

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 Стецюк Дмитро Олександрович
(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 проєкт буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини
в умовах Прилуцького нафтового 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	Расцветаев В.О.			

Дніпро
2021

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коровяка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« » 20 року**ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу**ступеня бакалавр

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Стецюк Дмитро Олександрович 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
(офіційне назва)на тему Технічний проєкт буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини
в умовах Прилуцького нафтового родовищазатверджену 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

(підпис керівника)

Хомецько В.Л.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі

04.05.2021

Дата подання до екзаменаційної комісії

15.06.2021

Прийнято до виконання

Стецюк Д.О.

Резюме

Пояснювальна записка 70 стор., 5 рис., 17 табл., 12 джерел.

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИНИ НАФТИ, 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 Прилуцького нафтового родовища.

Мета роботи – проектування технології буріння свердловини для продовження видобування вуглеводнів в умовах Прилуцького нафтового: основні – газ природний розчинений у нафті та нафта і супутні – стан з газу природного розчиненого у нафті, пропан з газу природного розчиненого у нафті та бутани з газу природного розчиненого у нафті і експлуатація обладнання, що забезпечує видобування нафти і газу в межах гірничого відводу.

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

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ	6
1.1 Загальні відомості про Прилуцьке нафтове родовище.....	6
1.2 Геологічна характеристика району работ.....	12
1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин.....	21
Висновки за розділом	22
2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	23
2.1 Вибір і обгрупування конструкції свердловини.....	23
2.2 Вибір способу буріння.....	25
2.3 Вибір поролоруйнівного інструменту.....	26
2.4 Вибір бурильної колони.....	26
2.5 Вибір режиму буріння.....	31
2.6 Промивання свердловини	34
2.6.1 Обгрупування щільності промивальної рідини.....	34
2.6.2 Гідравлічний розрахунок	35
2.7 Вибір бурової установки, талевго каната та талевої системи.....	44
Висновки за розділом	45
3. ОХОРОНА ПРАЦІ	46
3.1 Загальні вимоги	46
3.2 Спуско-підйомні операції	47
3.3 Бурові розчини.....	49
3.4 Компошування і експлуатація бурильних колон	51
3.5 Кріплення свердловин.....	52
Висновки за розділом	56
4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	57
4.1 Повітряне середовище	57
4.2 Водне середовище	58
4.3 Тверді відходи	64
4.4 Шапра та ґрунти	64
4.5 Шумове забруднення	65
4.6 Радіаційне забруднення та випромінювання	66
4.7 Вібраційне, світлове, теплове забруднення	67
Висновки за розділом	68
ЛІТЕРАТУРА	69

ВСТУП

Актуальність роботи. На Прилуцькому родовищі пробурена 41 пошуково-розвідувальних свердловин. Поклади нафти розроблялись 28 свердловинами. Відмінна риса родовища – експлуатаційні об'єкти перебувають на різних стадіях розробки. Основний об'єкт В – на пізній стадії розробки.

Накопичений видобуток по Прилуцькому родовищу (разом із спільною діяльністю) станом на 01.01.2018 р. становить: 6153,062 тис. т нафти, 33498,337 тис. т рідини, 92,295 млн. м³ нафтового газу.

За попереднім базовим варіантом розробки планується існуючим фондом свердловин до 2050 р. видобути 181,309 тис. т нафти і 2,719 млн. м³ нафтового газу. Кількість свердловин у експлуатаційному фонді поступово знижуватиметься до 17 з 2023 р., до 14 з 2026 р., до 11 з 2029 р., до 8 з 2031 р., до 6 з 2032 р., до 3 з 2034 р.

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

Мета роботи – проєктування технології буріння свердловини для продовження видобування вуглеводнів на Прилуцькому родовищі: основні – газ природний розчинений у нафті та нафта і супутні – стан з газу природного розчиненого у нафті, пропан з газу природного розчиненого у нафті та бутани з газу природного розчиненого у нафті і експлуатація обладнання, що забезпечусь видобування нафти і газу в межах гірничого відводу.

Задачі роботи – розробити технологію буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Прилуцького нафтового родовища; виконати аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтувати конструкцію свердловини; здійснено обґрунтування бурового обладнання; обґрунтувати вибір породоруйнуючого інструменту, розробити технологія кріплення свердловини. Спланувати заходи щодо охорони праці і навколишнього середовища.

1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ

1.1 Загальні відомості про Прилуцьке нафтове родовище

Прилуцьке нафтове родовище відкрито Прилуцькою конторою розвідувального буріння тресту "Чернігівнафтогазрозвідка" в липні 1960 року, в тому ж році родовище було введено в розробку.

Родовище багатопластове. Тектонічні порушення ділять структуру на окремі блоки. Продуктивні пласти складені різнопроникними, літологічно неоднорідними колекторами. Все це суттєво ускладнює розробку покладів. Розробляються три експлуатаційні об'єкти: Б (об'єднує горизонти Б і Б2, Б3), С (горизонт С8+9) та В (горизонти В13, В14, В15, В16).

На Прилуцькому родовищі пробурена 41 пошуково-розвідувальних свердловин. Поклади нафти розроблялись 28 свердловинами. Відмінна риса родовища – експлуатаційні об'єкти перебувають на різних стадіях розробки. Основний об'єкт В – на пізній стадії розробки.

Накопичений видобуток по Прилуцькому родовищу (разом із спільною діяльністю) станом на 01.01.2018 р. становить: 6153,062 тис. т нафти, 33498,337 тис. т рідини, 92,295 млн. м³ нафтового газу.

На даний час проект "Геолого-економічна оцінка запасів Прилуцького нафтового родовища Чернігівської області" знаходиться в стадії розробки.

За попереднім базовим варіантом розробки планується існуючим фондом свердловин до 2050 р. видобути 181,309 тис. т нафти і 2,719 млн. м³ нафтового газу. Кількість свердловин у експлуатаційному фонді поступово знижуватиметься до 17 з 2023 р., до 14 з 2026 р., до 11 з 2029 р., до 8 з 2031 р., до 6 з 2032 р., до 3 з 2034 р.

На території Прилуцького родовища відсутні об'єкти природно-заповідного фонду.

Карта району розташування родовища наведена на рис. 1.1.

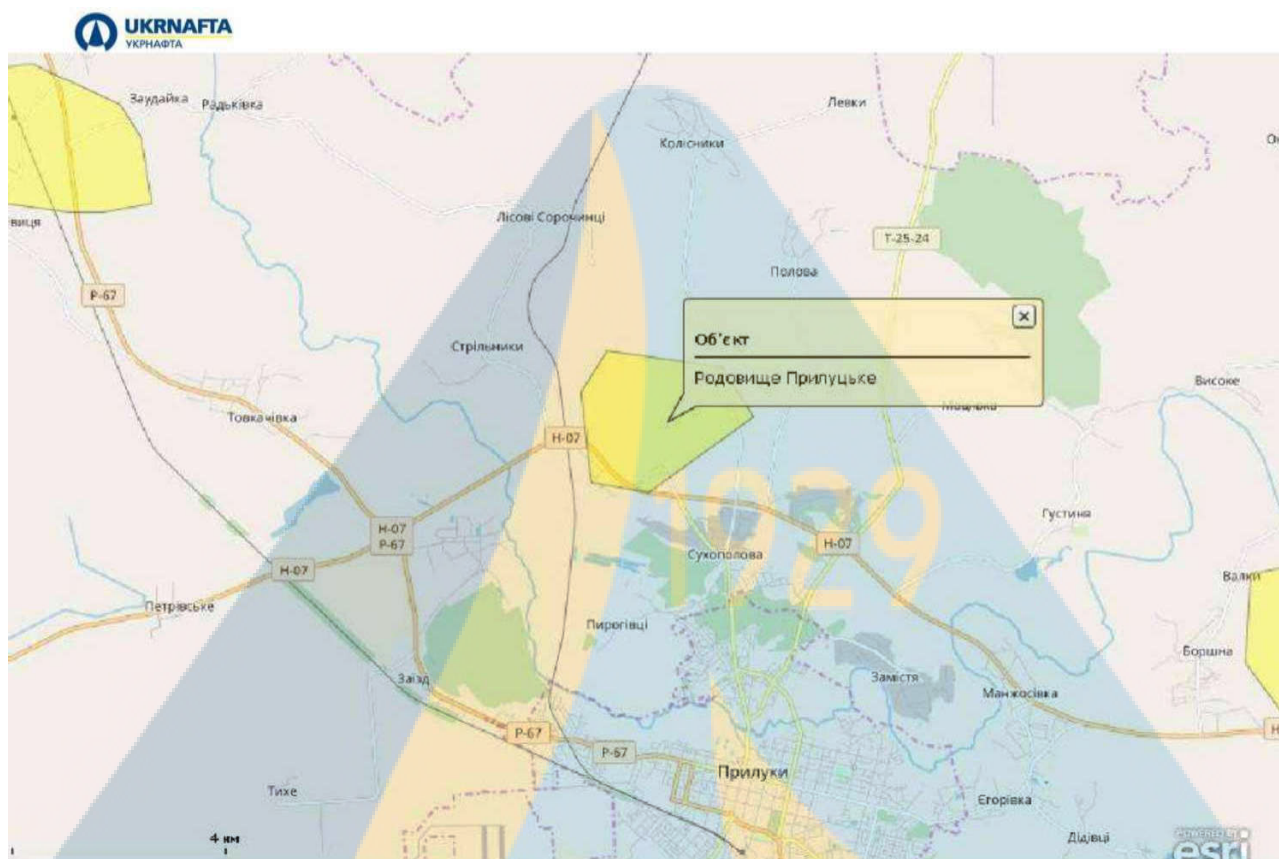


Рисунок 1.1 – Ситуаційна карта розташування Прилуцького родовища (за даними ДІВП "Геоінформ України")

Відповідно до проєктних документів на родовищах проводяться роботи з оптимізації системи розробки та інтенсифікації видобутку рідини. У зв'язку з цим по родовищу досягнута не тільки стабілізація, але й зростання видобутку нафти. На Прилуцькому родовищі доведена так як і на Гніденцівському родовищі можливість стабільного збільшення річного видобутку нафти в результаті послідовної реалізації ефективних проєктних рішень.

Клімат району розташування Прилуцького нафтового родовища помірно континентальний. Середньорічна температура повітря дорівнює $-7,2^{\circ}\text{C}$, максимальна середньомісячна температура $+20^{\circ}\text{C}$, а мінімальна -9°C . Середньорічна кількість опадів складає 542 мм в рік, при цьому більша їх кількість переважно випадає влітку.

Прилуцьке нафтове родовище розташоване на 4 км північніше міста Прилуки Чернігівської області. Район родовища характеризується добре роз-

винутою мережею доріг. У місті Прилуки розташовано нафтогазовидобувне управління, що здійснює розробку і експлуатацію нафтових і газових покладів, та управління бурових робіт, що проводить буріння пошукових, розвідувальних і експлуатаційних свердловин.

У орогідрографічному відношенні родовище приурочено до горбистої рівнини, прорізаної річкою Удай, а також густою мережею балок і ярів.

В економічному відношенні район є сільськогосподарським. Достатньо розвинута тут і промисловість місцевого значення. У зв'язку з відкриттям нафтових і газових родовищ інтенсивного розвитку набула нафтогазовидобувна промисловість.



Таблиця 1.1 – Характеристика покладів нафти

Вік	Індекс горизонту	Глибина залягання покривля горизонту, м	Абсолютна глибина контакту, м	Висота покладу, м	Тип покладу	Режим покладу		Товщина, м		Коефіцієнт пористості		Проникність, 1·10 ⁻¹¹ мкм ² /віддо	Тип колектора	Коефіцієнт насичення	Пластовий тиск початковий		Пластова температура, К	Дебіт початковий, т/добу	Тиск насичення, МПа	Коефіцієнт вичупчення нафти	Запаси початкові видобувні категорії А+В+С, Initial recoverable reserves, т		Щільність запасів, т/м ³ конденсату та розчиненого газу, млн. м ³ розчиненого газу/м ³ нафти	Коефіцієнт продуктивності, м ³ /добу·МПа·віддо	Гідропроникність, 1·10 ⁻¹¹ м ² /Па·с, віддо
						Пруж.-водонапір. Elast. wat. drive	Текст. тект. arch. tect. scr.	горизонту віддо	колектора резервуару	ефективна віддо	парахувана				віддо	парахуваний					вплив. МПа	глибина виміру, м			
C _b	B-1- B-3 B-1- B-3	1496	-1375,6		Пласт тект. тект. arch. tect. scr.	Пруж.-водонапір. Elast. wat. drive	271	43,2 76,4	56,5	0,16 0,18	0,17	57,62	Пор. пор.	0,55	14,2	1500	323	2,4	2,20	0,301	149	2	176		49 79
C _s	C-8-9 S-8-9	1706	-1690,0		Те саме The same	Те саме The same	147	3,6 19,6	10,3	0,12 0,15	0,13	2	"	0,54	17,5	1700	338	1,6	3,50	0,117	248	4	89		
C _v	V-13	1783	-1735,2		"	"	142	0,4 3,4	2,0	0,11 0,16	0,15	5	"	0,82		337	2,2		0,132	35	0,5	16			
C _v	V-14-15	1795	-1736	90	"	"	137	9,2 34,6	16,9	0,25 0,28	0,26	204	"	0,90	18,4	1790	337	100	3,71	0,568	4292	67	2206	0,6	7
C _v	V-16a	1831	-1736		"	"	68	2,0 12,2	8,0	0,23 0,25	0,24	166	"	0,84		337	105,7		0,566	750	11	632	5,5	1420	
C _v	V-16i	1845	-1736	40	"	"	23	8,4 26,6	12,0	0,26	0,26	385	"	0,83	18,7	1836	337	24,2	3,76	0,566	335	5	590		

Таблиця 1.2 – Характеристика нафті

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м ³ Density		Вязкість Viscosity		Вміст газу, м/т Gas content, m ³ /t	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Коефіцієнт усадки Shrinkage coefficient	Температура, К Temperature, K		Вихід фракцій при К Fractions outflow at K						Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад в.в. Group composition of HC, %	Тип нафти Oil type				
		пластової formational	дегазованої degas.	пластової, 10 ³ мПа·с formational, 10 ³ mPa·s	дегазованої, 10 ³ мПа·с degas., 10 ³ mPa·s				заступлення solidification	плавлення boiling point	ПК-373 BP-373	373-423 423-473	473-523 523-573	573-623 623-673	673-723 723-773	773-823 823-873	парафіни paraffins	смоли pitch	асфальтени asphaltenes	сірка sulphur			ароматичні aromatic	нафтені naphthene	метанові methane	
Б-1-Б-3 S-1-С-3		794.6	824	2.458	14.24	21.40	2.20	5.83			8.50	9.5	9.5		21.5				8.56	16.62	1.48	0.23				ІТ, П, ІТ, Р
С-8-9 S-8-9		801.7	828	2.155	10.20	23.70	3.50	6.10	> 264		8.50	9.5	11.0		19.5				0.9	10.44	0.38	0.18				ІТ, П, ІТ, Р
В-13 V-13			829		15.36				268.0 279.5		7.40	8.6	10.9		20.1				5.96	19.59	0.52	0.19				ІТ, П, ІТ, Р
В-16а-16в V-16а-16в			830		10.25	28.25	3.76		268.0 279.5		5.50	7.5	9.8		21.7				3.17	23.30	0.89	0.19				-
В-14-15 V-14-15		791.27	825	2.03	12.07	29.58			268.0	320	6.25	10.75	11.0		23.0				5.15	4.7	0.76	0.26				-

Таблиця 1.3 – Характеристика пластових вод продуктивних горизонтів

Індекс продукту Horizon index	Тип води за Суліні Water type by Sulini	Мінералізація, г/л Mineralization, g/l	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	рН, формула pH, formula	Газонасиченість, *10 ³ м ³ /т Gas saturation *10 ³ m ³ /t	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	NaCl	Мікроелементи, мг/л Microelements, mg/l				
								Ca	Br	B	K	NH ₄
Б-1-Б-3 S-1-С-3	ХК С/Св	107 138	1030 1090	6,7	144		0,9	3,5	184			20 100
С-8-9 S-8-9	-	162,7 215,5	1160 1140	6,1			0,8	2,12 3,0	184			51 90
В-13-В-16 V-13-V-16	-	220 237	1150 1160	5,5			0,8	3,5 4,23	238 287			27 64

У різні роки в районі Прилуцької площі проводилися геолого-зйомочні, геофізичні і бурові роботи. Так в 1951 році північніше міста Прилуки проводилася гравіметрична зйомка, якою було виявлено мінімум сили тяжіння.

