

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

Геологорозвідувальний  
(факультет)  
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
кваліфікаційної роботи ступеня бакалавр  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Зайцев Микита Олегович  
(ПІБ)  
академічної групи 185-17ск-2 ГРФ  
(шифр)  
спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології  
(код і назва спеціальності)  
спеціалізації за освітньо-професійною програмою  
Нафтогазова інженерія та технології  
(офіційна назва)  
на тему Технічний проєкт буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини  
Кобзівського газоконденсатного родовища  
(назва та наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Хоменко В.Л.			
розділів:				
Технологічний	Хоменко В.Л.			
Охорона праці	Безпачасний О.В.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Расцветаев І.О.			

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коров'як Є.Л.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

«    »      20   року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеня бакалавр**  
 (бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Зайцеву Микиті Олеговичу академічної групи 185-17ск-2 ГРФ  
 (прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології  
 (код і назва спеціальності)

спеціалізації за освітньо-професійною програмою Нафтогазова інженерія та технології  
 (офіційна назва)

на тему Технічний проєкт буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини  
Кобзівського газо-конденсатного родовища

затверджено наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від      №     

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Геологічні умови буріння свердловин на Кобзівському газо-конденсатному родовищі. Проектування конструкцій свердловин, вибір способу буріння та бурового обладнання й інструменту.	04.05.2020- 31.05.2020
Охорона праці	Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище.	01.06.2020- 15.06.2020

Завдання видає

(підпис керівника)

Хомецько В.Л.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі

04.05.2020

Дата подання до екзаменаційної комісії

15.06.2020

Прийнято до виконання

Зайцев М.О.

## Резюме

Дипломний проект 74 стор., 11 рис., 12 табл., 15 бібл.

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА ГАЗ, СВЕРДЛОВИНА, БУРОВА УСТАНОВКА, ПОРОДУРІЙНУЮЧИЙ ІНСТРУМЕНТ, ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ, ЦЕМЕНТУВАННЯ, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА, ЗАПАСИ ГАЗУ.

Сфера застосування розробки – буріння свердловин на нафту і газ.

Об'єкт розроблення – технологія буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов ділянки Кобзівського газо-конденсатного родовища.

Мета роботи – проектування технології буріння свердловини для розвідки та експлуатація газової горизонтів А-6-7-8 і Г-6 картамишської свити верхнього карбону.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – розроблено технологію буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов ділянки Кобзівського газо-конденсатного родовища: виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини; здійснено обґрунтування бурового обладнання; обґрунтовано породоруйнуючий інструмент, технологія кріплення свердловини. Розроблено питання охорони надр і довкілля.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ.....	7
2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА.....	10
2.1 Стратиграфія.....	10
2.2 Тектоніка.....	13
2.3 Гідрогеологічна характеристика розрізу.....	15
2.4 Геолого-технічні умови ведення бурових робіт.....	24
Висновки за розділом.....	25
3 ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	29
3.1 Конструкція свердловини.....	29
3.1.1 Обґрунтування конструкції свердловини.....	29
3.1.2 Вибір діаметру обсадних колон и доліт.....	30
3.2 Вибір способу буріння.....	32
3.3 Вибір породоруйнуючого інструменту.....	32
3.4 Вибір комплектування бурового снаряду.....	33
3.5 Вибір бурового станка, талевого каната та талевої системи.....	38
3.6 Розрахунок параметрів режиму буріння.....	39
3.7 Промивання свердловини.....	43
3.7.1 Вибір якості промивальної рідини.....	43
3.7.2 Обґрунтування густини промивальної рідини.....	47
3.7.3 Гідравлічний розрахунок.....	48
3.8 Цементування обсадних колон.....	55
3.9 Заходи з попередження газопроявлень.....	56
Висновки за розділом.....	58
4 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	59
4.1 Аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища.....	59

4.2	Забезпечення нормальних умов праці та безпеки технологічних процесів..	63
	Висновки за розділом.....	65
5	ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА .....	66
5.1	Охорона атмосферного повітря .....	66
5.2	Охорона водного середовища .....	67
5.3	Охорона земель, лісів, флори та фауни.....	67
5.4	Рескультивація землі на площалці бурової.....	68
5.5	Охорона надр .....	69
5.5.1	Охорона надр в процесі буріння свердловин .....	69
5.5.2	Охорона надр в процесі розробки родовища .....	70
5.6	Утилізація промстоків в процесі розробки родовища.....	71
	Висновки за розділом.....	71
	ВИСНОВКИ.....	72
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	73

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** Кобзівське газоконденсатне родовище відкрите у вересні 2002 р. розвідувальною свердловиною 10, яка пробурена згідно проекту пошуково-розвідувальних робіт на Кобзівській.

Отримання припливу газу дебітом 51 тис.м<sup>3</sup>/добу на 5 мм діафрагмі у свердловині 10 з відкладів  $P_1^{ka}$  та позитивні дані ГДС у свердловинах 4, 9 (які пробурені раніше в 1971-1983 рр.) та 20 (у 2002 р. знаходилась в бурінні), дозволили Укрндігазу в 2002 р. здійснити підрахунок початкових запасів газу масивно-пластового покладу  $P_1^{ka}$ , які прийняті на Держбаланс у 2003 р. в об'ємі 2245 млн.м<sup>3</sup> по категорії С<sub>1</sub>.

Результати десятимісячної дослідно-промислової експлуатації свердловин 10 і 20, а також нові дані про ресурсну базу вуглеводнів Кобзівського ГКР падали підставу для складання проекту дослідно-промислової розробки цього родовища.

Таким чином проектування технології буріння розвідувально-експлуатаційних свердловин на цьому родовищі є актуальною задачею, вирішення якої дозволить максимально ефективно проводити буріння свердловин.

**Мета роботи** – проектування технології буріння свердловини для розвідки та експлуатація газової горизонтів А-6-7-8 і Г-6 картамишської свити верхнього карбону.

**Задачі роботи** – розробити технологію буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов ділянки Кобзівського газо-конденсатного родовища; виконати аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтувати конструкцію свердловини; здійснено обґрунтування бурового обладнання; обґрунтувати вибір породоруйнуючого інструменту, розробити технологія кріплення свердловини. Розроблено питання охорони надр і довкілля.

## 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

Кобзівське газоконденсатне родовище відкрите у вересні 2002 р. розвідувальною свердловиною 10, яка пробурена згідно проекту пошуково-розвідувальних робіт на Кобзівській.

Отримання припливу газу дебітом 51 тис.м<sup>3</sup>/добу на 5 мм діафрагмі у свердловині 10 з відкладів  $P_1^{ku}$  та позитивні дані ГДС у свердловинах 4, 9 (які пробурені раніше в 1971-1983 рр.) та 20 (у 2002 р. знаходилась в бурінні), дозволили Укрнідгазу в 2002 р. здійснити підрахунок початкових запасів газу масивно-пластового покладу  $P_1^{ku}$ , які прийняті на Держбаланс у 2003 р. в об'ємі 2245 млн.м<sup>3</sup> по категорії С<sub>1</sub>.

В березні 2003 р. закінчена бурінням і випробуванням свердловина 20, з якої отримано приплив газу дебітом 159 тис.м<sup>3</sup>/добу на 8 мм штуцері.

В 2003 р. Укрнідгазом були складені плани дослідно-промислової експлуатації свердловин 10 і 20, на підставі яких вони були введені в роботу у травні 2003р.

У кінці 2003 р. закінчено бурінням розвідувальні свердловини 21 і 24. Із свердловини 24 отриманий приплив газу з дебітом 353 тис.м<sup>3</sup>/добу на 8 мм штуцері.

Отримання промислового припливу газу у свердловинах 20, 24 та позитивні дані ГДС у свердловині 21 дозволили Укрнідгазу у грудні 2003 р. здійснити перерахунок початкових запасів газу покладу  $P_1^{ku}$  Кобзівського родовища. Приріст запасів газу кат. С<sub>1</sub> в об'ємі 12250 млн.м<sup>3</sup> був прийнятий на Держбаланс 30.01.2004р.

Результати десятимісячної дослідно-промислової експлуатації свердловин 10 і 20, а також нові дані про ресурсну базу вуглеводнів Кобзівського ГКР надали підставу для складання проекту дослідно-промислової розробки цього родовища.

Кобзівське ГКР розташоване на територіях Красноградського та Кегичівського районів Харківської області України (рис. 1.1).

У орографічному відношенні район робіт представляє собою горбисту рівнину, що порізана численними ярками та балками, з найбільшою кількістю у міжріччі р. Орелі та р. Берестової. Загальний нахил поверхні простежується з північного сходу на південний захід. Абсолютні відмітки рельєфу на водорозділах +155 - +195 м, а у долинах до +108 м і нижче.

Клімат району континентальний. Найтепліший місяць – липень, найхолодніший – січень. Середньорічна температура повітря коливається від +8°C до +10°C. Сніговий покрив тримається 45-115 днів. Максимальна глибина промерзання ґрунту 1,0-1,2 м.

Район густозаселений. На території району, за винятком газовидобувних великих підприємств нема.

Найближчими населеними пунктами є районні центри с.м.т. Кегичівка, с.м.т. Сахновщина та м. Красноград.

Найближча залізнична станція – Кегичівка.

Кегичівський та Красноградський райони характеризуються розвинутою промисловістю, що спеціалізується на видобутку природного газу. Це обумовило, в свою чергу, наявність розвинутої мережі газопроводів, збиральних пунктів та газовидобувних промислів.

Найближчими до Кобзівського родовища є Кегичівський газовидобувний промисел та ПСГ.



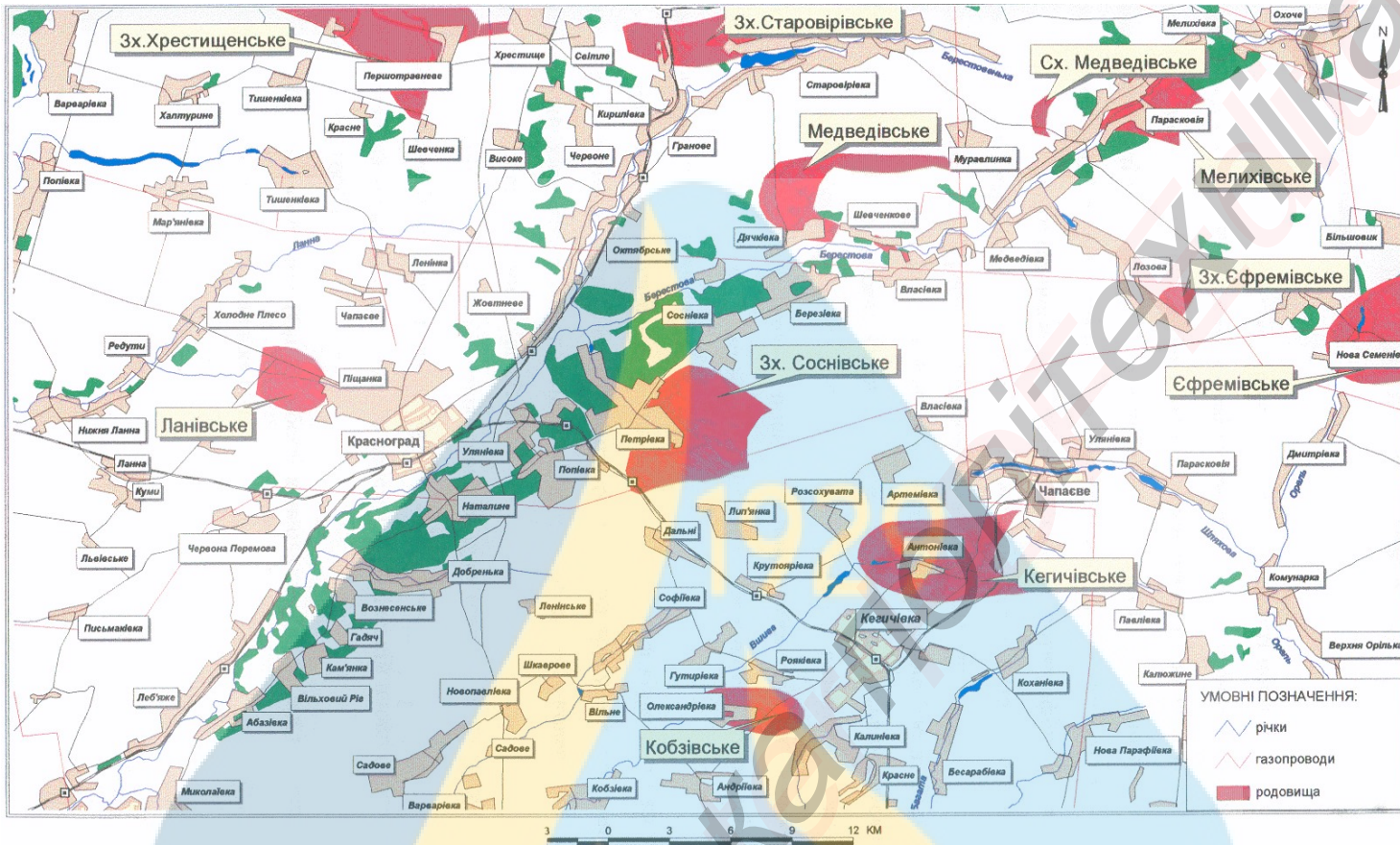


Рисунок 1.1 - Оглядова карта району робіт

## 2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА

### 2.1 Стратиграфія

Найстарішими осадовими утвореннями, що відкриті пошуковими свердловинами у межах Кобзівської площі виявились породи ісаївської свити верхнього карбону. Середній карбон в межах родовища не розкривався і дані по ньому прийняті за аналогією зі Східно-Полтавського ГКР, свердловини якого розкрили повний розріз середнього та серпухівський ярус нижнього карбону.

З позиції нафтогазоносності найбільш цікаві є стратиграфічні комплекси середнього карбону, що залягають на доступних для сучасного буріння глибинах та являються регіонально продуктивними в регіоні.

Середній відділ карбону Кобзівської площі, за аналогією зі Східно-Полтавською площею, представлений башкирським та московським ярусами.

**Башкирський ярус ( $C_2^a$ )** в обсязі свит  $C_1^5, C_2^2, C_2^4, C_2^1$ , розкритий свердловиною 12 Східно-Полтавською на повну товщину і представлений в нижній частині (свити  $C_1^3 - C_2^2$ ) перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків зі значною кількістю вапняків.

Вище по розрізу участь вапняків зменшується як за кількістю пластів, так і за їх товщиною. Розріз верхньобашкирського під'ярусу має виразливий теригенний характер зі значно більшою кількістю пластів-колекторів, які представлені пісковиками та аргілітами.

У верхній частині розрізу башкирського ярусу (свита  $C_2^2$ ) прогнозується наявність аналогів продуктивних горизонтів Б-1 та Б-2.

Загальна товщина башкирського ярусу на Кобзівській площі очікується в межах 900-1000 м.

**Московський ярус ( $C_2m$ )** в обсязі донських свит  $C_2^5$  (від вапняка  $K_3$ ),  $C_2^6, C_2^7$  та частково  $C_3^1$  (до вапняка  $N_3$ ).

В стратиграфічному інтервалі московського ярусу в ДДЗ відмічається розмив, наслідком чого є стратиграфічне неузгодження на границі свит  $C_2^1$  та  $C_2^2$ . В деяких випадках спостерігається залягання верхів свити  $C_2^5$  на покрівлі горизонтів свити  $C_2^4$ .

В літологічному відношенні московські відклади представлені, в основному, теригенною товщею з малопотужними пропарками вапняків та вугілля.

Доля пісковиків значна, товщина окремих пластів сягає 30-40 м.

Згідно з уніфікованою схемою продуктивних горизонтів, що прийнята для ДДЗ, вказані пісковики згруповані в аналогі продуктивних горизонтів М-1, М-2, М-3, М-4, М-5-6 та М-7, з якими пов'язана промислова газоносність Східно-Полтавського ГКР.

Загальна товщина московського ярусу в районі Кобзівського родовища очікується в межах 650-700 м.

**Верхній відділ карбону ( $C_3$ )**, представлений касимівським та гжелським ярусами, в повному обсязі і розкритий свердловинами на Східно-Полтавському і частково, на Кобзівському ГКР.

Касимівський ярус включає верхню частину ісаївської свити ( $C_3^1$ ) та авилівську ( $C_3^2$ ) свити. В літологічному відношенні касимівський ярус утворений перешаруванням потужних пластів пісковиків та алевролітів з аргілітами. Пропарки вапняків зустрічаються відносно рідко і характеризуються малими товщинами.

Пісковики відповідають аналогам продуктивних горизонтів К-6<sup>2</sup> (К-11) та К-6<sup>3</sup> (К-12), що на Східно-Полтавському родовищі виявились продуктивними. Товщина ярусу прогнозується в межах 800 м.

