

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 Упиряка Ігор Анатолійович
(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 розвідувальної свердловини в умовах
Стрілкового газового родовища
(назва за наказом ректора)

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

Дніпро
2021

Резюме

Пояснювальна записка 68 стор., 12 рис., 12 табл., 19 джерел.

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИНИ НА ГАЗ, 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 Стрілкового газового родовища.

Мета роботи – проектування технології буріння свердловини для продовження промислового видобування вуглеводнів на Стрілковому газовому родовищі.

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

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ	6
1.1 Загальні відомості про Стрілкове газове родовище.....	6
1.2 Геологічна характеристика району работ.....	15
1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин.....	19
2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	21
2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини	21
2.1.1 Визначення кількості обсадних колон і глибини їх спуску	21
2.1.2 Визначення діаметрів корпусних колон і доліт.	22
2.2 Вибір способу буріння.....	24
2.3 Вибір породоруйнівного інструменту.....	24
2.4 Вибір бурильної колони.....	25
2.5 Вибір режиму буріння.....	29
2.6 Промивання свердловини	32
3 ОХОРОНА ПРАЦІ	44
3.1 Облаштування родовищ пафти та газу	44
3.2 Типи та конструкція свердловин	48
3.3 Розкриття продуктивних пластів бурінням та кріплення свердловин	51
3.4 Розкриття продуктивних пластів перфорацією	52
3.5 Освоєння свердловин	54
4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	56
4.1 Загальні положення.....	56
4.2 Вплив на клімат та мікроклімат	60
4.3 Вплив на атмосферне повітря	60
4.4 Вплив на водне середовище.....	62
4.5 Вплив на земельні ресурси	62
4.6 Вплив на техногенне середовище.....	63
4.7 Вплив на соціальне середовище	63
4.8 Вплив на флору та фауну	64
ЛІТЕРАТУРА	66

ВСТУП

Актуальність роботи. Стрілкове газове родовище розташовано на суші в середній частині Арабатської стрілки, а також у водах Азовського моря та заливу Сиваш, на території Генічеського району Херсонської області. На початковій стадії режим роботи пасток був газовий, пізніше він доповнився водонапірним. З введенням свердловин, пробурених з другої платформи, режим V продуктивного горизонту знову змінився на газовий, а IV і VI горизонтів – на водонапірний.

Родовище знаходиться на стадії стабільно падаючого видобутку з постійним фондом експлуатаційних свердловин. Всього видобуто 1662 млн. м³ газу, або 53,8% від початкових запасів. Обсяг відбору газу залежить від тиску в газопроводі Стрілка – Джанкой – Сімферополь.

Таким чином родовище потребує буріння нових свердловин для підтримання падаючого видобутку газу.

Мета роботи – проєктування технології буріння свердловини для продовження видобування нафти в умовах Стрілкового газового родовища, з метою пошуку, розвідки, оцінки, розробки та експлуатації газових покладів.

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

1 ГЕОЛОГО-ТЕХНІЧНІ УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ

1.1 Загальні відомості про Стрілкове газове родовище

Стрілкове газове родовище розташовано на суші в середній частині Арабатської стрілки, а також у водах Азовського моря та заливу Сиваш, на території Генічеського району Херсонської області. Найближчі населені пункти с. Стрілкове (7 км на північ), с. Щасливцево (23 км на північ), м. Генічеськ (40 км на північ) та м. Джанкой (40 км на захід). Населені пункти пов'язані між собою асфальтованими та ґрунтовими дорогами. У м. Генічеськ розташований порт, що пов'язаний морськими шляхами з портами Азовського та Чорного морів.

Найближче сусіднє родовище, яке відкрите і розробляється – Джанкойське. На захід від останнього проходить газопровід Джанкой-Сімферополь. Зі Стрілкового родовища прокладені газопроводи на Джанкойське ГКР та до м. Генічеськ.

В орографічному відношенні Арабатська стрілка являє собою намівну прибережну косу, що складена піщано-череспашковими відкладами. Ширина коси коливається від 0,5 до 4 км, в районі родовища – 0,7-1 км. Берег з боку Азовського моря досить рівний. Абсолютні відмітки рельєфу коси коливаються в межах 2-3 м.

Основна частина (85-90%) площі родовища розташована під водами Азовського моря. Дно моря полого, на відстані 2 км від берега глибина досягає 4 м, а на відстані 4 км – 8 м.

Через замерзання моря взимку та скупченням наносного льоду навесні, промислове освоєння морської частини родовища значно ускладнене.

Дно Азовського моря в районі робіт складено в основному піщаними відкладами. Гідрологічний режим Азовського моря обумовлений мілководністю, притоком значних мас прісної води із суші, водообміном з Чорним морем та Сивашем і метеорологічними умовами.

Найбільш високий рівень спостерігається в червні і буває на 0,18 м вище середнього багаторічного. Мінімальний рівень моря спостерігається в листопаді і буває на 14 м нижче середнього багаторічного.

Ступінь хвилювання Азовського моря не перевищує ІУ-У балів, що пов'язано з його невеликими розмірами і порівняно малою глибиною.

Клімат району континентальний з середньорічною температурою $+10^{\circ}\text{C}$. Мінімальна температура -20°C відмічається в січні та лютому, максимальна – понад $+40^{\circ}\text{C}$ – липні та серпні.

Температура води в Азовському морі має добре виражені річні коливання. В січні на поверхні моря температура води близько 0°C . З березня температура води в Азові швидко піднімається і в травні досягає $16-18^{\circ}\text{C}$. Літом температура води у відкритому морі $24-25^{\circ}\text{C}$, а в прибережній смузі $30-32^{\circ}\text{C}$. Солоність поверхневого шару води розподіляється нерівномірно і залежить від пори року і місця визначення. Середня солоність поверхневого шару води в центральній частині моря біля $11,0$ г/л. Щільність поверхневого шару води найбільшого значення досягає в грудні-березні і в центральній частині моря складає $1,007-1,009$ г/см³.

Межі ліцензованої ділянки мають форму неправильного шестикутника. Координати кутових точок Стрілкового газового родовища наведено в табл. 1.1. Оглядова карта родовища наведена на рис. 1.1.

Родовище відкрито в 1964 році пошуковою свердловиною 5, за результатами буріння і випробування якої були виявлені газові поклади в пачках ОВ-2 та ОВ-3 верхнього майкопу.

В 1968 р. було складено перший проєктний документ «Проект опытно-промышленной эксплуатации Стрелкового месторождения», в якому для дослідно-промислової розробки пачок ОВ-2 та ОВ-3 передбачалося використання дев'яти свердловин, розташованих на Арабатській Стрілці.

Таблиця 1.1 – Координати кутових точок Стрілкового газового родовища

№ точки	Пн.ш.	Сх.д.
1	$45^{\circ} 51' 42''$	$34^{\circ} 54' 30''$
2	$45^{\circ} 52' 12''$	$34^{\circ} 58' 42''$
3	$45^{\circ} 52' 24''$	$35^{\circ} 02' 42''$
4	$45^{\circ} 50' 24''$	$35^{\circ} 02' 18''$
5	$45^{\circ} 48' 24''$	$34^{\circ} 57' 00''$
6	$45^{\circ} 48' 30''$	$34^{\circ} 53' 12''$

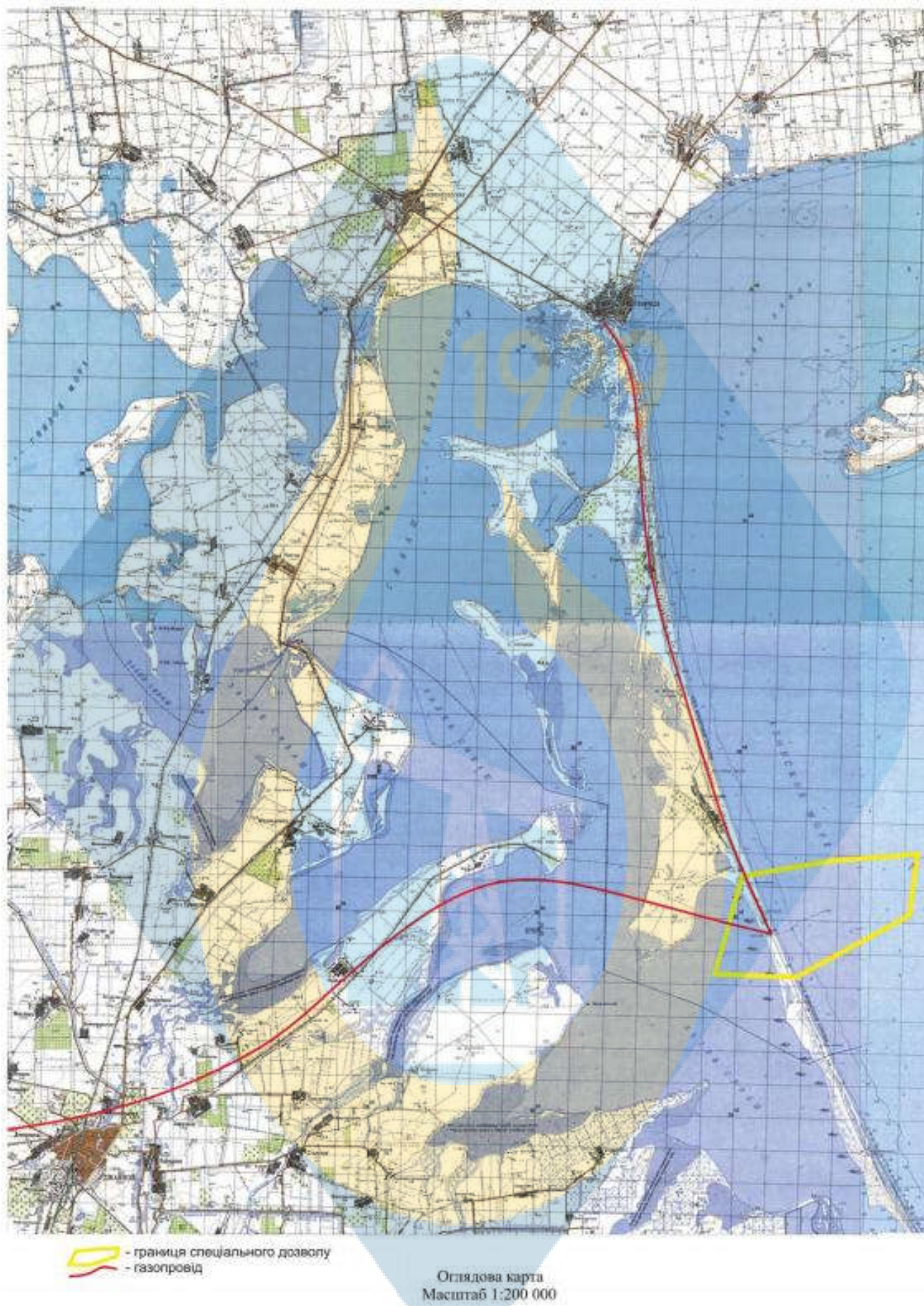


Рисунок 1.1 – Оглядова карта Стрілкового газового родовища

Впродовж 1967-1969 та 1974 рр. морською сейсморозвідкою і гравіметрією вивчена східна частина структури. У 1973-1975 рр. з метою оконтурювання відкритих газових покладів в акваторії Азовського моря пробурені чотири розвідувальні свердловини. Всього на Стрілковій площі пробурено 15 пошукових і розвідувальних свердловин, в тому числі 4 (№№ 16, 17, 19, 20) на акваторії та 11 на суші (№№ 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12 і 14).

В 1975 р. складено уточнений проєкт ДПГ у відповідності з яким в січні 1976 року розпочато дослідно-промислову розробку Стрілкового родовища трьома свердловинами (№№ 5, 10 та 14). Даною роботою передбачалося буріння в межах суші шести нових в основному похило-спрямованих свердловин (№№ 71-76), яке й було реалізоване в 1976 р. В 1977 р. також пробурили свердловину 77 замість свердловини 8, яку не вдалося ввести в експлуатацію через технічні причини, тобто експлуатаційний фонд в межах суші зріс до 10 одиниць.

На Стрілковому родовищі за результатами пошуково-розвідувальних робіт поклади ВВ виявлені в горизонтах ОВ-1, ОВ-2 та ОВ-3 майкопської серії олігоценового відділу (РЗтк). В 1976 р. було виконано підрахунок запасів газу Стрілкового родовища, які в тому ж році були затверджені ДКЗ СРСР (протокол № 7651), за результатами якого в 1977 р. було складено проєкт розробки Стрілкового родовища, яким для розробки морської частини родовища (в тому числі горизонту ОВ-1, запаси якого на той момент ще не освоювалися) планувалося буріння дев'яти свердловин з двох платформ в акваторії моря. В 1979 р. була відкоригована система розробки родовища, зокрема змінено розташування платформ та зменшено кількість проєктних свердловин для розробки морської частини родовища до восьми одиниць. В 1981-1982 рр. в експлуатацію введено свердловини пробурені з льодостійкої платформи МСП-112 (№ 79-82), а в 1983 р. свердловини пробурені з МСП-115 (№ 83-86).

За час розробки Стрілкового родовища в промисловому освоєнні перебували запаси трьох виявлених в межах родовища покладів газу, які зосереджені в пачках ОВ-1, ОВ-2 та ОВ-3 майкопської серії олігоценового відділу. В процесі розробки Стрілкового родовища неодноразово виконувалися уточнення та ко-

ригування показників його розробки через їхню невідповідність проектним значенням, що було пов'язано в основному з вибуттям з експлуатації свердловин розташованих як в межах суші так і акваторії моря через обводнення та утворення непроникних піщано-глинистих пробок. І лише необхідність складання останньої проектної роботи «Уточненого проекту...», була пов'язана із зростанням числа діючих свердловин, яке відбулося після реалізації переведення на залягаючий вища поклад пачки ОВ-1 трьох законсервованих свердловин 80-82.

Для розробки покладів пачок ОВ-1, ОВ-2 та ОВ-3 використовувалися розвідувальні свердловини пробурені на суші, похило-спрямовані експлуатаційні свердловини пробурені з берега в морську частину родовища, а також морські свердловини пробурені безпосередньо з льодостійких стаціонарних платформ, частина з яких вже давно виведені з експлуатації. В табл. 1.2 наведено річні та накопичені видобутки газу з окремих об'єктів та родовища в цілому за весь період його розробки, які також відображено на рис. 1.2 та 1.3.

