

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

Геологорозвідувальний
(факультет)

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню магістра
(бакалавра, магістра)

студента Манукяна Владислава Андрійовича
(ПІБ)

академічної групи 185М-19-1 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 Проект буріння розвідувальної свердловини на поклади газу в умовах
Денисівської площі Харківської області з розробкою технології підвищення
стійкості PDC доліт.
(назва за наказом ректора)

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

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

Коров'яка Є.А.

(підпис) (прізвище, ініціали)

«_____» _____ 2020 року

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

ступеню магістра

(бакалавра, магістра)

студенту Манук'яну Владиславу Андрійовичу академічної групи 185М-19-1 ГРФ
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «185 Нафтогазова інженерія та технології»
на тему Проект буріння розвідувальної свердловини на поклади газу в умовах
Денисівської площі Харківської області з розробкою технології підвищення
стійкості PDC доліт

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____.____.2020 р.
№ _____

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Опис та геологічна характеристика району робіт.. Проектування конструкції свердловини, розрахунок параметрів буріння, вибір бурового устаткування й інструменту. Розробка технології підвищення стійкості PDC доліт.	01.11.2020
Охорона праці	Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище,	01.12.2020
Економічний	Організація бурових робіт і кошторис на їх виробництво	14.12.2020

Завдання видано _____

(підпис керівника)

Пащенко О.А.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 12.10.2020р.

Дата подання до екзаменаційної комісії 14.12.2020 р.

Прийнято до виконання _____

(підпис студента)

Манук'ян В.А.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 86 с., 11 рис., 17 табл., 19 джерел.

Сфера застосування розробки – нафтогазова інженерія та технології.

Об'єкт дослідження – буріння розвідувальної свердловини на поклади газу в умовах Денисівської площі Харківської області та розробка технології підвищення стійкості PDC доліт.

Предмет дослідження – параметри буріння розвідувальної свердловини на поклади газу в умовах Денисівської площі Харківської області та розробка технології підвищення стійкості PDC доліт.

Мета роботи – розробка технології підвищення стійкості PDC доліт, що досягається за рахунок застосування спеціальної установки що дозволяє вести перебудування водоносного горизонту одночасно з постановкою обсадної колони.

Новизна одержаних результатів – запропоновано технологію підвищення стійкості PDC доліт та коронки за рахунок забезпечення можливості обертання різців PDC навколо своєї осі. Коронки такого типу можуть армуватися обертовими круглими різцями PDC за рахунок кріплення на осях, виконаних у формі кільця по периметру корпусу коронки. Для забезпечення формування керна і розробки стінок свердловини різці встановлюються на двох осях, розташованих по зовнішньому і внутрішньому радіусу матриці коронки. При бурінні коронкою обертання скважиностворюючих різців буде забезпечуватися при взаємодії їх бічної поверхні зі стінкою свердловини, а обертання керностворюючих різців - формується керном.

Практичні результати – запропонована установка, параметри та технологія буріння; обґрунтовано конструкцію свердловини; здійснено обґрунтування бурового устаткування та породоруйнуючого інструменту, технологія кріплення свердловини. Розроблено питання охорони надр і довкілля. Обґрунтовано кошторис будівництва свердловини. В економічному розділі обґрунтовано кошторис буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – вирішення проблеми розвідки родовищ корисних копалин з проектуванням свердловини з підвищенням стійкості PDC доліт.

Взаємозв'язок з іншими роботами – продовження інноваційної діяльності кафедри нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка» в галузі спорудження свердловин.

СВЕРДЛОВИНА, БУРОВА УСТАНОВКА, PDC ДОЛОТА, ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ, ЦЕМЕНТУВАННЯ, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА.

ABSTRACT

Explanatory note: 86 pp., 11 figs., 17 tables., 19 sources.

Scope of development - oil and gas engineering and technologies.

Object of study - drilling of exploratory well for gas deposits in the conditions of Denisivska Square of Kharkiv region and development of technology to increase the stability of PDC bits.

Subject of study - parameters of drilling of exploratory well for gas deposits in the conditions of Denisivska Square of Kharkiv region and development of technology for increasing the stability of PDC chips.

The purpose of the work - development of technology to increase the stability of PDC bits, which is achieved through the use of a special installation that allows drilling of the aquifer at the same time with the installation of the casing.

Novelty of the obtained results -proposed technology to increase the stability of PDC chisels and crowns by enabling the rotation of PDC cutters around its axis. Crowns of this type can be reinforced with rotating round PDC cutters by mounting on axes made in the form of a ring around the perimeter of the crown body. To ensure the formation of the core and the development of the walls of the well, the cutters are installed on two axes located on the outer and inner radii of the crown matrix. When drilling with a crown, the rotation of well-forming cutters will be provided by the interaction of their side surface with the wall of the well, and the rotation of the core-forming cutters is formed by the core.

Practical results- proposed installation, parameters and drilling technology; the construction of the well is substantiated; substantiation of drilling equipment and rock-destroying tools, well fastening technology. The issues of subsoil and environmental protection have been developed. The estimate of well construction is substantiated. The economic section substantiates the estimate of drilling of the exploration and production well.

Practical significance qualification work - solving the problem of exploration of mineral deposits with the design of wells with increasing the stability of PDC bits.

Relationship with other works - continuation of innovative activity of the department of oil and gas engineering and drilling of NTU "Dniprovska Polytechnic" in the field of well construction.

WELL, DRILLING INSTALLATION, PDC CHILL, DRILLING TECHNOLOGY, CEMENTATION, WASHING FLUID.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	8
1.1 Загальні відомості про район робіт.....	8
1.2 Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу свердловини.....	10
1.3 Нафтогазоводоносність по розрізу свердловини.....	13
1.4 Можливі ускладнення по розрізу свердловини.....	13
1.5 Загальні відомості.....	15
Висновки по першому розділу.....	17
РОЗДІЛ 2 ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	18
2.1 Вибір і обґрунтування способу буріння.....	18
2.2 Конструкція свердловини	18
2.3 Профіль ствола свердловини.....	20
2.4 Техніка буріння.....	24
2.4.1 Вибір породоруйнівного інструменту.....	24
2.4.2 Бурильна колона.....	24
2.4.3 Промивання свердловини.....	24
2.5 Технологія буріння.....	26
2.5.1 Розрахунок осевого навантаження на долото.....	26
2.5.2 Розрахунок частоти обертання долота.....	27
2.5.3 Розрахунок кількості промивної рідини	27
2.5 Бурове обладнання.....	28
2.5.1 Вибір бурової установки	28
2.6.2 Вибір насосної установки.....	30
2.7.3 Вибір бурової вишки і розрахунок талевої системи	33
2.8 Цементування свердловини.....	34
2.8.1 Розрахунок обсягу цементного розчину.....	35
2.8.2 Розрахунок кількості сухого цементу.....	36
2.8.3 Розрахунок кількості води.....	37
2.8.4 Розрахунок кількості продавочної рідини.....	37
2.8.5 Розрахунок тиску при закачуванні.....	37
2.8.6 Розрахунок кількості цементованих агрегатів.....	38
2.8.7 Розрахунок продуктивності цементування	39
2.8.8 Розрахунок кількості цементозмішувальних машин.....	39
2.8.9 Цементувальне обладнання.....	40
2.9 Водозабезпечення.....	42
2.10 Енергозабезпечення.....	42
2.11 Кріплення свердловини.....	43

2.11.1 Вибір типів тампонажних та буферних розчинів.....	43
2.11.2. Розрахунок обсадних колон.....	43
2.12 Обладнання устя свердловини.....	46
2.13 Дефектоскопія і опресування.....	47
Висновки по другому розділу.....	47
РОЗДІЛ 3 РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ ПІДВИЩЕННЯ СТІЙКОСТІ PDC	
ДОЛІТ	48
3.1 Основні параметри бурових доліт.....	48
3.2 Види бурових доліт.....	49
3.2.1 Лопатеве долото	49
3.2.2 Шарошечні долота.....	51
3.2.3 Алмазне долото	52
3.3 Технологія підвищення стійкості PDC доліт	54
РОЗДІЛ 4 ОРГАНІЗАЦІЯ РОБІТ І КОШТОРИС ЇХ ВИРОБНИЦТВА	64
4.1 Складання кошторису.....	64
4.2 Техніко-економічні показники	64
Висновки по четвертому розділу	67
РОЗДІЛ 5 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОХОРОНА	
НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	68
5.1 Охорона та безпека праці.....	68
5.2 Пожежна безпека.....	72
5.4 Розрахунок необхідної вогнегасної речовини на випадок пожежі.....	75
5.5 Необхідна кількість ПММ для гасіння можливої пожежі.....	75
5.6 Промислова санітарія.....	76
5.7 Організація безпечних умов праці по питаннях електробезпеки, обладнання заземлення та занулення.....	78
5.8 Протифонтанна безпека.....	78
5.9 Заходи по попередженню виникнення газонафтоводопроявлень, викидів, відкритих фонтанів та травматизму при будівництві свердловин на газ і нафту	81
Висновки по п'ятому розділу	83
ВИСНОВКИ.....	84
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	85

ВСТУП

Нафта, газ і продукти їх переробки мають величезне значення сьогодні для функціонування економіки та життя населення.

У процесі переробки нафти, отримують автомобільний бензин різних марок, дизельне паливо, мазут, освітлювальний газ, пічне паливо, нафтобітум, електродний кокс, моторні і індустріальні мастила, пластичні мастила і мастильні рідини, парафіни, розчинники (бензол, толуол), етилен і т.п.

Природний газ широко використовується як паливо на теплоелектроцентралях, які виробляють електричну і теплову енергію для великих міст, у виробництві будівельних матеріалів, комунально-побутовому господарстві, споживається в металургійній, цементній та хімічній промисловості. Остання використовує газ як сировину для виробництва мінеральних добрив, отримання етилену і пропилену, з яких виробляють пластичні маси, синтетичний каучук, штучні волокна і т.п.

У межах території України виділяються 4 нафтогазоносні провінції, що складаються з 11 областей і 35 нафтогазоносних перспективних районів. Основні з яких:

- Східний (Дніпровсько-Донецька западина і північно-західна частина Донбасу);
- Західний (Волино-Подільська плита, Прикарпаття, Карпати і Закарпаття);
- Південний (Причорномор'я, а також в межах виключної економічної зони Чорного та Азовського морів).

Державним балансом України враховано запаси нафти, газу і газового конденсату за 323 родовищами. Основна їх кількість (191) зосереджена у Східному регіоні, 96 - в Західному, 3. Величина щорічного видобутку вуглеводнів за останні роки в середньому становила 4 млн. Тонн нафти з конденсатом і 18 млрд. М3 газу, що становить відповідно 10 і 20% споживаних країною.

На 1 січня 2001 р підраховано початкових видобувних ресурсів вуглеводнів в кількості 8417,8 млн. тон умовного палива, з них нафти з конденсатом - 1706,2 млн. тон і 6711,6 млрд куб. метрів газу.

Значну частину (27%) ресурсів вуглеводнів України зосереджено на великих (5-7 км) глибинах. На початок 2001 року видобуто 25% і розвідано 15,9% початкових ресурсів.

Таким чином, рівень реалізації ресурсів становить 40,9%. Залишкові нерозвідані ресурси, які є базою розвитку геологорозвідувальних робіт і нафтогазовидобутку в наступні роки, становлять 4 980 млн. тон умовного палива (нафта з конденсатом - 1 133,5 млн. тонн і 3 846,4 млрд. м³ газу).

Останні роки характеризувалися значним зниженням темпів геологічного вивчення надр і підготовки необхідного резервного фонду об'єктів (пасток, структур) для цілеспрямованого глибокого буріння з метою відкриття середніх за розміром запасів родовищ вуглеводнів.

Згідно з планом розвитку геологорозвідувальних робіт на території України планується збільшити майже 440 млн. тон умовного палива як за рахунок наявного фонду об'єктів, так і за рахунок освоєння нових об'єктів підвищеної якості. Для забезпечення цього приросту і створення резерву для подальшого розвитку геологорозвідувальних робіт згідно з розрахунками, необхідно виявити 339 га підготувати 303 об'єкти загальною площею 4 840 кв. км. з перспективними ресурсами в 910 млн. тон вуглеводнів.

У Східному регіоні для забезпечення приросту розвіданих запасів у повному обсязі і створення надійного резерву для подальших робіт з 2002 по 2010 роки належить підготувати 270 нових об'єктів загальною площею 4 340 км² з перспективними ресурсами 820 млн. тон вуглеводнів і виявити 290 нових об'єктів.

У Західному регіоні для забезпечення приросту запасів в повному обсязі і створення надійного резерву для подальших робіт належить до 2010 року виявити пошуково-геофізичними роботами 30 об'єктів і підготувати 25 об'єктів загальною площею 370 кв. кілометрів з перспективними ресурсами 65 млн. тон вуглеводнів. Ще близько 10 об'єктів планується виявити та 5 підготувати за переглядом геолого-геофізичних матеріалів.

У Південному регіоні (суша) до 2010 року передбачається виявити 12 та підготувати 10 нових об'єктів загальною площею 130 км² з перспективними ресурсами в 25 млн. тон вуглеводнів.

РОЗДІЛ І ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Загальні відомості про район робіт

В адміністративному відношенні Денисівська площа розташована на території Чугуївського району Харківської області України на відстані 20 км на південний схід від м. Харкова. Найбільшими населеними пунктами даного району є Введенка, Тернова, Старо-Покровка, Зауддя.

Денисівська структура виявлена в 1985 році в результаті тематичного перегляду сейсмічних матеріалів сейсмопартії 33/80 СУГРЕ. До глибокого пошукового буріння вона підготовлена сейсморозвідкою МВХ (с.п. 31/88) по нижньокам'яновугільних відкладах – відбиваючому горизонту V_{B2-n} (C_{1V1}).

Денисівська структура розташована на північно-західному продовженні Коробочкинсько-Старопокровської зони підняття. По відкладах нижнього карбону (V_{B2-n}) вона представляє собою напівбрахіантиклінальну складку, розвинену над горстоподібним блоком фундаменту. Північне крило складки зрізане незгідним скидом амплітудою 50-300 м. У серпуховських відкладах складка виражена більш чітко. Крила структури порушені поперечними розривними порушеннями амплітудою 25-40 м.

Розміри Денисівської структури по відбиваючому горизонту V_{B2-n} (C_{1V1}) в межах ізогіпси мінус 3750 м складають 12x1,7 км, амплітуда – 50 м. Перспективна площа 20,4 км².

В геологічній будові осадової товщі Денисівської площі приймають участь палеозойські, мезозойські та кайнозойські відклади, які залягають на розмитій поверхні докембрійського кристалічного фундаменту.

В регіональному тектонічному відношенні Денисівська площа знаходиться в південно-східній частині північної бортової зони Дніпровсько-Донецької западини. Приурочена до однойменної структури, геологічна будова якої вивчена детальними сейсморозвідувальними роботами та бурінням пошукової свердловини № 1 глибиною 3775 м.

Згідно прийнятої схеми нафтогазогеологічного районування, Денисівська площа знаходиться в одному з найбільш перспективних регіонів південно-східної частини Північного борту НГР, де за останні роки відкриті Коробочкинське, Безлюдівське, Платівське, Островерхівське, Білозірське та інші родовища.

Колекторами продуктивних пластів є пісковики кварцові з глинисто-карбонатним, місцями кварцовим цементом, порово-тріщинуваті з пористістю 5-14% та нафтогазонасиченістю 80-90 % за даними ГДС.

Покришками для продуктивних пластів є пачки щільних, практично непрониких порід алеврито-аргілітового складу товщиною 20-170 м.

Для Денисівської площі характерні типово метанові гази з вмістом метану в верхньосерпухівських відкладах (С-4, С-5) – 90,7-92,8 % і гомологів метану (етан-пропан, бутанової фракції) 3-6,7 % та в нижньовізейській (В-25-26) – метану 76-77 % та гомологів метану – 4-5 %.

В осадовій товщі виділяють дві гідродинамічні зони: верхню – активного водообміну (кайнозойський, крейдяний та верхньоюрський водоносні комплекси) та уповільненого водообміну (тріасовий та кам'яновугільні комплекси).

Зони відрізняються за хімічним складом води, кількістю і складом розчиненого газу, гідродинамічними та геотермічними характеристиками та ступенем закритості надр.

Регіональним водоупором, що розділяє дві гідродинамічні зони, є потужна товща середньоюрських глин, які розвинені на всій території ДДЗ.

Нижньокам'яновугільні водоносні горизонти приурочені до проникних пісковиків та тріщинуватих вапняків верхньосерпуховського та нижньовізейського віку. Пластові води представляють собою хлоркальцієві розсоли з мінералізацією 93,0-191,0 г/л, коефіцієнтом метаморфізації 0,71-0,78 та дебітом 0,5-2,3 м³/добу.

На Денисівській площі пробурені дві пошукові свердловини № 1, № 2. За результатами їх буріння, ГДС та випробування в експлуатаційній колоні виявлені поклади вуглеводнів в серпухівських (горизонти С-4, С-5) і верхньовізейських (горизонти В-18-19, В-16) відкладах карбону. Свердловина № 2 введена в дослідно-промислово розробку на горизонт В-18-19. З метою подальшої розвідки виявлених покладів ВВ та переведення запасів ВВ в більш високі категорії розвіданості закладається розвідувальна свердловина № 3, проектною глибиною 3650 м, проектний горизонт В-26. Свердловина розташовується в апікальній частині Денисівської складки на відстані 475 м від св. № 1 і 1350 м від св. № 2.

Загальна характеристика розрізу свердловини, залягання пластів, температур, пластових тисків і тисків гідророзриву, а також можливі ускладнення приведені в табл. 1.3-1.5.

Для повної стратиграфічної та літолого-фаціальної характеристики розрізу, що розкривається, його кореляції, визначення ємнісно-фільтраційних властивостей колекторських інтервалів і інтервалів випробування в проектній свердловині планується комплекс промислово-геофізичних досліджень.

З метою вивчення і уточнення стратиграфії, літолого-фізичних властивостей продуктивних пластів, газо-, водонасиченості пластів-колекторів, фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів передбачається виконати комплекс лабораторних досліджень.

Перфорацію експлуатаційної колони в інтервалах залягання продуктивних горизонтів проводити перфораторами типу Dinamit Nobel Strip.

1.2 Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу свердловини

Таблиця 1.1 – Стратиграфічний розріз свердловини, елементи залягання, коефіцієнт кавернозності пластів

Глибина залягання, м		Стратиграфічний поділ		Елементи залягання (падіння) пластів по підшві, град	Коефіцієнт кавернозності в інтервалі
від (верх)	до (низ)	назва	індекс		
1	2	3	4	5	6
0	245	Кайнозойська група	KZ	1	0-250 м K = 1,05
		Мезозойська група	MZ		
		Крейдяна система:	K		
245	735	- верхній відділ	K ₂	1	250-2000 м K = 1,18
735	775	- нижній відділ	K ₁	1-2	
		Юрська система:	J		
775	1035	- верхній відділ	J ₃	1-2	
1035	1230	- середній відділ	J ₂	1-2	
		Триасова система:	T		
1230	1255	- глиниста товща	T _г	1-2	2000-2925 K=1,10
1255	1290	- піщано-карбонатна товща	T _{пк}	1-2	
1290	1325	- піщана товща	T _п	1-2	
1325	1415	- піщано-глиниста товща	T _{пг}	1-2	
		Палеозойська група	PZ		
		Кам'яновугільна система:	C		
1415	2005	- верхній відділ	C ₃	1-2	
		- середній відділ	C ₂		
2005	2470	московський ярус	C _{2m}	1-2	2925-3370 K=1,15
2470	2925	башкирський ярус	C _{2b}	2-4	
		- нижній відділ	C ₁		3370-3650 K=1,10
		серпухівський ярус:	C _{1s}		
2925	3240	- верхньосерпухівський під'ярус	C _{1s2}	6-8	
3240	3370	- нижньосерпухівський під'ярус	C _{1s1}	6-8	3650-3650 K=1,10
3370	3590	візейський ярус:	C _{1v}		
3590	3640	- верхньовізейський під'ярус	C _{1v2}	6-8	
		- нижньовізейський під'ярус	C _{1v1}	6-8	
3640	3650 (вибій)	Докембрій	РЄ	6-8	

Таблиця 1.2 – Літологічна характеристика розрізу свердловини

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Гірська порода % в інтервалі	Стандартний опис гірської породи: повна назва, характерні ознаки (структура, текстура, мінеральний склад і так далі)
	від (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	6
Q+N+P	0	245	піски глини суглинки мергелі	Піски кварцові з прошарками глини строкатих, суглинки жовто-бурі лесові, мергелі світло-сірі, блакитні
K ₂	245	735	крейда мергелі пісковики глини	Крейда біла, місями глиниста, з прошарками мергелів піщанистих та пісковиками, пісками і глинами в нижній частині товщі.
K ₁	735	775	пісковики глини	Пісковики з прошарками сірих, блакитно-сірих глин.
J ₃	775	1035	глини пісковики вапняки	Перешарування глини з пісковиками і вапняками
J ₂	1035	1230	глини алевроліти пісковики вапняки	Глини з прошарками алевролітів та пісковиків і незначними прошарками вапняків.
T	1230	1415	глини пісковики вапняки	Потуана піщано-глиниста товща, яка за фашально-літологічними ознаками поділяється на глинисту, піщано-карбонатну, пшану та піщано-глинисту товщі, глини строкато-барвисті, алевролітисті, пісковики сірі, зеленувато-сірі, з тонкими прошарками вапняків.
C ₃	1415	2005	глини аргіліти пісковики алевроліти вапняки	Чергування потужних глинисто-аргілітових пластів з пачками пісковиків та алевролітів і одичними прошарками вапняків.
C _{2m}	2005	2470	аргіліти пісковики	Перешарування аргілітів та пісковиків з тонкими прошарками вапняків та алевролітів.

				вапняки алевроліти	15 5			
C _{1b}	2470	2925	аргілі	вапняки	50			Чергування аргілітів з вапняками та пісковиками, а також з прошарками алевролітів та алевролітів.
			пісковики	алевроліти	25 15			
C _{1s1}	2925	3240	алевроліти	алевроліти	10			Перешарування аргілітів з пісковиками і алевролітами та незначними прошарками вапняків
			аргілі	пісковики	45 35			
C _{1s1}	3240	3370	алевроліти	вапняки	15 5			Перешарування аргілітів з пісковиками і алевролітами та незначними прошарками вапняків
			аргілі	алевроліти	80 10			
C _{1v2}	3370	3590	вапняки	алевроліти	10			Однорідна аргілітова товща з рідкими малопотужними прошарками алевролітів та вапняків.
			аргілі	пісковики	10			
C _{1v1}	3590	3640	алевроліти	алевроліти	60			Перешарування аргілітів з вапняками, пісковиками.
			вапняки	пісковики	30 10			
PЄ	3640	3650	алевроліти	алевроліти	55			Чергування аргілітів і пісковиків з вапняками.
			вапняки	алевроліти	30 15			
			Граніти	Граніти	100			Граніти

1.3 Нафтогазоводонасність по розрізу свердловини

Таблиця 1.3 – Газонасність

Індекс стратиграфічного підрозділу (пласт, горизонт)	Інтервал, м		Тип колектору	Стан (газ, конденсат)	Вміст, % за обсягом		Відносна за повітрям густина газу	Коефіцієнт стиснення газу у пластових умовах	Дебіт газу тис.м ³ /д		Густина газоконденсату, г/см ³	Фазова проницаність, мД
	від (верх)	до (низ)			сірко-водню	двоокис вуглецю			конд. м ³ /д	на усті свердловини		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
C _{1S2} (C-4)	3010	3040	поровий	газ, КОНДЕНС.			0,668		150			
C _{1S2} (C-5)	3075	3090	-//-	-//-			-//-		-//-			
C _{1V2} (B-16)	3465	3500	-//-	-//-			-//-		170			
C _{1V2} (B-18-19)	3505	3545	-//-	-//-		2,52	-//-		140		0,7763	
C _{1V1} (B-25-26)	3595	3630	-//-	-//-			-//-		200			

1.4 Можливі ускладнення по розрізу свердловини

Таблиця 1.4 – Поглинання бурового розчину

Індекс стратиграфічного підрозділу	Інтервал, м		Чи є втрата циркуляції (так, ні)	Градієнт тиску поглинання, МПа·м		Умови виникнення
	від (верх)	до (низ)		при розкритті	після ізоляційних робіт	
KZ	0	245	ні	0,0118	0,0156	при первинному розкритті
K ₂ - K ₁ , J ₁	700	935	ні	0,0137	0,0156	при первинному розкритті
T	1290	1325	ні	0,0143	0,0157	при підвищенні густини бурового розчину вище передбаченого в проекті
C ₁	1575	1890	ні	0,0146	0,0159	при підвищенні густини бурового розчину вище передбаченого в проекті

Таблиця 1.5 – Осипи і обвали стінок свердловини

Індекс стратиграфіч ного підрозділу	Інтервал, м		Час до початку ускладнення, діб	Заходи по півдіданні наслідків (проробка, промивка і т.д.)
	від (верх)	до (низ)		
1	2	3	7	8
KZ	0	230	В процесі розбурювання	Проробка, промивка
C ₃	1500	1560	В процесі розбурювання	Проробка, промивка, дотримування параметрів бурового розчину згідно проекту
C ₁ -C ₁	1950	3650	В процесі розбурювання	Проробка, промивка, дотримування параметрів бурового розчину згідно проекту

1.5 Загальні відомості

Таблиця 1.6 – Основні проектні дані

№ п/п	Найменування даних	Значення
1	2	3
1.	Номер району будівництва свердловини (або морський район)	28К
2.	Номер свердловини, що будується по даному проекту	3
3.	Площа (родовище)	Денисівське
4.	Розміщення (суша, море)	суша
5.	Мета буріння і призначення свердловини	розвідка покладів газу
6.	Проектний горизонт	В-18-19 з розкриттям покрівлі РЄ
7.	Проектна глибина, м	
	- по вертикалі	3650
	- по стволу	3650
8.	Число об'єктів випробування	
	- у колоні	5
	- у відкритому стволі	1
9.	Вид свердловини	вертикальна
10.	Тип профілю	-
11.	Азимут буріння, град.	-
12.	Максимальний зенітний кут, град.	-
13.	Максимальна інтенсивність зміни зенітного кута, град/10м	0,1
14.	Глибина по вертикалі покрівлі продуктивного (базисного) пласта, м	-
15.	Відхилення від вертикалі точки входу в покрівлю продуктивного (базисного) пласта, м	не більше 80 м
16.	Допустиме відхилення заданої точки входу в покрівлю продуктивного (базисного) пласта від проектного положення (радіус кола допуску), м	-

Таблиця 1.7 – Відомості про район бурових робіт

№ п/п	Назва	Значення (текст, назва, величина)
1	2	3
1.	Температура повітря, град.	
	- середньорічна	+8,0
	- найбільша літня	+26,1
	- найменша зимова	-7,3
2.	Середньорічна кількість опадів, мм	525
3.	Максимальна глибина промерзання ґрунту, м	1,0
4.	Тривалість опалювального періоду в році, дб	187
5.	Переважаючий напрямок вітру	влітку північно-західний та західний, взимку південно-західний та західний
6.	Найбільша швидкість вітру, м/с	до 20