Гжелський ярус представлений араукаритовою ( $C_3^2$ ) свитою і згідно залягає на покрівлі касимівського ярусу.

В літологічному відношенні ярус представлений товщею піщано-глинистих порід, які у верхній частині розрізу, переважно, мають червоний колір.

Пісковики ущільнені товщиною до 10-20 м, водоносні.

Загальна товщина ярусу на Кобзівській площі (свердловина 9) складає 814м.

**Пермська система (Р)** представлена нижнім відділом в обсязі ассельського та сакмарського ярусів.

Нижньопермський комплекс з кутовим та стратиграфічним неузгодженням залягає на кам'яновугільних відкладах.

Ассельський ярус включає картамишську, микитівську, слав'янську свити.

Картамишська свита ( $P_{1k1}$ ) утворена червонобарвними піщано-глинистими породами з сірокольоровими пластами, які містять малопотужні (5-10 см) прошарки вапняків.

Загальна потужність свити на Кобзівському родовищі 340 м.

Микитівська свита ( $P_{1mk}$ ) складається з двох пачок. Потужність свити – 460 м.

Слав'янська свита ( $P_{1sl}$ ) складається з чотирьох пачок, на відміну від микитівської, в її розрізі відсутні пісковики. Вона складена, переважно, потужними сольовими пластами з прошарками ангідритів та певною кількістю вапняків, доломитів та мергелів. Потужність свити сягає 600 м.

Загальна потужність ассельського ярусу складає 1200 м.

Сакмарський ярус представлений краматорською свитою ( $P_{1km}$ ), що складена, переважно, кам'яною сіллю з частими прошарками ангідритів та червонобарвних алевроіто-піщаних порід. Товщина сакмарського ярусу – 420 м.

На розмитій поверхні палеозою з кутовим та стратиграфічним неузгодженням залягає дронівська свита триасової системи.

**Тріас (Т)** в обсязі дронівської, сребрянської та персажської свит, представлений в нижній частині перешаруванням алевроіто-глинистих строкатобарвних порід, в середній частині – піщано-вапняковою товщею, а в верхній частині – глинистою пачкою, характеризується в межах Кобзівського ГКР товщиною до 765 м.

**Юрська система (J)** залягає зі стратиграфічним неузгодженням на відкладах тріасу і представлена трьома відділами.

В літологічному відношенні нижній та середній відділи представлені піщано-глинистою сіробарвною, а верхній - червонобарвною товщами з рідкими малопотужними прошарками вапняків.

Товщина юрської системи сягає 640 м.

**Крейдяна система (К)** з стратиграфічним неузгодженням залягає на верхньоярських горизонтах і представлена двома відділами.

Нижньокрейдяний відділ ( $K_1$ ), разом з сеноманським ярусом верхнього відділу в літологічному плані представляє перешарування сіробарвних пісків, пісковиків та глин.

Верхній відділ ( $K_2$ ) складений крейдою з прошарками жовтокольорових та сірих мергелів. Загальна товщина крейди сягає 380-400 м.

**Палеогенова система (Р)** в обсязі бучакського, київського та харківського ярусів середнього відділу представлена строкатокольоровими та сірокольоровими глинами, пісками, мерелями з рідкими прошарками слабозцементованих пісковиків.

Товщина палеогену складає 90-100 м.

**Неогенова (N) та четвертинна (Q) системи**, загальною потужністю до 100 м представлені червопобарвленими, сірокольоровими глинами та пісками, суглинками та лесами.

## 2.2 Тектоніка

Кобзівське підняття належить до Кобзівсько-Мечибилівського антиклінального валу, по осі якого умовно трасується границя між південною прибортовою зоною та центральним грабенем у східній частині Дніпровсько-Донецької западини.

Структурно-тектонічна будова цього району характеризується наявністю значних за розмірами як позитивних, так і негативних пликативних форм, природа яких генетично пов'язана як із загально-тектонічними рухами, так і з проявами соляного тектогенезу.

По відбиваючих горизонтах палеозою Кобзівська структура являє собою брахіантикліналь субширотного простягання розмірами (по відбиваючому сейсмічному горизонту  $Vb_2$  – башкирський ярус середнього карбону) 13х6 км та вертикальною амплітудою більш ніж 250 м (по ізогіпсі –6750 м, в.г.  $Vb_2$  ).

Складка має асиметричну будову – більш похиле південне крило занурюється в Григоровський брахісинклінальний прогин під кутом до  $15^\circ$ , північне крило під кутом до  $8^\circ$  занурюється на північний захід в Південно-Соснівський прогин та утворює сідловину, що на північному сході відокремлює Кобзівську структуру від Кегичівського підняття.

Західна перикліналь вузька та довга під кутом до  $5^\circ$  занурюється в бік сідловини, що відокремлює Кобзівську структуру від Західно-Кобзівського структурного носа. Східна перикліналь коротка та широка, занурена в бік Сахновщинського структурного виступу, де приймає участь в формуванні широкої сідловини, яка утворює перетин в східній частині Григоровського прогину.

Таким чином, до Кобзівської структури примикають шість відомих пликативних елементів – три позитивних – Західно-Кобзівський структурний виступ, Кегичівська брахіаптікліналь та Сахновщинський структурний піс, та негативні – Південно-Соснівський, Григоровський та Східно-Григоровський прогини.

Принципової різниці структурної будови Кобзівської зортки по різних відбиваючих сейсмічних горизонтах палеозою нема, але з глибиною помітно зростає глибина сідловини, що відокремлює її від Кегичівського підняття. Якщо по відбиваючому горизонту IV<sub>б</sub> (верхня перм) амплітуда сідловини дорівнює 50-60 м, то по відбиваючому горизонту IV<sub>1,2</sub> (микитівська свита нижньої пермі) вона складе 75-80 м, а по відбиваючому горизонту V<sub>б2</sub> (башкирський ярус середнього карбону) – сягає 300-320 м.

Дані про наявність та характер розривних порушень в межах Кобзівської структури та прилеглих ділянках базуються виключно на сейсмічних побудовах.

Слід зазначити, що для даного району характерна слаборозвинута мережа диз'юнктивів, більшість яких виявляється в стратиграфічному інтервалі від башкирського ярусу (V<sub>б2</sub>) до візейського ярусу (V<sub>в2</sub>) карбону.

Пермські структурні плани мають суто пликативний характер, на часових розрізах в інтервалах, що відповідають пермсько-верхньокам'яновугільному комплексу, підстав для трасування розривних порушень немає.

На баткирському структурному плані (гор. Vб<sub>1</sub>) розривними порушеннями скидового характеру ускладнена будова південного крила та східної перикліналі складки.

Амплітуди вказаних порушень відносно невеликі – коливаються в межах від 30 до 40 м.

Найбільш суттєво на структурний план Кобзівської брахіангікліналі впливає скид південно-захід-північно-східного простягання, на площині якого східна перикліналь Кобзівської згортки скинута відносно склепінної частини. На північному закінченні його траси воно утикається в площину субширотного скиду, по якій сідловина проміж Кобзівським та Кегичівським підняттями в північному напрямку скинута в бік Східно-Григорівського компенсаційного прогину з амплітудою до 30-40 м.

В північній крильовій ділянці до основного скиду примикають два порушення, по яких південна крильова та південно-західна периклінальні частини скинуті на південь з вертикальною амплітудою до 30 м.

В межах західної перикліналі трасується фрагмент повздовжнього порушення типу нормального скиду з зануреним північним крилом, генезис якого, вірогідніше за все, пов'язаний з процесом формування південної компенсаційної мульди, що викликало відтоком левонської солі в Павловський та Сосновський соляні потоки.

### 2.3 Гідрогеологічна характеристика розрізу

За відсутністю даних по Кобзівській площі її гідрогеологічна характеристика прогнозується на підставі вивчення сусідніх площ, що входять до складу південної частини центрального грабену ДДз - Східно-Полтавської, Рупівської, Мандрівської, Чутівської т.д.

Верхня частина осадового комплексу містить харківський та бучакський водоносні горизонти палеогенової системи та сеноман-нижньокрідяний водоно-

ний комплекс, що утворені різнозернистими пісками та пісковиками та ізольовані один від одного товщай мергелів київського ярусу палеогену та мергелево-крейдяною товщею верхнього відділу крейдяної системи.

Ці горизонти характеризуються багатководністю. Дебіти гідрогеологічних свердловин сягають 1000-1900 м<sup>3</sup>/доб. Статичні рівні часто сягають земної поверхні. Мінералізація води не перевищує 1 г/л, але в деяких випадках сягає 4 г/л в сеноман-нижньокрейдяному та 1,6 г/л в бучакському горизонті.

Води мають різноманітний хімічний склад. В основному це води гідрокарбонатно-хлоридного натрієвого складу.

Горизонти палеогену та крейди широко використовуються для питної та народногосподарчого водопостачання, причому, основним експлуатаційним об'єктом є бучакський горизонт, завдяки відносно малій глибини залягання, стабільним дебітам і складу води.

Багатководність харківських горизонтів мінлива по площі, що обумовлює їх малу придатність для використання у водопостачанні.

Сеноман-нижньокрейдяний комплекс використовується для організації централізованих водозаборів, що забезпечують водопостачання великих міст та промислових об'єктів.

Води юрської системи утримуються в окремих пісковиках кимериджського ярусу, характеризуються збільшеною мінералізацією до 5-10 г/л і представляють інтерес для бальнеології.

Глиниста товща юрської системи виконує функцію регіонального водоупору, що розділяє зони активного та уповільненого водообміну.

Горизонти середнього відділу юри приурочені до піщаних пластів верхньобатського та байоського комплексів, що відокремлюються один від одного глинистою товщею верхів байоса та низів бату.

Припливи з цих горизонтів були отримані на Більському, Солохівському та Рибальському родовищах. Води середньої юри хлоридно-кальцієво-натрієвого складу з мінералізацією 50-90 г/л.



Водоносність триасу пов'язана, в основному, з піщаними пластами сєребрянської та дроповської (верхня частина) свит.

Цей комплекс характеризується багатоводністю, так з свердловини 53 Тимофіївського родовища отриманий дебіт  $864 \text{ м}^3 / \text{доб.}$ , при коефіцієнті продуктивності свердловини  $10,4 \text{ м}^3 / \text{доб./ата}$ .

Мінералізація води сягає  $150 \text{ г/л}$ , тип води хлоркальцієвий, склад хлоридно-натрієвий.

Хомогенний комплекс нижньої перми, що складений евапаритами, містить окремі малопотужні пласти пісковиків, але в цілому розцінюється як надійний флюїдоупор. Він представлений, в основному, потужними пластами кам'яної солі, ангідриту, доломиту - породами, що характеризуються покращеними ізолюючими властивостями.

Картамишська свита, разом зі свитами  $\text{Cз}^3$  та  $\text{Cз}^2$  верхнього карбону, характеризується наявністю відносно малопотужних (до  $15\text{-}20 \text{ м}$ ) пластів пісковиків поліміктового складу з певисокими ФЄВ, що обумовлює їх низьку багатоводність.

Характерною для цих горизонтів являється мінливість багатоводності як по площі, так і по розрізу.

Хімічний склад підземних вод, що містяться в товщі порід від картамишської свити нижньої перми до середнього карбону, включно, дозволяє віднести їх до хлоркальцієвого типу з мінералізацією до  $300 \text{ г/л}$  і більше.

В свердловині № 4 Східно-Полтавській мінералізація підземних вод, приплив яких отриманий з горизонтів М-1 і К-6<sup>2</sup> (К-11) склала  $219,9 \text{ г/л}$  -  $257,5 \text{ г/л}$ . Умови відбору проб дозволяють допускати, що вода була дещо розбавлена технічною водою і реальна мінералізація її ще більша.

На Чугівському родовищі мінералізація кам'яновугільних підземних вод перевищує  $300 \text{ г/л}$  хлоридно-кальцієво-натрієвого складу, що можливо є наслідком сусідства соляного штоку.

Вміст мікрокомпонентів високий - йода до 42 мг/л, бромю до 958 мг/л, сульфатів та гідрокарбонатів пизьке - 0,03-0,1 % - скв. і 0,02-0,06 % -скв., відповідно.

### **Нафтогазопосність**

На Кобзівській площі в інтервалі глибин, що можуть розкриватися сучасним бурінням (6500 м), передбачається наявність двох поверхів нафтогазопосності - верхнього, що приурочений до нижньопермського стратиграфічного комплексу і нижнього, що пов'язується з верхньокам'яновугільними та середньокам'яновугільними відкладами.

Газопосність першого вивчена бурінням пошукових свердловин, саме, на Кобзівській площі, наявність нижнього поверха продуктивності прогнозується на підставі співставлення з найвірогіднішим аналогом - Східно-Полтавським газоконденсатним родовищем.

Слабкі припливи газу при випробуванні картаминських відкладів були отримані в свердловині № 4 Кобзівській.

Так, випробуванням III об'єкту в інтервалі глибин 3507-3424 м (вибірково 27 м) з пласту алевроліта, що за даними ГДС інтерпретувався як слабогазопосний, має питомий електричний опір 5-9омм, після розкриття його за допомогою кумулятивних перфораторів НКС-105 щільністю 13 отв./м.п. в інтервалах 3507-3502 м, 3475-3464 м, 3446-3440м та 3429-3424м на буровому розчині питомої ваги 1,33 г/см<sup>3</sup>, був отриманий слабкий приплив газу дебітом 133м<sup>3</sup>/доб.

Наступний IV об'єкт в інтервалі 3388-3292 м (вибірково 54 м) представлений алевролітом з питомим електричним опором 4-12 ом, за ГДС слабогазопосний, після розкриття його за допомогою кумулятивних перфораторів НКС-105 щільністю 13 отв./м.п. в інтервалах 3388-3369м, 3351-3347м, 3340-3328м, 3319-3310м, 3307-3304м та 3299-3292м на буровому розчині питомої ваги 1,33 г/см<sup>3</sup>, був освоєний переходом на технічну воду з наступним зниженням рівня до глибини 3280 м, давши приплив газу дебітом 4-5 тис.м<sup>3</sup>/доб. З метою інтенсифікації припливу газу в свердловину закачано 26 м<sup>3</sup> 0,5 % розчину сульфанолю і здійснено

по 50 циклів МЗТ. Наслідком проведення цих операцій приплив трохи збільшився до 8,62 тис.м<sup>3</sup>/доб. Після проведення ГДС під тиском (термокаротаж) були виявлені окремі інтервали, що працювали газом. З метою уточнення продуктивних характеристик цього об'єкту було прийняте рішення про необхідність вторинного розкриття найбільш перспективних за даними ГДС інтервалів. Для цього було здійснено випробування IV-а об'єкту, який був вторинно розкритий за допомогою більш потужних кумулятивних перфораторів ПКП-89 по 8 отв./п.м. в інтервалі 3383-3372 м. Було отримано приплив газу дебітом 8,83 тис.м<sup>3</sup>/доб. Статичний тиск відновлювався протягом 168 годин і складав  $P_{ст. тр} = 28,04$  МПа,  $P_{ст. зтр.} = 28,2$  МПа, пластовий тиск, заміряний на глибині 3330 м склав 37,07 МПа. Слід відзначити, що проведення дослідження припливу ускладнювалося міжколонними газопроявленнями. Так за 10 годин статички міжколонний простір 146 мм та 299 мм колон накопичував тиск до 9,53МПа. Ця обставина вплинула на рішення про закінчення випробування об'єкту, після чого свердловина була ліквідована за геологічними причинами. Аналоги цих продуктивних пластів за даними ГДС були встановлені також в свердловинах 5 та 8, де випробування їх було признане нецільним в зв'язку з отриманням непромислового припливу газу в свердловині 4 і в свердловині 9, де вони мають найкращу характеристику за даними ГДС -пласти 3,5,7 з сумарною  $h_{эф} = 20$  м та  $K_{п} = 0,13-0,15$  і  $K_{г} = 0,6$ , але їх випробування унеможливилось внаслідок аварії, що потягла ліквідацію свердловини.

