

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

Природничих наук і технологій
(факультет)
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

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

студента Дейнега Андрій Геннадійович
(ПІБ)
академічної групи 185-18ск-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 проект буріння розвідувальної свердловини в умовах
Вергунського газоконденсатного родовища
(назва за наказом ректора)

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

Дніпро
2021

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коров'яка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« » 20 року

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

студенту Лейнега Андрій Геннадійович академічної групи 185-18ск-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 проект буріння розвідувальної свердловини в умовах
Вергунського газоконденсатного родовища

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 19 травня № 273-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	1. Геолого-технічні умови проведення бурових робіт 2. Техніко-технологічна частина	04.05.2021- 31.05.2021
Охорона праці	3. Охорона праці 4. Охорона навколишнього середовища	01.06.2021- 15.06.2021

Завдання видано

Хоменко В.Л.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі

04.05.2021

Дата подання до екзаменаційної комісії

15.06.2021

Прийнято до виконання

Лейнега А.Г.

Реферат

Пояснювальна записка 78 стор., 15 рис., 13 табл., 25 джерел.

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА ГАЗ І КОНДЕНСАТ, СВЕРДЛОВИНА, БУРОВА УСТАНОВКА, ПОРОДОРУЙНУЮЧИЙ ІНСТРУМЕНТ, ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ.

Сфера застосування розробки – буріння свердловин на нафту і газ.

Об'єкт розроблення – технологія буріння експлуатаційної свердловини для умов ділянки Вергунського газоконденсатного родовища.

Мета роботи – проектування технології буріння свердловини для розвідки та експлуатації Вергунського газоконденсатного родовища.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – розроблено технологію буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов ділянки Вергунського 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	5
1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ	6
1.1 Загальні відомості про Вергунське газоконденсатне родовище	6
1.2 Геологічна характеристика району работ.....	14
1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин.....	25
Висновки за розділом	27
2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	28
2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини	28
2.1.1 Визначення кількості обсадних колон і глибини їх спуску	28
2.1.2 Визначення діаметрів корпусних колон і долот.....	28
2.2 Вибір способу буріння.....	31
2.3 Вибір породоруйнівного інструменту.....	31
2.4 Вибір бурильної колони	32
2.5 Вибір режиму буріння.....	40
2.6 Промивання свердловини	42
2.7 Вибір бурової установки, талевого каната та талевої системи.....	50
Висновки за розділом	57
3 ОХОРОНА ПРАЦІ	58
3.1 Аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища	58
3.2 Забезпечення нормальних умов праці та безпеки технологічних процесів.....	62
Висновки за розділом	64
4 ОХОРОНА НАВКОЛИПНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	65
4.1 Буріння та облаштування свердловин.....	66
4.2 Підключення свердловин.....	71
4.3 Ліквідація свердловин.....	73
Висновки за розділом	75
Список літератури	76

ВСТУП

Актуальність роботи. Вергунське газоконденсатне родовище належить до Красноріцького газоносного району Східного нафтогазоносного регіону України. Експлуатується з 1970 р. Запаси початкові видобувні категорій А+В+С1: газу – 3799 млн. м³.

Станом на 1.09.2017 р з родовища видобуто 1782 млн.м³ газу та 17 тис.т. конденсату.

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 продовження видобування вуглеводнів (газ природний, конденсат, супутні компоненти: гелій, етан, пропан, бутани – корисні копалини загальнодержавного значення) Вергунського родовища, з метою пошуку, розвідки, оцінки, розробки та експлуатації газових покладів та забезпечення держави енергетичними ресурсами власного видобутку для виконання програми енергетичної незалежності України.

Задачі роботи – розробити технологію буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Вергунського 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. Розробити питання охорони надр і довкілля.

1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ

1.1 Загальні відомості про Вергунське газоконденсатне родовище

Вергунське газоконденсатне родовище — належить до Красноріцького газоносного району Східного нафтогазоносного регіону України. Розташоване в Станично-Луганському районі Луганської області на відстані 10 км від м. Луганськ. В тектонічному відношенні воно знаходиться в зоні зчленування між складчастим Донбасом та схилом Воронежської антеклізи.

Підняття виявлене і підготовлене до промислової оцінки нафтогазоносності в 1961-63 роках структурно-пошуковим бурінням. Глибоке пошукове буріння на площі розпочато в 1963 р. Родовище відкрите у 1965 р. свердловиною 1, з якої одержали приплив газу з абсолютно вільним дебітом 426 тис. м добу (інт. 1798-1807 м, продуктивний горизонт Б-3б, середній карбон). У цьому ж році родовище було прийняте на Державний баланс. В московських відкладах являє собою брахіантикліналь північно-західного простягання розмірами по ізогіпсі — 1100 м 6,9x2,3 м, амплітудою понад 50 м. Її півн.-сх. крило порушене Красноріцьким скидом амплітудою 50-200 м.

Перший промисловий приплив газу отримано з відкладів середнього карбону з інт. 1798-1807 м у 1965 р.

Пошуково-розвідувальні роботи закінчено у 1968 р. Всього на площі пробурено 10 пошукових і розвідувальних свердловин.

Поклади пластові, склепінчасті, деякі також літологічно обмежені. Режим покладів газовий та водонапірний.

Експлуатується з 1970 р. Запаси початкові видобувні категорій А+В+С1: газу — 3799 млн. м³.

Крім того зазначаємо, що з серпня 2014 року і по теперішній час, на родовищі припинено видобуток вуглеводнів у зв'язку з проведенням антитерористичної операції (АТО). Роботи будуть відновлені після закінчення АТО.

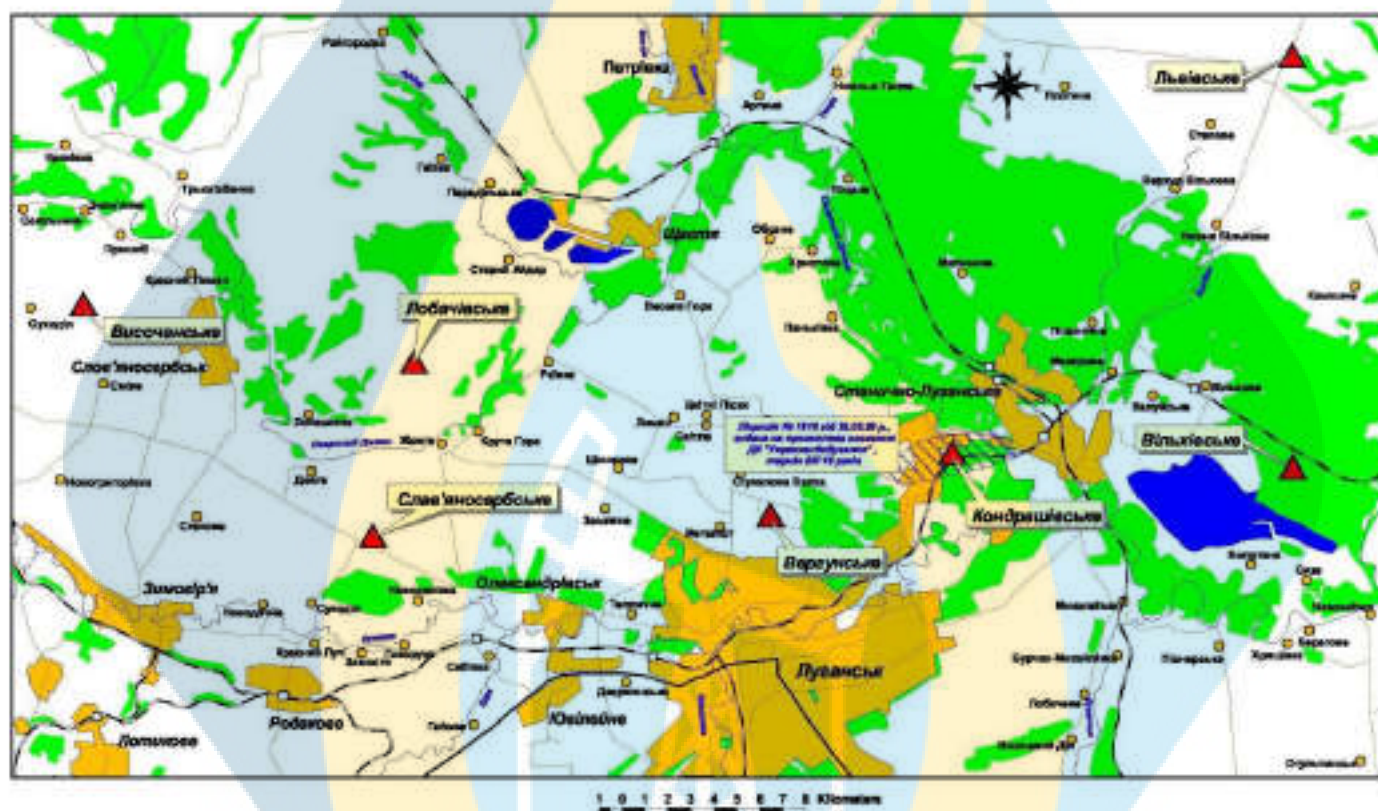


Рисунок 1.1 – Оглядова карта району робіт

У геологічній будові структури беруть участь теригенно-карбонатні утворення нижнього (турпейський, візейський та серпуховський яруси), середнього (башкирський, московський яруси), верхнього карбону, тріасу, верхньої крейди та палеогену.

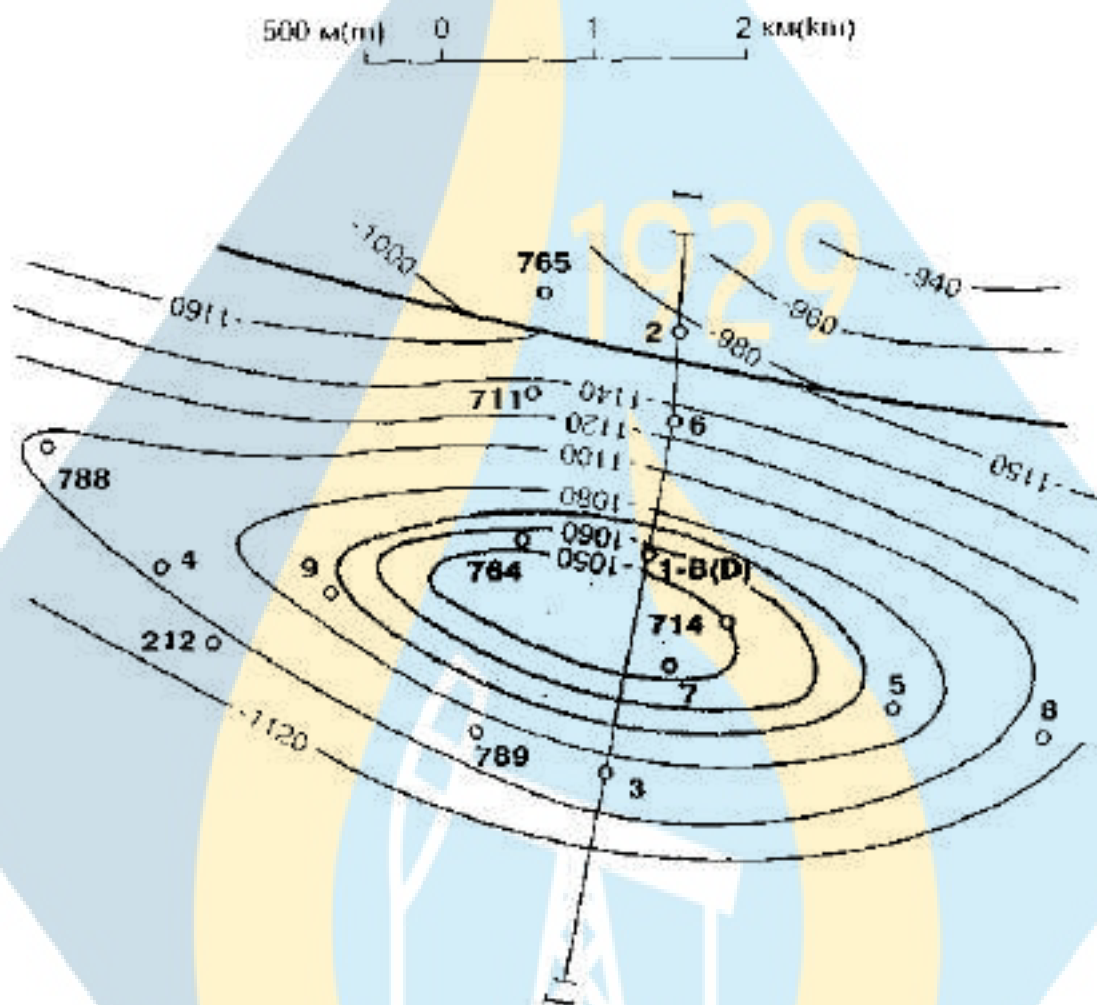


Рисунок 1.2 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту М-7 (за Е.В. Абражевичем)

Структура відноситься до гину похованих. Верхньокрейдові та тріасові відклади з кутовою і стратиграфічною незгідністю залягають на дислокованих породах карбону. У московських відкладах (горизонт М-7) підняття є брахіантуклінало північно-західного простягання. Її північно-східне крило порушене Красноріцьким скидом амплітудою від 50 до 200 м. Розміри структури по ізогіпсі -1100 м 6,9x2,3 км, амплітуда понад 50 м.

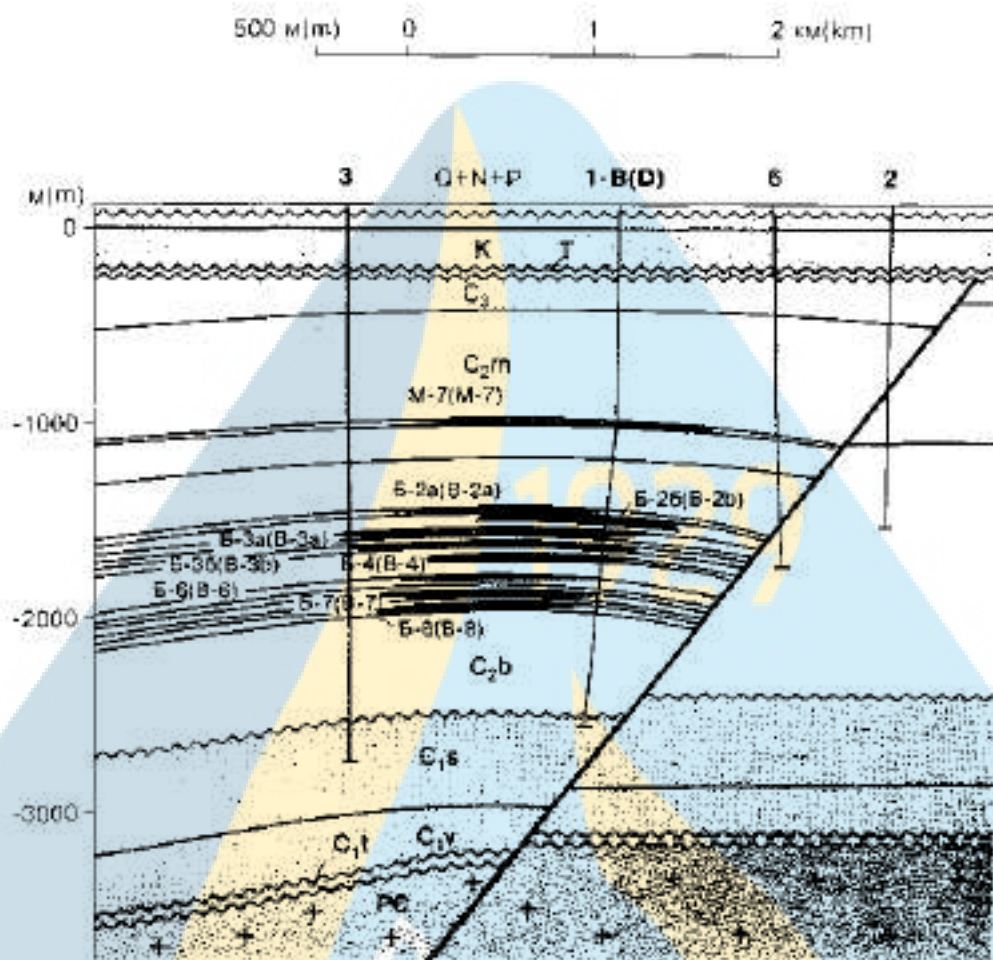


Рисунок 1.3 – Геологічний розріз по лінії I-I (за Н.С. Мякішевою)

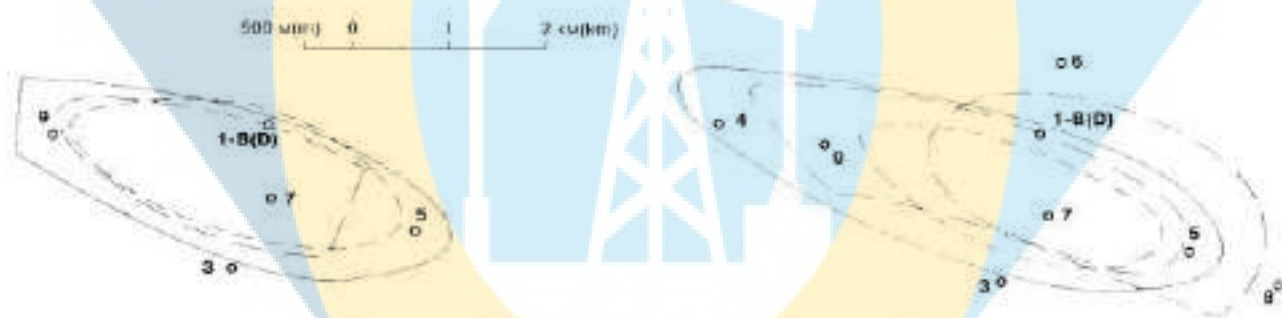


Рисунок 1.4 – Схема зіставлення контурів покладів за Е.В. Абражевичем та Л.В. Радченко

Промислово-газоносними є горизонти М-7 московського ярусу та Б-2а, 5-26, Б-3а, В-36, Б-4, 5-6, 5-7, 5-8 башкирського ярусу. Поверх газоносності близько 935 м. Поклади пластові склепінні, деякі літологічно обмежені.