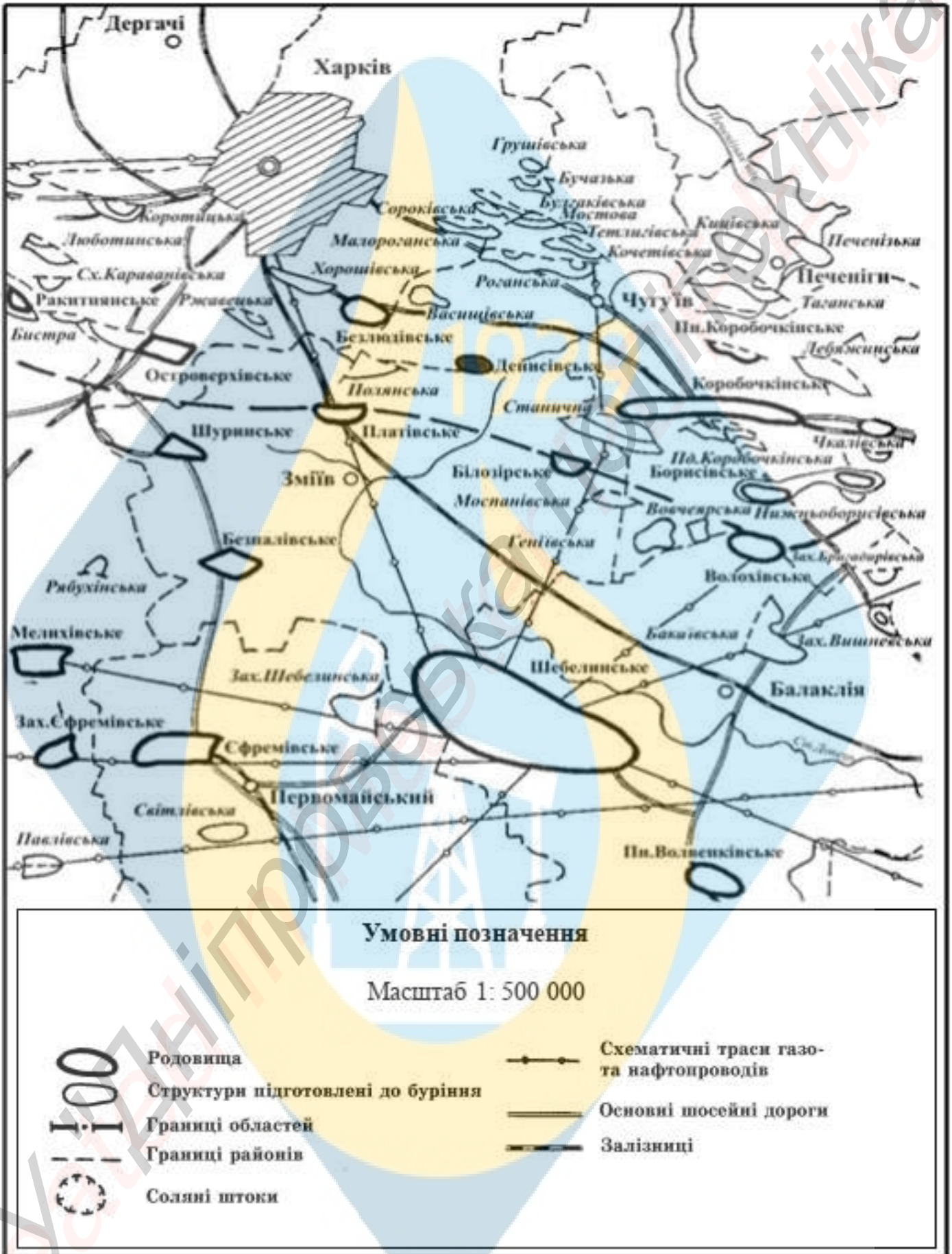


Рисунок 1.1 – Оглядова карта району Денисівського родовища

Висновки по першому розділу

У розділі було розглянуто загальні відомості про район робіт Денисівського родовища, геологічна будова ділянки, проведення буріння геологорозвідувальних свердловин, побудови геологічної документації, проведення досліджень в свердловинах, гідрогеологічних досліджень в свердловинах та камеральних робіт.

1929



РОЗДІЛ 2 ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Вибір і обґрунтування способу буріння

Вибір найбільш ефективного способу буріння обумовлений завданнями, які повинні бути вирішені при розробці або вдосконаленні технології буріння в конкретних геолого-технічних умовах.

При бурінні нафтових і газових свердловин набули поширення способи буріння роторний, гідравлічними забійними двигунами і буріння електробурами. Буріння проектної свердловини буде проводитися роторним способом.

2.2 Конструкція свердловини

Конструкція свердловини проектується виходячи з очікуваного геологічного розрізу свердловини з урахуванням можливих ускладнень в процесі буріння. Дані про величини тисків і можливих ускладнень приведені в геологічній частині проекту і показані на суміщеному графіку тисків.

Конструкція свердловини визначається числом спускаються обсадних колон, глибиною їх установки, діаметром застосовуваних труб, діаметром доліт, якими ведеться буріння під кожен стовбур, висотою підйому тампонажного розчину в затрубному просторі і конструкцією вибою.

Конструкція свердловини залежить від глибини залягання продуктивних пластів, їх продуктивності і колекторських властивостей, пластових і порових тисків, а також тиску гідророзриву прохідних порід, фізико-механічних властивостей і стану порід.

Вихідними даними для проектування конструкції свердловини є:

- проектний горизонт і глибина свердловини;
- мета буріння і призначення свердловини;
- пластовий тиск і тиск гідророзриву порід стратиграфічних горизонтів;
- передбачений дебіт нафти і газу;
- способи закінчування свердловини і її експлуатація;
- характеристика гірських порід по твердості і абразивності.

При виборі конструкції свердловини враховують термін буріння кожної зони кріплення, інтенсивність зносу кондуктора і проміжної колони, а також геологічну вивченість району бурових робіт.

Діаметри обсадних колон і доліт вибираємо знизу доверху. Розрахункові значення діаметрів доліт приймаємо по ГОСТ 20692-75, а обсадних труб по ГОСТ 632-80.

При проектуванні конструкції свердловини в першу чергу вибирають число обсадних колон і глибини їх спуску, виходячи з недопущення несумісності умов буріння окремих інтервалів стовбура. В даному проекті передбачаються чотири

обсадні колони: під напрям, під кондуктор, проміжна і експлуатаційна колона. Глибина спуску експлуатаційної колони визначається місцем розташування продуктивних пластів, способами закачування і експлуатації свердловини, а також конструкцією вибою. У нашому випадку вона становить 3650 м, проміжної - 2000 м, глибина кондуктора - 250 м і напрямки 30 м.

Діаметри обсадних колон і доліт вибираємо знизу вгору, починаючи з експлуатаційної колони.

Для встановлення кількості обсадних колон і глибини їх спуску будемо суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску і тиску гідророзриву по глибині свердловини. На його основі проектуємо перший орієнтовний варіант конструкції свердловини. Кінцевий варіант рішення про кількість обсадних колон і глибини їх спуску приймаємо після аналізу геолого-технічних умов буріння з урахуванням можливих ускладнень. Нижче наведено суміщений графік тисків і спроектована конструкція свердловини.

1. Відповідно до вихідних даних діаметр експлуатаційної колони

$$D_{зк} = 146 \text{ мм.}$$

2. Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону

$$D_{\delta}^{зк} = d_M^{зк} + 2\delta, \quad (2.1)$$

де $d_M^{зк}$ - діаметр муфти експлуатаційної колони; для заданої експлуатаційної колони = 166 мм; $d_M^{зк}$

δ - величина зазору між муфтою експлуатаційної колони і стінкою свердловини, так як діаметр експлуатаційної колони дорівнює $d_{зк} = 146$ мм, то приймаємо $\delta = 10$ мм.

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

Відповідно до ГОСТу на бурові долота приймаємо 215,5 мм. $D_{\delta}^{зк} =$

3. Визначаємо внутрішній діаметр проміжної обсадної колони

$$d_{ен}^{np} = D_{\delta}^{зк} + (6 \div 8), \quad (2.2)$$

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

Приймаємо по ГОСТу на обсадні труби

$$d_H^{np} = 219 \text{ мм; } 210,1 \text{ мм; } d_{вн}^{np} = d_M^{np} = 245 \text{ мм.}$$

4. Визначаємо діаметр долота для буріння під проміжну колону

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

Приймаємо по ГОСТу на бурові долота $D_{\delta}^{np} = 295,3$ мм.

5. Визначаємо внутрішній діаметр кондуктора

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

Приймаємо по ГОСТу на обсадні труби

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

6. Визначаємо діаметр долота для буріння під кондуктор

$$D_{\delta}^{np} = 324 + 2 \cdot 30 = 384 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ГОСТу на бурові долота $D_{\delta}^{np} = 393,7$ мм.

Цементування обсадних колон ведемо на всю довжину колони.

6. Визначаємо внутрішній діаметр напрямки

$$d_{ен}^H = 393,7 + 6 = 399,7 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ГОСТу на обсадні труби

$$d_H^H = 426 \text{ мм; } 402,0 \text{ мм; } d_{BH}^H = d_M^H = 453 \text{ мм.}$$

7. Визначаємо діаметр долота для буріння під напрямок

$$D_{\delta}^H = 453 + 2 \cdot 30 = 503 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ГОСТу на бурові долота $D_{\delta}^H = 508,0 \text{ мм.}$

Результати розрахунків зведемо в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 - Зведена таблиця обсадних колон

Найменування колони	Глибина спуску колони, м	Діаметр колони, мм	Діаметр долота, мм	Інтервал цементування, м
Напрямок	30	426	508,0	0-30
Кондуктор	250	324	393,7	0-250
Проміжна колона	2000	219	295,3	0-2000
Експлуатаційна колона	3650	168	215,9	0-3650

- 426 мм напрямок спускається до глибини 30 м з метою створення обв'язки для циркуляції і запобігання розмиву устя свердловин.

- 324 мм кондуктор спускається до глибини 250 м з метою перекриття нестійких кайнозойських відкладень і ізоляції верхніх водоносних горизонтів з метою захисту їх від забруднення фільтратом бурового розчину при бурінні під проміжну колона. Цементується кондуктор по всій довжині.

- 245 мм проміжна колона спускається до глибини 2000 м з метою перекриття нестійких, поглинаючих відкладів крейди, юри і тріасу, а також пермських відкладень, при бурінні яких можлива коагуляція бурового розчину. Устя колони обладнується протівовикідним обладнанням. Спуск колони проводиться в один прийом з наступним цементуванням з метою забезпечення герметичності обсадної колони, а також гарантії більш надягнутого процесу спуску і якості кріплення.

- експлуатаційна колона 146 мм спускається до глибини 3650 м з метою перекриття, випробування і пробної експлуатації продуктивного горизонту

2.3 Профіль ствола свердловини

Свердловина проектується вертикальною. Враховуючи значні кути падіння пластів та наявність тектонічних порушень в інтервалі буріння під експлуатаційну колона, допускається відхилення від вертикалі по покрівлі продуктивного пласта – до 80 метрів.

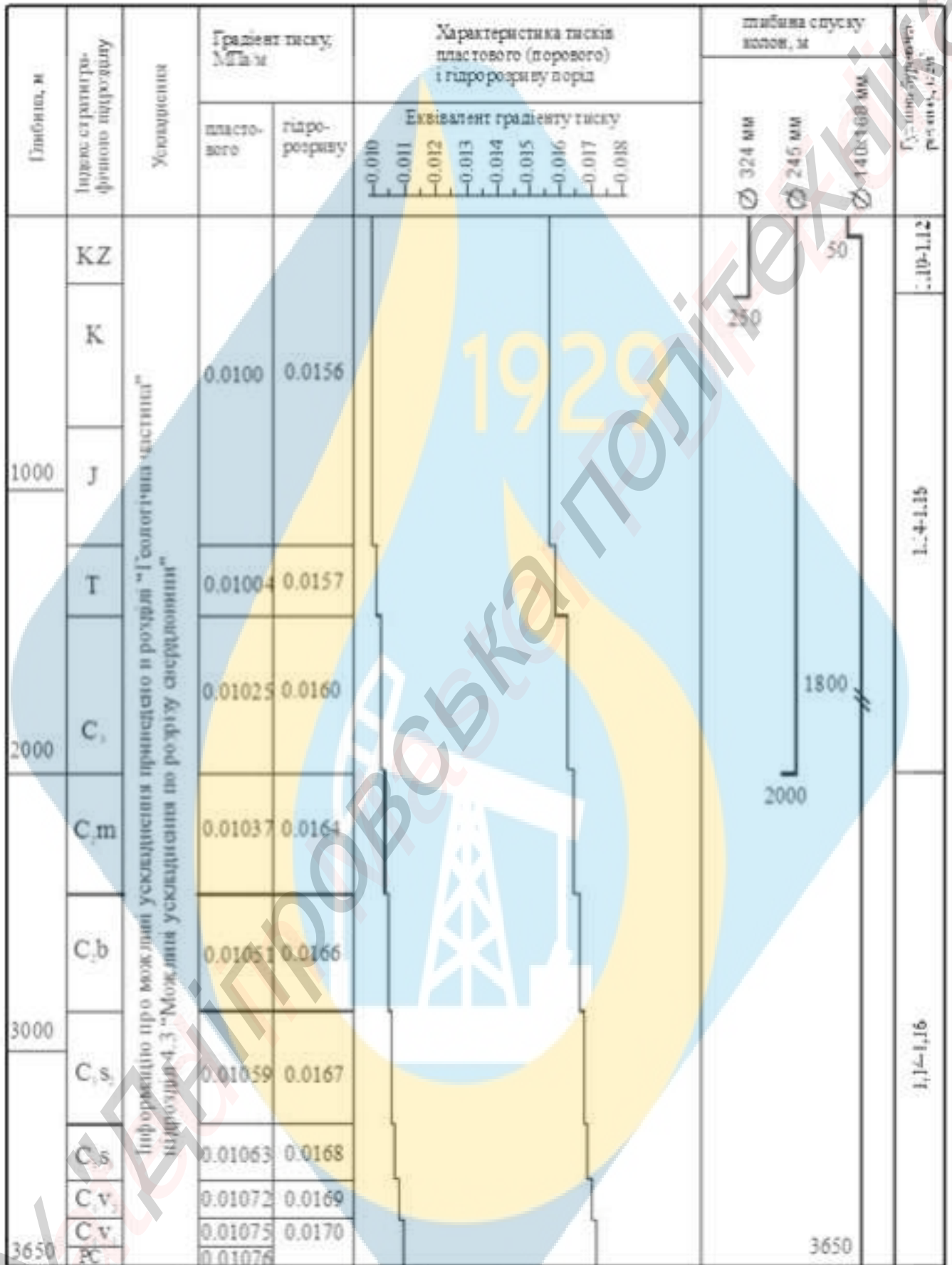


Рисунок 2.1 - Суміщений графік тисків

Діаметри обсадних колон і доліт вибираємо знизу доверху. Розрахункові значення діаметрів доліт приймаємо по ГОСТ 20692-75, а обсадних труб по ГОСТ 632-80.

При проектуванні конструкції свердловини в першу чергу вибирають число обсадних колон і глибини їх спуску, виходячи з недопущення несумісності умов буріння окремих інтервалів стовбура. В даному проекті передбачаються чотири обсадні колони: під напрям, під кондуктор, проміжна і експлуатаційна колона. Глибина спуску експлуатаційної колони визначається місцем розташування продуктивних пластів, способами закачування і експлуатації свердловини, а також конструкцією вибою. У нашому випадку вона становить 3650 м, проміжної - 2000 м, глибина кондуктора - 250 м і напрямки 30 м.

Діаметри обсадних колон і доліт вибираємо знизу вгору, починаючи з експлуатаційної колони.

Для встановлення кількості обсадних колон і глибини їх спуску будемо суміщений графік зміни градієнтів пластового тиску і тиску гідророзриву по глибині свердловини. На його основі проектуємо перший орієнтовний варіант конструкції свердловини. Кінцевий варіант рішення про кількість обсадних колон і глибини їх спуску приймаємо після аналізу геолого-технічних умов буріння з урахуванням можливих ускладнень. Нижче наведено суміщений графік тисків і спроектована конструкція свердловини.

1. Відповідно до вихідних даних діаметр експлуатаційної колони

$$d_{зк} = 146 \text{ мм.}$$

2. Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону

$$D_{\delta}^{зк} = d_M^{зк} + 2\delta, \quad (2.1)$$

де $d_M^{зк}$ - діаметр муфти експлуатаційної колони; для заданої експлуатаційної колони $d_M^{зк} = 166 \text{ мм}$;

δ - величина зазору між муфтою експлуатаційної колони і стінкою свердловини, так як діаметр експлуатаційної колони дорівнює $d_{зк} = 146 \text{ мм}$, то приймаємо $\delta = 10 \text{ мм}$.

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

Відповідно до ГОСТу на бурові долота приймаємо $D_{\delta}^{зк} = 215,5 \text{ мм}$.

3. Визначаємо внутрішній діаметр проміжної обсадної колони

$$d_{сч}^{np} = D_{\delta}^{зк} + (6 \div 8), \quad (2.2)$$

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

Приймаємо по ГОСТу на обсадні труби

$$d_H^{np} = 219 \text{ мм}; 210,1 \text{ мм}; d_{вн}^{np} = d_M^{np} = 245 \text{ мм.}$$

4. Визначаємо діаметр долота для буріння під проміжну колону

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

Приймаємо по ГОСТу на бурові долота $D_{\delta}^{np} = 295,3 \text{ мм}$.

5. Визначаємо внутрішній діаметр кондуктора

$$d_{сч}^x = 295,3 + 6 = 301,3 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ГОСТу на обсадні труби

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

6. Визначаємо діаметр долота для буріння під кондуктор

$$D_{\text{д}}^{\text{п}} = 324 + 2 \cdot 30 = 384 \text{ мм}.$$

Приймаємо по ГОСТу на бурові долота $D_{\text{д}}^{\text{п}} = 393,7 \text{ мм}$.

Цементування обсадних колон ведемо на всю довжину колони.

6. Визначаємо внутрішній діаметр напрямки

$$d_{\text{вн}}^{\text{н}} = 393,7 + 6 = 399,7 \text{ мм}.$$

Приймаємо по ГОСТу на обсадні труби

$$d_{\text{н}}^{\text{н}} = 426 \text{ мм}; 402,0 \text{ мм}; d_{\text{вн}}^{\text{н}} = d_{\text{м}}^{\text{н}} = 453 \text{ мм}.$$

7. Визначаємо діаметр долота для буріння під напрямок

$$D_{\text{д}}^{\text{н}} = 453 + 2 \cdot 30 = 503 \text{ мм}.$$

Приймаємо по ГОСТу на бурові долота $D_{\text{д}}^{\text{н}} = 508,0 \text{ мм}$.

Результати розрахунків зведемо в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 - Зведена таблиця обсадних колон

Найменування колони	Глибина спуску колони, м	Діаметр колони, мм	Діаметр долота, мм	Інтервал цементування, м
напрямок	30	426	508,0	0-30
кондуктор	250	324	393,7	0-250
проміжна колона	2000	219	295,3	0-2000
експлуатаційна колона	3650	168	215,9	0-3650

- 426 мм напрямок спускається до глибини 30м з метою створення обв'язки для циркуляції і запобігання розмиву устя свердловин.

- 324 мм кондуктор спускається до глибини 250 м з метою перекриття нестійких кайнозойських відкладень і ізоляції верхніх водоносних горизонтів з метою захисту їх від забруднення фільтратом бурового розчину при бурінні під проміжну колону. Цементується кондуктор по всій довжині.

- 245 мм проміжна колона спускається до глибини 2000 м з метою перекриття нестійких, поглинаючих відкладів крейди, юри і тріасу, а також пермських відкладень, при бурінні яких можлива коагуляція бурового розчину. Устя колони обладнується протівовикідним обладнанням. Спуск колони проводиться в один прийом з наступним цементуванням з метою забезпечення герметичності обсадної колони, а також гарантії більш надягнутого процесу спуску і якості кріплення.

- експлуатаційна колона 146 мм спускається до глибини 3650 м з метою перекриття, випробування і пробної експлуатації продуктивного горизонту

2.4 Техніка буріння

2.4.1 Вибір породоруйнівного інструменту

З огляду на фізико-механічні властивості гірських порід і конструкцію свердловини, приймаємо наступний породоруйнівний інструмент.

Для буріння в інтервалі 0-30 м застосовуємо долото РМ-508,0 мм.

Для буріння в інтервалі 30-250 м - шарошечні долота ІІІ393,7 МЦГВ.

Для буріння в інтервалі 250-2000 м - шарошечні долота ІІІ295,3 МЦСВ, ІІІ295,3 МС-ГВ, 295,3 СГВ.

Для буріння в інтервалі 2000-3650 м - шарошечні долота ІІІ215,9 СГВ, ІІІ215,9 СЗГАУ і ІІІ215,9 СЗ-ГНУ.

2.4.2 Бурильна колона

1. Діаметр УБТ вибираємо з урахуванням діаметра долота виходячи з таких умов

$$d_{УБТ} = 0,75 \div 0,85D_{\delta}; \quad (2.3)$$

2. Діаметр бурильних труб вибираємо зі співвідношення

$$d_{\delta m} = 0,7 \div 0,80d_{УБТ}. \quad (2.4)$$

Виходячи з запропонованого дебіту і габаритів засобів відкачування, а також з огляду на усталену практику бурових робіт в даному районі, приймаємо:

інтервал

0-30 м

$D_{УБТ} = -$ мм, $D_{БТ} = -$ мм;

30-250 м

$D_{УБТ} = 203$ мм, $D_{БТ} = 146$ мм;

250-2000 м

$D_{УБТ} = 203$ мм, $D_{БТ} = 146$ мм;

2000-3650 м

$D_{УБТ} = 178$ мм, $D_{БТ} = 127$ мм;

Висота підйому тампонажного розчину в затрубному просторі визначається на підставі діючих інструктивних і методичних матеріалів. Висоту підйому цементного розчину за всіма колонами слід виробляти до гирла свердловини [9].

2.4.3 Промивання свердловини

Обґрунтування щільності промивної рідини

Щільність промивної рідини вибираємо згідно суміщенному графіку тисків і уточнюємо для кожного інтервалу сумісних умов буріння по формулі

$$\rho_{пр} = \frac{\alpha P_{пл}}{gH}, \quad (2.5)$$

де $P_{пл}$ - пластовий тиск в інтервалі свердловини для якого визначається $\rho_{пр}$;

g - прискорення вільного падіння, м/с²;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

α - нормативний коефіцієнт, який згідно до вимог правил ведення бурових робіт визначає запас тиску в свердловині над пластивим.

Щільність в інтервалі 30-250 м (так як $H < 1200$ то приймаємо $\alpha = 1,12$).

$$\rho_{np} = \frac{1,12 \cdot 70 \cdot 10000}{9,81 \cdot 250} = 1141 \text{ кг / м}^3.$$

Приймаємо $\rho_{np} = 1140 \text{ кг / м}^3$.

Щільність в інтервалі 250-2000 м (так як $H > 1500$ то приймаємо $\alpha = 1,05$).

$$\rho_{np} = \frac{1,05 \cdot 2000 \cdot 11600}{9,81 \cdot 2000} = 1161 \text{ кг / м}^3.$$

Приймаємо $\rho_{np} = 1160 \text{ кг / м}^3$.

Щільність в інтервалі 2000-3650 м (так як $H > 1500$ то приймаємо $\alpha = 1,05$).

$$\rho_{np} = \frac{1,05 \cdot 3050 \cdot 10000}{9,81 \cdot 3650} = 1160 \text{ кг / м}^3.$$

Приймаємо $\rho_{np} = 1160 \text{ кг / м}^3$.

Бурові розчини виконують функції, які визначають не тільки успішність і швидкість буріння, а й введення свердловини в експлуатацію з максимальною продуктивністю. Основні з цих функцій:

- видалення шламу з-під долота, транспорт його по затрубному простору і забезпечення відділення його на поверхні;
- утримання шламу в підвішеному стані при зупинці циркуляції розчину;
- охолодження долота і полегшення руйнування породи в привибійній зоні;
- створення тиску з стінки свердловини для попередження водо-, нафто- і газопроявлень;
- надання фізико-хімічного впливу на стінки свердловини, попереджаючи їх обвалення;
- забезпечення збереження проникності продуктивного пласта при його розтині;
- передача енергії гідравлічного забійні двигуни (при його використанні) і ін.

При бурінні проектованої свердловини будуть використовуватися такі бурові розчини.

В процесі буріння під кондуктор буде застосовуватися глинистий розчин щільністю $1,14 \text{ г / см}^3$ оброблений графітом, кальцинованою содою.

Параметри глинистого розчину:

$$\rho = 1,14 \text{ г / см}^3,$$

$$T = 30 \text{ сек.},$$

$$V = 10 \text{ см}^3 / 30 \text{ хв.},$$

$$K = 1,5 \text{ мм}$$

$$pH = 7,5$$

При бурінні в інтервалі 250-2000 м можливо поглинання, осипи, обвали, коагуляція, освіта каверн. Тому тут передбачається додавання в глинистий розчин кафоса, гіпану, тирси, гумової крихти, кальцинованою содою і графіту:

Параметри розчину:

$$\rho = 1,16 \text{ г / см}^3,$$

$T = 35 \text{ сек.}$
 $V = 8 \text{ см}^3 / 30 \text{ хв.},$
 $\text{СНС} = 25/50 \text{ кгс} / \text{ см хв.},$
 $K = 1,5 \text{ мм}$
 $\text{рН} = 8,5$

При бурінні в інтервалі 2000-3750 м також можливі коагуляція розчину, каверни, жолоби, прихвати. Тут передбачається обробка КССБ, нафтою, АМ-5, дизпаливом, сульфано́л, графітом. Характеристика розчину:

$\rho = 1,14 \text{ г} / \text{ см}^3,$
 $T = 40 \text{ сек.},$
 $V = 5 \text{ см}^3 / 30 \text{ хв.},$
 $\text{СНС} = 30/50 \text{ мгс} / \text{ см хв.},$
 $K = 1,5 \text{ мм}$
 $\text{рН} = 8,5$

2.5 Технологія буріння

2.5.1 Розрахунок осьового навантаження на долото

Величина осьового навантаження на долото $R_{\text{дол}}$, яка повинна забезпечувати об'ємне руйнування породи на забої, з урахуванням показників механічних властивостей гірських порід і конструктивних даних про площу контакту зубів долота з забоєм визначається за формулою:

$$R_{\text{дол}} = \alpha \cdot R_{\text{ш}} \cdot F_k \quad (2.6)$$

де α - емпіричний коефіцієнт, що враховує зміну забійних умов на зміну твердості ($\alpha = 0,3 - 1,59$);

$R_{\text{ш}}$ - твердість гірських порід за методикою Л. А. Шрейнера (за штампом); кг / мм².

F_k - площа контакту зубів долота з забоєм мм², визначається за формулою В.С. Федорова:

$$F_k = (D_{\text{дол}} \cdot H \cdot \delta) / 2, \text{ мм.} \quad (2.7)$$

де η - коефіцієнт перекриття зубів;

δ - коефіцієнт притуплення зубів.