Аналізуючи результати проведенного пошукового буріння на Кобзівській площі, треба відзначити, що ці роботи співпали з періодом розвідки значних родовищ, таких як Зах.Крестище, Зах. Єфремівка, Мелихівка т.і., де величезна ефективність заохочувала до їх ескалації, для чого знімались бурові верстати з об'єктів, де не було отримано виразного успіху. Одним з таких потерпілих об'єктів була і Кобзівська площа, де буріння було тимчасово припинено, а слабкі припливи газу з картамішських горизонтів не привернули уваги. Маточні матеріали, щодо розробки картамішського покладу сусідньої Кегичівської площі, де мінливість колекторських властивостей доведена бурінням досить щільної мережі свердло-

вин, можна передбачати наявність аналогічних умов продуктивності цього комплексу і на Кобзівській площі, який може виявитись досить цікавим об'єктом для проведення розвідувального буріння. Однак, поза сумнівом, основні перспективи газоносності Кобзівської площі пов'язані з продуктивним комплексом касимівського ярусу верхнього карбону (гор. К-6<sup>2</sup> та К-6<sup>3</sup>), московського та башкирського ярусів середнього карбону (гор. М-1<sup>1</sup>, М-1<sup>2</sup>, М-2, М-3, М-4, М-5, М-6, М-7, Б-1 та Б-2), який може бути розкритий сучасним глибоким бурінням.

З метою розв'язання цього питання на початку восьмидесятих років об'єднанням «Полтаванафтогазгеологія» була здійснена спроба буріння надглибокої свердловини 9, яка внаслідок ускладнення, що було викликано зім'яттям технічної колони, не досягла проектної глибини - 6500 м і була зупинена при глибині вибою 5123 м в покривельній частині аналогу продуктивного горизонту К-6 (К-11 -12)

Таблиця 2.1 – Відповідність продуктивних горизонтів Кобзівської та Східно-Полтавської площ до уніфікованої схеми

Уніфікована схема	Східно-Полтавське	Кобзівська площа
К-6 <sup>2</sup>	К-11	К-6 <sup>2</sup>
К-6 <sup>3</sup>	К-12	К-6 <sup>3</sup>
М-1 <sup>1</sup>	М-1	М-1 <sup>1</sup>
М-1 <sup>2</sup>	М-2	М-1 <sup>2</sup>
М-2	М-3	М-2
М-3	–	М-3
М-4	М-4	М-4
М-5-6	М-5-6	М-5-6
М-7	М-7	М-7
Б-1	Б-1	Б-1
Б-2	Б-2	Б-2

Технічний стан не дозволив провести будь-яке випробування привибійного інтервалу, де відсутні записи каротажних діаграм і, за кореляцією з свердловиною 9 Східно-Полтавською та свердловиною 40 Кегичівською, можливо присутні пласти цього горизонту. На Східно-Полтавському родовищі горизонти касимівського ярусу розкриті та випробувані в свердловинах 4, 7, 8 та 9 ( в колоні) та в свердловинах 10 та 12 за допомогою ВПТ. Горизонт К-11 (згідно уніфікованій шкалі - К-

6<sup>2</sup>) при випробуванні в свердловині 9 Східно-Полтавській дав приплив газоконденсатної суміші абсолютно-вільним дебітом 240,8 тис.м<sup>3</sup>/доб. На 4 мм штуцері дебіт сягав 40,2 тис.м<sup>3</sup>/доб. при депресії на пласт 28,04 МПа. Вміст конденсату склав 154,2 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

В свердловині 7 Східно-Полтавській в результаті сумісного випробування горизонтів К-11 (К-6) з К-12 (К-6) отриманий приплив газоконденсатної суміші абсолютно-вільним дебітом 230,4 тис.м<sup>3</sup>/доб. На 4 мм штуцері дебіт склав 45,1 тис.м<sup>3</sup>/доб.

В свердловині 8 Східно-Полтавській горизонт К-11 (К-6<sup>2</sup>) сумісно з К-12 (К-6) дав приплив газу з конденсатом дебітом на 6 мм штуцері 65 тис.м<sup>3</sup>/доб при депресії на пласт 28,04 МПа.

Таким чином, поклад горизонту К-11 (К-6<sup>2</sup>) на Східно-Полтавському ГКР найбільший за площею та самий високодебітний.

При площі 13,5 км<sup>2</sup>, середньозважена газонасичена ефективна потужність горизонту становить - 6,3 м,  $K_{п} = 0,13$ ,  $K_{гп} = 0,77$ , початковий тиск - 48,9 МПа, пластова температура - 98,1 °С.

Горизонт К-12 (згідно уніфікованій шкалі - К-63) на Східно-Полтавському родовищі випробуваний в свердловинах 7, 8 та 9 в колоні та 10 та 12 за допомогою ВІТ.

Роздільно він випробуваний в свердловині 8, де з нього отриманий приплив газоконденсатної суміші дебітом 48,3 тис.м<sup>3</sup>/доб. на 4,02 мм штуцері при депресії на пласт 20,1 МПа.

В свердловині 7 він випробуваний сумісно з К-11, приплив газу склав 115,7 тис.м<sup>3</sup>/доб. на 10 мм штуцері. В свердловині 9 сумісне випробування горизонту К-12 з М-1, М-2 та М-3 дало слабе виділення газу, дебіт якого не підлягав виміру.

В свердловині 12 при сумісному випробуванні горизонтів К-11, К-12 та М-1 отриманий приплив пластової води, але аналіз матеріалів ГДС доводить, що пласт горизонту К-12 - ущільнений, а приплив води пов'язаний з пластом горизонту К-

11. Таким чином, поклад газу та конденсату, що міститься в колекторах горизонту К-12 склепінний, пластовий, літологічно-обмежений зі сходу.

Він характеризується такими параметрами: продуктивна площа 12,3 км<sup>2</sup>, середньозважена газонасичена ефективна потужність - 3,5м,  $K_{п}=0,11$ ,  $K_{гн}= 0,77$ , початковий тиск 49,4 МПа та пластовій температурі 100,2°С .

Горизонт М-1 (за уніфікованою шкалою М-11) на Східно-Полтавському родовищі випробуваний в свердловинах 4, 7, 8, 9 в колонії та в свердловинах 10 та 12 - за допомогою ВПТ.

Промисловий приплив газу з горизонту М-1 (М-11 ) отриманий в свердловині 8 де проведено його випробування разом з горизонтом М-2 (М-12).

З інтервалу перфорації 4555-4586м, 4726-4750м отриманий приплив газоконденсатної суміші дебітом 77,5 тис.м<sup>3</sup>/доб. на 6,3мм штуцері.

В свердловині 4 горизонт випробуваний роздільно. В результаті випробування II об'єкту в інтервалі 4544-4559 м та 4500-4638 м отриманий приплив газу дебітом 6,1 тис.м<sup>3</sup>/доб. на 6 мм штуцері.

IX об'єкт в інтервалі 4620-4824 м в свердловині 7 дав слабкий приплив пластової води з газом, дебітами, відповідно, 0,93 м<sup>3</sup>/доб. та 0,428 тис.м<sup>3</sup>/доб.

В свердловині 9 з горизонту М-1 (М-11), що був випробуваний в інтервалі 4560- 4600м припливу не отримано.

Таким чином встановлено, що поклад горизонту М-1 (М-11) має локальне розповсюдження в склепінній частині структури, літологічне обмежений з південного сходу.

Його підрахункові параметри такі: площа газонасиченості 3 км<sup>2</sup>,  $K_{п} = 0,12$ ,  $K_{гн} = 0,78$ ; ефективна газонасичена потужність - 2,94 м, пластовий тиск 51,2 МПа.

Горизонт М-2 (М-12) окремо випробуваний в свердловині 8, де з інтервалу перфорації 4726-4750м отриманий приплив газу дебітом 40 тис.м<sup>3</sup>/доб. на 6,01 мм штуцері при депресії на пласт 37,07 МПа. В свердловинах 9,7 з цього горизонту припливу не отримано.

Таким чином, поклад горизонту М-2 (М-12) на Східно-Полтавському родовищі, має локальне розповсюдження в склепіншій частині і характеризується мішлливістю колекторських властивостей. Його підрахункові параметри такі: продуктивна площа 1,56 км<sup>2</sup>. ефективна газонасичена потужність - 3,2 м,  $K_{п} = 0,1$ ,  $K_{гп} = 0,81$  та пластовий тиск 519,5 кгс/см<sup>2</sup>.

Горизонт М-3 (за уніфікованою схемою - М-2) на Східно-Полтавському ГКР випробуваний в колонії в свердловинах 7, 8 та 9 та за допомогою ВПТ в свердловині 10 (разом з К-12, М-1 та М-2).

З свердловин 7 і 9 отримано слабке виділення газу, з 10 припливу не отримано.

Промисловий приплив з цього горизонту був одержаний в свердловині 8, де при випробуванні II об'єкту в інтервалі 4810-4860 м був приплив газоконденсатної суміші дебітом 41,3 тис.м<sup>3</sup>/доб. на 6,01 мм штуцері. .

При продуктивній площі покладу 2,38 км<sup>2</sup>, ефективній газонасиченій потужності 1,6 м,  $K_{п} = 0,1$ ,  $K_{гп} = 0,83$ , пластовому тиску 51,96 МПа, запаси газу покладу, що пов'язаний з горизонтом М-3, складають 104,14 млн.м<sup>3</sup>.

Горизонти М-5, М-6 та М-7 на Східно-Полтавському родовищі випробувані в свердловині 8 одним об'єктом (сумісно) в інтервалі 5016-5300м та 5300-5305м. На 6мм штуцері дебіт газоконденсатної суміші склав 32,5 тис.м<sup>3</sup>/доб. Пластовий тиск дорівнював 56,2 МПа. Враховуючи той факт, що в межах родовища з цих горизонтів відсутній стабільний промисловий приплив газу, запаси по цих горизонтах, так саме як і по продуктивних горизонтах бапкірського ярусу, які були випробувані в свердловині № 9 (II об'єкт Б-3 – Б-4 в інтервалі 5465-5521 м, отриманий слабкий приплив газу дебітом  $\approx 0,11$  тис.м<sup>3</sup>, та I об'єкт Б-5 - Б-10 в інтервалі 5595-5899 м, припливу не отримано, не рахувались і на баланс не приймалися.

З міркувань загальних принципів процесу осадконакопичення, слід зазначити, що Кобзівська площа відрізняється від Східно-Полтавської значно більшими потужностями палеозойського комплексу, в тому числі середнього відділу карбону. Це вказує на більшу швидкість нагромадження осадових порід, наслідком чого може виявитися підвищена піщанистість розрізу окремих елементів осадового чо-

хла. З врахуванням регіональної продуктивності московських та банширських відкладів в Дніпровсько-Донецькій западині, наявність пластів-колекторів, перекритих карбонатно-аргілітовими пачками в умовах високоякісних антиклінальних пасток, якою являється Кобзівська структура, наявність сприятливих термобаричних умов, робить існування в цих горизонтах покладів ВВ досить вірогідним.

Суттєвою обставиною, що позитивно впливає на перспективність надр Кобзівської площі, є сприятливе сполучення термобаричних умов, саме температури понад  $110-120^{\circ}\text{C}$ , що на думку деяких дослідників (Терещенко В.А., Зарицький О.П., Лизанець А.В.) призводить до формування додаткового флюїдоупорного екрану, внаслідок катагенетичних перетворень глинистих і піщаних горизонтів, причому, їх ізоляційні властивості значно покращуються створюючи кращі умови для акумуляції та збереження скупчень вуглеводнів в пластах-колекторах, що залягають під такими "катагенетичними екранами".

#### **2.4 Геолого-технічні умови ведення бурових робіт**

Всього на площі пробурено вісім пошукових і чотири розвідувальних свердловини, відповідно номери 1-5, 8, 9, 11 і 10, 20, 22, 24. Буріння свердловин на міжсольові відклади проводилося за двохколонною, на підсольові відклади до глибини 4500 м – за трьохколонною, глибших свердловин – за чотирьохколонною конструкціями.

Для буріння свердловин під кондуктор і першу технічну колоду застосовували буровий розчин густиною  $1140-1200 \text{ кг/м}^3$ , по сольових відкладах –  $1280-1480 \text{ кг/м}^3$ , по підсольових до глибини 5200 –  $1240-1300 \text{ кг/м}^3$ , на більшій глибині у свердловині 11 до  $1740-1850 \text{ кг/м}^3$ .

Буріння здійснювалось роторним і турбінним способами.

Підсольові відклади пройдені у всіх свердловинах без аварій і ускладнень.

Прояви текучості солей микитівської свити відмічені у свердловині 4 на глибині біля 2900 м. Її розповсюдження спостерігається на площі і в інших свердловинах.



Для запобігання течії пластичних солей, що спричиняє прихвати бурильних, зім'яття обсадних колон, буровий розчин обважнюють до густини  $1440 \text{ кг/м}^3$  в останніх свердловинах, підтримують його необхідне соленасичення тощо. Втілення одержаного досвіду в практику буріння дозволило при проведенні цих свердловин набагато зменшити час на ліквідацію ускладнень, надійно ізолювати інтервали залягання текучих солей високоміцними обсадними трубами марки сталі Р-110.

В проєктних свердловинах покрівля газоносності очікується у горизонті А-6 на глибині в середньому 3260 м, газоносними прогноуються також горизонти пісковиків А-7-А-8.

В геобаричному відношенні по проєктному розрізу розвинуті природні водонапірні системи – інфільтраційна в надсольовому та елізійна в підсольовому комплексах, розділені регіональним сольовим флюїдоупором – карбонатно-галогенною нижньопермською товщею з локальними скупченнями газу і схильними до пластичної течії солями краматорської і микитівської свит.

Геолого-технічні умови ведення бурових робіт наведені в табл. 2.2.

### **Висновки за розділом**

1. На Кобзівському ГКР пошуки газових покладів почалися більш ніж 40 років тому. В останні роки на площі доказана промислова газоносність картаминських відкладів, припливи газу з яких одержані рапніше.

2. Найважчі з ускладнень – посадки, затяжки, прихвати бурильного інструменту, звуження стовбуру, спостерігались при розкритті бішофітів краматорської свити карбонатно-галогенної товщі нижньої пермі через пластичну течію останніх. Саме прояви гірського тиску цих порід спричинили зім'яття обсадних колон, їх недопуски до проєктних глибин в багатьох свердловинах площі.

3. Характерною особливістю геологічного розрізу є низькі тиски гідророзриву, що підвищує небезпесу поглинань промивальної рідини.



середній прас. Перше класовий 12-3	гі, карбонатні, з карбонатним співвідношенням, чашчаті, сірі, строкато-буріюваті. Валіаєт, шаліаєт, опід, доломітові, піскуваті, сірі. Континерент, окислені тількию швару жеттеною, шварити, діабазь розміром 3-4 см. демент, доломітовий, а. аеролітовий, карбонатний.								Звує ств. Садив. ств. Оскли	1170-1600 1170-1600 1170-1600
Глибе підпін. Дронієська шпига Піс	Глибином перханий, слабокарбонатні, тріттоковані, бурі, кодині, гелезочервої, опшатовані. А. аероліа, кварц-польовошпигаста, з сланцево-карбонатним цементом, і кальцитові, карбонатні період, усею камі флоту і мукавту, червоно-буріюваті. Прешарк, валяккі обдіювані у верхній частині свилі, з уламками а. іриту, прокислим піску. Континерент, галочаско з сервілітковою фауною карбону.	1920	2			0,0100	0,011	59	Част. голі. Звує ств. Оскли	1600-1920 1600-1920 1600-1920
Піщяна пески. Кра ма орна світл. Підпін	Кам'яні сіль (галіт) до 90%), залізне пластамі, проплатамі, прасуні вкраслення калій-к. орманових солей (караліт, сілвініт, кізеріт, бішофіт). Алідрити шпигасті	2350	2			0,0103	0,012	67	Точ. перолі Жолобуув. Ус. ут. оут. Каверзуув. Садив. ств.	2240-2260 1920-2350 1920-2350 1920-2350
Нижня пески. Сад валяккі світл. Кра скої пса павка Підпін	Сіль (галіт) крупнозерниста. Доломіти шпигасті, залізо-доломіт, і валяккі, шпигасті, уламкі. Алідрити шпигасті, доломіти. А. аероліа валяккі. Прешарк з мелочевими і проперками а. іриту, немелі до а. іриту, базальніт. Глиби карбонатні, валяккі, мор. опід, засолені.	2470	2			0,0103	0,012	69	Жолобуув. Ус. ут. оут. Каверзуув. Садив. ств.	2350-2470 2350-2470 2350-2470 2350-2470
Нижня пески. Сад валяккі світл. Бра нціська павка Підпін	Сіль (галіт) середньо-крупнозерниста. Алідрити валяккі, з валяккі шпигасті. Доломіти шпигасті, з доломіткою галіту, а. іриту, галітково-сілвінітним матеріалом.	2540	2			0,0104	0,0135	70	Жолобуув. Каверзуув. Садив. ств.	2470-2540 2470-2540 2470-2540
Нижня пески. Сад валяккі світл. Бра нціська павка Підпін	Сіль (галіт) крупнозерниста з проперками а. іриту. Валіаєт орнаментально-різном, шпигасті, доломіти, з піщаним вмістом строкато, ракушчаків, брахіолодобо-зріної, часто жваляккі. Алідрити валяккі, валяккі, шпигасті. Доломіти валяккі, сланці, сілвініт. Глиби а. іриту, валяккі, жваляккі і а. іриту.	2670	2			0,0104	0,0135	73	Жолобуув. Ус. ут. оут. Каверзуув. Садив. ств.	2540-2670 2540-2670 2540-2670 2540-2670

