

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

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

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

студента Ткаченко Євген Ярославович
(ПІБ)
академічної групи 185-17ск-2 ГРФ
(шифр)
спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
(код і назва спеціальності)
спеціалізації за освітньо-професійною програмою Нафтогазова інженерія та технології
(офіційна назва)
на тему Технічний проект буріння пошукової свердловини на шахтний метан в умовах Новосвітловських газових куполів
(назва за наказом ректора)

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

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

Коров'яка Є.А.
(підпис) (прізвище, ініціали)

« » 20 року

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

студенту Ткаченку Євгену Ярославовичу академічної групи 185-17ск-2 ГРФ
(прізвище та ініціали) (шифр)

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

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

на тему Технічний проект буріння пошукової свердловини на шахтний метан в умовах Новосвітловських газових куполів

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від №

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

Завдання видано

_____ (підпис керівника)

Хоменко В.Л.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі

04.05.2020

Дата подання до екзаменаційної комісії

15.06.2020

Прийнято до виконання _____

Ткаченко Є.Я.

Реферат

Дипломний проект 66 стор., 11 рис., 11 табл., 13 бібл.

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА ШАХТНИЙ МЕТАН, СВЕРДЛОВИНА, БУРОВА УСТАНОВКА, ПОРОДОРУЙНУЮЧИЙ ІНСТРУМЕНТ, ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ, ЦЕМЕНТУВАННЯ, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА.

Сфера застосування розробки – буріння свердловин на шахтний метан.

Об'єкт дослідження - параметрична свердловина на Новосвітловських газоносних куполах.

Мета роботи - проектування буріння свердловини з метою визначення перспективності району для видобутку метану вугільного родовища.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – розроблено технологію буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини для умов Новосвітловських газоносних куполах: виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини; вибрано бурове обладнання і буровий інструмент, розроблена технологія кріплення свердловини. Розроблено питання охорони надр і довкілля.

Зміст

1 ГЕОГРАФО-ЕКОНОМІЧНІ УМОВИ РОБІТ	7
Висновки за розділом	8
2 ГЕОЛОГІЧНА ВИВЧЕНІСТЬ	9
Висновки за розділом	11
3 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РАЙОНУ РОБІТ	12
3.1 Стратиграфія і літологія	12
3.2 Тектоніка	12
3.3 Вугленосність	14
3.4 Гідрогеологічна характеристика району робіт	15
3.5 Газоносність району робіт	17
Висновки за розділом	19
4 ТЕХНІКА І ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН	20
4.1 Конструкція свердловини	20
4.2 Вибір способу буріння	26
4.3 Вибір породоруйнуючого інструменту	27
4.4 Вибір комплектування бурового снаряда	27
4.5 Вибір бурового обладнання	29
4.6 Розрахунок параметрів режиму буріння	30
4.6.1 Технологія розтину продуктивних горизонтів в процесі буріння і проведення випробувань пластовипробувачем КПП-68	30
4.6.2 Параметри режиму колонкового буріння	34
4.6.3 Технологія розширення свердловин	37
4.7 Промивання свердловини	40
4.7.1 Вибір якості промивальної рідини	40
4.7.2 Обґрунтування щільності промивальної рідини	41
4.8 Попередження і боротьба з геологічними ускладненнями	41

4.9 Кріплення свердловини	43
4.9.1 Оснащення обсадної колони	43
4.9.2 Спуск обсадних колон	44
4.9.3 Спуск і цементування хвостовика	46
4.9.4 Розрахунок цементування експлуатаційної колони	47
4.10 Обладнання гирла свердловини	50
Висновки за розділом	51
5 ПЕРЕВІРОЧНИХ РОЗРАХУНКІВ БУРОВОГО ОБЛАДНАННЯ І	
ІНСТРУМЕНТУ	52
5.1 Розрахунок втрат натиску при промиванні свердловин і потужності	
приводу насоса	52
5.2 Розрахунок потужності приводу насоса	54
5.3 Розрахунок вишки	54
5.4 Розрахунок бурової лебідки і талевої системи	55
Висновки за розділом	55
6 ОХОРОНА ПРАЦІ І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	56
6.1 Охорона праці	56
6.2 Пожежна безпека	59
6.3 Промислова санітарія	59
6.4 Охорона навколишнього середовища	61
Висновки за розділом	64
ВИСНОВКИ	65

Вступ

Цей проект спрямований на рішення однієї з актуальних проблем вуглевидобувної промисловості України - шахтного метану. Практичні результати (ділянка Томашевський Південна та ін.) і наукові дослідження, отримані на основі промислового використання різних методів дегазації, дозволяють сподіватися на подальший розвиток цієї галузі.