У 1953-54 рр. електророзвідувальними роботами, виконаними в районі Прилуцького мінімуму сили тяжіння, по опорному горизонту високого опору обуло зафіксовано підняття шарів, що оконтурювалося ізолінією мінус 4000 м.

У 1954-55 рр. структурно-картувальним бурінням, проведеним на обширній території міжріччя Удаю і Орлиці, на півночі досліджуваного району південно східна частина Ольшанського прогину, південно-західніше, якого намітилося Прилуцьке підняття.

У кінцевому своєму виді Прилуцьке підняття було виявлене, вивчене і підготовлене для глибокого буріння сейсмозвідкою, що проводилася в 1955-56р. по даним сейсмозвідки було складено структурні карти по трьом горизонтам (юра, тріас Т, карбон С) в масштабі 1:50000, на яких з'явилася своє відображення Прилуцька структура. Найбільш ярко ця структура виражена покладах палеозою, по яким вона малюється в вигляді крупної брахиантиклінальної складки північно-західного простягання, розбитої диз'юнктивними порушеннями на ряд блоків. Розміри структури: по великій осі 17 км, по короткій осі-14 км. у 1958-60 рр. на Прилуцькій площі було проведено структурно-пошукове буріння, яке підтвердило наявність Прилуцького підняття, виявленого геофізикою, уточнили його будову по крейдовим С і юрським відкладам. У 1959 році трестом "Чернігівнафтогазрозвідка" Прилуцька площа, була введена в глибоке розвідувальне буріння. У 1959 році свердловиною №1 було встановлено нафтоносність Прилуцької структури, а в 1960 році в свердловині №4 із візейських відкладів був отриманий фонтан нафти дебітом в 240 т/добу на 10 мм штуцері і таким чином було доведено промислове значення Прилуцького нафтового родовища. Окрім візейського нафтового покладу, по даним промислово-геофізичних досліджень керна і досить обмеженим даним випробування свердловин, що були проведені в 1962 році, ряд нафтоносних горизонтів виділяється серед відкладів серпухівського і башкирського ярусів. Але ці горизонти

на той час були слабо вивчені і їх промислову цінність було доведено пізніше. родовище нафтогазоводоносність флюїд гідрогсологічний

Підрахунок запасів нафти і газу по Прилуцькому родовищі було проведено в 1964 році, у цьому ж році по Прилуцькому родовищу було складено та затверджено "Технологічний проект розробки Прилуцького родовища" на основі запасів нафти. Родовище відкрито Пирятинською конторою розвідувального буріння І тресту "Чернігівнафтогазрозвідка" в липні 1960 року. У 1961 році був введений в експлуатацію горизонт В14–15. У 1966 році була розпочата розробка горизонту В1 та В16, в 1973 році – В13 і С8+9. У даний час Прилуцьке нафтове родовище розробляється на основі уточненого проекту розробки, складеного ВАТ «Український нафтогазовий інститут» в 1996 році та проектних рекомендацій. Башкирський, серпухівський та візейський горизонти розробляються на природному пружно-водонапірному режимі.

1.2 Геологічна характеристика району работ

У геологічній будові Прилуцького родовища беруть участь відклади девонської О, кам'яновугільної С, пермської Р, тріасової Т, юрської І, крейдової К, палеогенової Р, неогенової 14, четвертинної систем. Максимальна товщина осадового чохла, розкритого свердловинами перевищує 4000 м.

Продуктивними є відклади башкирського ярусу середнього карбону Сг, а також серпухівського та візейського ярусів нижнього карбону Сі.

Візейський ярус залягає на розмитій поверхні турнесю. Представлений утвореннями нижньо- та верхньовізейського підярусів.

Нижньовізейські відклади являють собою переважно вапняки та аргіліти з прошарками алевролітів і пісковиків. У верхньому візеї переважають аргіліти, котрі містять прошарки вапняків, пісковиків та алевролітів, до яких приурочені промислові скупчення нафти. Пісковики сірбарвні – від світло-сірих, майже білих, до темно-сірих, дрібно- і середньозернисті, польвошпатово-кварцові, слюдисті, щільні. Алевроліти сірі, глинисті, слюдисті. Вапняки сірі і темно-сірі, кристалічні, місцями глинисті, на деяких ділянках доломітизовані, щільні,

інколи тріщинуваті. Аргіліти темно-сірі, до чорних, вапнякові, алевролітисті, слабо слюдисті. Вік порід встановлено на основі комплексу мікро фауни та даних спорово-пилкового аналізу. Товщина коливається від 350 до 455 М.

Серпухівський ярус. Відклади залягають на розмитій поверхні верхнього візею і представлені аргілітами, які містять декілька верств алевролітів та пісковиків. Алевроліти та пісковики сірі, глинисті, місцями дуже глинисті. До прошарків, що залягають в підопві розрізу, приурочені промислові скупчення нафти. Вік порід датується на основі спорово-пилкового комплексу.

Башкирський ярус. Осадки башкирського ярусу залягають на розмитій поверхні серпухівських відкладів. За літологічними ознаками, комплексом мікро- фауни та даними спорово-пилкового аналізу вони поділяються на дві товщі, які відносяться до верхньо- та нижньобашкирських підярусів. Нижня товща складається з мікрозернистих глинистих щільних вапняків, інколи тріщинуватих, котрі вміщують прошарки темно-сірих аргілітів і поодинокі невитримані проверстки пісковиків. Верхня товща складена з »темно-сірих вапнякових аргілітів, котрі чергуються з прошарками пісковиків, алевролітів, зустрічаються також проверстки доломітизованих вапняків. У ряді свердловин пісковики вафтонасичені. Товщина відкладів башкирського ярусу коливається від 260 до 300 м. Продуктивна частина відкладів Прилуцького родовища літологічно представлена чергуванням пісковиків, аргілітів, рідше алевролітів, зустрічаються також поодинокі тонкі прошарки вапняків, які витримані по простяганню і є кореляційними реперами. Характеристика пластів проводиться на основі фактичного матеріалу літолого-петрографічного вивчення порід і дослідження їх властивостей по керну, даних промислової геофізики, випробувань і досліджень свердловин.

Прилуцьке нафтове родовище знаходиться в південній частині розвитку антиклінальних і солянокупольних структур. З південного заходу ця зона межує з південною частиною крила Дніпрово-Донецької западини, в північній – з вентральною. За схемою тектонічного районування фундаменту ця зона відповідає південно-західному крайовому прогину грабена, який з південного

заходу межує з моноклінальним схилом Українського кристалічного масиву. З південного сходу – з центральною припіднятою частиною Дніпровського грабена. Південно-західний прогин зчленовується із схилом Українського кристалічного масиву, а також з центральною частиною грабена по регіональних глибинних розломах. Крім того, кристалічне ложе прогину розбите системою поперечних порушень на ряд тектонічних блоків, які утворюють систему горстів і грабенів, що поступово занурюються в південно-східному напрямку. До такого блока- грабена і приурочений район Прилуцького родовища.

Осадочний комплекс даного району також розбитий системою поперечних диз'юнктивних порушень на ряд блоків. При кореляції розрізу свердловини і – аналізі товщин стратиграфічних комплексів виявлено ряд стратиграфічних та кутових неузгодженостей, а також значна кількість порушень скидового типу. Найбільш чітко проявляється доверхньо-пермська кутова і стратиграфічна неузгодженість. Крім неузгодженостей в розрізі відмічається ряд місцевих редукцій товщин деяких свит, котрі є наслідком розвитку внутрішньо-формаційних стратиграфічних неузгодженостей. З цього видно, що Прилуцьке підняття розвивалось неперервно протягом тривалого геологічного часу і зазнало інтенсивного складкоутворення в доверхньо-пермський час. Тоді ж з'явилися і основні диз'юнктивні порушення.

У розкритій частині розрізу Прилуцького підняття виділяються два основні структурні плани: нижній доверхньо-пермський і верхній післяверхньо-пермський. По верхньому структурному плану підняття більш пологіє і розбите на низку мілких блоків. Найбільш піднята його частина знаходиться в районі свердловини № 16. По нижньому структурному плану складка має чіткішу форму. Куш падіння порід збільшуються. Пологішим стає південно-західне і більш кругим північно-східне крило. Амплітуди порушень значно зростають і з'являються нові порушення. Склепіння складки зміщується в район свердловин № 13,23,25,26,27.

Прилуцька структура являє собою асиметричну брахіантиклінальну криптодіапірову складку північно-західного простягання. Розміри складки по

банкирських відкладах 5x3,5 км. Кути падіння порід південно-західного крила по мезозойських відкладах 1-2°, по палеозойських – 10-12°. Північно-східне крило крутіше – кути зростають від 1° в мезозої до 12-14° в палеозої.

Внаслідок інтенсивного проявлення соляної тектоніки на Прилуцькому піднятті утворились багаточисельні скидові порушення повздовжнього і поперечного напрямків. Деякі площини скидання мають зустрічне падіння, утворюючи в склепінні грабен просідання, характерний для солянокупольних структур. Найбільша кількість порушень відсікається в відкладах мезозою та I верхнього палеозою, котрі зазнали максимального розтягу. З глибиною їх кількість значно зменшується. Виділення порушень в свердловинах проводилось шляхом співставлення каротажних діаграм та їх детальної площинної кореляції. Вишарпання з розрізу тих чи інших його частин було підставою для виділення I порушень. Всього на родовищі прослідковується 7 порушень в банкирських відкладах, 7 – в серпухівських, 6 – в верхньо-візейських та 4 – в турпейських і двонських відкладах. Найбільшими порушеннями, виявленими в межах родовища є порушення I та II, що сінуть складку вздовж і впоперек через склепіння по палеозойських відкладах, утворюючи чотири основні блоки: північно-західний, північно-східний, південно-західний і південно-східний. Південні блоки на 150-225 м опущені по відношенню до північних. Найбільш віднятий північно-західний блок, в його межах нафтонасиченими є серпухівські та візейські відклади. Північно-східний блок опущений на 25-100 м по відношенню до північно-західного.

У межах площі встановлено нафтові поклади горизонтів Б-1, Б-2, Б-3 башкирського, С-8-9 серпуховського та Н-1'1, В-14-15, В-1 вв, В-16п візейського ярусів. Поклади склепінні пластові тектонічно екрановані. Поверх нафтоносності родовища досягає 380 м.