У розробку родовище введене в 1970 р. трьома експлуатаційними об'єктами. Перший включає поклади горизонтів 5-8, 5-7, 5-6, другий - Б-2а, 5-26, Б-3а, Б-3б, Б-4 і третій - М-7. Більшість покладів розробляється в газовому режимі, а в скупченні вуглеводнів горизонту М-7 після вилучення 10% запасів проявився водонапірний.

Родовище знаходиться у розробці.

Таблиця 1.1 – Характеристика природних газів

Ін-декс горизонту	Молекулярна маса	Відносна густина	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³	Теплотворна здатність, кДж	Склад газу, об'ємних %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								п	і	п	і				
М-7		0,633			86,22	2,94	1,24	0,78		0,22			0,13		
М-7															
Б-2а		0,638			85,89	2,56	1,43	0,63					1,26		
Б-2а															
Б-26		0,609			92,01	3,10	1,56	0,22					0,19		
Б-26															
Б-2б		0,649			84,48	3,62	1,82	0,79		0,23			0,48		
Б-2б															
Б-3а		0,631			86,11	3,33	1,13	0,41		0,17			0,61		
Б-3а															
Б-3б		0,654			84,40	3,54	1,57	0,84		0,23			1,73		
Б-3б															
Б-4		0,641			84,17	3,21	1,23	0,51		0,22			0,44		
Б-4															
Б-7															
Б-7															

Таблиця 1.2 – Характеристика пластових вод продуктивних горизонтів

Ін-декс горизонту	Тип води за Суліним	Мінералізація, г/кг	Густина, кг/м ³	рН, від/до	Тиск насичення, МПа	№/Cl	гSO ₄ ·100% гCl	Мікрокомпоненти, мг/л					
								Д	Br	В	К	NH ₄	
Б-8	ХК	77,87	1053	6		0,69	0,0006	4,23	197,2				50,4
Б-8	ClCa	103,53	10723			0,83	0,001	20,3	266,5				

Таблиця 1.3 – Основні показники розробки

Роки	Фонд видобувних свердловин, шт.	Середній дебіт, тис. м ³ /добу	Видобуток газу, млн. м ³		Відбір початкових запасів, %	Видобуток конденсату, тис. т		Тиск, МПа	
			річний	накопичений		річний	накопичений	пластовий, від/до	робочий, від/до
1970	5	34	25,9	25,9		0,2	0,2	17,9	15,0
1971	9		132,7	158,6		0,9	1,1		
1972	12		253,6	412,2		2,0	3,1		
1973	13		330,2	742,4		2,0	5,1		
1974	13		301,6	1044		1,5	6,6		
1975	13	64	301	1345	35,4	1,2	7,8	13,2	8,3
1976	13		503,1	1848,1		2,5	10,3		
1977	13		371	2219,1		2,1	12,4		
1978	14		286	2505,1		1,1	13,5		
1979	14		240,6	2745,7		0,5	14		
1980	14	40	185,4	2931,1	77,2	0,4	14,4	4,5	3,4
1981	14		123,3	3054,4		0,3	14,7		
1982	14		85,2	3139,6		0,3	15		
1983	14		65,7	3205,3		0,1	15,1		
1984	14		53,8	3259,1					
1985	12	9	32,9	3292	86,7			3,8	1,3
1986	10		30,6	3322,6					
1987	8		19,4	3342,2					
1988	7		14,1	3356,3					
1989	6		6,8	3363,1					
1990	4	5	6,1	3369,2	88,7			3,3	0,9
1991	2		5,6	3374,8					
1992			3,7	3378,5					
1993	1	10	3,4	3381,9	89,0			0,7	0,7

1020

Таблица 1.4 – Характеристика покладів газу

Вид газу Age	Глибина залежання продуктивного шару, м Sealing depth of the productive horizon, m	Абсолютна глибина залягання, м Absolute depth, m	Висота покладу, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Річковий поклад River deposit	Товщина, м Thickness, m			Коефіцієнт пористості Porosity coefficient		Пористість, 1-10 ⁻¹ мкм ² /мм ² Porosity, 1-10 ⁻¹ mm ² /mm ²	Температура, °С Temperature	Коефіцієнт насичення газом Saturation coefficient	Пінакельний потенціал, МПа Formation potential, MPa	Температура конденсації, МПа Condensation temperature, MPa	Температура замерзання, °С Freezing temperature, °C	Дієвий потенціал, тис. м ³ /добу Effective potential, th. m ³ /day		Потенціальна продуктивність, 1-10 ¹ м ³ /м ² Potential content of gas condensate, 1-10 ¹ m ³ /m ²	Дієва продуктивність, т/добу Effective productivity, t/day	Коефіцієнт вилучення конденсату Condensate recovery coefficient	Залишок газу, тис. т Residual gas, th. t		Щільність, тис. т/м ³ Density, th. t/m ³
						Коріння, м/м ² Root, m/m ²	контур, м/м ² contour, m/m ²	контур, м/м ² contour, m/m ²	відносний, % relative, %	паралельний, % parallel, %							перпендикулярний, % perpendicular, %	абсолютно вільний absolutely free				робочий working	газ, м ³ /м ³ gas, m ³ /m ³	
С _м	М-7 M-7	1165	-1066	22	Пластовий, форм. арх. Form. arch.	Ворошиль. ш. Vorosil. sh.	30 41	9,0 18,2	9,7	0,10 0,24	0,20	9 276	Пер. Пор.	0,80	11,7		314	4394			606,6		230,4	
С _ж	Б-2а B-2a	1674	-1581	25	Пластовий, м.п. обр. форм. арх. Form. arch.	Таш. бас. Tash. bas.	4 6	2,8 4,2	3,0	0,14 0,16	0,15	*	0,89	14,5		327	37				168,95		58	
С _ж	Б-2б B-2b	1758		40	Таш. бас. Tash. bas.	-	14	5,2	5,3	0,10	0,12	*	0,78	17,3		329	417				141,0		87	
С _ж	Б-3а B-3a	1734	-1614	30	-	-	9 9	1,9 5,4	4,4	0,33 0,35	0,14	9,7	*	0,79	17,5		329	426			491,1		91	
С _ж	Б-3б B-3b	1794	-1648	34	Пластовий, форм. арх. Form. arch.	-	15 21	2,4 11,6	7,7	0,11 0,21	0,14	4,4 100	*	0,78	17,3		329	429			582,3		131	

1929

C ₂	6-4 6-4	1790	-1747	53	Fract. coner. m. o&M. Form. and sh. fm.	-	28 31	29 60	4,2	0,12 0,14	0,13	2,5	-	0,76	16,1	331	209			100,5e	68
C ₂	6-6 6-6	1990	-1989	18	Fract. coner. Form. and sh. fm.	-	29	8,3	9,5	0,10 0,14	0,12	0,7 31,6	-	0,67	19,7	338	283			152,0	98
C ₂	6-7 6-7	2047	-1999	48	Fract. coner. m. o&M. Form. and sh. fm.	-	23 22	12,4 14,8	11,2	0,10 0,13	0,12	2,5 41,6	-	0,69	20,3	336	176			0,19,0	133
C ₂	6-8 6-8	2002	-1997	16	Fract. coner. Form. and sh. fm.	-	29	8,7	8,3	0,09 0,12	0,10	-	-	0,74	20,7	334	283			108,11	123



1.2 Геологічна характеристика району робіт

При аналізі геологічної характеристика району робіт нами були використані матеріали роботи [1].

В регіональному геоструктурному плані Вергунське газоконденсатне родовище розташоване в межах Розсопанського блоку фундаменту, в смузі поєднання Воронежського кристалічного масиву з складчастим Донбасом і є складовою частиною протяжної зони підняття, що контролюється системою Красноріцьких скидів [2].

За своїми генетичними ознаками Вергунське підняття відноситься до антиклінальних, переривчасто-консидиментаційних прискидових, плікативних форм.

Такі особливості геологічної будови зумовлені проявом структуроформуючих коливальних рухів в різні періоди осадконакопичення з утворенням геологічних поверхів, що відрізняються складністю та літофаціальним типом розрізу, типами пасток, а також кількістю і розмірами промислових скупчень вуглеводнів.

За даними аналізу зміни товщин світ середнього карбону початок прояву Вергунської структури в розрізі як антиклінальної складки відмічається в ранньобашкирському циклі осадконакопичення і завершується формуванням чіткої плікативної позитивної форми наприкінці верхньокам'яновугільної епохи.

По мезозойсько-кайнозойському структурно-тектонічному поверху Вергунське підняття як чіткий плікативний елемент не простежується.

За даними пошукового, розвідувального та експлуатаційного буріння газоносність Вергунського родовища приурочена до башкирських відкладів, поклади яких знаходяться в промисловій розробці, та до московських, продуктивність яких виявлена за результатами переінтерпретації матеріалів промислово-геофізичних досліджень, випробування відновлених та додаткового буріння нових свердловин і пов'язана з літопачками від М-3 до М-6.

Літопачки за своїми літофаціальними особливостями накопичення, величиною піщанистості та шаруватістю розрізу досить різноманітні і зумовлені інтенсивністю занурення площі, динамічністю прояву та ритмічності коливальних рухів в процесі седиментогенезу, а також частою зміною джерел осадкоутворюючого матеріалу.

Аналіз зміни товщин світ середнього (від $C2^1$ до $C2^7$) карбону свідчить про переривчасто-конседиментаційний характер прояву Вергунської структури в розрізі башкирського і московського ярусів. Початок прояву в розрізі Вергунського підняття як антиклінальної структури відмічається під час осадконакопичення відкладів світи $C2^1$ зменшенням товщин в межах склепінної частини. По мезозойсько-кайнозойському структурно-тектонічному поверху Вергунське підняття як чіткий плікативний елемент не простежується. Для даного комплексу відкладів фанерозою властиве надзвичайно полого, до 1° , південно-західне падіння порід.

Такі особливості будови та динаміки формування знайшли своє чітке відображення і в особливостях просторового та площинного розвитку порід-колекторів продуктивних комплексів середнього карбону.

Літопачка М-3 загальною товщиною від 52,0 м до 105,0 м приурочена до нижньої частини розрізу світи $C2^7$ московського газоносного комплексу. За літологічними ознаками відклади літопачки мають досить стабільний та ритмічний характер розвитку і належать до піщано-глинистого шарувато-циклічного літофаціального типу порід.

Піщані породи носять підпорядкований пластово-прошаркувато-покривний характер з локальними ділянками ущільнення. Найбільша кількість прошарків (до 6-ти) спостерігається в присклепінній частині і найменший розвиток піщаних порід - в межах південної крилової частини, де вони представлені трьома прошарками і одним пластом. Товщина піщаних прошарків і пластів змінюється від 1,2 м до 22,0 м.

Загальна прониклива товщина піщаних порід-колекторів коливається від 8,2 м до 40,4 м.

Пористість порід-колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС) становить 11,5-25,7% (св.№ 53). За даними лабораторних досліджень кернового матеріалу пористість становить 15,1-25,6%, карбонатність - від 2,14 до 21,8%, газопроникність - від $15,40 \times 10^{-3}$ мкм² до $88,73 \times 10^{-3}$ мкм², гранулометричний склад 0,5-0,25 мм - 4,9%, 0,25 - 0,1 мм, 1,40 - 41,8% і <0,01 мм від 22,05 до 42,80%.

Положення в розрізі піщаних порід контролюється непроникними глинистими породами товщиною від 10 до 50 м, що зумовлює формування ряду окремих самостійних резервуарів пасток вуглеводнів пластів М-3а₁, М-3а₂, М-3в, М-3г, М-3д, М-3е.

Загальне розчленування піщаних порід літопачки сягає 4,8, а коефіцієнт піщанистості коливається від 0,15 до 0,38, що свідчить про значну шаруватість розрізу літопачки М-3 і сприятливість для газонакопичення.

Літопачка М-4 загальною товщиною від 138,0 м до 196,0 м залягає в верхній частині розрізу світи С2^б московського ярусу. Літологічно розріз представлений досить шаруватим піщано-глинистим типом порід.

Кількість пластів-прошарків пісковиків змінюється від 4-х до 10-ти. Товщина проникливих піщаних прошарків-пластів коливається від 0,8 м до 40,0 м. Загальна товщина піщаних порід в розрізі коливається від 29,0 м до 90,0 м. Загальна ефективна товщина відповідно становить 28,2 м і 81,0 м. Піщанистість розрізу літопачки 44,6%.

Пористість порід-колекторів за даними ГДС становить 11,7-26,4%.

Величина розчленування проникливої частини літопачки М-4 становить 6,2, що свідчить про значну шаруватість і сприятливість для нафтогазонакопичення. Розміщення піщаних порід в розрізі літопачки носить досить чіткий ритмічний характер і контролюється непроникними глинистими породами товщиною від 10,0 м до 35,0 м, що надають властивостей окремих резервуарів-пасток кожному прошарку пласту: М-4а, М-4б, М-4в₁, М-4в₂, М-4г₁, М-4г₂.

За даними вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей кернавого матеріалу встановлено, що піщані відмінності літопачки М-4 мають високі фільтраційно-ємнісні властивості.

Величина коефіцієнта пористості пластів-колекторів змінюється в інтервалі від 10,5% до 28,0%. На долю високопористих відкладів, коефіцієнт пористості яких становить 26,0%- 28,0%, припадає 88% колекторської вибірки. Величина фільтраційної характеристики змінюється в межах від $0,48 \times 10^{-3}$ мкм² до $401,8 \times 10^{-3}$ мкм². В одиничних зразках керна спостерігаються тріщини, що мають різну ширину і розкритість та перетинають продуктивні відклади під різним кутом. Таким чином, за результатами дослідження кернавого матеріалу, проникливі відклади літопачки М-4 слід віднести до високоємнісно-фільтраційного типу колекторів. Коефіцієнт глинистості продуктивних відкладів змінюється в межах від 10,2% до 19,0%.

Продуктивні, високопористі пласти за результатами досліджень кернавого матеріалу представлені малокарбонатними пісковиками, оскільки вміст карбонатного матеріалу в скелеті породи змінюється в межах від 1,4% до 6,6%, за величини коефіцієнта пористості колектора 26%-28%.

Для низькопористих колекторів відмічається зростання вмісту карбонатного матеріалу в складі скелету породи. Так, для пластів-колекторів, величина коефіцієнта пористості яких становить 7,8%-8,0%, карбонатність зростає до 38,4%. Таким чином, є підстави вважати, що колекторські властивості продуктивних відкладів визначаються вмістом карбонатного матеріалу в складі скелету породи.

За даними вивчення гранулометричного складу породи продуктивні відклади складають дрібнозернисті пісковики з розміром зерна 0,125 мм. Вміст даної фракції в складі скелету породи складає близько 26,2% для карбонатних низькопористих колекторів і досягає 51,0% в високопористих малокарбонатних пластах. Теригенний матеріал продуктивних відкладів горизонту М-4 добре відсортований, що забезпечує йому високі фільтраційно-ємнісні властивості.

Літопачка М-5 загальною товщиною від 76,0 м до 105,0 м залягає в нижній частині відкладів світи С2⁶ і літологічно представлена піщано-глинистим типом порід. За характером розвитку піщаних порід в масиві літопачка М-5 має певну аналогію з М-4. Найбільш витримані за товщиною піщані прошарки і пласти простежуються у верхній частині розрізу, які представлені одним, двома прошарками товщиною від 2-х до 10,0 м. Нижня частина розрізу літопачки характеризується більш мінливим розвитком піщаних порід від 2-3-х до 20-25 м. Непостійна кількість прошарків і пластів змінюється від 2-3-х в склепінні до 5-ти на зануренні.