Нижня порода. Сланцевиста глиста. Підприємство ПАТ "РІК"	Сіль (галіт) середньокристалічна, з домішками і провтривками асфариту. Аліт дігні цинні, докмітні, галітні. Важкі органічно-неорганічні, докмітні, галітні. Докміти з домішками галіту, асфариту, асфаритових і піщаних часток. Глини доломітні, ілоді з обугленим детритом	2900	2			0,0105	0,017	77	Жолобович, Усманович, Каврачович, Селів, ств.	2670-2900 2670-2900 2670-2900
Нижня порода. Милувиста глиста. Торфяна глина РІТ	Сіль (галіт) середньокристалічна, з порами вугористим включенням білуги, докмітні і галітні. Аліт дігні докмітні і цинні. Глини монтмориллонітові, карбонатні, з уламками асфариту, галіту. Асфарити кварцові з включеннями галіту, асфариту, ілоків, емоїлітів, іриту. Доломіти глинисті, асфаритні, галітні. Важкі органічні, докмітні, асфаритно-піщані, галітні.	3120	2			0,0106	0,017	81	Жолобович, Усманович, Каврачович, Селів, ств., Теч. породи	2900-3120 2900-3120 2900-3120 2900-3120
Нижня порода. Милувиста глиста. Силувиста глина РІЗУ	Сіль (галіт) середньокристалічна. Глини цинні, докмітні, асфаритні і. Асфарити кварцово-тольвоштанові, пемсет глинисті, галітові. Докміти асфаритні, пемсетові, асфаритні, з домішками асфариту. Важкі органічно-неорганічні, доломітні, з обугленими уламками рослин. Асфарити піщані, глинисті, доломітні. Провтривки піщано-асфаритні.	3350	2	газов.	3350 3400	0,0103 0,0102	0,0136	82 85	Газодроває...	3350-3400
Нижня порода. Карбонатна глиста. РІК	Асфарити глинисті, карбонатні. Пемсет глинисті, карбонатні. Глини гідроксидні, з органічними включеннями, асфаритні, кварцово-карбонатні. Контплеметри залізисті провтривки	3580	2	газов.	3410 3460	0,0100 0,0099	0,015	86 87	Газодроває...	3410-3460
Нижня порода. Карбонатна глиста. СЗК	Асфарити кварцові, емоїлітні, тольвоштанові, цемент глинисті, карбонатні з обугленими рослинними детритами. Пемсет кварцово-тольвоштанові, емоїлітні, цемент глинисті, кальцитові, залізисті, дрібно- і товстокристалічні.	3660	2	газов.	3610 3630	0,0105 0,0104	0,015	90 90	Газодроває...	3610-3630
Нижня порода. Карбонатна глиста. СЗК	Асфарити кварцові, емоїлітні, тольвоштанові, цемент глинисті, карбонатні з обугленими рослинними детритами. Пемсет кварцово-тольвоштанові, емоїлітні, цемент глинисті, кальцитові, залізисті, дрібно- і товстокристалічні.			газов.	3500 3580	0,0095 0,0099		88 89	Газодроває...	3500-3580
Нижня порода. Карбонатна глиста. СЗК	Асфарити кварцові, емоїлітні, тольвоштанові, цемент глинисті, карбонатні з обугленими рослинними детритами. Пемсет кварцово-тольвоштанові, емоїлітні, цемент глинисті, кальцитові, залізисті, дрібно- і товстокристалічні.					0,0095		89	Част. галіт. Вугл. сл. з. Осипи	3350-3580 3500-3580 3350-3580
Нижня порода. Карбонатна глиста. СЗК	Асфарити кварцові, емоїлітні, тольвоштанові, цемент глинисті, карбонатні з обугленими рослинними детритами. Пемсет кварцово-тольвоштанові, емоїлітні, цемент глинисті, кальцитові, залізисті, дрібно- і товстокристалічні.					0,0107		90	Част. галіт. Вугл. сл. з. Осипи	3350-3660 3350-3660 3350-3660

## **3 ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА**

### **3.1 Конструкція свердловини**

Згідно з «Єдиними технічними правилами ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових, газових і газоконденсатних родовищах» конструкція свердловин повинна вибиратися виходячи з вимог охорони надр і довкілля, горно-геологічних умов. Вона повинна забезпечити міцність свердловини як технічної споруди, ізоляцію продуктивних і водоносних горизонтів, досягнення проєктної глибини, а також мінімальної витрати матеріалів і засобів на будівництво свердловини, досягнення запроєктованих способів і режимів експлуатації, отримання необхідної горно-геологічної інформації і максимального використання енергії пласта для корисної копалини, яка добувається, з урахуванням зміни по глибині свердловини тиску пластів і гідророзриву пірських порід, наявність ускладнень, які не ліквідовуються відомими технологічними прийомами, і зон несумісності системи бурових розчинів відповідно до вимог замовника, часу стійкого стану ствола свердловини і рівня розвитку техніки і технології буріння свердловини в цьому відрізку часу.

Для вибору числа обсадних колон і глибини їх спуску у свердловину буде-ється поєднаний графік коефіцієнта тиску пласта і градієнта гідророзриву порід, на підставі початкових даних в координатах - глибина - коефіцієнт градієнта тиску.

#### **3.1.1 Обґрунтування конструкції свердловини**

Число обсадних колон, необхідних для забезпечення вказаних вимог, проєктуємо виходячи з несумісності умов буріння свердловини в окремих інтервалах.

Проектування починають з виділення зон з несумісними умовами буріння. Умови буріння в двох суміжних зонах вважаються несумісними у тому випадку, якщо при переході з верхньої зони буріння в нижній зоні необхідно змінити щільність промивальної рідини так, що це приведе до флюїдопроявлення або до пог-

липання промивальної рідини в один з горизонтів верхньої зони або постійності гірських порід у верхній зоні.

Аналізуючи геолого-технічні умови і поданий графік тисків, приймасмо такі види обсадних колон і глибину їх спуску (зверху вниз).

### 3.1.2 Вибір діаметру обсадних колон и доліг

І. У відповідності до вимог замовника діаметр експлуатаційної колони

$$d_{\text{эк}} = 140 \text{ мм.}$$

Глибина підпошви, м	Градієнт тисків, МПа/м		Суміщений графік тисків						Конструкція свердловини			
	Пластовий	Гідророзриву	0,008	0,010	0,012	0,014	0,016	0,018	508	324	219	140
160	0,0088	0,0106							Ø 660			
470	0,0094	0,0108							160			
530	0,0095	0,0108										
850	0,0097	0,0108										
1170	0,0097	0,0108										
1600	0,0099	0,011										
1920	0,01	0,011							1920			
2350	0,0103	0,012										
2470	0,0103	0,012										
2540	0,0104	0,0135										
2670	0,0104	0,0135										
2900	0,0105	0,013										
3120	0,0106	0,013										
3350	0,0103	0,0156							3340			
3580	0,0095	0,015										
3660	0,0107	0,015							3660			

$\delta$  – величина зазору між муфтою експлуатаційної колони и стінкою свердловин, діаметр експлуатаційної колони  $d_{\text{эк}} = 140$  мм, тому приймаємо  $\delta = 10$  мм.

$$D_{\text{д}}^{\text{ЭК}} = 159 + 2 \cdot 10 = 179 \text{ мм.}$$

У відповідності до ДСТ на бурові долота приймаємо  $D_{\text{д}}^{\text{ЭК}} = 190,5 \text{ мм.}$

3. Внутрішній діаметр 2 проміжної обсадної колони

$$d_{\text{вн}}^{\text{пр}2} = D_{\text{д}}^{\text{ЭК}} + (6 \div 8),$$

$$d_{\text{вн}}^{\text{пр}2} = 190,5 + 6 = 196,5 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

$$d_3^{\text{пр}2} = 219 \text{ мм; } d_{\text{вн}}^{\text{пр}2} = 211,1 \text{ мм; } d_{\text{м}}^{\text{пр}2} = 245 \text{ мм.}$$

4. Визначаємо діаметр долота для буріння під проміжну колонну

$$D_{\text{д}}^{\text{пр}2} = 245 + 2 \cdot 20 = 285 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на бурові долота  $D_{\text{д}}^{\text{пр}2} = 295,3 \text{ мм.}$

5. Визначаємо внутрішній діаметр 1 проміжної колони

$$d_{\text{вн}}^{\text{пр}1} = 295,3 + 6 = 301,3 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

$$d_3^{\text{пр}1} = 324 \text{ мм; } d_{\text{вн}}^{\text{пр}1} = 301,9 \text{ мм; } d_{\text{м}}^{\text{пр}1} = 351 \text{ мм.}$$

6. Визначаємо діаметр долота для буріння під 1 проміжну колону

$$D_{\text{д}}^{\text{пр}1} = 351 + 2 \cdot 30 = 411 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на бурові долота  $D_{\text{д}}^{\text{пр}1} = 444,5 \text{ мм.}$

7. Визначаємо внутрішній діаметр кондуктора

$$d_{\text{вн}}^{\text{пр}1} = 444,5 + 6 = 450,6 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

$$d_3^{\text{пр}1} = 508 \text{ мм; } d_{\text{вн}}^{\text{пр}1} = 486 \text{ мм; } d_{\text{м}}^{\text{пр}1} = 533 \text{ мм.}$$

8. Визначаємо діаметр долота для буріння під кондуктор

$$D_{\text{д}}^{\text{пр}1} = 533 + 2 \cdot 45 = 623 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на бурові долота  $D_{\text{д}}^{\text{пр}1} = 660 \text{ мм.}$

Цементування обсадних колон ведемо на всю довжину колон.

Результати розрахунків зведемо до таблиці.

Таблиця 3.1 – Параметри конструкції свердловини

Найменування колон	Глибина спуска колон, м	Діаметр колони, мм	Діаметр долота, мм	Інтервал цемента- тування, м
Кондуктор	160	508	660	0-160
Проміжна колона 1	1920	324	444,5	0-1920
Проміжна колона 2	3340	219	295,3	0-3340
Експлуатаційна колона	3660	140	190,5	0-3660

### 3.2 Вибір способу буріння

Вибір способу буріння робиться з урахуванням геологічних, технічних, технологічних і економічних факторів. Враховуючи це, з урахуванням, конструкції, глибини і кінцевого діаметру свердловини, приймаємо обертальне буріння шарошковими долотами установкою з роторним обертачем.

Роторний спосіб буріння ефективний при використанні низькооберткових доліт з оптимальною частотою обертання 35-150 об/хв; при разбурюванні пластичних порід (глини, глинисті сланці тощо) лопатевими та шарошковими гідромоліторними долотами.

### 3.3 Вибір породоруйнуючого інструменту

Враховуючи фізико-механічні властивості гірських порід і конструкцію свердловини, приймаємо такий породоруйнуючий інструмент

Для буріння в інтервалі 0-160 м – шарошкове долото 660М-ІЦВ.

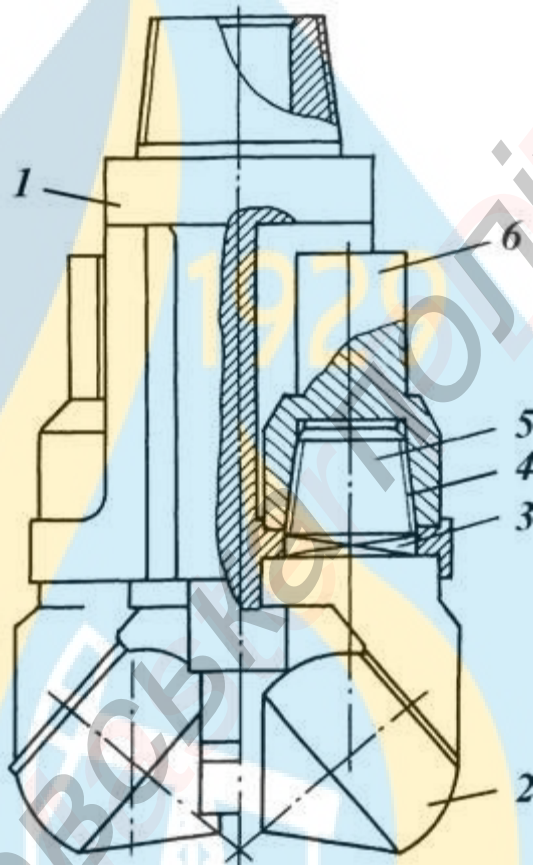
Для буріння в інтервалі 160-1920 м – шарошкове долото Ш444,5МС-ГАУ.

Для буріння в інтервалі 1920-3340 м – шарошкове долото Ш295,3СЗ-ГАУ.

Для буріння в інтервалі 3340-3660 м – шарошкове долото Ш190,5СЗ-ГАУ.



На рис. наведено долото зі знімними породоруйнуючими секціями ВАТ НПО «Бурова техніка» діаметром 660 мм. Долото складається з корпусу із закріпленими на ньому секціями за допомогою стопорних та скріпних вузлів і шарошок.



1 – корпус; 2 – породоруйнуючі секції; 3 – оцанений отвір; 4 – нарізне з'єднання; 5 – скріпний вузол; 6 – хвостовик

Рисунок 3.1 – Схема долота зі знімними породоруйнуючими секціями ВАТ НПО «Бурова техніка»

### 3.4 Вибір комплектування бурового снаряду

1. Вибирають діаметри обважнених бурильних труб так, щоб витримувалися такі співвідношення ( $d_{\text{обт}}$ ,  $D_{\text{д}}$ ,  $d_{\text{бт}}$  – відповідно діаметр ОБТ, долота та бурильних труб)

$$\frac{d_{\text{обт}}}{D_{\text{д}}} = 0,75 - 0,85 \text{ при } D_{\text{д}} \leq 295,3 \text{ мм;}$$

Тоді

$$d_{\text{ОБТ}} = (0,75 \div 0,85) \cdot D_{\text{д}} = (0,75 \div 0,85) \cdot 190,5 = 143 \div 162 \text{ мм.}$$

У відповідності до ДСТ на ОБТ приймаємо  $d_{\text{ІАД}} = 146 \text{ мм.}$

Вага 1 м цих труб складає  $q_{\text{ОБТ}} = 1030 \text{ Н.}$

Діаметр бурильних труб обираємо із співвідношення

$$\frac{d_{\text{бт}}}{d_{\text{ОБТ}}} = 0,75 - 0,80,$$

Тоді

$$d_{\text{бт}} = (0,75 \div 0,80) \cdot d_{\text{ОБТ}} = (0,75 \div 0,80) \cdot 146 = 110 \div 117 \text{ мм.}$$

У відповідності до ДСТ на бурильні труби приймаємо  $d_{\text{бт}} = 114 \text{ мм.}$

2. Компоновку низу бурильної колони проєктують з урахуванням профілю стовбура свердловини і схильності порід до викривлення свердловини. Свердловина вертикальна, тому використовуємо наддолотний калібратор, одну ОБТ максимально можливого діаметра (ОБТС1-178), стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметра

Для одноступінчатої компоновки необхідну довжину ОБТ визначають як

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{K C_{\text{д}}}{q_{\text{ОБТ}} \left( 1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}} \right)},$$

де  $K$  – коефіцієнт резерву,  $K=1,20-1,25$ ;

$C_{\text{д}}$  – осьове навантаження, Н;

$\rho_{\text{пр}}$  – густина промивальної рідини,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\rho_{\text{м}}$  – щільність металу,  $\text{кг/м}^3$ ;

$q_{\text{ОБТ}}$  – вага 1 м ОБТ, Н/м.

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,25 \cdot 143000}{1030 \cdot \left(1 - \frac{1150}{7850}\right)} = 203 \text{ м.}$$

Отриману довжину ОБТ округляють у більший бік до величини, яка кратна довжині свічки (25 м).