Можливість масштабного видобутку метану в Україні підтверджується дослідженнями, виконаними за участю іноземних експертів. Видобуток метану на вугільних родовищах дозволить:

- залучити в паливно-енергетичний баланс країни величезні ресурси нового енергоносія;
- підвищити екологічну безпеку і безпеку в шахтах за рахунок попередньої дегазації гірських масивів;
- поліпшити екологічну обстановку за рахунок скорочення викидів метану в атмосферу.

Вирішення проблеми видобутку метану і початок широкомасштабних робіт по розвитку газодобування на вугільних родовищах (Постанова Кабміну України №1634 від 6.09.1999 р. і №1463 від 27.09.2000 р.) не може здійснюватися без практичного буріння параметричних свердловин.

У основу методів вивчення газоносності вуглевміщуючих розрізів покладений досвід нафтогазової геології, передбачаючий комплекс дослідницьких робіт, за допомогою яких виявляються газонасичені горизонти і вивчається динаміка флюїду пласта. Останнє полягає в необхідності прямого випробування газонасних порід з визначенням тиску пласта газу, температури, дебіту флюїду, відбору глибинних проб флюїду за умов пластів.

І ГЕОГРАФО-ЕКОНОМІЧНІ УМОВИ РОБІТ

Площа проєктованих робіт (Новосвітловські газові куполи) в адміністративному відношенні розташована в районі Краснодону Луганської області. У орографічному відношенні вони є степовою рівниною, розчленованою балочною для яру системою і долиною річок Сіверський Донець і Луганчик.

Коливання рельєфу у висотах великі - максимальні абсолютні відмітки вододілів +190 м, мінімальні - +40 м, приурочені до долини річок Сіверський Донець і Луганчик.

Клімат району континентальний. Середньорічна температура повітря складає +5 - +8 °С, максимальна +40 °С (липень-серпень), мінімальна - - 42 °С (січень 1935 р.). Тривалість зимового періоду складає 4 місяці, причому характерна різка зміна погодних умов - від несподіваних понижень температури і щедрих снігопадів до тривалої відлиги і бездоріжжя. Глибина промерзання ґрунту до 1-1,2 м. Сніговий покрив в різні зими досягає 10-80 см. Атмосферні опади випадають у вигляді дощів, особливо в осінньо-зимовий період, влітку дощі бувають рідко.

Середньорічна кількість опадів складає 400-500 мм. Вітри переважно східні з середньою швидкістю 2-5 м/сек.

Найбільш великими населеними пунктами в районі проєктованих робіт є пос. Новосветловка і Давидо-Микільське.

Найближчою залізничною станцією є станція Новосветловка.

Населені пункти пов'язані між собою асфальтованими і ґрейдерними дорогами. Ґрейдерні дороги придатні для пересування автотранспортом в суху пору року.

Основний національний склад місцевого населення - українці і росіяни.

Бурові роботи на проєктованій площі проводились Лисичанською ГРП, що базувалась в м. Лисичанську. Усім необхідним роботі забезпечувались з бази ГРП. Відстань від бази до площі проєктованих робіт 170 км (160 км асфальтованих, 10 км ґрейдерних).

Промислово-геофізичні роботи виконувались Луганською геофізичною експедицією, розташованою в м. Луганську, в 70 км від площі проєктованих робіт (60 км асфальтованих, 10 км грейдерних).

Джерелом питного і технічного водопостачання можуть служити місцеві каптажі. Енергозабезпечення бурових здійснюватиметься від ЛЕП ВАТ електричні "мережі Краснодонів" і дизельних електростанцій. Зв'язок бурової з базою експедиції здійснюватиметься по мобільному телефону.

Висновки за розділом

1. В розділі розглянуто географо-економічні умови району робіт.
2. Проаналізовані особливості району робіт, що впливають на ведення бурових робіт.

2 ГЕОЛОГІЧНА ВИВЧЕНІСТЬ

Геологорозвідувальні роботи, проведені на ділянках Новосвітловського комплексу, тісно пов'язані із загальним ходом геологічного вивчення надр Ворошиловградського і Новокраснодонського районів. Планомірна їх розвідка почата з 1947 р., коли на базі колишньої Центральної геологорозвідувальної партії комбінату "Ворошиловградуголь" була організована Ворошиловградська геологорозвідувальна партія, тресту "Ворошиловградуглеразведка".

