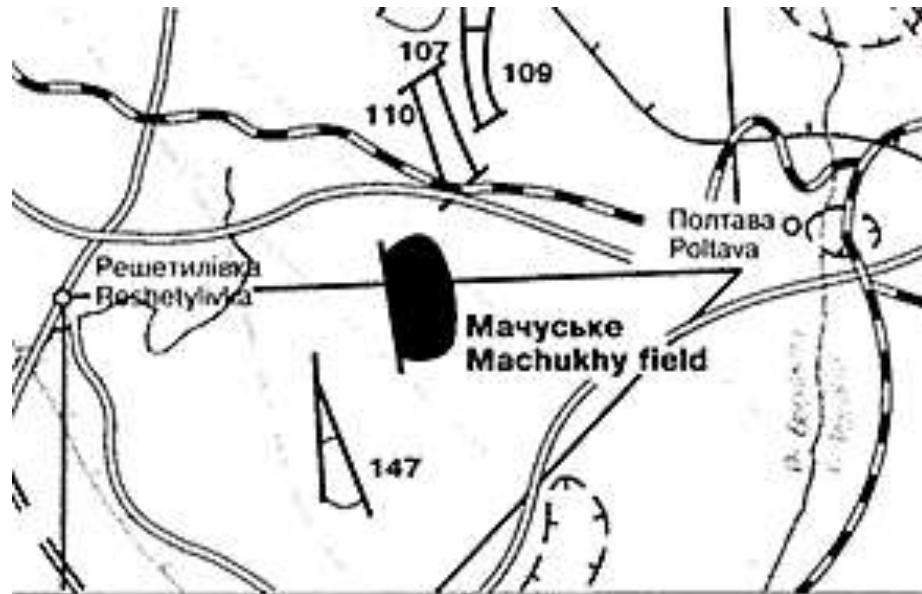
24. Кодекс цивільного захисту України № 5403-VІ.

25. Правила пожежної безпеки в Україні (затверджені наказом МВС України № 1417 від 30.12.2014).

## **ДОДАТОК А**

### **Графічний матеріал**

## Оглядова карта району робіт (Мачуського ГКР)



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

Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної  
інфраструктури

Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

Кваліфікаційна робота бакалавра

Тема Проектування фонтанного ліфта для газоконденсатної свердловини  
Мачуського газоконденсатного родовища

Керівник  
Студент

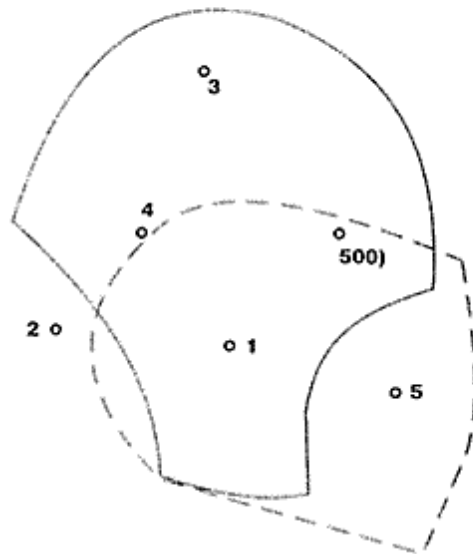
Орловський В. М.  
Лондар О. О.

Рисунок 1

2026

## Структурна карта продуктивних горизонтів Т-1-2 та Т-3

500 м(м)    0    1    2 км(км)



————— Т-1-2  
 ————— Т-1-2  
 - - - - - Т-3  
 - - - - - Т-3

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

Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної  
інфраструктури

Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

Кваліфікаційна робота бакалавра

Тема Проектування фонтанного ліфта для газоконденсатної свердловини  
Мачуського газоконденсатного родовища