Ефективна товщина пісковиків змінюється відповідним чином від 0,8 м до 15,2 м, а сумарна величина піщаних проникних порід коливається від 5,8 м до 66,0 м. Пористість їх за даними ГДС становить 10,0-22,7%. Величина фільтраційної характеристики горизонту змінюється в інтервалі від $1,3 \times 10^{-3}$ мкм² до $878,3 \times 10^{-3}$ мкм². В окремих зразках відмічаються тріщини, які значно покращують фільтраційну характеристику пластів-колекторів.

Вміст глинистого матеріалу в складі теригенного матеріалу породи змінюється в межах від 9,4% до 23,4%, що значно більше, ніж у вищезалігаючих відкладах літопачки М-4.

Вміст карбонатного матеріалу в скелеті породи становить 4,2% - 21,8% за середнього значення 8,9%, що значно більше, ніж для відкладів літопачки М-4.

Результати дослідження керового матеріалу літопачки М-5 дають підстави вважати, що погіршення колекторських властивостей пластів-колекторів горизонту також пов'язане із збільшенням вмісту карбонатного та глинистого матеріалу в складі скелету породи.

Теригенний матеріал колекторів горизонту менш відсортований, оскільки вміст домінуючої фракції розміром зерна 0,125 мм в складі скелету породи становить тільки 30,4%-50,4%. В складі породи суттєво збільшується вміст грубозернистих фракцій розміром зерна >1,0 мм та дрібнозернистої фракції розміром зерна 0,062 мм. Дана літолого-петрографічна особливість будови колектора негативно впливає на фільтраційно-ємнісну характеристику продукти-

вних відкладів горизонту, спричиняючи значне погіршення колекторських властивостей породи, утворюючи локалізовані ущільнення піщаних порід.

Співвідношення проникних і непроникних порід та їх просторового розміщення зумовило розвиток самостійних резервуарів пластів М-5а, М-5б, М-5б₁, М-5в та М-5г.

Літопачка М-6 розвинена в покрівельній частині розрізу світи С2⁵ загальною товщиною від 28,0 м до 49,0 м і представлена глинисто-піщаним літофаціальним типом порід. Піщані породи мають покривний характер розвитку з загальною товщиною від 12 до 30 м і досить мінливий лінзоподібно-фрагментарний характер у вигляді двох прошарків в покрівельній частині. Проникна товщина верхнього прошарка від 1,1 до 8,8 м і нижнього - від 2,0 до 3,4 м. Колекторські властивості піщаних порід визначені за даними ГДС, пористість яких становить 12,3-26,2%. Положення в розрізі і по площі піщаних прошарків контролюється непроникними породами, що зумовило в поєднанні зі структурною формою утворення двох самостійних пасток пластів М-6а₁ та М-6а₂.

Таким чином, розріз літопачок М-3, М-4, М-5 та М-6 за своїми літофаціальними особливостями (шаруватістю, мінливістю, співвідношенням проникних і непроникних порід фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ) в поєднанні зі структурними умовами є надзвичайно сприятливим для газонакопичення.

Піщані тріщинно-гранулярні породи-колектори за даними промислово-геофізичних та лабораторних досліджень мають здебільшого високі фільтраційно-ємнісні властивості і згідно з класифікацією А.А. Ханіна належать до II класу.

Висвітлені особливості розвитку піщаних порід-колекторів і їх підпорядкованість в розрізі літопачок створили всі умови для формування певної кількості теригенних резервуарів, які за своїми морфологічними ознаками та площинним положенням, згідно з класифікацією А.А.Гусейнова, Б.М.Геймана, Г.В.Сурцукова, належать до різноманітних структурно-літологічних типів пасток [3].

За даними проведених досліджень щодо уточнення особливостей площинно-структурного розміщення порід-колекторів продуктивних пластів московського поверху газонасності Вергунського родовища встановлено, що вони мають досить різноманітний і нетрадиційний характер розвитку. Із 19-ти продуктивних пластів тільки шість: М-3в, М-3г, М-4в₁, М-4в₂, М-4б та М-5г мають склепінно-кільцевий характер розвитку кондиційних порід-колекторів з локальними малорозмірними ділянками ущільнення (рис. 1.5).

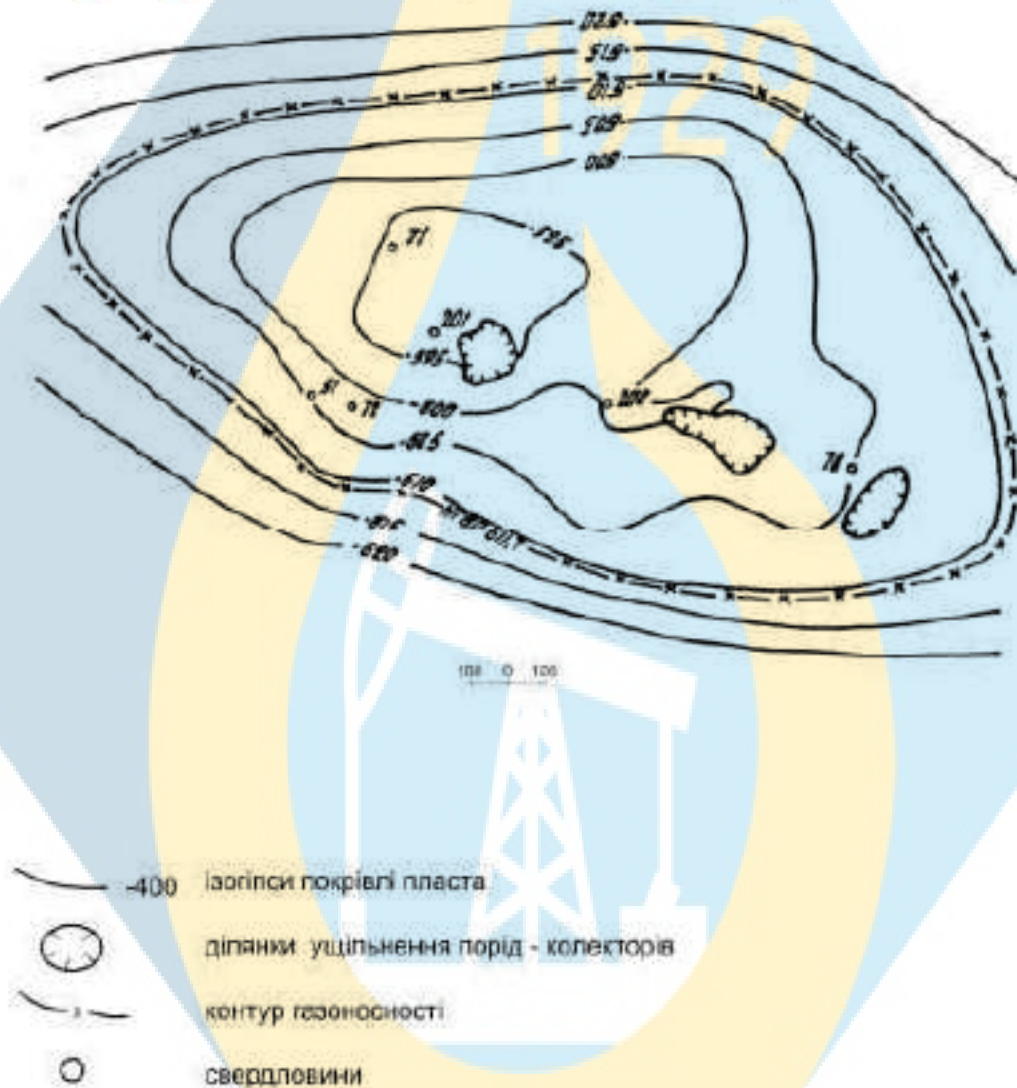


Рисунок 1.5 - Склепінно-кільцева пастка пласта М-3а з внутрішніми локальними ущільненнями порід-колекторів

У решті 13-ти пластах наявність проникних піщаних утворень простежується в межах різноманітних елементів антиклінальної складки, що утворюють певні типи структурно-літологічних пасток.

Так, породи-колектори пластів М-3а₁, М-3а₂, М-3е, М-4г₂, М-5а та М-4а, М-4г₁, М-5б, що розвинені відповідно в південно-східній і північно-західній частинах родовища, утворюють присклепінно-периклінальні козиркові пастки з площинним та локальним ущільненнями (рис. 1.6, 1.7).

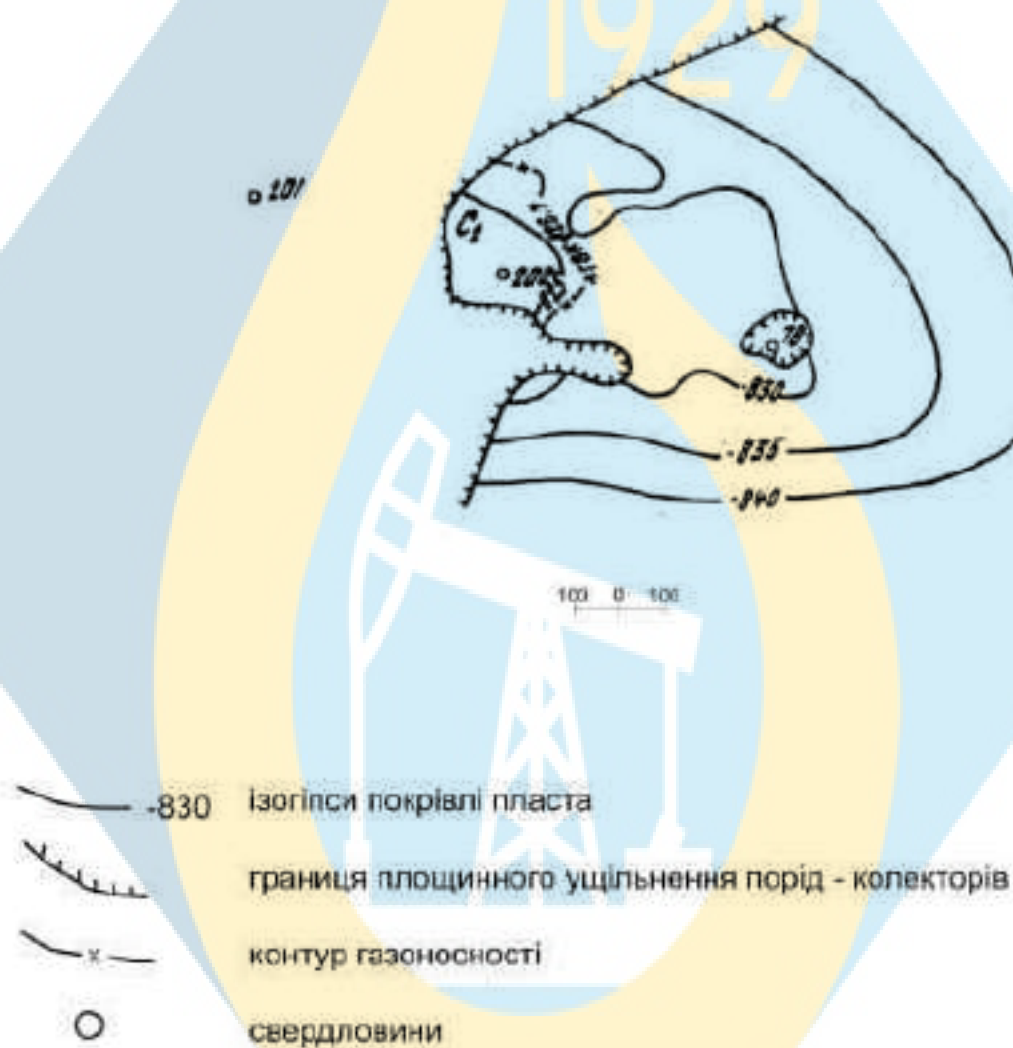


Рисунок 1.6 – Пастка присклепінно-козиркового типу пласта М-4г₂ з внутрішнім локальним ущільненням порід – колекторів



Рисунок 1.7 – Пастка склепінно-козиркового типу пласта М-4а

Породи-колектори продуктивних пластів М-3д, М-5а, М-6а1, що мають розвиток в межах перикліналей та південного крила, утворюють клиноподібно-шнуркову пастку з площинним та локальним заміщенням (рис. 1.8).

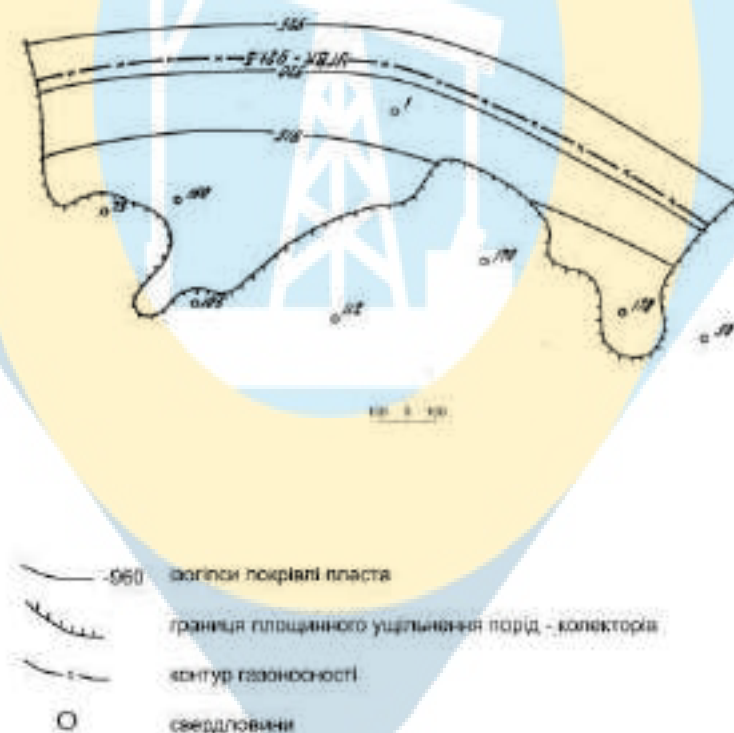


Рисунок 1.8 – Пастка клиноподібно-крилового типу пласта М-561

Пласт М-5б₁ як колектор розвинений лише в межах північної крилової частини з широким площинним ущільненням, що надає пастці клиноподібної форми (рис. 1.9).

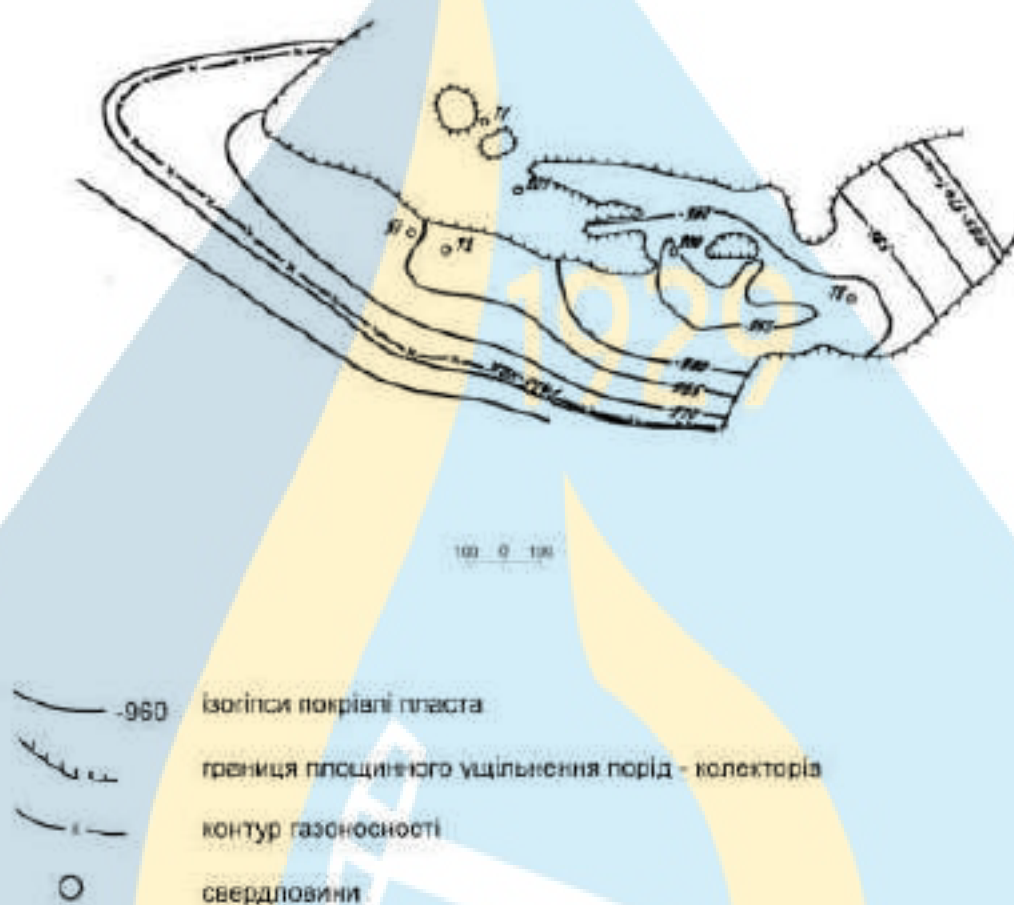


Рисунок 1.9 – Пастка козирково-шнуркового типу пласта М-ба₁ з локальним внутрішнім ущільненням

Продуктивний пласт М-ба₃ як колектор має розвиток в межах центральної частини структури у вигляді смуги, що охоплює склепіння та крилові елементи складки. З північного заходу і південного сходу смуга проникних порід пласта обмежується площинним ущільненням піщаних порід, утворюючи згідно з А.Гусейновим, М.Гейманом та іншими пастку шнуркового типу (рис. 1.10).