У 1951-1954 рр. Ворошиловградською і Краснодоном ГРП виконана пошукова розвідка Ворошиловградською Східною і Новокраснодонської перспективних площ, в процесі якої на площі нинішніх ділянок Новосвітловського комплексу пробурено три лінії опорних свердловин: Ворошиловградська Східна (вкв. 86, 151), Вергунська (213, 214, 219) і Новосвітловська (1706-1705), якими з'ясувалися загальні риси цієї великої перспективної площі. Тоді ж було виявлено велике тектонічне порушення, назване Луганським надвигом (тепер Марьевський надвиг), що зумовило виділення самостійних ділянок Тельмановського (у висячому крилі Марьевського надвига) і Климовського (у лежачому його крилі).

Про результати пошукової розвідки в 1955 році геологами Трухан Л.А. і Ковтун Т.Г. був складений "Геологічний звіт про пошукову розвідку на площі Ворошиловградської перспективи Східної в комплексі з ділянкою Тельмановським". У цьому ж році на захід від даної площі були закінчені роботи по детальній розвідці ділянки Климовського (звіт геологів Кислого В. А. і Ткаченко Т. Ф.). Були підраховані запаси вугілля по пластах свит С27, С26, С25, С24 і С23, затверджені протоколом ГКЗ № 1375 в 1956 р.

У 1958 році закінчена попередня розвідка ділянки Новосвітловського Краснодоном ГРП і ділянки Жовтневого Ворошиловградською ГРП. Межею між ділянками служив р. Луганчик.

В результаті цих робіт було виявлено наявність промислових запасів вугілля марки Г (група Г6) по пластах 16, 121, k71, k 7в, k5, k 2в, i31, i3 (звіти Павленко

Ю.М. про попередню розвідку ділянки Новосвітловського, 1958 р. і Кислого В. А., Ткаченко Т. Ф. про ділянку Жовтневу, 1958 р.).

Всього в цей час був пробурено 7 свердловин (№ E2047, E2081, E2064, E2085, E2025, E2108, E2117 - уч. Новосвітловський) і на ділянці Жовтневій - 6 свердловин (№ 423, 424, 425, 426, 427, 428). Свердловини були розташовані по лініях, що знаходяться на відстані більше 3 км один від одного, тому з точки зору сучасних вимог ці роботи слід віднести до пошукової розвідки.

1959-61 рр. на цій площі і далі на схід, до меж Ростовської області, пошукові роботи були продовжені.

Силами Ворошиловградської ГРП пробурено 13 свердловин. За отриманими даними в 1961 році геологами Кислим В. А., Михалевим А.К. і Заблюдскою О. Г. був складений "Геологічний звіт про пошукову розвідку Новокраснодонської Північної перспективи". У 1962 році на підставі цих даних були проведені пошуки вугілля, а також попутне виявлення позитивних структур на нафту і газ в лежачому крилі Північнодонецького надвигу (пошукова розвідка Новокраснодонської Північно-східної перспективи).

Проведеними роботами встановлено, що в лежачому крилі надвигу дуже низька вугленосність (тільки пласт м5 є робітником і відносно витриманим за площею), але в результаті розбурки цієї площі була виявлена перспективно газоносна структура, названа Кружиловською. Слід зазначити, що з 1960 по 1966 рр. включно Ворошиловградською ГРЭ на великій території на північ від Північнодонецького надвигу виконаний значний об'єм структурно-пошукового буріння на нафту і газ. Результатом цих робіт стало відкриття ряду куполоподібних структур, сприятливих в сенсі нафтогазоносної (Славяносербська, Вергунська, Ольховська і Кружиловська структури). У відповідних геологічних звітах приведений опис геологічної будови цієї площі з характеристикою вугленосності, якості вугілля і підрахунком запасів, робочих вугільних пластів.