Приймаємо  $l_{\text{ОБТ}} = 225 \text{ м.}$

Вага ОБТ дорівнює

$$G_{\text{ОБТ}} = l_{\text{ОБТ}} \cdot q_{\text{ОБТ}} = 225 \cdot 1030 = 231750 \text{ Н.}$$

Довжину ОБТ необхідно перевірити на стійкість від дії власної ваги. Для цього визначають критичну довжину ОБТ за формулою

$$l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}} = 1,94 \sqrt{\frac{EI}{q_{\text{ОБТ}}}},$$

де  $E$  – модуль пружності матеріалу (сталі),  $\text{Н/м}^2$ ;  $I$  – момент інерції при згині,  $\text{м}^4$

$$I = \frac{\pi}{64} (d_3^4 - d_в^4),$$

де  $d_3, d_в$  – відповідно зовнішній та внутрішній діаметр ОБТ, м.

$$I = \frac{\pi}{64} (0,146^4 - 0,068^4) = 21,25 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4.$$

Тоді

$$l_{\text{УБТ}}^{\text{кр}} = 1,94 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 21,25 \cdot 10^{-6}}{1030}} = 127,7 \text{ м.}$$

Через те, що  $l_{\text{УБТ}} \geq l_{\text{УБТ}}^{\text{кр}}$ , то для попередження можливого викривлення стовбура свердловини необхідно передбачити включення в компоновку ОБТ центруючих пристроїв.

Над ОБТ розміщуємо наддолотний комплект бурильних труб. Для цього вибирають труби із сталі групи міцності "Д" з найбільшою товщиною стінки і довжиною 275 м,  $q_{\text{бт}} = 285 \text{ Н/м.}$

Вага наддолотного комплексу

$$G_{\text{НК}} = l_{\text{бт}} \cdot q_{\text{бт}} = 275 \cdot 285 = 78375 \text{ Н.}$$

### 3. Конструкція бурильної колоши

При визначенні конструкції бурильної колоши приймемо, що бурильна колона має одноступінчасту конструкцію. Для першої секції приймають бурильні труби групи міцності "Д" з мінімальною товщиною стінки (8 мм).

Довжину першої секції визначають із умови допустимих напружень розтягу

$$l_1 = \frac{Q_p - k(G_{y_{\text{бт}}} + G_{\text{нк}} + G) \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right) - (P_{\text{д}} - P_{\text{т}}) F_{\text{к}}}{kq_{\text{бт}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{м}}}\right)},$$

де  $Q_p$  – навантаження, яке розтягує, що допускається, для труб нижньої секції, Н;  $k$  – коефіцієнт враховуючий вплив тертя (приймається 1,15);  $G_{y_{\text{бт}}}$  – вага обважнених бурильних труб, Н;  $G_{\text{нк}}$  – вага наддолотного комплексу, Н;  $G$  – вага вибійного двигуна і долота, Н;  $P_{\text{д}}$ ,  $P_{\text{т}}$  – перепад тиску на долоті і турбобурі, Па;  $F_{\text{к}}$  – площа прохідного каналу труби;  $q_{\text{бт}}$  – вага 1 м бурильної колоши, П.

У свою чергу

$$Q_p = \frac{\sigma_{\text{тп}} F_{\text{тп}}}{n},$$

де  $\sigma_{\text{тп}}$  – межа текучості матеріалу труб, для сталі марки "Д"  $\sigma_{\text{т}} = 380$  МПа;  $F_{\text{тп}}$  – площа перетину труб, м<sup>2</sup>;  $n$  – запас міцності, приймається рівним 1,3.

Тоді

$$Q_{\text{р1}} = \frac{380 \cdot 10^6 \cdot 0,785 (0,1143^2 - 0,0983^2)}{1,04 \cdot 1,4} = 697300 \text{ Н}$$

Довжина першої секції

$$l_1 = \frac{697300 - 1,15 \cdot (231750 - 78375) \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) - 13,0 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot 0,0983^2}{1,15 \cdot 214 \cdot \left(1 - \frac{1150}{7850}\right)} = 1400,7 \text{ м.}$$

У відповідності до довжини свічі приймаємо  $l_1 = 1400$  м.

Сумарна довжина наддолотного комплексу, ОБТ и першої секції менша, ніж глибина свердловини, тому за першою секцією встановлюємо другу, більш міцнішу (товщина стінки 9 мм вага 1 м 238 Н). Довжину другої секції визначимо за формулою

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{kq_2 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}$$

Де

$$Q_{p2} = \frac{380 \cdot 10^6 \cdot 0,785(0,1143^2 - 0,0963^2)}{1,04 \cdot 1,4} = 777000 \text{ Н}$$

Тоді

$$l_2 = \frac{777000 - 679300}{1,15 \cdot 238 \cdot \left(1 - \frac{1150}{7850}\right)} = 341,5 \text{ м.}$$

У відповідності до довжини свічі приймемо  $l_2 = 325 \text{ м.}$

Для третьої секції (товщина стінки 10 мм, вага 1 м 262 Н) використовуємо сталь марки "Е"  $\sigma_r = 550 \text{ МПа.}$

$$Q_{p3} = \frac{550 \cdot 10^6 \cdot 0,785(0,1143^2 - 0,0943^2)}{1,04 \cdot 1,4} = 1237800 \text{ Н}$$

$$l_3 = \frac{1237800 - 777000}{1,15 \cdot 262 \cdot \left(1 - \frac{1150}{7850}\right)} = 1791,6 \text{ м.}$$

Сумарна довжина секцій, ОБТ наддолотного комплексу перевищує проектну глибину свердловини, тому довжина третьої секції складе

$$l_3 = L_{скв} - l_{обт} - l_{пк} - l_1 - l_2 = 3660 - 225 - 275 - 1400 - 325 = 1435 \text{ м.}$$

Конструкцію бурильної колони приводимо в таблиці.

Таблиця 3.2 – Конструкція бурильної колоди

Показники	Помер секції				
	ОБТ	Паддолотний комплект	1	2	3
Зовнішній діаметр труб, мм	146	114,3	114,3	114,3	114,3
Товщина стінки, мм		11	8	9	10
Група міцності матеріалу труб		Д	Д	Д	Е
Довжина секції, м	225	275	1400	325	1435
Вага 1 м, Н/м	1030	285	214	238	262
Вага секції, Н	231750	78375	299600	77350	375970
Загальна вага, Н	1063045				

### 3.5 Вибір бурового станка, талевого каната та талевої системи

Буровий станок вибирається за номінальною вантажопідйомністю у відповідності з найбільшою вагою бурильної чи обсадної колоди в повітрі.

Для визначення найбільшої ваги колоди складеться порівняльна таблиця (табл. 3.3).

Таблиця 3.3 – Порівняльна таблиця ваги бурильної і обсадних колон

Показники	Бурильна колода	Проміжна колода 1	Проміжна колода 2	Експлуатаційна колода
Довжина колоди, м	3660	1920	3340	3660
Вага 1 м, Н		851	466	291
Вага колоди, Н	1063045	1633920	1556440	1065060

Таким чином, максимальну вагу має друга проміжна колода.

Для буріння свердловин виберемо бурову установку Уралмаш 4Е-76.

#### Технічна характеристика бурової установки Уралмаш 4Е-76

Глибина буріння, м	4000
Допустиме навантаження на гак, МН	2,0
Оснастка талевої системи	5×6

Найбільший тиск на виході насосу, МПа	35
Кількість насосів, шт	2
Висота основи, м	5,6
Довжина свічі, м	25

### 3.6 Розрахунок параметрів режиму буріння

Розрахунок режиму буріння ведемо за методикою, наведеною в [9].

3.6.1 Режим буріння під кондуктор в інтервалі 0-160 м шарошкковим долотом 660М-ЦВ.

1. Осьове навантаження на долото  $C_d$ .

$$C_d = c_{II} D_d,$$

де  $c_{II}$  – питоме навантаження на 1 м діаметра, для доліт типу М  $c_{II} = 200000$  Н/м;

$D_d$  – діаметр долота, м.

Тоді

$$C_d = 200000 \cdot 0,660 = 132000 \text{ Н.}$$

Приймаємо  $C_d = 132000$  Н.

2. Частота обертання

$$n = \frac{60V_d}{\pi D_d},$$

де  $V_d$  – припустима лінійна швидкість обертання, що визначається з умови абразивного зносу і нагрівання долота,  $V_d = 3-5$  м/с.

$$n = \frac{60 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,660} = 119 \text{ хв}^{-1}.$$

Приймаємо  $n_d = 120 \text{ хв}^{-1}$ .

3. Витрату промивальної рідини вибирають за двома умовами

а) з умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}},$$

де  $q_0$  – питома витрата промивальної рідини, м<sup>3</sup>/с на 1 м<sup>2</sup> вибою

$q_0=0,35-0,5$  – при роторному способі і бурінні електробуром;

$q_0=0,5-0,7$  – при бурінні гідравлічними забійними двигунами;

$F_{\text{внб}}$  – площа вибою свердловини,  $\text{м}^2$ .

$$Q_1 = 0,4 \cdot 0,785 \cdot 0,660^2 = 0,137 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) з умови транспортування шламів в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\text{мін}} F_{\text{кп}},$$

де  $V_{\text{мін}}$  – мінімально припустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі, через те, що долото великого діаметру приймасмо  $V_{\text{мін}}=0,4 \text{ м/с}$ .

$F_{\text{кп}}$  – площа кільцевого простору між бурильною трубою та стінками свердловини, приймаючи коефіцієнт кавернозности 1,2 маємо

$$Q_2 = 0,4 \cdot 0,785 \cdot [(1,2 \cdot 0,660)^2 - 0,114^2] = 0,193 \text{ м}^3/\text{с}.$$

З розрахованих значень вибирають найбільше, тобто

$$Q = 193 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

3.6.2 Режим буріння під 1 проміжну колоду в інтервалі 160-1920 м шарошквим долотом Ш444,5М-ЦВ.

1. Осьове навантаження на долото  $S_d$

$$S_d = 200000 \cdot 0,445 = 88900 \text{ Н}.$$

Приймаємо  $S_d = 89000 \text{ Н}$ .

2. Частота обертання

$$n = \frac{60 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,445} = 172 \text{ хв}^{-1}.$$

Приймаємо  $n_d = 170 \text{ хв}^{-1}$ .

3. Витрата промивальної рідини

а) з умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_1 = 0,4 \cdot 0,785 \cdot 0,445^2 = 0,062 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) з умови транспортування шламів в кільцевому просторі

$$Q_2 = 0,4 \cdot 0,785 \cdot [(1,2 \cdot 0,445)^2 - 0,114^2] = 0,085 \text{ м}^3/\text{с}.$$



З розрахованих значень вибирають найбільше, тобто

$$Q = 85 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

3.6.3 Режим буріння під 2 проміжну колону в інтервалі 1920-3340 м трьохшаршковим долотом III295,3МС-ІАУ.

1. Осьове навантаження на долото  $C_d$

Питоме навантаження для трьохшаршкових доліт типу МС  $c_{\pi}=350000 \text{ Н/м}$ ;

Тоді

$$C_d = 350000 \cdot 0,2953 = 103500 \text{ Н}.$$

Допустиме осьове навантаження для долота III295,3МС-ІАУ складає 400000 Н. Тоді приймемо  $C_d = 103500 \text{ Н}$ .

2. Частота обертання

$$n_{\text{д}} = \frac{60 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,2953} = 258 \text{ хв}^{-1}.$$

Приймаємо  $n_{\text{д}} = 270 \text{ хв}^{-1}$ .

3. Витрата промивальної рідини

а) з умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_1 = 0,4 \cdot 0,785 \cdot 0,2953^2 = 0,027 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) з умови транспортування піламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = 1 \cdot 0,785 \cdot (0,3019^2 - 0,114^2) = 0,061 \text{ м}^3/\text{с}.$$

З розрахованих значень вибирають найбільше, тобто

$$Q = 61 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

3.6.4 Режим буріння під експлуатаційну колону в інтервалі 3340-3660 м трьохшаршковим долотом III190,5СЗ-ІАУ.

1. Осьове навантаження на долото  $C_d$

Питоме навантаження для трьохшаршкових доліт типу С  $c_{\pi}=750000 \text{ Н/м}$ .

Тоді

$$C_d = 750000 \cdot 0,1905 = 143000 \text{ Н}.$$

Допустиме осьове навантаження для долота П190,5СЗ-ГАУ складас 200000 Н. Тоді приймаємо  $C_d = 143000$  Н.

2. Частота обертання

$$n_a = \frac{60 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,1905} = 401 \text{ хв}^{-1}.$$

Приймаємо  $n_d = 400 \text{ хв}^{-1}$ .

3. Витрата промивальної рідини

а) з умови очищення вибою від вибуреної породи

$$Q_1 = 0,4 \cdot 0,785 \cdot 0,1905^2 = 0,011 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) з умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\min} F_{\text{кв}}$$

Через те, що породі середні за твердістю, приймаємо  $V_{\min} = 1$  м/с.

$$Q_2 = 1 \cdot 0,785 \cdot (0,2011^2 - 0,114^2) = 0,022 \text{ м}^3/\text{с}$$

Приймаємо

$$Q = 22 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

Результати розрахунків зведемо до таблиці.

Таблиця 3.4 – Параметри режиму буріння

Інтервал буріння	Долото	Режим буріння		
		Осьове навантаження, Н	Частота обертання, хв <sup>-1</sup>	Витрата промивальної рідини, дм <sup>3</sup> /с
0-160	660М-ЦВ	132000	120	193
160-1920	П444,5М-ЦВ	89000	170	85
1920-3340	П295,3МС-ГАУ	103500	270	61
3340-3660	П190,5ТКЗ-ГВ	143000	400	22

### **3.7 Промивання свердловини**

#### **3.7.1 Вибір якості промивальної рідини**

Враховуючи геологічні умови проведення бурових робіт, а також попередній досвід буріння свердловин на цій площі, вибираємо наступні промивальні рідини.

Для буріння під кондуктор 508 мм в інтервалі 0-160 м використовуємо глинистий буровий розчин. Рецепттура і параметри наведені у табл. 3.5., 3.6.

Для буріння під проміжну колону 324 мм в інтервалі 160-1920 м використовуємо гуманно-акриловий буровий розчин. Рецепттура і параметри наведені у таблицях 3,5, 3,6.

Для буріння під проміжну колону 219 мм в інтервалі 1920-3340 використовуємо мінералізований буровий розчин. Рецепттура і параметри наведені у таблицях 3.5, 3.6.

Для буріння під експлуатаційну колону 140 мм в інтервалі 3340-3660 м використовуємо мінералізований гуманно-біополімерний буровий розчин. Рецепттура і параметри наведені у таблицях 3.5, 3.6.

Для глушіння і вторинного розкриття використовують буровий розчин, на якому здійснювали первинне розкриття.

Таблиця 3.5 – Технологічні параметри бурового розчину

Тип розчину	Інтервал, м		Густина, кг/м <sup>3</sup>	Умовна в'язкість, с	Фільтрація, см <sup>3</sup> /30хв	СПЗ, дПа		КГК	Кірка, мм	рН	Пластична в'язкість, мПа·с	Динамічне напру- ження зсуву, дПа	Колоїдна фаза, %	Зміст				
	від	до				1 хв	10 хв							КСІ, ват. %	NaCl, ват. %	нафті, об.%	тверд.фа- зи, об.%	
																	разом	піску
Глинястий	0	160	1170	60-100	6-8	20-30	25-40	0,15	1,5-2	8-9	25-40	50-90	5-6	-	-	-	6-7	1-2
Гуматакрил	160	1920	1160	35-50	5-6	10-20	25-40	0,15	1,5	8,5-9,5	10-20	25-40	4-5	-	-	-	7-9	1
Мінералізо- ваний	1920	3340	1450	30-90	5-8	10-20	25-40	0,15	1,5	5-7	10-20	25-40	4-5		26,4	10	18-20	1
Мінераліз. гуматно-біо- полімерний	3340	3660	1260	60-100	4-6	10-30	20-40	0,15	1,5	8-9,5	10-50	30-100	1-2	5	20	10	10-12	1

Таблиця 3.6 – Рецептура обробки бурового розчину

Інтервал буріння, м	Найменування хімікатів	Мета застосування	Норма витрат, т/м <sup>3</sup>	Джерело норм витрат
0 - 160	глина бситопітова	структуро- і кіркоутворювач	0,087x2,4x0,5	ЕСН.1983.т.49-414
	графіт порошкоподібний	змащувальна добавка	0,005	місцеві норми
	гіпанол	попижувач фільтрації	0,050	-/-
	Полиплає	флокулянт	0,0001	-/-
	сода кальцинована	зв'язувач іонів кальцію	0,005	-/-
160 - 1920	глина бситопітова	структуро- і кіркоутворювач	0,115x2,4	ЕСН.1983.т.49-414
	графіт порошкоподібний	змащувальна добавка	0,01	місцеві норми
	Лабрикол	змащувальна добавка	0,03	-/-
	ПВЛР	понижувач водовіддачі	0,01	-/-
	валовнювач	проти подлинання	0,04	-/-
	Полиплає	понижувач водовіддачі	0,003	-/-
	гіпанол	понижувач фільтрації	0,05	-/-
	сода кальцинована	зв'язувач іонів кальцію і нейтралізація цементу	0,005	-/-
1920 - 3340	глина палпгорскітова	структуро- і кіркоутворювач	0,115x2,4	ЕСН.1983.т.49-414
	NaCl	мінералізатор	0,320	-/-
	крохмаль	попижувач фільтрації	0,020	-/-
	Лабрикол	змащувальна добавка	0,030	-/-
	графіт порошкоподібний	змащувальна добавка	0,005	-/-
	КЛСТ	попижувач фільтрації	0,1	-/-
	барит до р=1450	обважнювач		-/-
	нафта	попижувач липкості кірки	0,1	-/-
	вапно	регулювання конн. Mg <sup>2+</sup>	0,02	-/-

Продовження таб.пці 3.6

Інтервал буріння, м	Найменування хімікатів	Мета застосування	Норми витрат, т/м <sup>3</sup>	Джерело норм витрат	
3340 - 3660	графіт порошкоподібний	змащувальна добавка	0,01	місцеві норми	
	ПВЛР	понижувач в'язкості	0,06	-/-	
	лабрикол	змащувальна добавка	0,03	-/-	
	дуовіз	структуруювач	0,003	-/-	
	КСІ	джерело іонів кальцію	0,05	-/-	
	дефоум	піногасник	0,0001	-/-	
	валовнювач	процес очищення	0,04	-/-	
	бікарбонат Na	зв'язувач іонів кальцію і нейтралізатор цементу	0,005	-/-	
	поліак UL	понижувач фільтрації	0,005	-/-	
	NaCl	мініералізатор	0,200	-/-	
	нафта	понижувач липкості кірки	0,1	-/-	
	крейда або мармурова крихта до $\rho=1260$ кг/м <sup>3</sup>	кіркутворювач і обважнювач			
	Для глушіння та вторинного розкриття використовувати розчин на якому проводили первинне розкриття				

### 3.7.2 Обґрунтування густини промивальної рідини

Густина промивальної рідини визначається для кожного інтервалу сумісних умов буріння за формулою

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH};$$

де  $P_{\text{пл}}$  – пластовий тиск в інтервалі свердловини для якого визначається  $\rho_{\text{пр}}$ , Па;  
 $g$  – прискорення земного тяжіння, м/с<sup>2</sup>;  
 $H$  – глибина підшви інтервалу свердловини, м;  
 $\alpha$  – нормативний коефіцієнт, який згідно до вимог правил ведення бурових робіт визначає запас тиску у свердловині над пластовим.