Таким чином, $R_{\text{дол}} = \alpha \cdot R_{\text{ш}} \cdot D_{\text{дол}} \cdot H \cdot \delta / 2$.

Для долота діаметром 508 мм:

$$R_{\text{дол}} = 1 \cdot 150 \cdot 508 \cdot 1,21 \cdot 1/2 = 46101,5 \text{ Н} = 4,6 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$R_{\text{дол}} = 1 \cdot 550 \cdot 393,7 \cdot 1,21 \cdot 1/2 = 131003,5 \text{ Н} = 13,1 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$R_{\text{дол}} = 1,2 \cdot 250 \cdot 295,3 \cdot 1,14 \cdot 2/2 = 161588,4 \text{ Н} = 16,2 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$R_{\text{дол}} = 1,59 \cdot 250 \cdot 215,9 \cdot 1,4 \cdot 2/2 = 192237,69 \text{ Н} = 19,2 \text{ т.}$$

Порівняємо отримані значення з фактичними значеннями навантаження на долото, які обчислюються за формулою: $R_{\text{дол.ф.}} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6$,

де P1 - вага долота, P2 - вага переходника, P3 - вага УБТ, P4 - вага бурильних труб, P5 - вага провідної труби, P6 - вага вертлюга.

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$P_{\text{дол.ф.}} = 150 + 15 + 4368 + 1864,5 + 2000 = 8697,5 \text{ кг} = 8,7 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$P_{\text{дол.ф.}} = 150 + 15 + 2180 + 11484 + 1864,5 + 2000 = 37650 \text{ кг} = 37,7 \text{ т.}$$

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$P_{\text{дол.ф.}} = 150 + 15 + 29640 + 98890 + 1864,5 + 2000 = 132859,5 \text{ кг} = 132,9 \text{ т.}$$

Так як фактичні навантаження на долото перевищують розрахункові значення, то буріння буде проводитися на розрахунковому значенні з компенсацією навантаження через лебідку бурового верстата.

2.5.2 Розрахунок частоти обертання долота

Вона визначається за такою формулою:

$$N = 60 \cdot v / \pi \cdot D_{\text{дол.}}, \text{ (об/хв)}, \quad (2.8)$$

де v - середня окружна швидкість обертання долота ($V = 0,8 - 2,0$).

Для долота діаметром 508 мм:

$N = 60 \cdot 2 / 3,14 \cdot 0,508 = 56,7$ об/хв, тобто буріння буде здійснюватися на 1 швидкості ротора.

Для долота діаметром 393,7 мм:

$N = 60 \cdot 2 / 3,14 \cdot 0,3937 = 77,1$ об/хв, тобто буріння буде здійснюватися на 1 швидкості ротора.

Для долота діаметром 295,3 мм:

$N = 60 \cdot 2 / 3,14 \cdot 0,2953 = 99,4$ об/хв, тобто буріння буде здійснюватися на 3 швидкості ротора.

Для долота діаметром 215,9 мм:

$N = 60 \cdot 1,5 / 3,14 \cdot 0,2159 = 70$ об/хв, тобто буріння буде здійснюватися на 2 швидкості ротора.

2.5.3 Розрахунок кількості промивної рідини

Технологічно необхідну кількість промивної рідини для забезпечення своєчасного і безперебійного виносу шламів із забою по затрубному простору і очищення стовбура свердловини знаходиться зі співвідношення:

$$Q = 0,785 \cdot (d_{\text{дол.}}^2 - d_{\text{нар.б.тр.}}^2) \cdot V_{\text{воск.}}, \quad (2.9)$$

де $V_{\text{воск.}}$ - мінімально допустима швидкість висхідного потоку з умови якісного очищення і стовбура свердловини (чим менше діаметр, тим вона вища).

Для долота діаметром 393,7 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (3,9372 - 1,42) \cdot 4 = 62,5 \text{ л/с.}$$

Робота 2-х насосів УНБ-600 буде здійснюватися на 170 мм втулках з продуктивністю 31,0 л/с.

Для долота діаметром 295,3 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (2,9532 - 1,42) \cdot 6 = 30,8 \text{ л/с.}$$

Робота насоса УНБ-600 буде здійснюватися на 150 мм втулках з продуктивністю 31,0 л/с.

Для долота діаметром 215,9 мм:

$$Q = 0,785 \cdot (2,1592 - 1,272) \cdot 11 = 13,1 \text{ л/с.}$$

Робота насоса УНБ-600 буде здійснюватися на 140 мм втулках з продуктивністю 13,0 л/с.

2.5 Бурове обладнання

2.5.1 Вибір бурової установки

Бурову установку вибираємо по номінальній вантажопідйомності відповідно до найбільшою вагою бурильної або обсадної колони в повітрі.

Тип приводу бурової установки вибирається залежно від регіональних умов. З огляду на досвід робіт в даному районі, буріння проектованої свердловини буде здійснюватися з використанням приводу від ДВС.

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

Таблиця 2.2 - Вага бурильних і обсадних колон

показники	бурильна колона	проміжна колона	експлуатаційна колона
довжина колони	3650	2000	3650
Вага 1 м, Н	235	736	411
Вага колони, Н	889475	1692800	1555635

Таким чином, максимальна вага має проміжна колона.

Для буріння свердловини вибираємо бурову установку Уралмаш 3Д-76.

Вона призначена для буріння експлуатаційних і розвідувальних свердловин на нафту і газ умовної глибиною 5000 м в умовах помірного клімату, кліматичне виконання «У», категорія І.

Технічні характеристики:

Тип	«Уралмаш 3Д-76»
спосіб буріння	Роторний і турбінний
Умовна глибина буріння при масі 1м. бурильної колони 30 кг м.	5000
Оснащення	5x6
Навантаження, що допускається на гаку в процесі проводки і кріплення свердловини, кН	2250
Діаметр талевого каната, мм	32
Швидкість підйому гака при ходіння обсадних колон і ліквідації аварій, м/с	0,19
Швидкість усталеного руху при підйомі незавантаженого елеватора, м/с	1,58
Потужність на приводному (вхідному) валу підйомного агрегату, кВт	710

Прохідний діаметр столу ротора, мм	560
Потужність на приводному валу ротора, кВт	215
Допустима статична завантаження на стіл ротора, кН	2500
Момент передається столом ротора, кНм	50
Число основних бурових насосів, шт	2
Потужність приводу бурового насоса, кВт	600/530
Найбільший тиск на виході насоса (в маніфольді), МПа	25
Номинальна довжина свічки, м	34
Висота підстави (відмітка підлоги бурової), м	6
Частота обертання стола ротора, с (об/хв):	
мінімальна	0,33 (20)
максимальна	3,87 (232)
Тиск повітря в пневмосистемі, МПа (кг/см ²)	0,6 (6) - 0,8 (8)
Потужність дизель-генераторних установок (необмежена), кВт	3 x 632
Маса комплекту, т, не більше	170
Навантаження на гаку від маси бурильної колони не повинна перевищувати при оснащенні 5 x 6	1450 кН

Склад: На вищечних-силовому підставі розташована бурова вишка з елементами талевої системи, ротор з пневмокліньями, бурової ключ АКБ-3М2, лебідка з гідродинамічним гальмом. Привід ротора здійснюється дворядної втулочно-роликівого ланцюгом 2ПР-50,8 від бурової лебідки.

У силовому блоці встановлені: коробка передач з карданними валами, силовий електродвигун приводу лебідки СДБО-6000-710 кВт. і два електричних компресора 4ВУ1-5/9, що забезпечують постачання бурової установки стисненим повітрям (робочий тиск пневмосистеми 8 кг/см²).

У привіщечних спорудженні на підставі встановлено два бурових насоса, кожен з них має індивідуальний електропривід, який здійснюється клиноремінною передачею від електродвигуна СМБО-6000-600/630 кВт.

На окремому фундаменті розміщені дизель-генераторні установки АКSA ACQ 1130 - 3 комплекти, потужністю 824 кВт - кожна, дизельні двигуни Cummins (США), потужністю 956 кВт кожен, генератори Stamford (Великобританія), призначені для живлення електроенергією електродвигунів: (привід ротора і лебідки, приводи бурових насосів УНБ-600, компресорів та іншого електрообладнання, а також освітлення).

Спосіб монтажу і транспортування агрегатний, блоковий, універсальним транспортом.

Циркуляційна система ЦС ЗД-76М

Технічна характеристика:

1. Корисний об'єм бурового розчину, м³ 160
2. Встановлена потужність електрообладнання, кВт 60
3. Кліматичне виконання - У, категорія виробу 1 (при температурі навколишнього повітря від мінус 45° до плюс 45°) по ГОСТ 15150

Склад виробу: блок проміжний - 2шт., блок приймальний - 1шт., блок кінцевий - 1шт., блок БХР з підставою, блок розподільних пристроїв з шафою управління, кабельної продукцією і електроустаткуванням, світильниками, кнопками управління, блок приготування розчину і хімреагентів БПР-2, комплект майданчиків для обслуговування з перильних огорож.

Спосіб монтажу і транспортування.

Конструкція бурової установки передбачає:

- великоблочне транспортування вищечних-лебедочного і навісного блоків на ваговозах ТПП-70 і Т-60;
- транспортування середніми блоками на трайлерах і платформах ПП40Бр вантажопідйомністю 40т;
- агрегатний спосіб перевезення транспортом загального призначення [4].

2.6.2 Вибір насосної установки

Буровий насос для промивання свердловини в конкретних геологічних умовах вибирається по технологічно необхідній кількості промивної рідини і тиску для подолання втрат напору в елементах циркуляційної системи бурової.

Кількість необхідної промивної рідини при бурінні під експлуатаційну колону складає 31,11 л/с. Визначимо тепер втрати тиску в циркуляційній системі, знаючи які можна вибрати найбільш раціональну компоновку бурильного інструменту, обгрунтовано підібрати бурові насоси і повніше використовувати їх потенційні можливості.

Втрати напору, кГс/см^2 , в циркуляційній системі бурової при роторному бурінні визначаються за формулою:

$$P_{\Sigma} = P_M + P_{\text{б.т.}} + P_{\text{к.п.}} + P_D, \quad (2.10)$$

де P_M - втрати напору при русі бурового розчину в наземних трубопроводах від насосної частини до колони бурильних труб, включаючи стояк в буровій, бурової шланг, а також вертлюг і провідну трубу (втрати напору в зовнішній обв'язки бурової - маніфольд);

$P_{\text{б.т.}}$ - втрати напору при русі бурового розчину в бурильних трубах і замкових з'єднаннях (втрати тиску залежать від глибини свердловини);

$P_{\text{к.п.}}$ - втрати напору при русі бурового розчину в затрубному кільцевому просторі свердловини (втрати тиску залежать від глибини свердловини);

P_D - втрати напору при русі бурового розчину через промивні отвори бурового долота;

P_M, P_D - не залежить від глибини свердловини, а $P_{\text{б.т.}}$ і $P_{\text{к.п.}}$ збільшуються з глибиною свердловини.

При циркуляції очисного агента втрати напору, кГс/см^2 , різні при прокачуванні води і глинистого розчину і залежать від їх властивостей і витрати.

$$P_M = 82,6 \cdot \lambda \cdot L_3 \cdot \gamma \cdot Q^2 / d^5, \quad (2.11)$$

де λ - безрозмірний коефіцієнт гідравлічних опорів при русі в трубах;

Q - витрата бурового розчину, л/с;

γ - питома вага розчину, г/см^3 ;

d - внутрішній діаметр бурильних труб, см;

L_e - еквівалентна довжина наземних трубопроводів, яка визначається за формулою:

$$L_z = L_H \cdot (d/d_H)^5 + L_c \cdot (d/d_c)^5 + L_{ш} \cdot (d/d_{ш})^5 + L_e \cdot (d/d_e)^5 + L_{e,гр} \cdot (d/d_{e,гр})^5 + L_{z,ф} \cdot (d/d_{z,ф})^5 \quad (2.12)$$

де d_H , L_H - внутрішній діаметр і довжина нагнітальної лінії, що йде від бурових насосів до стояка;

d_c , L_c - внутрішній діаметр і довжина стояка з бурової;

$d_{ш}$, $L_{ш}$ - внутрішній діаметр і довжина бурового шланга;

d_s , L_s - внутрішній діаметр стовбура вертлюга і його довжина;

$d_{e,ф}$, $L_{e,ф}$ - діаметр і еквівалентна довжина фільтра, встановлюваного під провідною трубою;

$d_{z,тр}$, $L_{z,тр}$ - внутрішній діаметр і довжина провідної труби.

$$L_z = 30 \cdot (0,107/0,114)^5 = 78,4 + 15 \cdot (0,107/0,114)^5 + 15 \cdot (0,107/0,09)^5 + 2,5 \cdot (0,107/0,09)^5 + 15 \cdot (0,107/0,1)^5 + 2 \cdot (0,107/0,114)^5$$

$$P_M = 82,6 \cdot 0,026 \cdot 96,85 \cdot 1,2 \cdot (31,11)^2 / (10,7)^5 = 1,72 \text{ кГс/см}^2$$

$$P_{б,л} = 82,6 \cdot \lambda \cdot \gamma \cdot Q^2 \cdot (l + l_3/l) \cdot L_б/d^5 \quad (2.13)$$

де $L_б$ - довжина бурильної колони, м;

l_e - еквівалентна довжина замкових з'єднань, м;

l - відстань між замковими з'єднаннями, м.

$$P_{б,л} = 82,6 \cdot 0,026 \cdot 2,03 \cdot (31,11)^2 \cdot (1 + 3,5/11) \cdot 3650 / (10,7)^5 = 65,2 \text{ кГс/см}^2$$

$$P_{х,л} = 82,6 \cdot \lambda_1 \cdot \gamma \cdot Q^2 \cdot L / [(D_c - d_H)^3 \cdot (D_c + d_H)^2], \quad (2.14)$$

де λ_1 - коефіцієнт гідравлічних опорів при русі бурового розчину в кільцевому (затрубному) просторі; D_c - діаметр свердловини (долота), см; d_H - зовнішній діаметр бурильних труб, см.

Втрати тиску від замкових з'єднань в кільцевому просторі становлять невелику величину, тому нею зазвичай нехтують.

$$P_{х,л} = 82,6 \cdot 0,027 \cdot 2,03 \cdot 31,11^2 \cdot 3650 / [(21,59 - 12,7)^3 \cdot (21,59 + 12,7)^2] = 8,13 \text{ кГс/см}^2,$$

Втрати напору, кГс/см^2 , в долоті залежать від конфігурації промивних отворів, від кількості та площі їх перетину, витрати очисного агента (бурового розчину).

$$P_D = C \cdot \gamma \cdot Q^2, \quad (2.15)$$

де C - коефіцієнт, що характеризує втрати напору в промивних отворах долота, який можна обчислити за формулою:

$$C = 0,51 / (\mu^2 \cdot f_0^2), \quad (2.16)$$

де μ - коефіцієнт витрати,

f_0 - сумарна площа перерізів промивних отворів, см^2 .

$$C = 0,51 / (0,65^2 \cdot 13,05^2) = 7 \cdot 10^{-3},$$

$$P_D = 7 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2 \cdot 31,11^2 = 8,13 \text{ кГс/см}^2,$$

Обчислимо сумарні втрати напору:

$$P_\Sigma = 1,72 + 65,2 + 9,32 + 8,13 = 84,37 \text{ кГс/см}^2.$$

Таким чином, технологічно необхідну кількість (витрата) промивної рідини для забезпечення своєчасного і безперервного виносу шламу із забою по затрубному простору і очищення стовбура свердловини з урахуванням втрат тиску, забезпечить нам насос УНБ-600.

Опис бурового насоса УНБ-600:

Таблиця 2.3 - Технічні характеристики бурового насоса УНБ-600:

Потужність, кВт	600
Число поршнів двосторонньої дії	2
Частота подвійних ходів найбільша в хв	65
Довжина ходу поршня, мм	250
Тип зубчастого зачеплення кривошипно-ползунного механізму	косозуба
Кут нахилу зуба, град	9 ° 22'00 "
Конструкція клапанної коробки	L-образна подвійної дії
Приєднувальні розміри клапанної групи в клапанної коробці	№9 API Spec 7K
Тиск рідини на вході не менше, МПа (кгс/см ²)	0,1 (1)
Система подачі охолоджуючої рідини на штоки поршнів	Під тиском від допоміжного відцентрового насоса з електроприводом
Тиск охолоджувальної рідини не менше, МПа (кгс / см ²)	0,15 (1,5)
Система подачі масла в вузли тертя механічної частини:	1. Самотечна з накопичувальних лотків 2. Окунання в масляну ванну
Габаритні розміри, мм:	
довжина	5 100
ширина	3 000
висота	4 040
Корпус редуктора частини	литий
Маса, кг	25 450

Буровий насос УНБ-600 (У86МА2) (табл.2.3) призначений для подачі промивної рідини на вибій при бурінні свердловин глибиною до 5000 м. Промивна рідина подається насосом через колону бурильних труб на забій свердловини для охолодження і виносу зруйнованої долотом гірської породи, а також для передачі енергії потоку турбобури і пов'язаного з ним долоту. В якості промивної рідини застосовується вода або глинистий розчин з наявністю нафти, лути, соди та інших компонентів.

Насос буровий двопоршневої УНБ-600 за конструктивним виконанням горизонтальний, кривошипний, двосторонньої дії.

У розрахунку основних характеристик прийнято: коефіцієнт подачі - 1, к.к.д. - 0,85.

Буровий насос УНБ-600 за основними параметрами відповідає ГОСТ 6031.

2.7.3 Вибір бурової вишки і розрахунок талевої системи

Вишка використовується для проведення спускопідймальних операцій і утримання бурового снаряда під час буріння. Її вибір здійснюється по висоті H , м, і за вантажопідйомністю Q .

Визначимо висоту вишки (H , м) за формулою:

$$H = k \cdot L_{св.} \quad (2.17)$$

де k - коефіцієнт, що попереджає затягування бурового снаряда в кронблок при його перепідйому (зазвичай $k = 1,2 - 1,5$);

$L_{св.}$ - довжина свічки, що залежить від глибини свердловини, м.

Приймаємо $k = 1,5$; $L_{св.} = 28$ м.

$$H = 1,5 \cdot 28 = 42 \text{ м}$$

Таким чином, вишка ВМА-45 - 200-1 цілком підходить для виконання робіт, що проектується.

Підйомна система установки являє собою поліспасний механізм, що складається з кронблоку, талевого (рухомого) блоку, сталевго каната, що є гнучким зв'язком між буровою лебідкою і механізмом кріплення нерухомого кінця каната.

У міру збільшення глибини свердловин вага бурильних колон, які доводиться спускати і піднімати, збільшується, а максимальна швидкість намотування провідною струни талевого каната на барабан лебідки залишається практично незмінною для бурових установок різних класів. Тому для кожної установки застосовують талевого систему зі своєю кратністю поліспасти від 4 до 14. Це досягається застосуванням різних оснащень.

Зробимо розрахунок оснащення і вибір талевого каната.

Обчислимо кількість робочих гілок за формулою:

$$m = Q_{зр} / P_{л} \cdot \eta_m \quad (2.18)$$

де $Q_{зр}$ - вага бурового снаряда, Н;

$P_{л}$ - вантажопідйомність лебідки верстата, Н;

η_m - ККД талевої системи, рівний 0,8 - 0,9.

Так як найбільшу вагу (169,28 т) буровою снаряд матиме при бурінні під проміжну колону, то проводити розрахунок будемо тільки для цієї колони:

$$M = 1\,692\,800 / (50\,000 \cdot 9) = 3,7 \text{ (приймаємо 4 гілки)}$$

Загальна кількість гілок канату при симетричній системі дорівнює:

$$m_0 = m + 2$$

$$m_0 = 4 + 2 = 6$$

Отже, буде застосовуватися оснащення 5 х 6.

Довжина талевого каната в оснащенні $L_{о.с.}$ залежить від числа струн m в ній і корисної висоти вежі $h_{п.}$

$L_{о.с.} = (M + 2) \cdot h_{п.} + l_3$, де $l_3 = 30$ м - довжина каната, намотуваного на барабан.

$$L_{о.с.} = (6 + 2) \cdot 45 + 30 = 390$$

Тоді вага каната $G_k = L_{о.с.} \cdot q_k$, де q_k - вага 1 м каната.

$$G_k = 390 \cdot 33,8 = 13182 \text{ Н} = 13,18 \text{ кН}$$

Визначимо найбільшу статистичну навантаження на рухливі струни канату талевої системи:

$$P_{TC} = L \cdot q + l_{УБТ} \cdot q_{УБТ} + G_{TC}, \quad (2.19)$$

де L - довжина бурильних труб, м;

q - вага 1 м бурильних труб, Н

$l_{УБТ}$ - довжина УБТ, м;

$q_{УБТ}$ - вага 1 м УБТ, Н;

G_{TC} - вага лівого блоку, каната і гака, Н.

Розрахуємо G_{TC} :

$$G_{TC} = G_{ГТБ} + G_{Заната} + G_{Зрвоза} \quad (2.20)$$

$$G_{TC} = 67000 + 13182 + 35000 = 115182 \text{ Н} = 115,18 \text{ кН.}$$

Для бурової колони:

$L_{OT} = 3650$ м, $Q_{OT} = 240$ Н.

$P_{TC} = 3650 \cdot 240 + 115182 = 1023582 = 1023,58$ кН.

Статичне навантаження на 1 струну: $P = P_{TC}/m$,

де m - число струн талевої системи.

$P = 1023,58 / 6 = 170,5$ кН.

Для колони діаметром 245 мм:

$L_{OT} = 2000$ м, $Q_{OT} = 736$ Н.

$P_{TC} = 2000 \cdot 736 + 115182 = 1807982 = 1807,98$ кН.

Статичне навантаження на 1 струну: $P = P_{TC} / m$,

де m - число струн талевої системи.

$P = 1807,98 / 6 = 301,33$ кН.

Для колони діаметром 168 мм:

$L = 3650$ м, $q = 411$ Н.

$P_{TC} = 3650 \cdot 411 + 115182 = 1670817 \text{ Н} = 1670,82$ кН.

Статичне навантаження на 1 струну: $P = 1670,82 / 6 = 278,47$ кН.

З огляду на обчислені статичні навантаження, вибираємо сталевий талевого канат правою хрестової звивання типу ЛК-РО конструкції бх38 + 1 м. 3 діаметром 38 мм (по ГОСТ 16853-88) [4].

2.8 Цементування свердловини

При розрахунку цементування свердловин визначають: 1) кількість сухого цементу; 2) кількість води для замішування цементного розчину; 3) кількість продавочної рідини; 4) можливе максимальний тиск до кінця цементування; 5) допустимий час цементування; 6) число цементувальних агрегатів і цементозмішувальних машин.

Зробимо розрахунок одноступінчатого цементування кожної з обсадних колон.

Таблиця 2.4 - Вихідні дані для цементування

	кондуктор	проміжна	експлуатаційна колона
Глибина спуску (Н, м)	250	2000	3650

Діаметр долота (D, мм)	393,7	295,3	215,9
Зовнішній діаметр обсадних труб (d ₁ , мм)	324	245	146
Внутрішній діаметр обсадних труб (d ₂ , мм)	305,9	230,5	133
Висота підйому цементного розчину (НЦ, м)	350	850	3160
Щільність глинистого розчину (ρ _р , кг/м ³)	1 140	1160	1 140
Щільність цементного розчину (ρ _ц , кг/м ³)	1860	1860	1860
Висота установки кільця «стоп» від забою (h, м)	5	20	20

2.8.1 Розрахунок обсягу цементного розчину

Обсяг цементного розчину, що підлягає закачування в свердловину, визначають за формулою:

$$V_{\text{ц}} = (\pi / 4) \cdot [K_1 \cdot (D^2 - d_1^2) \cdot H_{\text{ц}} + d_2^2 \cdot h], \text{ м}^3 \quad (2.21)$$

де K_1 - коефіцієнт, що враховує збільшення обсягу цементного розчину, що витрачається на заповнення каверн, тріщин, і збільшення діаметра свердловини проти розрахункового (номінального).

Значення коефіцієнта K_1 визначається по кавернограмме для кожної конкретної свердловини. Зазвичай K_1 змінюється від 1,1 до 2,5. У нашому випадку приймаємо $K_1 = 1,15$.

Цементування напрямки і кондуктора буде здійснюватися з використанням чистого портландцементу.

Для кращої прокачиваемості тампонажний суміші і для того, щоб підняти цементний розчин на проектну висоту (до гирла), а також з метою економії портландцементу, експлуатаційна колона в інтервалі 0 - 350 м буде цементувати гель-цементним розчином щільністю 1,42 г/см³ з використанням глини, як пластифікатора. Ставлення глини до цементу 2:3; водогельцементное відношення $m = 1,1$. Інтервал 250 - 3650 м буде цементувати розчином чистого портландцементу щільністю 1,85 г/см³; водо-цементне відношення $m = 0,5$.

Для колони діаметром 426 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,5082 - 0,4262) \cdot 30 + 0,3992 \cdot 5] = 2,21 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,39372 - 0,3242) \cdot 250 + 0,30592 \cdot 5] = 7,56 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,29532 - 0,2452) \cdot 2000 + 0,23052 \cdot 20] = 13,63 \text{ м}^3$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 250 - 2000 м:

$$V_{\text{гц}} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,21592 - 0,1462) \cdot 2250 + 0,1332 \cdot 20] = 71,77 \text{ м}^3$$

Інтервал 2000 - 3650:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \cdot [1,15 \cdot (0,21592 - 0,1462) \cdot +1485 + 0,1332 \cdot 20] = 7,19 \text{ м}^3$$

Загальний обсяг цементного розчину для колони: $71,77 + 7,19 = 78,96 \text{ м}^3$

2.8.2 Розрахунок кількості сухого цементу

Кількість сухого цементу для приготування цементного розчину визначають з виразу:

$$Q_{\text{ц}} = \rho_{\text{ц}} \cdot V_{\text{ц}} \cdot 1 / (1 + m), \quad (2.22)$$

де m - водо-цементне відношення;

$\rho_{\text{ц}}$ - щільність цементного розчину, $\text{кг}/\text{м}^3$, її можна розрахувати за формулою:

$$\rho_{\text{ц}} = [(1 + m) \cdot \rho_{\text{сц}} \cdot \rho_{\text{в}}] / [\rho_{\text{в}} + m \cdot \rho_{\text{сц}}], \quad (2.23)$$

де $\rho_{\text{сц}}$ - щільність сухого цементу, $\text{г}/\text{см}^3$;

$\rho_{\text{в}}$ - щільність води, $\text{г}/\text{см}^3$.

$$\rho_{\text{ц}} = [(1 + 0,5) \cdot 3,15 \cdot 1] / [1 + 0,5 \cdot 3,15] = 1,85 \text{ г}/\text{см}^3.$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{\text{ц}} = 1420 \cdot 7,56 \cdot 1 / (1 + 0,5) = 8668,8 \text{ кг} = 8,67 \text{ т},$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{\text{ц}} = 1420 \cdot 13,63 \cdot 1 / (1 + 0,5) = 12903,07 \text{ кг} = 12,9 \text{ т},$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 0 - 2000 м:

Кількість гелі-цементного порошку складе:

$$Q_{\text{ГЦ}} = 1420 \cdot 71,77 \cdot 1 / (1 + 1,1) = 67942,27 \text{ кг} = 67,94 \text{ т. (Цементного порошку: 40,76 т, глинопорошків: 27,17 т).}$$

Інтервал 2000 - 3650 м:

$$Q_{\text{ц}} = 1850 \cdot 7,19 \cdot 1 / (1 + 0,5) = 8915,6 \text{ кг} = 8,92 \text{ т},$$

Загальний обсяг цементу для колони: $Q_{\text{ц}} = 67,94 + 8,67 = 76,61 \text{ т}$.