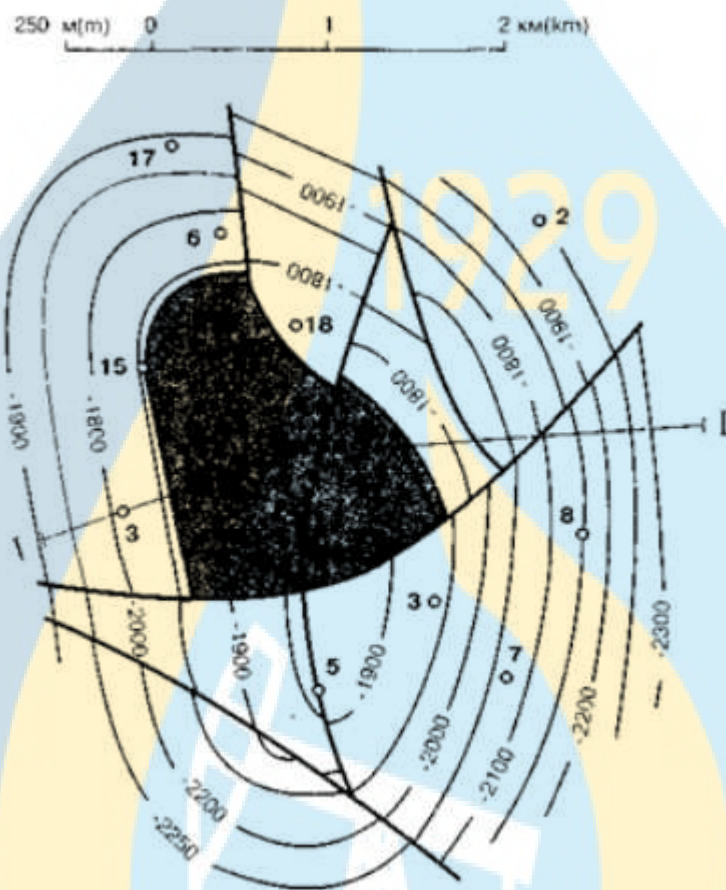


Рисунок 1.2 – Структурна карта покритті продуктивного горизонту В-14-15

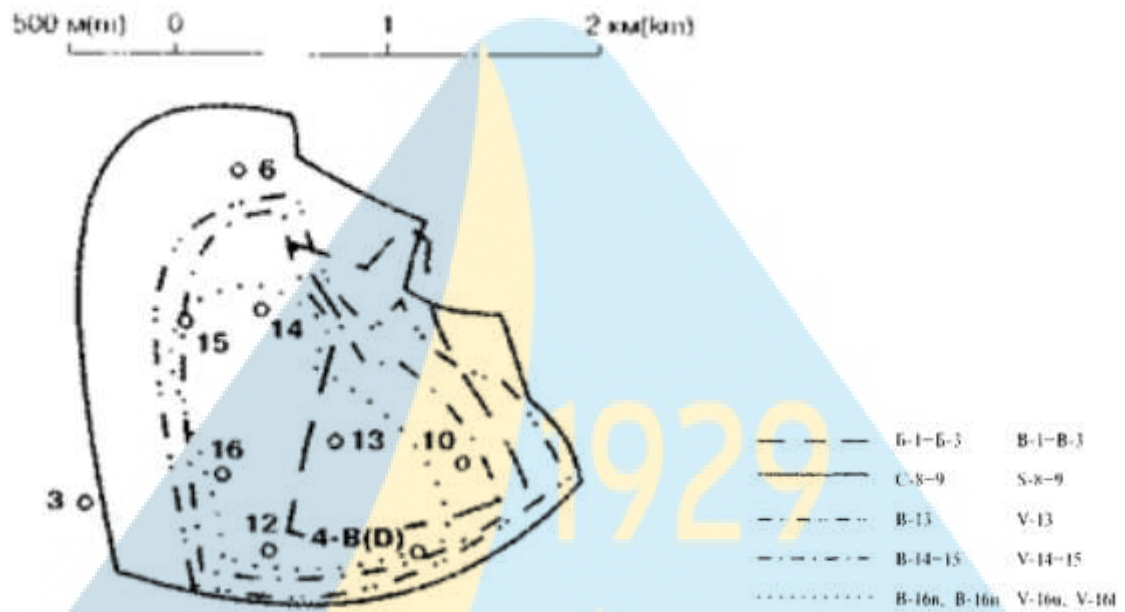


Рисунок 1.3 – Схема зіставлення контурів покладів

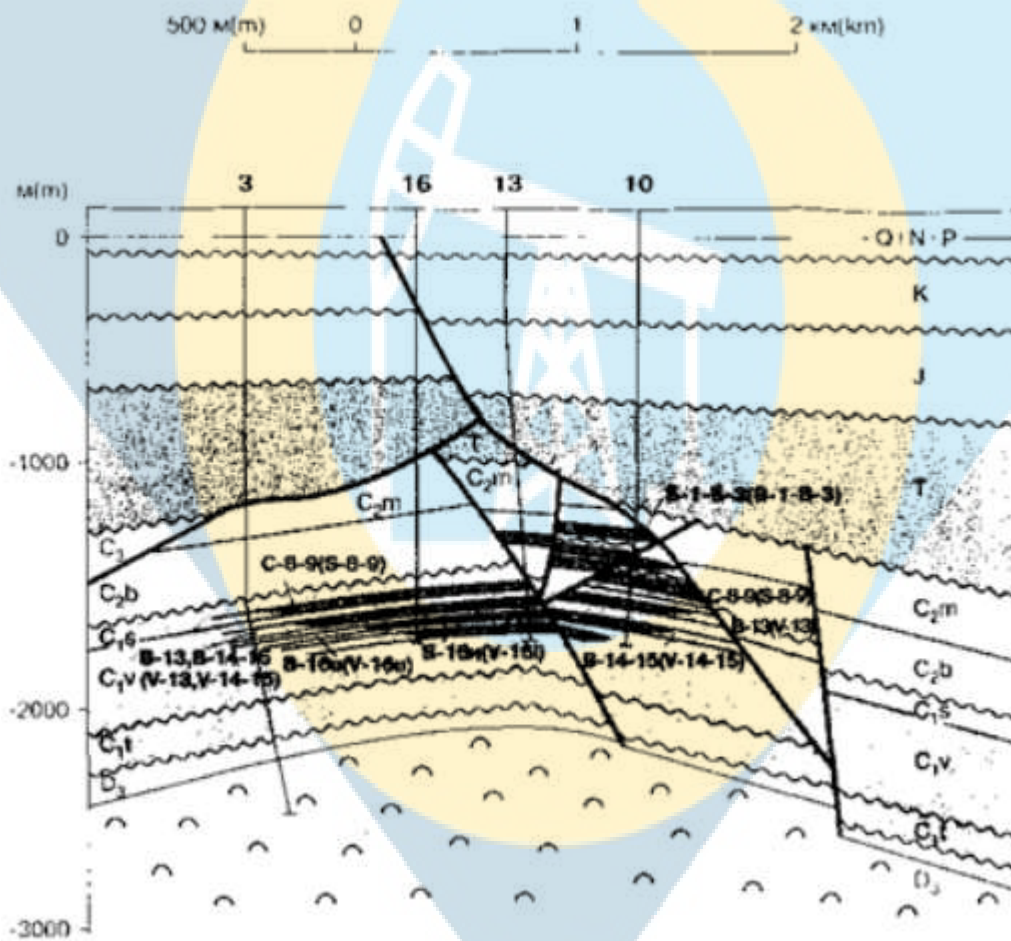


Рисунок 1.4 – Геологічний розріз по лінії I-I

Розробка родовища почалася в 1961 р. з покладу нафти горизонту В-14-15 свердловиною 4. У 1966 р. введено в розробку вуглеводневе скупчення горизонту В-Ібн, у 1967 р. – В-16в, у 1977 р. – С-8-9 і В-13. У три самостійні об'єкти виділено поклади горизонтів Б-1- Б-3; С-8-9; В-13 і В-14—16. Їх розробка здійснюється зараз в пружноводонапірному режимі (до горизонту С-8-9 – малоактивному, а нижче на активному). Об'єкт верхнього візеля знаходиться в завершальній стадії розробки, а горизонтів Б-1-Б-3 і С-8-9 – на початковій.

Властивості нафти в пластових умовах вивчалися на основі глибших проб (табл. 1.4).

Таблиця 1.4 – Властивості нафти в пластових умовах.

№ п/п	Найменування	Один, вимірюв.	Значення
1	2	3	4
1.	Пластовий тиск $p_{пл}$	МПа	18,7
2.	Температура пласта T_p	°С	65
3.	Тиск насичення $p_{нас}$	МПа	3,6
4.	Густина сепарованої нафти $\rho_{н с}$	кг/м ³	829,3
5.	Густина нафти при $p_{нас}$	кг/м ³	783,8
6.	Густина нафти при p_1	кг/м ³	801,7
7.	Газовміст	м ³ / м ³	19,5
8.	Газовміст	м ³ /т	23,7
9.	Об'ємний коефіцієнт при $p_{пл}$		1,065
10.	Об'ємний коефіцієнт при $p_{нас}$		1,071
11.	Усадка нафти	%	6,1
12.	Стисливість нафти	1/ат	1,776·10 ⁻⁴
13.	Температурний коефіцієнт при $p_{пл}$		1,011
14.	Коефіцієнт динамічної в'язкості нафти при $p_{нас}$	МПа*с	1,9
15.	Коефіцієнт динамічної в'язкості при $p_{пл}$	МПа*с	2.155

Експлуатація свердловин здійснюється механізованим способом.

Родовище знаходиться у розробці.

За зовнішнім виглядом нафта Прилуцького родовища являє собою темно-коричневу, майже чорну, непрозору рідину. Згідно з класифікацією вона є легкою, малосірчистою, парафінистою, смолистою. За груповим складом відноситься до метано-нафтового типу.

Таблиця 1.5 – Фізико-хімічні властивості та фракційний склад розгазованої нафти серпухівського ярусу

Найменування	Один, вимір.	Кількість		Інтервал зміп	Середнє значення
		свердл.	проб		
1	2	3	4	5	6
Молекулярна вага		4	9	178,0-206,3	193,3
Густина	кг/м ³	4	9	827-848	836
Коефіцієнт кінематичної вязкості при 20 °С, $\times 10^6$	м ² /с	4	9	10,5-23,0	14,96
Температура застигання	°С	4	9	-16=4	-7
Температура спалаху	°С	4	9	-14=6	-5
Вміст:	%,	4			
– парафіну	мас.		9	1,59-8,01	4,28
– смол силікагельових		4	9	4,82-8,12	6,73
– коксу		3	7	1,46-3,90	2,34
– асфальтенив		3	8	0,19-1,40	0,60
– сірки		4	8	0-0,24	0,13
– смол сірчатоокиселих		2	5	0,22-14,00	9,24
Фракційний склад (розгонка по Енглери): початок кипіння	°С	4	9	44-80	64
вихід фракцій: до 100 °С	%	4	9	2-8	4
100-120 °С		4	9	3-5	4
120-150 °С		4	9	2-9	5
150-170 °С		4	9	1-3	2
170-180 °С		4	9	3-6	4
180-200 °С		4	9	2-5	4
200-220°С		4	9	2-6	4
220-240°С		4	9	2-5	4
240-260°С		4	9	3-5	5
260-280°С		4	9	3-6	5
280-300°С		4	9	5-10	7
Всього до 300°С		4	9	41-55	48

Основні показники фізико-хімічних властивостей дегазованої нафти змінюються в таких межах і мають такі середні значення :

- густина коливається від 818 до 851 і в середньому становить 829 кг/м³;
- коефіцієнт кінематичної в'язкості при 20 °С – 8,24-23,0; середня 11,91*10⁶ м²/с;
- вміст силікагелевих смол змінюється в межах 2,04-10,9 при середній величині 5,23 %;
- асфальтени в нафтах містяться в середньому 0,46%, інтервал змін – 0,02-2,2;
- вміст парафіну становить 1,5-10,0, середнє значення – 4,22 %;
- вміст сірки коливається від 0 до 0,8 і в середньому становить 0,19 %;
- вміст коксу – 1,3-3,9 при середній величині 2,21 %;
- температура застигання – 34±10 °С.

Розгонка на фракції здійснювалась до 300°С. Температура початку кипіння коливається від 38 до 80°С, а для більшості проб вона становить 45 -70 °С. Вихід фракцій до температури 150 °С – 10-26 % (в середньому 15 %), до 300°С википає 41-57 % (в середньому 48 %). Вміст масел не визначався.

Залежності властивостей нафти від тиску приведені на рис. 1.5.

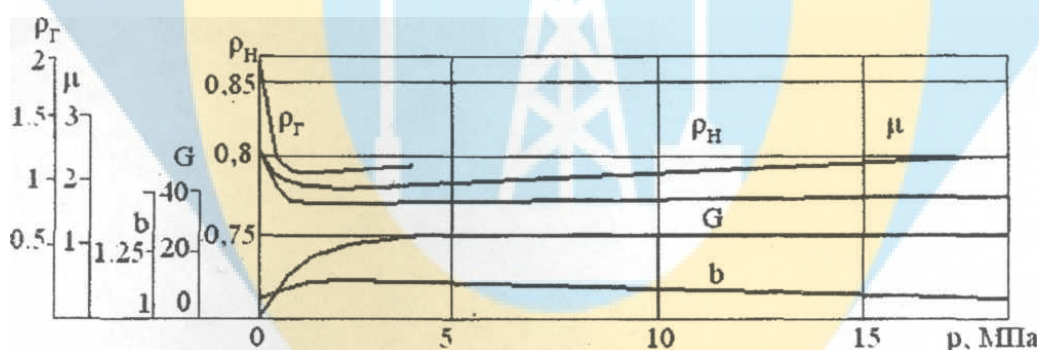


Рисунок 1.5 – Залежність властивостей пластової нафти горизонту С8+9 Прилуцького нафтового родовища від тиску.

Водонесні горизонти серпухівського ярусу при випробуванні свердловин № 1, 3, 16, з котрих отримали дебіти води 27-158,4 м³/добу. Статичні рівні в свердловинах № 3 та № 1 відповідно усталилися на глибинах 158 та 210 м.

1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Гірничо-геологічні умови бурових робіт свердловин на Прилуцькому родовищі наведені в табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Інтервал залягання, м	Літологічна характеристика відкладень	Категорія		Градiєнт тискiв, МПа/м		Очікувані ускладнення
		З твердості	З абразивності	Пластовий	Гідророзриву	
0-200	Пісок, глина	I	I	0,01	0,0130	Обвали
200-1000	Глина, пісковик, конгломерат	II	III	0,0106	0,0140	Поглинання
1000-1900	Аргіліт, алевроліт, вапняк	IV	III	0,0110	0,0160	Осипання аргілітів
1900-2500	Алевроліт, ангідрит, вапняк	V	IV	0,0120	0,0180	Поглинання
2500-3300	Аргіліт, алевроліт, пісковик	VII	VI	0,0114	0,0170	Поглинання
3300-4100	Аргіліт, пісковик, вапняк	VII	VII	0,0124	0,0195	Нафтопроявлення

У інтервалі 0-200 м залягають піски і глина I категорії по буримості, I категорії по абразивності.

Потім до глибини 1000 м залягають глина, піщаник і конгломерат II категорії по буримості, III категорії по абразивності.

Потім до глибини 1900 м залягають аргіліт, алевроліт і вапняк IV категорії по буримості, III категорії по абразивності.

Інтервал 1900-2500 м представлений аргілітами, алевролітами і вапняками V категорії по буримості, IV категорії по абразивності.

Далі до глибини 3300 м залягають аргіліти, алевроліти і піщаники VII категорії по буримості, VI категорії по абразивності.

Потім до проектної глибини 4100 м залягають аргіліти, піщаники і вапняки VII категорії по буримості, VII категорії по абразивності.

Інтервал 0-200 м схильний до обвалів.

У інтервалі 200-1000 м можливі поглинання.

У інтервалі 1000-1900 м спостерігається осипання аргілітів.

У інтервалі 1900-3300 м можливі поглинання.