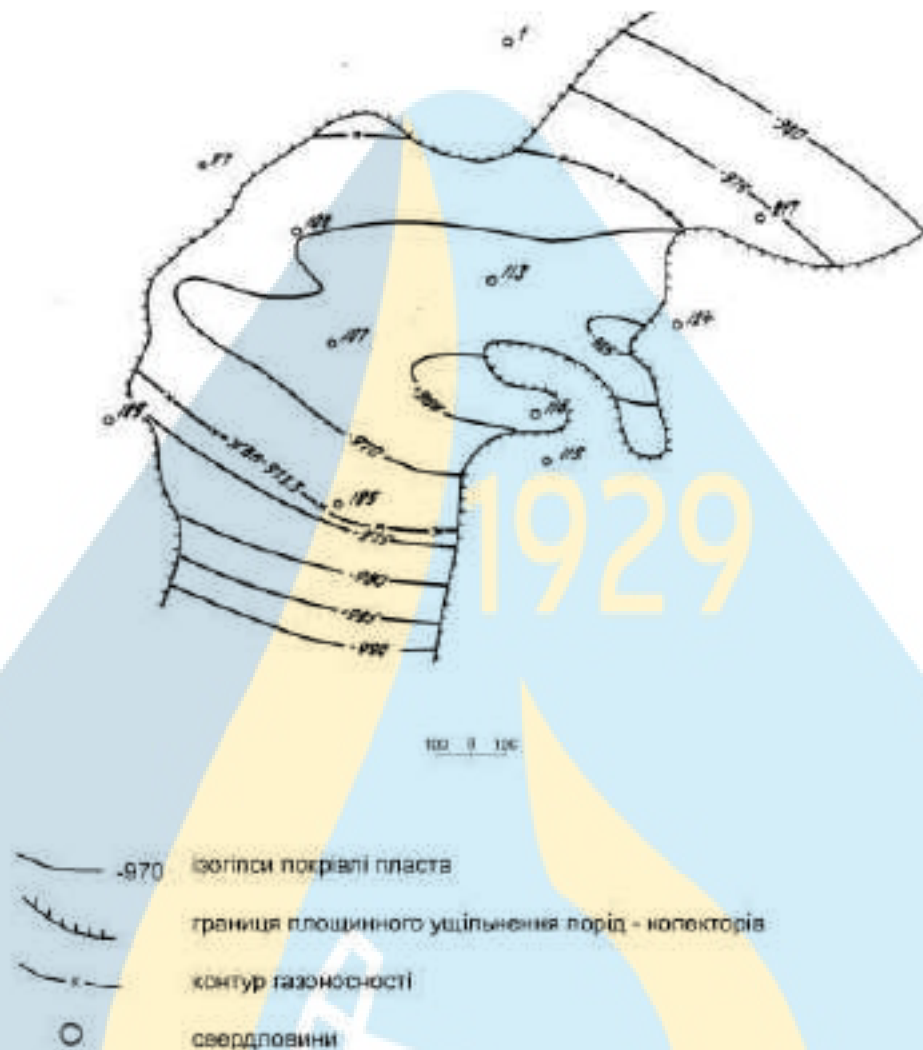


Рисунок 1.10 – Пастка шнуркового типу пласта М-6а₂

Висвітлені особливості площинного розвитку порід-колекторів продуктивних пластів московського поверху газонасності зумовлені ритмічно-динамічно-коливальними процесами в процесі осадконакопичення, які знайшли своє відповідне відображення в розрізі, а саме:

- чітко вираженою ритмічною шаруватістю відкладів з підтвердженим розвитком проникних піщаних і непроникних алеволіто-вапняково-глинистих порід;

- найбільш стабільний процес осадконакопичення мав місце в період формування відкладів світ С²⁷ та С²⁶ з ритмічною зміною джерел седиментаційного матеріалу і покривного розвитку піщаних порід-колекторів пластів М-3в₁, М-3г, М-4в₁, М-4б та М-5г;

- накопичення решти розрізу продуктивного комплексу супроводжувалося досить мінливими коливально-динамічними рухами, які змінювали джерела седиментаційного різноречовинного матеріалу та збіднених і збагачених карбонатно-глинистими домішками піщаних фракцій;

- нерівномірність речовинного потоку седиментаційного матеріалу в процесі занурення площі родовища зумовили локальність розвитку порід з рідкими фільтраційно-ємнісними властивостями при покривному характері їх простеження за площею.

Виявлення наведених особливостей покривного і локального розвитку кондиційних порід-колекторів проведено шляхом аналізу багаточисельних свердловин, що були пробурені на нижньому поверсі газоносності.

Встановлені закономірності розвитку кондиційних піщаних порід-колекторів московського поверху газоносності можуть мати місце на всіх родовищах зони Красноріцьких скидів і їх перегляд дасть можливість поповнити промислові видобувні вуглеводневі запаси.

Отже, умови седиментації та прояв динамічно-коливальних рухів в процесі осадконакопичення відкладів продуктивних комплексів в поєднанні зі структурно-утворюючими факторами є визначальними в формуванні пасток і скупчення в них покладів вуглеводнів.

1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Гірничо-геологічні умови бурових робіт свердловин на Вергунському газоконденсатному родовищі наведені в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Інтервал, м	Літологічна характери- стика	Категорія		Гradient тиску, МПа/м		Усклад- нення
		за твер- дістю	за абрази- вністю	Пласто- вого	Гідророз- риву	
0-250	Пісок, глина	I	I	0,0100	0,0135	Обвали
250-800	Глина, пі- сок, крейда	II	II	0,0102	0,0140	Обвали
800-1500	Пісковик, аргіліт, алевроліт, вапняк	IV	IV	0,0108	0,0155	Погли- нання
1500-2600	Аргіліт, ва- пняк	V	IV	0,0116	0,0170	Осипи ар- гілітів
2600-3500	Аргіліт, алевроліт, пісковик	VII	V	0,0112	0,0160	Погли- нання
3500-4200	Аргіліт, пі- сковик, ва- пняк	VIII	VI	0,0124	0,0190	Поклади газу і конденса- ту

Верхня частина розрізу 0-800 м складена м'якими осадовими породами, які схильні до обвалення.

В інтервали 800-1500 м залягають пісковики, аргіліти, алевроліти, вапняки IV категорії з буримості. На цьому інтервалі можливі поглинання промивальної рідини.

Далі до глибини 2600 м залягають аргіліти і вапняки V категорії з буримості. Аргіліти на цьому інтервалі схильні до осипання.

В інтервалі 2600-3500 м знаходяться пласти аргілітів, алевролітів і пісковиків VII категорії з буримості. На цьому інтервалі можливі поглинання промивальної рідини.

Далі до проектної глибини 4200 м залягають насичені газом і конденсатом аргіліти, пісковики і вапняки.

Висновки за розділом

1. На Вергунському ГКР пошуки газових покладів почалися більш ніж 50 років тому. Крім того зазначаємо, що з серпня 2014 року і по теперішній час, на родовищі припинено видобуток вуглеводнів у зв'язку з проведенням антитерористичної операції (АТО). Роботи будуть відновлені після закінчення АТО.

2. Найважчі з ускладнень – обвали, поглинання бурового розчину, прихвату бурильного інструменту, звуження стовбуру. Саме прояви гірського тиску цих порід спричинили зім'яття обсадних колон, їх недопуски до проектних глибин в багатьох свердловинах площі.

3. Умови седиментації та прояв динамічно-коливальних рухів в процесі осадконакопичення відкладів продуктивних комплексів в поєднанні зі структурно-утворюючими факторами є визначальними в формуванні пасток і скупчення в них покладів вуглеводнів.



2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

2.1.1 Визначення кількості обсадних колон і глибини їх спуску

З метою встановлення кількості обсадних колон і глибини їх спуску спочатку будується комбінований графік змін градієнтів тиску резервуара і тиску гідрозориву по глибині свердловини. На цій основі розроблений варіант конструкції свердловини. Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіку знаходимо зони кріплення свердловини, які визначають кількість кожухів колонок

Конструкція діаметрів колон і доліт починається знизу вгору. Діаметр робочої колони обумовлений експлуатаційними вимогами і складає 127 мм.

Комбінований графік змін градієнтів пластового і гідравлічного тиску по глибину свердловини представлений в табл. 2.1. Відповідно до цього графіка і геолого-технічних умов буріння будуть встановлені наступні колони:

- в інтервалі 0-10 м – напрямок, з повним цементуванням рублевого простору;
- в інтервалі 0-800 м – кондуктор для перекриття площі осадових порід (схильних до обвалення), з повним цементуванням затрубного простору;
- в інтервалі 0-3500 м – проміжна колона, з повним цементуванням затрубного простору;
- в інтервалі 0-4200 – експлуатаційна колона, з повним цементуванням затрубного простору.

2.1.2 Визначення діаметрів корпусних колон і долот.

1) Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону:

$$D_d^e = D_{\text{ж}} + 2 \cdot \delta$$

де $D_{\text{ж}}$ – діаметр муфти робочої колони, δ зазор між робочою колоною і стінками свердловини.

$$D_d^3 = 147 + 2 \cdot 15 = 177 \text{ мм}$$

Відповідно до ДСТ на кульові долота беруть мм. $D_d^3 = 190,5 \text{ мм}$.

2) Визначаємо внутрішній діаметр проміжної колони:

$$D_{\text{вн}}^{\text{пр}} = D_d^e + 6 = 190,5 + 6 = 196,5 \text{ мм}$$

Відповідно до ДСТ на обсадні труби приймаємо.

$$D_{\text{н}}^{\text{пр}} = 219 \text{ мм}; D_{\text{м}}^{\text{пр}} = 245 \text{ мм}.$$

3) Діаметр долота для буріння під проміжну колону:

$$D_d^{\text{пр}} = D_{\text{м}}^{\text{пр}} + 2 \cdot \delta = 245 + 2 \cdot 25 = 295 \text{ мм}.$$

Відповідно до ДСТ на шарошкові долота приймаємо $D_d^{\text{пр}} = 295,3 \text{ мм}$.

4) Визначаємо внутрішній діаметр кондуктора:

$$D_{\text{вн}}^{\text{к}} = D_d^{\text{пр}} + 6 = 295,3 + 6 = 301,3 \text{ мм}$$

Відповідно до ДСТ на обсадні труби приймаємо.

$$D_{\text{н}}^{\text{к}} = 324 \text{ мм}; D_{\text{м}}^{\text{к}} = 351 \text{ мм}.$$

5) Діаметр долота для буріння під кондуктор:

$$D_d^{\text{к}} = D_{\text{м}}^{\text{к}} + 2 \cdot \delta = 351 + 2 \cdot 35 = 421 \text{ мм}$$

Відповідно до ДСТ на долота приймаємо $D_d^{\text{к}} = 444,5 \text{ мм}$.

6) Діаметр напрямку

$$D_{\text{вн}}^{\text{н}} = D_d^{\text{к}} + 50 = 444,5 + 50 = 494,5$$

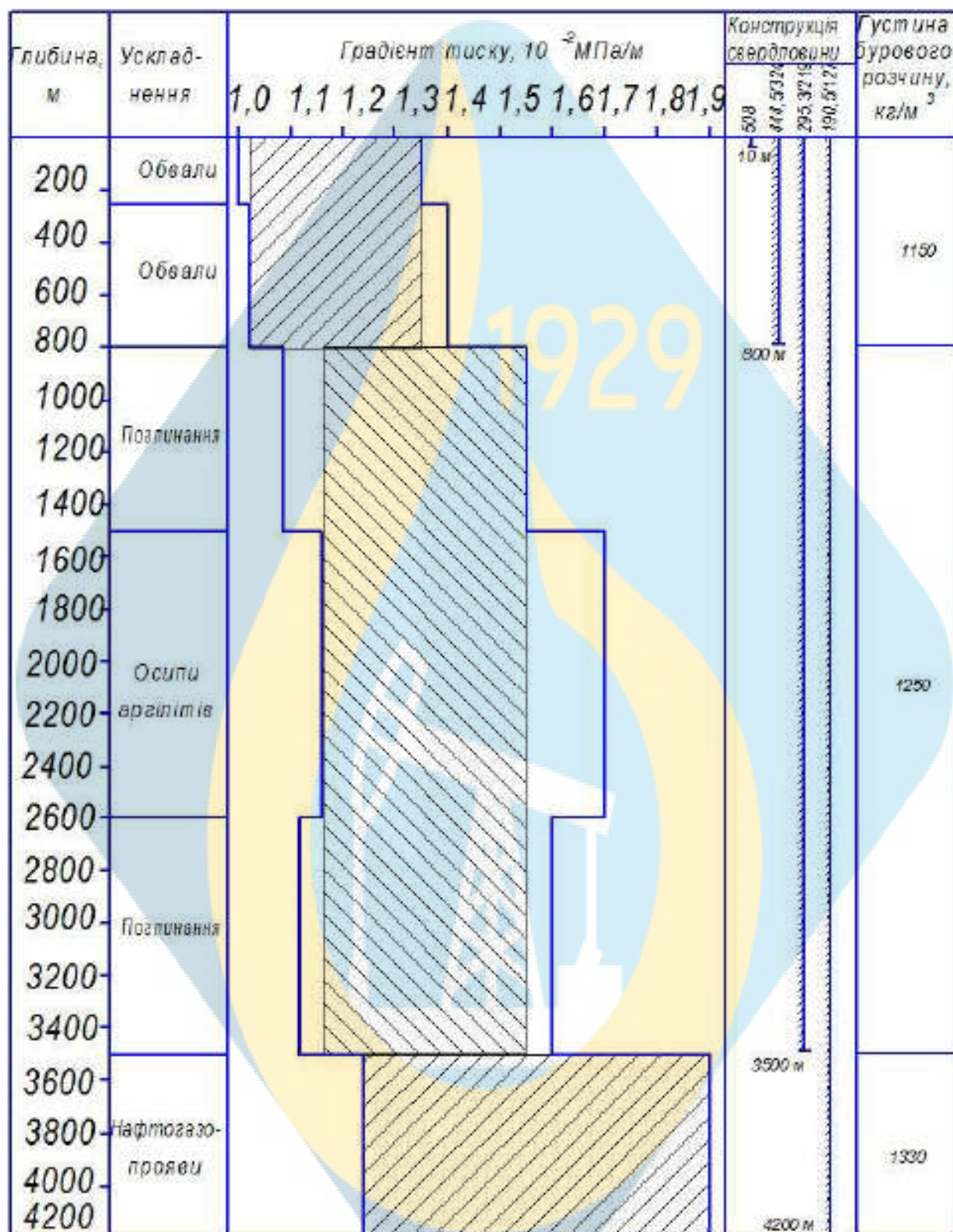
Відповідно до ДСТ на обсадні труби приймаємо.

$$D_{\text{н}}^{\text{н}} = 508 \text{ мм}.$$

Таким чином, беремо наступні обсадні труби і долота:

Діаметр обсадних труб, мм	127	219	324	508
Діаметр долота, мм	190,5	295,3	444,5	

Таблиця 2.1 Суміщений графік тисків



2.2 Вибір способу буріння

Для вибору і обґрунтування способу буріння в різних інтервалах свердловини необхідно враховувати її конструкцію, вивчити геолого-технічні умови спорудження свердловин та провести аналіз техніко-економічних показників свердловин пробурених на даній та сусідніх площах. Основним критерієм при виборі способу буріння вважається мінімальна собівартість 1 м проходки.

Крім цього треба зважати і на те, що роторний спосіб буріння рекомендують використовувати тоді, коли глибина свердловини перевищує 3500 м; діаметр долота менше 190,5 мм; температура вибою свердловини більше 140 °С; у свердловині очікуються прихвати і затяжки, можливе використання аерованої промивальної рідини; повітря й газу; доліт з герметичною опорою.