Взагалі у процесі розробки Стрількового родовища виділяється кілька періодів: підтримування видобутку газу на максимальному рівні, який тривав до кінця 1984 р. і досягався шляхом бурінням нових свердловин (для даного часового періоду характерні три пікові значення річного видобутку газу на рівні 125-130 млн м³, які пов'язані з почерговим введенням в роботу свердловин пробурених з суші, МСП-112 та МСП-115); спадаючого видобутку газу, який тривав впродовж 1985-2010 рр., при якому через обводнення більшої частини експлуатаційного фонду свердловин число діючих свердловин зменшилося до двох одиниць (св. 73, св. 79) і як наслідок відбулася зупинка розробки об'єктів пов'язаних з горизонтами ОВ-2 та ОВ-1; відносної стабілізації річних видобутків газу впродовж 2002-2010 рр. на рівні 4-5 млн м³ (з подачею газу виключно місцевому споживачу); повітряного періоду зростаючого видобутку газу в 2011-2012 рр. та його стабілізацією на рівні 25-26 млн м³ в 2013-2014 рр. (з подачею газу як місцевому споживачу, такі в трубопровід Стрількове-Джанкой), пов'язаного з переведенням трьох законсервованих свердловин на поклад горизонту ОВ-1 та відновленням його розробки.

Таблиця 1.2 – Річні та накопичені видобутки газу з окремих об'єктів та родовища в цілому за весь період його розробки

Рік	Поклад горизонту ОВ-1			Поклад горизонту ОВ-2			Поклад горизонту ОВ-3			Родовище		
	Число свердловин	Видобуток газу, млн м ³		Число свердловин	Видобуток газу, млн м ³		Число свердловин	Видобуток газу, млн м ³		Число свердловин	Видобуток газу, млн м ³	
		Річний	Накопичений		Річний	Накопичений		Річний	Накопичений		Річний	Накопичений
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1976	-	-	-	3	46,0	48,0	4	8,0	8,0	7	54,0	56,0
1977	-	-	-	4	101,2	149,2	5	27,1	35,1	9	128,3	184,3
1978	-	-	-	4	82,3	231,5	5	22,9	58,0	9	105,2	289,5
1979	-	-	-	4	76,5	308,0	5	14,4	72,4	9	90,9	380,4
1980	-	-	-	6	53,6	361,6	4	10,4	82,8	10	64,0	444,4
1981	-	-	-	6	35,9	397,5	6	19,4	102,2	12	55,3	499,7
1982	-	-	-	6	71,4	468,9	6	53,3	155,5	12	124,7	624,4
1983	-	-	-	4	65,3	534,2	7	54,4	209,9	11	119,7	744,1
1984	1	0,2	0,2	4	49,4	583,6	8	80,2	290,1	13	129,8	873,9
1985	1	1,2	1,4	4	62,8	646,4	8	55,1	345,2	13	119,1	993,0
1986	1	1,3	2,7	3	62,1	708,5	8	49,3	394,5	12	112,7	1105,7
1987	1	1,9	4,6	3	61,8	770,3	7	35,3	429,8	11	99,0	1204,7
1988	2	4,7	9,3	3	59,5	829,8	4	30,3	460,1	9	94,5	1299,2
1989	2	5,4	14,7	3	56,5	886,3	4	23,4	483,5	9	85,3	1384,5
1990	2	5,5	20,2	3	55,2	941,5	3	20,8	504,3	8	81,5	1466,0
1991	2	4,7	24,9	3	49,7	991,2	3	14,9	519,2	8	69,3	1535,3
1992	2	3,9	28,8	3	44,5	1035,7	3	13,5	532,7	8	61,9	1597,2
1993	2	4,1	32,9	3	45,7	1081,4	3	14,4	547,1	8	64,2	1661,4
1994	2	0,7	33,6	3	29,7	1111,1	3	12,6	559,7	8	43,0	1704,4
1995	2	0,3	33,9	3	11,3	1122,4	3	6,5	566,2	8	18,1	1722,5
1996	2	0,4	34,3	3	7,1	1129,5	3	9,9	576,1	8	17,4	1739,9
1997	2	0,1	34,4	3	0,3	1129,8	3	3,8	579,9	8	4,2	1744,1
1998	1	0,1	34,5	-	0	1129,8	2	6,4	586,3	3	6,5	1750,6
1999	-	0	34,5	-	0	1129,8	2	6,3	592,6	2	6,3	1756,9
2000	-	0	34,5	-	0	1129,8	2	6,5	599,1	2	6,5	1763,4
2001	-	0	34,5	-	0	1129,8	2	3,2	602,3	2	3,2	1766,6
2002	-	0	34,5	-	0	1129,8	2	4,2	606,4	2	4,2	1770,8
2003	-	0	34,5	-	0	1129,8	2	4,8	611,2	2	4,8	1775,5
2004	-	0	34,5	-	0	1129,8	2	5,1	616,3	2	5,1	1780,6
2005	-	0	34,5	-	0	1129,8	2	4,9	621,2	2	4,9	1785,5
2006	-	0	34,5	-	0	1129,8	2	5,0	626,2	2	5,0	1790,5
2007	-	0	34,5	-	0	1129,8	2	4,7	630,8	2	4,7	1795,2
2008	-	0	34,5	-	0	1129,8	2	4,6	635,5	2	4,6	1799,8
2009	-	0	34,5	-	0	1129,8	2	4,1	639,6	2	4,1	1803,9
2010	-	0	34,5	-	0	1129,8	2	4,4	644,0	2	4,4	1808,3
2011	3	5,0	39,5	-	0	1129,8	2	3,4	647,4	5	8,4	1816,6
2012	3	25,5	65,0	-	0	1129,8	2	0,9	648,3	5	26,4	1843,1
2013	3	24,8	89,7	-	0	1129,8	2	1,1	649,4	5	25,9	1869,0
2014	3	19,2	108,9	-	0	1129,8	2	1,2	650,6	5	20,3	1889,3
2015	3	16,2	125,1	-	0	1129,8	2	1,2	651,7	5	17,4	1906,6
2016	3	9,2	134,2	-	0	1129,8	2	1,2	653,0	5	10,4	1917,0
2017	3	13,3	147,5	-	0	1129,8	2	0,5	653,4	5	13,8	1930,8
2018	3	5,9	153,4	-	0	1129,8	0	0,0	653,4	3	5,9	1936,7

*станом на 01.07.2018р.

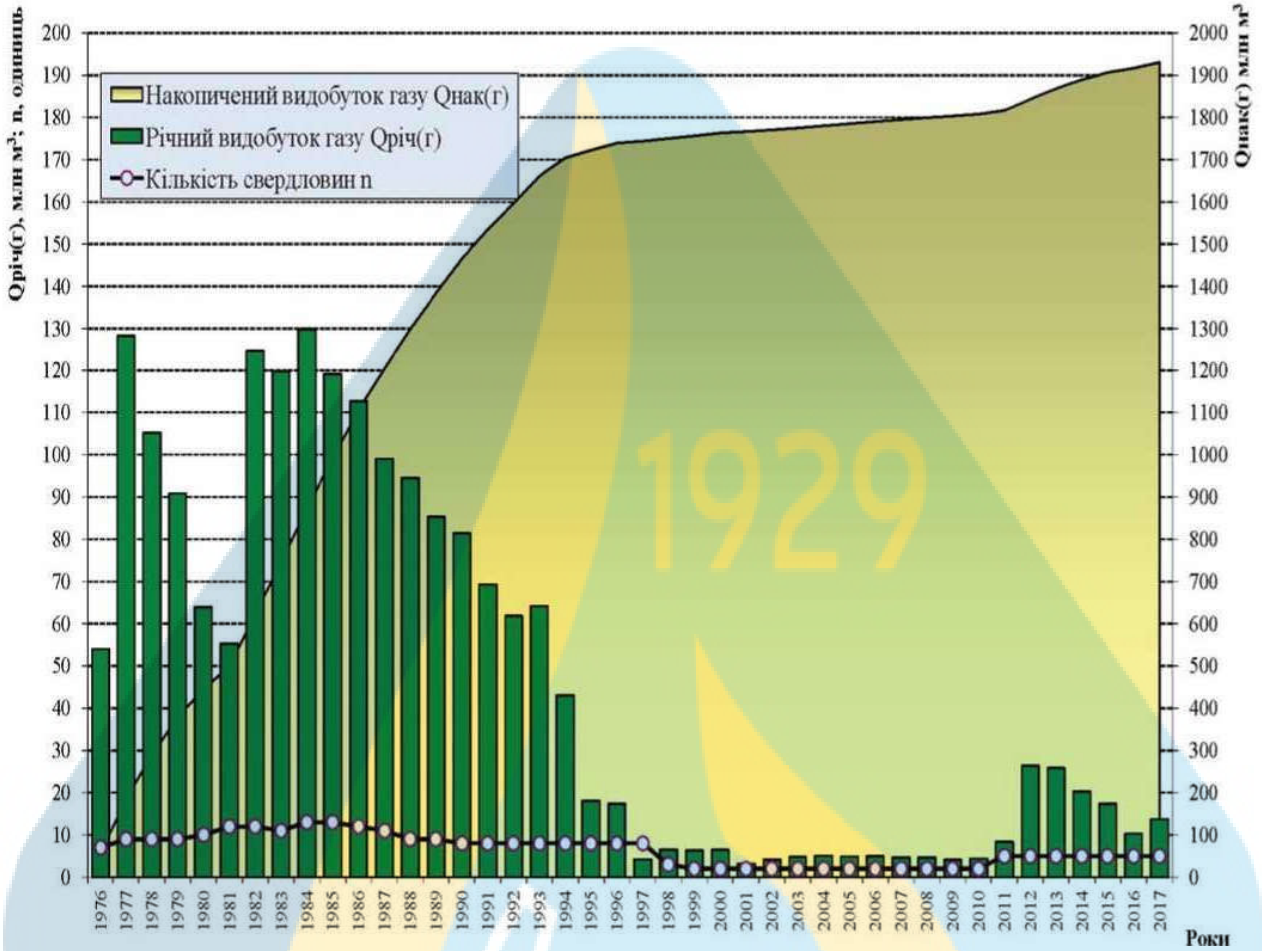


Рисунок 1.2 – Динаміка видобутку газу зі Стрілкового родовища

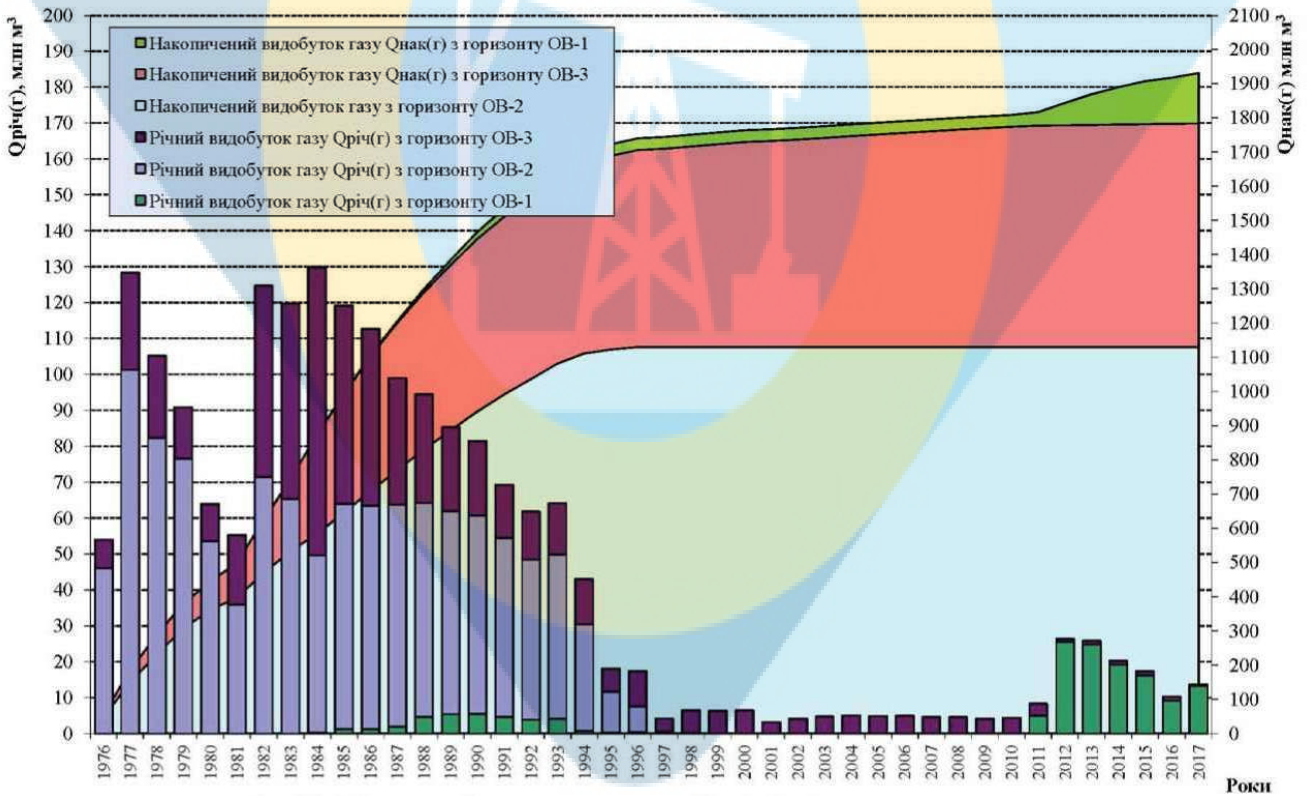


Рисунок 1.3 – Обсяги видобутку газу з окремих об'єктів Стрілкового родовища

Слід відмітити, що до окупації АР Крим Стрілкове газове родовище входило до складу газотранспортної системи Криму і за технологічними умовами частина газу, що не використовувалася Генічеським районом, по газопроводу Стрілкове-Джанкой (до березня 2014 року – мережа газопроводів Публічного акціонерного товариства «Державне акціонерне товариство «Чорноморнафтогаз») направлялася на територію автономної республіки Крим та закачувалася до Глібівського підземного сховища газу, а під час опалювального періоду здійснювався відбір газу із сховища для забезпечення споживачів Генічеського району. На сьогодні фізична можливість зберігання природного газу у Глібівському ПСГ та його транспортування до Генічеського району через газотранспортну систему АР Крим відсутня. У зв'язку з тим, що система газопроводу побудована таким чином, що гілка газопроводу Генічеського району є тупиковою, без входу в складу газотранспортну систему України, а також через те, що загальний обсяг споживання Генічеського району у літній період значно менший за обсяги видобутку зі Стрілкового родовища, то видобуток газу на цей період припиняється. Тобто зменшення об'ємів видобутку газу в 2016-2017 рр. до 10,4-13,7 млн м³ пояснюється проведенням робіт із штучного обмеження видобутку газу в літній період.