Продуктивний нафтоносний пласт знаходиться на глибині 3300-4100 м

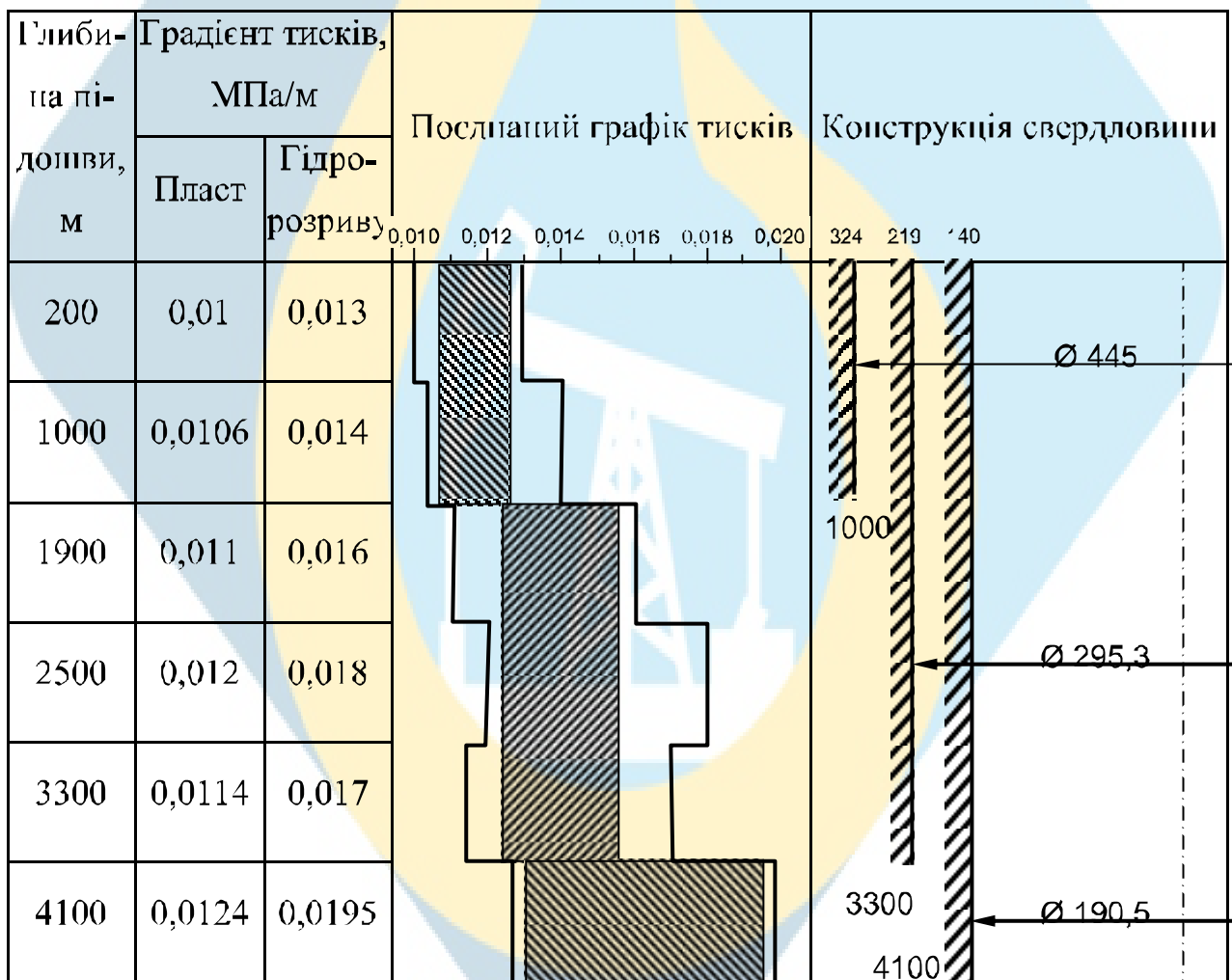
Висновки за розділом

1. Розглянуто загальні відомості про Прилуцьке нафтове родовище. Проектування технології буріння розвідувально-експлуатаційних свердловин на цьому родовищі є актуальною задачею, вирішення якої дозволить максимально ефективно проводити буріння свердловин.
2. Наведено геологічну характеристику району работ.
3. Проаналізовано гірничо-геологічні умови буріння свердловин.

2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

Для встановлення кількості обсадних колон і глибини їх спуску будуємо поєднаний графік зміни градієнтів тиску пласта і тиску гідророзриву по глибині бурової свердловини. На його основі проектуємо перший орієнтовний варіант конструкції бурової свердловини. Кінцевий варіант рішення про кількість обсадних колон і глибину їх спуску приймемо після аналізу геолого-технічних умов буріння з урахуванням можливих ускладнень. Нижче приведений поєднаний графік тисків і спроектована конструкція свердловини.



1. Відповідно до початкових даних діаметр експлуатаційної колони

$$d_{ск} = 140 \text{ мм.}$$

2. Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону

$$D_{\perp}^{\text{ек}} = d_{\text{м}}^{\text{ек}} + 2\delta,$$

де $d_{\text{м}}^{\text{ек}}$ – діаметр муфти експлуатаційної колони; для заданої експлуатаційної колони $d_{\text{м}}^{\text{ек}} = 159$ мм;

δ – величина проміжку між муфтою експлуатаційної колони і стінкою свердловини, оскільки діаметр експлуатаційної колони рівний $d_{\text{ек}} = 140$ мм, то приймемо $\delta = 10$ мм.

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

Відповідно до ДСТ на бурові долота приймаємо $D_{\perp}^{\text{ек}} = 190,5$ мм.

3. Визначуваний внутрішній діаметр проміжної обсадної колони

$$d_{\text{вн}}^{\text{пр}} = D_{\perp}^{\text{ек}} - (6 \div 8),$$

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

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

$$d_{\text{н}}^{\text{пр}} = 219 \text{ мм; } d_{\text{вн}}^{\text{пр}} = 210,1 \text{ мм; } d_{\text{м}}^{\text{пр}} = 245 \text{ мм.}$$

4. Визначуваний діаметр долота для буріння під проміжну колону

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

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

5. Визначуваний внутрішній діаметр кондуктора

$$d_{\text{вн}}^{\text{к}} = 295,3 - 6 = 301,3 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

$$d_{\text{н}}^{\text{к}} = 324 \text{ мм; } d_{\text{вн}}^{\text{к}} = 301,9 \text{ мм; } d_{\text{м}}^{\text{к}} = 351 \text{ мм.}$$

6. Визначуваний діаметр долота для буріння під кондуктор

$$D_{\perp}^{\text{пр}} = 351 - 2 \cdot 30 = 411 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на бурові долота $D_{\perp}^{\text{пр}} = 445$ мм.

7. Визначуваний зовнішній діаметр напряду

$$d_{\text{н}}^{\text{н}} = D_{\perp}^{\text{пр}} + (50 \div 100)$$

$$d_{\text{н}}^{\text{н}} = 444,5 + 50 = 494,5 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

$$d_{\text{н}}^{\text{н}} = 508 \text{ мм; } d_{\text{вн}}^{\text{н}} = 486 \text{ мм.}$$

Цемнтування обсадних колон всесмо на всю довжину колони.

Результати розрахунків зведемо в таблицю.

Найменування колони	Глибина спуску колони, м	Діаметр колони, мм	Діаметр долота, мм	Інтервал цементування, м
Напряв	20	508	—	0-20
Кондуктор	1000	324	445	0-1000
Проміжна колопа	3300	219	295,3	0-3300
Експлуатаційна колопа	4100	140	190,5	0-4100

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 затижки, можливе використання аерованої промивальної рідини; повітря й газу; доліт з герметичною опорою.

Виходячи з конструкції свердловини, геолого-технічних умов буріння і кінцевого діаметру приймаємо обертальне буріння з роторним обертачем.

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.

Враховуючи фізико-механічні властивості гірських порід і конструкцію свердловини, приймаємо наступний породоруйнівний інструмент.

Для буріння в інтервалі 10-1000 м – лопатеве долото ЗЛГ- 445.

Для буріння в інтервалі 1000-3300 м – шарошкове долото Ш295, ЗСЗ-ГВ.

Для буріння в інтервалі 3300-4100 м – шарошкове долото Ш190, 5ТКЗ-ГВ.

2.4 Вибір бурильної колони

1. Діаметр ОБТ вибираємо з урахуванням діаметру долота виходячи з таких умов

$$\frac{d_{\text{ОБТ}}}{D_d} = 0,75 \div 0,85 \text{ при } D_d \leq 295,3 \text{ мм;}$$

Тоді

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

Відповідно до ДСТ на ОБТ приймемо $d_{\text{УБТ}} = 146 \text{ мм.}$

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

Діаметр бурильних труб вибираємо із співвідношення

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

Тоді

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

Відповідно до ДСТ на бурильні труби приймемо $d_{\text{бт}} = 114 \text{ мм.}$

2. Компонування пізу бурильної колоди проєктуюмо з урахуванням профілю ствола свердловини і схильності порід до викривлення свердловини. Оскільки свердловина вертикальна те використовуємо наддолотний калібратор, одну ОБТ максимально-можливого діаметру (ОБТС1-178), стабілізатор і далі ОБТ розрахованого діаметру.

Оскільки комплектування одноступінчата, то необхідну довжину ОБТ визначимо по формулі

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

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

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

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

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

$q_{\text{ОБТ}}$ – вага 1 м ОБТ, Н/м

Отриману довжину ОБТ округлюють у велику сторону до величини, яка кратна довжині свічки.

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,25 \cdot 200000}{1030 \cdot \left(1 - \frac{1330}{7850} \right)} = 292 \text{ м.}$$

Приймаємо кратню довжині свічки (25 м) $l_{\text{ОБТ}} = 300$ м

Вага ОБТ дорівнює

$$G_{\text{ОБТ}} = l_{\text{ОБТ}} \cdot q_{\text{ОБТ}} = 300 \cdot 1030 = 309000 \text{ Н.}$$

Довжину ОБТ перевіряємо на стійкість від дії власної ваги. Для цього визначають критичну довжину ОБТ по формулі

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

де E – модуль пружності матеріалу (сталі), Н/м^2 ;

I – момент інерції при вигині, м^4

$$I = \frac{\pi}{64} (d_{\text{н}}^4 - d_{\text{вн}}^4),$$

де $d_{\text{н}}$, $d_{\text{вн}}$ – відповідно зовнішній і внутрішній діаметр ОБТ, м

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

Тоді

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

Оскільки $l_{\text{ОБТ}} \geq l_{\text{ОБТ}}^{\text{кр}}$, то для попередження можливого викривлення ствола бурової свердловини включаємо в компоновання ОБТ центратори.

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

Його вага рівна

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

3. Конструкція бурильної колони

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

Довжину першої секції визначасмо з умови допустимої напруги розтягування по формулі

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_T (G_{\text{обт}} + G_{\text{пк}}) \left(1 - \frac{\rho_{\text{пф}}}{\rho_{\text{м}}} \right) - P_{\text{п}} F_{\text{п}}}{K q_1 \left(1 - \frac{\rho_{\text{пф}}}{\rho_{\text{м}}} \right)};$$

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

де Q_{p1} – допустиме навантаження розтягування для труб першої секції, Н;

K_1 – коефіцієнт тертя ($K_1=1,15$);

$G_{\text{обт}}$ – вага ОБТ, П; $G_{\text{пк}}$ – вага паддолотного комплекту, П;

$P_{\text{п}}$ – втрати тиску в долоті, Па;

$F_{\text{п}}$ – площа прохідного перерізу бурильної труби, м²;

q_1 – вага 1 м бурильних труб першої секції, $q_1 = 214$ Н/м;

Q_T – межа навантаження розтягування визначена по межі штинності матеріалу труб σ_T , П для сталі марки "К" $\sigma_T = 500$ МПа;

$$Q_T = \sigma_T \cdot F_{\text{тп}},$$

$F_{\text{тп}}$ – площа поперечного перерізу тіла бурильної труби, м²;

n – коефіцієнт запасу міцності (оскільки буріння роторне $n = 1,4$);

K_1 – коефіцієнт, який враховує дію моменту, що крутить, і моменту вигину (при роторному бурінні $K_1=1,04$).

Тоді

$$Q_{p1} = \frac{500 \cdot 10^6 \cdot 0,785 (0,1143^2 - 0,0983^2)}{1,04 \cdot 1,4} = 917400 \text{ Н}$$

Тоді довжина першої секції

$$l_1 = \frac{917400 - 1,15 \cdot (334750 + 78375) \left(1 - \frac{1330}{7850} \right) - 13,0 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot 0,0983^2}{1,15 \cdot 214 \cdot \left(1 - \frac{1330}{7850} \right)} = 2196 \text{ м.}$$

Відповідно до довжини свічки приймаємо $l_1 = 2175$ м

Оскільки сумарна довжина КІБК, ОБТ і першої секції менші, ніж глибина бурової свердловини, то за першою секцією встановлюємо другу, міцнішу (товщина стінки 9 мм, вага 1 м 238 Н). Довжина другої секції дорівнює

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{kq_2 \left(1 - \frac{\rho_{пр}}{\rho_v}\right)} \quad l_2 = \frac{1022400 - 917400}{1,15 \cdot 238 \cdot \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 462 \text{ м.}$$

Де

$$Q_{p2} = \frac{500 \cdot 10^6 \cdot 0,785(0,1143^2 - 0,0963^2)}{1,04 \cdot 1,4} = 1022400 \text{ Н}$$

Відповідно до довжини свічки приймаємо $l_2 = 450 \text{ м}$

Для третьої секції (товщина стінки 10 мм, вага 1 м 262 Н) використовуємо сталь марки "Л" сталі марки "К" $\sigma_T = 650 \text{ МПа}$.

$$Q_{p3} = \frac{500 \cdot 10^6 \cdot 0,785(0,1143^2 - 0,0943^2)}{1,04 \cdot 1,4} = 1462800 \text{ Н}$$

$$l_3 = \frac{1462800 - 1022400}{1,15 \cdot 262 \cdot \left(1 - \frac{1,33}{7,85}\right)} = 1760 \text{ м.}$$

Оскільки доки сумарна довжина секцій, ОБТ і КНБК перевищує проектну глибину свердловини, то довжина третьої секції складе

$$l_3 = l_{св} - l_{ОБТ} - l_{КНБК} - l_1 - l_2 = 4100 - 300 - 275 - 2175 - 450 = 900 \text{ м.}$$

Конструкцію бурової колони наведено в таблиці.

Показники	Помер секції				
	ОБТ	Паддолотний комплект	1	2	3
Зовнішній діаметр труб, мм	146	89	114,3	114,3	114,3
Товщина стінки, мм		11	8	9	10
Група міцності матеріалу труб		Д	К	К	Л
Довжина секції, м	300	275	2175	450	900
Вес 1м, Н/м	1030	285	214	238	262
Вес секції, Н	309000	78375	465450	107100	235800
Загальна вага, Н	1195725				

2.5 Вибір режиму буріння

1. Режим буріння під кондуктор в інтервалі 20-1000 м трилопатеvim ЗЛГ-445.