Сферою використання турбінного буріння переважно є свердловини глибиною менше 3500 м і діаметром більше 190,5 мм; із температурою вибою менше 140 °С; буріння похило-направлених і горизонтальних свердловин, в умовах обмежених навантажень на долото, при використанні алмазних доліт.

Виходячи з вищенаведеного, приймаємо роторний спосіб буріння.

2.3 Вибір породоруйнівного інструменту

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться такими двома способами:

- 1) за механічними та абразивними властивостями гірських порід;
- 2) за промисловими даними.

Для вибору типу долота за першим способом для розбурювання конкретної породи, яка містить пропластки з різними механічними властивостями, необхідно оцінити категорію твердості та абразивності всіх пропластків, знайти їх середньозважені розрахункові значення для всієї товщі породи і нанести на кваліфікаційну таблицю парних відповідностей категорій твердості та абразивності, яка наведена в літературі [5].

При використанні другого способу необхідно мати промислову інформацію (картки відробки доліт) з буріння не менше 5-6 свердловин на даній площі. Обробивши цю інформацію порівнюють рейсову швидкість та собівартість одного метра та вибирають оптимальний тип долота для кожного інтервалу.

Для орієнтованого вибору типу бурових доліт в залежності від механічних та абразивних властивостей можна скористатися табл. 3 [4].

Обрані види доліт наведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Породоруйнівний інструмент

Інтервал буріння, м	Характеристика порід		Тип долота	Маса долота, кг	Допустиме навантаження, кН
	категорія за штормовим мостом	категорія за абразивами			
0-800	I-II	I-II	Д445С-ЦВ	90	500
800-2600	IV-V	IV	Ш295,3С3-ГВ	80	400
2600-3500	VII	V	Ш295,3Т3-ЦВ	77	400
3500-4200	VIII	VI	Ш190,5К-ГНУ	33	250

2.4 Вибір бурильної колони

Вибираємо діаметри ОБТ і бурильних труб

При виборі діаметрів ОБТ та бурильних труб враховують рекомендовані співвідношення між діаметрами доліт, ОБТ та бурильних труб (табл. 2.3)

Крім цього, вибирають діаметри бурильних і обважнених бурильних труб так, щоб витримувалися такі співвідношення

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

$$\frac{d_{\text{ОБТ}}}{D_{\text{д}}} = 0,65 - 0,75 \text{ при } D_{\text{д}} > 295,3 \text{ мм,}$$

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

де $d_{\text{ОБТ}}$, $D_{\text{д}}$, $d_{\text{бт}}$, – відповідно діаметр ОБТ, долота та бурильних труб.

Таблиця 2.3 – Рекомендовані співвідношення між діаметрами долит, ОБТ та бурильних труб

Діаметр долота, мм	Зовнішній діаметр, мм	
	ОБТ	бурильних труб
120,6	95/89	73
139,7; 146	120/108	89
151	120; 133/108	89; 101,6
165,1	133; 146/120	101,6; 114,3
190,5	159/146	114,3
215,9	178/159	127
244,5	203/178	139,7
269,9	219; 229/203	139,7
295,3; 320	229; 245; 254/219; 229	139,7
349,2	245; 254/229; 245	139,7
393,7 і більше	273; 299/254; 273	139,7; 168,3

Вибір КНБК

Компоновку низу бурильної колони проектують з урахуванням профілю стовбура свердловини і схильності порід до викривлення свердловини. Для вертикальних свердловин це переважно один або два наддолотні калібратори, одна або дві ОБТ (збалансовані, квадратні чи спіральні) максимально можливого діаметра, стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметра.

ОБТ

Для одноступінчастої компоновка необхідна довжина ОБТ визначається за формулою

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

де $l_{\text{ОБТ}}$ – довжина УБТ, м;

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

G_d – навантаження на долото, Н;

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

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

$q_{\text{ОБТ}}$ – вага 1 м ОБТ, даН/м ; $q_{\text{ОБТ}} = 102,9 \text{ даН/м}$.

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{1,2 \cdot 25000}{102,9 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} \approx 351 \text{ м.}$$

Отриману довжину ОБТ округляють у більший бік до величини, яка кратна довжині свічки (25 м). Тоді $l_{\text{ОБТ}} = 375 \text{ м}$.

Довжину ОБТ слід перевіряти на довговічність дії власної ваги. Для цього визначимо критичну довжину ОБТ за формулою:

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

де E – модуль еластичності матеріалу (сталь), Н/м^2 ;

I – момент інерції при згинанні, м^4 .

$$I = \frac{\pi}{64} (d_{\text{н}}^4 - d_{\text{вн}}^4) = \frac{3,14}{64} (0,146^4 - 0,0683^4) = 0,000021 \text{ м}^4$$

Де $d_{\text{н}}, d_{\text{вн}}$ – відповідно до внутрішнього і внутрішнього діаметра ОБТ, м.

$$l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}} = 1,94 \sqrt{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,000021}{1029}} = 127 \text{ м.}$$

Якщо тоді, щоб запобігти можливому викривленню стовбура свердловини, необхідно включити центральні пристрої в компоновку УБ. Розташування центраторів, відстань між ними і їх діаметр визначаються згідно з рекомендаціями. Центри будуть встановлюватися кожні $l_{\text{ОБТ}} \geq l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}} 125 \text{ м}$ (усього 2 центратори).

Над ОБТ рекомендується розмістити багаторічний комплект бурових труб. Для цього вони в основному вибирають труби зі сталі групи міцності "D" з найбільшою товщиною стіни і довжиною 250-300 м

Беремо довжину наддовгої комплекту 300 м (12 свічок) з труб діаметром 114 мм із сталі групи міцності "D" товщиною стіни 10 мм.

Конструкція бурильної колони

При визначенні конструкції бурильної колони приймаємо, що бурильна колона має одноступінчасту конструкцію, тобто при однаковому зовнішньому діаметрі складається із декількох секцій, які відрізняються одна від одної довжиною, товщиною стінки і групою міцності. Для першої секції приймають бурильні труби групи міцності "Д" з мінімальною товщиною стінки.

Довжину першої секції визначають із умови допустимих напружень розтягу

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_T (G_{OBT} + G + G_{жк}) \left(1 - \frac{\rho_{пг}}{\rho_{ж}}\right) - P_n F_n}{Kq_1 \left(1 - \frac{\rho_{пг}}{\rho_{ж}}\right)},$$

$$Q_{p1} = \frac{Q_T}{K_1 n},$$

- де Q_{p1} – допустиме розтягуюче навантаження для труб першої секції, Н;
 K_T - коефіцієнт тертя ($K_T = 1,15$);
 G_{OBT} - вага ОБТ, Н;
 G - вага забійного двигуна, Н;
 $G_{жк}$ - вага наддолотного комплекту, Н;
 P_n - повна втрата тиску в вибійному двигуні і долоті, Па;
 F_n – площа прохідної ділянки бурових труб, м²;
 q_1 – 1 м вага бурильних труб першої секції, Н/м;
 Q_T – розтягування навантаження до межі плинності матеріалу труби, Н (задається в технічних характеристиках труб);
 n - коефіцієнт безпеки (при бурінні з вибійним двигуна $n=1,3$; при роторному бурінні $n=1,4$);

K_1 - коефіцієнт, який враховує дію моменту згинання (при роторному бурінні $K_1 = 1.04$).

Перша секція: D міцність сталі, товщина стінки - 8 мм

$$Q_{p1} = \frac{980}{1,04 \cdot 1,4} = 648 \text{ кН};$$

$$l_1 = \frac{648000 - 1,15(375 \cdot 1029 + 300 \cdot 289 + 330 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right) - 2000000 \cdot 0,785 \cdot 0,078^2)}{1,15 \cdot 242 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 811 \text{ м}$$

З огляду на довжину свічки, приймаємо $l_1 = 800 \text{ м}$

Якщо загальна довжина КНБК, ОБТ і першої секції менше глибини свердловини, то першу секцію встановлюють другу, міцнішою (з більш товстою стіною або більшою міцністю). Довжина другого і наступного розділів визначається за формулою:

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{kq_2 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}; \quad l_3 = \frac{Q_{p3} - Q_{p2}}{kq_3 \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}$$

де l_2, l_3 - довжина другого і третього перерізів;

Q_{p2}, Q_{p3} - допустиме розтягувальне навантаження для труб другої і третьої секцій;

q_2, q_3 - вага 1 м бурильних труб другої і третьої секцій

Друга секція: D міцність сталі, товщина стінки - 9 мм

$$Q_{p2} = \frac{1130}{1,04 \cdot 1,4} = 776 \text{ кН}; \quad l_2 = \frac{776 - 648}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 506 \text{ м.}$$

З огляду на довжину свічки, $l_2 = 500 \text{ м}$

Третій розділ: D міцність сталі, товщина стінки - 10 мм

$$Q_{p3} = \frac{1220}{1,04 \cdot 1,4} = 837 \text{ кН}; \quad l_3 = \frac{837 - 776}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 221 \text{ м}$$

З огляду на довжину свічки, $l_3 = 200 \text{ м}$

Четверта секція: K міцність групи сталь, товщина стінки - 8 мм

$$Q_{p4} = \frac{1320}{1,04 \cdot 1,4} = 906 \text{ кН}; \quad l_4 = \frac{906 - 837}{1,15 \cdot 0,242 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 298 \text{ м}$$

З огляду на довжину свічки, $l_4 = 275 \text{ м}$

П'ята секція: К міцність групи сталь, товщина стінки - 9 мм

$$Q_{p5} = \frac{1470}{1,04 \cdot 1,4} = 1009 \text{ кН}; \quad l_5 = \frac{1009 - 906}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 407 \text{ м}$$

З огляду на довжину свічки, *візьміть* $l_5 = 400 \text{ м}$

Шоста секція: К міцність групи сталь, товщина стінки - 10 мм

$$Q_{p6} = \frac{1610}{1,04 \cdot 1,4} = 1105 \text{ кН}; \quad l_6 = \frac{1105 - 1009}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 348 \text{ м}$$

З огляду на довжину свічки, $l_6 = 325 \text{ м}$

Сьома секція: Е міцність сталь, товщина стінки - 10 мм

$$Q_{p7} = \frac{1760}{1,04 \cdot 1,4} = 1208 \text{ кН}; \quad l_7 = \frac{1208 - 1105}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 373 \text{ м}$$

З огляду на довжину свічки, $l_7 = 350 \text{ м}$

Восьма секція: L міцність групи сталь, товщина стінки - 9 мм

$$Q_{p8} = \frac{1910}{1,04 \cdot 1,4} = 1311 \text{ кН}; \quad l_8 = \frac{1311 - 1208}{1,15 \cdot 0,265 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 407 \text{ м}$$

З огляду на довжину свічки, $l_8 = 400 \text{ м}$

Дев'ята секція: L міцність групи сталь, товщина стінки - 10 мм

$$Q_{p9} = \frac{2100}{1,04 \cdot 1,4} = 1442 \text{ кН}; \quad l_9 = \frac{1442 - 1311}{1,15 \cdot 0,289 \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 474 \text{ м}$$

З огляду на глибину конструкції свердловини:

$$l_9 = L_{\text{сее}} - (l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 + l_6 + l_7 + l_8 + L_{\text{обт}} + L_{\text{се}})$$

$$l_9 = 4200 - (800 + 500 + 200 + 275 + 400 + 325 + 350 + 400 + 300 + 375) = 275$$

З огляду на довжину свічки, $l_9 = 275 \text{ м}$

Таблиця 2.4 – Зведена таблиця структури бурової колони

Номер секції	Товщина стінки, мм	Група міцності сталі	Глибина спуску, м		Довжина секції, м	Вага 1 м труби, кН	Вага секції, кН
			від	до			
9	10	Л	0	275	275	0,289	79,475
8	9	Л	275	675	400	0,265	106
7	10	Е	675	1025	350	0,289	101,15
6	10	К	1025	1350	325	0,289	93,925
5	9	К	1350	1750	400	0,265	106
4	8	К	1750	2025	275	0,242	66,55
3	10	Д	2025	2225	200	0,289	57,8
2	9	Д	2225	2725	500	0,265	132,5
1	8	Д	2725	3525	800	0,242	193,6
НК	10	Д	3525	3825	300	0,289	86,7
ОБТ	26	Д	3825	4200	375	1,029	385,9
Усього							≈ 1410

1929

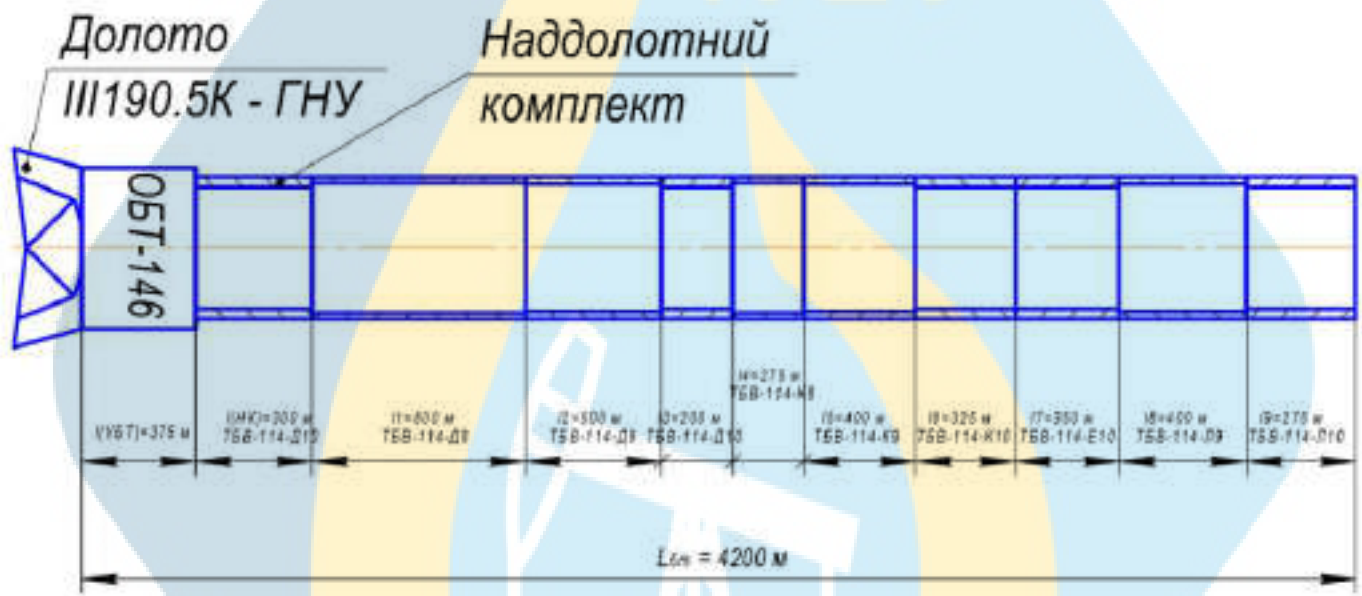


Рис. 2.1 Схема компоновки буровой колонны

2.5 Вибір режиму буріння

1. Визначаємо необхідне навантаження на долото C_d .

$$C_d = k_n p_{ш} F_k$$

де k_n - коефіцієнт, що враховує вплив забійні умови на твердість гірських порід;

$p_{ш}$ - твердість породи за штампом при атмосферному тиску, Па;

F_k - область контакту зуба з породою, m^2 .

Значення співвідношення $k_n = 0,7-0,8$ для пористих порід (пісковик, тріснутий вапняк, алеврити) і $1,0-1,2$ - для твердих високометаморфізованих порід.

Розраховане осьове навантаження на долото порівнюється з допустимим (паспортним) для даного виду долота.

Д445С-ЦВ $C_d = 0,7 \cdot 100 \cdot 10^6 \cdot 520 \cdot 10^{-6} = 36400 \text{ Н} \approx 37 \text{ кН} < [C_d]=370 \text{ кН.}$

Ш295.3СЗ-ГВ $C_d = 0,7 \cdot 600 \cdot 10^6 \cdot 317 \cdot 10^{-6} = 133140 \approx 134 \text{ кН} < [C_d]=400 \text{ кН.}$

Ш295.3ТЗ-ЦВ $C_d = 0,7 \cdot 2000 \cdot 10^6 \cdot 241 \cdot 10^{-6} = 337400 \approx 338 \text{ кН} < [C_d]=400 \text{ кН.}$

Ш190.5К-ГНУ $C_d = 0,7 \cdot 3000 \cdot 10^6 \cdot 125 \cdot 10^{-6} \approx 250000 = [C_d]=250 \text{ кН.}$

2. Частота обертання долота.

Частота обертання заснована на типі долота і типі долота підтримки.