Густина в інтервалі 0-160 м ( $H < 1200$ , приймасмо  $\alpha = 1,12$ )

$$\rho_{\text{гд}} = \frac{1,12 \cdot 160 \cdot 8800}{9,81 \cdot 160} = 1004 \text{ кг/м}^3.$$

Приймасмо  $\rho_{\text{пр}} = 1050 \text{ кг/м}^3$ . Використовуємо високоякісний глинистий розчин з мінімальною густиною.

Густина в інтервалі 160-1920 м ( $1200 < H < 2500$  приймасмо  $\alpha = 1,07$ )

$$\rho_{\text{гд}} = \frac{1,07 \cdot 1920 \cdot 10000}{9,81 \cdot 1920} = 1091 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо  $\rho_{\text{пр}} = 1090 \text{ кг/м}^3$ .

Густина в інтервалі 1920-3340 м ( $H > 2500$  приймасмо  $\alpha = 1,05$ )

$$\rho_{\text{гд}} = \frac{1,05 \cdot 3340 \cdot 10300}{9,81 \cdot 3340} = 1100 \text{ кг/м}^3.$$

Приймасмо  $\rho_{\text{пр}} = 1100 \text{ кг/м}^3$ .

Густина в інтервалі 3340-3660 м ( $H > 2500$  приймасмо  $\alpha = 1,05$ )

$$\rho_{\text{гд}} = \frac{1,05 \cdot 3660 \cdot 10700}{9,81 \cdot 3660} = 1146 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо  $\rho_{\text{пр}} = 1150 \text{ кг/м}^3$ .

### 3.7.3 Гідравлічний розрахунок

Гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи [6]

$$P = P_{\tau} + P_{\text{кп}} + P_{\text{з}} + P_{\text{ОБТ}} + P_{\text{кпОБТ}} - P_{\text{обв}} + P_{\text{д}},$$

де  $P$  – сумарні гідравлічні втрати тиску в циркуляційній системі, Па;

$P_{\tau}$  – втрати тиску в бурильних трубах, Па;

$P_{\text{кп}}$  – втрати тиску в кільцевому просторі за бурильними трубами, Па;

$P_{\text{з}}$  – втрати тиску в замках і муфтах, Па;  $P_{\text{ОБТ}}$  – втрати тиску в ОБТ, Па;

$P_{\text{кпОБТ}}$  – втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ, Па;

$P_{\text{обв}}$  – втрати тиску в наземній обв'язці (стояку, буровому шлангу, ведучій трубі, вертлюгу), Па;

$P_{\text{д}}$  – втрати тиску в долоті, Па.

Для визначення втрат тиску в трубах і кільцевому просторі необхідно визначити режим руху, залежно від якого вибирають ті або інші розрахункові формули. Для цього визначають фактичне  $Re$  і критичне  $Re_{\text{кр}}$ .

$$Re = \frac{\rho_{\text{пр}} V d_1}{\eta_{\text{пр}}},$$

де  $\rho_{\text{пр}}$  – густина промивальної рідини, кг/м<sup>3</sup>;  $V$  – швидкість руху промивальної рідини, м/с;  $d_1$  – гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби  $d_{\text{в}}$  або різниці діаметрів  $d_1 = D_{\text{с}} - d_{\text{з}}$  для кільцевого простору, м;  $D_{\text{с}}$  – діаметр свердловини, м;  $d_{\text{з}}$  – зовнішній діаметр бурильної колони, м;  $\eta_{\text{пр}}$  – динамічна в'язкість промивальної рідини, Па·с

$$\eta_{\text{пр}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{пр}} - 0,022;$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \text{He}^{0,58},$$

де  $\text{He}$  – критерій Хелстрема;

$$\text{He} = \frac{\rho_{\text{пр}} \tau_0 d_1^2}{\eta_{\text{пр}}^2},$$



де  $\tau_0$  – динамічне напруження зсуву, Па.

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{лр}} - 7.$$

Якщо  $Re < Re_{\text{кр}}$  – режим руху ламінарний.

Якщо  $Re > Re_{\text{кр}}$  – режим руху турбулентний.

$$v = \frac{Q}{F},$$

де  $F$  – площа поперечного перерізу,  $\text{м}^2$

для труб  $F = \frac{\pi}{4} d_{\text{в}}^2$ ; для кільцевого простору  $F = \frac{\pi}{4} (D_{\text{с}}^2 - d_{\text{з}}^2)$ .

а) для бурильних труб

$$F = \frac{\pi}{4} d_{\text{в}}^2 = 0,785 \cdot 0,0983^2 = 7,59 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

$$V = \frac{0,022}{7,59 \cdot 10^{-3}} = 2,9 \text{ м/с.}$$

$$\eta_{\text{лр}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1150 - 0,022 = 0,016 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_{\text{г}} = d_{\text{в}} = 0,0983 \text{ м.}$$

$$Re = \frac{1150 \cdot 2,9 \cdot 0,0983}{0,016} = 20545$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1150 - 7 = 2,78 \text{ Па}$$

$$\dot{\gamma}_{\text{а}} = \frac{1150 \cdot 2,78 \cdot 0,0983^2}{0,022^2} = 121212$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 115462^{0,58} = 8403$$

Як бачимо  $Re > Re_{\text{кр}}$ , тому режим течії рідини турбулентний.

При турбулентному режимі руху втрати тиску в бурильних трубах і кільцевому просторі визначають за формулою Дарсі-Вейсбаха

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{лр}}}{d_{\text{г}}} l,$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору  
для труб

$$\lambda_{\text{з}} = 0,1 \left( 1,46 \frac{\Lambda}{d_d} + \frac{110}{\text{Re}} \right)^{0,25};$$

де  $\Delta$  – шорсткість труб ( $\Delta=3 \cdot 10^{-4}$  м – для стінок трубного і обсаджених ділянок затрубного простору;  $\Lambda=3 \cdot 10^{-3}$  м – для необсаджених ділянок затрубного простору).

Тоді

$$\lambda_{\text{т}} = 0,1 \left( 1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0983} + \frac{110}{20545} \right)^{0,25} = 0,031.$$

Втрати тиску

$$P_{\text{т}} = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пр}}}{d_j} l = 0,032 \cdot \frac{2,9^2}{2} \cdot \frac{1150}{0,0983} \cdot 3435 = 5,25 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

б) для кільцевого простору за бурильними трубами

$$F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_{\text{н}}^2) = 0,785 \cdot (0,2011^2 - 0,114^2) = 2,15 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2.$$

$$V = \frac{0,022}{2,16 \cdot 10^{-2}} = 1,02 \text{ м/с.}$$

$$\eta_{\text{пр}} = 0,016 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_{\text{т}} = D_c - d_{\text{н}} = 0,2011 - 0,1143 = 0,0868 \text{ м.}$$

$$\text{Re} = \frac{1150 \cdot 1,02 \cdot 0,0868}{0,016} = 6403$$

$$\tau_0 = 2,78 \text{ Па}$$

$$\text{Hc} = \frac{1150 \cdot 2,78 \cdot 0,0868^2}{0,016^2} = 94510$$

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 94510^{0,58} = 7712$$

$\text{Re} < \text{Re}_{\text{кр}}$ , тому режим течії рідини ламінарний.

Тоді втрати тиску в кільцевому просторі визначимо за формулою:

$$P_{\text{кр}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n (D_c^2 - d_{\text{н}}^2)},$$

де  $l$  – довжина секцій бурильних труб однакового діаметра  $d_{\text{в}}$ ,  $d_{\text{з}}$ ,  $D_c$ ;

$\beta_T, \beta_{кп}$  – відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком попередньо знайшовши параметр Сен-Венана  $Scn$  для труб і кільцевого простору

$$Scn = \frac{\tau_0 d_r}{\eta_{пл} V}$$

$$Scn = \frac{2,78 \cdot 0,0868}{0,016 \cdot 1,02} = 15.$$

Для такого значення параметра Сен-Венана  $\beta_{кп} = 0,45$ .

Тоді

$$P_{кп} = \frac{4 \cdot 2,78 \cdot 3345}{0,45 \cdot (0,2011^2 - 0,1143^2)} = 3,09 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Аналогічно знаходимо втрати тиску в ОБТ ( $P_{вБТ}$ ) і кільцевому просторі в) для обважнених бурових труб

$$F = \frac{\pi}{4} d_{вБТ}^2 = 0,785 \cdot 0,068^2 = 3,63 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

$$V = \frac{0,022}{3,63 \cdot 10^{-3}} = 6,06 \text{ м/с.}$$

$$\eta_{цр} = 0,016 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_r = d_{вБТ} = 0,068 \text{ м.}$$

$$Re = \frac{1150 \cdot 6,06 \cdot 0,068}{0,016} = 29700$$

$$\tau_0 = 2,78 \text{ Па}$$

$$í\ddot{a} = \frac{1150 \cdot 2,78 \cdot 0,068^2}{0,016^2} = 58004$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 58004^{0,58} = 6328$$

$Re > Re_{кр}$ , тому режим течії рідини турбулентний.

Тоді

$$\lambda_r = 0,1 \left( 1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,068} + \frac{110}{29700} \right)^{0,25} = 0,031$$

Втрати тиску

$$P_{\text{тУБТ}} = \lambda \frac{V^2 \rho_{\text{пр}}}{2 d_{\Gamma}} l = 0,031 \cdot \frac{6,06^2}{2} \cdot \frac{1150}{0,068} \cdot 225 = 2,2 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

г) для кільцевого простору за ОБТ

$$F = 0,785 \cdot ((1,2 \cdot 0,1905)^2 - 0,146^2) = 2,43 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2.$$

$$V = \frac{0,022}{2,43 \cdot 10^{-2}} = 0,91 \text{ м/с.} \quad \eta_{\text{пр}} = 0,0275 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_{\Gamma} = D_c - d_n = 1,2 \cdot 0,1905 - 0,146 = 0,0826 \text{ м.}$$

$$Re = \frac{1150 \cdot 0,91 \cdot 0,0826}{0,016} = 5391$$

$$\tau_0 = 2,78 \text{ Па}$$

$$Ne = \frac{1150 \cdot 2,78 \cdot 0,0826^2}{0,016^2} = 85585$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 85585^{0,58} = 7398$$

$Re < Re_{\text{кр}}$ , тому режим течії рідини ламінарний.

Тоді

$$Sen = \frac{2,78 \cdot 0,0826}{0,016 \cdot 0,91} = 16.$$

Для такого значення параметру Сен-Венана  $\beta_{\text{кп}} = 0,46$ .

Тоді

$$P_{\text{кпУБТ}} = \frac{4 \cdot 2,78 \cdot 225}{0,46 \cdot ((1,2 \cdot 0,1905)^2 - 0,146^2)} = 0,18 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Для з'єднання бурильних труб використовуємо замки ЗУ-146.

Втрати тиску в замках визначимо за формулою Борда-Карпо

$$P_3 = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i,$$

де  $\xi$  – коефіцієнт місцевого опору;  $V$  – середня швидкість руху рідини в трубах або в незвуженій частині кільцевого простору, м/с;  $i$  – кількість замків.

$$\xi = k_{\text{пк}} \left( \frac{F}{F_{\text{пк}}} - 1 \right),$$

де  $k_{\text{пк}} = 2$  – дослідний коефіцієнт, який ураховує особливості конфігурації місцевого опору в прохідному каналі;  $F$  – площа поперечного перерізу каналу труб або незвуженої частини кільцевого простору,  $\text{м}^2$ ;  $F_{\text{пк}}$  – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку,  $\text{м}^2$ .

$$i = \frac{1}{l_r},$$

де  $l$  – довжина бурових труб однакового діаметра;  $l_r$  – довжина однієї труби.

Тоді

$$\xi = k_{\text{пк}} \left( \frac{F}{F_{\text{пк}}} - 1 \right) = 2 \cdot \left( \frac{0,785 \cdot 0,0983^2}{0,785 \cdot 0,082^2} - 1 \right) = 0,87.$$

$$i = \frac{3435}{12,5} = 274 \text{ шт.}$$

$$P_z = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i = 0,87 \cdot 1150 \frac{2,9^2}{2} \cdot 274 = 1,11 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Утрати тиску в наземній обв'язці знаходимо за формулою

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_c + \lambda_{\text{бш}} + \lambda_{\text{в}} + \lambda_{\text{вт}}) \rho_{\text{пр}} Q^2,$$

де  $\lambda_c$ ,  $\lambda_{\text{бш}}$ ,  $\lambda_{\text{в}}$ ,  $\lambda_{\text{вт}}$  – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів у стояку, буровому шлангу, вертлюгу, та ведучій трубі.

Ці значення для заданих умов дорівнюють

$$\lambda_c = 0,4 \cdot 10^5; \lambda_{\text{бш}} = 0,3 \cdot 10^5; \lambda_{\text{в}} = 0,3 \cdot 10^5; \lambda_{\text{вт}} = 0,4 \cdot 10^5.$$

Тоді

$$P_{\text{обв}} = (0,4 \cdot 10^5 + 0,3 \cdot 10^5 + 0,3 \cdot 10^5 + 0,4 \cdot 10^5) \cdot 1150 \cdot 0,022^2 = 0,07 \cdot 10^6 \cdot \text{Па.}$$

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті, визначають як різницю між тиском, що розвиває насос (або насоси) при обраному діаметрі втулок, і сумою втрат в циркуляційній системі.

$$P_{\text{д}} = b_p P_{\text{п}} - \sum P_i,$$

де  $P_d$  – резерв тиску, який можна реалізувати в долоті;  $b_p = 0,75-0,8$  – коефіцієнт, який враховує, що тривалий робочий тиск нагнітання бурових насосів повинен бути, згідно правил ведення бурових робіт, менший за паспортний на 20-25 %;  $P_n$  – тиск, який розвиває насос, Па;  $\Sigma P_i$  – утрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, ОБГ, кільцевому просторі за ОБГ, обв'язці.

Тоді

$$P_d = 0,75 \cdot 35 \cdot 10^6 - (5,25 + 3,09 + 2,2 + 0,18 + 1,11 + 0,07) \cdot 10^6 = 14,4 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Враховуючи, що перепад тиску повинен бути обмежений міцністю конструктивних параметрів долота, приймаємо  $P_d = 13,0 \cdot 10^6$  Па.