В 2017 р. було проведено ГЕО запасів Стрілкового газового родовища, за результатами якої протоколом ДКЗ України № 4195 затверджено початкові запаси газу категорії СІ (коду класу 111–221) в об'ємі 3755 млн м³. При цьому слід відмітити, що в ГЕО, вперше використана нова індексация для газових покладів: ОВ-1 (раніше М-ІУ), ОВ-2 (раніше М-У) та ОВ-3 (раніше М-УІ).

Більшість із працюючих в 2016-2017 рр. свердловин (№№79, 80, 81, 82) здійснювали розробку родовища з МСП-112 і лише одна свердловина 73 знаходиться на суші. Накопичений видобуток газу за весь період розробки родовища станом на 01.07.2018 р. складає 1936,7 млн м³, води – 64,0 тис.м³. Поточний коефіцієнт газовилучення відносно затверджених ДКЗ України початкових запасів газу категорії СІ (протокол № 4195 від 08.12.2017 р.) становить 0,516.

Розробка покладу горизонту ОВ-1; дві свердловини (№№73, 79), якими здійснювалася розробка покладу горизонту ОВ-3 до квітня минулого року, а також чотири інші свердловини (№№83, 84, 85 та 86), в яких також розкрито пакки ОВ-1 та ОВ-3, не працюють і відносяться до бездіючого фонду, при цьому свердловини №№ 83, 84, 85 знаходяться в очікуванні ліквідації. Усі діючі свердловини розташовані на МСП-112. Одна бездіюча свердловина (№79) розташована на МСП-112, одна (№73) – на суші, а решта чотири – на МСП-115. При цьому поточний технічний стан МСП-115 не дозволяє виконувати як ліквідаційні, так ремонтні роботи підключених до неї свердловин, оскільки платформа потребує капітального ремонту через негативні наслідки корозійного впливу навколишнього середовища.

У всіх свердловинах продуктивні інтервали були обладжені експлуатаційними колонами, зацементовані і в подальшому розкривалися перфорацією.

Свердловини експлуатуються фонтанним способом через насосно-компресорні труби. Конструкція фонтанного підйомника однорядна і складається з труб діаметром 73 мм. Свого часу внутрішньосвердловинне обладнання всіх розташованих на МСП-112 та МСП-115 свердловин також включало пакер та титано-магнієвий фільтр, яким обладнували нижню частину НКТ. На сьогоднішній день фільтрами обладнано свердловину №79, глибинне обладнання якої залишається незмінним з часу її введення в експлуатацію, а також свердловину №81 (металічний дротяний фільтр), глибинне обладнання інших свердловин складається виключно з НКТ.

Всі свердловини обладнані фонтанними арматурами (ФА) і колонними головками (К1'), розрахованими на тиски 21 МПа та 31 МПа.

В процесі розробки Стрілкового родовища було ліквідовано дев'ять експлуатаційних свердловин, розташованих безпосередньо на Арабатській Стрілці (№№5, 10, 14, 71, 72, 74, 75, 76, 77). Основною причиною ліквідації експлуатаційних свердловин була їхня повна зупинка через обводнення та ускладнення технічного характеру, пов'язані з утворенням непроникних піщаних пробок на вибої.

1.2 Геологічна характеристика району работ

У геологічному розрізі родовища беруть участь карбонатно-теригенні утворення крейди, палеогену-нижнього міоцену, незгідно перекриті переважно глинисто-карбонатними породами середнього міоцену- антропогену. Загальна їх товщина понад 2600 м. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту V приведена на рис. 1.4., а схема зіставлення контурів газоносності покладів на рис 1.5. Геологічний розріз по лінії 1-І представлений рис. 1.6.

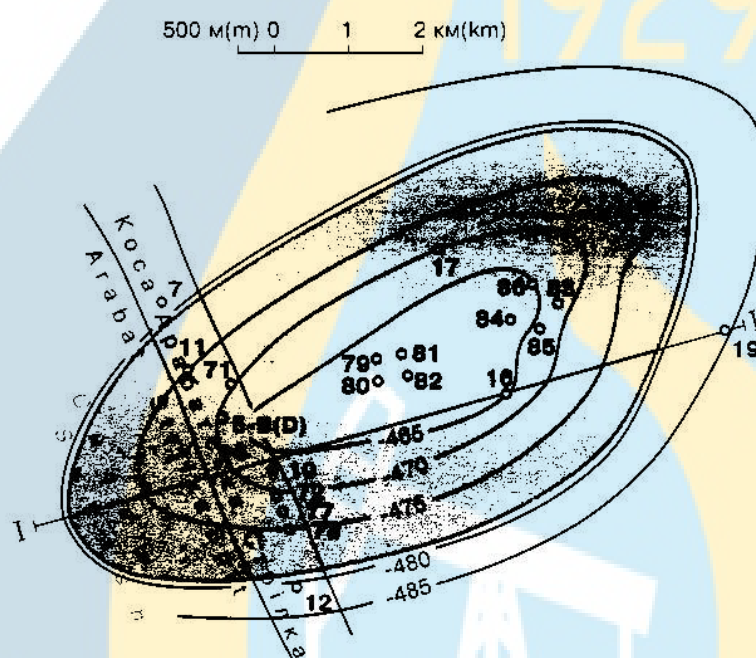


Рисунок 1.4 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту V

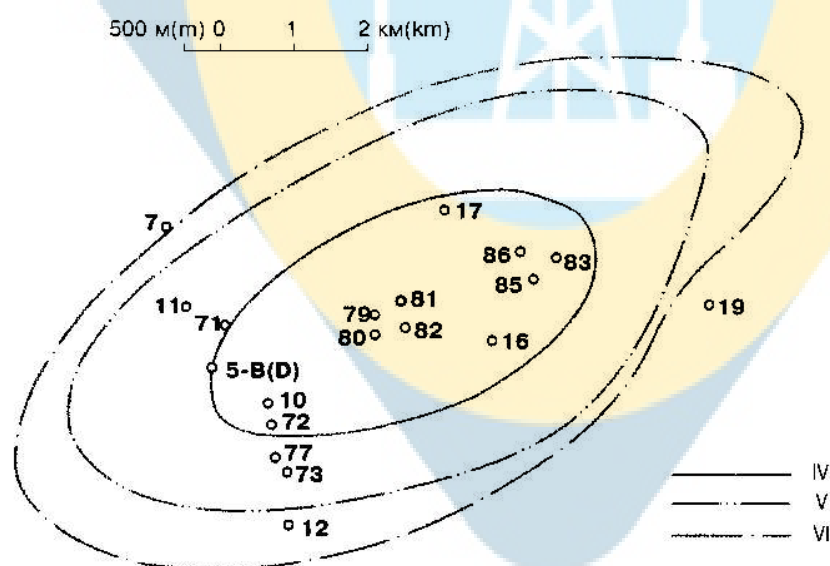


Рисунок 1.5 – Схема зіставлення контурів газоносності покладів

Стрілкова структура в палеогенових утвореннях являє собою субширотну брахіантикліналь. Довжина її по різних горизонтах олігоцену становить від 9 до 13 км, ширина 4-6 км, висота 25-50 м

Продуктивними є теригенні утворення середнього майкоцу з поверхом газоносності понад 100 м. Газоносні три горизонти. Поклади пластові склепінні, пов'язані з трьома піщано-алеєвритовими пачками олігоцену (IV, V і VI). Половина промислових запасів газу родовища знаходиться в колекторах горизонту V, які мають високу пористість та проникність. Колектори теригенні морового і тріщинно-порового типів.

Розробка родовища почалася в січні 1976 р. на Арабатській Стрілці трьома розвідувальними свердловинами (5, 10 і 14), а пізніше ще п'ятьма експлуатаційними (71, 72, 74, 75, 76). Свердловини 78, 80, 81, 82 пробурені на акваторії з льодостійкої платформи у склепінній частині структури, введені в експлуатацію у 1981 р. Видобуток газу на її східній перикліналі здійснюється свердловинами 83, 84, 85, 86 з 1983 р. Періодично на них проводиться обробка порід поверхнево-активними речовинами.

На початковій стадії режим роботи пасток був газовий, пізніше він доповнився водонапірним. З введенням свердловин, пробурених з другої платформи, режим V продуктивного горизонту знову змінився на газовий, а IV і VI горизонтів – на волонапірний.

Родовище знаходиться на стадії стабільно падаючого видобутку з постійним фондом експлуатаційних свердловин. Всього видобуто 1662 млн. м³ газу, або 53,8% від початкових запасів. Обсяг відбору газу залежить від тиску в газопроводі Стрілка – Джанкой – Сімферополь.

Характеристики покладів газу (табл. 1.3), характеристика пластових вод продуктивних горизонтів (табл. 1.4) та характеристика покладів газу (табл. 1.5) наведені далі.

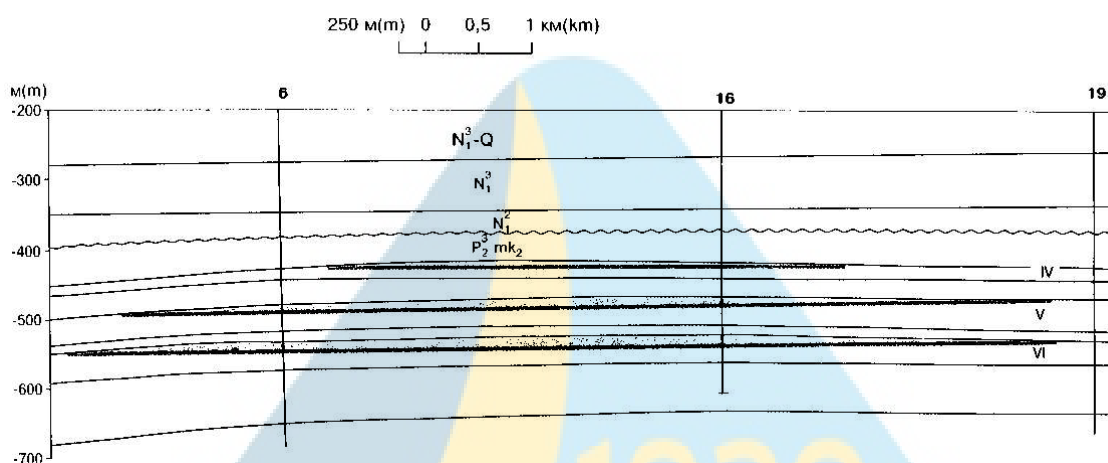


Рисунок 1.6 – Геологічний розріз по лінії 1-І

Таблиця 1.3 – Характеристики природних газів

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Відносна густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м ³ Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m ³	Теплотворна здатність, кДж Caloric capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
								n	i	n	i				
ВІЛЬНІ ГАЗИ FREE GASES															
IV		<u>0,5618</u> 0,5783			96,51	-	-	-	-	-	-	0,17	1,5		
V		<u>0,5622</u> 0,5659			96,51	0,04	0,02	-	-	-	-	0,1			
VI		<u>0,5585</u> 0,5613			90,2	0,03	-	-	-	-	-	0,3			

Таблиця 1.4 – Характеристика пластових вод продуктивних горизонтів

Індекс горизонту Horizon index	Тип води за Сулейм Water type by Sulei	Мінералізація, г/кг Mineralization, g/kg	Густина, кг/м ³ Density, kg/m ³	pH, від/до pH, from/to	Газонасиченість, $1 \cdot 10^{-3}$ м ³ /м ³ Gas saturation, $1 \cdot 10^{-3}$ m ³ /m ³	Тиск насичення, МПа Saturation pressure, MPa	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л Microcomponents, mg/l				
								J	Br	B	K	NH ₄
IV	ХК ClCa	28,5	1019,8	7,6	1104	5,1	0,9	22,0	78,4	6,5		36,0
V	ХК ClCa	37,9	1027,0	7,5	1016	5,0	0,86	32,3	102,4	8,2		60
VI	ХК ClCa	46,0	1032,8	7,4	866	4,2	0,85	24,5	115,7	4,8		52,5