Д445С-ЦВ $n = 100 \text{ об/хв.}$

Ш295.3СЗ-ГВ $n = 300 \text{ об/хв.}$

Ш295.3ТЗ-ЦВ $n = 300 \text{ об/хв.}$

Ш190.5К-ГНУ $n = 80 \text{ об/хв.}$

3. Витрата промивальної рідини вибирається з двох умов

(а) з умови очищення забою від просвердленої породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}}$$

де q_0 - питома витрата промивальної рідини, m^3/c на $1 m^2$ вибій

$q_0=0,35-0,5$ – для роторного способу буріння;

$F_{\text{внб}}$ - площа забою свердловини, м^2 .

$$\underline{\text{Д445С-ЦВ}} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,4445^2 \cdot 0,4 = 0,062 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3СЗ-ГВ}} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,4 = 0,028 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3ТЗ-ЦВ}} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,2953^2 \cdot 0,4 = 0,028 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш190,5К-ГНУ}} \quad Q_1 = 0,785 \cdot 0,1905^2 \cdot 0,4 = 0,012 \text{ м}^3/\text{с};$$

б) З умов транспортування мулу в кільцевому просторі

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

де $V_{\text{мін}}$ - мінімально допустима швидкість змиву рідини в кільцевому просторі, $\text{м}/\text{с}$

для скельних порід $V_{\text{мін}} = 0,7-1,0 \text{ м}/\text{с}$;

для м'яких порід $V_{\text{мін}} = 1,0-1,4 \text{ м}/\text{с}$;

при бурінні долотами великого діаметру $V_{\text{мін}} = 0,3-0,5 \text{ м}/\text{с}$.

$$\underline{\text{Д445С-ЦВ}} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,4445^2 - 0,114^2) \cdot 0,5 = 0,072 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3СЗ-ГВ}} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,114^2) \cdot 1 = 0,058 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш295,3ТЗ-ЦВ}} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,2953^2 - 0,114^2) \cdot 0,7 = 0,041 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\underline{\text{Ш190,5К-ГНУ}} \quad Q_2 = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,114^2) \cdot 0,7 = 0,013 \text{ м}^3/\text{с};$$

З розрахункових значень обираємо більше, що потім узгоджується з технічними характеристиками бурового насосу.

Таблиця 2.5 – Параметри режиму буріння

Тип долота	Інтервал буріння, м	Значення режиму		
		C , даН	n , об/хв	Q , $\text{дм}^3/\text{с}$
Д445С-ЦВ	0-800	3700	100	72
Ш295,3СЗ-ГВ	800-2600	13400	300	58
Ш295,3ТЗ-ЦВ	2600-3500	33800	300	41
Ш190,5К-ГНУ	3500-4200	25000	80	13

2.6 Промивання свердловини

Обґрунтування щільності промивальної рідини

Щільність промивальної рідини вибирається за комбінованим графіком тиску і 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 якої визначається $\rho_{\text{пр}}$;

g – прискорення гравітації, м/с²;

H – глибина даху інтервалу свердловини, м;

α – нормативний коефіцієнт, який згідно до вимог правил ведення бурових робіт визначає запас тиску у свердловині над пластовим .

- інтервал буріння 0-800 м:
$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,1 \cdot (10200 \cdot 800)}{9,81 \cdot 800} \approx 1150 \text{ кг/м}^3;$$

- інтервал буріння 800-3500 м:
$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (11600 \cdot 3500)}{9,81 \cdot 3500} \approx 1250 \text{ кг/м}^3;$$

інтервал буріння 3500-4200 м:
$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot (12400 \cdot 800)}{9,81 \cdot 800} \approx 1330 \text{ кг/м}^3;$$

Гідравлічний розрахунок

Визначте втрати гідравлічного тиску в елементах циркулюючої системи.

$$P = P_{\text{т}} + P_{\text{кп}} + P_{\text{з}} + P_{\text{ОБТ}} + P_{\text{кпОБТ}} + P_{\text{обв}} + P_{\text{д}}$$

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

$P_{\text{т}}$ – 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 шланзі, ведучій трубі, вертлюзі), Па;

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

Для визначення втрати тиску в трубах і кільцевого простору необхідно визначитися з режимом руху, в залежності від того, які саме формули розрахунку вибираються. Для цього визначаються фактичні Re і критичний $Re_{кр}$.

$$Re = \frac{\rho_{пр} V d_r}{\eta_{пр}}$$

де ρ – щільність промивальної рідини, $кг/м^3$;

V – швидкість руху промивальної рідини, $м/с$;

d_r – гідравлічний діаметр, який дорівнює внутрішньому діаметру труби $d_в$ або різниці в діаметрах - для кільцевого простору, $м$; $d_r = D_c - d_з$

D_c – діаметр свердловини, $м$;

$d_з$ – зовнішній діаметр бурильної колони, $м$;

$\eta_{пр}$ – динамічна в'язкість промивальної рідини, $Па \cdot с$

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 He^{0,58}$$

де He – критерій Хельстрёма;

$$He = \frac{\rho_{пр} \tau_0 d_r^2}{\eta_{пр}^2}$$

де τ_0 – динамічна напруга підкладки, $Па$.

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

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

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

де F – площа поперечного перерізу, $м^2$

для труб $F = \frac{\pi}{4} d_в^2$; для кільцевого простору $F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_з^2)$.

При ламінарному режиму руху втрати тиску в бурильних трубах і кільцевому просторі визначають за такими формулами:

$$P_r = \frac{4 \tau_0 l}{\beta_r d_в}; \quad P_{кп} = \frac{4 \tau_0 l}{\beta_{кп} (D_c - d_з)}$$

де l – довжина секцій бурильних труб однакового діаметра $d_в$, $d_з$, D_c ;

$\beta_r, \beta_{\text{мк}}$ – відповідно коефіцієнти, які можна знайти за графіком попередньо знайшовши параметр Сен-Венана Sen для труб і кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_r}{\eta_{\text{мк}} V}$$

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

$$P = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{мр}}}{d_r} l,$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору для труб

$$\lambda_r = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_d} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25};$$

для кільцевого простору

$$\lambda_r = 0,106 \left(1,46 \frac{\Delta}{D_c - d_s} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25},$$

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

Аналогічно знаходять втрати тиску в ОБТ ($P_{\text{ОБТ}}$) і кільцевому просторі за ОБТ ($P_{\text{мкОБТ}}$).

Втрати тиску в замках визначають за формулою Борда-Карно

$$P_z = \xi \rho_{\text{мр}} \frac{V^2}{2} i,$$

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

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

де $k_{\text{мк}} = 2$ – дослідний коефіцієнт, який ураховує особливості конфігурації місцевого опору в прохідному каналі; F – площа поперечного перерізу каналу

труб або незвуженої частини кільцевого простору, m^2 ; $F_{\text{пк}}$ – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, m^2 .

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

де l – довжина бурильних труб однакового діаметра; l_T – довжина однієї труби.

Утрати тиску в наземній обв'язці знаходимо за формулою

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

де $\lambda_c, \lambda_{\text{бш}}, \lambda_v, \lambda_{\text{вт}}$ – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів у стояку, буровому шланзі, вертлюзі, та ведучій трубі.

Якщо одержане значення швидкості перевищує 80 м/с, то це означає, що інтервал, який розглядається можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторного долота, не повинен перевищувати деякого граничного значення $P_{\text{кр}}$, яке обумовлене як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають $P_{\text{кр}} \leq 12-13$ МПа.

Тому підбирають такі значення V_d і P_d , щоб виконувались такі умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м/с};$$

$$P_d < P_{\text{кр}}.$$

При виконанні цих умов визначають сумарну площу насадок f_d гідромоніторного долота за формулою

$$f_d = \frac{Q}{V_d}$$

За величиною f_d підбирають діаметри насадок гідромоніторного долота за формулою

$$d_n = \sqrt{\frac{4f_d}{\pi n}},$$

де d_n – діаметр насадки, м; n – кількість насадок.

Якщо значення швидкості не перевищує 80 м/с, то даний інтервал необхідно бурити з використанням гідромоніторного ефекту. У цьому випадку необхідно перейти на долото з центральною системою промивання та знайти перепад тиску в долоті за формулою

$$P_d = \frac{\rho_{\text{пр}} V^2}{2\mu_d^2} = \frac{\rho_{\text{пр}} Q^2}{2\mu_d^2 f_d^2},$$

де V – середня швидкість руху рідини в каналах долота.

У випадку, якщо сума втрат тиску перевищує тиск, який розвиває насос при заданому діаметрі втулок (з урахуванням коефіцієнта $b_p=0,75-0,8$), то необхідно визначити допустиму глибину буріння при даній витраті Q . Для подальшого буріння необхідно зменшити витрату промивальної рідини і провести аналогічний розрахунок при новій витраті.

Розрахунок

Втрата тиску в бурових трубах

$$\eta_{\text{тн}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 7 = 4,3; F = 0,785 \cdot 0,094^2 = 0,007 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,007} = 1,9 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 1,9 \cdot 0,094}{0,022} = 10797$$

$$He = \frac{1330 \cdot 4,3 \cdot 0,094^2}{0,022^2} = 104407$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 104407^{0,58} = 8045$$

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

Тоді

$$\lambda_{\text{т}} = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,094} + \frac{110}{10797} \right)^{0,25} = 0,035$$

$$P_{\text{т}} = 0,035 \frac{1,9^2}{2} \frac{1330}{0,094} 3825 = 3,8 \cdot 10^6 \text{ Па} = 3,8 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі

$$\eta_{\text{мн}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 7 = 4,3; F = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,114^2) = 0,018 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,018} = 0,7 \text{ м/с}$$

$$\text{Re} = \frac{1330 \cdot 0,7 \cdot (0,1905 - 0,114)}{0,022} = 3237$$

$$\text{He} = \frac{1330 \cdot 4,3 \cdot (0,1905 - 0,114)^2}{0,022^2} = 69150$$

$$\text{Re}_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 69150^{0,58} = 6782$$

Оскільки $\text{Re} < \text{Re}_{\text{кр}}$ – режим руху ламінарний.

Тоді

$$\text{Sen} = \frac{4,3 \cdot (0,1905 - 0,114)}{0,022 \cdot 0,7} = 21$$

$$P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 4,3 \cdot 3825}{0,8 \cdot (0,1905 - 0,114)} = 1,1 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,1 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в замках

$$i = \frac{3825}{12,5} = 306 \text{ (шт)}$$

$$\xi_1 = 1,5 \cdot \left(\frac{0,094^2}{0,07^2} - 1 \right) = 1,2; \xi_2 = 1,5 \cdot \left(\frac{(0,1905^2 - 0,114^2)}{(0,1905^2 - 0,146^2)} - 1 \right) = 0,8$$

$$P_3 = 1330 \cdot 306 \cdot \left[\left(1,2 \cdot \frac{1,9^2}{2} \right) + \left(0,8 \cdot \frac{0,7^2}{2} \right) \right] = 0,96 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в ОБТ

$$\eta_{\text{мн}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 7 = 4,3; F = 0,785 \cdot 0,0683^2 = 0,004 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,004} = 3,25 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 3,25 \cdot 0,0683}{0,022} = 13419$$

$$He = \frac{1330 \cdot 4,3 \cdot 0,0683^2}{0,022^2} = 55120$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 55120^{0,58} = 6205$$

Оскільки $Re > Re_{кр}$ – режим руху турбулентний.

Тоді

$$\lambda_r = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0683} + \frac{110}{13419} \right)^{0,25} = 0,035$$

$$P_{убт} = 0,035 \frac{3,25^2}{2} \frac{1330}{0,0683} 375 = 1,3 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,3 \text{ МПа.}$$

Втрата тиску в кільцевому просторі позаду ОБТ

$$\eta_{\text{min}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 7 = 4,3; F = 0,785 \cdot (0,1905^2 - 0,146^2) = 0,012 \text{ м}^2$$

$$V = \frac{0,013}{0,012} = 1,1 \text{ м/с}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 1,1 \cdot (0,1905 - 0,146)}{0,022} = 2959$$

$$He = \frac{1330 \cdot 4,3 \cdot (0,1905 - 0,146)^2}{0,022^2} = 23399$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 23399^{0,58} = 4597$$

Оскільки $Re < Re_{кр}$ – режим руху ламінарний.

$$Sen = \frac{4,3 \cdot (0,1905 - 0,146)}{0,022 \cdot 1,1} = 8$$

$$P_{кпубт} = \frac{4 \cdot 4,3 \cdot 375}{0,65 \cdot (0,1905 - 0,146)} = 0,2 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,2 \text{ МПа.}$$

Втрата тиску в обв'язки

$$P_{обв} = (3,4 + 0,52 + 0,44 + 1,8) \cdot 10^5 \cdot 1330 \cdot 0,013^2 = 0,14 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,14 \text{ МПа.}$$

Резерв тиску, який може бути реалізований в долоті

$$P_d = 0,8 \cdot 32 - (3,8 + 1,1 + 1 + 1,3 + 0,2 + 0,14) = 18 \text{ МПа}$$

Швидкість рідини в промивальних насадках

$$V_d = \mu_d \sqrt{\frac{2P_d}{\rho_{\text{сп}}}}, \text{ м/с}$$

Оскільки швидкість перевищує 80 м/с, це означає, що обстежений інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт.

Необхідно мати на увазі, що перепад тиску, який спрацьовує в насадках гідромоніторного долота, не повинен перевищувати деякого граничного значення $P_{\text{кр}}$, яке обумовлене як міцністю конструктивних елементів долота, так і можливістю запуску турбобура. У розрахунках приймають $P_{\text{кр}} \leq 12-13 \text{ МПа}$.

Тому підбирають такі значення V_d і P_d , щоб виконувались такі умови:

$$V_d \geq 80 \text{ м/с};$$

$$P_d < P_{\text{кр}}.$$

Тоді

$$V_d = 0,9 \sqrt{\frac{2 \cdot 13 \cdot 10^6}{1330}} = 126 \text{ м/с}$$

Загальна площа насадок сопла f_a гідромоніторного долота

$$f_a = \frac{0,013}{126} = 0,000103 \text{ м}^2$$

Діаметри насадок гідромоніторів

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,000103}{3,14 \cdot 3}} = 0,0066 \text{ м} = 6,6 \text{ мм}$$

2.7 Вибір бурової установки, талевого каната та талевої системи

Вибір бурового обладнання

Відповідно до проектної глибини свердловини та необхідної вантажопідйомності, ми приймаємо бурову установку Уралмаш 4500/270 ЕС-ВМ. .

Установки даного типу були розроблені буровим обладнанням «Уралмаш» вперше і не мають аналогів за кордоном.

Призначений для буріння свердловин для нафти і газу, зі звичайною глибиною буріння 4500 метрів в помірних районах (при температурах від – 45 °С до 40 °С), при розробці родовищ з вмістом сірководню менше 6%.

Обладнання складається з наступних основних частин: вишкового блоку, блоку лебідки, блоків руху і вирівнювання, приймального механізованого мосту зі стійками, насосного агрегату, агрегату обладнання циркуляційної системи (ЦА), компресорного блоку, тиристорного блоку, агрегату повного розкидного пристрою.

Бурове обладнання сертифіковане за стандартами 4F, 7K, 8A, 8C и Q1 інституту API.