1.1 Осьове навантаження на долото C_d .

$$C_d = c_y D_d,$$

де c_y – питоме навантаження на одиницю діаметру, для трилопатевих доліт типу М $c_y = 140000$ Н/м;

D_d – діаметр долота, м

Тоді

$$C_d = 140000 \cdot 0,445 = 62300 \text{ Н.}$$

Приймаємо $C_d = 62500$ Н.

1.2. Частота обертання

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

де V_d – допустима лінійна швидкість обертання, яка визначається з умови абразивного зносу і нагріву долота, $V_d = 3-5$ м/с.

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

Приймаємо $n_d = 170$ хв⁻¹.

1.3. Витрату промивальної рідини ведемо виходячи з двох умов

а) з умови очищення забою від вибурної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{заб}},$$

де q_0 – питома витрата промивальної рідини, м³/с на 1 м² забою, оскільки буріння ведемо роторним способом, то приймаємо $q_0 = 0,4$ м³/с;

$F_{\text{заб}}$ – площа забою свердловини, м²;

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

б) з умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\min} F_{\text{кп}}$$

де V_{\min} – мінімально допустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі, оскільки долото великого діаметру, то приймаємо $V_{\min} = 0,4$ м/с.

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

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

З розрахованих значень вибирають більше. Остаточо приймаємо

$$Q = 85 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

2. Режим буріння під проміжну колону в інтервалі 1000-3300 м трьохшарошковим долотом ПП295, ЗСЗ-ГВ.

2.1. Осьове навантаження на долото S_d .

Питоме навантаження для трьохшарошкових доліт типу С $s_y = 750000$ Н/м;

Тоді

$$S_d = 750000 \cdot 0,2953 = 221475 \text{ Н}.$$

Допустиме осьове навантаження для долота ПП295, ЗСЗ-ГВ складає 400000 Н. Тоді приймаємо $S_d = 221500$ Н.

2.2. Частота обертання

$$n_d = \frac{0,150}{8 \cdot 0,2953 \cdot 17} = 4,5 \text{ с}^{-1}.$$

Приймаємо $n_d = 270$ хв⁻¹.

2.3. Витрата промивальної рідини

а) з умови очищення забою від вибурної породи

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

б) з умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\min} F_{\text{кп}}$$

Мінімально допустима швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі, оскільки породи середньої твердості, то приймаємо $V_{\min} = 1$ м/с.

$F_{\text{кп}}$ – площа кільцевого простору між бурильною трубою і стінками свердловини.

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

Приймаємо $Q = 61 \text{ дм}^3/\text{с}$.

3. Режим буріння під експлуатаційну колону в інтервалі 2350-2700 м трьохшарошковим долотом Ш190, 5ТКЗ-ГВ.

3.1. Осьове навантаження на долото S_d .

Питоме навантаження для трьохшарошкових доліт типу Т $\Gamma_{cy} = 1250000 \text{ Н/м}$;

Тоді

$$S_d = 1250000 \cdot 0,1905 = 238125 \text{ Н.}$$

Допустиме осьове навантаження для долота Ш190, 5ТКЗ-ГВ складає 200000 Н. Тоді приймаємо $S_d = 200000 \text{ Н}$.

3.2. Частота обертання

$$n_d = \frac{0,095}{8 \cdot 0,1905 \cdot 15} = 4,16 \text{ с}^{-1}$$

Приймаємо $n_d = 250 \text{ хв}^{-1}$.

3.3. Витрата промивальної рідини

а) з умови очищення забою від вибуреної породи

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

б) з умови транспортування шламів в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\min} \Gamma_{\text{кп}}$$

Оскільки породи середньої твердості, то приймаємо $V_{\min} = 1 \text{ м/с}$.

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

Приймаємо $Q = 22 \text{ дм}^3/\text{с}$.

Результати розрахунків зведемо в таблицю.

Інтервал буріння	Долото	Режим буріння		
		Осьове навантаження, Н	Частота обертання, хв^{-1}	Витрата промивальної рідини, $\text{дм}^3/\text{с}$
20-1000	ЗЛГ-445	62500	170	85
1000-3300	Ш295,3СЗ-ГВ	221500	270	61
3300-4100	Ш190,5ТКЗ-ГВ	200000	250	22

2.6 Промивання свердловини

2.6.1 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 .

Щільність в інтервалі 10-1000 м (оскільки $H < 1200$ те приймасмо $\alpha = 1,12$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,12 \cdot 1000 \cdot 10600}{9,81 \cdot 1000} = 1211 \text{ кг/м}^3.$$

Приймасмо $\rho_{\text{пр}} = 1210 \text{ кг/м}^3$.

Щільність в інтервалі 1000-3300 м (оскільки $H > 2500$ те приймасмо $\alpha = 1,05$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 3300 \cdot 11400}{9,81 \cdot 3300} = 1221 \text{ кг/м}^3.$$

Приймасмо $\rho_{\text{пр}} = 1220 \text{ кг/м}^3$.

Щільність в інтервалі 3300-4100 м (оскільки $H > 2500$ те приймасмо $\alpha = 1,05$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 4100 \cdot 14000}{9,81 \cdot 4100} = 1329 \text{ кг/м}^3.$$

Приймасмо $\rho_{\text{пр}} = 1330 \text{ кг/м}^3$.

2.6.2 Гідравлічний розрахунок

Визначте втрати гідравлічного тиску в елементах циркулюючої системи.

$$P = P_r + P_{кл} + P_z + P_{ОБТ} + P_{клОБТ} + P_{обв} + P_d$$

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

P_r – втрати тиску в бурильних трубах, Па;

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

P_z – втрати тиску в замках і муфтах, Па;

$P_{ОБТ}$ – втрати тиску в ОБТ, Па;

$P_{клОБТ}$ – втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ, Па;

$P_{обв}$ – втрати тиску в наземній обв'язці (стояку, буровому шланзі, ведучій трубі, вертлюзі), Па;

P_d – 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_b або різниці в діаметрах – для кільцевого простору, м; $d_r = D_c - d_n$

D_c – діаметр свердловини, м;

d_n – зовнішній діаметр бурильної колони, м;

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

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 He^{0,58}$$

де He – критерій Хельстрёма;

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

де τ_0 – динамічна напруга зсуву, Па.

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

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

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

де F – площа поперечного перерізу, м²

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

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

$$p_{\text{л}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{л}} d_{\text{в}}}; \quad p_{\text{кп}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{\text{кп}} (D_{\text{с}} - d_{\text{з}})},$$

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

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

$$Sen = \frac{\tau_0 d_{\text{г}}}{\eta_{\text{пл}} V}.$$

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

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

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору
для труб

$$\lambda_{\text{т}} = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_{\text{д}}} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25};$$

для кільцевого простору

$$\lambda_{\text{т}} = 0,106 \left(1,46 \frac{\Lambda}{D_{\text{с}} - d_{\text{з}}} + \frac{110}{Re} \right)^{0,25},$$

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 ($P_{\text{кнОБТ}}$).

Втрати тиску в замках визначають за формулою Борда-Карно

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

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

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

де $k_{\text{лк}}$ – дослідний коефіцієнт, який ураховує особливості конфігурації місцевого опору в прохідному каналі; F – площа поперечного перерізу каналу труб або незвуженої частини кільцевого простору, м²; $F_{\text{лк}}$ – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м².

$$i = \frac{l}{L_T},$$

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

Утрати тиску в наземній обв'язці знаходимо за формулою

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

де λ_c , $\lambda_{\text{бш}}$, λ_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 $P_{\text{кр}} < 12-13$ МПа.

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

$$V_d \geq 80 \text{ м/с};$$

$$P_d < P_{кр}.$$

При викопанні цих умов визначають сумарну площу пасадок Γ_d гідромоніторного долота за формулою

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

За величиною f_d підбирають діаметри пасадок 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 недоцільно бурити з використанням гідромоніторного ефекту. У цьому випадку необхідно перейти на долото з центральною системою промивання та знайти перепад тиску в долоті за формулою

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

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

а) для бурильних труб

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

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

$$\eta_{пр} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 - 0,022 = 0,022 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_r = d_n = 0,0983 \text{ м.}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 2,9 \cdot 0,0983}{0,022} = 17314$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1330 = 7 \cdot 4,3 \text{ Па}$$

$$Pe = \frac{1330 \cdot 4,3 \cdot 0,0983^2}{0,022^2} = 115462$$

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

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

При турбулентному режимі руху втрати тиску визначаємо по формулі Дарсі-Вейсбаха

$$P_r = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пр}}}{d_r} l$$

де λ - коефіцієнт гідравлічного опору

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

де Δ - шорсткість труб, для стінок труб $\Delta = 3 \cdot 10^{-4}$ м.

l - довжина бурильних труб.

Тоді

$$\lambda_r = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0983} + \frac{110}{17314} \right)^{0,25} = 0,032$$

Втрати тиску

$$P_r = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пр}}}{d_r} l = 0,032 \cdot \frac{2,9^2}{2} \cdot \frac{1330}{0,0983} \cdot 3800 = 3,87 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

б) для кільцевого простору за бурильними трубами

$$F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_n^2) = 0,785 \cdot (0,2011^2 - 0,114^2) = 2,16 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2.$$

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

$$\eta_{\text{пр}} = 0,022 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_r = D_c - d_n = 0,2011 - 0,1143 = 0,0868 \text{ м.}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 1,02 \cdot 0,0868}{0,022} = 5396$$

$$\tau_0 = 4,3 \text{ Па}$$

$$Pe = \frac{1330 \cdot 4,3 \cdot 0,0868^2}{0,022^2} = 90027$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 90027^{0,58} = 7556$$

Оскільки $Re < Re_{кр}$, то режим течії рідини ламінарний.

Тоді втрати тиску в кільцевому просторі визначимо по формулі:

$$P_{кн} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{кн} (D_c^2 - d_n^2)},$$

де $\beta_1, \beta_{кн}$ – відповідно коефіцієнти, які можна знайти по графіку заздалегідь
знайшовши параметр Сен-Венана Sen для кільцевого простору

$$Sen = \frac{\tau_0 d_r}{\eta_{пр} V},$$

$$Sen = \frac{4,3 \cdot 0,0868}{0,022 \cdot 1,02} = 17$$

Для такого значення параметра Сен-Венана $\beta_{кн} = 0,47$.

Тоді

$$P_{кн} = \frac{4 \cdot 4,3 \cdot 3800}{0,47 \cdot (0,2011^2 - 0,1143^2)} = 2,09 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Аналогічно знаходимо втрати тиску в ОБТ ($P_{ОБТ}$) і кільцевому просторі
в) для бурильних труб, що обважнюють

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

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

$$\eta_{пр} = 0,022 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_r = d_{вОБТ} = 0,068 \text{ м.}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 6,06 \cdot 0,068}{0,022} = 25028$$

$$\tau_0 = 4,3 \text{ Па}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 4,3 \cdot 0,068^2}{0,022^2} = 55252$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 55252^{0,58} = 6210$$

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

Тоді

$$\lambda_{\tau} = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,068} \frac{110}{25028} \right)^{0,25} = 0,032$$

Втрати тиску

$$P_{\text{тубт}} = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{пр}}}{d_{\text{т}}} l = 0,032 \cdot \frac{6,06^2}{2} \cdot \frac{1330}{0,068} \cdot 300 = 3,44 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

г) для кільцевого простору за ОБТ

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

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

$$\eta_{\text{пр}} = 0,0275 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_{\text{т}} = D_{\text{с}} - d_{\text{н}} = 1,2 \cdot 0,1905 - 0,146 = 0,0826 \text{ м.}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 0,91 \cdot 0,0826}{0,022} = 4543$$

$$\tau_0 = 4,3 \text{ Па}$$

$$Re = \frac{1330 \cdot 4,3 \cdot 0,0826^2}{0,022^2} = 81525$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 81525^{0,58} = 7251$$

Оскільки $Re < Re_{кр}$, то режим течії рідини ламінарний.

Тоді

$$Sen = \frac{4,3 \cdot 0,0826}{0,022 \cdot 0,91} = 18$$

Для такого значення параметра Сен-Венана $\beta_{\text{кн}} = 0,49$.

Тоді

$$P_{\text{кпубт}} = \frac{4 \cdot 4,3 \cdot 300}{0,49 \cdot ((1,2 \cdot 0,1905)^2 - 0,146^2)} = 0,34 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

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

Втрати тиску в замках визначасмо по формулі Борда-Карпо

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

де ξ - коефіцієнт місцевого опору;

V – середня швидкість руху рідини в трубах, $V = 2,9$ м/с;

i – кількість замків.

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

де $k_{\text{пк}}$ – досвідчений коефіцієнт, який враховує особливості конфігурації місцевого опору в прохідному каналі;

F – площа поперечного перерізу каналу труб, м²;

$F_{\text{пк}}$ – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м².

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

де l – довжина бурильних труб однакового діаметру;

l_T – довжина однієї труби.

Тоді

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

$$i = \frac{3800}{11,5} = 330 \text{ шт.}$$

$$P_z = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i = 0,87 \cdot 1330 \cdot \frac{2,9^2}{2} \cdot 330 = 1,61 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Втрати тиску в наземному обв'язуванні знаходимо по формулі

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

де $\lambda_{с}, \lambda_{бш}, \lambda_{в}, \lambda_{вт}$ – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів в стояку, буровому шлангу, вертлюгу, і провідній трубі.

Ці значення для заданих умов рівні

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

Тоді

$$P_{обв} = (0,4 \cdot 10^5 + 0,3 \cdot 10^5 + 0,3 \cdot 10^5 + 0,4 \cdot 10^5) \cdot 1330 \cdot 0,022^2 = 0,09 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

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

$$P_d = b_p P_n - \sum P_i,$$

де $b_p = 0,75-0,8$ – коефіцієнт, який враховує, що тривалий робочий тиск нагнітання бурових насосів має бути, згідно з правилами ведення бурових робіт, менше ніж паспортне на 20-25 %;

P_n – тиск, який розвиває насос, для цих умов $P_n = 35 \cdot 10^6$ Па;

$\sum P_i$ – втрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, ОБТ, кільцевому просторі за ОБТ, обв'язуванню.

Тоді

$$P_d = 0,8 \cdot 35 \cdot 10^6 - (3,87 + 2,09 + 3,44 + 0,34 + 1,61 - 0,09) \cdot 10^6 = 16,6 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

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

За значенням P_d встановимо можливість використання ефекту гідромонітора при бурінні цього інтервалу свердловини.