За значенням  $P_d$  необхідно встановити можливість використання гідромоніторного ефекту при бурінні даного інтервалу свердловини. Для цього визначають швидкість руху рідини в промивальних отворах долота за формулою

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{пр}}},$$

де  $\mu_d$  – коефіцієнт витрати, для гідромоніторних доліт приймаємо  $\mu_d = 0,92$ .

Тоді

$$V_d = 0,92 \sqrt{\frac{2 \cdot 13,0}{1150}} = 141 \text{ м/с.}$$

Отримане значення швидкості перевищує критичне значення 80 м/с, тобто даний інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Визначимо сумарну площу насадок  $f_d$  гідромоніторного долота за формулою

$$f_d = \frac{Q}{V_d} = \frac{0,022}{141} = 1,56 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

За величиною  $f_d$  підбирають діаметри насадок гідромоніторного долота за формулою

$$d_n = \sqrt{\frac{4f_d}{\pi n}}, \quad d_{II} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,56 \cdot 10^{-4}}{3,14 \cdot 3}} = 0,0081 \text{ м} = 8,5 \text{ мм.}$$

де  $d_n$  – діаметр пасадки, м;  $n$  – кількість насадок.

### 3.8 Цементування обсадних колон

Кондуктор 508 мм цементується тампонажним портландцементом для низьких і нормальних температур ПЦТ І-50 ДСТУ Б В 2.7-88-99, з підняттям цементного розчину до устя. Густина цементного розчину  $1850 \text{ кг/м}^3$ .

Проміжна колона діаметром 324 мм цементуються до устя двома секціями. Перша секція цементується тампонажним портландцементом для помірних температур ПЦТ І-100 ДСТУ Б В 2.7-88-99, густиною цементного розчину  $1820 \text{ кг/м}^3$ . Друга секція цементується тампонажним портландцементом ПЦТ І-50 ДСТУ Б В 2.7-88-99, густиною цементного розчину  $1820 \text{ кг/м}^3$ . В якості буферної рідини при цементуванні першої секції перед цементним розчином закачується  $6 \text{ м}^3$  1 % водного розчину КМЦ, при цементуванні другої секції -  $6 \text{ м}^3$  рідини замішування.

Цементування проміжної колони в інтервалі 0-3340 м здійснюється тампонажною сумішшю плакопіщаного тампонажного цементу ППЦС-120 ТУ У 320.00136751.008-96 і портландцементу для помірних температур ПЦТ І-100 ДСТУ Б В 2.7-88-99 у співвідношенні 80:20. Для надання цементному камню солестійкості, замішування цементу здійснюється на насиченому розчині хлористого натрію NaCl густиною  $1180 \text{ кг/м}^3$ . Густина цементного розчину  $1950 \text{ кг/м}^3$ . В якості буферної рідини перед цементним розчином закачується насичений розчин хлористого натрію NaCl густиною  $1180 \text{ кг/м}^3$  об'ємом  $4 \text{ м}^3$  з 1 % водним розчином КМЦ.

Цементування експлуатаційної колони 140 мм здійснюється до устя двома секціями. Перша секція цементується тампонажною сумішшю портландцементу для помірних температур ПЦТ І-100 ДСТУ Б В 2.7-88-99 і зола Курахівської ТЕС (70 : 30). Густина цементного розчину  $1720 \text{ кг/м}^3$ . Друга секція цементується тампонажним портландцементом для помірних температур ПЦТ І-100 ДСТУ Б В 2.7-88-99, з підняттям цементного розчину до устя. Густина цементного розчину  $1820 \text{ кг/м}^3$ . В якості буферної рідини при цементуванні першої секції перед цементним розчином закачується  $6 \text{ м}^3$  1 % водного розчину КМЦ, при цементуванні другої секції -  $6 \text{ м}^3$  рідини замішування.

Для сповільнення термінів тужавлення тампонажного розчину при цементуванні експлуатаційної та проміжної обсадних колон застосовується пітрилотриметилфосфорова кислота (НТФК) або сповільнювач іншого типу. При цементуванні першої секції експлуатаційної колони 140мм в інтервалі цементування продуктивних горизонтів необхідно застосовувати хімреагенти-понижувачі водовіддачі цементних розчинів типу "tylose" з метою покращення якості цементування і збереження колекторських властивостей продуктивних пластів.

Кількість сповільнювача термінів тужавлення та кількість хімреагента для зниження водовіддачі тампонажного розчину визначається при підборі робочої рецептури перед цементуванням кожної обсадної колони.

Для покращення якості цементування за рахунок закачування однорідного по густині цементного розчину застосовується усереднююча ємність.

Контроль за процесом цементування обсадних колон здійснюється за допомогою стапції контролю цементування (СКЦ-2М).

### **3.9 Заходи з попередження газопроявлень**

Інтенсивні газопроявлення, які переходять в газові фонтани, являються найбільш небезпечними ускладненнями і аваріями, які виникають в процесі буріння свердловин на родовищах та розвідувальних площах України.

Основними причинами таких ускладнень, як показує багаторічний досвід буріння свердловин, можуть бути:

- неправильний прогноз пластових тисків і на цій основі неправильний вибір густини бурового розчину для розкриття напірних горизонтів;
- невідповідна геологічним умовам конструкція свердловини;
- відсутність противикидного обладнання на усті свердловини при розкритті газових і нафтових горизонтів;
- зростання вмісту газу в буровому розчині в процесі буріння через незадовільну його дсгазацію;



- неприйняття своєчасних заходів при газопроявленнях для попередження викидів і відкритого фонтанування та інші причини.

Протифонтанну безпеку при будівництві експлуатаційних свердловин 50-61 на Кобзівській площі передбачається забезпечити за рахунок здійснення комплексу заходів, які враховують вказані причини виникнення інтенсивних газонафтопроявлень, що переходять у викиди і фонтани.

До таких заходів відносяться:

1. Вибір відповідної конструкторської свердловини, яка запобігатиме гідророзриву гірських порід тиском газу у випадку газопроявлення при герметизованому усті.

2. Густина бурового розчину розрахована виходячи із очікуваних пластових тисків, повинна бути:

- при бурінні в інтервалі 0-160 м  $\rho = 1120 \text{ кг/м}^3$ ;

- при бурінні в інтервалі 160-2010 м  $\rho = 1160 \text{ кг/м}^3$ ;

- при бурінні в інтервалі 2010-3300 м  $\rho = 1450 \text{ кг/м}^3$

- при бурінні в інтервалі 3300-3600 м  $\rho = 1260 \text{ кг/м}^3$

3. Підбір обсадних труб по міцності, виходячи з максимального тиску на усті свердловини в процесі буріння та випробування.

4. Герметизація устя свердловини виходячи із максимального розрахункового тиску на усті. Згідно розрахункових даних і діючого ДСТ 13862-90 на кондуктор і проміжні обсадні колони свердловини слід установлювати противикидне обладнання (ПВО):

- на першій проміжній колоні діаметром 324 мм ОП3-350x21

- на другій проміжній колоні діаметром 219 мм ОП5-230x35

- на експлуатаційній колоні діаметром 140 мм ОП5-180x35

5. При монтажі ПВО слід керуватися СОУ 11.2-30019775-142:2008. Свердловини на нафту та газ. Вимоги до монтажу і експлуатації противикидного обладнання при бурінні свердловин. ДК "Укргазвидобування" зі змінами № 1-2011, введеними в дію з 03.02.2012 р. та змінами № 2-2014 (наказ № 9 від 16.01.2015).

Відступ від затверджених схем і регламентів дозволяється тільки в установленому порядку.

6. Всі колони і кондуктор повинні бути обладнані колонною голівкою типу ОКК2-35 (168x245x324).

7. В якості первинного дегазатора на превенторному відведенні слід установлювати ємність, або спеціальний трап заводського виготовлення, який призначений для цієї мети.

8. Для основної і заключної дегазації слід установлювати дегазатор ДВС-II або ДУ-1.

9. Бурова повинна бути обладнана приладом для постійного доливу свердловини при підйомі бурильної колони і засобами механізації для швидкого обважнення та приготування розчину. На буровій повинно бути два комплекти ЛПР-3 і два прилади ПГ-1 (ВГ-1) для вимірювання вмісту газу. Буріння повинно здійснюватися при наявності газокаротажної стапції. Яка забезпечує постійний контроль за вмістом газу в розчині і механічною швидкістю буріння.

10. Бурова бригада повинна бути навчена прийомам і методам по посередженню і ліквідації газоводонафтопроявлень, а також діям на випадок відкритого фонтанування.

### **Висновки за розділом**

1. В цьому розділі спроектована конструкція свердловини, вибрано спосіб буріння і бурове обладнання.

2. Вибрано породоруйнуючий інструмент та режими буріння.

3. Обґрунтований вибір комплектування бурового снаряду.

4. Здійснений вибір типу, параметрів промивальної рідини, а також гідравлічний розрахунок промивання свердловини.

5. Розглянути питання цементування обсадних колон і заходи з посередження газопроявлень.

## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ

### 4.1 Аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища

Виродовж усього часу будівництва свердловини і вводу її в експлуатацію, можуть виникнути різноманітні небезпеки, як для персоналу самої бурової бригади, так і для персоналу субпідрядних організацій, що притягуються до виконання окремих видів робіт.

Цикл спорудження свердловини включає наступні види робіт:

- підготовчі та будівельно-монтажні роботи;
- буріння і кріплення свердловини;
- випробування та освоєння свердловини;
- демонтаж обладнання.

Безпечне виконання вказаних етапів робіт забезпечується за рахунок обов'язкового дотримання правил безпеки, приведених в діючих інструкціях та інших нормативних документах відповідно до кожного виду робіт.

Виходячи з очікуваних умов будівництва свердловини спеціальні правила безпеки не потрібні. Всі джерела підвищеної небезпеки можна поділити на декілька груп.

До першої групи необхідно віднести небезпеки, пов'язані з переміщенням вантажів.

Другу групу складають небезпеки, що виникають при експлуатації механізмів з масами, що обертаються (ротор, лебідка, насоси, трансмісії, механічні мішалки тощо), особливо, якщо ці механізми негороджені належним чином.

До третьої групи необхідно віднести небезпеки, пов'язані з руйнуванням тих вузлів обладнання, які працюють під тиском, або при роботі яких можуть виникати сильні вібрації (бурові і цементувальні насоси, компресори, трубопроводи, бурильні та обсадні колони, устьове обладнання). Сюди можна також віднести небезпеки від виникнення газонафтопроявів та грифонів.

Четверта група небезпек пов'язана з використанням таких тонко-дисперсних матеріалів, як цемент, глинопорошки і хімічні реагенти. У випадку попадання в дихальні шляхи, або очі, пилподібні матеріали визивають подразнення слизової оболонки і серйозні запальні процеси. Більшість хімічних реагентів, що використовуються для обробки і регулювання властивостей промивальних, буферних та тампонажних рідин, в тій чи іншій мірі є токсичними речовинами. Попадаючи в слизові оболонки очей, дихальні шляхи, чи просто на шкіру людини, вони можуть визвати подразнення, опіки, або отруєння. Небезпеку викликають і такі речовини, як сірководень, вуглекислий газ, газоподібні вуглеводні, що попадають в атмосферу з вибуреною породою та промивальною рідиною.

Ще одна група небезпек виникає при проявах нафти і газу. Це пов'язано з тим, що вуглеводні - горючі речовини і при певній концентрації газів у повітрі можуть виникати сильні вибухи та пожежі. Тривале вдихування газоподібних вуглеводнів або викидних газів двигунів внутрішнього згоряння може стати причиною важкого отруєння.

Джерелами підвищеної небезпеки можуть бути електродвигуни, трансформаторні підстанції та інші електричні установки, особливо коли вони не заземлені, або несправні. Короткий опис всіх вище перелічених джерел підвищеної небезпеки приведено в табл. 4.1.

Небезпеки для людей, що працюють на буровій, можуть бути пов'язані з багатьма іншими причинами: забруднення підлоги всьє та території бурової в результаті розливу промивальної рідини, або нафтопродуктів; несправильне розташування обладнання; використання рідин з підвищеною температурою для технологічних потреб, буріння або обігріву обладнання і робочих місць; недостатнє освітлення приміщень; тривала дія сильного шуму; низька температура навколишнього середовища в зимовий період.

Таблиця 4.1 – Аналіз потенційних небезпек виробничих факторів

Джерело небезпеки	Характеристика потенційно-небезпечних виробничих факторів та їх допустимі значення
Талева система	Послаблення кріпильних вузлів, обрив талевого кашату заклипювання вертлюга, несправності запібки крюка
Бурові насоси	Високі пульсуючі тиски можуть привести до послаблення, або розриву з'єднань нагнітальної лінії. Джерело шуму $L = 75 - 80$ дБ, вібрація $f = 7 - 14$ Гц
Бурова лебідка	Джерело шуму $L = 90 - 100$ дБ, вібрація $f = 24 - 35$ Гц
Ротор	Джерело шуму $L = 90 - 100$ дБ
Машинний ключ	Травми при накладанні ключа на труби, в момент дії, при розкріпленні і закріпленні труб.
ПКР	Зачеплення муфтою свічки за клини, виключення крану управління клинами.
Компресори	Шум $L = 95 - 100$ дБ, вібрація $f = 15 - 20$ Гц
Електродвигуни	Електрогравітазм $I = 10$ А, $U = 220 - 380$ В, $f = 50$ Гц
Нагнітальні лінії у період цементування	Високі гідравлічні тиски

Таблиця 4.2 – Характеристика шкідливих речовин, що використовуються

Назва шкідливої речовини або матеріалу	ГДК шкідливої речовини, мг/м <sup>3</sup>	Перша допомога при отруєнні та засоби захисту
Вуглеводні	300	Свіже повітря, тепло, гарячий напій. Дають кисень, промивають очі водою
Лужні аерозолі	0,5	Те саме, що і у першому випадку
Пил цементу, глини, та їх суміші	1,0	Використання засобів індивідуального захисту

Відповідно до вимог Системи стандартів праці (ССБТ), ДСТ 15-001-88 (п.4.2), ДСТ 12.2.003-91 перед початком монтажних і бурових робіт передбачає-

ся вхідний контроль обладнання, приладів і інструменту на відповідність їх ДСТ і ТУ, а також наявність паспортів на все обладнання, прилади і інструмент.

До проведення робіт по бурінню свердловини допускаються фахівці, які мають спеціальну освіту і практичний досвід роботи, а при бурінні похило-скерованих свердловин бурова бригада повинна бути навчена згідно діючих інструкцій і регламентів бурінню похило-скерованих свердловин.

Перед забурюванням свердловини необхідно провести конференцію по ознайомленню з робочим проектом за участю всього складу бурової бригади і головних спеціалістів ВБР і щомісячно з членами бурової бригади проводити технологічні бесіди по підведенню підсумків роботи та особливості технології буріння свердловини.

Найбільш небезпечними видами робіт при виконанні етапу "Буріння свердловини" являються спуско-підіймальні операції, збирання і розбирання КІБК, зтягування ОБТ у бурову і викидання його на містки, роботи по заміні великогабаритного обертання, яке вийшло з ладу, експлуатації бурових насосів, ліквідації інтенсивних газопроявлень, газових викидів і фонтанів, вантажно-розвантажувальні роботи та інше.

При виконанні спуско-підіймальних операцій найбільш небезпечними являються аварії пов'язані з зтягуванням талевого блоку під кронблок з наступним обривом талевого каната, падінням талевої системи, а можливе падіння везі. Для запобігання цього виду аварій роботи по спуску й підйому бурильної колони та обсадних труб повинні проводитися тільки при наявності справного протизтягувача талевого блоку під кронблок і справної гальмівної системи лебідки.

Роботи на висоті повинні виконуватися у відповідності з інструкцією з охорони праці для верхового робочого, а утримання люльки та помосту верхового робочого - у відповідності з інструкцією заводу-виробника.

Працівники, що приймають участь у будівництві свердловини, а також посадові особи можуть бути допущені до роботи після проведення навчання та перевірки знань з питань пожежної безпеки відповідно до "Типового положення по

інструктажі, спеціальне навчання та перевірку знань з питань пожежної безпеки на підприємствах в установах та організаціях України", затвердженого наказом від 29.09.2003 № 368.

З метою забезпечення пожежної безпеки в управлінні повинні бути призначені відповідальні посадові особи за пожежну безпеку, утримання і експлуатацію технічних засобів проти пожежного захисту.

Пожежна безпека при будівництві свердловини повинна організовуватись у відповідності до вимог закону України "Про пожежну безпеку".

Вогневі роботи повинні проводитись у відповідності з "Інструкцією з організації безпечного ведення вогневих робіт на вибухопожежонебезпечних та вибухонебезпечних об'єктах".

В табл. 4.3 проведемо аналіз потенційно небезпечних факторів.