Кількість сухого цементу, яке необхідно заготовити з урахуванням втрат при замішуванні цементного розчину, обчислимо за формулою:

$$Q_{\text{ц1}} = K_2 \cdot Q_{\text{ц}}, \quad (2.24)$$

де K_2 - коефіцієнт, що враховує наземні втрати при замішуванні цементного розчину. Якщо зачиннення проводиться без цементно-змішувальних машин, $K_2 = 1,054-5-1,15$, при використанні цементно-змішувальних машин $K_2 = 1,01$. У нашому випадку $K_2 = 1,01$.

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{\text{ц1}} = 1,01 \cdot 1,91 = 1,93 \text{ т},$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{\text{ц1}} = 1,01 \cdot 12,9 = 13,03 \text{ т},$$

Для колони діаметром 146 мм:

Інтервал 250 - 2000 м:

$$Q_{\text{ц1}} = 1,01 \cdot 67,94 = 68,62 \text{ т},$$

Інтервал 2000 - 3650 м:

$$Q_{\text{ц1}} = 1,01 \cdot 8,92 = 9 \text{ т},$$

Загальна кількість сухого цементу з урахуванням втрат для колони:

$$Q_{\text{ц1}} = 68,62 + 9 = 77,62 \text{ т}.$$

2.8.3 Розрахунок кількості води

Необхідна кількість води для приготування цементного розчину 50% -ної консистенції знаходиться з виразу:

$$V_{\text{в}} = 0,5 \cdot Q_{\text{ц}}, \quad (2.25)$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{\text{в}} = 0,5 \cdot 2,5 = 1,25 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{в}} = 0,5 \cdot 16,9 = 8,45 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$V_{\text{в}} = 1,1 \cdot 67,94 + 0,5 \cdot 8,92 = 79,19 \text{ м}^3.$$

2.8.4 Розрахунок кількості продавочної рідини

Потрібне кількість продавочної рідини (в якості якої часто використовують бурову глинисту розчин) визначається за формулою:

$$V_{\text{пр}} = \Delta \cdot \pi \cdot d_2^2 \cdot (H - h) / 4, \quad (2.26)$$

де Δ - коефіцієнт, що враховує стиснення глинистого розчину ($\Delta = 1,03 - 1,05$).

Підставивши значення, отримаємо:

Для колони діаметром 324 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot 0,30592 \cdot (250 - 20) / 4 = 2,26 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot 0,23052 \cdot (2000 - 20) / 4 = 35,65 \text{ м}^3.$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$V_{\text{пр}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot 0,1332 \cdot (3650 - 20) / 4 = 44,90 \text{ м}^3.$$

Дуже часто на практиці для швидкого визначення $V_{\text{пр}}$ користуються такою емпіричною формулою:

$$V_{\text{пр}} = D_{\text{н}}^2 \cdot H_1 / 2, \quad (2.27)$$

де $D_{\text{н}}$ - номінальний зовнішній діаметр колони труб, спущених в свердловину, в дюймах;

$D_{\text{н}}^2 / 2$ - кількість продавочної рідини, необхідне для заповнення 1 м спущених труб, л;

H_1 - глибина установки кільця «стоп», тобто глибина продавці цементного розчину.

Для експлуатаційної колони:

$$V_{\text{пр}} = 0,02 \cdot 3765 / 2 = 40113 \text{ л} = 40,11 \text{ м}^3.$$

2.8.5 Розрахунок тиску при закачуванні

Максимальний тиск перед посадкою верхньої пробки на наполегливе кільце визначається з рівняння:

$$P_{\text{max}} = P_1 + P_2, \quad (2.28)$$

де P_1 - тиск, необхідний для подолання опору, звільнений різницями щільності рідини в трубах і затрубному просторі;

P_2 - тиск, необхідний для подолання гідравлічних опорів.

$$P_1 = (1/105) \cdot [(H_{\text{ц}} - h) \cdot (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}})], \text{ МПа} \quad (2.29)$$

Величину P_2 зазвичай знаходять за емпіричними формулами. Найбільш поширеною є формула Шищенко-Бакланова; для свердловин глибиною понад 1500 м:

$$P_2 = 0,001 \cdot H + 1,6 \text{ МПа.} \quad (2.30)$$

Для колони діаметром 324 мм:

$$P_1 = (1/105) \cdot [(30 - 5) \cdot (1420 - 1100)] = 0,08 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 30 + 1,6 = 1,63 \text{ МПа.}$$

$$P_{\text{max}} = 0,08 + 1,62 = 1,7 \text{ МПа.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$P_1 = (1/105) \cdot [(250 - 20) \cdot (1420 - 1100)] = 1,22 \text{ МПа}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 250 + 1,6 = 2,00 \text{ МПа.}$$

$$P_{\text{max}} = 1,22 + 2,00 = 3,22 \text{ МПа.}$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$P_1 = (1/105) \cdot [(1485 - 20) \cdot (1420 - 1100) + 2000 \cdot (1860 - 1200)] = 23,07 \text{ МПа.}$$

$$P_2 = 0,001 \cdot 3650 + 1,6 = 5,39 \text{ МПа.}$$

$$P_{\text{max}} = 23,07 + 5,39 = 28,46 \text{ МПа.}$$

2.8.6 Розрахунок кількості цементованих агрегатів

Число цементувальних агрегатів визначаю, виходячи з умови отримання швидкості підйому цементного розчину в кільцевому просторі у черевика колони в момент початку продавливання (не менше 15 м/с для кондуктора і проміжних колон і неї менше 1,8 - 2,0 м/с для експлуатаційних колон); ця умова впливає з припущення, що збільшення швидкості руху цементного розчину в затрубному просторі сприяє більш повного витіснення глинистого розчину і заміщенню його цементним.

Часто стовбур свердловини викривлений, має локальні розширення, а колона не строго зцементована в ньому. У подібних випадках доцільно цементний розчин витіснити з колони, підтримуючи невелику швидкість підйому цементного розчину в затрубному просторі ($\omega = 0,1-0,4$ м/с). Так само слід чинити і в тому випадку, якщо колона добре центрована, але створити турбулентний режим течії цементного розчину в затрубному просторі неможливо. Так як продавка майже завжди починається на вищій швидкості (як правило, на IV), то кількість агрегатів з умови забезпечення швидкості, підйому цементного розчину в затрубному просторі визначають за формулою:

$$N_{\text{ц.а}} = [0,785 \cdot K_1 \cdot (D_2 - d_{12}) \cdot \omega / Q_{\text{IV}}] + 1, \quad (2.31)$$

де Q_{IV} - продуктивність цементувальних агрегату на IV швидкості, м³/с.

Вибираємо цементувальний агрегат типу ЦА-320м з викладеними у його насосі 9Т циліндровими 127-мм втулками (з цими втулками можна працювати при ртгах в кінці цементування). Максимальна продуктивність при цьому 0,9 м³/хв при тиску 6,1 МПа.

Для колони діаметром 324 мм:

$$n_{\text{ц.а}} = [0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,39372 - 0,3242) \cdot 1,5 / 60] + 1 = 2 \text{ агрегату.}$$

З огляду на усталену практику бурових робіт в даному районі, приймаємо $n_{ца} = 1$ агрегат.

Для колони діаметром 245 мм:

$$n_{ца} = [0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,29532 - 0,2452) \cdot 1,5 / 60] + 1 = 3 \text{ агрегати.}$$

З огляду на досвід робіт в даному районі, приймаємо 2 агрегату.

Для колони діаметром 146 мм:

$$n_{ца} = [0,785 \cdot 1,2 \cdot (0,21592 - 0,1462) \cdot 2 / (0,9 / 60)] + 1 = 5 \text{ агрегатів.}$$

З огляду на усталену практику бурових робіт в даному районі, приймаємо $n_{ца} = 5$ агрегатів ЦА-320м.

2.8.7 Розрахунок продуктивності цементування

Продуктивність цементування (тривалість процесу цементування в хв) можна визначити за формулою:

$$t_{ц} = [(V_1 / Q_{ца}) + ((V_{п} + V_{пр} - V_1) / Q_{м})] + t_{всп.} \quad (2.32)$$

де $V_1 = V_{пр} - \Delta V$, ΔV приймаємо рівним 1 - 2 м³;

$Q_{ца}$ - сумарна продуктивність цементувальних агрегатів, м³/хв;

$Q_{м}$ - продуктивність цементувальних агрегатів, при якій досягається найбільш повне витіснення бурового розчину цементним, м³/хв.

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (D^2 - d_1^2) \cdot K_1 \cdot \omega, \quad (2.33)$$

$t_{всп}$ - час, що витрачається при цементуванні на допоміжні операції, мм (твсп + 10 - 15 хв.)

Для колони діаметром 324 мм:

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (0,39372 - 0,3242) \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 0,07 \text{ м}^3 / \text{с} = 4,2 \text{ м}^3 / \text{хв.}$$

$$t_{ц} = [(0,76 / 0,9 \cdot 1) + ((2,21 + 2,26 - 0,76) / 4,2)] + 15 = 16,68 \text{ хв.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (0,29532 - 0,2452) \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 0,04 \text{ м}^3 / \text{с} = 2,4 \text{ м}^3 / \text{хв.}$$

$$t_{ц} = [(19,12 / 0,9 \cdot 2) + ((13,63 + 35,65 - 19,12) / 2,4)] + 15 = 31,92 \text{ хв.}$$

Для колони діаметром 146 мм:

$$Q_{м} = 0,785 \cdot (0,21592 - 0,1462) \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 0,048 \text{ м}^3 / \text{с} = 2,88 \text{ м}^3 / \text{хв.}$$

$$t_{ц} = [(45,27 / 0,9 \cdot 10) + ((78,96 + 44,90 - 45,27) / 2,88)] + 15 = 57,43 \text{ хв.}$$

Тривалість цементування не повинна перевищувати 75% часу початку схоплювання цементного розчину. Тоді допустимий час цементування:

$$t_{доп} = 0,75 \cdot t_{н.схв} = 0,75 \cdot 120 = 90 \text{ хв.}$$

Таким чином, вибране число цементувальних агрегатів і зроблені розрахунки задовольняють умовам цементування обсадних колон [10].

2.8.8 Розрахунок кількості цементозмішувальних машин

Виходячи з умови забезпечення цементним розчином всіх працюючих агрегатів ЦА-320 М,

$$n_{цсм} = n_{ца} \cdot Q_{ца} / Q_{цсм} \quad (2.34)$$

де $Q_{ца}$ - середня продуктивність одного працюючого агрегату при закачуванні цементного розчину в колону, м³ / хв;

$Q_{цсм}$ - середня продуктивність однієї цементосмесительних машини 2СМН-20, м³ / хв.

Виходячи з умови розміщення цементного порошку, підвезені до бурової в бункерах змішувальних машин:

$$n_{цсм} = Q_{ц1} / q_{цб}, \quad (2.35)$$

де $Q_{ц1}$ - вагова кількість сухого цементу, підвезені до бурової з урахуванням можливих втрат, т;

$q_{цб}$ - вагова кількість цементу, вміщається в бункер однієї цементозмішувальних машини

Для колони діаметром 324 мм:

$$n_{цсм} = 1 \cdot 0,9 / 1 = 0,9 = 1 \text{ машина.}$$

$$n_{цсм} = 1,93 / 20 = 0,1 = 1 \text{ машина 2СМН-20.}$$

Для колони діаметром 245 мм:

$$n_{цсм} = 2 \cdot 0,9 / 1 = 1,8 = 2 \text{ машини.}$$

$$n_{цсм} = 13,03 / 20 = 0,65 = 1 \text{ машина 2СМН-20.}$$

Приймаємо 1 цементозмішувальних машину 2СМН-20.

Для колони діаметром 146 мм:

$$n_{цсм} = 10 \cdot 0,9 / 1 = 9 \text{ машин.}$$

$$n_{цсм} = 77,62 / 20 = 4 \text{ машини 2СМН-20.}$$

Приймаємо 4 цементозмішувальних машини 2СМН-20

2.8.9 Цементувальне обладнання

Цементувальні агрегати

Цементувальні агрегати призначені:

- для приготування, закачування і продавлювання тампонажних (або інших) розчинів в свердловини;
- для проведення різного роду промивань свердловин через спущені колони труб;
- для обробки привибійної зони свердловин, закачування розчинів ізотопів, проведення гідропіскоструминної перфорації та інших технологічних операцій в свердловинах;
- для перекачування різних рідин або розчинів з ємностей колодязів і водойм;
- для гідравлічної обпресування обсадних труб і колон, а також різного устаткування.

Найбільш широке поширення в промисловій практиці нафтогазових районів країни отримали цементувальні агрегати ЦА-320м і ЗЦА-250А.

При цементуванні проектної свердловини будуть використовуватися цементувальні агрегати ЦА-320м.

Технологічна характеристика цементувальних агрегату ЦА-320м:

Монтажна база шасі автомобіля КраЗ-257

Цементувальний насос:

тип 9Т

гідравлічна потужність, к.с	125
хід поршня, мм	250
максимальний тиск, кгс / см ²	320
максимальна подача, л / с	23
привід	від двигуна автомобіля КраЗ-257
водоподаючий насос:	
тип	1В
діаметр плунжера, мм	125
хід плунжера, мм	170
подача, л / с	13
тиск, кгс / см ²	15
привід	від двигуна ГАЗ-51А
ємність мірного бака, м	6,4
ємність цементного бачка, м	0,25
діаметр прийомних трубопроводів, мм	100
діаметр нагнітальних трубопроводів, мм	50
загальна довжина розбірного трубопроводу, м	22
Загальна маса агрегату, т	17,5

Цементозмішувальні машини

Цементозмішувальні машини і агрегати призначені для транспортування сухих тампонажних матеріалів (глинопорошків) і механізованого приготування тампонажних (глинистих) розчинів.

У промисловій практиці застосовуються цементозмішувальні машини 2СМН-20, БМП-20, СМ-10, СМ-4М і агрегати 1АС-20, 2АС-20, 3АЗ-30.

В даному випадку будуть застосовуватися цементозмішувальні машини 2СМН-20.

Технічна характеристика машини 2СМН-20:

Монтажна база	шасі автомобіля КраЗ-257
Транспортна вантажопідйомність, т	8 - 10
Обсяг бункера, м	14,5
Місткість бункера (по цементу), т	20
Спосіб отримання розчину	механіко-гідравлічний
Продуктивність в м / хв при приготуванні:	
Цементного розчину	0,6 - 1,2
Цементно-бентонітової розчину	0,5 - 1,0
Глинистого розчину	1,0 - 2,0
Тиск рідини замішування, кгс / см ²	8 - 20
Загальна маса не завантаженою машини, т	13,8

Спосіб навантаження в бункер

шнековим погрузчиком

Щільність тампонажного розчину регулюються зміною кількості що подається в змішувач води за допомогою пристрою з набором насадок і крана на обвідній лінії, а також кількості подаваного сухого цементу за допомогою зміни швидкості обертання валу двигуна і двох паралельних завантажувальних шнеків, розташованих в днищі бункера 2СМН-20 [7].

2.9 Водозабезпечення

Джерело водозабезпечення бурової технічною водою – водна свердловина на обухівсько-бучакський водоносний горизонт глибиною 102 м. Дебіт свердловини 5-6 м³/год. Водна свердловина будується на відстані не менше 60 м від устя газової свердловини, в межах майданчика бурової, має три пояси санітарної охорони з метою захисту свердловини і експлуатаційного горизонту від забруднення з поверхні. Згідно з ЕКН-49-216, добові норми витрат технічної води при бурінні свердловини з індивідуальним приготуванням бурового розчину складають 72 м³/добу, а при випробуванні ~ 20 м³/добу. Насос ЗЕЦВ6-6,3-85.

Побутова вода – завозна. Відстань завезення побутової води на бурову – 3,5 км (від водозабірної мережі побутово-господарського водозабезпечення с. Тернове Чугуївського р-ну). Потреба побутової води на період будівництва свердловини складає 0,3-0,5 м³/добу.

2.10 Енергозабезпечення

Головним приводом бурової служать ДВЗ WOLA 71H12A, енергозабезпечення передбачається від в/в ЛЕП 6 кВ довжиною 2 км. При цьому додатково передбачається експлуатація аварійної пересувної електростанції типу ТМЗ-ДЕ-104С3 (100 кВт) – 1 шт.

Розрахунок потреби на період будівництва свердловини електроенергії згідно з нормами збірника 49-КНУ (Збірник 49-КНУ, табл. 49.1-93, 49.1-96, 49.1-214) та ПММ для роботи ДВЗ згідно з нормами Збірника 49-КНУ (Збірник 49-КНУ, розд. III, розд. 49-798) приведений у таблиці 1.

Обігрівання побутових вагончиків передбачається електронагрівальними приладами 1,5 кВт по 2 шт. в кожен вагончик.

В сушилці встановлюється проточний водонагрівач 12 кВт – 1 шт. та тепловентилятор 8 кВт – 1 шт. Вагон-столова додатково обладнана електроплитою 5 кВт – 1 шт.

Таблиця 2.5 – Потреба на період будівництва свердловини електроенергії і ПММ для роботи ДВЗ аварійної пересувної електростанції

Назва робіт	Тривалість, діб	Електроенергія		ПММ	
		норма потреб, кВт. год.	загальна потреба, кВт. год.	норма потреб, т	загальна потреба, т
1	2	3	4	5	6
Підготовчі роботи до буріння	6	40	240	0,26x0,12	0,1872
Буріння і кріплення	219	56	12264	1,62	354,78
Випробування:					
- у відкритому стволі	1,55	56	86,8	1,62	2,51
- в експлуатаційній колоні	110,5	45	4972,5	0,95	104,975
ВСЬОГО:	-	-	17560,5	-	462,4522

2.11 Кріплення свердловини

2.11.1 Вибір типів тампонажних та буферних розчинів

Вибір типів тампонажних та буферних розчинів проводиться виходячи з температурних умов і пластових тисків цементуемого інтервалу, можливих ускладнень ствола свердловини і призначення обсадних колон. Результати підбору приведені в таблиці 2.6.

При цементуванні використовується глинопорошок ПБМБ та сповільнювач - НТФК. Скорочені позначення тампонажних матеріалів і розчинів з них такі: ПЦТ-50 – портландцемент для “холодних” свердловин, ПЦТ-100 – портландцемент для “гарячих” свердловин, РТМ-120 – розширюючий тампонажний матеріал (для температури 120 °С), ПЦТ III Об. – полегшений тампонажний матеріал.

Таблиця 2.6 – Тампонажні та буферні розчини

Колона		Максим. температура °С	Інтервал цементування, м	Тампонажний розчин		Буферний розчин
діаметр, мм	секція			тип	густина, г/см ³	
1	2	3	4	5	6	7
324	I	10	250-0	ПЦТ-50 (або ПЦТ-100)	1,78	Вода замішування
245	I	75	2000 – 1700 1700 – 0	ПЦТ-100 ЦГС 4:1	1,82 1,52	4% КМЦ–500
140/ 168	I	115	3650 – 2800/ 2800-1800	РТМ-120/ ПЦТ III Об.	1,82/ 1,45	4% КМЦ-500
	II	70	1800 – 0	ПЦТ-100	1,82	

2.11.2. Розрахунок обсадних колон

Розрахунок обсадних колон проведено згідно “Інструкції по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин» РД 39.7/1.0001.89.

Вихідні дані для розрахунку обсадних колон визначені для кожної обсадної колони з урахуванням конкретних умов буріння: значень пластового тиску і інтервалів його дії, тисків гідророзриву пластів, зниження рівня рідини і питомої ваги розчину в свердловині під час ГНВП. Розрахунки обсадних труб проведені по максимальним значенням зовнішніх і внутрішніх надлишкових тисків, що діють в певні моменти експлуатації обсадних труб.

Перед спуском в свердловину всі обсадні труби підлягають візуальному огляду з метою виявлення дефектів, шаблонуванню, заміру довжини та складуванню в порядку їх спуску в свердловину у відповідності з комплектуючою відомістю.

Перед спуском обсадних колон проробити ствол свердловини КНБК, жорсткість яких не менша жорсткості обсадних колон. Обсадні труби комплектуються технологічною оснасткою: башмаками, зворотніми клапанами, центраторами та ін. Швидкість спуску обсадних колон та густина тампонажних рідин обмежена з умов мінімальних репресій на пласти під час виконання технологічних операцій.

Розрахунок 324 мм кондуктора

В зв'язку з незначними навантаженнями під час проводки свердловини та відсутністю проявляючих горизонтів розрахунок обсадних труб проводиться для умов кінця цементування та зниження рівня розчину до глибини 250 м при поглинанні.

$$P_{в.н.0} = 0,1 \cdot 250 \cdot (1,78 - 1,1) + 16 = 33,0 \text{ кгс/см}^2$$

$$P_{в.н.250} = 0,1 \cdot 250 \cdot (1,78 - 1,1) = 17,0 \text{ кгс/см}^2$$

$$P_{з.н.250} = 0,1 \cdot 250 \cdot 1,1 = 27,5 \text{ кгс/см}^2$$

При продавці тампонажного розчину тиск на усті не перевищувати 50 кгс/см^2

Таблиця 2.7 – Розрахунок 245 мм проміжної колони

П а р а м е т р и		Значення Параметра	Глибина, м
1		2	3
1. Секційність колони:	L	I	0 – 2000
2. Діаметр колони, мм		245	0 – 2000
3. Відстань від устя до рівня рідини в колоні під час ГНВП		M	1600
4. Питома вага рідини під час ГНВП		1,16	1600-3595
5. Відстань від устя до пласта, який дає максимальний тиск на усті, ℓ , м		–	3595
6. Питома вага, г/см^3 :		1,10	0 – 2000
– розчину за колоною, γ_r		1,16	0-2000
– опресовувальної рідини, $\gamma_{ж}$		1,16	0 – 2000
– рідини в колоні (при цементуванні), γ_v		1,82	2000 – 1700
– тампонажного розчину, $\gamma_{ц}$		1,52	1700 - 0

Розрахунок внутрішніх тисків

Внутрішні тиски при продавці тампонажного розчину:

$$P_{в.о} = 0,1 \cdot (2000 - 1700) \cdot (1,82 - 1,16) + 0,1 \cdot 1700 \cdot (1,52 - 1,16) + 16 + 50 = 147 \text{ кгс/см}^2$$

При отриманні тиску „СТОП” в кінці продавлювання тампонажної рідини не перевищувати 160 кгс/см^2 .

$$s = 0,0001 \cdot 0,668 \cdot (3595 - 1600) = 0,13327 \text{ (для глибини 1600 м)}$$

$$P_{в.о} = \frac{387 - 0,1 \cdot 1,1 \cdot (3595 - 1600)}{2,72^{0,13327}} = 146,6 \text{ кгс/см}^2 \text{ (14,7 МПа)}$$

$$P_{op.} = 14,6 \cdot 1,1 = 161,7 \text{ кгс/см}^2$$

Приймаємо $P_{op.} = 165 \text{ кгс/см}^2$ (16,5 МПа), опресовка проводиться розчином $1,16 \text{ г/см}^3$ після часу ОТЦ.

Розрахунок зовнішніх надлишкових тисків

$$P_{z.0} = 0$$

$$P_{z.1600} = 0,1 \cdot 1,1 \cdot 1600 = 176,0 \text{ кгс/см}^2 \text{ (17,6 МПа)}$$

$$P_{z.2000} = 0,1 \cdot 1,1 \cdot 2000 - 0,6 \cdot 2000 \cdot 387 / 3595 = 90,82 \text{ кгс/см}^2 \text{ (9,1 МПа)}$$

Розрахунок внутрішніх надлишкових тисків

$$P_{в.н 0} = 165 \text{ кгс/см}^2 \text{ (16,5 МПа)}$$

$$P_{в.н 2000} = 165 + 0,1 \cdot 2000 \cdot (1,16 - 1,1) = 177 \text{ кгс/см}^2 \text{ (17,7 МПа)}$$

Розрахунок тисків опресовки цементного кільця

$$P_{в.н 0} = 1,05(387 - (0,1 \cdot (3595 - 1600) \cdot 1,16) - 0,1 \cdot 2000 \cdot 1,16) = -68,7 \text{ кгс/см}^2 \text{ (-6,9 МПа)}$$

Цементне кільце не опресовується.

Таблиця 2.8 – Розрахунок 140/168 мм обсадних труб

П а р а м е т р и	Значення параметра	Глибина, М
1	2	3
1. Секційність колони: L	1	3650-1800
	2	1800-0
2. Діаметр колони, мм	168	50-0
	140	3650-50
3. Відстань від устя до пласта, який дає максимальний тиск на усті, ℓ , м	–	3595
4. Питома вага, г/см^3 : – бурового розчину за колоною, γ_p – опресовувальної рідини, $\gamma_{ж}$ – рідини в колоні (при цементуванні), $\gamma_{в}$ – тампонажного розчину, $\gamma_{ц}$	1,15	0 – 3650
	1,00	0 – 1800
	1,15	1800 – 3650
	1,15	0 – 3650
	1,82	3650-2800
	1,45	2800-1800
	1,82	1800-0
5. Відносна питома вага газу по повітрю, $\bar{\gamma}$	0,668	–
6. Тиск, МПа(кгс/см ²): – пласта, який дає максимальний тиск на усті, $P_{пл. \ell}$ – мінімальний внутрішній при закінченні експлуатації, P_{min} МПа(кгс/см ²)	387 (38,7)	3595
	1,0 (10)	0 – 3650

Розрахунок внутрішніх тисків

Внутрішні тиски при закритому усті під час вводу свердловини в експлуатацію визначаються відповідно пункту 4.2. (7):

$$s = 0,0001 * 0,668 * (3595 - 0) = 0.240146 \text{ (для глибини 0 м)}$$

$$s = 0,0001 * 0,668 * (3595 - 1800) = 0.119906 \text{ (для глибини 1800 м)}$$

$$P_{в.0} = \frac{387}{2,72^{0.240146}} = 304 \text{ кгс/см}^2 \text{ (30,4 МПа)}$$

$$P_{в.1800} = \frac{387}{2,72^{0.119906}} = 343,3 \text{ кгс/см}^2 \text{ (34,3 МПа)}$$

$$\text{Тиск опресовки: } P_{оп.2} = 304 * 1,1 = 334,80 \text{ кгс/см}^2$$

Приймаємо $P_{оп.2} = 340 \text{ кгс/см}^2 \text{ (34,0 МПа)}$, опресовка проводиться водою. Тиск опресовки нижньої секції $P_{оп.1} = 343,3 * 1,1 - 0,1 * 1,15 * 1800 = 171 \text{ кгс/см}^2$

Приймаємо $P_{оп.1} = 175 \text{ кгс/см}^2 \text{ (17,5 МПа)}$, опресовка проводиться розчином $1,15 \text{ г/см}^3$.