Для цього визначимо швидкість руху рідини в промивальних отворах долота по формулі

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

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

Тоді

$$V_d = 0,92 \sqrt{\frac{2 \cdot 13,0}{1330}} = 129 \text{ м/с.}$$

Оскільки фактичне значення швидкості перевищує 80 м/с, то це означає, що цей інтервал можна бурити з використанням доліт гідромоніторів.

Визначимо сумарну площу насадок f_d долота гідромонітора по формулі

$$f_d = \frac{Q}{V_d} = \frac{0,022}{129} = 1,71 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

За величиною f_d підбираємо діаметри насадок долота гідромонітора по формулі

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

де d_n – діаметр насадки, м;

n – кількість насадок.

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,71 \cdot 10^{-4}}{3,14 \cdot 3}} = 0,0085 \text{ м} \quad 8,5 \text{ мм.}$$

2.7 Вибір бурової установки, талевого капата та талевої системи

Бурову установку вибираємо по номінальній вантажопідйомності відповідно до найбільшої ваги бурильної або обсадної колони в повітрі.

Для визначення найбільшої ваги колони складемо порівняльну таблицю ваги бурильної і обсадних колон.

Показники	Бурильна колона	Проміжна колона	Експлуатаційна колона
Довжина колони	4100	3300	4100
Вага 1 м, Н		466	291
Вага колони, Н	1195725	1537800	1193100

Таким чином, максимальну вагу має проміжна колона.

Для буріння свердловини вибираємо бурову установку Уралмаш 4000ДГУ.

Технічна характеристика бурової установки Уралман 4000ДГУ

Глибина буріння, м	4000
Навантаження, що допускається, на крюку, МН	2,0
Оснащення талевої системи	5×6
Найбільший тиск на виході насоса, МПа	35
Число насосів, шт	2
Висота основи, м	5,6
Довжина свічки, м	25

Висновки за розділом

1. В роботі були обґрунтовані спосіб буріння і конструкція свердловини для умов Прилуцького родовища. Була прийнята двоколонна конструкція з однією проміжною колоною.
2. Обрані бурові долота для кожного інтервалу та обґрунтовані параметри режиму буріння.
3. Обрані окремі елементи бурильної колони і спроектована її конструкція.
4. Обґрунтована щільність промивальної рідини для кожної зони з сумісними умовами буріння. Проведений гідравлічний розрахунок промивання свердловини.
5. В роботі по номінальній вантажопідйомності відповідно до найбільшої ваги бурильної або обсадної колони в повітрі обрала бурова установка.

3. ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Загальні вимоги

Уведення змонтованої бурової установки в роботу здійснюється за рішенням комісії з приймання бурової установки після повної готовності, випробування, обкатування всього обладнання та за наявності укомплектованої бурової бригади.

Склад комісії визначається наказом по підприємству. В роботі комісії бере участь представник Держгірпромнагляду.

Готовність до пуску оформлюється актом.

Пускова документація повинна зберігатись на буровому підприємстві і на буровому майданчику.

У процесі буріння згідно з нормативно-технічними документами контролюються такі параметри:

- а) вага на гаку з реєстрацією на діаграмі;
- б) якісна характеристика бурового розчину з реєстрацією в журналі;
- в) тиск у маніфольді бурових насосів з реєстрацією на діаграмі чи в журналі;
- г) рівень розчину в приймальних ємностях під час буріння.

Контрольно-вимірні прилади для контролю за процесом буріння повинні перебувати в полі зору бурильника і бути захищеними від вібрації та атмосферних опадів.

У процесі буріння необхідно контролювати траєкторію стовбура свердловини. Обсяг та періодичність вимірів визначаються проектом. На буровій установці повинна бути схема фактичної траєкторії стовбура в просторі.

На буровій установці необхідно щозміни заповнювати вахтовий журнал установленої форми.

У процесі буріння після завершення додання ведучу трубу та першу свічу необхідно підіймати на першій швидкості.

Пачальник бурової установки або буровий майстер надає керівництву бурового підприємства добовий рапорт про роботи, що проведені на буровій. До добового рапорту додаються діаграми реєструвальних контрольно-вимірювальних приладів.

Організація і порядок зміни вахти встановлюються положенням, розробленим буровим підприємством.

3.2 Спуско-підйомні операції

СПО в процесі буріння проводяться з урахуванням технічного стану та характеристик бурового обладнання, стану свердловини, а також особливостей технологічних операцій, що виконуються.

Швидкості спуско-підйомних операцій регламентуються технологічною службою бурового підприємства, виходячи зі стану стовбура свердловини та допустимих коливань величини гідродинамічного тиску на вибій та стінки.

Виконувати спуско-підйомні операції необхідно з використанням механізмів для згвинчування (розгвинчування) труб та спеціальних пристроїв. Між бурильником і верховим працівником повинна бути встановлена звукова сигналізація.

При підніманні бурильної колони зовнішня поверхня труб повинна очищатися від бурового розчину за допомогою спеціальних пристроїв (обтираторів).

Ліквідація ускладнень у процесі піднімання або спускання бурильного інструменту проводиться відповідно до заходів щодо запобігання аваріям та згідно з нормативно-технічними документами.

На устя встановлюється пристрій, що запобігає надінню сторонніх предметів у свердловину під час спуско-підйомних операцій.

Для запобігання зісковзуванню бурильних і обважнених труб з підсвічника підсвічник повинен мати металеву окаптовку по периметру заввишки не менше 70 мм та отвори для стікання бурового розчину та іншої рідини.

Не дозволяється проводити спуско-підйомні операції при:

- а) відсутності або несправності обмежувача підняття талевого блока;
- б) несправності обладнання, інструменту;

- в) неповному складі вахти;
- г) швидкості вітру понад 15 м/с;
- г) видимості менше 50 м під час туману і снігопаду;
- д) застопorenому гаку талевого блока.

Не дозволяється розкріплювати і звинчувати різьбові з'єднання бурильних труб та інших елементів компоновки бурильної колони за допомогою ротора.

Бурова бригада цозміли повинна проводити профілактичний огляд підйомного обладнання (лебідки, талевого блока, гака, гакблока, вертлюга, стропів, талевого каната і пристроїв для його кріплення, елеваторів, снайдерів, запобіжних пристроїв, блокувань тощо).

Під час спуско-підйомних операцій не дозволяється:

- а) перебувати в радіусі (зоні) дії автоматичних і машинних ключів, робочих і страхових канатів;
- б) подавати бурильні свічі з підсвічника і встановлювати їх на підсвічник без використання спеціальних пристроїв (відвідних гачків);
- в) викидати на містки "двотрубку" або брати її з містків для нарощування;
- г) користуватись перевернутим елеватором, а також елеваторами, які не обладнані запобіжником їх самочинного розкриття;
- г) викидати труби на містки, коли дверка елеватора повернута вниз.

Режими підняття пенавалтаженого елеватора, а також зняття з ротора колони бурильних і обсадних труб повинні унсможливлувати розгойдування талевої системи.

Підводити машинні і автоматичні ключі до колони бурильних (обсадних) труб дозволяється лише після посадки колони на клини чи елеватор.

При застосуванні пневморозкріплювача необхідно, щоб натяжний канат і ключ розташовувалися в одній горизонтальній площині. Канат повинен надійно кріпитися до штока пневморозкріплювача. Робота пневморозкріплювача без направляючого поворотного ролика не дозволяється.

Кульовий кран, який встановлений на ведучій трубі, повинен постійно бути у відкритому стані. Закривати його необхідно лише за окремою командою під час ГНВП.

Не дозволяється вмикати клиновий захоплювач до повної зупинки руху бурильної колони.

Не дозволяється вмикання ротора при незастрахованих (або незакріплених) від вискакування з ротора роторних клинах.

Під час СПО до повної зупинки елеватора не дозволяється перебування людей в радіусі 2 м від ротора.

Розміри змінних клинів ПКР та механізму захоплення свічі комплексу для автоматичного виконання спуско-підйомних операцій повинні відповідати зовнішнім діаметрам труб, що ними утримуються.

Не дозволяється проводити буріння квадратними клипами, не закріпленими двома болтами.

3.3 Бурові розчини

Тип і властивості бурового розчину в комплексі з технологічними заходами і технічними засобами повинні забезпечувати безаварійні умови буріння з високими техніко-економічними показниками, а також безпечне розкриття продуктивних горизонтів.

Густина бурового розчину під час розкриття газонафтоводонасичених пластів повинна визначатися для горизонту з максимальним градієнтом пластового тиску в інтервалі сумісних умов.

Густина бурового розчину в інтервалах сумісних умов буріння повинна визначатися з розрахунку створення стовпом бурового розчину гідростатичного тиску в свердловині, який перевищує пластовий тиск на величину:

а) від 10% до 15% – для свердловин глибиною до 1200 м (інтервалів від 0 м до 1200 м), але не більше 1,5 МПа;

б) від 5% до 10% – для свердловин глибиною до 2500 м (інтервалів від 1200 м до 2500 м), але не більше 2,5 МПа;

в) від 4% до 7% – для свердловин глибиною понад 2500 м (інтервалів від 2500 м і до проєктної глибини), але не більше 3,5 МПа.

Максимально допустима репресія (з урахуванням гідродинамічних утрат) повинна унеможливити гідророзрив або поглинання бурового розчину на будь-якій глибині інтервалу сумісних умов буріння.

В інтервалах, складених глинами, аргілітами, глинистими сланцями, солями, схильними до втрати стійкості й текучості, густина, фільтрація, хімічний склад бурового розчину встановлюються, виходячи з потреби забезпечення стійкості стінок свердловини. При цьому репресія не повинна перевищувати меж, установлених для усього інтервалу сумісних умов буріння.

При розкритих продуктивних горизонтах у випадку поглинання бурового розчину подальші роботи ведуться за окремим планом, складеним за спільним рішенням проєктувальника, замовника, підрядника та спеціалізованої аварійно-рятувальної служби, яке оформлюється протоколом.

Не допускається відхилення густини бурового розчину (звільненого від газу), що перебуває в циркуляції, більше ніж на 20 кг/куб.м (0,02 г/куб.см) від установленної проєктом величини (крім випадків ліквідації ГНВП).

Обробка бурового розчину проводиться відповідно до розробленої рецептури, при цьому необхідно керуватися інструкціями з безпечної роботи з хімічними реагентами і користуватися захисними засобами.

У випадку технологічної потреби підвищення густини бурового розчину шляхом закачування окремих порцій обважненого розчину здійснюється за спеціальним планом, затвердженим керівництвом бурового підприємства.

При застосуванні бурових розчинів на вуглеводневій основі повинні вживатись заходи щодо запобігання забрудненню робочих місць і загазованості повітряного середовища. Для контролю загазованості повинні проводитися вимірювання повітряного середовища біля ротора, у блоці приготування розчину, біля вібросит та в насосному приміщенні, а в разі появи загазованості – вживатись заходи щодо її усунення.

При концентрації пари вуглеводнів понад 300 мг/куб.м роботи повинні бути припинені, люди виведені з небезпечної зони.

Температура самозаймання парів розчину на вуглеводневій основі повинна на 50 град.С перевищувати максимально очікувану температуру розчину на усті свердловини.

Очищення бурового розчину від вибуреної породи і газу повинно здійснюватись комплексом засобів, передбачених проектом на будівництво свердловини.

3.4 Компонування і експлуатація бурильних колон

Компонування бурильної колони повинно відповідати розрахунку, закладеному в проекті.

Запаси міцності бурильної колони при дії на неї статичного осьового розтягувального навантаження з урахуванням крутного моменту та згинаючого навантаження повинні бути не менше ніж: 1,5 – для роторного буріння; 1,4 – при бурінні вибійними двигунами.

Запас міцності бурильної колони (на зминання) при застосуванні клинового захоплювача і при впливі на трубу надлишкового зовнішнього і внутрішнього тиску повинен бути не менше ніж 1,15.

Компонування бурильної колони повинно проводитись згідно з її розрахунком та планом проведення відповідних робіт.

Експлуатація будь-якого елемента бурильної колони без паспорта (комплекту) не дозволяється.

Паспорти на труби (бурильні, ведучі, обважнені), перехідники і опорно-центрувальні елементи бурильної колони виписуються до початку експлуатації бурильного інструменту і заповнюються протягом усього терміну експлуатації до їх списання.

Паспорти на труби (бурильні, ведучі, обважнені), перехідники, а також на всі елементи компоновки низу бурильної колони повинні бути на базі підприємства або в буровій бригаді (бригаді КРС).

Дані про їх установлення у компопування бурильної колони, напрацювання та проведені дефектоскопії повинні регулярно заноситись у паспорти безпосередньо начальником бурової установки.

На буровому майданчику (у бригаді КРС) на всі складові компопування колони труб і аварійний інструмент, що працюють у свердловині, повинні бути ескізи з позначенням зовнішніх та внутрішніх діаметрів і довжин.

Необхідність установлення протекторів на бурильні труби визначається проектом.

Згвинчування замкових з'єднань бурильних, всюдучих, обважнених бурильних труб, перехідників та елементів компопування низу бурильної колони проводиться відповідно до рекомендованих підприємствами-виробниками величин крутних моментів.

3.5 Кріплення свердловин

Конструкція свердловини повинна забезпечувати:

- а) безаварійне розкриття продуктивних горизонтів;
- б) безпечне буріння свердловини до проектної глибини;
- в) герметичність обсадних колон та за колонних просторів;
- г) надійну ізоляцію флюїдовміщувальних горизонтів.

Баншмак обсадної колони, що перекриває породи, схильні до текучості, слід установлювати нижче їх підосви або в щільних пропластках.

До початку розкриття продуктивних і папірних водоносних горизонтів повинен передбачатися спуск мінімум однієї технічної колони або кондуктора до глибини, яка унеможливує розрив порід після повного заміщення бурового розчину в свердловині пластовим флюїдом або сумішшю флюїдів різних горизонтів і герметизації устя свердловини.

Технічна колона разом з ОП повинна забезпечувати:

- а) герметизацію устя свердловини у випадках газонафтоводопроявів, викидів та відкритого фонтанування;

б) протистояння впливу максимальних змінюючих навантажень при відкритому фонтануванні або поглинанні бурового розчину з падінням його рівня, а також в інтервалі порід, схильних до текучості.