Таблиця 1.5 – Характеристика покладів газу

Вік Age	Індекс горизонту Horizon index	Глибина залежання покривного горизонту, м Bedding depth of the producing horizon top, m	Абсолютна глибина контакту, м Contact absolute depth, m	Висота покладу, м Pool depth, m	Тип покладу Pool type	Режим покладу Pool regime	Товщина, м Thickness, m of				Коефіцієнт пористості Porosity coefficient	Прони- кність, 1·10 ⁻³ мкм ² , від/до Perme- ability, 1·10 ⁻³ mcm ² , from/to	Тип коло- ра Reser- voir type	Коефі- цієнт наси- чення (підра- хунко- вий) Satur- ation coeffi- cient (rated)	Плас- товий тиск почат- ковий, МПа Forma- tion pressu- re initial MPa	Тиск початку конден- сації, МПа Conden- sation begin- ning pres- sure, MPa	Плас- това темпе- ратура, К Forma- tion tempe- rature, K	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу Initial production th. m ³ /day		Потенці- альний вміст стабіль- ного конден- сату, 1·10 ⁻³ кг/м ³ Potential content of stable conden- sate, 1·10 ⁻³ kg/m ³	Дебіт конден- сату почат- ковий, т/добу Conden- sate pro- duction initial, t/day	Коефі- цієнт вилу- чення конден- сату підра- хунко- вий Conden- sate recove- ry coeffi- cient, rated	Запаси початкові видобувні категорій A+B+C, Initial recoverable reserves, cat. A-B-C,		Щіль- ність запасів, тис. т умов. пали- ва/км ³ Reserves density, th. t of cond. fuel /km ³	
							горизонту, від/до horizon, from/to	колектора reservoir		від/до from/to								підра- хунко- вий rated	абсо- лютно віль- ний, від/до absolu- tely free, from/to				рабо- чий, від/до work- ing, from/to	газу, млн. м ³ gas, mln m ³		конден- сату, тис. т conden- sate, th. t
								ефек- тивна від/до effecti- ve, from/to	підра- хунко- ва rated																	
P ₃ mk ₂	IV	425	-431	11	Плас- тосклеп. Form. arch.	Почат. газ., потім пруж.- водо- напір. Gas, then elast. water drive	$\frac{9}{12}$	$\frac{1.8}{4.8}$	4,1	$\frac{12.1}{37.5}$	29,1	$\frac{3.6}{160}$	Пор., тріщ.- пор. Por., fiss- por.	49,7	4,5	304,2	229	$\frac{5}{137}$			275		22,7			
P ₂ mk ₂	V	464	-479.5	20	Те саме The same	Те саме The same	$\frac{43}{50}$	$\frac{4.4}{13.4}$	7,3	$\frac{24.0}{46.8}$	31,4	$\frac{91.8}{451}$	Те саме The same	58,0	5,0	303,3	$\frac{503}{550}$	$\frac{7}{245}$			1511		53,8			
P ₁ mk ₂	VI	508	-542	30	"	"	$\frac{38}{45}$	$\frac{1.6}{11}$	6,1	$\frac{10.1}{44.5}$	31,7	$\frac{1.9}{134}$	"	39,2	5,6	306,9	$\frac{6}{306}$	$\frac{6}{194}$			1299		30,5			

Разом /At all/:

3085



1.3 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Гірничо-геологічні умови бурових робіт свердловин на Стрілковому нафтовому газоконденсатному родовищі наведені в табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Гірничо-геологічні умови буріння свердловин

Інтервал залягань, м	Літологічна характеристика відкладень	Категорія		Градiєнт тискiв, МПа/м		Очікувані ускладнення
		З твердості	З абразивності	Пластовий	Гідророзриву	
0-150	Пісок, глина по пропласткам мергелю	II	II	0,0100	0,0120	Поглинання, обвали
150-400	Глина, пісок	II	II	0,0100	0,0120	
400-750	Глина, пісковик, вапняк	IV	V	0,0114	0,0140	
750-1500	Аргіліт, пісковик, вапняк	VI	IV	0,0108	0,0130	Поглинання, осипання аргілітів
1500-1900	Аргіліт, алевроліт, пісковик	V	IV	0,0104	0,0150	
1900-2350	Глинисто-карбонатні породи	IV	VII	0,0116	0,0170	Осипання аргілітів
2350-2700	Глинисто-карбонатні породи	V	VI	0,0140	0,0180	Газопроявлення

У інтервалі 0-150 м залягають піски і глина з пропластками мергеля II категорії по буримості, II категорії по абразивності.

Потім до глибини 400 м залягають глина і пісок II категорії по буримості, II категорії по абразивності.

Потім до глибини 750 м залягають глина, піщаник і вапняк IV категорії по буримості, V категорії по абразивності.

Інтервал 750-1500 м представлений аргілітами, піщаниками і вапняками VI категорії по буримості, IV категорії по абразивності.

Далі до глибини 1900 м залягають аргіліти, алевроліти і піщаники V категорії по буримості, IV категорії по абразивності.

У інтервалі 1900-2350 м залягають глинисто-карбонатні породи IV категорії по буримості, VII категорії по абразивності.

Потім до проектної глибини 2700 м також залягають глинисто-карбонатні породи V категорії по буримості, VI категорії по абразивності.

Інтервал 0-750 м схильний до поглинень і обвалів.

У інтервалі 750-1500 м можливі поглинання і осипання аргілітів.

У інтервалі 1900-2350 м спостерігається осипання аргілітів.

Продуктивний нафтоносний пласт знаходиться на глибині 2350-2700 м

Висновки за розділом

1. Родовище знаходиться на сталій стабільно падаючого видобутку з постійним фондом експлуатаційних свердловин. Всього видобуто 1662 млн. м³ газу, або 53,8% від початкових запасів. Таким чином родовище потребує буріння нових свердловин для підтримання падаючого видобутку газу.

2. До окупації АР Крим Стрікове газове родовище входило до складу газотранспортної системи Криму і за технологічними умовами частина газу, направлялася на територію АР Крим та закачувалася до Глібівського підземного сховища газу. На сьогодні така можливість відсутня. Тобто зменшення об'ємів видобутку газу в пояснюється проведенням робіт із штучного обмеження видобутку газу в літній період.

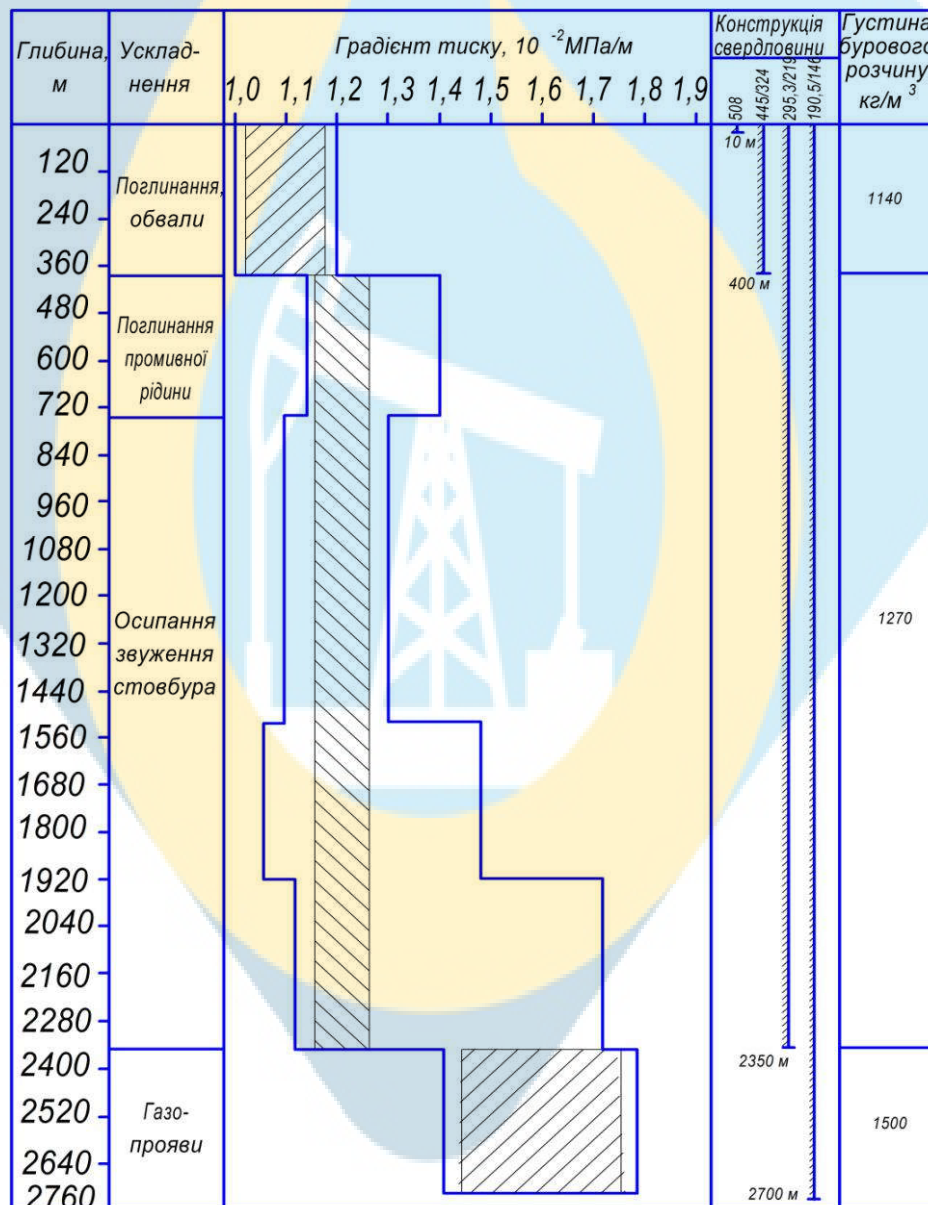
3. У геологічному розрізі родовища беруть участь карбонатно-теригенні утворення крейди, палеогену-нижнього міоцену, незгідно перекриті переважно глинисто-карбонатними породами середнього міоцену- антропогену. Загальна їх товщина понад 2600 м.

2 ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Вибір і обґрунтування конструкції свердловини

2.1.1 Визначення кількості обсадних колон і глибини їх спуску

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



2.1.2 Визначення діаметрів корпусних колон і доліт.

1. Відповідно до початкових даних діаметр експлуатаційної колони

$$d_{\text{ЭК}} = 146 \text{ мм.}$$

2. Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону

$$D_{\text{д}}^{\text{ЭК}} = d_{\text{М}}^{\text{ЭК}} + 2\delta,$$

де $d_{\text{М}}^{\text{ЭК}}$ – діаметр муфти експлуатаційної колони; для заданої експлуатаційної колони $d_{\text{М}}^{\text{ЭК}} = 166 \text{ мм}$;

δ – величина проміжку між муфтою експлуатаційної колони і стінкою свердловини, оскільки діаметр експлуатаційної колони рівний $d_{\text{ЭК}} = 146 \text{ мм}$, то приймаємо $\delta = 10 \text{ мм}$.

$$D_{\text{д}}^{\text{ЭК}} = 146 + 2 \cdot 10 = 166 \text{ мм.}$$

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

3. Визначуваний внутрішній діаметр проміжної обсадної колони

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

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

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

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

4. Визначуваний діаметр долота для буріння під проміжну колону

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

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

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

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

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

7. Визначаємо зовнішній діаметр напряду

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

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

Приймаємо по ДСТ на обсадні труби

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

Цементування обсадних колон ведемо на всю довжину колони.

Результати розрахунків зведемо в таблицю.

Найменування колопи	Глибина спуску колопи, м	Діаметр колони, мм	Діаметр долота, мм	Інтервал цеме- нтування, м
Напряг	10	508	—	0-10
Кондуктор	400	324	445	0-400
Проміжна ко- лона	2350	219	295,3	0-2350
Експлуатаційна колона	2700	146	190,5	0-2700

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 дапій 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 зтяжки, можливе використання асрвопапої промивальної рідини; повітря й газу; доліг 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.

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

Для буріння в інтервалі 10-400 м – лопатеве долото ЗЛГ- 445.

Для буріння в інтервалі 400-2350 м – шарошкове долото Ш295, ЗСЗ-ГВ.

Для буріння в інтервалі 2350-2700 м – шарошкове долото Ш190, 5ТК-ГВ.

2.4 Вибір бурильної колони

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

$$\frac{d_{\text{ОБТ}}}{D_{\text{д}}} = 0,75 \div 0,85 \text{ при } D_{\text{д}} < 295,3 \text{ мм};$$

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 приймаємо $d_{\text{ОБТ}} = 146 \text{ мм.}$

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 приймаємо $d_{\text{бт}} = 114 \text{ мм.}$

2. Компонування низу бурильної колони 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 конструювання одноступінчата, то необхідну довжину ОБТ визначаємо по формулі

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

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

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

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

ρ_m – щільність металу, кг/м³;

$q_{\text{ОБТ}}$ – 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 кратну довжині свічки (25 м) $l_{\text{ОБТ}} = 325 \text{ м}$

Вага ОБТ рівна

$$G_{\text{ОБТ}} = l_{\text{ОБТ}} \cdot q_{\text{ОБТ}} = 325 \cdot 1030 = 334750 \text{ Н.}$$

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 (стали), Н/м²;

I – момент інерції при вигині, м⁴

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

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 включасмо в компонування 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, $q_{\text{бт}} = 285 \text{ Н}$.

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 визначаємо з умови допустимої напруги розтягування по формулі

$$l_1 = \frac{Q_{p1} - K_T (G_{OBT} + G_{HK}) \left(1 - \frac{\rho_{шр}}{\rho_M}\right) - P_{II} F_{II}}{Kq_1 \left(1 - \frac{\rho_{шр}}{\rho_M}\right)};$$

$$Q_{p1} = \frac{Q_T}{K_{1n}},$$

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

K_T – коефіцієнт тертя ($K_T=1,15$);

G_{OBT} – вага ОБТ, П;

G_{HK} – вага наддолотного комплекту, П;

P_{II} – втрати тиску в долоті, Па;

F_{II} – 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 пластичності матеріалу труб σ_T , П для сталі марки "К" $\sigma_T = 380$ МПа;

$$Q_T = \sigma_T \cdot F_{тр}$$

$F_{тр}$ – 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

$$Q_{p1} = \frac{380 \cdot 10^6 \cdot 0,785 (0,114^2 - 0,098^2)}{1,04 \cdot 1,4} = 695300 \text{ Н}$$

Тоді довжина першої секції

$$l_1 = \frac{695300 - 1,15 \cdot (334750 + 78375) \left(1 - \frac{1500}{7850}\right) - 11,0 \cdot 10^6 \cdot 0,785 \cdot 0,100^2}{1,15 \cdot 214 \cdot \left(1 - \frac{1500}{7850}\right)} = 1145 \text{ м.}$$

Відповідно до довжини свічки приймаємо $l_1 = 1125 \text{ м}$

Оскільки сумарна довжина КНБК, ОБТ і першій секції менші, ніж глибина бурової свердловини, то за першою секцією встановлюємо другу, міцнішу (товщина стінки 9 мм, вага 1 м 238 Н). Довжину другої секції визначаємо по формулі

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

Де

$$Q_{p2} = \frac{380 \cdot 10^6 \cdot 0,785 (0,114^2 - 0,096^2)}{1,04 \cdot 1,4} = 774800 \text{ Н}$$

Тоді довжина другої секції

$$l_2 = \frac{774800 - 695300}{1,15 \cdot 238 \cdot \left(1 - \frac{1,50}{7,85}\right)} = 359 \text{ м.}$$

Відповідно до довжини свічки приймаємо $l_2 = 350 \text{ м}$

Для третьої секції (товщина стінки 10 мм, вага 1 м 262 Н) використовуємо сталь марки "К" стали марки "К" $\sigma_T = 500 \text{ МПа}$.

$$Q_{p3} = \frac{500 \cdot 10^6 \cdot 0,785 (0,114^2 - 0,094^2)}{1,04 \cdot 1,4} = 112200 \text{ Н}$$

$$l_3 = \frac{112200 - 774800}{1,15 \cdot 262 \cdot \left(1 - \frac{1,50}{7,85}\right)} = 1424 \text{ м.}$$

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

$$l_3 = L_{св} - l_{ОБТ} - l_{КНБК} - l_1 - l_2 = 2700 - 325 - 275 - 1125 - 350 = 625 \text{ м.}$$

Конструкцію бурильної колоди приводимо в звітній таблиці.