Розрахунок зовнішніх надлишкових тисків

$$P_{з.н0} = 0$$

$$P_{з.н1800} = 0,1 * 1,1 * 1800 - 10 = 188 \text{ кгс/см}^2 \text{ (18,8 МПа)}$$

$$P_{з.н3650} = 0,1 * 1,1 * 3650 - 10 = 392 \text{ кгс/см}^2 \text{ (39,2 МПа)}$$

Розрахунок внутрішніх надлишкових тисків

$$P_{в.н.0} = 340 \text{ кгс/см}^2 \text{ (34,0 МПа)}$$

$$P_{в.н.1800} = 340 + 0,1 * 1,00 * 1800 - 0,1 * 1,1 * 1800 = 322 \text{ кгс/см}^2 \text{ (32,2 МПа)}$$

$$P_{в.н.1800} = 175 + 0,1 * 1,15 * 1800 - 0,1 * 1,1 * 1800 = 184 \text{ кгс/см}^2 \text{ (18,4 МПа)}$$

$$P_{в.н.3650} = 175 + 0,1 * 1,15 * 3650 - 0,1 * 1,1 * 3650 = 193,25 \text{ кгс/см}^2 \text{ (19,3 МПа)}$$

По одержаних епіюрах проводиться підбір обсадних труб в відповідності з діючими зовнішніми і внутрішніми надлишковими тисками. Результати підбору обсадних труб приведені в таблиці 9.6.

2.12 Обладнання устя свердловини

Таблиця 2.9 – Специфікація устьового і противикидного обладнання

Номер колони за порядком спуску	Назва колони	Номер схеми обов'язки	Типорозмір, шифр або назва встановлюваного устьового обладнання і ПВО	Кількість	Допустимий робочий тиск, кг/см ²	Маса одиниці, т	Маса комплекту, т
1	Кондуктор		-				
2	Проміжна	2	ОП2-230x350	1	350	19.87	19.87
5	Експлуатаційна	2	ОКК2-35-168x245x324	1	350	2.5	2.5
			АФ6-65/50x350	1	350	2.3	4.8

2.13 Дефектоскопія і опресування

1. При бурінні свердловини проектом передбачається використання парку труб першого класу – імпортного виробництва, та труб другого класу виробництва вітчизняних заводів-виробників та Росії. Всі труби проходять перевірку дефектоскопією перед початком буріння. Гідроопресовки проводяться на буровій після чергового довбання згідно профілактичної карти складеної технологічною службою Виконавця робіт.

2. Проектні глибини проведення планових операцій по дефектоскопії і опресуванню бурильного інструменту приведені в табл. 11.1 і 11.2. Довжина свічі прийнята 36,9 м, кількість бурильних труб в свічі – 3 шт, труб ОБТ – 4 шт.

Планову дефектоскопію бурового обладнання провести після одного року експлуатації, а гальмівних стрічок – через шість місяців експлуатації.

Висновки по другому розділу

Виходячи з пластових тисків і тисків гідророзриву порід, зважаючи на різні ускладнення, враховуючи допустимі величини виходу із-під башмака попередньої обсадної колони, а також досвід буріння на даній площі проектується така конструкція свердловини:

Кондуктор Ø324 мм спускається на глибину 250 м в покрівлю крейдових відкладів з метою перекриття нестійких, поглинаючих порід кайнозою, а також для попередження забруднення водоносних горизонтів, використовуваних для пиття, хімічними реагентами бурового розчину.

Цементується до устя.

Проміжна колона Ø245 мм спускається на глибину 2000 м з метою перекриття відкладів крейди, схильних до набухання, товщі теригенних порід юри і тріасу, де можливі збагачення бурового розчину глинистою фазою та його поглинання, в покрівлю верхнього карбону. Колона також необхідна для надійного обладнання устя свердловини противикидовим обладнанням перед розкриттям очікуваних продуктивних горизонтів при подальшому бурінні.

Колона цементується по всій довжині, до устя.

Експлуатаційна колона Ø140/168 мм складається з двох частин - Ø140 спускається в інтервалі 1800-3650 м з метою перекриття і роздільного випробування очікувано-продуктивних горизонтів, та Ø140/168 мм- спускається в інтервалі 0-1800м.

Колони цементуються по всій довжині.

РОЗДІЛ 3 РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ ПІДВИЩЕННЯ СТІЙКОСТІ PDC ДОЛІТ

Гірські породи, що складають розріз свердловини, різні за складом, мають різні властивості і їх руйнують різанням, сколюванням, стиранням, дробленням. Характер руйнування залежить від твердості і пластичності порід. Породи м'які і пластичні найбільш ефективно руйнуються різанням, а тверді і крихкі - дробленням. Тому для руйнування порід з певними механічними і абразивними властивостями застосовуються відповідного типу інструменти.

Основним інструментом для механічного руйнування гірських порід в процесі буріння свердловини є долото. Термін "долото" зберігся від раннього періоду розвитку техніки буріння, коли єдиним способом проходки свердловини було ударне буріння, при якому бурове долото мало схожість з дерев'яних будівельних конструкцій інструментом того ж найменування. У сучасній практиці застосовуються різні види і типи доліт. Енерговитрати, якість роботи і швидкість буріння безпосередньо залежать від правильної збірки долота, від якості його виготовлення і властивостей матеріалу, з якого він виготовлений.

Бурильні долота і бурильні головки виготовляють з міцних і зносостійких матеріалів, тому що в процесі буріння на долото діють осьові і ударні навантаження, що обертає момент, а також тиск і хім. активність промивної рідини. Для секцій (лап) і шарошок бурового долота застосовують хромнікельмолібденове, хромнікелеве і нікельмолібденових сталі. Випускаються бурильні долота і бурильні головки, оснащені природними або синтетичними алмазами. Деякі типи доліт виготовляють із сталей електрошлакового і вакуумно-дугового переплавів.

Удосконалення бурових доліт здійснюється в напрямку поліпшення їх конструкцій: створення нових схем опор з герметизованим маслоснаповненими опорами для низкооборотного і високооборотних буріння; застосування нових форм твердосплавних зубків; вишукування більш зносостійких матеріалів; підвищення точності виготовлення деталей і збірки бурового долота, а також застосування більш досконалих схем підведення промивної рідини до вибою свердловини.

3.1 Основні параметри бурових доліт

Під параметрами інструменту зазвичай мають на увазі всі дані, які дозволяють оцінити його конструкцію, технічний рівень, ступінь надійності в роботі, визначають його технічну і суспільну корисність, економічну ефективність, дозволяють виявити область раціонального застосування та ін.

Один з найважливіших, найбільш універсальних параметрів, загальний для всіх видів бурового інструменту - фактичний термін його служби. Він забезпечує можливість оцінити суспільну корисність (практичну цінність) конструкції інструменту кожного класифікаційного підрозділу і входить в експлуатаційну характеристику як її основного компонента. Він може бути виражений в різних

одиницях, найчастіше в годиннику. Стійкість, або довговічність, інструменту характеризує працездатність промислового виробу.

Термін служби, стійкість, або довговічність, інструменту, його вузла або деталі залежить від умов застосування і режиму експлуатації. Зі збільшенням глибини буріння роль цих параметрів зростає і застосування інструменту, що характеризується невеликим терміном служби (або малої годинної стійкістю), виявляється економічно не вигідним.

Параметр, вельми близький до терміну служби, - проходка на інструмент (в метрах). Його називають показником роботи (долота або іншого породорозрушаючого інструменту). Цей параметр домінує при аналізі роботи і порівняльних випробуваннях різних моделей або модифікацій однотипного бурового інструменту (див. Розділ шостий). При аналізі роботи породорозрушаючого інструменту в деяких випадках (наприклад, при бурінні щодо неглибоких інтервалів свердловин) на перше місце висувається механічна швидкість проходки, найчастіше її середнє значення як частка від ділення проходки на час чистого буріння. [2]

3.2 Види бурових доліт

Бурові долота діляться по:

а) призначенням:

- для суцільного буріння (руйнування гірської породи по всьому вибою свердловини)
- для буріння з відбором керна (руйнування гірську породи по кільцю вибою свердловини з залишенням в її центральній частині керна)
- для спеціальних цілей (зарезніе долота, розширювачі, фрезери та ін.)

б) виконання:

- пікоподібні;
- ступінчасті;
- радіальні;
- лопатеві;
- шарошечні;

в) впливу на гірську породу:

- режуще - сколювальні типу (лопатеві)
- дробить - сколювальні типу (шарошечні)
- режуще - истираючого типу (ІСМ, алмазні) [4]

3.2.1 Лопатеве долото

Лопатеві долота ріжучого типу використовуються для буріння геологорозвідувальних свердловин на невеликі глибини.

Застосовуються два типи лопатевих доліт:

М - для буріння свердловин в м'яких породах

МС - для буріння свердловин в породах середньої міцності. Існують лопатеві долота з калібрувальним сектором, з увігнутими лопатями і з випереджаючим

лезом. Всі ці конструкції мають ряд особливостей в озброєнні і системі розташування промивних отворів. Долота типу М можуть оснащуватися струминними або гідромоніторними насадками.

Лопатеве бурове долото складається з кованого корпусу з приєднає. Різбленням, до якого приварюються 3 і більше лопатей. У дволопатеє долота корпус і лопаті відштамповують як одне ціле. Для підвищення зносостійкості доліт лопаті армуються твердим сплавом. Платівки твердого сплаву заплавляються на передній грані лопатей в спеціально профрезерований пази. Бічні (для стандартизації цих величин стінку свердловини) межі лопатей армуються циліндричними зубками, запресовуються в просвердлені отвори. Проміжки між зубками наплавляються твердим сплавом. [3]

Для буріння свердловин з відбором керна застосовують шарошечні і лопатеві бурильні головки, які виготовляють для спеціальних керноприёмних пристроїв зі знімним і незнімним керноприёмниками. Подвійні колонкові долота зі знімним керноприёмником дозволяють відбирати з вибою свердловини kern без підйому бурильної колони.

Поверхня між ребрами має конічну форму і сприяє зсуву зруйнованої породи в центральний канал бурильної колони. Ребра армуються породорозрушаючий і елементами різної форми: круглими, шестигранними або квадратними. Коронки призначені для буріння м'яких порід з незначним вмістом твердих пропластків. Торцева поверхня ребер має конічну форму для запобігання заклинювання частинок породи, а на зовнішній поверхні є пази. Важливим елементом коронки є тороїдальні канавки на внутрішньому уступі, що сприяють в поєднанні з внутрішнім патрубком керноприёмной труби переходу низхідного потоку очисного агента в висхідний. При відсутності такої канавки в процесі буріння різко зростають втрати очисного агента.

Малогабаритне долото лопатеве ріжучого типу, призначене для буріння геологорозвідувальних свердловин в м'яких породах і в м'яких породах з прошарками середньої твердості, руйнують породу в режимі різання з очищенням забою промивання агентом або шнековим способом.

У більшості районів буріння геологорозвідувальних свердловин в м'яких породах ведеться з використанням легкого бурового обладнання і тому з невеликими осьовими навантаженнями на долото і з малим обертовим моментом. [4]

В таких умовах звичайні серійні долота лопатеві нафтового сортаменту працюють, невеликий проміжок часу до 10-15 год. Тоді як при використанні нафтового важкого устаткування ці долота лопатеві працюють 150-200 ч. Лопатеві долота ріжучого типу для геологорозвідувального буріння працюють до затуплення ріжучих крайок твердосплавних різців і різальних крайок, наплавлених грубозернистим твердим сплавом. Процес зношування різальних крайок характеризується повільним стиранням від периферійної зони до центральної частини долота. Незважаючи на те, що центральна частина долота лопатевого зношується значно менше, саме вона визначає працездатність долота в цілому. Навіть при незначному зносі центральної частини долота лопатевого різко знижується питома навантаження на ріжучі кромки і твердосплавні різці, і вони

перестають впроваджуватися в поверхню руйнується забою. Твердосплавні різці, розташовані в центральній частині долота, оголюються повільно і на незначну величину внаслідок невеликих окружних швидкостей, що виникають в центральній зоні при обертанні долота з частотою до 200 об / хв. Ріжучі грані і твердосплавні різці лопатевих доліт, розташовані в периферійній зоні, зношуються інтенсивніше. Однак за рахунок високих окружних швидкостей відбувається оголення верхніх частин твердосплавних різців і ріжучих граней, а також стирання корпусу лопатей і державок, що сприяє збільшенню питомої навантаження та впровадження крайок і різців в поверхню руйнується забою. Ріжучі грані і твердосплавні різці на калібрують гранях робочих лопатей обробляють стінки свердловини по найбільшому периметру і в цій зоні вони стираються по ко криволінійної поверхні, на якій розташовано калібру озброєння лопатей. [5]

3.2.2 Шарошечні долота

Долото шарошечное - різновид бурового обладнання, породоразрушаючий дробящий, роящее-сколюватися інструмент кар'єрних верстатів обертального буріння, з озброєнням шарошки у вигляді фрезерованих на ній зубів різної довжини і конфігурації або впрессована на неї штирів з твердого сплаву - карбіду вольфраму, застосовуваний для механічного руйнування гірської породи від м'якої до дуже міцною в процесі буріння свердловини. Цими долотами бурять експлуатаційні (нафтові, газові та водяні), розвідувальні, пошукові, опорні, інженерно-геологічні, гідрогеологічні, гідротехнічні, будівельні, вибухові, вентиляційні та багато інших свердловини.

Ці долота - найбільш складні як за конструкцією, так і за технологією їх виготовлення. Залежно від кількості їхніх робочих органів, які виробляють буріння вони поділяються на різновиди: одно-, дво-, три-, чотири- і многошарошечние. [2]

Основні конструктивні параметри доліт:

- розташування на осі шарошок по відношенню до осі долота і вершин шарошок щодо осі долота;
- величина кута нахилу осей шарошок до осі долота; число конусів на шарошки;
- розташування вінців зубів;
- геометричні параметри зубів.

Шарошечні долота є найбільш універсальний породоразрушаючий буровий інструмент, оскільки область їх застосування охоплює практично все різноманіття гірських порід. Ці долота найбільш продуктивні при бурінні геологорозвідувальних (суцільним забоєм) і вибухових свердловин в міцних породах. Вперше долото бурове з конічними шарошки було винайдено в США (1909). Шарошечне буріння - спосіб буріння свердловин з використанням шарошечні долота - важливого елемента бурового обладнання. Вперше було застосовано у США в 20-х роках 20-го століття. У Росії цей спосіб буріння застосовується з 30-х рр. 20 в. Для буріння нафтових і газових свердловин. При шарошечні бурінні гірські породи руйнуються сталевими або твердосплавними зубками шарошок, що обертаються на опорах бурового долота, яке, в свою чергу,

обертається і притискається з великим осьовим зусиллям до забою. Шарошечне долото (або колонкова бурильна головка) складається з однієї, двох, трьох і більше конічних, сферичних або циліндричних шарошок, змонтованих на підшипниках кочення або ковзання або ж їх комбінації на цапфах секцій долота. Породоразрушаючим елементом (озброєнням) шарошечні доліт служать фрезеровані зуби або запресовані твердосплавні зубки і комбінації зубів з зубками на поверхні шарошок. Для підвищення зносостійкості фрезерованих зубів шарошок від абразивного зносу їх наплавляють твердим сплавом, що складається з зерен карбідів вольфраму. Геометрична форма і параметри породоразрушаючих елементів (висота і довжина зубів, кут загострення і притуплення їх вершин, частота розташування зубів на кожному вінці шарошок) для різних гірських порід різняться бурові долота, що залежать від фізичних властивостей гірських порід. Зуби на конусах шарошок, як правило, мають клиноподібну форму; твердосплавні зубки - клиноподібну або напівсферичної робочі поверхні. [4]

Для підвищення ресурсу доліт в їх конструкції використовуються опори ковзання і озброєння шарошок твердосплавними зубками. Для найбільш важких умов експлуатації розроблені долота з елементами герметизації опор.

Залежно від конструкції корпусу, шарошечні долота поділяються на секційні і цельнокорпусні. В секційних бурових долотах корпус зварюється з окремих (двох, трьох і чотирьох) секцій, на цапфах яких монтується вільно обертаються шарошки.

У цельнокорпусних бурових долотах корпус литий, до нього приварюються лапи з шарошками. Для приєднання долота до бурильної колоні у секційних передбачена зовнішня конусна різьба (ніпель), у корпусних - внутрішня конусна різьба (муфта). Секції (лапи) і шарошки долота виготовляються з хромонікельмолібденових, хромонікелевих і нікельмолібденових сталей. Шарошечні долота в Росії нормалізовані за типами та діаметрам (від 46 до 490 мм) і виготовляються 14 типів для розбурювання м'яких, середньої твердості, твердих, міцних і дуже міцних порід. Найширше поширення мають трешарошечні долота. В обмежених обсягах застосовуються вставні дво- і трешарошечні долота бурове для буріння свердловин турбінним і роторним способами,

Розроблений в останні роки асортимент шарошечні доліт за своїми типоразмерам здатний задовольнити найширші запити споживачів. Зокрема, вперше в світовій практиці розроблені шарошечні мікродолота діаметром 46 і 59 мм. [2]

3.2.3 Алмазне долото

Основна особливість алмазних доліт - наявність в них алмазних ріжучих елементів, тобто алмазів (природних або синтетичних) тієї чи іншої величини (великій). У бурових долотах зазвичай використовують найменш цінну різновид природного алмазу, іменовану карбонадо (бразильські технічні алмази) або чорним алмазом, яка характеризується меншою твердістю, але значно більшою в'язкістю, що в умовах буріння надзвичайно важливо. [2]

Алмазні долота бурове (і бурильні головки) складаються з твердосплавних алмазнесущей робочої частини (матриці) і сталевго корпусу з внутрішньої приєднувальних конусної замкової різьбленням. Долота відрізняються один від одного формою робочої частини, якістю алмазів і системою промивки. Матриці цих доліт виготовляються методом порошкової металургії з різних металевих порошоків. Ці порошки забезпечують хороше утримання алмазів і дозволяють отримувати матриці різної твердості і зносостійкості. Матриця на основі вольфраму, його карбиду і міді забезпечує достатню міцність, зносостійкість і високу теплопровідність матричного матеріалу. Для виготовлення долота (бурильних головок) застосовуються технічні алмази масою 0,05-0,34 кар (на долото бурове діаметром 188 мм витрачається 400-650 кар, або 2000-2500 зерен алмазів). Алмазні долота доцільно застосовувати при великих (понад 3000 м) глибинах свердловин. Як правило, стійкість алмазного долота бурове в 20-30 разів перевищує стійкість шарошечні.

Алмазні долота бувають трьох типів: спіральні, радіальні і ступінчасті. У спіральних алмазних долотах робоча частина має спіралі, оснащені алмазами і промивні отвори. Долота цього типу призначені для турбінного буріння малоабразивних і среднеабразивних порід. Радіальні алмазні долота мають робочу поверхню у вигляді радіальних виступів у формі сектора, оснащених алмазами; між ними розміщені промивні канали. Долота даного типу призначені для буріння малоабразивних порід середньої твердості і твердих порід як при роторному, так і при турбінному способах буріння. Ступінчасті алмазні долота мають робочу поверхню ступінчастою форми. Вони застосовуються як при роторному, так і турбінному способах буріння при проходці малоабразивних м'яких і середньої твердості порід. [5]

Технічні показники алмазних доліт багато в чому залежать від якості і розмірів алмазів. Якість визначають групою і категорією, а розмір - числом каменів на 1 кар (0,2 г). Працездатність алмазного долота в найбільшій мірою, ніж інструменту будь-якого іншого виду, залежить від чистоти стовбура і забою і якості промивки. При наявності металу або твердого сплаву (навіть в малій кількості), або великих уламків міцних порід на вибої відбувається утворення вибоїн, викришування або розколювання алмазів і швидке руйнування долота. При нестачі бурового розчину спостерігається перегрівання і розтріскування (прижогов) алмазів. Це значно ускладнює буріння алмазними долотами. Інша, ще більш важлива специфічна особливість алмазних доліт - їх дорожнеча і дефіцит через нестачу алмазів, що володіють високими технічними властивостями (міцністю, в'язкістю, достатньою твердістю, опором ударам і т.п.). Застосування алмазних доліт забезпечує високі швидкості буріння, зниження кривизни свердловин. Відсутність опор кочення і висока зносостійкість алмазів підвищують їх термін служби до 200 ... 250 ч безперервної роботи. Завдяки цьому скорочується число спуско-підйомних операцій. Одним алмазним долотом можна пробурити стільки ж, скільки 15 ... 20 шарошечні долотами.

При бурінні твердих, міцних і абразивних порід знос матриці інтенсивніше, тому щоб уникнути надмірного оголення алмазів матриця у доліт для таких порід повинна бути найбільш зносостійкого. У породах м'яких і середніх матриця

зношується мало, внаслідок чого в долотах, призначених для буріння цих порід використовується не дуже зносостійкий матеріал для матриці. [4]

Деякими фахівцями виділяються і інші, переважно комбіновані різновиди.

За розміщення алмазів в матриці розрізняють два різновиди доліт: одношарове і багатшарове, тобто з імпрегнованим алмазами. Одношарові долота отримують при одношаровому укладанні щодо великих алмазів в графітову прес-форму, що призводить до їх розподілу в певному порядку на поверхні матриці, а насичені - при рівномірному перемішуванні алмазів (як правило, дрібних і невисокої якості) з частинками карбиду вольфраму і іншими компонентами матриці перед спіканням долота.

В цілому алмазні долота характеризуються монолітною конструкцією. У Росії випускають чотири різновиди алмазних доліт: одношарові ступінчасті і радіальні, насичені радіальні і ступінчасті. Долота всіх різновидів виготовляють обох класів, тобто з природними і синтетичними алмазами.

Твердосплавні долота відрізняються від алмазних тим, що замість алмазів вони армовані надтвердими сплавами. [5]

Руйнування гірських порід є основною операцією при видобутку та переробки корисних копалин. В процесі буріння свердловин важливу роль відіграє якість проходки бурового долота і якість забою. Правильний підбір бурових доліт для відповідної гірської породи, дотримання техніки буріння і якісного промивання свердловин дозволяє добитися високої швидкості буріння з мінімальними втратами бурового інструменту. Наприклад: для м'яких порід при неглибоких свердловинах доцільно використовувати лопатеві долота, а при бурінні твердих і глибоких порід краще підходять шарошечні або алмазні долота.

Інтенсивний розвиток промислового і розвідувального буріння в даний час пов'язано з використанням різного обладнання та інструментів. Застосування тих чи інших технічних засобів або технологічних заходів в конкретних геологічних умовах, часто різко відрізняються за фізико-механічними властивостями порід, обумовлює складність вибору бурових доліт. Тому при бурінні свердловин слід строго дотримуватися техніки буріння і враховувати особливості типу бурового долота. При недотриманні техніки можуть виникнути ускладнення у вигляді руйнувань бурового долота, перегрів, зміщення осей шарошечні доліт, і внаслідок цього, швидке зношування інструменту і проведення додаткових операцій по вилученню пошкодженого обладнання з свердловини.

3.3 Технологія підвищення стійкості PDC доліт

Основною проблемою будівництва свердловин різного призначення є необхідність їх буріння в різноманітних гірничо-геологічних умовах з високою механічною швидкістю і ресурсом. Питання підвищення ресурсу та універсальності бурового інструменту вкрай актуальне, особливо при проходці протяжних глибоких свердловин і свердловин з горизонтальним закінченням. Сучасні технології в області виробництва надтвердих штучних і композитних матеріалів дозволили створити сучасні бурові інструменти, що володіють видатними характеристиками [10-16].

Для твердих гірських порід це долота і коронки з імпрегнованою породоразрушаючий матрицею, насиченою дрібними штучними алмазами і оснащені надтвердими алмазосодержащих вставками, що дозволяє створити універсальний і високоресурсного бурової інструмент [10-16].

Для ефективного буріння гірських порід середньої твердості зараз найбільш високі результати отримані при використанні доліт і коронок з термостійкими (TSP) різцями типу PDC (polycrystalline diamante cutters). Використання доліт з термостійкими різцями PDC дозволяє отримати високі результати [10,11]. У 2012 р в Евенкії успішно пройшло відпрацювання матричного PDC долота 215,9 мм серії Topnado виробництва компанії DDI, США. Буріння здійснювалося гвинтовим гідродвигуном і ротором. Проходка на долото при середній швидкості буріння 20 м/ч склала 1150 м до першої реставрації, максимальна швидкість буріння досягала 40 м/ч [16].

В даний час найбільш затребуваними буровими інструментами при бурінні нафтових і газових свердловин в м'яких породах, при наявності в них прошарку твердих гірських порід, і породах середньої твердості є долота та розширювачі з різцями PDC. У геологорозвідувальному бурінні провідними компаніями значний обсяг бурових робіт також виконується коронками з різцями типу PDC [10, 11].

Основними достоїнствами бурового інструменту з різцями PDC є високі ресурс і механічна швидкість буріння, підвищення виходу керна [10, 11]. При використанні в породоруйнуючого інструменту різців PDC особливе значення має розміщення різців [10, 11]. Різці PDC мають круглу циліндричну форму, зручну для розташування їх у інструменті під необхідним кутом і за заданою схемою, яка істотно впливає на ефективність руйнування породи (рис. 2). Відомі конструкції породоразрушающего інструменту з різцями типу PDC [7], як правило, складаються з корпусу з зафіксованими в робочій частині різцями PDC. Такі долота і коронки відрізняються ремонтпридатністю, зносостійкістю, високими показниками механічної швидкості буріння. Наприклад, PDC долота, на відміну від шарошечних,

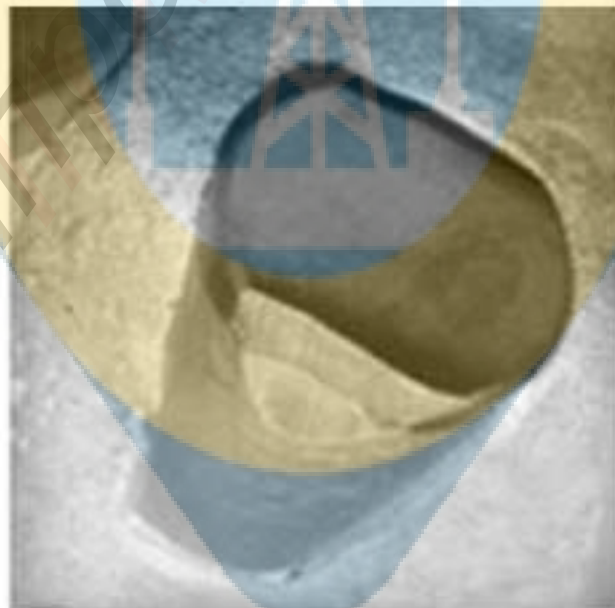
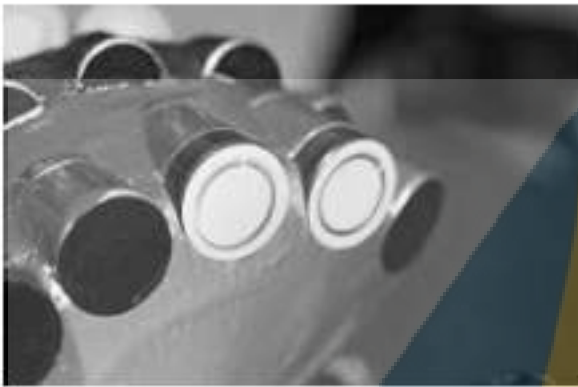


Рисунок 3.1 - Характер зносу фіксованого різця PDC



а



б

Рисунок 3.2 - Різці ONYX 360 компанії Smiht Bits:

а) в долоті; б) до установки в долото в зібраному і розібраному вигляді

Методика

Дослідження зносу доліт з різцями PDC показують, що різці зношуються тільки фрагментами. До моменту зняття доліт з роботи поверхню різців зношена в основному не більше ніж на чверть. При роботі фіксованого різця PDC зношування піддається тільки нижня, звернена до забою, ріжуча кромка (рис. 1). За даними компанії Smiht Bits, понад 60% доліт типу PDC виходять з ладу саме через відколів і зносу нижньої кромки різців.