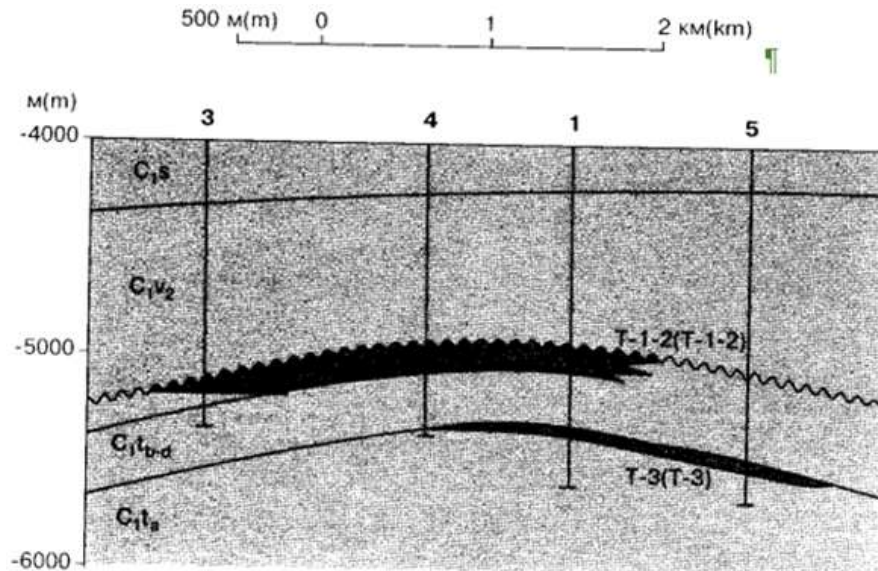
Керівник  
Студент

Орловський В. М.  
Лондар О. О.

Рисунок 2

2026

## Геологічний розріз Мачуського ГКР (по свердловині)



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

Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної  
інфраструктури

Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

Кваліфікаційна робота бакалавра

Тема Проектування фонтанного ліфта для газоконденсатної свердловини  
Мачуського газоконденсатного родовища

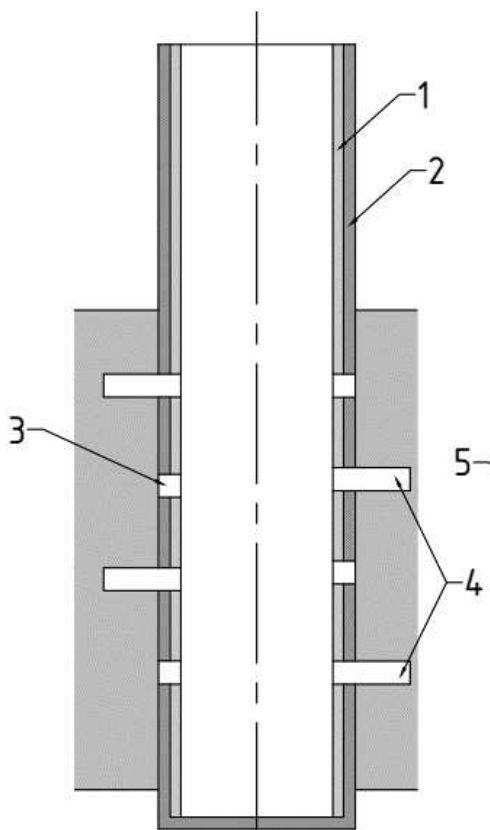
Керівник  
Студент

Орловський В. М.  
Лондар О. О.