Показники	Номер секції				
	ОБТ	Наддо- лотний комплект	1	2	3
Зовнішній діаметр труб, мм	146	114	114	114	114
Товщина стінки, мм		11	8	9	10
Група міцності матеріалу труб		Д	Д	Д	К
Довжина секції, м	325	275	1125	350	625
Вага 1м, Н/м	1030	285	214	238	262
Вага секції, Н	334750	78375	240750	83300	163750
Загальна вага, Н	900925				

2.5 Вибір режиму буріння

1. Режим буріння під кондуктор в інтервалі 10-400 м трилопатевим 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 трилопатевого доліт типу М $c_y = 140000$ Н/м;

D_d – діаметр долота, м

Тоді

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

Приймасмо $C_d = 62500$ 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 $n_d = 170 \text{ хв}^{-1}$.

1.3. Витрату промивальної рідини ведемо виходячи з двох умов

а) з умови очищення забою від вибуреної 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 $q_0 = 0,4 \text{ м}^3/\text{с}$;

$F_{\text{заб}}$ – 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

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

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

$F_{\text{кп}}$ – площа кільцевого простору між бурильною трубою і стійками 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. Остаточню приймаємо

$$Q = 85 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

2. Режим буріння під проміжну колону в інтервалі 400-2350 м трьохшарошковим долотом Ш295, 3СЗ-ГВ.

2.1. Осьове навантаження на долото C_d .

Питоме навантаження для трьохшарошкових доліт типу С $c_y = 750000 \text{ Н/м}$;
Тоді

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

Допустиме осьове навантаження для долота Ш295, 5СЗ-ГВ складас 400000 Н. Тоді приймаємо $C_d = 221500 \text{ Н}$.

2.2. Частота обертання

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

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

2.3. Витрата промивальної рідини

а) з умови очищення забою від вибуреної породи

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

б) з умови транспортування шламу в кільцевому просторі

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

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

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

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

Приймаємо

$$Q = 61 \text{ лм}^3/\text{с}.$$

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

3.1. Осьове навантаження на долото $C_{\text{д}}$.

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

Тоді

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

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

3.2. Частота обертання

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

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

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 піламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\min} F_{\text{кп}}$$

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

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

Приймаємо

$$Q = 22 \text{ лм}^3/\text{с}.$$

Результати розрахунків зведемо в таблицю.

Інтервал буріння	Долото	Режим буріння		
		Осьове навантаження, Н	Частота обертання, хв ⁻¹	Витрата промивальної рідини, дм ³ /с
10-400	ЗЛГ-445	62500	170	85
400-2350	П1295,3СЗ-ГВ	221500	270	61
2350-2700	П1190,5ТК-ГВ	200000	250	22

2.6 Промивання свердловини

Обґрунтування щільності промивальної рідини

Щільність промивальної рідини вибирається за комбінованим графіком тиску і визначається для кожного інтервалу сумісних умов буріння за формулою:

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

де $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск в інтервалі свердловини, для якої визначається $\rho_{\text{пр}}$;

g – прискорення гравітації, м/с²;

H – глибина даху інтервалу свердловини, м;

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

Щільність в інтервалі 10-400 м (оскільки $H < 1200$ те приймаємо $\alpha = 1,12$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,12 \cdot 400 \cdot 10000}{9,81 \cdot 400} = 1143 \text{ кг/м}^3.$$

Приймасмо 1140 кг/м³.

Щільність в інтервалі 400-2350 м (оскільки 1200 < H < 2500 те приймаємо $\alpha = 1,07$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,07 \cdot 2350 \cdot 11600}{9,81 \cdot 2350} = 1266 \text{ кг/м}^3.$$

Приймасмо 1270 кг/м³.

Щільність в інтервалі 2350-2700 м (оскільки H > 2500 те приймаємо $\alpha = 1,05$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,05 \cdot 2700 \cdot 14000}{9,81 \cdot 2700} = 1500 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо 1500 кг/м³.

Гідравлічний розрахунок

Визначте втрати гідравлічного тиску в елементах циркулюючої системи.

$$P = P_{\text{т}} + P_{\text{кц}} + P_{\text{з}} + P_{\text{ОБТ}} + P_{\text{кцОБТ}} + P_{\text{обв}} + P_{\text{д}}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$Re = \frac{\rho_{\text{пр}} V d_{\text{т}}}{\eta_{\text{пр}}}$$

де ρ – щільність промивальної рідини, кг/м³;

V – швидкість руху промивальної рідини, м/с;

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

D_c – діаметр свердловини, м;

d_3 – зовнішній діаметр бурової колонни, м;

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

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

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3He^{0,58}$$

де He – критерій Хельстрёма;

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

де τ_0 – динамічна напруга підкладки, Па.

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

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

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

де F – площа поперечного перерізу, м²

для труб $F = \frac{\pi}{4} d_n^2$; для кільцевого простору $F = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - d_3^2)$.

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

$$p_r = \frac{4\tau_0 l}{\beta_r d_n}; \quad p_{кп} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{кп} (D_c - d_3)},$$

де l – довжина секцій бурових труб однакового діаметра d_n , d_n , D_c ;

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

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

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

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

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору
для труб

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

для кільцевого простору

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

де Δ – шорсткість труб ($\Delta=3 \cdot 10^{-4}$ м – для стінок трубного і обсаджених ділянок за-
трубного простору; $\Delta=3 \cdot 10^{-3}$ м – для неосаджених 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-Карпо

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

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

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

де $k_{\text{шк}} = 2$ – досвідний коефіцієнт, який урахує особливості конфігурації
місцевого опору в прохідному каналі; F – площа поперечного перерізу каналу
труб або незвуженої частини кільцевого простору, м²; $F_{\text{шк}}$ – найменша площа
перерізу прохідного каналу в замку, м².

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

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

Утрати тиску в наземній обв'язці знаходимо за формулою

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

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

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

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

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

$$V_d \geq 80 \text{ м/с};$$

$$P_d < P_{\text{кр}}.$$

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

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

За величиною f_d підбирають діаметри насадок гідромоніторного долота за формулою

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

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

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

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

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

$$F = \frac{\pi}{4} d_b^2 = 0,785 \cdot 0,100^2 = 7,85 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

$$V = \frac{0,022}{7,85 \cdot 10^{-3}} = 2,8 \text{ м/с.}$$

$$\eta_{\text{пр}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1500 - 0,022 = 0,0275 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$d_r = d_b = 0,100 \text{ м.}$$

$$Re = \frac{1500 \cdot 2,8 \cdot 0,100}{0,0275} = 15279$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1500 - 7 = 5,75 \text{ Па}$$

$$Pc = \frac{1500 \cdot 5,75 \cdot 0,100^2}{0,0275^2} = 114050$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 114050^{0,58} = 8358$$

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

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

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

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.

Толі

$$\lambda_r = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,100} + \frac{110}{15279} \right)^{0,25} = 0,032$$

Втрати тиску

$$P_r = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{шп}}}{d_r} l = 0,034 \cdot \frac{2,8^2}{2} \cdot \frac{1500}{0,100} \cdot 2375 = 4,52 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

б) для кільцевого простору за бурильними трубами

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

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

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

$$d_r = D_c - d_n = 0,2011 - 0,114 = 0,0871 \text{ м.}$$

$$Re = \frac{1500 \cdot 1,02 \cdot 0,0871}{0,0275} = 4849$$

$$\tau_0 = 5,75 \text{ Па}$$

$$He = \frac{1500 \cdot 5,75 \cdot 0,0871^2}{0,0275^2} = 86523$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 - 7,3 \cdot 86523^{0,58} = 7432$$

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

Тоді втрати тиску в кільцевому просторі визначимо по формулі:

$$P_{\text{кп}} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_n (D_c^2 - d_n^2)},$$

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

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

$$Sen = \frac{5,75 \cdot 0,0871}{0,0275 \cdot 1,02} = 18$$

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

Тоді

$$P_{\text{кп}} = \frac{4 \cdot 5,75 \cdot 2375}{0,49 \cdot (0,2011^2 - 0,114^2)} = 4,06 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Аналогічно знаходимо втрати тиску в ОБТ (РОБТ) і кільцевому просторі в) для бурильних труб, що обважнюють

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

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

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

$$d_{\text{т}} = d_{\text{вОБТ}} = 0,068 \text{ м.}$$

$$Re = \frac{1500 \cdot 6,06 \cdot 0,068}{0,0275} = 22469$$

$$\tau_0 = 5,75 \text{ Па}$$

$$H_c = \frac{1500 \cdot 5,75 \cdot 0,068^2}{0,0275^2} = 52737$$

$$Re_{\text{кр}} = 2100 - 7,3 \cdot 52737^{0,58} = 6101$$

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

Тоді

$$\lambda_{\text{т}} = 0,1 \left(1,46 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,068} + \frac{110}{22469} \right)^{0,25} = 0,032$$

Втрати тиску

$$P_{\text{тОБТ}} = \lambda \frac{V^2}{2} \frac{\rho_{\text{тр}}}{d_{\text{т}}} l = 0,032 \cdot \frac{6,06^2}{2} \cdot \frac{1500}{0,068} \cdot 325 = 4,26 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

г) для кільцевого простору за ОБТ

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

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

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

$$d_1 = D_c - d_n = 1,2 \cdot 0,1905 - 0,146 = 0,0826 \text{ м.}$$

$$Re = \frac{1500 \cdot 0,91 \cdot 0,0826}{0,0275} = 4079$$

$$\tau_0 = 5,75 \text{ Па}$$

$$H_c = \frac{1500 \cdot 5,75 \cdot 0,0826^2}{0,0275^2} = 77813$$

$$Re_{кр} = 2100 - 7,3 \cdot 77813^{0,58} = 7113$$

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

Тоді

$$Sen = \frac{5,75 \cdot 0,0826}{0,0275 \cdot 0,91} = 19$$

Для такого значення параметра Сен-Венана $\beta_{кш} = 0,50$.

Тоді

$$P_{кпубт} = \frac{4 \cdot 5,75 \cdot 325}{0,50 \cdot ((1,2 \cdot 0,1905)^2 - 0,146^2)} = 0,48 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

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

Втрати тиску в замках визначимо по формулі Борда-Карно

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

де ξ – коефіцієнт місцевого опору;

V – середня швидкість руху рідини в трубах, $V = 2,8 \text{ м/с}$;

i – кількість замків.

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

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

F – площа поперечного перерізу каналу труб, м^2 ;

$F_{шк}$ – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м^2 .

$$i = \frac{1}{l_1},$$

де l – довжина бурильних труб однакового діаметру;

l_1 – довжина однієї труби.

Тоді

$$\xi = k_{\text{шк}} \left(\frac{F}{F_{\text{кп}}} - 1 \right) = 2 \cdot \left(\frac{0,785 \cdot 0,100^2}{0,785 \cdot 0,082^2} - 1 \right) = 0,97$$

$$i = \frac{2375}{11,5} = 206 \text{ шт.}$$

$$P_3 = \xi \rho_{\text{пр}} \frac{V^2}{2} i = 0,97 \cdot 1500 \frac{2,80^2}{2} \cdot 206 = 1,18 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Втрати тиску в наземному обв'язуванні знаходимо по формулі

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

де $\lambda_c, \lambda_{\text{бп}}, \lambda_v, \lambda_{\text{вт}}$ – відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів в стояку, буровому планзі, вертлюгу, і ведучій трубі.

Ці значення для заданих умов рівні

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

Тоді

$$P_{\text{обв}} = (0,4 \cdot 10^5 + 0,3 \cdot 10^5 + 0,3 \cdot 10^5 + 0,4 \cdot 10^5) \cdot 1500 \cdot 0,022^2 = 0,10 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

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 $P_n = 32 \cdot 10^6 \text{ Па}$;

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

Тоді

$$P_d = 0,8 \cdot 32 \cdot 10^6 - (4,52 + 4,06 + 4,26 + 0,48 + 1,18 - 0,10) \cdot 10^6 = 11,0 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

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

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

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

Тоді

$$V_d = 0,92 \sqrt{\frac{2 \cdot 11,0}{1500}} = 111 \text{ м/с.}$$

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

Визначимо сумарну площу пасадок f_d долота гідромонітора по формулі

$$f_d = \frac{Q}{V_d} = \frac{0,022}{111} = 1,97 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

За величиною f_d підбираємо діаметри пасадок долота гідромонітора по формулі

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

де d_n – діаметр пасадки, м;

n – кількість пасадок.

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,97 \cdot 10^{-4}}{3,14 \cdot 3}} = 0,0092 \text{ м} = 9,2 \text{ мм.}$$

2.7 Вибір бурової установки, талсвого каната та талсвої 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	3100	2350	3100
Вага 1 м, Н	–	466	304
Вага колони, Н	900925	1095100	820800

Таким чином, максимальну вагу має проміжна колона.

Для буріння свердловини вибираємо бурову установку БУ-2500ЭУК.