Компанія Smiht Bits провела аналіз причини виходу з ладу та зносу доліт PDC з метою підвищення ресурсу бурового інструменту, враховуючи зазначену особливість зносу пластин PDC, розробила долота з різцями ONYX 360 і ONYX II. Такі різці встановлені в найбільш навантажених частинах торця долота з можливістю обертання в процесі буріння на 360° (Рис. 2).

При бурінні долотами ONYX 360 по абразивному пісковіку зростання ресурсу долота склав 57%, а швидкості буріння - 26% [6, 8].

Порівняльні випробування різців ONYX на знос показали, що в порівнянні з фіксованими різцями аналогічної форми і розмірів дані різці істотно підвищують можливості ефективної роботи з руйнування гірської породи. Наприклад, встановлено, що різці ONYX можуть виконати 600 проходів по породі, тоді як фіксовані різці - тільки близько 100.

Дослідження зносу різців доліт типу PDC компанією Smiht Bits показало, що максимальний знос різців долота відбувається на інтервалі видалення від геометричного центра долота, який близький до зовнішнього діаметра долота, а точніше на інтервалі $0,77$ радіуса R н від центру долота (рис. 3).

Аномальний знос пов'язаний з найбільш високими опорами з боку забою, викликаними найбільшою і зростаючою від центру обертання долота до периферії лінійною швидкістю різців долота.

Виходячи зі схеми розміщення різців, запропонованої компанією Smiht Bits, на ріжучій лопаті долота розміщуються два різця ONYX (рис. 4).

Різці ONYX у долота діаметром 6 дюймів розташовуються на відстані 1,8 і 2,3 дюйма від центру торця долота, що відповідає значенням $0,77R_n$ і $0,9R_n$ (рис. 3.3., 3.4). Даний інтервал установки різців відповідає позначці максимальної величини зносу периферійних різців долота, а ось інтервал розстановки різців від

$0,77R_n$ в напрямку до центру долота виявляється захищеним тільки фіксованими різцями. При розстановці обертових різців в цьому інтервалі можна домогтися ще більш істотного підвищення ресурсу доліт.

Причини підвищення зносу різців долота в напрямку від центру до периферії складаються в зростанні опору різання-сколювання гірської породи різцями з підвищенням лінійної швидкості переміщення різців, яка визначається залежністю $v_z = 2\pi\omega R_z$. Де ω - частота обертання долота, хв^{-1} ; R_z - розмір радіуса торця долота від центру (0) до периферії (R_n).

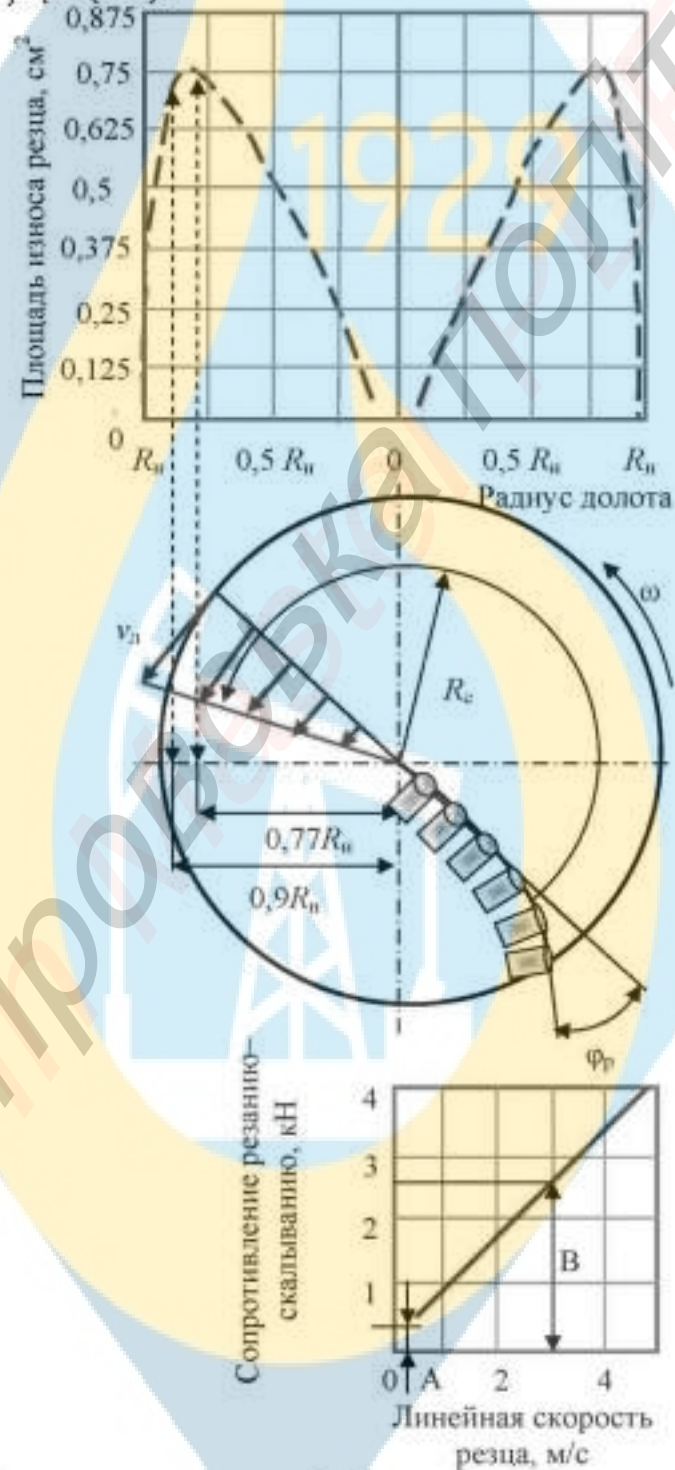


Рисунок 3 - Схема установки різців на торці долота з урахуванням швидкостей різання-сколювання породи і інтенсивності зношування різців

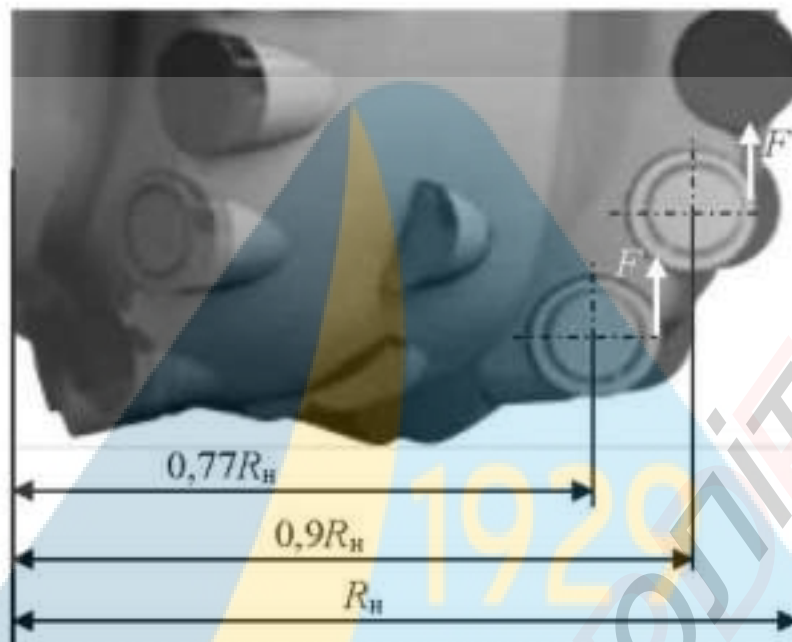


Рисунок 3.4 - Торцева частина долота з різцями ONYX

Рівняння для розрахунку величини R_d , отримане при обробці експериментальних даних, виглядає наступним чином:

$$R_d = 0,258 + 0,664 v_s + 0,021 v_s^2 \quad (3.1)$$

Відповідно до залежності (3.1) на рис. 3 представлений графік, що відображає зв'язок величини опору різання-сколювання породи різцями з підвищенням лінійної швидкості різання і інтенсивності зношування різців, розміщених на різній відстані від центру торця долота.

Глибину різання-сколювання породи H можна визначити формулою [6]:

$$H = \sqrt{\frac{P_m \sin \gamma_{ск} (1 - \mu \operatorname{tg} \gamma_{ск})}{\pi K_{п} \sigma_{ск} \cos \varphi_{п} \operatorname{tg} \gamma_{ск} \sqrt{d} (1 - \operatorname{tg} \varphi_{п})}} \quad (3.2)$$

де $\gamma_{ск}$ - кут сколювання породи на передній грані різця, град; μ - коефіцієнт тертя різців про породу; $\gamma_{п}$ - передній кут установки різця, град; $\sigma_{ск}$ - межа міцності гірської породи на сколювання, Па; $K_{п}$ - коефіцієнт, що визначає зростання опору різання-сколювання з боку гірської породи при підвищенні частоти обертання долота; $\varphi_{п}$ - кут внутрішнього тертя при руйнуванні гірської породи, град; d - діаметр різця, м.

Як випливає з формули (3.2), мінливість межі міцності гірської породи на сколювання $\sigma_{ск}$ внаслідок підвищення лінійної швидкості переміщення різця може враховуватися коефіцієнтом $K_{п}$, який в свою чергу визначається з графіка на рис. 3.

Наприклад, якщо спочатку при лінійної швидкості 0 м/с значення опору різання-сколювання одно A , а при лінійної швидкості 3 м/с - B , то коефіцієнт $K_{п} = B/A$. У відповідності зі значеннями на графіку рис. 3.3 $K_{п} = 2,7 / 0,4 = 6,75$.

При підвищенні частоти обертання долота і лінійної швидкості різання-сколювання породи опір різання-сколювання (межа міцності) буде збільшуватися, а значить, глибина резання-сколювання породи H знижуватися.

Отримана залежність (2) може використовуватися при проектуванні бурових доліт з різцями PDC.

Можливість установки обертових при бурінні різців на видаленні від зовнішнього радіуса долота є проблематичною при стандартній конструкції і формі торця долота, оскільки розміщення обертових при бурінні різців на периферії торця пов'язано з механізмом приводу обертання різців. Погляньмо на цей механізм з метою оптимізації форми торцевої частини долота для розміщення більшої кількості обертових різців.

При поглибленні ствола свердловини відбувається поздовжнє переміщення долота уздовж стінки стовбура, що призводить до взаємодії бічних різців долота і різців, розміщених на похилій частині торця долота, з гірською породою.

Таким чином, поздовжнє переміщення долота може привести до обертання різців. Наприклад, якщо механічна швидкість буріння долотом типу PDC дорівнює v_b , то за умови, що не відбувається прослизання різця без обертання, частота обертання різця буде дорівнює

$$\Omega = \frac{v_b}{2\pi r} K \quad (3.3)$$

де r - радіус різця; K - коефіцієнт проковзування різця.

З огляду на високу ймовірність прослизання різця при поздовжньому переміщенні, частота обертання Ω може змінюватися від нуля до максимального значення, розрахованого за формулою (3.3).

На рис. 3.5 показана можлива конструкція обертового при бурінні різця PDC. Різець - 1 встановлюється всередині корпусу - 2 з фіксацією осі різця - 3 стопорними пружними кільцями - 4 в канавках на осі - 3 і внутрішній поверхні корпусу - 2.

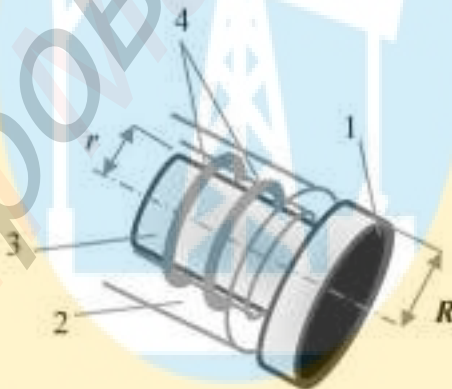


Рисунок 3.5 - Конструкція обертаються навколо свого центру різців типу PDC:

1 - різець PDC; 2 - корпус; 3 - вісь; 4 - стопорні пружні кільця

Обертання різця відбувається під дією крутного моменту, який можна визначити за формулою (4)

$$M_{зр} = R \cdot F, \quad (3.4)$$

де R - радіус різця; F - зусилля, повертають різець при бурінні, орієнтоване вертикально вгору з точки контакту різця з бічною поверхнею стовбура свердловини.

Зусилля F (рис. 3.4, б) визначається зусиллям притиснення різця до бічної поверхні стовбура свердловини (стінці або ділянки вибою свердловини) і коефіцієнтом тертя (зачеплення) різця про породу бічною поверхнею:

$$F = P_{oc} \cdot \mu \cdot \cos \alpha / N, \quad (3.5)$$

де P_{oc} - осьова навантаження на долото, кН; N - число різців на торцевій частині долота, що сприймають осьове навантаження; μ - коефіцієнт тертя різців про породу; α - кут нахилу бічної поверхні торця долота, град.

Крутний момент в даному разі відповідає:

$$M_{зр} = R \cdot p_{oc} \cdot \mu \cdot \cos \alpha / N. \quad (3.6)$$

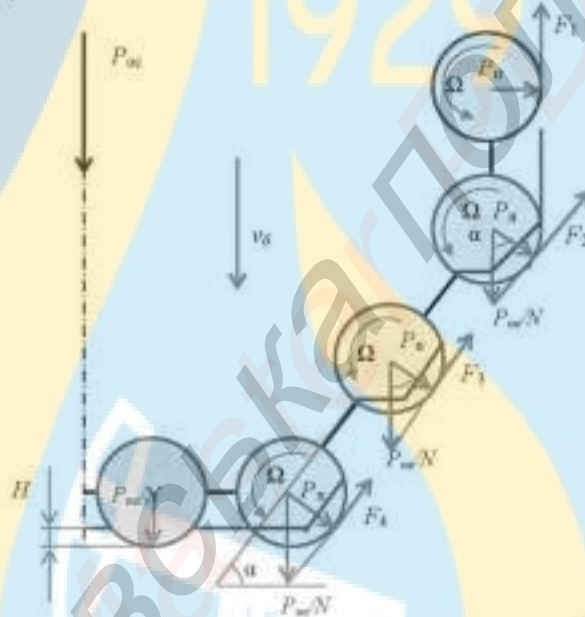


Рисунок б - Розрахункова схема для визначення умов обертання різців типу ОНУХ: p_{oc} - осьова навантаження на долото; N - число різців на торці долота; H - глибина різання-сколювання породи; v_b - швидкість буріння; $P_{п}$ - зусилля притиснення різця до породи в стінці свердловини або забою; α - кут нахилу торця долота

З формули (б) випливає, що для підвищення ймовірності повертання різця навколо власної осі можна поліпшити фрикційні властивості бічної поверхні різця, наприклад, за рахунок виконання бічної поверхні різців з рихлою або металевим напиленням, що дозволить істотно підняти значення коефіцієнта тертя різця про породу.

Проворачиванню різця навколо своєї осі буде перешкоджати момент опору, значення якого визначається за формулою (3.7):

$$M_3 = RfF, \quad (3.7)$$

де r - радіус осі різця, м (рис. 3.5); f - коефіцієнт тертя осі різця в корпусі різця.

Коефіцієнт проковзування різця може визначатися через співвідношення $M_{зр} / M_c$.

З цього випливає наступне. Для зниження прослизання різця слід підвищувати співвідношення таких параметрів:

$$R\mu / rf \rightarrow \max. \quad (3.8)$$

Виходячи з формули (3.8) обертання різців буде більш ефективним при максимальному коефіцієнті тертя різця - 1 про породу (μ) і мінімальному коефіцієнті тертя між віссю - 3 і корпусом різця - 2 (f) (рис. 3.5). В даному випадку за рахунок більш раціональної конструкції взаємодіючих при обертанні різця елементів і підвищених фрикційних властивостей зовнішньої поверхні різця можна отримати кращий результат, а саме рівномірне обертання різця навколо своєї поздовжньої осі.

Для обертання різця навколо власної осі найважливішим параметром є швидкість поглиблення долота (10).

При дії зусилля F_i , де i - номер різця відповідно до схеми на рис. 6, вздовж напрямку вектору швидкості поглиблення v_6 настають умови, максимально сприятливі з точки зору реалізації поглиблення (F_1). При цьому величина зусилля P_p буде мінімальна, а значить умови для обертання різця все ж несприятливі, оскільки зусилля P_p може визначатися тільки поперечними зміщеннями і притисненнями долота до стінки свердловини.

При розташуванні різця на похилій поверхні торця напрямком поглиблення долота v_6 і напрямком дії зусилля F_1 визначаються через $\sin \alpha$. Зусилля притиснення різця до стінки свердловини визначається через $\cos \alpha$ (3.5).

Таким чином, найбільш раціональним кутом нахилу торцевій частині долота α буде поверхню, нахилена під кутом 45° . Саме при такому куті нахилу поверхні долота будуть максимальними: зусилля притиснення P_p , зусилля F_1 , а також ступінь збігу площини дії поглиблення долота в свердловині і зусилля F_1 (рис. 3.7).

На рис. 3.8, а представлена схема бурового долота з обертовими при бурінні різцями типу PDC. Торцева поверхня долота має нахил щодо осі корпусу 45° градусів, що забезпечує ефективну роботу ріжучої частини долота і дозволяє розміщувати обертаються різці по всій його робочій поверхні. Обертання різців при роботі долота забезпечується взаємодією різців - 3 зі стінкою свердловини, а різців - 4 - з похилим ділянкою забою. Для підвищення ймовірності провертання різця навколо власної осі бокова поверхня різців виконана з підвищеними фрикційними характеристиками за рахунок напilenня твердого пористого металу, наприклад карбиду вольфраму, і оснащення ребристою рисою, орієнтованою уздовж поздовжньої осі різця.

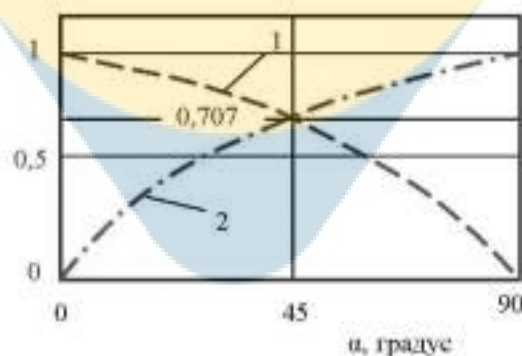


Рисунок 3.7 - Залежність значень зусилля F (лінія 1), провертають різець, під дією зусилля притиснення різця до породи забою і стінці свердловини і вектора поступального переміщення долота при поглибленні (лінія 2)

Ідею підвищення ресурсу породорозрушаючого інструменту за рахунок забезпечення можливості обертання різців PDC навколо своєї осі має сенс реалізувати і при конструюванні колонкового інструменту. Коронки такого типу (рис. 3.8, б) можуть армуватися обертовими круглими різцями PDC за рахунок кріплення на осях - 4 і 5, виконаних у формі кільця по периметру корпусу коронки. Для забезпечення формування керна і розробки стінок свердловини різці встановлюються на двох осях, розташованих по зовнішньому і внутрішньому радіусу матриці коронки. При бурінні коронкою обертання скважинообразуючих різців - 1 буде забезпечуватися при взаємодії їх бічної поверхні зі стінкою свердловини, а обертання кernoобразуючих різців - 2 - з формується керном.

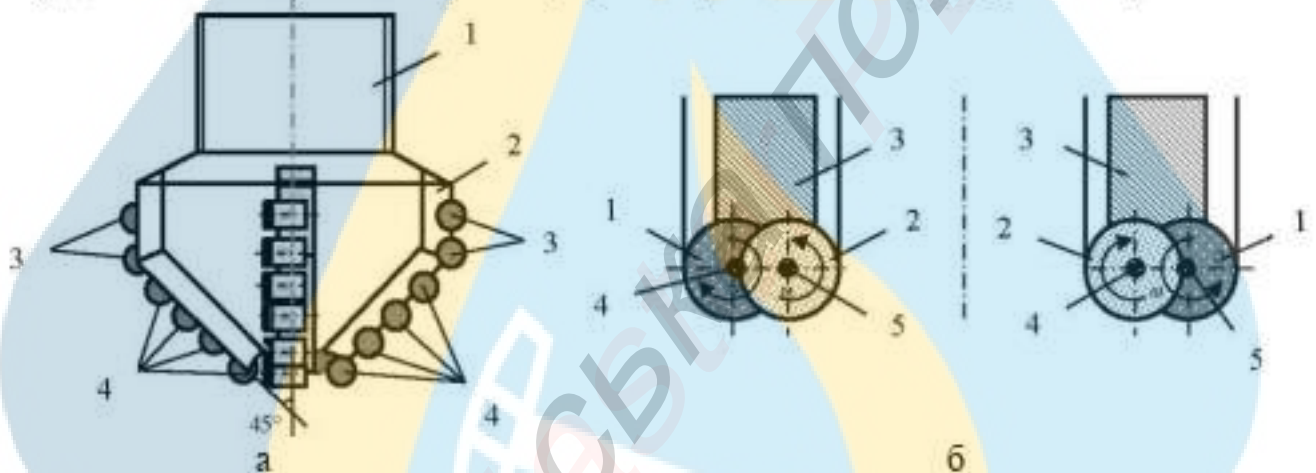


Рисунок 3.8 - Породоруйнівний інструмент з обертовими при бурінні різцями типу PDC: а) бурове долото: 1 - корпус з різьбленням; 2 - матриця; 3 і 4 - обертові різці; б) бурова коронка: 1 - зовнішній скважинообразуючий різець; 2 - внутрішній кernoобразуючий різець; 3 - матриця коронки; 4 - вісь обертання зовнішніх скважинообразуючих різців; 5 - вісь обертання внутрішніх кernoобразуючих різців; б - елементи каркаса осей обертання різців

Запропоновані конструкції забезпечують активну проворачивание різців навколо своєї осі в процесі поглиблення свердловини, що знижує їх знос і як наслідок підвищує ресурс породорозрушаючого інструменту.

Висновки по третьому розділу

Можливість обертання різців PDC в процесі буріння навколо поздовжньої осі дозволяє підвищити ресурс породоруйнівного інструменту і середню механічну швидкість буріння, оскільки більш раціонально використовується ріжуча поверхня різців, встановлених в самій навантаженої частини торця бурового інструменту, що піддаються максимально інтенсивному зношуванню.

Найбільш раціональним кутом нахилу торцевій поверхні долота з обертовими різцями, що забезпечує максимальне значення зусилля притиснення і

максимальний збіг площини дії поглиблення долота в свердловині, є кут в 45° . При якому є можливість розміщення максимального числа обертових різців в долоті.

Для зниження прослизання різця слід підвищувати фрикційні характеристики бічній поверхні різців, що забезпечить можливість більш активного обертання різців при бурінні, розташованих як на торцевій частині долота, так і на бічній його поверхні. Остання обставина дозволяє застосувати обертаються різці також при розробці бурових коронок, у яких скважинообразуючі різці можуть обертатися при взаємодії зі стінкою свердловини, а кernoобразуючі різці - при взаємодії з кернам, що надходять всередину коронки.



РОЗДІЛ 4 ОРГАНІЗАЦІЯ РОБІТ І КОШТОРИС ЇХ ВИРОБНИЦТВА

4.1 Складання кошторису

Для складання кошторису використовується таблиця планової тривалості будівництва свердловин.

Кошторисні розрахунки складаються на підставі:

1) даних технічного проекту на обсяг окремих видів робіт і витрат в натуральних вимірах, про який я використав обладнання, інструментах і тривалості робіт;

- 2) кошторисних норм для окремих районів;
- 3) нормативних документів, матеріалів в СН і П;
- 4) планової швидкості буріння проектованої свердловини.

4.2 Техніко-економічні показники

1. Механічна швидкість:

$$V_M = H / t_{M6} = 3650 / 1514,62 = 2,50 \text{ м / год.}$$

2. Рейсовий швидкість:

$$V_P = H / (t_{M6} + t_{CPO}) = 3650 / (1514,62 + 916,83) = 1,56 \text{ м / год.}$$

3. Технічна швидкість:

$$V_T = (H \cdot 720) / t_{TP} = (3650 \cdot 720) / 1852,84 = 1470,82 \text{ м / ст. міс.}$$

4. Комерційна швидкість:

$$V_K = (H \cdot 720) / T_B = (3650 \cdot 720) / 2250,4 = 1210,98 \text{ м / ст. міс.}$$

5. Циклова швидкість:

$$V_{Ц} = (H \cdot 720) / T_{Ц} = (3650 \cdot 720) / 3762,4 = 724,33 \text{ м / ст. міс.}$$

6. Середня проходка на долото:

$$h = H / N = 3650 / 21,24 = 178,2 \text{ м.}$$

Середньорічна кількість бригад, необхідне для виконання річного обсягу робіт на проектній площі, визначається за формулами:

- бурових

$$B_B = N_{ПЛ} / (V_K \cdot 12,17) = 3650 / (1210,98 \cdot 12,17) = 0,26 = 1 \text{ бригада}$$

- вишкомонтажних

$$B_{BM} = (t_{BM} / T_B) \cdot B_B = (144 / 2250,4) \cdot 1 = 0,06 = 1 \text{ бригада}$$

- випробувальних

$$B_I = (t_I / T_B) \cdot B_B = (296 / 2250,4) \cdot 1 = 0,13 = 1 \text{ бригада}$$

Зводимо отримані значення ТЕП в таблицю 4.2.