Конструктивні особливості та переваги

- Можливість буріння на мало перенесення ґрунтів
- Центрування та вирівнювання вищевказаного блоку в процесі буріння
- Основні механізми приводяться в рух електродвигунами постійного струму з промислових мереж через повний тиристорний пристрій в продуктивності контейнера
 - Екологічно чисте буріння, за винятком корівників
 - Оптимальний режим буріння вибирається 100% регульованого приводу основних механізмів і застосуванням долотного регулятора
- Блочно-модульне виконання
- Сучасна чотирьохступенева система циркуляції

Специфікація установки УРАЛМАШ 4500/270 ЕК-БМ

допустиме навантаження на гак (по ДСТ 16293), тс	270
максимальне статичне навантаження на гак (по А.Р.І.), тс	325
умовна глибина буріння (БТ-114 мм), м	4500
Довжина бурильної свічки, м	25
Тип приводу	Електричних
Вишка УМ 45-270R	
тип	2-щогла
Висота вишки, м	45,3
Основа	
тип	збірно-модульне
висота основи (відмітка підлоги бурової), м	9,9
Талева система	
діаметр талевого канату, мм	32
кількість рядків талевої системи (оснастка)	10 (5 х 6)
Лебідка ЛБУ-900 ЕТ-3А	
розрахункова потужність на входному валу, кВт	900
Вертлюг УВ-270 МА	
вантажопідйомність, тс (кН)	270 (2700)
динамічна вантажопідйомність (by А.Р.І.), ts	160
Ротор R-700	
розрахункова потужність приводу ротора, кВт	370
діаметр отвору в таблиці ротора, мм	700
допускається статичне навантаження, ts	500

Насос УНБТ-950 А2	2
Потужність насоса, кВт	950
Максимальна подача, л/с	46
Максимальний тиск (на виході), МПа	32
Циркуляційна система	
Загальний корисний об'єм, м ³	180
кількість ступіней очищення	4



Рисунок 2.2 – Схема бурової установки Уралмаш 4500/270 ЕС-ВМ

Технічні характеристики насоса УНБТ-950-А2

Параметри / Модель	УНБТ-950-А2
Потужність насоса, кВт	950
Кількість циліндрів, шт.	3

Номинальна частота рухів поршня в шахтах	125
Подача насоса (макс.), $\text{дм}^3/\text{с}$	46
Тиск на вихід насоса (макс.), МР	32
Продуктивність гідравлічної частини	прямий
Пневмокомпенсатор	РС70-320
Ступінь нерівномірності тиску, що виходить з насоса, % не більше	5
Вага насоса без шківів, повітряного компенсатора і крана, кг	22070
Вага з шківом, пневматичним компенсатором і краном, кг	24261

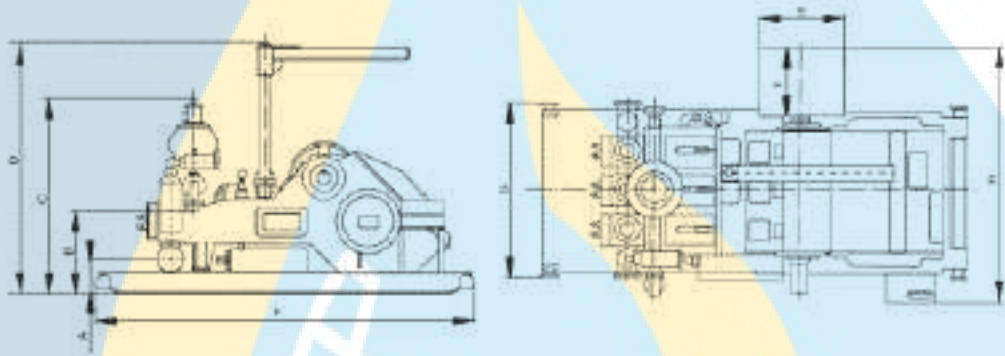


Рисунок 2.3 – Схема бурових насосів УНБТ-950-А2

Технічна характеристика лебідки ЛБУ 900 ЕТ-3

Параметри / Модель	ЛБУ 900 ЕТ-3
Максимальне корисне навантаження, т	250 270 320
Розрахункова потужність на входному валу, кВт	900
Діаметр таль-мотузки, мм	32
Кількість рядків системи відлиги (прив'язка)	10 (5 X6)12 (6Н7)
Кількість швидких швидкість валу підйомника	2
Розміри барабана підйому (діаметр/довжина), мм	600/1243
Діаметр гальмівного диска, мм	730
Гальмівна система (основна)	Привід електродвигуна

Гальмівна система (додаткова)	диск-колодка пневматичного гальма для аварійної зупинки і фіксації
Диск додатковий	підйом і опускання вежі, аварійний підйом труб DRIVE від електродвигуна постійного струму з функціями RPD
Розміри: довжина, ширина x мм, висота мм, мм	4365 x 3000 x 2185
Вага, кг	22725

Технічні характеристики ротора P-700

Параметри / Модель	P-700
Діаметр отвору в столі ротора, мм	700
Допускається статичне навантаження на стіл ротора, ts	500
Статичний момент моменту на роторному столі, кНМ	80
Частота обертання роторної таблиці, об/хв (не більше)	350
Номер трансмісії від приводного валу до столу ротора	3,61
Маса (без лайнера), кг	4790
Розміри, мм	
A	2270
B	680
C	740
C1	665
D	1945
E	1545

F	305
G	1200
H	775
I	2010
J	1270

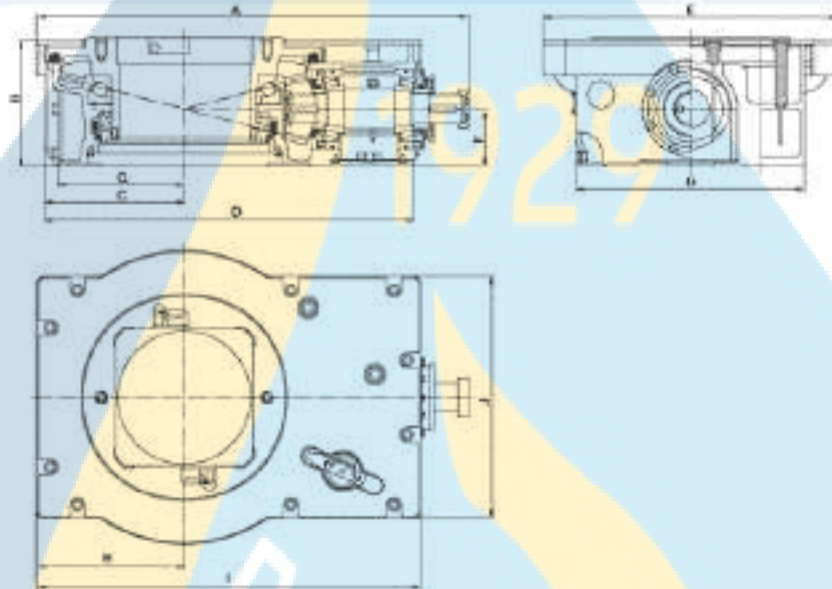


Рисунок 2.4 – Схема ротора Р-700

Технічна характеристика вертлюга УВ-270МА

Параметри / Модель	УВ-270МА
Ємність, 0-3	270
Динамічне корисне навантаження (за стандартами API), ts	145
Найбільший робочий тиск, МР	25
Діаметр прохідного отвору, мм	75
Перекладацька нитка для підключення до свинцевої труби (ліворуч)	3-152Л
З'єднана нитка стовбура (ліворуч)	3-152Л
Висота (без перекладача), мм	2411
Ширина на пальцях строп, мм	1090
Вага, кг	2200

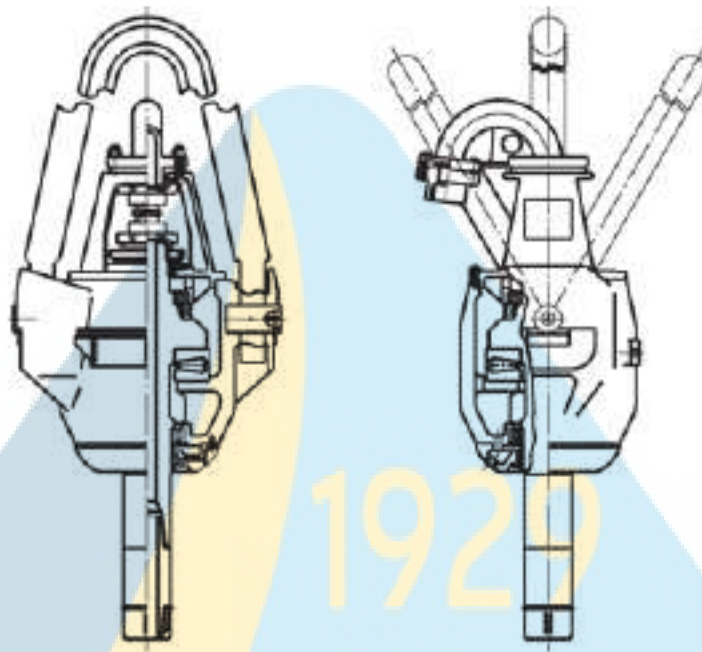


Рисунок 2.5 – Схема вертлюга УВ-270МА

Вибір талевого каната і талевої системи

Вибір талевого каната: прийнята бурова установка включає в себе канат діаметром ЛК-РО (6 x 31). Вага 1 м каната - 3,8 кг, максимальне розривне зусилля канату 632,3 кН.

Вибір талевої системи заснований на розрахунку кількості роликів талевого блоку:

$$T = \frac{K_1 Q_r}{2P_k}$$

де T - кількість роликів талевого блоку;

Q_r - статичне навантаження на гачок від ваги найважчої бурової колони;

P_k - це розривне навантаження для обраної талі;

K_1 - запас міцності колісної мотузки на зазорі ($K_1 = 4$).

$$T = \frac{4 \cdot 1410}{2 \cdot 632,3} = 4,5$$

Приймаємо кількість роликів талевого блоку $T = 5$ шт. Тоді оснастка талевої системи – десятиструнна (5 x 6).

Висновки за розділом

1. В роботі були обгрунтовані спосіб буріння і конструкція свердловини. Було прийнято рішення про встановлення двох проміжних і однієї експлуатаційної колони.
2. Враховуючі механічні та абразивні властивості гірських порід були обрані бурові долота обгрунтовані параметри режиму буріння для кожного з них.
3. Була розрахована конструкція бурильної колони та вибрана компоновка низу бурильної колони.
4. Обгрунтована щільність промивальної рідини і проведений гідравлічний розрахунок для буріння на кінцевій глибині.
5. В роботі було обрано все необхідне бурове обладнання, а саме бурова установка, насос, лебідка, ротор, вертлюг, а також вибрані талевий канат і талева система.



3 ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища

Впродовж 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 додержання 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 неогорожені 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 цементи, глинопорошки і хімічні реагенти. У випадку попадання в дихальні шляхи, або очі, пиляподібні 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. 3.1.

В табл. 3.2 наведена характеристика шкідливих речовин, що використовуються при проведенні бурових робіт.

Небезпеки для людей, що працюють на буровій, можуть бути пов'язані з багатьма іншими причинами: забруднення підлоги веж та території бурової в результаті розливу промивальної рідини, або нафтопродуктів; неправильне 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 3.1 – Аналіз потенційних небезпек виробничих факторів

Джерело небезпеки	Характеристика потенційно-небезпечних виробничих факторів та їх допустимі значення
Талева система	Послаблення кріпильних вузлів, обрив талевого канату заклинювання вертлюга, несправності зашібки 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	Електроударизм $I = 10$ А, $U = 220 - 380$ В, $f = 50$ Гц
Нагнітальні лінії у період цементування	Високі гідравлічні тиски

Таблиця 3.2 – Характеристика шкідливих речовин, що використовуються

Назва шкідливої речовини або матеріалу	ГДК шкідливої речовини, мг/м ³	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 передбачається 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-підймальні операції, збирання і розбирання КНБК, затягування 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 спуску-підймальних операцій найбільш небезпечними являються аварії пов'язані з затягуванням талевого блоку під кронблок з наступним обривом талевого каната, падінням талевої системи, а можливе падіння вежі. Для запобігання цього виду аварій роботи по спуску й підйому бурильної колони та обсадних труб повинні проводитися тільки при наявності справного протизатягувача 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 без-

пеки 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. 3.3 проведемо аналіз потенційно небезпечних факторів.

Таблиця 3.3 – Аналіз потенційно небезпечних факторів

Потенційно небезпечний фактор	Травмонебезпечна ситуація (фактор)
Високий тиск	Струмнь рідини під тиском
Витікання шкідливих речовин	Отруєння та опіки організму
Висока працемісткість робіт	Втома організму
Спуско - підймальні операції	Травмування рухомими елементами
Відсутність перил	Падіння працюючих
Пожежонебезпека	Загорання горючих речовин
Електронебезпека	Електротравма та електроураження

3.2 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 температури, вологості та швидкості руху повітря у виробничих приміщеннях. Згідно цих норм оптимальна температура повинна становити 17 - 19 °С в холо-

дний 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, ОНТП51-1-85iСніГШ 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, ЦНВД ВАТ Укрнафта), визначено перевищення допустимого рівня шуму силовому та насосному блоках. В зв'язку з тим що знижені 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 "Беруши". На робочих місцях бурильника та в агрегатному приміщенні для зниження рівня вібрації до допустимого згідно СН - 71, необхідно встановлювати віброізоляційні майданчики конструкції ВНДБТ.

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 м'якими 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 отраслевых норм бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты работникам предприятий нефтяной и газовой промышленности" ДНАОП 0.05-3.24-80 та "Отраслевых норм бесплатной выдачи спецобуви и других средств индивидуальной защиты", затверджених 1979-1981 рр.

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

Запроектовані заходи та засоби захисту від потенційних небезпек подамо у вигляді табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – 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 роботі був проведений аналіз потенційних небезпек та шкідливих факторів виробничого середовища.
2. Заплановані заходи із забезпечення нормальних умов праці та безпеки технологічних процесів.

4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Вергунське газоконденсатне родовище розташоване на території Станічно-Луганського району Луганської області.

Розробка Вергунського родовища є складовою частиною плану розвитку паливно-енергетичного комплексу України. Вона спрямована на забезпечення паливом потреб промисловості і населення та працевлаштування місцевого населення.

Вергунське родовище, як природно-антропогенна система, виконує сукупність соціально-економічних функцій. Діючи, як невеликий промисловий об'єкт, вона впливає на довкілля: стан надр, повітряного і водного середовища, стан ґрунту, оточуючий рослинний і тваринний світ, може впливати, в остаточному підсумку, на умови життя і діяльності людей.

Для забезпечення нормативного стану навколишнього середовища та екологічної безпеки при розробці родовищ впроваджуються комплексні природоохоронні заходи, які базуються на даних щодо геологічного розрізу та гідрогеологічних умов, фізико-механічних параметрів гірських порід і технологічних вимог до буріння, умов залягання водоносних горизонтів, стану атмосферного повітря, поверхневого шару ґрунту, кліматичних умов та ін.

При промисловій розробці Вергунського родовища передбачається проведення заходів з охорони навколишнього середовища, які включають в себе:

- попередження та зниження рівня забруднення повітряного середовища;
- попередження забруднення водного середовища;
- забруднення геологічного середовища та родючого шару ґрунту.

Джерелом забруднення навколишнього середовища є виробничі процеси, пов'язані з промисловою розробкою родовища з видобування вуглеводів, подальший пошук та розвідка продуктивних горизонтів, спорудження свердловин.

Основним об'єктом впливу є будівництво та випробування свердловин. В результаті проведених досліджень і розрахунків дається комплексна оцінка впливу цього об'єкту на навколишнє природне середовище.

Заходи по попередженню негативного впливу на геологічне середовище передбачаються за рахунок застосування конструкції свердловини, яка включає послідовне перекриття пробурених інтервалів з наступним цементуванням.

Для запобігання інтенсивних газопроявлень і переходу їх у фонтанування передбачено використання бурового розчину такої густини, що забезпечує необхідний протитиск на газоносні горизонти та герметизацію устя противикидним обладнанням.

Якісний стан технічних і експлуатаційних колон, герметичне кріплення вузлів і з'єднань, надійна ізоляція продуктивних та водоносних горизонтів у верхній частині розрізу, а також дотримання режиму експлуатації свердловини дозволяє звести цей вплив до мінімуму.

На усіх об'єктах нафтогазовій галузі існує план ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС), який розробляється відповідно до [5]. План містить вказівки по повідомленню служб, які повинні брати участь у ліквідації аварій, перелік необхідних технічних засобів і аварійних знешкоджуючих реагентів, засобів збору і видалення забруднюючих речовин, містить прискорені ремонтно-ізоляційні та ізоляційно-ліквідаційні роботи.

Забезпечення протипожежної безпеки на об'єктах будівництва визначається окремими робочими проектами. При спорудженні свердловини необхідно дотримуватись вимог «Правил пожежної безпеки в газовій промисловості України».

Заходи з охорони повітряного середовища забезпечується визначенням кількісного та якісного складу викидів при інвентаризації джерел викиду забруднюючих речовин, здійсненням візуального та інструментального контролю, використанням надійного високо герметичного обладнання.

4.1 Буріння та облаштування свердловин

Охорона навколишнього природного середовища при бурінні свердловин забезпечується дотриманням технологічних вимог, які передбачені робочим проектом при амбарному способі буріння, планується буріння 9 свердловин.

При бурінні в продуктивних відкладах, що включають стратиграфічні комплекси антропогену, неогену, юри, тріасу, нижньої пермі, верхнього, нижнього та середнього карбону, при сумісному розкритті таких горизонтів можуть створюватися умови виникнення інтенсивних газопроявлень, що буде негативно впливати на геологічне середовище у вигляді міжпластових перетоків пластових вод і природного газу з конденсатом, забруднюючи надра.

Для запобігання таких ускладнень при бурінні свердловин передбачено: вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву гірських порід тиском газу при газопроявленнях, і герметизацію устя противикидним обладнанням;

- підбір обсадних труб по міцності, виходячи з очікуваного максимально можливого тиску на усті свердловини в процесі буріння і випробування на приплив газу;

- підбір густини бурового розчину, що забезпечує створення гідростатичного тиску в свердловині, перевищуючого пластовий;

- вибір типу бурового розчину і хімреагентів, що забезпечує створення на стінках свердловини тонкої, щільної і мало проникної кірки;

- герметизацію устя свердловини противикидним обладнанням;

- наявність на буровій запасного розчину необхідної густини в кількості, яка дорівнює об'єму ствола свердловини при первинному розкритті продуктивних горизонтів.