Технічна характеристика бурової установки БУ-2500ЭУК

Глибина буріння, м	2500
Навантаження, що допускається, на крюку, МН	1,4
Оснащення талсвої системи	4×5
Найбільший тиск на виході насоса, МПа	32
Число насосів, шт	2
Висота основи, м	5,5
Довжина свічки, м	25

Висновки за розділом

1. В роботі були обґрунтовані спосіб буріння і конструкція свердловини.
2. Були обрані бурові долота обґрунтовані параметри режиму буріння.
3. Була розрахована конструкція та компоновка пизу бурильної колони.
4. Обґрунтована щільність промивальної рідини і проведений гідравлічний розрахунок промивання свердловини.
5. В роботі було обрано все необхідне бурове обладнання.

3 ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1 Облаштування родовищ нафти та газу

Під терміном облаштування родовищ нафти та газу слід розуміти комплекс проектних, випукувальних, будівельних і будівельно-монтажних робіт, які необхідно провести для введення родовища з промислового (дослідно-промислового) розробку.

Цей комплекс включає види робіт і об'єкти будівництва, які визначаються ДІ СТУ 320.00013741.017-2002

Вимоги до облаштування родовищ нафти та газу поширюють на нове будівництво, розширення, реконструкцію та технічне переоснащення об'єктів на діючих (облаштованих) родовищах.

До облаштування родовищ нафти і газу відносять:

облаштування устя свердловин;

внутрішньопромисловий збір, транспортування та облік продукції свердловин; ;

технологічної підготовки нафти, газу, конденсату та пластової води; ;

заводнення нафтових пластів;

об'єкти для методів збільшення нафтогазоконденсатовилучення;

установки підготовки і нагнітання робочих агентів в пласти;

електропостачання і зв'язок;

комплексна автоматизація виробничих процесів;

промислового водопостачання;

До комплексу облаштування також відносять:

бази виробничого обслуговування для нафтогазовидобувних підприємств (організацій); автомобільні дороги (внутрішньопромислові і під'їзні до свердловин);

об'єкти для зовнішнього транспорту нафти, газу і конденсату
очисні споруди.

Комплексе облаштування морських родовищ нафти і газу включас:

- платформи (блок-кондуктора) для устьового обладнання свердловин при надводному („сухому”) облаштуванні;
- підводне устьове обладнання свердловин, підводні шлейфи та маніфольди при підводному („мокрому”) облаштуванні;
- технологічні платформи і судна;
- житлові блоки;
- інші види допоміжних платформ.

Технологічний комплекс облаштування родовища повинен і забезпечити раціональне використання енергії пласта, герметизований збір, промислове підготовляння, облік та транспортування продукції свердловин, замір дебіту нафти і газу для кожної свердловини, комплексу автоматизацію технологічних процесів, охорону навколишнього природного середовища.

Облаштування устя свердловини, що призначено для їх експлуатації, проведення ремонтів і обслуговування, включає будівництво викидних ліній (шлейфів) від свердловини до замірної установки, газопроводів для подачі газліфтного газу на свердловини, інгібіторопроводів для подачі на устя свердловини інгібіторів гідрато- або солесутворення, обладнання для розподілу газліфтного газу між свердловинами (ГРП), обладнання для підготовки газліфтного газу і стискування газу при компресорному газліфті (КС), будівництво групових (індивідуальних) замірних установок для заміру продукції свердловини.

Облаштування устя свердловин передбачає монтаж і обв'язку наземного обладнання свердловин в залежності від способу їх експлуатації, площадку для обслуговування наземного обладнання і проведення підземних і капітальних ремонтів свердловин.

Обв'язку устя свердловини виконують на підставі схеми затвердженої надрокористувачем і погоджують з Держгірпромнаглядом.

Устьове обладнання свердловин, режим роботи яких регулюється устьовими штуцерами (фонтанних, газліфтних), як правило, обв'язують шлейфами з

двома магіфольдами (робочим і запасним) для заміни штуцера без зупинки свердловини. .

За умов одночасно-роздільної експлуатації однією свердловиною двох пластів (об'єктів) для роздільного заміру продукції свердловини для кожного пласта, на усті свердловин встановлюють індивідуальні дебітоміри або прокладають окремі шлейфи від свердловини до групової замірної установки.

Для запобігання і боротьби з можливими ускладненнями під час експлуатації видобувних свердловин і викидних ліній вони повинні бути обладнані відповідними пристроями для проведення робіт з очищення від парафіну, відкладення гідратів, підключення промивальних і нагрівальних агрегатів.

Комплексу внутрішньопромислового збору, транспортування та обліку продукції свердловин включас викидні лінії (шлейфи), від свердловини до замірної установки, газогідропроводи для подачі газліфтного газу на свердловини, інгібіторопроводи для подачі на устя свердловини інгібіторів гідрато- або солеутворення, обладнання для розподілу газліфтного газу між свердловинами (ГРП), групові (індивідуальні) замірні установки для заміру продукції свердловини, нафтогазозбірні трубопроводи від замірних установок, дотискувальні насосні стації та інше устаткування та комунікації, що необхідні для забезпечення технологічних процесів, що передбачені проектом на облаштування свердловин та/або родовища.

Шлейфи від свердловин до замірних установок повинні розраховуватись на проектний дебіт свердловини по рідині (газу) і максимальний статичний тиск на усті свердловини.

Групова замірна установка повинна забезпечувати відділення та індивідуальний замір продукції (нафти, газу, конденсату та води) кожної свердловини окремо.

Кількість видобувних свердловин, що підключаються до однієї групової замірної установки, визначають у технологічному проектному документі у залежності від розміру родовища (покладу), числа свердловин та їх розташування.

Установки попередньої і комплексної підготовки продукції свердловин (УППН, УППГ, УКПН, УКПГ) повинні забезпечити підготовку нафти, газу і конденсату до кондицій (норм), встановлених нормативними документами (ДСТУ, ГСТУ) на нафту і газ, що подається споживачам,

Підготовка пластової води для її подальшого використання під час ШПТ, а також утилізація пламів має відповідати встановленим нормам

Система збору та заміру продукції свердловин повинна бути герметизованою та забезпечувати раціональне використання енергії пласта при дотриманні вимог охорони навколишнього природного середовища.

За наявності в продукції свердловин агресивних компонентів (H_2S , CO_2 та ін.) передбачають застосування обладнання в антикорозійному виконанні або заходи захисту від корозії (інгібітори, спеціальні покриття тощо).

Технологічний комплекс облаштування родовища повинен і забезпечувати раціональне використання енергії пласта, герметизований збір, підготовлений, облік та транспортування продукції свердловин, замір дебіту нафти і газу для кожної свердловини, комплексу автоматизацію технологічних процесів, охорону навколишнього природного середовища.

На морських родовища основними об'єктами облаштування є технологічні платформи та технологічні судна, які умовно класифікуються, у залежності від конструкції основи, на:

- стаціонарні;
- гнучкі банги;
- з розтягнутими опорами;
- напівзанурені;
- буй-платформи.

Стаціонарні платформи будуються на бетонній (гравійній) або металевій основі, опори стаціонарної платформи спираються на морське дно. На опорах розташовуються декілька палуб з буровою вишкою, обладнанням для буріння, видобутку та підготовки нафти та газу, житлові блоки для обслуговуючого персоналу і таке інше.

Платформи з розтягнутими опорами стаціонарно швартуються до дна моря за допомогою попередньо натягнутих металевих або композиційних прив'язей. Група прив'язей називається ногою платформи.

Платформи-буї – це закріплені вертикальний плаваючий циліндр, значне заглиблення якого робить платформу більш стійкою, спрощує її стабілізацію практично без активного регулювання баласту.

Технологічні судна, на відміну від звичайних технологічних платформ, оснащені маршевим силовим устаткуванням і відповідною системою керування, мають мобільність, близьку до звичайних суден та можливість переміщуватись поверхнею моря самостійно.

Під час вибору принципу облаштування свердловин на морських родовищах перевага повинна віддаватися сухому облаштуванню, незалежно від типу технологічної платформи.

Для сателітних родовищ, у більшості випадків, може бути використано підводне облаштування з забезпеченням виведення продукції на технологічну платформу основного родовища.

При підводному облаштуванні свердловин під гирлом свердловини колоша головка з підвішеними в ній обсадними трубами. У цьому випадку на дні моря установлюють і цементують плиту зі слотами, по одному на кожен свердловину, а зв'язок між буровою і устям свердловини здійснюють райзерами, до якого кріпляться викидні лінії підводних преенторів та інші комунікації.

При підводному облаштуванні свердловин передбачають комплекс обладнання для контролю за експлуатацією свердловин.

3.2 Типи та конструкція свердловин

Типи свердловин і їх призначення обґрунтовуються в:

проектах геологорозвідувальних робіт;

технологічних схемах (проектах) дослідно-промислової та промислової розробки родовища, а також аналізах і уточненнях проєктів розробки нафтового чи газового родовищ (покладу);

індивідуальних чи групових робочих проєктах на споруджування свердловин.

Усі етапи робіт, пов'язані з споруджування м свердловини, повинні виконуватись у повній відповідності з вимогами робочого проєкту і кошторису з обов'язковою маркшейдерською прив'язкою точок розміщення устя свердловини і відповідності їх вибоїв згідно із запроєктованими рішеннями.

З метою одержання даних, необхідних для підрахунку запасів вуглеводнів і складання проєктних технологічних документів на розробку родовищ нафти і газу, в період буріння параметричних, пошукових, розвідувальних і окремих експлуатаційних (видобувних) свердловин в інтервалах залягання продуктивних пластів ведеться відбір керну. Перелік таких свердловин, інтервали і об'єми відбору керну визначаються проєктами розвідки і технологічними проєктними документами з розробки родовищ (покладів) нафти і газу. Роботи з відбору керна обов'язково передбачаються в проєктно-кошторисній документації на споруджування свердловин.

Вибір експлуатаційних свердловин, у яких під час буріння повинен відбиратися керн, здійснюється розробником технологічної схеми (проєкту), геологічною і технологічною службою оператора з розробки родовища.

Конструкція експлуатаційних (видобувних) свердловин повинна забезпечувати:

можливість реалізації залпроєктованих способів і режимів експлуатації свердловин, створення максимально допустимих депресій і репресій на пласт, які прогнозуються на всіх стадіях розробки родовища;

можливість здійснення одночасно-роздільного видобування нафти з декількох експлуатаційних об'єктів в одній свердловині (якщо це передбачено проєктом розробки);

умови для проведення в свердловинах протягом всього періоду їх експлуатації всіх видів ремонтних і дослідних робіт;

можливість проведення робіт з інтенсифікації припливу вуглеводнів хімічним або фізико-хімічним методом;

можливість проходження внутрішньо-свердловинного обладнання і ремонтного інструменту в експлуатаційній колоні вертикальних, похило-спрямованих і горизонтальних свердловин;

якісне цементування обсадних колон і ізоляцію продуктивних горизонтів з використанням сучасної оснастки обсадних колон;

додержання вимог з охорони надр і навколишнього природного середовища.

Конструкція експлуатаційної колони (хвостовиків) повинна забезпечувати можливість установки пакерів і інших пристроїв, клапанів-відсікачів і т. ін., якщо це передбачено проектом.

Конструкція свердловин, що планується експлуатувати газліфтним способом, повинна задовольняти вимогам, які ставляться до конструкцій газових свердловин.

Конструкції нагнітальних свердловин для нагнітання води, в тому числі гарячої, пари, газу або інших реагентів, а також конструкції водозабірних свердловин повинні задовольняти особливим вимогам, що мають бути об'рунтовані в проєктах на їх споруджування.

Конструкція свердловин на морських родовищах повинна враховувати: особливості геологічного розрізу, який, як правило, складається з більш молодих гірських порід, у яких градієнти порового тиску і гідророзриву мають невелику різницю;

необхідність забезпечення замкнутого циклу циркуляції промивальної рідини і виносу пробуреної породи в умовах наявності товщі морської води;

підводне розташування (у більшості випадків) устя свердловини та його обладнання (конструкція верхньої частини свердловини визначається типом платформи із якої ведеється буріння, глибиною води, місцем розташування противикидного обладнання);

підвищену вірогідність проявів газу на малих глибинах;

тривалі простой, пов'язані з відмовою обладнання.

3.3 Розкриття продуктивних пластів бурінням та кріплення свердловин

Основною вимогою, яка пред'являється до розкриття продуктивного пласта під час буріння (первинне розкриття), є забезпечення максимально можливого збереження природного стану присвердловинної зони, уникнення її забруднення і руйнування.

Проектно-копторисна документація на споруджування свердловин повинна мати спеціальний розділ з розкриття продуктивних пластів.

Параметри розчину промивальної рідини, технологічні параметри та режим буріння в інтервалі продуктивного пласта повинні забезпечувати якісне розкриття продуктивного об'єкта.

Тип і параметри розчину промивальної рідини для розкриття продуктивного пласта повинні бути обгрунтовані в проєкті на споруджування свердловин згідно з особливостями геологічної будови, колекторськими і фільтраційними характеристиками пластів з урахуванням мети і методів досліджень, які проводяться в процесі буріння. Для якісного розкриття продуктивного об'єкта необхідно використовувати спеціальні розчини, що забезпечують максимальне збереження природної проникності і насиченості колектора, можливість викопання необхідного комплексу геофізичних досліджень

На родовищах з пластовим тиском нижче гідростатичного первинне розкриття пластів повинно переважно проводитись на рівновазі або депресії.

Контроль за якістю розкриття продуктивних пластів здійснюється відповідними службами бурових і нафтогазовидобувних підприємств.

У період буріння і після розкриття продуктивних горизонтів виконується комплекс геофізичних досліджень свердловини, який передбачено робочою документацією на споруджування свердловини. Цей комплекс робіт визначається нафтогазовидобувним підприємством на підставі проєктної технологічної документації на розробку родовища, погоджується з буровою організацією-підрядником робіт і геофізичною організацією, яка виконуватиме вказані дослідження.

Роботи з цементування обсадних колон повинні здійснюватись спеціалізованими підрозділами або організаціями на замовлення бурової організації.