Таблиця 4.1 - Зведений розрахунок на будівництво свердловини

Найменування робіт і витрат	Вартість, всього		
	У цінах 1991 року		У поточних цінах, грн
	Прямі витрати, грн	В т.ч. осн з / плата робітників	
1	2	3	4
Глава 1. Підготовчі роб. до будівництва			
Розбирання К = 0,1	25000,00	591,86	
Разом	2500,00		
Транспорт 9,8%	27500,00	591,86	
Разом з гл. 1	2695,00		
Глава 2. Будівництво і розбирання вишки, привішеєчн. сооруж., монтаж і демонт. БО	30195,00	591,86	776011,50
Будівництво та монтаж			
Розбирання і демонт. К = 0,2	25000,00	2187,23	
Разом	5000,00		
Транспорт 9,8%	30000,00		
Разом з гл. 2	2940,00		
Глава 3. Буріння і кріплення свердловини буріння свердловини	32940,00	2187,23	846558,00
Закріплення свердловини	300000,00	15000,00	
Разом	150000,00	3142,02	
Транспорт 9,8%	450000,00		
Разом з гл. 3	44100,00		
Глава 4. Випробування вкв. на продуктивність	494100,00	18142,02	12698370,00
Обв'язка гирла свердловини			
Випробування вкв. на продуктивність	20000,00	1470,59	
Разом	25000,00	2192,98	101,02
Транспорт 9,8%	45000,00		
Разом з гл. 4	4410,00		
Глава 5. Додаткові витрати при будівництві в зимовий час 0,8%	49410,00	3663,57	1269837,00
Разом з гл. 1-5	505,08	22,23	12980,56
Глава 6. Накладні витрати 26,0%	607150,08	24606,91	15603757,06
Глава 7. Планові накопичення 20,0%	157859,02		4056976,83
Разом з гл. 1-7	121430,02		3120751,41
Глава 8. Інші роботи і витрати	886439,12	24606,91	22781485,30
Плателі по страхових внесках 3,0%			
Виплата премій 2,2%	26593,17		683444,56
Польове забезпечення 2,3%	19501,66		501192,68
Лабораторні роботи 0,15%	20388,10		523974,16
Охорона навколишнього середовища	1329,66		34172,23
рекультивація	19581,16	39,16	503235,81
Разом з гл. 8	2462,33		63281,90
Разом з гл. 1-8	89856,08	39,16	2309301,34
	976295,20	24646,07	25090786,65

1	2	3	4
Глава 9. Авторський нагляд 0,2%	1952,59		50181,57
Глава 10. Резерв на непередбачені роботи 5,0%			
Разом з гл. 1-10(В цінах 91 г)	48814,76		1254539,33
Індекс подорожчання до цін 91г. К = 25,7	1027062,55	24646,07	
Разом з гл. 1-10(В поточних цінах)			
Глава 11. Доп. витрати в поточних цінах	26395507,55	633403,94	26395507,55
Оренда землі			
Геоекологічний моніторинг			55913,00
Чергування інженерів СКВО			36919,00
Виготовлення Технічного паспорту			13717,00
Інженерне супровод. (Супервайзер)			17936,00
Інженерні винаходи			260329,00
оформлення землі			27689,00
Плата за розміщення відходів			5782,00
Плателі за викиди в атмосферу			54316,00
Майданчик для свердловини			128,00
Підвіз води автоцистернами на 5 км			106933,00
Підїзна технологічна дорога			5871,00
Втрати сільгосп виробництва			387689,00
Пробіг до лабораторії на 150 км			10086,00
Програма по розчинів			657,00
Проектні роботи в т.ч. узгодження			135365,00
Промислово-геофізичні роботи			116353,00
Пуско-налагоджувальні роботи			49793,00
радіаційний контроль			49553,00
Реєстрація			10835,00
Сервісні послуги «Еколог»			12361,00
зміст шламосковища			82435,00
Технологічна дорога і майданчик			55411,00
збиток госохотзаказніку			146504,00
збиток ЧНВХ			30215,00
експертиза проекту			86196,00
Разом з гл. 11			32771,00
Разом з гл. 1-11			1791757,00
ПДВ 20,0%			28187264,55
Всього з кошторисного розрахунку			5637452,91
			33828254,46

Вартість обладнання, придбаного замовником:

Колонна головка типу ОКК1-21-188 / 245	50000 грн.
Противикидне обладнання ОП2-280 / 80x350	100000 грн.
Універсальний превентора: ПУ1-230x35.	120000 грн.
Плашковий превентор: ППГ-230x35.	100000 грн.
Манифольд: МПБ2-80x35	230000 грн.
Разом:	1050000 грн.
ПДВ 20%:	210000 грн.
ВСЬОГО:	1260000 грн.

Разом, витрати на свердловину з урахуванням обладнання, придбаного замовником становить	35087852 грн.
Утримання служби замовника	100000 грн.
ВСЬОГО витрат на свердловину:	35 187 852 грн.

Таблиця 4.2 - Техніко-економічні показники

показники	Одиниця виміру	За пропонованим проектом
1. Глибина свердловини	м	3650
2. Тривалість будівництва свердловини	сут	156,77
3. Тривалість буріння свердловини	сут	101,09
4. Швидкість буріння:		
• механічна	м / год	2,50
• рейсова	м / год	1,56
• технічна	м / ст.мес	1470,82
• комерційна	м / ст.мес	1210,98
• циклова	м / ст.мес	724,33
5. Собівартість 1м проходки	грн / м	9145,72

Висновки по четвертому розділу

У розділі приведені економічні розрахунки та розглянуто етапи робіт. Розрахована повна кошторисна вартість та вартість буріння погонного метру.

РОЗДІЛ 5 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

5.1 Охорона та безпека праці

1. Весь комплекс робіт по будівництву свердловини повинен відповідати вимогам Закону України "Про охорону праці" та проводитись відповідно до вимог "Системи управління охороною праці" (СУОП).

2. Навчання, інструктаж та перевірка знань працівників повинні відповідати вимогам "Типового положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці" - НПАОП-0.00.-4.12-05.

3. При виникненні аварійної ситуації керівник робіт на буровій повинен керуватися ПЛАС, який повинен бути на буровій.

4. У разі нещасного випадку керівник робіт повинен діяти у відповідності з вимогами "Порядку розслідування та ведення обліку нещасних випадків... на виробництві" НПАОП 00.0-6.02-04.

5. Бурова повинна бути укомплектована носилками для перенесення і транспортування потерпілого від нещасного випадку (хворого) і постійно діючою системою зв'язку з керівником підприємства.

6. Всі працівники зайняті монтажем (демонтажем) та проводкою свердловини повинні проходити попередній (перед допуском до роботи) та періодичний медичні огляди. Керівнику робіт забороняється допускати до роботи працівників в хворобливому чи нетверезому стані, а також тих, у кого закінчився термін дії медичного огляду.

7. На період проводки та випробування свердловини на буровій повинна зберігатися пускова документація і "Журнал з охорони праці", ведення якого входить в службові обов'язки начальника бурової, бурового майстра, а також інструкції з охорони праці по професіях і інструкції з охорони праці при проведенні конкретних видів небезпечних робіт, що проводяться на буровій в даний час.

8. На буровій повинні бути посадові інструкції конкретних начальника бурової і бурових майстрів.

9. Посадові особи підприємства і Державні інспектори органів нагляду безперешкодно в будь-який час мають право на перевірки об'єктів підвищеної небезпеки і видачі обов'язкових для виконання керівниками робіт приписів про усунення конкретних порушень вимог діючих правил безпеки та інших нормативних документів.

10. При бурінні свердловини повинні виконуватись вимоги таких нормативно-правових та державних нормативних актів з охорони праці:

- "Правила безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України" ДНАОП 1.1.21.-1.20-03

- «Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях», затв. Мінгеології, Міннафтопром, Мінгазпром, 1983 р.

- «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів»,

ДНАОП 0.00-1.21-98, Київ, 1998 р.

- "Правила будови та безпечної експлуатації вантажопідіймальних кранів" ДНАОП 0.00-1.03-02.
- "Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском", ДНАОП 0.00-1.07-94.
- "Правила будови та безпечної експлуатації парових котлів з тиском пари не більше 0,07 МПа ($0,7 \text{ кгс/м}^2$), водогрійних котлів і водопідігрівачів з температурою нагріву води не вище 115°C " ДНАОП 0.00-1.26-96, Київ, 1996р.
- "Приказы и директивные письма Миннефтепрома и Госгортех-надзора по безопасному и безаварийному ведению работ".

11. Введення змонтованої бурової установки в роботу здійснюється за рішенням комісії з прийому бурової установки після повної готовності, випробування, обкатування всього обладнання та за наявності укомплектованої бурової бригади. Готовність до пуску оформляється актом. Склад комісії визначається наказом по підприємству. В роботі комісії бере участь представник Держнаглядохоронпраці. Пускова документація повинна зберігатись на буровій.

Буріння повинно здійснюватись з дотриманням вимог розділу 7 ЄТП.

Цикл будівництва свердловини включає наступні основні види робіт:

- підготовчі та будівельно-монтажні роботи,
- підготовчі роботи до буріння,
- буріння і кріплення,
- випробування на приплив,
- демонтаж обладнання.

Безпечне виконання вказаних етапів робіт забезпечується за рахунок обов'язкового дотримання правил безпеки, діючих інструкцій та інших нормативних документів відносно до кожного виду робіт.

Перелік інструкцій, правил безпеки і інших нормативних документів з охорони праці, що будуть використовуватись при будівництві свердловини, приведені в табл. 16.1.

В кожному із приведених документів вказані правила безпеки відносно конкретного виду робіт, які виконуються в процесі будівництва свердловини.

Перелік видів робіт і відповідні їм правила безпеки приведені в табл. 15.1.

Найбільш небезпечні види робіт передбачається проводити під керівництвом особи, яка має право на їх проведення, достатній досвід роботи, добре знає порядок ведення таких робіт та вимоги охорони праці при їх виконанні.

Основні види робіт етапу "Підготовчі та будівельно-монтажні роботи і роботи по демонтажу бурового обладнання" і правила безпеки, яких необхідно дотримуватись при їх виконанні, приведені в пп.1-5, 12, 13, 14 табл. 15.1. При цьому найбільш небезпечними являються роботи по монтажу, демонтажу вежі та обладнання на ній і пересуванні її на іншу свердловину в вертикальному положенні. Демонтаж і транспортування вежі і бурового обладнання повинні виконуватись у відповідності з вимогами інструкції заводу-виробника.

Основні види робіт, які виконуються на етапі "Буріння і кріплення свердловини", а також правила безпеки, які необхідно дотримуватись при їх виконанні, приведені в табл. 15.1., пп. 1, 2, 4, 6, 8, 10, 12-17, 19, 20.

Найбільш небезпечними видами робіт при виконанні етапу "Буріння і кріплення свердловини" являються спуско-підймальні операції, збирання і розбирання КНБК, затягування ОБТ в бурову і викидання їх на містки, роботи по експлуатації бурових насосів, ліквідації інтенсивних нафтогазоводопроявлень, НГВ викидів і фонтанів.

При виконанні спуско-підймальних операцій найбільш небезпечним являється затягування талевого блока під кронблок з наступним обривом талевого канату, падінням талевого блоку на підлогу бурової. Для запобігання цього виду аварій роботи по спуску і підйому бурильної колони та обсадних труб повинні проводитися тільки при наявності справного протизатягувача талевого блоку під кронблок.

Бурова вежа за умовами експлуатації відноситься до об'єктів підвищеної безпеки, оскільки піддається значним знакоперемінним навантаженням, що викликає необхідність підвищеного контролю за її експлуатацією.

Відповідно до вимог технічної експлуатації бурових веж, в процесі експлуатації бурова вежа кожних два місяці повинна оглядатися буровим майстром і механіком, і один раз на рік - спеціальною бригадою з обстеження бурових веж у порядку, визначеному підприємством. Результати огляду за їх підписами заносяться в журнал перевірки технічного стану обладнання.

Крім того, стан бурової вежі повинен перевірятися за участю представника вежомонтажного цеху або особи, що відповідає за монтаж, в наступних випадках:

- а) перед спуском обсадної колони,
- б) перед початком та після закінчення аварійних робіт, які вимагають розходження прихопленої колони труб,
- в) після сильного вітру зі швидкостями для відкритої місцевості - 15 м/с, для лісів або коли бурова вежа в котловині - 21 м/с,
- г) до початку та після закінчення перетягування бурової вежі,
- д) після відкритих фонтанів і викидів,

Результати перевірки технічного стану бурової вежі оформлюються актом за підписом спеціалістів, що проводили огляд.

Дефектні елементи бурової вежі повинні бути відновлені або замінені до початку робіт. Основні ремонтні роботи повинні фіксуватися в технічному паспорті бурової вежі.

Після закінчення терміну експлуатації бурової вежі, вказаного в паспорті, комісією підприємства здійснюється оцінка її технічного стану. До складу комісії залучаються представники підприємства - власник бурової вежі, представники органів Держнаглядохоронпраці України та спеціалізованих експертних організацій. Оцінка технічного стану повинна ґрунтуватися на результатах неруйнівного контролю та технічної діагностики в обсязі, визначеному ГСТУ 320.02829777.014-99. За результатами оцінки технічного стану комісія приймає рішення щодо терміну подальшої безпечної експлуатації бурової вежі, який не може перевищувати 5 років. Після відпрацювання визначеного комісією терміну експлуатації бурової вежі здійснюється повторна оцінка її технічного стану згідно з вимогами п.16.2 вищевказаного стандарту. Термін експлуатації бурової вежі за результатами повторної оцінки не може перевищувати 3 роки. Після вичерпання

встановленого комісією повторного терміну експлуатації бурова вежа повинна бути демонтована (розібрана) і ретельно обстежена в об'ємі, передбаченому п.16.2 ГСТУ 120.02829777.014-99, за винятком обсягів контролю. Обсяги контролю повинні відповідати наведеним в таблиці 6.2 вказаного стандарту. Всі болтові з'єднання несучих елементів металоконструкції бурової вежі після вичерпання повторного терміну експлуатації повинні бути замінені на нові. В подальшому, в тому числі після відпрацювання буровою вежею нормативного терміну експлуатації, оцінку технічного стану металоконструкції слід здійснювати через кожні два роки. Кількість повторних обстежень не обмежується і визначається фактичним станом бурової вежі та ступенем її працездатності.

Кронблоки, рами кронблоків та підкронблочні балки бурових веж повинні оглядатися з перевіркою усіх вузлів кріплення не рідше одного разу на два місяці.

Введення в буровий розчин змащувальних добавок і хімреагентів передбачається через систему очистки розчину у відповідності з правилами безпеки і інструкціями по безпечному їх використанню, а обслуговуючий персонал передбачено забезпечити засобами індивідуального захисту згідно таблиці 15.2.

При роботі буровими ключами, які використовуються для загвинчування і розгвинчування бурильних труб, не допускається наявність людей в радіусі дії цих ключів, що дозволить виключити можливість травмування обслуговуючого персоналу.

Для запобігання розриву нагнітальної лінії в процесі циркуляції бурового розчину бурові насоси обладнуються запобіжними пристроями.

Керування буровою лебідкою повинне здійснюватися з пульта бурильника, пуск бурових насосів у роботу - з місцевого пульта, а зупинка - з пульта бурильника та місцевого пульта.

Інтенсивні газопроявлення, газові викиди і фонтани являються найбільш небезпечними видами ускладнень і аварій. Запобігання газонафтоводопроявам і відкритому фонтануванню свердловин передбачено у відповідності до пп. 6.6.1-6.6.21 "Правил безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України".

На етапі "Випробування свердловини" види робіт та правила безпеки, яких необхідно дотримуватись, приведені в пп. 10, 12, 14, 17, 18, 19, 20, 21, 23 табл. 15.1.

Згідно "Правил розробки газових і газоконденсатних месторождений" випробування свердловини дозволяється проводити тільки при встановленій на усті фонтанній арматурі відповідного тиску і обов'язці викидних ліній, що дозволяє провести необхідний відбір проб, заміри тиску і температури.

Фонтанна арматура повинна бути закріплена і опресована на тиск, допустимий для опресовки експлуатаційної колони, а викидні маніфольди опресовуються на півторакратний тиск, що очікується на усті.

Найбільш небезпечними видами робіт при випробуванні свердловини є перфораційні роботи, коли можливі самовільні постріли, а також можливі газопроявлення при розкритті перфорацією продуктивних горизонтів. З метою запобігання газових викидів при перфорації на усті свердловини встановлюється противикидне обладнання, а перфораційні роботи передбачається виконувати у відповідності з вимогами безпеки, вказаними п.8.5. "Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості". Усі роботи по випробуванню свердловини

передбачається проводити під керівництвом відповідального інженерно-технічного працівника з дотриманням вимог п.6.8. "Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості".

При проведенні робіт з лубрикатором на висоті передбачається установка площадки з настилом, виконаної із металевих листів, які виключають можливість ковзання, або дощок товщиною не менше 4 см, поручнів висотою 125 см з подовжніми планками, розташованими на віддалі 40 см одна від одної та борт висотою не менше 15 см, який не прилягає до настилу до 1 см для вільного стоку бурового розчину.

Буріння свердловини по існуючій технології здійснюється цілодобово, в зв'язку з чим виникає необхідність забезпечення робочих місць бурової бригади та інших об'єктів відповідним освітленням. Перелік робочих місць та інших об'єктів, які підлягають освітленню в нічний час у відповідності з п.6.3.3. "Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості" приведені у табл.15.5.

В процесі будівництва свердловини для працівників бурової і вишкомонтажної бригад передбачається використовувати засоби індивідуального захисту та спецодяг. Перелік засобів індивідуального захисту та спецодяг приведені в табл.15.2. проекту.

Бурова бригада повинна бути забезпечена комплектом діючих на підприємстві інструкцій з охорони праці згідно із затвердженим переліком, а також ПЛАС (планами по локалізації та ліквідації аварійних ситуацій).

5.2 Пожежна безпека

При бурінні свердловини необхідно дотримуватись вимог "Правил пожежної безпеки в Україні" НАПБ А.01.001-2004 та "Правил безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України". ДНАОП 1.1.21-1.20-03.

На площадці бурової необхідно передбачити зовнішнє водозабезпечення для пожежегасіння та під'їзні шляхи, згідно схеми - рис.15.5.

Схемою розміщення бурового обладнання, привишкових споруд бурової установки та комунікацій - рис. 15.4, передбачається встановлення на розгалуженнях водопроводу від ємності запасу води пожежних кранів в насосному приміщенні, приміщенні вишково-силового блоку, блоку очистки і дегазації бурового розчину, біля побутових вагончиків, між водною свердловиною і ємністю для запасу води, а також патрубком в нижній частині пожежної ємності для підключення пожежної техніки і під'їзний шлях до неї. Згідно СНіП IV.2.82.п.1.8 ширина під'їзного шляху до бурової прийнята 10 м.

Пожежні крани повинні розміщуватися у вбудованих або навісних шафах на висоті не більше 1,5 м від рівня підлоги до нижнього торця шафи. Спосіб установки пожежного крана повинен забезпечувати зручність повертання вентеля та приєднання рукава. Напрямок осі вихідного отвору патрубка пожежного крана повинен виключати різкий залом пожежного рукава у місці його приєднання (п. 6.4.16 "Правил пожежної безпеки в Україні," 2005р.).

На території бурового майданчика під'їзні дороги до тимчасових споруд та вододжерел мають тверде покриття (грунтові дороги укріплені шлаком, гравієм

та іншими місцевими матеріалами) для забезпечення можливості під'їзду будь-якої пори року (п. 4.1.8. Правил пожежної безпеки в Україні, НАПБ А.01.001 – 2004).

Розміщення побутових вагончиків для житлово-побутових потреб, складських, виробничих і допоміжних приміщень (табл. 15.7), під'їзних шляхів і майданчиків для розміщення спеціальної техніки повинні бути виконані у відповідності з вимогами "Правил пожежної безпеки в Україні", а бурова забезпечена первинними засобами пожегасіння, їх кількість приведена в таблиці 15.3.

Розташування побутових вагончиків передбачається окремо один від одного або парами в торець один до одного. В останньому випадку виходи з них повинні розміщуватись у протилежні боки (п. 7.1.15 "Правил пожежної безпеки в Україні").

Тимчасові споруди на майданчику свердловини по пожежній безпеці відносяться до категорії В (згідно ОНП 24-86).

Передбачається вогнезахисна обробка конструкцій та укриттів, які можуть горіти.

На відстані понад 25 м від устя свердловини та біля амбара з технічною водою передбачається будівництво площадок площею 40 м² для розміщення пожежної техніки на випадок гасіння пожежі газонафтових фонтанів.

У випадку надзвичайних подій (відкритий фонтан) передбачається будівництво за межами майданчика бурової, перпендикулярно осі переважаючого напрямку вітру, двох земляних амбарів для накопичення води на потреби ліквідації фонтану. Враховуючи максимальний дебіт свердловини, об'єм амбарів повинен бути не менше 500 м³.

На буровому майданчику зберігатиметься не більше 20 м³ дизпалива та 1 м³ дизельного мастила.

Нафта та ПММ, які використовуються при будівництві свердловини, є пожежонебезпечними. З метою попередження їх загорання передбачаються відповідно металеві ємності, які обладнуються рівнемірами і дихальними трубками, встановлені на бетонованих площадках, територія яких обваловується земляним валом висотою 1 м і шириною в верхній частині не менше 0,5 м. Місця їх збереження, а також інші об'єкти на буровій забезпечуються засобами пожегасіння, їх перелік і кількість, а також місце знаходження на майданчику бурової приведені в табл. 15.3.

Зберігання піноутворювача для потреб пожегасіння передбачається в металевих ємностях V = 200 л в теплому приміщенні.

Розміщення металевих ємностей з нафтою, мастильними матеріалами і паливної ємності для двигунів внутрішнього згорання передбачається на відстані не менше 20 м від приміщення силового і насосного блоків та інших будівель і споруд, а паливопровід передбачається обладнати запірним вентилем, який встановлюється біля ємності та на відстані 5 м від стінки машинного приміщення. Монтаж ємності для нафти на жолобах забороняється.

При введенні нафти в буровий розчин і встановленні нафтових ванн необхідно дотримуватися вимог "Правил пожежної безпеки в газовій

промисловості" (п. 9.1.13 - 9.1.20).

Викидні труби двигунів передбачається обладнати іскрогасниками, а викидні газу вивести на відстань не менше 15 м від устя свердловини і 5 м від стінки машинного приміщення. В місцях проходу вихлопних труб через стінку, покрівлю чи настил, які можуть горіти, передбачається залишити зазор між трубами і конструкцією приміщення не менше 15 см, які закрити жерстю. В місцях можливого контакту з робітниками трубу в цих місцях обмотати теплоізоляційним і негорючим матеріалом.

Будівництво повітряної лінії електропередач передбачається таким чином, щоб обрив проводів не створював пожежної небезпеки.

Електророзподільний щит блоку очистки і дегазації бурового розчину передбачається встановити в інтенсивно провітрювальному місці за межами блоку установки дегезаторів, а в покрівлі і обшивці стінок блоку передбачаються вентиляційні вікна.

Освітлення блоку очистки і дегазації бурового розчину і превенторів передбачається світильниками у вибухопожежобезпечному виконанні.

Для ліквідації можливої пожежі передбачаються такі засоби пожежегасіння:

1. Зовнішній пожежний водопровід \varnothing 100-114 мм, на якому згідно типової схеми розміщення комунікацій, встановлено 5 пожежних кранів \varnothing 50 мм укомплектованих пожежними рукавами довжиною 20 м і пожежними стволами.
2. Відцентрований насос, який використовується для перекачування води з земляного амбара в ємність для повторного використання води, а також для цілей пожежегасіння.
3. Земляний амбар для води об'ємом 500 м³.
4. Ємність для запасу води об'ємом 50 м³.
5. Ємність для повторного використання води об'ємом 20 м³. Ємність для запасу води і ємність для повторного використання води об'язується з пожежним водопроводом. Вище перераховане обладнання дозволяє подавати воду з витратами, не менше 10 л/с, що відповідає вимогам СНІП 2.04.02.-84 п.2,14.
6. Пожежні щити з комплектом засобів пожежегасіння – 5 шт.
7. Вогнегасники згідно з додатком 6 п.1.1 «Правил пожежної безпеки в газовій промисловості України» (тип, об'єм і кількість приведені в табл.15.3).

Найближчим природним водоймищем є річка Уди, яка знаходиться на відстані 2,5-3 км від нашої свердловини, крім того, на УКПГ ТОВ «ГКР «Денисівське» (на відстані 4,5 км) знаходиться пожежна дільниця потужністю 1 мотопомпа.

Територія бурової обладнується знаками пожежної безпеки відповідно до ГОСТ 12.4.026.-76.

На випадок виникнення пожежі члени вахти в кількості 12 чоловік беруть участь у гасінні пожежі відповідно з затвердженим керівником підприємства пожежним розрахунком, який знаходиться на буровій.

5.4 Розрахунок необхідної вогнегасної речовини на випадок пожежі

Згідно технічних умов на проектування, виданих УДВ, на потреби пожежогасіння додатково передбачити розрахункову кількість вогнегасної речовини для гасіння можливої пожежі.

Розрахунок

Вихідні дані:

1. Згідно СНП 2.04.02-84 п.2.22. (розрахункова кількість одночасних пожеж) – приймаємо 1 пожежа.
2. Умовна площа горіння – 100 м².
3. Вогнегасна речовина – піна а бо порошок.
4. Нормативний час гасіння пожежі.

Згідно ВБН ВВ 2.2. – 58.1 – 94 п.17.2.15.

- для розчинів піноутворювачів 15 хв. (900 секунд),
- для порошку – 30 секунд.

5. Для нашого розрахунку площа пожежі – 100 м².

6. Визначаємо кількість вогнегасної речовини.

6.1. Для розчину піноутворювача

$$V = j \times S \times C \times N = 0,08 \times 100 \times 900 \times 3 = 21600 \text{ (л)}$$

де: j – інтенсивність подачі – 0,08 л/с х м² (згідно ВБН В 2.2.-58.1-94 п.17.2.15).

$S = 100 \text{ м}^2$ – площа пожежі.

$C = 900 \text{ с}$ – час гасіння.

$N = 3$ – потрійний запас речовини.

6.2. Для порошку

$$m = S \times j \times C \times N \times H = 100 \times 0,075 \times 30 \times 2 \times 1 = 450 \text{ кг}$$

де: $S = 100 \text{ м}^2$ – площа пожежі,

$j = 0,075 \text{ л/с х м}^2$ – інтенсивність подачі порошку (згідно ВБН.2.2. – 58.1 – 94 п.17.2.15),

$C = 30 \text{ с}$ – час гасіння.

$N = 2$ – подвійні витрати (ВБН п.17.2.17).

7. Визначаємо необхідну кількість вогнегасної речовини.

7.1 Для піноутворювача

$$V = \frac{V_1 \times 6}{100} \times H = \frac{21600 \times 6}{100} \times 2 = 2592 \text{ (л)}$$

Висновок: для гасіння пожежі ємності паливно-мастильних матеріалів необхідно 2592 л піноутворювача або 450 кг порошку.

5.5 Необхідна кількість ПММ для гасіння можливої пожежі.

Для розрахунку виходимо з норм витрат ПММ, визначених наказом МВС України № 489 від 17.07.96 р.

Для автомобіля ЗІЛ-131 – 19,8 л за 1 годину гасіння.

Час гасіння – 15 хвилин – 5 л ПММ

Витрати палива на пробіг:

ЗІЛ-131 – на 100 км – 51 л

на 20 км х 2 – 20,40 л

(пробіг в обидва кінці - пожедепо м. Чугуєва)

Всього витрати ПММ на 1 машину:

$20,40 + 5 = 25,40$ л

Витрати палива на 2 машини ЗІЛ-131

$25,40 \times 2 = 50,8 = 51$ л

Витрати води на зовнішнє пожежегасіння для промислових підприємств від пожежних гідрантів прийнято – 10 л/с (згідно табл. 7 СНиП 2.04.02-84 п. 2.14).