Висота заповнення тампонажним розчином кільцевого простору повинна складати:

а) за кондуктором – до устя свердловини;

б) за проміжними колонами всіх свердловин – до устя;

в) за експлуатаційними колонами нафтових свердловин (при пластових тисках вище гідростатичного), які спускаються секціями і цементуються в два і більше прийоми, – не менше 300 м з урахуванням перекриття стикувального пристрою або муфти ступеневого цементування, що розташовані вище башмака попередньої колони;

г) за експлуатаційними колонами нафтових свердловин (при пластових тисках вище гідростатичного), які спускаються секціями і цементуються в два і більше прийоми, а стикувальний пристрій або муфта ступеневого цементування розташовані у відкритому стовбурі – не менше 200 м з урахуванням перекриття башмака попередньої колони.

Усі обрані інтервали цементування поєднуються в один загальний. При цьому проектна висота підняття тампонажного розчину за обсадними колонами повинна передбачати:

а) перевищення гідростатичних тисків складеного стовпа бурового розчину та замішаного цементного розчину над пластовими тисками флюїдовмішувальних горизонтів, що перекриваються;

б) виключення гідророзриву порід або розвитку інтенсивного поглинання розчину;

в) можливість розвантаження обсадної колони на цементне кільце для встановлення колонової головки.

Під час ступеневого цементування, спуску колон секціями нижні і проміжні ступені обсадних колон, а також потайні колони повинні бути зацементовані по всій довжині.

У разі перекриття кондуктором або технічною колоною зон поглинання, пройдених без виходу циркуляції, допускається підняття тампонажних розчинів до підшови поглинаючого пласта з наступним (після часу очікування затвердіння цементу) проведенням зустрічного цементування через міжколонний простір. Не дозволяється приступати до спуску технічних і експлуатаційних колон у свердловину, що ускладнена поглинаннями бурового розчину з одночасним флюїдопроявом, осипаннями, обвалами, затягуваннями і посадками бурильної колони, до ліквідації ускладнень.

Обсадні колони в межах інтервалу цементування повинні обладнуватися елементами технологічного оснащення, номенклатура і кількість яких визначаються проектом на будівництво свердловини, а місця встановлення уточнюються в робочому плані на спуск колони.

Обсадні труби, які поставляються на бурові підприємства, забезпечуються сертифікатами якості, які оформлюються згідно з ДСТУ 3413-96.

Підготовка обсадних труб вітчизняного виробництва до спуску в свердловину здійснюється на трубних базах, де проводиться гідравлічне випробування труб, калібрування різей, шаблонування, маркування, сортування і вимір довжини, а також перевірка зовнішнім оглядом. На трубах не повинно бути вм'ятин, напластувань, раковин, глибоких подряпин та інших пошкоджень. Непельні частини тіла труб повинні мати однакову товщину стінки по всьому периметру.

Обсадні труби імпортного виробництва перед спуском у свердловину підлягають шаблонуванню, маркуванню, сортуванню, виміру довжини і перевірці зовнішнім оглядом.

Не дозволяється застосування обсадних труб вітчизняного виробництва, які не пройшли перуїнівний контроль на підприємстві-виробнику.

Режим спуску обсадних колон, вибір тампонажних матеріалів і розчинів на їх основі, а також гідравлічна програма цементування повинні розраховуватись і здійснюватись таким чином, щоб забезпечити мінімально можливу репресію на продуктивні горизонти і не допускати ускладнень, що пов'язані з гідророзривом

порід і поглинанням. У процесі цементування повинна забезпечуватися ресетрація параметрів, що характеризують цей процес.

Вибір тампонажних матеріалів і розчинів на їх основі повинен здійснюватися з урахуванням таких вимог:

а) тампонажний матеріал і сформований з нього камінь повинні відповідати діапазону статичних температур у свердловині за всім інтервалом цементування;

б) рецептура тампонажного розчину підбирається за динамічною температурою і тиском, очікуваним у інтервалі свердловини, який цементується;

в) густина тампонажного розчину підбирається з урахуванням недопущення розриву порід під дією гідродинамічного тиску в процесі цементування.

Не дозволяється застосування цементу без проведення його лабораторного аналізу на відповідність умовам цементування колоди і встановлення цементних мостів у свердловині.

Спуск і цементування обсадних колон проводяться за планом, складеним буровим підприємством і затвердженим у встановленому порядку.

Перед підготовкою стовбура свердловини до спуску колоди виконується комплекс електрометричних робіт та інших досліджень, необхідних для детального планування процесу кріплення.

Конструкція устя свердловини повинна забезпечувати:

а) підвіску верхньої частини технічних і експлуатаційних колон з урахуванням компенсації температурних деформацій на всіх стадіях роботи свердловини;

б) контроль можливих флюїдопроявів за обсадними колонами;

в) можливість аварійного глушіння свердловини;

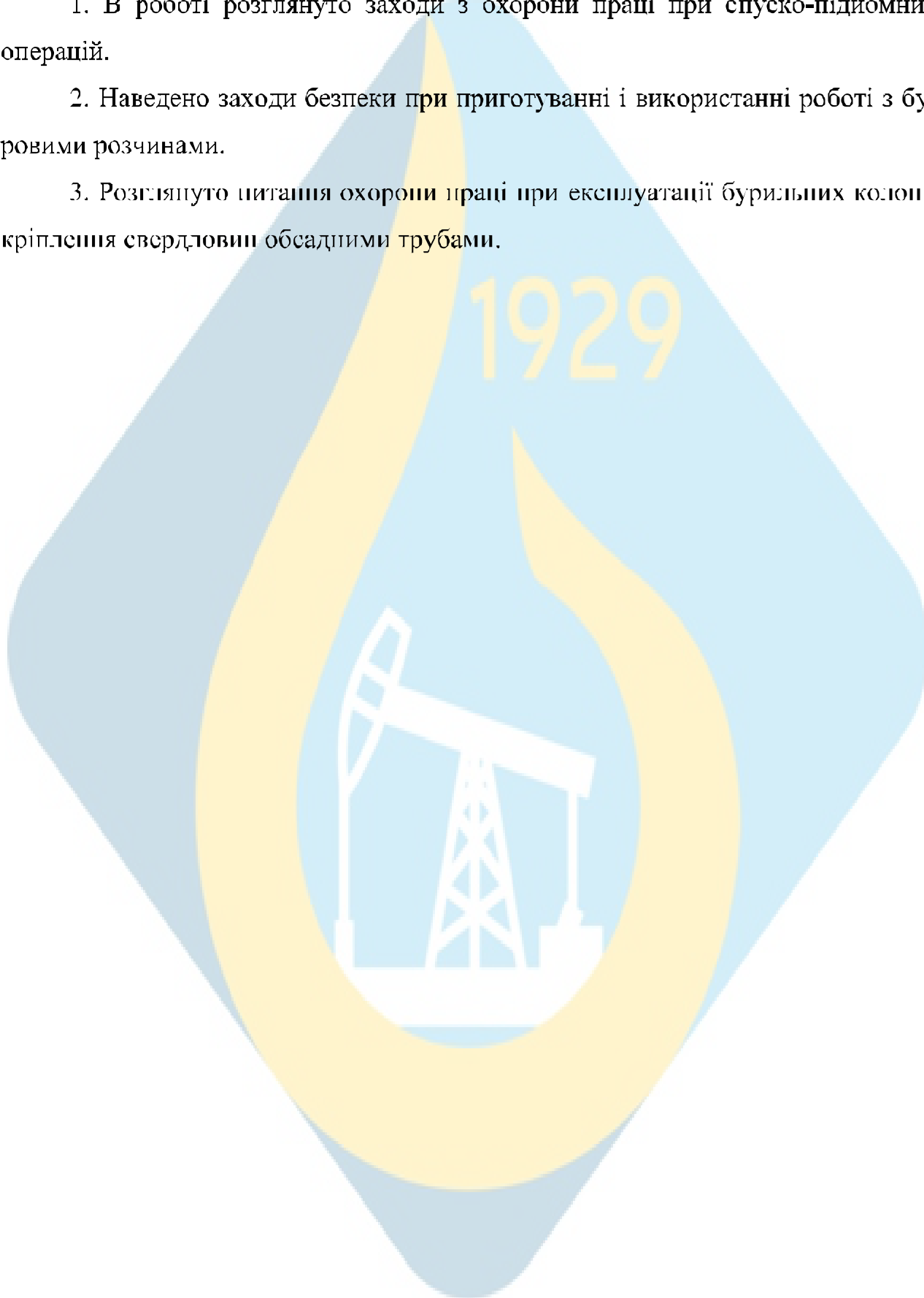
г) герметичність міжколонних просторів під час будівництва і експлуатації свердловин;

г) випробування на герметичність обсадних колон.

У процесі буріння технічна колода повинна періодично перевірятись на зношення для визначення її залишкової міцності.

Висновки за розділом

1. В роботі розглянуто заходи з охорони праці при спуско-підйомних операцій.
2. Наведено заходи безпеки при приготуванні і використанні роботи з буровими розчинами.
3. Розглянуто питання охорони праці при експлуатації бурових колон і кріплення свердловин обсадними трубами.



4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

4.1 Повітряне середовище

Відповідно до статті 31 Закону України "Про охорону атмосферного повітря", Закону України "Про дозвільну систему у сфері господарської діяльності", на виконання Постанови Кабінету Міністрів України від 13.12.2001 р. № 1655 "Про затвердження Порядку ведення державного обліку в галузі охорони атмосферного повітря" та згідно Наказу Мінекорсурсів України від 10.05.2002 р. № 177 "Про затвердження інструкції про порядок та критерії взяття на державний облік об'єктів, які справляють або можуть справити шкідливий вплив на здоров'я людей і стан атмосферного повітря, видів та обсягів забруднюючих речовин, що викидаються в атмосферне повітря" проводиться нормування у галузі охорони атмосферного повітря з метою встановлення комплексу обов'язкових вимог щодо охорони від забруднення.

Вплив свердловин

Гирлова арматура свердловин конструктивно герметична, тому свердловини не вважаються джерелами забруднення атмосферного повітря. Продукція свердловин по нафтопроводах надходить на нафтозбірні пункти. Експлуатація видобувних свердловин у відповідності з технологічними режимами не впливає на повітряне середовище.

Промисловий майданчик ГЗСУ і ДНС

Оцінка викидів забруднюючих речовин у атмосферне повітря від існуючих джерел викидів проводиться за результатами інвентаризації стаціонарних джерел викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря, яку провела група екологічних досліджень відділу екології НДПІ.

Розташування точок джерел викидів на промисловому майданчику визначено в умовній системі координат у координатах $X - Y$. Осі X , Y строго спрямовані за сторонами світу (вісь Y спрямована на північ, вісь X – на схід).

ГЗСУ призначена для збору продукції свердловин, їх заміру і сепарації, розділу нафти і води і послідуєчого їх транспортування.

Технологічний комплекс ДПС призначений для відкачки нафтоводяної суміші Прилуцького родовища на ДНС Мільківського родовища і скиду пластової води в поглинаючі пласти через свердловини Прилуцького родовища і подачі води на свердловини системи ППТ Прилуцького родовища.

Групова замірна сепараційна установка.

На промисловому майданчику ГЗСУ за матеріалами інвентаризації виявлено 10 потенційних джерел викидів забруднюючих речовин, з них всім організованих та два неорганізованих. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Дожимна насосна станція.

На промисловому майданчику ДНС за матеріалами інвентаризації виявлено 11 потенційних джерел викидів забруднюючих речовин, з них дев'ять організованих та два неорганізованих. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Викиди забруднюючих речовин та парникових газів від основних виробництв ГЗСУ та ДНС за даними інвентаризації наведені у табл. 4.1.

4.2 Водне середовище

Основними технологічними процесами, що відбуваються з використанням води під час видобування нафти є:

- заводнення продуктивних пластів;
- експлуатація свердловин;
- промисловий збір і підготовка нафти.

Заводнення продуктивних пластів запроваджується з метою підтримання пластового тиску та інтенсифікації процесів видобування нафти. Заводнення є найбільш водоємним процесом, в якому втрачається більше ніж 90 % всієї води, що споживається при видобуванні нафти.

Таблиця 4.1 – Викиди забруднюючих речовин та парникових газів від основних виробництв ГЗСУ та ДНС

Код	Найменування	Одиниця виміру	Фактичний викид
	Всього, в тому числі:	т/рік	215,50487
123	- залізо та його сполуки (у перерахунку на залізо)	т/рік	0,00609
143	- манган та його сполуки в перерахунку на діоксид мангану	т/рік	0,00050
301	- оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	т/рік	0,11927
337	- оксид вуглецю	т/рік	14,81132
342	- фтор і його пароподібні та газоподібні сполуки в перерахунку на фтористий водень	т/рік	0,00038
343	- фториди, що легко розчиняються (наприклад, NaF) та їх сполуки в перерахунку на фтор	т/рік	0,00144
344	- фториди погано розчинні неорганічні (фторид алюмінію і кальцію)	т/рік	0,00081
402	- бутан	т/рік	8,31164
403	- гексан	т/рік	5,13689
405	- пентан	т/рік	7,11134
410	- метан	т/рік	6,99188
1052	- спирт метиловий	т/рік	0,00086
2902	- суспендовані частинки, недиференційовані за складом	т/рік	1,78480
10304	- пропан	т/рік	9,04314
10305	- етан	т/рік	7,52551
11812	- вуглецю діоксид	т/рік	154,65878
11815	- азоту (I) оксид (N ₂ O)	т/рік	0,00020

До особливостей заводиння продуктивних пластів відносять:

- використання значних об'ємів води, які збільшуються за часом розроблення родовища;
- безповоротне споживання свіжої води;
- використання для закачування в продуктивні пласти супутньо-пластової води (СПВ);

-повторно-послідовне використання для закачування у продуктивні пласти стічної води, що утворюється в різних технологічних процесах;

- залежність об'єму водоспоживання від геолого-технологічних, геолого-фізичних та гідродинамічних факторів, що пов'язані з умовами розроблення родовища, геолого-фізичними характеристиками продуктивного пласта тощо.

Характерною рисою технології закачування води в продуктивні пласти є практично безповоротне водоспоживання.

При підготовці газу воду використовують для охолодження насосів, охолодження потоків газів, промивання технологічного обладнання.

Водоспоживання під час видобування нафти та газу має особливості:

- використання значного об'єму води, який збільшується в процесі розроблення родовища;
- безповоротне споживання свіжої води;
- повторно-послідовне використання для закачування в продуктивні пласти стічної води, що утворюються на установках підготовки нафти, а також промивних стічних вод з інших технологічних процесів;
- зміна співвідношення між свіжою та стічною водою загального об'єму водовикористання за часом;
- залежність об'єму водоспоживання від численних геолого-технологічних, геолого-фізичних і гідродинамічних факторів, пов'язаних з умовами та темпами розроблення родовища, геолого-фізичними характеристиками продуктивного пласта, фізико-хімічними властивостями насичувальних флюїдів, системою розробки родовища і системою його експлуатації, стадією розробки та ін. факторів.