Роботи з цементування повинні забезпечити:

підняття цементного розчину на проектну висоту;

надійну ізоляцію нафтових, газових і водяних горизонтів між собою, яка б виключала циркуляцію флюїдів (нафти, газу і води) у заколонному просторі;

високу ступінь надійності цементного каменю за обсадними трубами, його стійкість до агресивних пластових рідин, механічних і температурних навантажень;

забезпечення запроєктованих депресій і репресій на продуктивні пласти;

додержання вимог з охорони надр і навколишнього природного середовища, запобігання проникненню цементного розчину в продуктивні пласти.

Якість цементування обсадних колон обов'язково повинна визначатись відповідними геофізичними методами.

Роботи з цементування обсадних колон закінчуються обов'язковим випробуванням колон на герметичність, які виконуються згідно з чинними нормативами і інструкціями.

Під час буріння свердловин на морі повинно бути забезпечено умови для: прийому, зберігання і перевалку вантажів;

надання сервісних послуг і ремонт технічних засобів;

загрузки і бункеровка швасасобів матеріально-технічними ресурсами;

відстою швасасобів у міжрейсовий і міжсезонний періоди, а також їх стоянка у ремонті;

утилізації виробничих відходів

3.4 Розкриття продуктивних пластів перфорацією

Розкриття продуктивних пластів перфорацією (вторинне розкриття) повинно відбуватись згідно із затвердженим планом на проведення перфораційних робіт.

Надрокористувач має право залучати до проведення перфорації спеціалізовані організації, які мають ліцензію на виконання таких робіт, видану відповідно до Закону України «Про ліцензування певних видів діяльності» від 01.06.2000 № 1575-III. Дозвіл на проведення робіт підвищеної небезпеки видають з Держгірпромнаглядом.

Інтервали перфорації продуктивних пластів визначають за результатами інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин.

Способи перфорації та порядок проведення робіт визначаються чинними інструкціями з вибухових робіт у свердловинах та Єдиними правилами безпеки при вибухових роботах, затвердженими Держгірпромнаглядом 25.03.1992 зі змінами (далі - ІПЛОП 0.00-1.17-92)

Спосіб, тип і щільність перфорації та технологія її проведення повинно вибиратись з урахуванням геолого-промислової характеристики об'єктів, забезпечувати найбільш повну гідрогазодинамічну досконалість привибійної зони свердловини та не призводити до порушення обсадних труб і цементного кільця за межею інтервалу перфорації, що може спричинити перетоки рідини і газу між горизонтами.

Вторинне розкриття пластів перфорацією здійснюється на рівновазі або депресії, за умови виконання вимог протифонтанної безпеки.

Перед проведенням перфораційних робіт стовбур свердловини (навіроти продуктивного пласта) заповнюють спеціальною рідиною перфорації, забезпечуючи максимальне збереження природної проликовності та нафтогазонасиченості колекторів, виключаючи можливість нафтогазопроявлень і не викликає складності під час освоєння свердловини (виклику припливу рідини і газу).

Перед початком перфораційних робіт перевіряють працездатність противикидного устаткування (ПВУ), рівень промивальної рідини у свердловині, її параметри та відповідність стану устя свердловини вимогам правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості.

З метою уточнення фактичного інтервалу перфорації здійснюються контроль геофізичними методами.

3.5 Освоєння свердловин

Комплекс робіт з освоєння свердловин, у т.ч. роботи з відновлення і підвищення продуктивності пласта, необхідні для їх реалізації, технічні засоби та матеріали, передбачають в проектах на споруджування свердловин.

Освоєння свердловини здійснюють згідно з планом, що складено оператором з розробки та буровим підприємств та затверджується ними.

У плані робіт на освоєння свердловини визначають відповідальну особу в залежності від того, яка організація здійснює освоєння свердловини (бурове або нафтогазовидобувне підприємство).

У планах з освоєння свердловин визначають умови, що забезпечують збереження цілісності скелета пласта у присвердловинній зоні і цементного камешу за експлуатаційною колоною, а також заходи, які б запобігали:

- деформації експлуатаційної колони;
- прориву пластових вод і газу із газової шапки;
- відкритому фонтануванню;
- утворенню вибухової суміші;
- зменшенню проникності привибійної зони;
- забрудненню навколишнього природного середовища.

Перед освоєнням свердловини виконують обв'язку устя необхідним технологічним обладнанням, що узгоджують з нафтогазовидобувним підприємством і опресовують на заданий тиск.

Типову схему обв'язки устя свердловини перед освоєнням погоджують з встановленою аварійно-рятувальною (газорятувальною) службою для запобігання виникнення та ліквідації відкритих газових і нафтових фонтанів та з Держгірпромнаглядом.

Освоєння свердловин з аномально високим пластовим тиском, в продукції яких міститься значна кількість H_2S і CO_2 , здійснюють за індивідуальним планом та за дозволом встановленою аварійно-рятувальною (газорятувальною) службою для запобігання виникнення та ліквідації відкритих газових і нафтових фонтанів після обв'язки устя згідно з чинними вимогами і правилами.

Освоєння закінчених бурінням свердловин виконують методами, що передбачено в технологічних регламентах, затверджених для гірничо-геологічних умов кожного родовища (покладу).

З метою одержання інформації, необхідної для підрахунку запасів вуглеводнів і проектування розробки родовища, в період освоєння свердловини здійснюють комплекс досліджень продуктивного горизонту, обсяг яких визначається геологічною службою та службою розробки родовищ нафтогазовидобувного підприємства згідно з технологічним проектним документом і робочим проектом на споруджування свердловини.

Свердловина вважається освоєною, якщо в підсумку проведених робіт визначена продуктивність пласта і одержано приплив флюїду, який характерний для інтервалу, що випробовується. У іншому випадку складають та затверджують план подальших робіт.

Продуктивність свердловини може бути відновлено та підвищено за допомогою ущільнюючої перфорації або внаслідок проведення робіт з інтенсифікації. Способи проведення цих операцій у залежності від геолого-фізичних властивостей покладу, здійснюють у відповідності з керівними документами.

Вибір способу експлуатації, підбір і устаткування внутрішньосвердловинного обладнання, а також подальші роботи з підвищення продуктивності та досягнення проектної приймальності свердловин здійснює оператор з розробки відповідно до технологічних проектних документів на розробку, особливостей геологічної будови покладу та поточного стану розробки родовища.

Споруджування свердловини вважають завершеним після виконання усіх робіт, що робочим проектом на споруджування та планом освоєння свердловини.

Висновки за розділом

В роботі були обгрунтовані заходи з охорони праці при облаштуванні родовищ нафти та газу; проектуванні конструкції свердловин; розкритті продуктивних пластів бурінням та кріплення свердловин; розкритті продуктивних пластів перфорацією та освоєнні свердловин.

4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

4.1 Загальні положення

Ліцензійна ділянка Стрілкове газове родовище (ГР) площею 62,4 км² частково розташовано на суші в середній частині Арабатської стрілки, а також у водах Азовського моря та заливу Сиваш, на території Генічеського району Херсонської області. Найближчі населені пункти с. Стрілкове (7 км на північ), с. Щасливцево (23 км на північ), м. Генічеськ (40 км на північ) та м. Джанкой (40 км на захід). Населені пункти пов'язані між собою асфальтованими та ґрунтовими дорогами. У м. Генічеськ розташований порт, що пов'язаний морськими шляхами з портами Азовського та Чорного морів.

Найближче сусіднє родовище, яке відкрите і розробляється - Джанкойське. На захід від останнього проходить газопровід Джанкой-Сімферополь. Зі Стрілкового родовища прокладені газопроводи на Джанкойське ГКР та до м. Генічеськ.

В орографічному відношенні Арабатська стрілка являє собою памивну прибережну косу, що складена піщано-черепашковими відкладами. Ширина коси коливається від 0,5 до 4 км, в районі родовища - 0,7-1 км. Березг з боку Азовського моря досить рівний. Абсолютні відмітки рельєфу коси коливаються в межах 2-3 м.

Основна частина (85-90%) площі родовища розташована під водами Азовського моря. Дно моря пологое, на відстані 2 км від берега глибина досягає 4 м, а на відстані 4 км - 8 м.

Через замерзання моря взимку та скупченням наносного льоду навесні, промислове освоєння морської частини родовища значно ускладнене.

Дно Азовського моря в районі робіт складено в основному піщаним відкладами. Гідрологічний режим Азовського моря обумовлений мілководністю, притоком значних мас прісної води із суші, водообміном з Чорним морем та Сивашем і метеорологічними умовами.

Найбільш високий рівень спостерігається в червні і буває на 0,18 м вище середнього багаторічного. Мінімальний рівень моря спостерігається в листопаді і буває на 14 м нижче середнього багаторічного.

Ступінь хвилювання Азовського моря не перевищує IV-V балів, що пов'язано з його невеликими розмірами і порівняно малою глибиною.

Клімат району континентальний з середньорічною температурою $+10^{\circ}\text{C}$. Мінімальна температура -20°C відмічається в січні та лютому, максимальна - понад $+40^{\circ}\text{C}$ - липні та серпні.

Температура води в Азовському морі має добре виражені річні коливання. В січні на поверхні моря температура води близько 0°C . З березня температура води в Азові швидко піднімається і в травні досягає $16-18^{\circ}\text{C}$. Літом температура води у відкритому морі $24-25^{\circ}\text{C}$, а в прибережній смузі $30-32^{\circ}\text{C}$.

Солоність поверхневого шару води розподіляється нерівномірно і залежить від пори року і місця визначення. Середня солоність поверхневого шару води в центральній частині моря біля $11,0$ г/л. Щільність поверхневого шару води найбільшого значення досягає в грудні-березні і в центральній частині моря складає $1,007-1,009$ г/см³.

Ціль планованої діяльності - продовження промислового видобування вуглеводнів на Стрілковому газовому родовищі Акціонерним товариством «Державне акціонерне товариство «Чорноморнафтогаз». Корисна копалина що видобувається - газ вільний (природний газ).

Підготовка природного газу на Стрілковому газовому промислі здійснюється на пункті очистки та заміру природного газу (ПОЗ-3) шляхом відокремлення механічних домішок та вологи на першому етапі в вертикальному гравітаційному сепараторі і додаткової осушки газу, з метою приведення якості продукції до вимог Кодексу газотранспортної системи України, в адсорбційній установці з застосуванням адсорбуючого реагенту - цесоліт. Передбачена система регенерації адсорбуючого реагенту в автоматичному режимі методом прямого нагріву.

Передбачається реконструкція пункту очистки і заміру (ПОЗ-3) Стрілкового газового родовища. Влаштування установки осушки газу (УОГ) з блоком підігріву газу регенерації включає в себе підігрівач газу, шафу підготовки паливного газу та лінії подачі-відводу газу регенерації. Піч підігріву газу регенерації складається з 2-х камер: радіаційної (горизонтальної) та конвекційної (вертикальної), встановленої на виході димових газів з радіаційної камери та паливника із сучасним допоміжним обладнанням. В якості резервного джерела живлення встановлюється газовий генератор потужністю 35 кВт. Влаштування УОГ визначене необхідністю підготовки природного газу.

Відповідно до законодавства рішенням про провадження даної планованої діяльності буде продовження строку дії спеціального дозволу на користування надрами на Стрілкове родовище від 24 грудня 1999 року № 2093, що видасться Державною службою геології та надр України.

Поточний рівень видобутку газу з родовища в основному повністю забезпечує потреби місцевого споживача і впродовж більшої частини року є навіть менш вищим від існуючих потреб, тому у літній період часу видобуток природного газу припиняється.

Згідно варіанту 1 передбачається подальша розробка I експлуатаційного об'єкта на виснаження існуючим фондом діючих свердловин (№№81, 82 та 83), розташованим на МСП-12, що відповідає фактичній системі розробки Стрілкового родовища на сьогоднішній день та дозволяє повністю забезпечувати поточні потреби в газі місцевого споживача, які складають близько 10 млн. м³ на рік. Водночас для організації можливості постійного регулювання роботи морських свердловин з 2019 р., рекомендується встановлення блоку регулюючих штуцерів на вході в ПОЗ-3 (пункті очистки та заміру газу) на якому здійснюється підготовка газу для його транспортування, а також заміна усі шлейфів на МСП-12 та обв'язки діючих свердловин для якісної герметизації системи збору. Проведення вищезазначених робіт вже заплановане до реалізації надрокористувачем та дозволить здійснювати експлуатацію свердловин впродовж року без утворення надлишкових об'ємів видобутку газу та необхідності його утилізації,

що однозначно підвищить раціональність видобутку та використання вуглеводнів з наступного року.

Варіант 2 додатково передбачає відновлення розробки II експлуатаційного об'єкта, який характеризується значними залишковими запасами газу і найнижчим поточним коефіцієнтом газовилучення (становить всього 0,380) серед усіх покладів родовища. Для цього в 2019 р. рекомендується пробурити з супітньо-спрямовану оціночно-експлуатаційну свердловину 87 проектною глибиною по вертикалі 570 м та зміщенням вибою від устя на 500 м в напрямку склепінної частини покладів (рисунок 1.4). Введення даної свердловини в експлуатацію заплановане вже на осінньо-зимовий період 2019-2020 рр., а її буріння в першу чергу продиктоване необхідністю оптимізації системи розробки Стрілкового родовища та залучення залишкових запасів покладу горизонту ОВ-2. Крім того її спорудження дозволить достовірно визначити рівень підйому ГВК, який відбувся в процесі розробки покладів родовища в умовах прояву водонапірного режиму. Також слід відмітити, що експлуатація нової свердловини додатково зменшить ризики неконтрольованого передчасного обводнення свердловин I експлуатаційного об'єкта, пов'язані з необхідністю різкого збільшення їхнього дебіту в окремі найбільш холодні дні зими, коли спостерігається пікове споживання газу місцевим споживачем. Але оскільки поклад горизонту ОВ-1 характеризується найменшими залишковими запасами, а його розробка відбувається в умовах прояву водонапірного режиму, то після прориву води до вибою свердловин, яке очікується в 2026 р., відбуватиметься закономірне різке зменшення дебіту свердловин I об'єкта - відповідно для задоволення потреб газу місцевого споживача необхідно буде збільшити число діючих свердловин II експлуатаційного об'єкта. Для цього рекомендується по чергово в 2027 р. та 2028 р. відновити експлуатацію двох бездіючих свердловин: свердловини 79, розташована на МСП-112 в склепінній частині покладу горизонту ОВ-2; свердловини 85, розміщеної на МСП-115 в межах східної перикліпалі покладу. Водночас слід зазначити, що перед проведенням КР обох вищезазначених свердловин необ-

хідно попередньо виконати ремонт металоконструкцій платформ МСП- 112 та МСП-115 на яких вони розмішені.