4.6 Промислова санітарія

В зв'язку з складними умовами роботи на бурових, до роботи допускаються особи, які не мають відхилень по стану здоров'я, для чого передбачаються медогляди обслуговуючого персоналу перед допуском до роботи, а також щорічні профілактичні медичні огляди з організаційно-технічними заходами, направленними на покращення умов і безпеку праці в буровій організації.

Процес буріння свердловини супроводжується рівнями шуму і вібрацій, які можуть досягати від 80 до 100 дБ при допустимих рівнях згідно ДСН 3.3.6-037-99 -85 дБ. Основними джерелами шуму на буровій являються: бурова лебідка, ротор, бурові насоси, дизельні двигуни, вібропита та інші механізми. Оскільки рівень шуму може мати певні відхилення від допустимих по ДСН 3.3.6-037-99, обслуговуючий персонал передбачається забезпечити захисними засобами відповідно до ДСТ 12.1.029-80. Вказані засоби приведені в табл.15.4. Контроль рівня шуму передбачається здійснювати шумомірами типу ВШВ-003М2.

На кожній заново побудованій буровій здійснюються лабораторні заміри рівня шуму один раз після закінчення монтажу.

Під час роботи бурового верстата має місце загальна вібрація третьої категорії (технологічна, типу «а»). Допустимі значення параметрів вібрації: частоти віброприскорення (дБ), амплітуди віброперемішень ($\text{м} \times 10^{-3}$), сумарного часу дії вібрації (хв) повинні відповідати ГОСТ 12.1.012-90, а методи й засоби захисту – ГОСТ 26568-85 та ГОСТ 25980-83. Рівень вібрації не повинен перевищувати гранично допустимих рівнів, регламентованих ДСН 3.3.6 039-99 таблиця 7: віброприскорення – 50 дБ, віброшвидкості – 92 дБ.

Контроль рівнів шуму й вібрацій передбачається здійснювати службою охорони праці підприємства або спеціалізованими організаціями, у яких є відповідний дозвіл, по договорах із буровою організацією. Перелік засобів захисту робітників від шуму й вібрацій приведені в табл.15.4.

Радіаційний контроль на свердловині виконувати згідно «Основних санітарних правил протирадіаційного захисту України» (ОСПУ). Державні санітарні правила, ДСП 6.074.120-01.

У відповідності з вимогами системи стандартів безпеки праці (ССБП) передбачається вхідний контроль обладнання, приладів і інструменту на відповідність їх ГОСТам і ТУ перед початком монтажних і бурових робіт, а також

наявність паспортів на все обладнання, прилади і інструмент.

Будівельно-монтажні роботи будуть проводитися бригадою монтажників-будівельників чисельністю 12 чоловік. Для працівників бригади передбачається 8-годинний робочий день при 5-денному робочому тижні. Доставка бригади будівельників на місце роботи передбачається вахтовим автотранспортом на 5 діб.

Розміщення бригади монтажників-будівельників передбачається на території бурової № 3 Денисівського родовища у побутових вагончиках. Харчування передбачається там же, а забезпечення привізною питною водою спеціально обладнаними автомобілями.

Буріння свердловини передбачається буровою бригадою чисельністю 32 чоловіки. В зв'язку з безперервним циклом будівництва свердловини робота бурової бригади здійснюється цілодобово, позмінно. Максимальна кількість працюючих на буровій людей досягає 20 чоловік.

Доставка бурової бригади на бурову передбачається вахтовим автотранспортом через 4 доби. У відповідності з СНІП 2.09.04-87 табл.6 будівництво свердловини відноситься до 1а, 1б, 1в, 2в і 2г груп виробничих процесів, у зв'язку з чим на площадці бурової передбачається установка побутових вагончиків, в яких розміщуються приміщення:

- для відпочинку членів бурової бригади,
- для роботи і відпочинку спеціалістів, що прибули у відрядження,
- блоку харчування,
- сушилка з відсіками для кожної вахти, а також відсік для душової на 1 сітку та умивальника на 2 крани,
- Згідно з СН-245-71 п.б.2 бурову бригаду і їдальню передбачається забезпечувати привізною водою, яка відповідає вимогам ГОСТ 2874-82 із с. Тернове Чугуївського району (на відстані 3,5 км).

Згідно ГОСТу 41-00 032 626-00-007 для госпстоків передбачається спорудження спеціальних гідроізольованих ям або ємностей, в яких стоки нейтралізуються і вивозяться на найближчі локальні очисні споруди. Для нейтралізації побутових стічних вод рекомендується використовувати реагент "Септонік". Тверді побутові відходи передбачається вивозити на полігон побутових відходів по мірі їх накопичення в металічних ємностях.

Згідно з СНіП 2.04.01-85 СНіП 2.09.04-87, а також СНіП 2.04.01-85 на відстані 50 м від робочої зони і побутових вагончиків передбачається будівництво туалету.

Харчування членів бурової бригади передбачається з допомогою їдальні на 8 посадочних місць, що задовольняє вимоги СНіП 2.09.04-87. Запас продуктів на 7 діб з розрахунку харчування 20 чоловік. Продукти з малим терміном придатності зберігаються в холодильній шафі ХШ-140 – 1 шт.

Прання спецодягу передбачено 1 раз на 16 діб на базі експедиції після зміни вахт.

Обігрівання побутових вагончиків передбачається електронаг-рівальними приладами.

Бурову передбачається забезпечити аптечкою з набором медикаментів та інструментів і перев'язувальних матеріалів для надання першої медичної

допомоги потерпілим, а також медичними ношами.

Зв'язок із керівництвом бурової організації і черговим персоналом передбачається з допомогою мобільного зв'язку чи радіостанції.

5.7 Організація безпечних умов праці по питаннях електробезпеки, обладнання заземлення та занулення

Біля приміщення насосної та силового блоку влаштувати пристрій захисного заземлення з опором не більше 4 Ом. Заземлення виконати з 3-х бурильних труб, Ø 114, довжиною 2,5 м кожній, забитих в землю "трикутником" і з'єднаних методом зварювання круглою сталлю не менше Ø 10 мм. Заземлюючий пристрій з'єднати з нульовим дротом мережі круглою сталлю не менше Ø 10 мм. Житлове містечко також обладнати окремим аналогічним контуром заземлення.

Всі доступні для дотику металеві частини, які нормально не знаходяться під напругою, але в результаті пошкодження ізоляції можуть опинитися під напругою підлягають приєднанню до захисного заземлення.

Кожен елемент, що заземляється, повинен бути з'єднаний з нульовим захисним проводом, або заземлюючого магістраллю, з'єднаною з нульовим робочим проводом за допомогою окремого проводу.

Еквівалентний опір ґрунту в місці розміщення об'єкту знаходиться в межах 100 Ом*м.

Житловий комплекс обладнується блискавковідводом згідно РД 34.21.122-87.

5.8 Протифонтанна безпека

Інтенсивні газопрояви, які переходять в газові фонтани є найбільш небезпечними ускладненнями і аваріями, які виникають в процесі буріння свердловини на газових родовищах і вимагають значних коштів і часу на їх ліквідацію.

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

- невідповідна геологічним умовам конструкція свердловини,
- неправильний вибір густини бурового розчину для розкриття високо напірних горизонтів,
- зростання вмісту газу в буровому розчині в процесі буріння через незадовільну дегазацію його,
- неприйняття своєчасних заходів при газопроявах для попередження викидів і відкритого фонтанування та інші причини.

Фактичну безпеку при будівництві проектною свердловини передбачається забезпечити за рахунок здійснення комплексу заходів, які враховують вказані причини виникнення інтенсивних газопроявів, що переходять в газові фонтани.

До числа таких заходів відносяться:

- вибір відповідної конструкції свердловини, яка запобігає гідророзриву гірських порід тиском газу у випадку газопроявів при закритому усті.

Виходячи з цієї умови вибрана конструкція свердловини приведена в розділі 5 проекту.

- Підбір обсадних труб по міцності, виходячи з максимального тиску на усті свердловини в процесі буріння та випробування.
- Герметизація устя свердловини противиکیدним обладнанням, вибраним по максимальному розрахунковому тиску на усті.

Згідно приведених розрахунків вибрано противиکیدне обладнання:

- на Ø 245 мм технічній колоні – ОП2-230х350
- на Ø 168/140 мм експлуатаційній колоні – колонна головка ОКК2-350х168х245х324 фонтанна арматура АФ6-65/50х350
- Обов'язкове вивчення членами бурової бригади умов проведення свердловини і глибини залягання горизонтів при розкритті яких можливі газопрояви і поглинання.
- Навченість членів бурової бригади правилам і практичним діям при виникненні газопроявів.
- Створення стовпом бурового розчину необхідного протитиску на газоносні горизонти, які розкриваються. Густина бурових розчинів при бурінні приведені в табл. 7.1.
- Наявність на буровій постійного запасу бурового розчину в кількості не менше одного об'єму ствола свердловини (згідно ЄТП). Необхідно мати запас хім. реагентів.
- Своєчасна дегазація бурового розчину, який виходить із свердловини. Для цього необхідно постійно слідкувати за технічним станом і нормальною роботою дегазатора, штуцерної батареї.
- Розкриття продуктивних горизонтів проводити при максимальній продуктивності насосів передбаченої проектом і обмеженій швидкості буріння (до 2м/год.).
- З метою запобігання виклику припливу і гідророзриву пласта, в інтервалах де розкритий продуктивний горизонт, швидкість СПО обмежувати на 30%.
- Регулярне проведення з буровою бригадою бесід з питань, які відносяться до технології буріння свердловини та фонтанної безпеки.
- Проведення повного комплексу геофізичних пошуків на глибинах, приведених в геологічній частині проекту з метою уточнення покривлі розкритих газоносних горизонтів.
- Проведення опресовок устьового обладнання, маніфольдів ПВО, кульових кранів і фонтанної арматури, обсадних колон, бурильних труб та інші, згідно "Инструкции по испытанию обсадных колонн на герметичность" і ЄТП на розрахунковий тиск.
- Забезпечення контролю за тиском в бурильній колоні з допомогою манометра виведеного від стояка маніфольда на блок дроселювання.
- Наявність ємності з буровим розчином, обладнаної рівнеміром для доливання в свердловину при підйомі бурильної колоні.
- Постійний контроль за кількістю долитого при підйомі або витісненого при спуску колоні бурового розчину.

- Наявність одного кульового крана на робочій трубі, або другого в запасі, який повинен бути - на буровій, а також наявність на приймальних містках бурильної труби, діаметр якої відповідає розміру трубних плашок превентора з перехідниками під кожний розмір бурильних труб і кульовим краном, який повинен бути у відкритому стані. Міцність труби повинна відповідати міцності верхньої труби бурильної колони, а кульові крани пофарбовані в червоний колір.
- До керівництва роботами на бурових можуть бути допущені особи, які мають спеціальну освіту, а також спецпідготовку за програмою "Фонтанна безпека". Забороняється допускати до роботи на буровій осіб, які не пройшли професійне навчання і перевірку знань з фонтанної безпеки.

Для розбурювання цементних мостів (стаканів) між секціями і над фільтром при відкритому пласті передбачається обладнання устя свердловини превенторною установкою, яка складається з двох плашкових превенторів (верхнього 4, з плашками під найбільший діаметр застосовуваних бурильних і насосно-компресорних труб, нижнього 5 з глухими плашками).

Відвід контролю міжколонного простору 2 виводиться від колонної головки 1 на відстань 15-30м і обладнується відводом під манометр з обов'язковою установкою роздільника середовища і крана високого тиску 3, а також засувкою 6 типу ЗМАТ 50х700 або муфтовим краном ДУ-50 РТ-700 кгс/см³, з установкою фланця 7 з гайкою БС - 8. Всі повороти відводів виконуються з використанням кованих косинців 9 різьбового типу, розрахованих на робочий тиск ФА. Превенторна установка по робочому тиску повинна відповідати робочому тиску застосованої ФА. Перехідна 10 і підпревенторна 11 котушки повинні мати верхній фланець з розмірами ФА і комплектом кріплення, бути випробувані на міцність корпусних деталей і відповідати по робочому тиску застосовуваним превенторам і ФА. Управління превенторами повинне бути гідравлічним і дубльоване ручним приводом. Пульт гідроправління монтується і експлуатується згідно інструкції заводу - виробника.

Злив промивальної рідини здійснюється через роз'ємну лійку, встановлену на надпревенторній котушці і об'язується з жолобною системою. Викидна лінія затрубного простору обладнується регульованим дроселем 29.

При виконанні всіх вищевказаних робіт в свердловині, під квадратом обов'язково встановлюється кульовий кран. На разі необхідності додаткового розвантаження свердловини зі сторони глухого фланця передбачається монтаж викидної лінії 12.

При дослідженні продуктивних горизонтів від фонтанної арматури прокладаються три викидні лінії:

- робоча з трубного простору свердловини 16,
- запасна з трубного простору свердловини 17,
- аварійна лінія розрядки з трубного простору свердловини.

Трубний викид 16 обладнується породовловлювачем 19 з робочим тиском ФА і сепаратором 20. Від сепаратора прокладаються два відводи: відвід газу 21, обладнаний вимірювачем 22 (ДВКТ) і патрубком по розміру змішувача і котушки,

і відвід конденсату (нафти) 23, обладнаний краном 24 для відбору проб, засувкою низького тиску 25 і вимірною ємністю відкритого типу 26.

Допускається установка двох і більше вимірних ємностей. Сепаратор обладнується відтарованим і опломбованим запобіжним клапаном 27 з відводом 28 внутрішнім діаметром не менше діаметра викиду запобіжного клапана.

На двох лініях трубного простору після засувок ФА встановлюються регулюючі дроселі 29.

Затрубний викид 18 з однієї сторони обладнується двома засувками з манометром для контролю тиску в затрубному просторі і швидкозмінним шибером 30, з другої - двома засувками і фланцем з гайкою БС для приєднання цементувального агрегату.

При дослідженні високодебітних газоконденсатних і газонафтових свердловин з затрубного простору монтується додаткова викидна лінія 31.

Всі манометри, які задіяні в обов'язці устьового обладнання повинні обладнуватись роздільниками середовища і кранами високого тиску.

Допускається застосування у всіх схемах засувок високого тиску, що входять в комплект ФА.

На розгляд геологічних служб геологорозвідувальних підприємств дається дослідження нафтових і газоконденсатних свердловин без сепаратора або трапа.

В залежності від програми дослідження по рішенню геологічних служб допускається дослідження без породовловлювача і діафрагмового вимірювача критичного тиску, а також допускається встановлення інших вимірювальних приладів по необхідності. Прилади які встановлюються перед сепаратором, повинні бути з робочим тиском фонтанної арматури.

5.9 Заходи по попередженню виникнення газонафтоводопроявлень, викидів, відкритих фонтанів та травматизму при будівництві свердловин на газ і нафту

1. Укласти договір на постійне та обов'язкове профілактичне обслуговування свердловини Державною аварійно-рятувальною службою

2. Навчання всіх інженерно-технічних працівників НГРЕ, які мають безпосереднє відношення до процесу буріння і випробування свердловин, проводити на початку і через 5 років роботи, бурильників - на початку і через 3 роки роботи на курсах підвищення кваліфікації з питань фонтанної безпеки.

3. Бригади по бурінню, випробуванню та капітальному ремонту свердловин необхідно забезпечити відповідно: Інструкцією по попередженню відкритих фонтанів при бурінні розвідувальних свердловин на нафту і газ, Інструкцією по попередженню ВФ при випробуванні, капітальному ремонті свердловин на нафту і газ, Оперативним планом ліквідації газонафтоводопроявлень, Планом локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій (ПЛАС), Заходами (щорічними) щодо запобігання аварій на свердловині.

4. З початку встановлення ПВО, механіку спільно з буровим майстром провести навчання членів бурової бригади по правилах експлуатації встановленого противикидного обладнання та першочерговим діям по

попередженню і ліквідації ГНВП і ФВ згідно розроблених Інструкцій, Оперативного плану та ПЛАС з проведенням учбових тривог „Викид”. При подальшій роботі буровий майстер повинен проводити навчання дій по сигналу „Викид” з кожною вахтою не менше одного разу на місяць з записом в журналі.

5. При бурінні, випробуванні та капремонті свердловин ведучим спеціалістам бурового підприємства проводити контрольні учбові тривоги „Викид” не менше один раз в місяць з кожною вахтою ВФ, згідно з затвердженим графіком, та проводити аналізи навченості бурових вахт.

6. Комісіями експедиції з участю представників воєнізованої служби один раз в рік перевіряти у всіх робочих бурових вахт теоретичні знання дій по герметизації устя свердловини.

7. За 50-100 м до розкриття і при розбурюванні продуктивної товщі забезпечити цілодобовий інженерний контроль за технологічним процесом буріння свердловини.

8. На перших свердловинах нової площі, що розкривають невивчений розріз і зони АВПТ, встановлювати газокаротажні станції.

9. Забезпечувати бурові документацією технічного опису та Інструкціями по монтажу і експлуатації превенторних установок, колонних головок, фонтанних арматур.

10. Перед початком будівництва розміщення бурового обладнання на земельній ділянці погоджувати з АР службою.

11. Прийняття змонтованої бурової установки (верстату) проводити з участю представника в/служби.

12. Монтаж ПВО здійснювати відповідно типових схем обов'язки, затверджених буровим підприємством та погоджених з АР службою і ДПОП.

13. В кінці викидних трубопроводів упорядковувати земляні амбари, які дозволяють вміщувати насичений газом буровий розчин. Місткість амбарів повинна бути не менша одного максимального об'єму свердловини.

14. З метою попередження аварій заборонити проведення робіт без надання дозволу АР служби на розкриття продуктивної товщі, на випробування випробувачем пластів в процесі буріння, на дослідження кожного об'єкту при випробуванні свердловини, на подальше поглиблення свердловини після обов'язки устя, монтажу і опресування ПВО, на розбурювання цементного моста при розкритті продуктивної товщі, на установку рідинних ванн при розкритті продуктивної товщі, на проведення робіт по ліквідації аварій в свердловинах, які розкрили продуктивну товщу, на демонтаж фонтанної арматури, на подальше проведення робіт після усунення порушень, відмічених в раніше виданій забороні.

15. Погоджувати з робітниками АР служби плани розкриття і випробування продуктивних горизонтів, на установку рідинних (нафтової, кислотної, водяної та інш.) ванн при розкритті продуктивної товщі.

16. Проведення робіт по опресуванню для визначення герметичності превенторних установок, фонтанних арматур (до і після установки), проміжних колон разом з встановленим ПВО, маніфольдів ПВО, викидних і міжколонних трубопроводів, герметичності експлуатаційної колони, вимірювальних і продувних трубопроводів проводити в присутності представника АР служби.

17. Первинні опресування проміжних і експлуатаційних колон разом з ПВО, стикувальними пристроями проводити на розрахункові тиски, які вказані в технічних проектах, в присутності представника АР служби.

18. Переопресування верхньої частини проміжних і експлуатаційних колон проводити на відповідні тиски 1 раз в квартал в присутності районного інженера.

19. Перед розкриттям продуктивної товщі проводити опресування нагнітальної системи бурових насосів, трубопроводу зворотної промивки на тиск відповідно вимог КТМ, в присутності представника АР служби.

20. Мати на буровій в запасі кульовий кран, регулюючий дросель і 2 засувки високого тиску. Для обслуговування фланцевих з'єднань ПВО - комплект ключів.

21. За 50-100 м до розкриття продуктивної товщі мати на буровій необхідний запас обважнювача, глини, хімреагентів для виготовлення бурового розчину в кількості не меншій ніж половина об'єму свердловини.

22. Виводити показання тиску в нагнітальному маніфольді до блоку дроселювання.

23. У випадку застосування бурових розчинів з густиною більше 1,4 г/см³ встановлювати БПР, та додатково один дегазатор.

24. Обв'язка ємностей із запасним розчином повинна забезпечувати повну заміну розгазованої рідини в свердловині без зупинки циркуляції.

25. За 50-100 м до розбурювання продуктивної товщі передбачувати завчасно перехід на обважений буровий розчин, з параметрами згідно з ГТН.

26. В продуктивному пласті обмежувати механічну швидкість проходки свердловини до 2 м/год.

27. Перед початком додання або піднімання бурильної колони при розкритих продуктивних горизонтах вести безперервну промивку свердловини на протязі одного циклу і до вирівнювання параметрів бурового розчину до значень ГТН.

28. Забезпечувати бурові ущільнюючим мастилом для нагнітання в корпус засувки високого тиску ПВО і засувок фонтанної арматури в процесі експлуатації.

29. Бригадами по обладнанню устя свердловини при їх бурінні і випробуванні перевіряти працездатність ПВО згідно із затвердженим графіком.

30. В буровому журналі записувати про кількість і якість бурового розчину, який доливається при підйомі бурильної колони і який витісняється при її спуску, про контроль рівня бурового розчину в резервуарах насосів, про наявність газу в буровому розчині. Якщо вміст газу перевищує фоновий більше ніж на 5 %, подальше поглиблення припинити до повної ліквідації вказаного надлишку.

Висновки по п'ятому розділу

У розділі приведено основні вимоги з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях що регламентують дії персоналу у небезпечному становищі, та дозволяють мінімізувати витрати при його появі.

ВИСНОВКИ

У роботі запроєктовано буріння і кріплення розвідувальної свердловини на поклади газу в умовах Денисівської площі Харківської області з розробкою технології підвищення стійкості PDC доліт.

У загальній частині наведено: географічне положення, огляд раніше проведених геолого-геофізичних досліджень і геологічна характеристика району робіт. Описано: стратиграфія, тектоніка та фізико-хімічні властивості порід району.

Буріння свердловини буде здійснюватися буровою установкою Уралмаш 3Д-76 в три інтервали буріння: під напрям діаметром 426 мм, кондуктор діаметром 324 мм проміжну колону 219 мм і під експлуатаційну колону діаметром 168 мм. Із застосуванням полімерно-глинистого розчину. Контроль процесу буріння забезпечить станція ГТВ. Цементування свердловини буде здійснюватися із застосуванням цементосмесительних машин 2СМН-20, цементувальних агрегатів і осреднительной ємності. Контроль процесу забезпечить станція контролю цементування СКЦ-2М.

У спеціальній частині запропоновано технологію підвищення стійкості PDC доліт за рахунок забезпечення можливості обертання різців PDC навколо своєї осі. Коронки такого типу можуть армуватися обертовими круглими різцями PDC за рахунок кріплення на осях, виконаних у формі кільця по периметру корпусу коронки. Для забезпечення формування ядра і розробки стінок свердловини різці встановлюються на двох осях, розташованих по зовнішньому і внутрішньому радіусу матриці коронки. При бурінні коронкою обертання скважиностворюючих різців буде забезпечуватися при взаємодії їх бічної поверхні зі стінкою свердловини, а обертання керностворюючих різців - формується керном.

Запропоновані конструкції забезпечують активне повертання різців навколо своєї осі в процесі поглиблення свердловини, що знижує їх знос і як наслідок підвищує ресурс породоруйнуючого інструменту.

В економічному розділі обґрунтовано кошторис буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини. В роботі передбачені всі необхідні заходи безпеки життєдіяльності. Розглянуто заходи щодо попередження аварій і ускладнень, охорони надр і навколишнього середовища.

Таким чином, при виконанні дипломного проекту досягнуті всі поставлені цілі і вирішені всі завдання, що стояли перед проектом.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Олексіївський, Г.В. Бурові установки Уралмаш заводу. - 3-е изд., Перераб. і доп. - М.: Недра, 1981.
2. Булатов А.І., Аветисов А.Г. Довідник інженера з буріння. У 2-х томах - М.: Недра, 1985.
3. Булатов, А.І. Довідник інженера з буріння: в 4 т. / А.І. Булатов, А.Г. Аветисов. - М.: Недра, 1985. - т. 1-2.
4. Вадецкий, Ю.В. Буріння нафтових і газових свердловин: Підручник для поч. проф. Освіти / Ю.В. Вадецкий. - М.: Видавничий центр «Академія», 2003.
5. Ганджумян, Р.А. Інженерні розрахунки при бурінні глибоких свердловин / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калінін. - М.: Недра, 2000..
6. Гланц А.А., Алексєєв В.В. Довідник механіка геологорозвідувальних робіт. - М.: Недра, 1987
7. Гречин Є.Г., Овчинников В.П., Долгов В.Г. Розрахунки неорієнтуємих компоновок для буріння похилих і горизонтальних свердловин. - Тюмень: Нафтогазовий університет, 2006. - 121 с.
8. Гулізаде М.П., Мамедбеков О.К. Розробка забійних компоновок для стабілізації зенітного кута похилих свердловин // Изв. вузів. Сер. Нафту і газ. - Баку, 1985. - № 6. - С. 17 - 22.
9. Оганов А.С., Поваліхін А.С., Бадреев С.Д. Нові рішення в проектуванні компоновок низу бурильної колони // НТЖ. Будівництво нафтових і газових свердловин на суші і на морі. - М.: ВНПОЕНГ, 1995. - № 4-5. - С. 11, 12, 16.
10. Принцип вибору стабілізуючих компоновок з заданими оптимальними параметрами / Солодкий К.М., Федоров А.Ф., Поваліхін А.С., Шагалов В.Л., Калінін А.Г. // Нафтове госп-во. - 1984. - № 9. - С. 15-17.
11. Резніченко І.М. Приготування, обробка та очищення бурового розчину. М.: Недра, 1982 р Буріння горизонтальних свердловин. Фірма «Бейкер Хьюз». 1990р. - 182 с.
12. Довідник «Буріння похилих і горизонтальних свердловин». Б. А. Нікітін А. Г. Калінін. Москва. «Надра», 1997р.
13. Правила безпеки при геологорозвідувальних роботах / Упоряд. О.А. Бурдин, В.Г. Климин, Редкол. В.А. Рябов та ін, Утв. Мингео СРСР 27.03.90, - М.: Недра, 1991.- 218 с.
14. Бочаров А.І., Бургін О.А. Організація безпечного ведення геологорозвідувальних робіт. - М.: Недра, 1981. Su O., Ali Akcin Numerical simulation of rock cutting using the discrete element method // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. - 2011. - V. 48 (3). - P. 434-442.

15. Нескоромна В.В., Борисов К.І. Аналітичне дослідження процесу різання-сколювання гірської породи долотом з різцями PDC // Известия Томського політехнічного університету. - 2013. - Т. 323. - № 1. - С. 191-195.
16. Чулкова В.В. Метод вибору доліт PDC для перемезовуються за твердістю гірських порід // Вісник Асоціації бурових підрядників. - 2015. - № 2. - С. 17-19.
17. Huang H., Lecampion B., Detournay E. Discrete element modeling of tool-rock interaction I: rock cutting
18. Інтегровані системи і технології. Каталог компанії Schlumberger. URL: https://www.slb.ru/services/ipm/integratedservices_management/ (дата звернення 18.01.2020).
19. Дудля М. А., Пашенко А.В., Пашенко О.А. Некоторые закономерности разрушения горных пород // Науковий вісник. – 1998. – НГАУ. - №2. – С.81-85.