У 1962-1963 рр. виконана попередня розвідка ділянки Новосвітловського, під якою тоді розумілася товща опадів свит С24-С23, прилегла до Північнодоне-

цького надвигу, тобто нинішні ділянки Новосвітловські 1,2. За результатами цих робіт в 1963 р. Кислим В. А., Заблудскою О. Г. і Ткаченко Т. Ф. складений геологічний звіт з орієнтовним підрахунком запасів основних вугільних пластів і31, і3, h 10в і h7 до горизонту - 1200 м

З 1963 р. по 1965 р. вироблений другий етап детальній розвідці і дорозвідки ділянки Климовського Глибокого, такого, що граничить з оцінюваною площею на заході. Запаси кам'яного вугілля ділянки Климовського Глибокого, ув'язнені в 16 робочих пластах свит С27, С26, С25, С24 і С23, підраховані до того ж горизонту мінус 1200 м, затверджені протоколом ГКЗ №4656 від 30.VII.1965 р. по геологічному звіту, складеному Кислим В. А., Верейкіним А.І. та ін.

Позитивні результати попередньої розвідки ділянки Новосвітловського, а також детальної розвідки ділянки Климовського Глибокого визначили доцільність подальшого геологічного вивчення ділянок Новосвітловського комплексу. У 1963-1965 рр. виконана детальна розвідка ділянки Новосвітловського 1, в 1965-1967 рр. - ділянки Новосвітловського 2; у 1966 р. почата і в 1967 р. закінчена попередня розвідка ділянок Новосвітловських 3 і 4.

У жовтні 1967 р. геологічний звіт про детальну розвідку ділянок Новосвітловських 1, 2 і попередній розвідці ділянок Новосвітловських 3, 4, складений геологами Кислим В. А., Верейкіним А.І. та ін., з підрахунком запасів за станом розвіданої на 1.07.1967 р. був представлений на розгляд ГКЗ.

У 1969 р. були завершені геологорозвідувальні роботи (детальна розвідка ділянок Новосвітловських 3,4 і дорозвідка ділянок Новосвітловських 1, 2).

Висновки за розділом

Цей розділ присвячений аналізу геологічної вивченості району робіт. Це необхідно для розуміння напрямку проведення подальших досліджень на цій ділянці.

3 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РАЙОНУ РОБІТ

3.1 Стратиграфія і літологія

У геологічній будові району робіт беруть участь відкладення середнього карбону, перекриті верхньокрейдяними, палеогеновими і неогеновими відкладеннями потужністю до 250 м Среднекаменноугольні відкладення представлено осіданнями свит С22-С27. Серед теригенних відкладень цих свит (піщаників, сланців піщаних і сланців глинистих) розвинені породи біогомогенного походження - вапняки і вугільні пласти. Літологічний склад свит наведений в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 - Усереднений літологічний склад свит

Вік породи	Породи, %				Вугілля
	Сланці глинисті	Сланці піщані	Піщаники	Вапняки	
1	2	3	4	5	6
С27	32,0	18,0	32,0	17,0	1,0 М
С26	37,0	20,0	31,0	10,3	1,7 Л
С25	25,0	26,0	42,0	5,6	1,4 До
С24	57,5	20,0	20,3	1,4	0,08 І
С23	30,0	26,0	42,6	0,4	1,0 Н
С22	74,0	10,0	15,0	0,7	0,03 G

Що перекривають карбон верхньокрейдяні (потужність від 172 до 250 м), палеогенові і неогенові відкладення (загальною потужністю 3-28 м) представлені щільними глинами, писальною крейдою, мергелями, піщаниками, пісками. Плащеобразний покрив четвертинних відкладень (делювіальних суглинків) розвинений повсюдно, потужність його коливається від 1 до 6 м

3.2 Тектоніка

Об'єкт робіт відноситься до вугленосного району Краснодону, що входить до складу північної зони дрібної складчастості Донбасу.

По денній поверхні на півночі він обмежений виходом під мезозойські відкладення Глибокинського (Північнодонецького) надвигу, на півдні - Новосвітловською синкліналлю, на заході і сході має загальні межі з геологічним районом.

У геолого-структурному відношенні в будові району беруть участь відкладення трьох структурних поверхів, що незгідно залягають один на одному: дорифейського, палеозойського (кам'яновугільного) і мезо-кайнозойського.

Об'єктом постановки параметричного буріння є середній, палеозойський поверх, а точніше - чотири брахіантиклінальні складки, що простежуються уподовж Глибокинського надвигу: Новосвітловська №1, Новосвітловська №2, Новосвітловська №3 (Надеждинська) і Новосвітловська №4 (Давидо-Микільська), а також їх піднадвигові частини в межах структурного поверху.

За формою і морфологією ці складки ідентичні: практично горизонтальні (столоподібні) центральні частини з невеликими кутами падіння до периферії і різняться лише розмірами: від 6 км² (Новосвітловська №1) до 6 км² Новосвітловська №4 (Давидо-Микільська).