Приведені технічні рішення і заходи дозволяють зберігати геологічне середовище від негативного впливу процесів і явищ техногенного походження.

Конструкція пошуково-розвідувальних і експлуатаційних свердловин вибирається, виходячи з необхідності розкриття певних газоносних комплексів, з врахуванням гірнично-геологічних особливостей розрізу родовища, необхідності ізоляції несумісних зон буріння та забезпечення якісного розкриття продуктивних відкладів.

Буріння здійснювали роторним способом. Основними ускладненнями при бурінні були поглинання в тріщинуватих піщано-карбонатних відкладах верх-

нього і середнього карбону, які ліквідували шляхом зниження густини бурового розчину. Викладені дані показують, що свердловини буряться в складних гірничо-геологічних умовах.

Для попередження технологічних ускладнень проміжні та експлуатаційна колони спускаються секціями.

Башмаки обсадних колон встановлюються в щільних і міцних породах з градієнтом тиску гідророзриву не менше 0,020 - 0,022 МПа/м.

Густина бурового розчину розраховується виходячи із очікуваних пластових тисків.

Герметизація устя свердловин враховує максимальні розрахункові тиски на усті. На кондуктор і проміжні обсадні колони встановлюється противикидне обладнання.

Свердловини обладнані фонтанними арматурами і колонними головками.

Геологічні дані, конструкція свердловин, компоновка обсадних труб, густина цементного і бурового розчинів та інші параметри наведені у ГТН.

Повернення СПВ у надра дозволить значно зменшити техногенне навантаження на ґрунти, ґрунтові і поверхневі води в районі розташування Вергунського родовища.

Очікувані об'єми видобутку природного газу може становити від 10 тис.м³/добу до 70 тис.м³/добу з кожної свердловини.

В даному звіті для буріння розглянуто використання бурового верстата з дизельним приводом. Комплекс наземних споруд, що використовуються для буріння кожної свердловини, відноситься до тимчасових і після закінчення спорудження свердловини демонтується.

Відстань до найближчих житлових забудов не менше 500 м.

Джерелами впливів на навколишнє середовище в процесі спорудження (буріння) свердловин є:

- хімреагенти, що застосовуються для обробки бурового розчину;

- рідкі відходи буріння, включаючи відпрацьований буровий розчин, бурові стічні води, побутові відходи від столової, душової, вибурена порода (шлам) та ін.;
- буровий розчин оброблений хімреагентами;
- тверді відходи буріння (металобрухт, будівельне сміття та ін.);
- інтенсивні газопроявлення в разі переходу їх у газовий фонтан при розкритті газоносних горизонтів;
- викиди шкідливих речовин при згоранні електродів під час зварювання;
- викиди шкідливих речовин при роботі ДВЗ бурового верстата, додаткового дизель-генератора та автомобіля КРАЗ 65101 (або аналог автоспецтехніки);
- викиди шкідливих речовин при спалюванні газу на факелі під час випробування свердловини;
- пилевикиди при приготуванні бурового розчину;
- продукти випаровування з ємностей для зберігання дизпалива та з поверхні гідроізольованих шламових амбарів.

В процесі спорудження свердловини можливі впливи на:

1) Геологічне середовище

Попередження негативного впливу на геологічне середовище передбачено за рахунок застосування конструкцій свердловин, які включають спуск обсадних колон з наступним цементуванням високоміцними портландцементами. Для запобігання інтенсивних газопроявлень при бурінні свердловин і переходу їх у фонтанування природним газом, передбачено використання бурового розчину необхідної густини, що забезпечує необхідний протитиск на газоносні горизонти та герметизацію усть противикидним обладнанням.

2) Повітряне середовище

Повітряне середовище зазнає впливу продуктами згорання електродів при зварюванні під час монтажних робіт; продуктами згорання дизельного палива при роботі ДВЗ бурового верстата, додаткового дизель-генератора та автомобіля КРАЗ 65101(або аналог автоспецтехніки); продуктами згорання природного газу на факелі при випробуванні свердловини; пилевикидами при приготуванні бу-

рового розчину, продуктами випаровування з ємностей для зберігання дизельного палива; продуктами вільного випаровування з поверхні гідроізованих шламових амбарів. Але на межі житлової забудови найближчого населеного пункту від кожного бурового майданчика значення концентрацій по всіх забруднюючих речовинах, що викидаються в повітряне середовище, вище зазначеними джерелами, будуть меншими, ніж значення ГДК.

Наявність електромагнітних хвиль, іонізуючих випромінювань та ультразвукових коливань в процесі буріння свердловин не передбачається. Шкідливого впливу шуму на найближчий населений пункт від бурового майданчика не буде.

3) Родючий шар ґрунту

Для збереження родючого шару ґрунту від забруднень передбачено зняття і складування його в кагати з наступною укладкою на попереднє місце після закінчення бурових робіт. Після закінчення бурових робіт передбачено проведення технічного та біологічного етапів рекультивації.

4) Ґрунтові води

З метою запобігання забруднення горизонтів з прісними водами в геологічному розрізі свердловин передбачено перекриття їх обсадними колонами з наступним цементуванням високоміцними портландцементами. Крім того, для розкриття горизонтів з прісними водами передбачається використання бурового розчину, обробленого малотоксичними реагентами. Зберігання відходів буріння передбачається в земляних амбарах облаштованих непроникним протифільтраційним екраном. Високотоксичні хімреагенти I класу для обробки бурового розчину не застосовуються.

Після припинення експлуатації кожної водяної свердловини остання ліквідується у відповідності з вказівками по проектуванню і виконанню ліквідаційного тампонажу розвідувальних, гідрогеологічних і експлуатаційних водозабірних свердловин, що виконали своє призначення на території України. У відповідності з правилами виконання робіт по санітарно-технічному тампонажу і з врахуванням конструкції свердловини, що ліквідується, приймається порядок

виконання робіт, який надається в проектно-кошторисній документації на буріння водяної свердловини для технічного водозабезпечення.

Після закінчення бурових робіт також передбачається ліквідувати спостережні свердловини.

5) Зелені насадження, промислові об'єкти, житлово-цивільні, гідротехнічні, та інші споруди в межах бурових майданчиків відсутні.

Оскільки земельні ділянки, що передбачається відвести під бурові майданчики представлені землями сільськогосподарського призначення, то в межах цих ділянок природної флори і фауни немає. У зв'язку з цим негативні впливи проектної діяльності на рослинний і тваринний світ відсутні.

З метою забезпечення нормативного стану довкілля в робочих проектах на спорудження даних свердловин мають бути передбачені технічні рішення з рекомендаціями, що дозволять зменшити або запобігти впливу на нього.

По закінченню бурових робіт і після проведення технічної рекультивації відведена ділянка землі повертається землевласникам (землекористувачам) для проведення біологічного етапу рекультивації, після чого землі використовуються за призначенням.

У випадку отримання промислового припливу пластового флюїду планується підключення свердловин за допомогою газопроводів (шлейфів) до УКПГ і передача їх в експлуатацію.

4.2 Підключення свердловин

Передбачається облаштування устя свердловин, підключення їх в технологічну лінію збору газу на установці комплексної підготовки газу (УКПГ) Вергунського родовища з подальшою подачею в міжпромисловий газопровід та для місцевих споживачів на с. Вергунка. Для підключення свердловин планується прокладання газопроводу-шлейфу від устя свердловини до УКПГ.

В процесі експлуатації здійснюватимуться продувки свердловини і шлейфу, дослідження з метою контролю технічного стану та відповідності параметрів роботи свердловини установленому технологічному режиму та осво-

ення свердловини після ремонтів. Для контролю за режимом роботи свердловини встановлюватиметься контрольно-виміркове обладнання і пристрої для відбору проб продукції на усті. Обв'язка свердловини повинна забезпечувати проведення усіх робіт та автоматичне відключення свердловини у випадку розриву трубопроводу-шлейфу за допомогою клапана-відгинача. Для обслуговування засувки на фонтанній арматурі облаштовуватиметься металевий майданчик.

Передбачається облаштування амбару свердловини з горизонтальною факельною установкою для спалювання газу.

Під час експлуатації свердловин джерелом утворення викидів забруднюючих речовин в атмосферу є горизонтальна факельна установка, на якій виконується спалювання газу при продувках, дослідженні свердловини та при ремонтах. Шкідливі речовини, які поступатимуть в атмосферу під час експлуатації об'єкту: оксиди азоту, речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом (сажа), оксид вуглецю, метан. Проведеним розрахунком розсіявання встановлено, що концентрація викидів по кожній з речовин на межі санітарно-захисної зони (300 м) з урахуванням фону, буде значно нижчою за ГДК м.р.

Під час проведення будівельних робіт утворюватимуться викиди забруднюючих речовин в атмосферу: при виконанні зварювальних робіт, при нанесенні лакофарбового покриття на металоконструкції, при роботі автотранспорту та відходи III та IV класу небезпеки. Вплив має тимчасовий, нетривалий характер.

Для гідровипробування трубопроводів під час будівництва буде використовуватися привозна вода. Після гідровипробувань трубопроводів вода не підлягає очистці, так як в своєму складі не містить органічних та інших забруднень. Випуск води здійснюватиметься у тимчасовий амбар, можливі незначні забруднення вивозитимуться на очисні споруди у відповідності до укладених договорів.

При експлуатації свердловини акустичне навантаження на найближчу житлову забудову (розташовану на відстані не менше 300 м від промайданчика свердловини) може виникнути при роботі факельної установки свердловини. Воно дорівнюватиме значенням, нижчим від нормативних, згідно ДБН В.1.-31:2013.

Під час проведення будівельних робіт акустичне навантаження на найближчу житлову забудову, згідно розрахунків, знаходиться в межах норми.

Траса трубопроводу частково прокладатиметься по землях, що мають сільськогосподарське призначення, при цьому передбачене зняття і наступне відновлення родючого шару ґрунту за рахунок проведення технічної і біологічної рекультивациі.

При введенні в експлуатацію свердловин змін природного ґрунтового покрыву, клімату і мікроклімату, водного режиму, фізичного і біологічного впливу на флору та фауну району не відбудеться. Вплив на навколишнє природне середовище є прийнятним.

При відсутності промислового припливу - свердловини ліквідуються, у відповідності до Правил ліквідації свердловин.

4.3 Ліквідація свердловин

Надрокористувач зобов'язаний ліквідувати свердловину у разі, якщо вона виконала своє призначення, або після спорудження свердловини не було промислового припливу вуглеводнів та її подальше використання за прямим призначенням чи для інших господарських цілей є недоцільним або унеможливлено з геологічних, технічних, економічних, екологічних чи інших причин у відповідності з вимогами СОУ 11.200013741-001:2007 та НПАОП 11.1-1.01-08.

При наявності міжколонних тисків і міжпластикових перетоків газу, пов'язаних з неякісним цементуванням експлуатаційної колони, в свердловині повинні бути проведені ремонтно-відновлювальні роботи по окремих планах до початку проведення ізоляційно-ліквідаційних робіт.

Ліквідація свердловини без випробування або після випробування з допомогою випробувача пласта на трубах без спуску експлуатаційної колони, проводиться наступним чином:

- визначається необхідність встановлення цементних мостів в необсаженому стволі свердловини в залежності від гірничо-геологічних умов;
- висота кожного цементного мосту повинна бути рівною потужності пласта плюс 20 м вище покрівлі і 20 м нижче підшви, над покрівлею верхнього пласта цементний міст встановлюється на висоту не менше 50 м;
- у башмак останньої проміжної колони встановлюється цементний міст висотою не менше 200 м.

Ліквідація свердловини після випробування при спущеній експлуатаційній колоні, проводиться наступним чином:

- всі об'єкти випробування повинні ізолюватися один від одного цементними мостами;
- висота кожного цементного мосту повинна бути рівною потужності пласта плюс 20 м вище покрівлі і 20 м нижче підшви, над покрівлею верхнього пласта цементний міст встановлюється на висоту не менше 50 м.

Устя ліквідованої свердловини, у геологічному розрізі якої присутні вуглеводні, агресивні компоненти або високонапірні пластові води (з коефіцієнтом аномальності 1,1 і більше), облаштовується наземним репером. За наявності технічної колони у свердловину, на трубі (репер) діаметром 60:100 мм, яка заварена зверху, на глибину не менше 2 метрів спускається кільцева дерев'яна пробка, яка до устя заливається цементним розчином. До верхньої частини за допомогою зварювання встановити фланець-заглушку, до якої приварити патрубок для встановлення вентиля з манометром. Нижній кінець патрубка має сполучатися з простором у колоні. Над устям свердловини встановити бетонну тумбу розміром 1х1х1 м. Висота репера над бетонною тумбою повинна бути не менше 0,5 м. Репер, у разі вилучення технічної колони, встановлюється на кондукторі або на направленні і споруджується бетонна тумба розміром 1х1х1 м у вигляді зацементованої труби, яка встановлюється на експлуатаційну колону (за

її відсутності - на проміжну колону або кондуктор), заповнену на глибину не менше 2 м цементною пробкою. Під цементною пробкою повинен проходити заглушений зверху за допомогою зварювання патрубків з установленим вентиляем для забезпечення контролю за тиском у колоні.

Після завершення ліквідації свердловини, її устя облаштовують репером, де позначається порядковий номер, назва родовища і найменування компанії, що займалася розробкою.

Акт про ліквідацію свердловини і уточнені координати місцезнаходження устя свердловини здаються в архів на постійне зберігання.

Планована діяльність на Вергунському родовищі буде здійснюватись з неухильним дотриманням норм Законів України «Про надра», «Про відходи», «Про оцінку впливу на довкілля», «Про охорону атмосферного повітря», Водного Кодексу України, Земельного Кодексу України, інших законодавчих актів та нормативних документів, що регламентують здійснення діяльності з попередження негативного впливу на навколишнє середовище.

Висновки за розділом

1. При промисловій розробці Вергунського родовища передбачається проведення заходів з охорони навколишнього середовища, які включають в себе:

- попередження та зниження рівня забруднення повітряного середовища;
- попередження забруднення водного середовища;
- забруднення геологічного середовища та родючого шару ґрунту.

2. Заплановані заходи з охорони навколишнього середовища при бурінні та облаштуванні свердловин.

3. Розглянуті заходи з охорони довкілля при підключенні та ліквідації свердловин.

Список літератури

1. Солодкий В. М., Павленко П. Т., Стасів О. С., Фірман М. А. Умови седиментації-визначальний фактор нафтогазоносності піднять зони Красноріцьких скидів. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ № 2 (15), 2015. – С. 70-74.
2. Арсирій Ю.А., Дем'янчук В.Г., Кабышев Б.П., Мясников В.И., Шпак П.Ф. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность. - Киев: Наукова Думка. - 1988.
3. Гусейнов А.А., Гейман Б.М., Шик Н.С., Сурцуков Г.В. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа. - М.: Недра, 1988.
4. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: В 2-х т. – М.: Недра, 1985.
5. Положення щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці від 17.06.99 р. № 112.
6. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових та газових свердловин. – Коломия: Вік, 1999.
7. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
8. Суярко В. Г. . Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів. Харків: Фоліо. 2015. 413 с.
9. Войтенко В. С., Вітрик В. Г., Яремійчук Р. С., Яремійчук Я. С. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідкова книга. – Л.: Центр Європи, 2012. – 708 с.
10. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. – Г., Недра, 1990.
11. Калинин А.Г., Левицкий А.З. Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. – Г., Недра, 1988.
12. Серeda Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – Г.: Недра, 1988. – 360 с.

13. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – Г.: Недра, 1987. – 304 с.
14. Северинчик Н.А. Машины и оборудование для бурение скважин. – М.: Недра, 1986.
15. Бабаян Э.В., Черненко А.В. Инженерные расчеты при бурении. Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
17. 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.
18. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов - М: ООО «Недра – Бизнесцентр» 2003 - 1007 с.
19. Буровые комплексы / под общей ред. К.П.Порожского. Екатеринбург, издательство УГТУ, 2013 – 768 с.
20. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник для начального проф. образования. – 6-е изд., испр. – М.: Академия, 2011. – 352 с.
21. Вадецкий Ю.В. Справочник бурильщика. Учебное пособие для нач. проф. образования. – М.: Академия, 2008. – 416 с.
22. Войтенко В.С., Смычкин А.Д., Тухто А.А., Шемет С.Ф. Технология и техника бурения. В 2-х томах. М.: Инфра-М; Минск: Новое знание, 2013.
23. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник. – М: Изд.ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 848 с.
24. 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.

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГПБ.20.02.ПЗ	Пояснювальна записка	77	
5					
6			Демонстраційний матеріал		
7					
8			Оглядова карта району робіт	1	
9			Вергунське ГКР	1	
10			Характеристика геологічного розрізу	2	
11			Сумщений графік тисків і конструкція свердловини	1	
12			Технологічні параметри бурового розчину	1	
13			Геолого-технічний проєкт	1	