Рисунок 3

2026

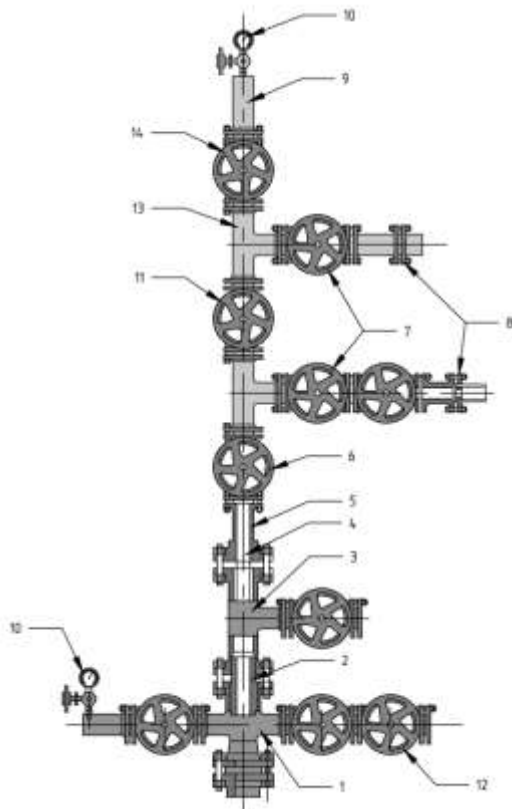
### Схема конструкції вибою свердловини



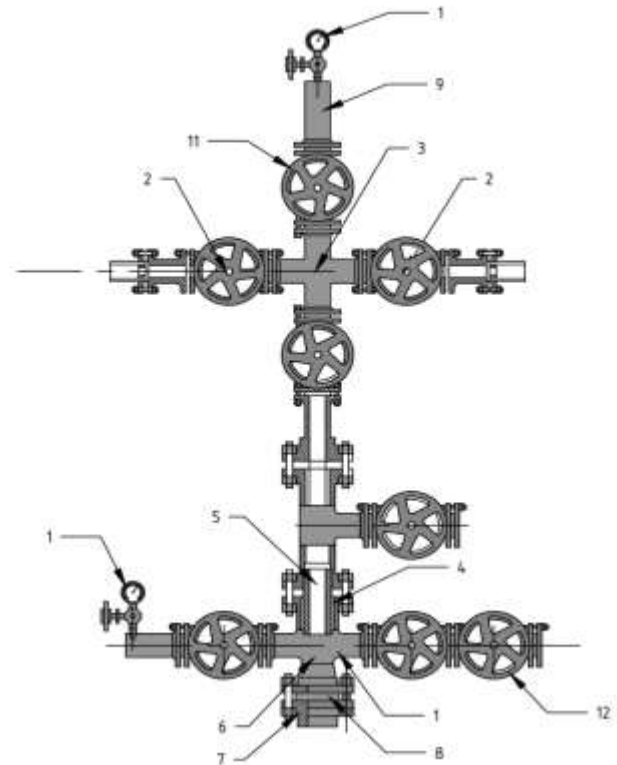
1 - обсадна колона; 2 - цементне кільце;  
3 - перфораційні отвори; 4 - перфораційні канали

Харківський національний університет міського господарства ім. О. М. Бекетова				
Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної інфраструктури				
Кафедра нафтогазової інженерії і технологій				
Кваліфікаційна робота бакалавра				
Тема Проектування фонтанного ліфта для газоконденсатної свердловини Мачуського газоконденсатного родовища				
Керівник		Орловський В. М.	Рисунок 4	2026
Студент		Лондар О. О.		

## Схема обладнання гирла свердловини



Фонтанна арматура трійникового типу:  
 1 – хрестовина, 2, 4 – перекладні втулки,  
 3 – трійник, 5 – перекладна котушка,  
 6 – центральна засувка, 7 – засувки,  
 8 – штуцери, 9 – буферна заглушка,  
 10 – манометр, 11 – проміжна засувка,  
 12 – засувка



Фонтанна арматура хрестового типу:  
 1 - манометри; 2 - кранові засувки;  
 3, 6 - хрестовина; 4 - котушка;  
 5 - патрубков; 7 - колонна головки;  
 8 - кільце ущільнювача

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

Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної  
інфраструктури

Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

Кваліфікаційна робота бакалавра

Тема Проектування фонтанного ліфта для газоконденсатної свердловини  
Мачуського газоконденсатного родовища

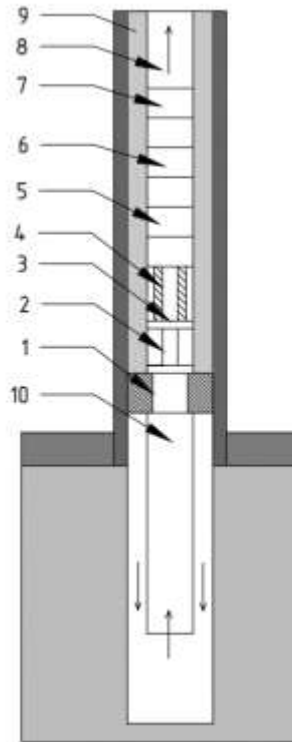
Керівник  
Студент

Орловський В. О.  
Лондар О. О.

Рисунок 5

2026

### Схема підземного обладнання свердловини



1 - експлуатаційний пакер; 2 - циркуляційний клапан; 3 - ніпель;  
 4 - забійний клапан-відсікач; 5 - розділювач НКТ; 6 - інгібіторний  
 клапан; 7 - аварійний зрізний клапан; 8 - НКТ; 9 - рідкий інгібітор  
 корозії; 10 – хвостовик

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

Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної  
 інфраструктури

Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

Кваліфікаційна робота бакалавра

Тема Проектування фонтанного ліфта для газоконденсатної свердловини  
 Мачуського газоконденсатного родовища

Керівник  
 Студент

Орловський В. М.  
 Лондар О. О.

Рисунок 6

2026