Таблиця 4.3 – Аналіз потенційно – небезпечних факторів

Потенційно небезпечний фактор	Травмобезпечна ситуація (фактор)
Високий тиск	Струмінь рідини під тиском
Витікання шкідливих речовин	Отруєння та оціки організму
Висока працємісткість робіт	Втома організму
Спуско - підймальні операції	Травмування рухомими елементами
Відсутність перил	Падіння працюючих
Пожежобезпека	Загорання горючих речовин
Електробезпека	Електро травма та електроураження

#### 4.2 Забезпечення нормальних умов праці та безпеки технологічних процесів

Для покращення умов праці працюючих на буровій необхідно виконувати допустимі норми порушення.

Для покращення мікроклімату на буровій санітарними нормами промислових підприємств та системою стандарту безпеки праці регламентовані норми тем-

ператури, вологості та швидкості руху повітря у виробничих приміщеннях. Згідно цих норм оптимальна температура повинна становити 17 - 19 °С в холодний та перехідний період, 20 - 22 °С в теплий період року. Вологість при цьому повинна складати 40 - 60 %, а швидкість руху повітря 0,3-0,4 м/с.

Для нормалізації освітленості необхідно, щоб рівень освітленості та його виконання на буровій повинні відповідати вимогам ПУС, ДНАОП 0.00 - 1.32 - 01 та будівельних норм і правил, встановлених СН 245 - 71, ОНТП51-1-85 і СНІП 4 79.

Для нормалізації дії шуму та вібрації необхідно, щоб рівень шуму та вібрації на робочих місцях повинні бути в допустимих межах вказаних в ГОСТ 12.003 - 76 та СН 245 71. Згідно проведених замірів (Науково - дослідна робота "Исследование шума и вибраций на буровых и разработка рекомендаций и мероприятий по их снижению" проведеним Івано-Франківським Інститутом нафти і газу, 1979 р. Результати атестації робочих місць, ЦНПД ВАТ Укрнафта), визначено перевищення допустимого рівня шуму силовому та насосному блоках. В зв'язку з тим що знизити вони бути не можуть, що пов'язано з технологічним процесом проводки свердловини та існуючим типом обладнання, необхідно в силовому та насосному приміщеннях обов'язково використовувати індивідуальні протишумові навушники. На інших робочих місцях необхідно користуватись протишумними навушниками "Беруші". На робочих місцях бурильника та в агрегатному приміщенні для зменшення рівня вібрації до допустимого згідно СН - 71, необхідно встановлювати віброізоляції ні майданчики конструкції ВНДІБТ.

Для нормалізації дії іонізуючого випромінювання необхідно: під час приготування активованого розчину застосовувати маніпулятори; скорочувати час роботи із джерелами іонізуючого випромінювання; після закінчення робіт територію навколо свердловини та одяг працюючих перевіряють і проводять дезактивацію спеціальними миючими засобами. При цьому вміст радіоактивних речовин у водоймищах та каналізації не повинен перевищувати норму.



Для нормалізації захисту від дії шкідливих речовин необхідно, щоб робітники бурових бригад, а також обслуговуючий персонал повинні бути забезпечені засобами індивідуального та колективного захисту від небезпечних та шкідливих факторів виробничого середовища відповідно до "Типових отраслевих норм бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты работникам предприятий нефтяной и газовой промышленности" ДНАОН 0.05-3.24-80 та "Отраслевых норм бесплатной выдачи спецобуви и других средств индивидуальной защиты".

Для нормалізації умов праці при інфразвуковому та ультразвуковому випромінюванню необхідно застосовувати спец одяг та навушники.

Запроектвані заходи та засоби захисту від потенційних небезпек подано у вигляді табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Заходи та засоби захисту від потенційних небезпек

Потенційно небезпечний фактор	Заходи та засоби захисту
Високий тиск	Застосування діафрагм
Витікання шкідливих речовин	Герметизація ємкостей
Висока працемісткість робіт	Механізація робіт
Спуско - підймальні операції	Наявність захисних кожухів
Відсутність перил	Наявність перил та запобіжних поясів
Пожежонебезпека	Застосування газових датчиків
Електронебезпека	Електроізоляція

### Висновки за розділом

1. В розділі здійснений аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища.
2. Розглянуті заходи щодо забезпечення нормальних умов праці та безпеки технологічних процесів.

## 5 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

В процесі буріння, дослідження та експлуатації свердловин на Кобзівському родовищі слід проводити заходи за охороною надр та запобіганню або істотній ліквідації забруднення навколишнього середовища.

### 5.1 Охорона атмосферного повітря

Основною продукцією при розробці газоконденсатних покладів є природний газ, газовий конденсат та попутна промислова вода (ППВ).

Забруднення атмосферного повітря при бурінні свердловин і розробці родовища може відбуватися при:

- роботі двигунів внутрішнього згорання (в їх викидах присутні такі шкідливі речовини як окис азоту –  $\text{NO}$ , двоокис азоту –  $\text{NO}_2$ , окис сірки –  $\text{SO}_4$ , окис вуглецю –  $\text{CO}$ , сажа) і котельних;
- випробуваннях і дослідженнях свердловин;
- продувках свердловин і газопроводів (шлейфів) в атмосферу;
- витоку газу через нещільності технологічного обладнання на УКПІ і свердловинах;
- аварійних викидах газу в атмосферу.

Випробування та дослідження свердловин в процесі їх експлуатації повинні здійснюватися тільки в промисловий колектор з повною утилізацією вуглеводнів (без випуску газу в атмосферу).

З метою запобігання можливих викидів видобувної продукції через негерметичне обладнання і наземні комунікації, а також в процесі буріння, необхідно здійснювати систематичний візуальний контроль. Буріння свердловин здійснювати на електроенергії. В свердловинах з міжколонними або заколонними газопроявами необхідно передбачити проведення дебітометрії та термометрії у комплексі з радіоактивним каротажем з метою виявлення місцезнаходження негерметичності обсадних колон.

## 5.2 Охорона водного середовища

Охорону горизонтів з прісними водами від забруднення при їх розкритті передбачено забезпечити за рахунок застосування екологічно нешкідливих бурових розчинів. Після розкриття горизонти з прісними водами перекриваються обсадною колоною 426 мм до глибини 150 м з наступним цементуванням до устя.

Грунтові води приурочені до прошарків пісків та суглинків антропогенних відкладів і залягають на глибинах 3-5 : 10-15 м, а на схилах балок та ярів виходять на поверхню і утворюють джерела. Взагалі ґрунтові води не великі і використовуються місцевим населенням для пиття та господарсько-побутових потреб.

В межах території Кобзівського ГКР є ціла система балок і ярів. Поблизу розміщення пункту збору та очищення газу і конденсату відкриті водоймища відсутні.

Для здійснення контролю за станом водного середовища в межах родовища і для оцінки впливу на поверхневі та ґрунтові води виробничої діяльності, пов'язаної з бурінням розвідувальних та експлуатаційних свердловин і розробкою газоконденсатних покладів, на території родовища і поблизу за його межами повинні бути створені пункти спостереження. Ці пункти потрібно розташовувати з урахуванням місцевої гідрографічної сітки (рр. Орель, Берестова, балки, ставки), як на площі родовища, так і за його межами.

Дані спостереження на цій сітці повинні служити матеріалами для оцінки забруднення вод і ґрунтів в зоні діяльності газовидобувного підприємства.

Відповідальність за охорону водного середовища від забруднення промисловими та побутовими відходами, за додержання зон санітарної охорони водозборів несе газовидобувне підприємство.

## 5.3 Охорона земель, лісів, флори та фауни

Збереження родючого шару ґрунту від забруднення в процесі буріння свердловин повинно бути забезпечено шляхом зняття і складування його в кагати в межах площі бурової.

За узгодженням з місцевими органами Держкомприроди і враховуючи досвід проведення бурових робіт родючий шар повинен зніматись на всій площадці бурової на глибину 0,5-0,7 м.

Для запобігання руйнування родючого ґрунту від атмосферного впливу необхідно передбачити посів трави на всій території кагатів.

За наявності на Кобзівському родовищі герметизованою схемою збору та сепарації продукції головне забруднення земель може відбуватись при витіканні та аварійних розливах.

В зв'язку з цим, необхідно дотримуватись регламенту технічної експлуатації системи збору:

- експлуатація свердловин повинна проводитись при облаштуванні їх устя арматурою, яка запобігає можливості безконтрольного викиду і відкритого фонтанування;
- в групових замірних установках повинна бути передбачена автоматична блокування свердловин у випадку аварійного стану колекторів.

З метою збереження лісу буріння свердловин в лісних масивах і поблизу них, а також другі роботи, які можуть привести до їх знищення, не рекомендуються.

#### **5.4 Рекультивация землі на площадці бурової**

Рекультивация землі на площадці бурової є заключним етапом будівництва свердловини і включає два етапи: технічний і біологічний.

В об'ємі технічної рекультивации необхідно передбачити наступні заходи:

- очистку території від бетону, сміття, сторонніх предметів і забрудненого ґрунту;
- нейтралізацію останнього об'єму відпрацьованого бурового розчину, води, ПММ і пафти;
- затверднення і поховання відпрацьованого бурового розчину;
- засипання зсміяних амбарів ґрунтом;

- планування площадці бурової (передбачити розпушування ґрунту в місцях, де він міцно ущільнений);
- укладення і планування родючого шару ґрунту;
- розпушування ґрунту на глибину 0,5 м;
- рекультивацію на площадках, які займані тимчасовими дорогами.

Біологічний етап рекультивації виконується в об'ємі, який передбачений землекористувачем і включає наступні основні види робіт:

- оранку і дискування землі;
- застосування органічних і мінеральних добрив;
- посів трав, прикачування посівів важкими котками;
- культивування.

## 5.5 Охоропа надр

Охоропа надр газових, газоконденсатних родовищ – головна умова раціональної розвідки та розробки і заключається в запобіганні втрати газу, конденсату та пластової енергії, а також попутних корисних копалин.

Вона повинна передбачати систему заходів, спрямованих на повне видобування і раціональне використання корисних копалин, запобігання забруднення надр, а також здійснення контролю за їх охоропою.

### 5.5.1 Охоропа надр в процесі буріння свердловин

В процесі буріння розвідувальних і експлуатаційних свердловин необхідно забезпечити:

- надійну ізоляцію між собою всіх розкритих водоносних, продуктивних і непродуктивних горизонтів. Це досягається шляхом спуску і цементування обсадних колон;

- падійпу герметичність обсадних колон і цементного камеля як за колошою, так і в башмаку експлуатаційної колоши, випробуванням обсадних колон на герметичність шляхом опресування або пониження рівня і проведенням комплексу досліджень за якістю цементування;
- запобігання можливого відкритого фонтанування, грифоутворення, поглинання промивної рідини і обвалів в процесі проводки свердловини. При цьому технологія розкриття продуктивних горизонтів повинна бути такою, при якій досягалося б збереження природних колекторських властивостей.

Попередження обвалів порід в стовбурі свердловини досягається шляхом застосування високоякісних промивних бурових розчинів з мінімальною водовіддачею і забезпеченням достатніх швидкостей промивки свердловин для виносу розбурених порід, які обвалюються і осипаються.

### **5.5.2 Охорона надр в процесі розробки родовища**

Охорона надр в процесі розробки газових, газоконденсатних покладів передбачає систему мір, спрямованих на повне видобування корисних копалин, запобігання забруднення і здійснення контролю за охороною надр.

Досвід розробки газоконденсатних покладів свідчить, що головними ускладненнями в процесі експлуатації родовища є:

- обводнення продуктивних горизонтів і накопичення рідини в ПЗС;
- утворення пісково-глинистих та глинисто-соляних пробок;
- міжпластові перетікання і міжколонні газопрояви, які можуть привести до значних вірат газу та аварійних ситуацій.

Заходи по профілактиці та боротьбі з ускладненнями, які можуть виникнуть в процесі розробки родовища, повинні передбачати:

- комплекс робіт по контролю за обводненням продуктивних горизонтів;
- застосування поверхнево-активних речовин для видалення рідини з привибійної зони свердловини;

- проведення ізоляційних робіт по обмеженню або ліквідуванню припливу води;
- застосування механічних методів виносу рідини.

### 5.6 Утилізація промстоків в процесі розробки родовища

Аналіз попутних промислових вод у процесі розробки газових та газоконденсатних родовищ дозволяє зробити висновки, що формування промислових стоків виникає за рахунок конденсаційних та пластових вод, які видобуваються в процесі експлуатації свердловин, зливових стоків і інших водяних відходів промислового виробництва.

В цій групі промислових стоків тільки пластові води мають високу мінералізацію, яка на Кобзівському родовищі досягає 300 г/л і зміст солей в промислових стоках залежить від питомого об'єму пластової води в загальному об'ємі промстоків.

На цей час попутно-промислові води (ППВ), що відокремлюються в сепараторах I, II ступені, продуваються на дегазатор (Д-2), а далі автоматично продуваються на ємність (Е-1), після чого самовпливом надходять в ємність промислових зливів (ЄПЗ). В подальшому ППВ з ЄПЗ автоцистернами вивозяться на утилізацію у спеціально відведені свердловини для нагнітання в пласт:

- на УКПГ Дружелюбівського ГКР;
- на 27 УКПГ Шебелинського ГКР;
- на ГСК (головні споруди по конденсату Хрестищенського ГКР).

### Висновки за розділом

1. Розглянуті питання охорона атмосферного повітря, водного середовища, земель, лісів, флори та фауни.
2. Описані заходи щодо рекультивация землі на буровій площадці.
3. Описана охорона надр в процесі буріння свердловин і розробки родовища.
4. Наведені заходи щодо утилізація промстоків в процесі розробки родовища.

## ВИСНОВКИ

В результаті виконання дипломного проєкту були розроблені всі заходи та порядок їх проведення, необхідні для успішного буріння свердловини на Кобзівському газо-конденсатному родовищі для розвідки та експлуатація газової горизонтів А-6-7-8 і Г-6 картамишської свити верхнього карбону.

В роботі обґрунтовані та вибрані конструкція свердловини, спосіб буріння, породоруйнучий інструмент, компоновання бурового снаряду, бурове обладнання, параметри режиму буріння, промивання, кріплення свердловини, а також заходи з попередження та боротьби з геологічними ускладненнями.

Також розроблений комплекс заходів з охорони праці і техніки безпеки.

Таким чином при виконанні дипломного проєкту досягнуті всі поставлені цілі та вирішені усі завдання, які стояли перед проведенням роботи.



## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Бабаян Э.В., Черненко Л.В. Инженерные расчеты при бурении. Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
3. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика. В 2-х книгах. М.: ООО "Недра-бизнесцентр", 2006. 1 книга - 379 с. 2 книга - 532 с.
4. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов - М: ООО «Недра – Бизнес-центр» 2003 - 1007 с.
5. Буровые комплексы / под общей ред. К.П.Порожского. Екатеринбург, издательство УГГУ, 2013 – 768 с.
6. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник для начального проф. образования. – 6-е изд., испр. – М.: Академия, 2011. – 352 с.
7. Вадецкий Ю.В. Справочник буровика. Учебное пособие для нач. проф. образования. – М.: Академия, 2008. – 416 с.
8. Войтечко В.С., Смычкин А.Д., Тухто А.А., Шемст С.Ф. Технология и техника бурения. В 2-х томах. М.: Инфра-М; Минск: Новое знание, 2013.
9. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк Н.И. Расчеты в бурении / Справочное пособие / Под ред. А.Г. Калинина. – М.: РГГУ, 2007. – 668 с.
10. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ, и другие полезные ископаемые» М. ВНИИОЭНГ, 1997.
11. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник. – М: Изд.ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 848 с.
12. Калинин А.Г., Оганов А.С., Повалихин А.С., Сазонов А.А. Строительство нефтяных и газовых скважин. В 2-х томах. М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015.
13. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових та газових свердловин. – Коломия: Вік, 1999.
14. Мислюк М.А., Рибич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К. : Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
15. Овчинников В.П. (Ред.) Технология бурения нефтяных и газовых скважин. В 5 томах. Учебник для студентов вузов. – 2-е изд., перераб. и дополн. – Тюмень: ТИУ, 2017.
16. Положення про фінансування будівництва нафтових і газових свердловин. №161 від 20.12.1995р. "Держнафтогазпром України".

## ДОДАТОК А

## Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГБ.20.02.113	Пояснювальна записка	74	
5					
6			Демонстраційний матеріал		
7					
8			Оглядова карта району робіт	1	
9			Кобзівське ГКР структурна карта по підосві вапняку $Q_8 (P_1^{kl})$	1	
10			Характеристика геологічного розрізу	2	
11			Суміщений графік тисків і конструкція свердловини	1	
12			Технологічні параметри бурового розчину	1	
13			Геолого-технічний проєкт	1	