Власне зважаючи на відсутність у надрокористувача в поточний час спеціалізованих морських суден з допомогою яких можна було б виконати відповідні ремонтні роботи, платформ та морських свердловині вже в найближчі роки, що обумовлено рядом об'єктивних причин пов'язаних анексією території АР Крим Російською Федерацією, доцільно реалізувати буріння оціночно-експлуатаційної свердловини 87.

Територія планованої діяльності вже зазнала техногенного впливу в результаті роботи підприємств. Проте підчас подальшої роботи підприємства прогнозується наступний вплив:

4.2 Вплив на клімат та мікроклімат

Виникнення мікрокліматичних умов, що сприяють розповсюдженню шкідливих видів фауни і флори, в районі розміщення підприємства не передбачається.

Особливості кліматичних умов не сприяють зростанню інтенсивності впливів планованої діяльності на навколишнє середовище.

Необхідність передбачення заходів з запобігання негативним впливам планованої діяльності на клімат і мікроклімат, а також пов'язаних з ними несприятливих змін у навколишньому середовищі відсутня.

Впливи на клімат і мікроклімат (включаючи опосередковані), які необхідно враховувати при реконструкції даного об'єкта, - відсутні.

4.3 Вплив на атмосферне повітря

Для оцінки впливу планованої діяльності на довкілля при умові функціонування:

- визначено технологічні процеси утворення забруднюючих речовин;
- визначено джерела виділення шкідливих речовин в атмосферу;
- визначений розрахунковий склад і обсяги (г/с; т/рік) забруднюючих речовин, що викидаються в атмосферу;

- викопано розрахунок приземних концентрацій від джерел викидів з урахуванням фонових концентрацій;
- проведено аналіз стану атмосферного повітря в районі проведення господарської діяльності.

При встановленні кількості джерел викидів в атмосферне повітря враховувались технологічні рішення, прийняті при проектуванні та особливості технологічного процесу планованої діяльності.

Джерелами викидів забруднюючих речовин в атмосферу є факели, димові труби, свічки, дихальні клапани. Домінуючу роль у групі шкідливих речовин, які надходять у атмосферу від джерел на газових родовищах складають природний газ, а також продукти його спалювання у технологічних устатках та на факелах (оксиди азоту, оксид вуглецю, метан). Другу по обсягу групу викидів складають пари технологічних рідин, та пари газового конденсату. Джерела залпових викидів відсутні.

На підприємстві АТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» на Стрілковому газовому родовищі наявні 11 джерел викиду забруднюючих речовин.

При визначенні рівня забруднення атмосфери були прийняті максимальні поразові концентрації шкідливих речовин в атмосферному повітрі паселених місць згідно списку «Гранично-допустимі концентрації (ГДК) і орієнтовно-безпечних рівнів впливу (ОБРВ) забруднюючих речовин атмосферного повітря населених місць» Мінекобезпеки України, Київ, 1998р.

Розрахунок розсіювання речовин в атмосферне повітря проводиться з врахуванням фонових концентрацій за допомогою програмного комплексу «ЕОЛ-», рекомендованого до використання Міністерством охорони навколишнього середовища та ядерної безпеки України.

Аналіз розрахунку розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі з урахуванням новостворених джерел викидів показав, що створювані максимальні значення приземних концентрацій забруднюючих речовин, з урахуванням фонових концентрацій (у частках ГДКм.р. для населених місць) та

рози вітрів на межі СЗЗ не перевищують санітарно-гігієнічні нормативи, окрім азоту діоксиду.

По санітарній класифікації, згідно «Державним санітарним правилам планування та забудови населених пунктів», ДСН-173-96 Київ, 1996 рік, санітарно-захисна зона від основних джерел викидів складає 300 метрів (3 клас небезпеки). Нормативна санітарно-захисна зона витримується.

Дотримання спеціальних заходів по зменшенню викидів забруднюючих речовин в атмосферу, концентрація шкідливих речовин, які можуть мати місце на робочих місцях і в робочій зоні підприємства, буде мінімальною.

Вплив на атмосферне повітря допустимий, в межах ГДК атмосферного повітря населених місць.

4.4 Вплив на водне середовище

У період провадження планованої діяльності вода потрібна для забезпечення господарсько-питних, виробничо-технічних та протипожежних потреб.

Вся вода, що використовується на підприємстві привозна. Постачання води здійснюється по рахунку-фактурі з спеціалізованим підприємством.

Скиди стічних вод не передбачаються. Підприємство передає всі стічні води спецпідприємству по рахунку-фактури.

Водозабір з поверхневих і підземних вод не передбачається. Скиди стічних вод в водні об'єкти здійснюватися не будуть.

Вплив на водне середовище - допустимий.

4.5 Вплив на земельні ресурси

Обсяги робіт, передбачені в проєкті будуть проводитися на Стрілковому газовому родовищі АТ «Державне акціонерне товариство «Чорноморнафтогаз»», при наявності розвиненої мережі автомобільних доріг, майданчиків для розвантаження обладнання, що надходить, централізованого електропостачання. Володостачання і водовідведення здійснюється по рахунках-фактурах з спецпідприємствами.

В основному на території роловища ґрунтовий покрив піддавався неодноразовому забрудненню і руйнуванню. У зв'язку з цим, природна будова його порушена і продуктивність відсутня.

Вплив на земельні ресурси - допустимий.

4.6 Вплив на техногенне середовище

Реконструкція і експлуатація об'єкту планованої діяльності привнеситиме частку техногенного навантаження на оточуюче техногенне середовище, що знаходяться в зоні її впливу, але техногенний тиск, що прогнозується, не приведе до змін, деградації існуючого середовища.

Об'єкт не зробить впливу на стан промислових, сільськогосподарських, житлово- цивільних об'єктів, наземних і підземних споруд. Не будуть задіяні зони рекреації, культурні ландшафти, пам'ятники архітектури, історії і культури.

Вплив на техногенне середовище - допустимий.

4.7 Вплив на соціальне середовище

Під соціальним середовищем людини традиційно розуміється та частина його життєвого середовища, яке організовується і розвивається в цілях забезпечення необхідних умов його існування, життєдіяльності як біосоціальної істоти і підтримки фізичного і психічного здоров'я.

Встановлені технологічні установки обладнані системами автоматики та блокування при аварійних ситуаціях.

Позитивним соціальним аспектом діяльності є трудова зайнятість населення на підприємстві. Позитивним економічним аспектом здійснення діяльності є надходження коштів у місцевий бюджет за рахунок відрахувань підприємства.

Під час експлуатації підприємства вплив на населення очікується в межах норми.

Негативного впливу від планованої діяльності на стан соціальних умов і погіршення умов життєдіяльності населення не передбачається.

4.8 Вплив на флору та фауну

При експлуатації об'єкту не відбудеться змін тваринного світу, радіоактивний фон не збільшується. Вплив на рослинний світ носить компенсаційний характер. Об'єкти природно-заповідного фонду на території родовища відсутні.

Вплив на флору та фауну при експлуатації об'єкта - допустимий.

За умов комплексного дотримання правил експлуатації планована діяльність не спричиняє впливу на більшість факторів довкілля.

Таким чином, можна зробити висновок, що вплив на стан факторів довкілля, які ймовірно зазнають впливу з боку планованої діяльності, характеризується як екологічно допустимий.

Заходи, які підприємство реалізує при експлуатації, спрямовані на запобігання негативного впливу на довкілля.

Ситуаційна карта джерел викидів забруднюючих речовин Стрілкового газового родовища наведена на рис. 4.1

Висновки за розділом

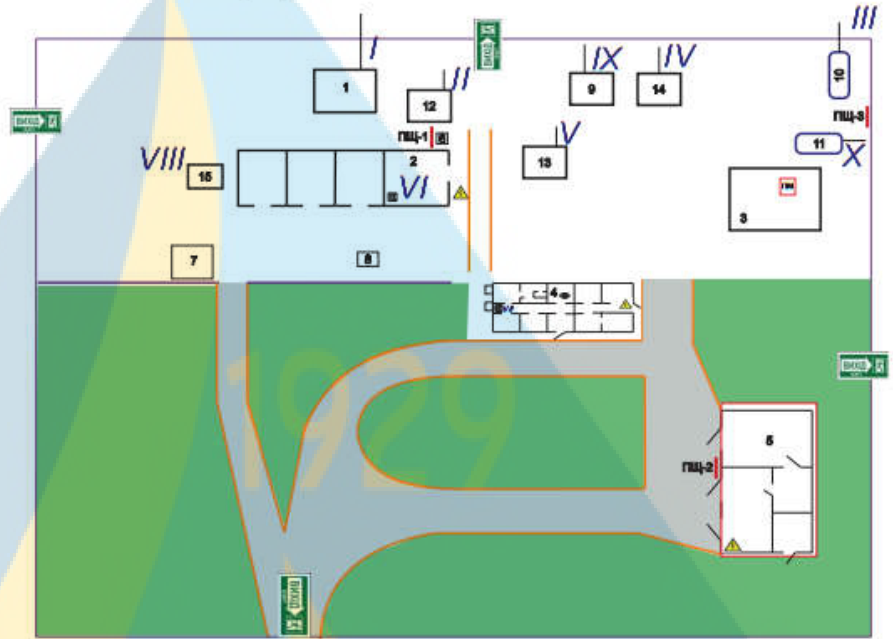
1. Стрілкове газове родовище частково розташовано на суші в середній частині Арабатської стрілки, а також у водах Азовського моря та заливу Сиваш.
2. Впливи на клімат і мікроклімат (включаючи опосередковані), які необхідно враховувати при реконструкції даного об'єкта, - відсутні.
3. Вплив на атмосферне повітря допустимий, в межах ГДК атмосферного повітря населених місць.
4. Вплив на водне середовище - допустимий.
5. Впливи на земельні ресурси - допустимий.
6. Вплив на техногенне середовище - допустимий.
7. Негативного впливу від планованої діяльності на стан соціальних умов і погіршення умов життєдіяльності населення не передбачається.
8. Вплив на флору та фауну при експлуатації об'єкта - допустимий.
9. Вплив на стан факторів довкілля, які ймовірно зазнають впливу з боку планованої діяльності, характеризується як екологічно допустимий.

Ситуаційна карта джерел викидів забруднюючих речовин
ПОЗ-3 Стрількового ГР

1. - Установка абору і очиски газу;
2. - Операторна будівля;
3. - Поміщення водорізм;
4. - Арма будівля;
5. - Гаряк;
6. - вода освітлення;
7. - стаціонарний аварійний генератор;
8. - радіомаха;
9. - вузол осушки газу;
10. - дренажна емкість;
11. - одноступінчаста установка;
12. - відстійний вузол;
13. - Установка насоса УНР-125х32-0Т;
14. - пн блоку осушки газу;
15. - Стационарный аварийный генератор Селлас 50035 в двигателе G5A;
16. - ГРС Стрількова;
17. - Са. 73;
18. - Майданок бурови са. 87

- I - фактичний вибір;
- II - ОГТВ-4 магістрального вузла;
- III - саба дренажної емкості;
- IV - пн блоку осушки газу;
- V - Установка насоса УНР-125х32-0Т;
- VI - вода АОВВ-80 операторної будівлі;
- VII - вода АОВВ 11,5-1 армії будівлі;
- VIII - Стационарный аварийный генератор Селлас 50035 в двигателе G5A;
- IX - саба I дренажа блоку осушки;
- X - саба одноступінчастої установки;
- XI - саба ГРС Стрількова;
- XII - фактичний вибір са. 73;
- XIII - дренажні потоки забруднюючих речовин майданку бурови са. 87
- XIV - група аварійних на МСП-112;
- XV - група аварійних на МСП-115.

- ⚠ - електрошриво
- ⚡ - позначка метрополіта
- 🚰 - вода
- 🏠 - ПЦ-3 - позначка шр
- 👤 - Ви знаходитесь тут. Місце проведення візиту



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. Басаргин Ю.М. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов / Ю.М. Басаргин, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 1007 с.
4. Дудя Н.А. Буровые машины и механизмы / Н.А. Дудя. – Киев-Донецк: Вища школа, 1985. – 176 с.
5. Касперович В.К. Трубопроводный транспорт газа: підручник / В.К. Касперович. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 1999. – 198 с.
6. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підручник / В.С. Білецький, В.М. Орловський, В.Г. Вітрик; НТУ «ХП» ХНУМГ ім. О.М.Бекетова. – Дніпропетровськ: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
7. Довідник працівника газотранспортного підприємства / В.В. Розгошок, А.А. Руднік, В.М. Коломєєв та ін. – Київ: Росток, 2001. – 1092 с.
8. Бабаян Э.В., Черпешко А.В. Инженерные расчеты при бурении. Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.
9. Басаргин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие для вузов. – М.: Недр-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
10. 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.
11. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов - М: ООО «Недра – Бизнесцентр» 2003 - 1007 с.
12. Буровые комплексы / под общей ред. К.П.Порожежского. Екатеринбург, издательство УГГУ, 2013 – 768 с.

13. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник для начального проф. образования. – 6-е изд., испр. – М.: Академия, 2011. – 352 с.
14. Вадецкий Ю.В. Справочник бурильщика. Учебное пособие для нач. проф. образования. – М.: Академия, 2008. – 416 с.
15. Войтенко В.С., Смычкин А.Д., Тухто А.А., Шемет С.Ф. Технология и техника бурения. В 2-х томах. М.: Инфра-М; Минск: Новое знание, 2013.
16. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник. – М.: Изд.ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 848 с.
17. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
18. 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.
19. Положення щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці від 17.06.99 р. № 112.

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			Стрілкове газове родовище	1	
10			Характеристика геологічного розрізу	2	
11			Суміщений графік тисків і конструкція свердловини	1	
12			Характеристика бурильної колони	1	
13			Геолого-технічний проєкт	1	