Північні крила цих складок сформовані Глибокинським надвигом до того моменту, коли зусилля стискування не перевищували можливостей пластичної деформації порід. При подальшому додатку тисків відбувалося сколювання вже дислокованих у флексурні складки порід і ковзання внутрішніх частин синкліналі на її борти.

Змішувач надвигу з невеликою незгодою нахилений у бік синкліналі і зміщує центр антикліналі по глибших горизонтах на південь.

Як вказувалося раніше, для району характерно незгодне перекриття складно дислокованих відкладень карбону палеогеново-верхнемеловим чохлам потужністю до 250, рідко 300 м, що залягає переважно горизонтально, іноді успадкований похило, а в районі розвитку Глибокинського надвигу з розривами невеликих амплітуд. Це вказує на постійно-періодичне омолодження надвигу в киммерійсько-альпійські фази складчастості і що відбувається в цей час підйом деформованого карбону висячого крила надвигу над мезозойськими відкладенням лежачого крила.

При цьому функції "покришок" високопластичних порід мезо-кайнозоя не втрачаються. В цей же час, ймовірно, посилювалися процеси міграції вільних га-

зів по "знову оживаючій" площині змішувача надвигу з глибоких горизонтів і їх (газів) концентрація в структурних пастках, якими є Новосвітловські купольні структури.

Природно припустити, що газ, мігруючи в лежаче крило надвигу через проникну площину змішувача і зустрічаючи на своєму шляху структурно-тектонічні бар'єри, утворює скупчення і в породах - колекторах лежачого крила.

Високій міграційній здатності газу сприяє низька міра метаморфізму (марка Т). Відкрита пористість порід-колекторів (піщаників, алевролітів) досягає 20%.

При проведенні розвідувальних робіт в аналогічному Краснодару Лисичанському геолого-промислового районі з глибин 500-600 м отримані припливи вільного газу дебітом до 30 тис. м³/доб. з одного горизонту.

3.3 Вугленосність

Про наявність загальної і корисної вугленосності кожної продуктивної свити можна судити по табл. 3.2.

Таблиця 3.2 - Вугленосність продуктивних свит

Світа	Потужність свити м	К-ть вугільних пластів у свиті, шт.		Сумарна потужність вуг. пластів, м		Коефіцієнт вугленосності		Примітка
		всього	в т.ч. роб. потужності	всього	в т.ч. роб. потужності	загальною	робо-чою	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
C27	435	20	4	5,0	2,55	0,012	0,006	
C26	265	16	4	4,8	2,5	0,018	0,009	
C25	365	35	2	4,5	1,55	0,012	0,008	
C24	260	16	2	3,4	2,2	0,013	0,008	
C23	550	28	6	8,3	4,14	0,015	0,008	
C22	143	2	-	0,3	-	0,001	-	

3.4 Гідрогеологічна характеристика району робіт

У гідрогеологічному відношенні площа проєктованих робіт характеризується перекриттям кам'яновугільних утворень потужною мергеле-крейдовою товщею, непроникною в нижній частині за рахунок сантонських мергелистих глин, що виключає живлення водоносних горизонтів карбону атмосферними осіданнями. Гідрогеологічні умови ускладнюються наявністю Глибокинського надвигу.

Гідрогеологічний розріз представлений водоносними горизонтами четвертинного, палеогенового, крейдового і кам'яновугільного віків.

Водоносний горизонт четвертинних відкладень представлений алювіальними відкладеннями долини р. Луганчик. Потужність цього горизонту до 15 м породи, що містять воду, - піски, супіски, суглинки. Він експлуатується колодзями з дебітом 0,15 л/сек. Гідравлічно горизонт пов'язаний з верхньокрейдяною тріщинуватою водоносною зоною.

Водоносні горизонти палеогену приурочені до піщаників, пісків київсько-харківської свити. Їх загальна потужність до 6 м, дебіт - до 0,6 л/сек, безнапірні, гідравлічно пов'язані з водоносними горизонтами крейди.

Водоносність крейдяних відкладень вивчена численними дослідженнями по дослідженню джерел господарсько-питного водопостачання. Тут існують водозабори по долині р. Луганчик і по долині р. Сіверський Донець (Новосвітловський 2 і Давидо-Микільський).