Вплив свердловин

Продукція свердловин по нафтопроводах надходить на ГЗСУ. Експлуатація видобувних свердловин у відповідності з технологічними режимами не впливає на водне середовище.

Промисловий майданчик ГЗСУ і ДПС

Водопостачання для задоволення виробничих та господарських потреб здійснюється на підставі дозволу на спеціальне волокористування Укр.№327А\Чрп від 07.08.2015р., виданого Департаментом екології та природних ресурсів в Чернігівській області із терміном дії до 07.08.2018 р. з свердловини № 27 (с. Сухо-Полова).

Свердловина №27 (с. Сухо-Полова) глибина 200 метрів, рік буріння 1965. Позатрубний простір свердловини бетонований, гирло герметичне.

Водовідведення господарських стоків здійснюється у вигрібні ями з подальшим вивозом на міські очисні споруди та міську капітаційну мережу згідно договору № 67/8-УІ від 27.01.2015 року з КП "Прилукитепловодопостачання".

Звітний баланс використання підземних вод за 2017 рік за форма № 7-ГР (підземні води) (річна) наведений у табл. 4.2.

Протягом року у нагнітальну свердловину родовища закачано 5600 м³ води, з початку експлуатації станом на 01.01.2018 р. – 167713 м³.

За попереднім базовим варіантом розробки планується існуючим фондом свердловин до 2050 р. видобути 181,309 тис. т нафти і 2,719 млн. м³ нафтового газу. Кількість свердловин у експлуатаційному фонді поступово знижуватиметься до 17 з 2023 р., до 14 з 2026 р., до 11 з 2029 р., до 8 з 2031 р., до 6 з 2032 р., до 3 з 2034 р.

Обсяги водопостачання і об'єми водовідведення для видобутку нафти при подальшій розробці родовища розраховано згідно базових технологічних нормативів відповідно до СОУ 09.1-20077720-020-2014 "Водоспоживання та водовідведення при бурінні свердловин, видобуванні нафти і газу. Правила розроблення норм і нормативів" і наведені у табл. 4.3 і 4.4.

Таблиця 4.2 – Баланс використання підземних вод за 2017 рік на Припутькому родовищі

Назва родовища водозабору, ділянки, місце розташування свердловини. Номер спеціального дозволу на користування надрами, дата видачі, термін дії	№ свердловини відомчий, за паспортом	Рік буріння, початку експлуатації	Геологічний індекс водоносного горизонту	Глибина свердловини (м), абсолютна відмітка устя (м)	Дебіт свердловини (м ³ /год)	Видобуток води за рік (тис. м ³), кількість годин роботи свердловини за рік	Використання підземних вод (м ³ /рік)		квартал	дата заміру	мінералізація, (мг/дм ³)	Хімічний склад води						Технічний стан свердловини (діюча, ремонт, затампонована, резервна, спостережна)	
							ГПВ*	ВТВ**				аніони (мг/дм ³)			катіони (мг/дм ³)				
												Cl	SO ₄	HCO ₃	Ca	Mg	Na + K		
Припутьке родовище, с. Сухополова	27	1965	R2bс	200	10	0,578	193	385	I	13.01.	905,25	49,64	28,81	512,57	44,09	2,43	215,51		
									II	21.04.	936,98	42,55	37,04	573,59	18,04	17,02	215,74		
									III	06.07.	990,88	63,83	43,62	573,59	18,04	7,30	253,00		
									IV	12.10.	980,57	63,83	23,04	573,59	22,04	7,30	248,17		
Дозвіл на спеціальне водокористування Укр. № 329 А/Чрн. від 07.08.15р., термін дії з 07.08.15р. до 07.08.18р						58													

* – ГПВ: господарсько-питтє водогостачання; ** – ВТВ: виробничо-технічне водогостачання.

Таблиця 4.3 – Обсяги водоспоживання для видобутку нафти при подальшій розробці родовища

Спосіб виробництва/об'єкт	Найменування продукції	Норми використання води, м ³ /одиниця виміру продукції																					
		на технологічні потреби						на допоміжні потреби				на господарсько-питні потреби					Всього						
		свіжа вода		оборотна/ повторно-послідовно використана вода	втрати	безповоротне споживання води		свіжа вода		оборотна/ повторно-послідовно використана вода	втрати	безповоротне споживання води	свіжа вода		оборотна/ повторно-послідовно використана вода	втрати	безповоротне споживання води	свіжа вода			оборотна/ повторно-послідовно використана вода	втрати	безповоротне споживання води
		питна	технічна					питна	технічна				питна	технічна				питна	технічна	всього			
Видобування нафти	м ³ на 1000 т нафти	0,0	390,0	4728,5	19,5	370,5	0,0	58,8	27,8	0,2	58,6	26,7	28,8	0,0	2,9	15,7	26,7	477,6	504,3	4756,3	22,6	444,8	
181,309 тис. т	тис. м ³	0,0	70,605	856,043	3,530	67,075	0,0	10,645	5,033	0,036	10,609	4,834	5,214	0,0	0,525	2,842	4,834	86,464	91,298	861,076	4,091	80,526	

Таблиця 4.4 – Обсяги водовідведення для видобутку нафти при подальшій розробці родовища

Спосіб виробництва/об'єкт	Назва продукції	Одиниці норми водовідведення	Норми відведення стічних вод, м ³ /одиниця виміру продукції			
			Всього	технологічні потреби	допоміжні потреби	господарсько-питні потреби
Видобування нафти		м ³ на 1000 т нафти	36,8	0,0	0,0	36,8
181,309 тис. т		тис. м ³	6,662	0,0	0,0	6,662

4.3 Тверді відходи

НГВУ "Чернігівнафтогаз" по Прилуцькому родовищу передає відходи іншим організаціям відповідно до договорів:

- відходи комунальні змішані (ТІВ); договір № 57/85 – IV від 12.04.2016 р. з КП "Послуга" (м. Прилуки);
- відпрацьовані нафтопродукти; паряд – замовлення № 53-ЧПГ/29-Р від 01.01.2017 р. з Гнідинцівським ГПЗ ПАТ "Укрнафта" (Ліцензія Серія АЕ № 263994 на операції у сфері поводження з небезпечними відходами, видана Міністерством охорони навколишнього природного середовища України, термін дії до 12.07.2018 р.);
- брухт кольорових металів; договір №559-МТР від 07.11.2017 р. з Приватним акціонерним товариством "Промспаб";
- брухт чорних металів; договір № 175-МТР від 24.03.2017 р. з ТОВ "Дсфа".

В структурному підрозділі забезпечено ведення первинного обліку відходів підприємства в журналі встановленої форми 1-ВГ.

4.4 Надра та ґрунти

Вплив свердловин

З початку експлуатації на родовищі споруджено 44 свердловин, під час якого вже відбулося порушення геологічного середовища. Основний вплив на ґрунти також здійснювався під час спорудження свердловин.

Експлуатація видобувних свердловин у відповідності з технологічними режимами забезпечує збереження скелету пласта та не впливає на стан ґрунтів.

Промисловий майданчик ГЗСУ і ДНС

Основний вплив на ґрунти здійснювався під час будівництва промислових майданчиків.

Здійснення на промислових майданчиках виробничої діяльності у відповідності до діючих технологічних регламентів ведення робіт не впливає на стан ґрунтів та надра.

4.5 Шумове забруднення

Вплив свердловин

Експлуатація видобувних свердловин у відповідності з технологічними режимами не створює шумового забруднення довкілля.

Промисловий майданчик ГЗСУ і ДНС

Під час роботи основного та допоміжного технологічного обладнання існують шумове забруднення навколишнього середовища, до основних джерел утворення якого відносяться:

- вентилятори витяжної вентиляції (джерела викиду № 3101, № 3102, № 3109, № 3207);
- насоси технологічні (джерела викиду № 3107, № 3205);
- запірно-регулююче обладнання та КВПіА.

На промисловому майданчику використовується технологічне обладнання виключно промислового виробництва, яке забезпечує нормативні значення допустимих рівнів звукового тиску в октавних смугах частот та еквівалентних рівнів звуку на постійних робочих місцях, що в свою чергу гарантовано забезпечує дотримання відповідних допустимих значень шумового забруднення на межі витриманої нормативної санітарно-захисної зони встановлених в ДСН 3.36.037-99 і ДБН В.1.1-31-2013 і наведених у табл. 4.5.

Розрахунок та/або заміри шумового забруднення при експлуатації обладнання промислового майданчика ГЗСУ і ДНС не проводилися.

Таблиця 4.5 – Допустимі рівні звукового тиску та еквівалентні рівні звуку

Характеристика середовища	Рівні звукового тиску (дБ) в октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц									Рівні звуку, дБА	
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	екві-валентний	максимальний
Постійні робочі місця в приміщеннях і на території підприємств	107	95	87	84	78	75	73	71	69	80	
Території, які безпосередньо прилягають до житлових будинків:											
в денний час	89	75	66	59	54	50	47	45	43	55	70
в нічний час	83	67	57	49	44	40	37	35	33	45	60

4.6 Радіаційне забруднення та випромінювання

З метою визначення радіаційного стану родовища силами відділу екологічної та радіаційної безпеки ІІГВУ "Чернігівнафтогаз" проводиться радіаційний контроль об'єкту щорічно.

Дані радіаційного контролю Прилуцького родовища наведені у табл. 4.6.

Обстеження складається з польових інструментальних вимірювань дозиметром-радіометром МКС-07 "Пошук", свідоцтво про повірку № 0900821 від 04.08.2017 р. На території Прилуцького родовища перевищення радіаційного випромінювання не спостерігається.

Таблиця 4.6 – Результати вимірів гамма-фону та радіаційного забруднення

Прилуцького родовища

Найменування об'єкта дослідження	Потужність гамма-випромінювання, мкР/год					Радіоактивне забруднення об'єкта частинками, част./хв ^{см} ²	
	Фон	Територія	Устаткування	Гирло свердловини	Пригирловий пряминок	Р	а
Свердловина № 14	8 – 12	8 – 10	8 – 10	10 – 12	8 – 12	4	н/в
Свердловина № 18	8 – 10	8 – 10	8 – 10	8 – 10	8 – 12	5	н/в
Свердловина № 23	8 – 12	10 – 12	10 – 12	12 – 14	7 – 14	7	н/в
Свердловина № 24	9 – 11	8 – 13	8 – 12	9 – 11	8 – 12	4	н/в
Свердловина № 25	8 – 12	7 – 12	7 – 12	10 – 14	7 – 12	6	н/в
Свердловина № 29	8 – 13	7 – 11	8 – 11	9 – 12	7 – 12	6	н/в
Свердловина № 33	8 – 12	8 – 11	10 – 13	10 – 13	9 – 14	7	н/в
Свердловина № 34	7 – 11	8 – 10	9 – 12	8 – 11	9 – 12	7	н/в
Свердловина № 35	8 – 11	7 – 10	9 – 12	9 – 12	9 – 12	8	п/в
Свердловина № 36	9 – 12	8 – 11	7 – 09	7 – 09	7 – 10	7	п/в
Свердловина № 37	8 – 13	8 – 12	8 – 12	11 – 13	9 – 1	6	п/в
Свердловина № 39	8 – 13	8 – 12	8 – 12	8 – 11	8 – 11	4	п/в
Свердловина № 40	8 – 12	8 – 12	9 – 12	10 – 12	8 – 12	5	п/в
Свердловина № 41	8 – 12	8 – 11	9 – 12	9 – 11	8 – 11	7	п/в
Свердловина № 42	6 – 10	6 – 09	6 – 10	7 – 09	7 – 10	6	п/в
Свердловина № 43	6 – 12	7 – 11	9 – 12	8 – 11	8 – 11	6	п/в
Свердловина № 44	7 – 12	7 – 12	8 – 12	10 – 12	9 – 12	5	п/в
Свердловина № 45	7 – 12	6 – 11	7 – 10	8 – 10	8 – 12	6	н/в

4.7 Вібраційне, світлове, теплове забруднення

Експлуатація видобувних свердловин у відповідності з технологічними режимами та здійснення на промислових майданчиках виробничої діяльності у відповідності до діючих технологічних регламентів ведення робіт не створюють вібраційного, світлового та теплового забруднення довкілля.

Висновки за розділом

1. В роботі наведено заходи з охорони навколишнього середовища: повітря і водного середовища від впливу свердловин і промислового майданчику
2. Заплановано заходи з утилізації твердих відходів.
3. Розроблено заходи з охорони надр та ґрунтів.
4. Наведені заходи з протидії шумовому, вібраційному, світловому і тепловому забрудненню.
5. Проаналізовано ситуацію з радіаційним забрудненням та випромінюванням на Прилуцькому родовищі.



ЛІТЕРАТУРА

1. Довідник з нафтогазової справи / Заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Київ: Львів, 1996. – 620 с.
2. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових та газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 504 с.
3. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підручник / В.С. Білєцький, В.М. Орловський, В.Г. Вітрик; НТУ «ХПІ» ХНУМГ ім. О.М.Бекетова. – ДПолтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
4. Бабаян Э.В., Черненко А.В. Инженерные расчеты при бурении. Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.
5. 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.
6. Буровые комплексы / под общей ред. К.П.Порожского. Екатеринбург, издательство УГГУ, 2013 – 768 с.
7. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник для начального проф. образования. – 6-е изд., испр. – М.: Академия, 2011. – 352 с.
8. Вадецкий Ю.В. Справочник бурильщика. Учебное пособие для нач. проф. образования. – М.: Академия, 2008. – 416 с.
9. Войтенко В.С., Смычкин А.Д., Гухто А.А., Шемет С.Ф. Технология и техника бурения. В 2-х томах. М.: Инфра-М; Минск: Новое знание, 2013.
10. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник. – М.: Изд.ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 848 с.
11. Мислюк М.А., Рибичич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
12. 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	ІПГБ.20.02.ПЗ	Пояснювальна записка	77	
5					
6			Демонстраційний матеріал		
7					
8			Оглядова карта району робіт	1	
9			Прилучке І КР	1	
10			Характеристика геологічного розрізу	2	
11			Суміщений графік тисків і конструкція свердловини	1	
12			Технологічні параметри бурового розчину	1	
13			Геолого-технічний проєкт	1	