Найбільшу водонасиченість мають піскуваті мергелі. У долинах річок і балок водоносна тріщинувата зона крейди відрізняється значною потужністю (до 60 м) і водообільністю. Свердловини, пробурені по долині р. Луганчик, дають дебїти до 60 л/сек. при пониженні до 7 м. До вододілів потужність тріщинуватої водоносної зони зменшується до 5-10 м, знижується і водообільність.

При бурінні свердловин на вугілля в крейдяних відкладеннях мали місце випадки поглинання промивальної рідини на глибинах до 280 м

Основним джерелом живлення карстової для тріщини зони верхньої крейди служать атмосферні опади на ділянках виходів верхньокрейдяних відкладень на

денну поверхню з урахуванням дренажних вод усіх вище перелічених водоносних горизонтів.

Товща осадових порід карбону представлена свитами С22-С31. Кожна свита містить декілька водоносних горизонтів, приурочених до пластів тріщинуватих вапняків і піщаників. Вапняки мають незначні потужності і містять невеликі запаси води - 6-8 м³/годину. Піщаники мають великі потужності, містять значні запаси води, при розтині дають короткочасний стійкий приплив до 50-80 м³/година, в наступному що знижується до 5 м³/година

Гідрогеологічні дослідження показали відсутність взаємозв'язку мел-мергелевого водоносного горизонту з водоносними горизонтами карбону, проте в принадривгових зонах такий зв'язок не виключається. Основна маса водопроявів (~80 %) по кам'яновугільних горизонтах фіксується в інтервалі від подошви крейдяних відкладень до глибини 700 м, тобто в зоні активної відкритої тріщениватості порід.

По якісному складу підземні води характеризуються таким чином: Ркв - підземні води сульфатні, сульфатно-хлоридні, хлоридні з мінералізацією від 1-3 г/дм³ до 10 г/дм³.

К2 - підземні води карстової для тріщини зони гідрокарбонатно-кальцієві з мінералізацією до 1 г/дм³ із зростанням до 4 г/дм³ у напрямі до місць вододілів.

З - хімічний склад підземних вод кам'яновугільних відкладень на ділянці формується за законом прямої вертикальної гідрохімічної зональності.

Хімічний склад підземних вод змінюється від гідрокарбонатних до сульфатних і хлоридним через ряд проміжних типів, або гідрокарбонатних, гідрокарбонатно-хлоридних до хлоридних, минувши сульфатний тип.

Аналіз хімічного складу підземних вод кам'яновугільних відкладень Новосвітловських ділянок показав наступне:

- Безпосередньо під крейдяними відкладеннями залягають натрієво-хлоридно-гідрокарбонатні води з мінералізацією 1,4 г/дм³ (вкв. Г1119, глибше - гідрокарбонатно-хлоридні води з мінералізацією до 2 г/дм³ (вкв. ГО816), їх підс-

тиляють натрієво-хлоридні води з мінералізацією 10 г/дм³ (вкв. ГО928), дуже жорсткі, - 20-31 міліграм/екв, лужна реакція - pH > 7.

Корозійними властивостями по відношенню до бетону і металу підземні води кам'яновугільних відкладень не володіють.

3.5 Газоносність району робіт

Якісна характеристика вмшуючих порід в межах даної площі вивчалася за допомогою газового каротажу і промислово-геофізичних методів. Всього в межах ділянок таким дослідженням підлягало 55 свердловин. За результатами досліджень виділені горизонти, що мають підвищені колекторні властивості, і встановлена відносна міра проникності виділених горизонтів.

В межах кожної вугленосної свити виділяється по 3-4 постійно витриманих горизонту, здатних містити в собі газ або воду. Проте через відсутність методики визначення кількісних показників відсутні значення газоносності порід. Судячи ж за результатами визначення газоносності методом МГРІ, можна укласти, що виділення з порід свит С24 і С23 при підході до антиклінальних підняттям можуть досягти 50-70 % від загального виділення газу (свердловини №№ Г976, Г987, Г928 і Г1096). У породах свит С27, С26 і С25 в зоні Алмазного надвигу газовиділення з порід також можуть досягати таких величин.

Основними газоводоносними горизонтами в межах ліцензійної площі є наступні пласти піщаників :

для свити С27 - М8SM9;

для свити С26 - L71S17, 17SM1, L1S111, k7lvSK7;

для свити С25 - K2 Sk31, K1 Sk11;

для свити С24 - i22Si3lv;

для свити С23 - h6Sh61, Н 51Sh9н, Н52Sh8, Н2Sh2, h 50Sh8в, Н 52Sh9н, h3нSH3.

В межах даної площі вивчалася газопроникність порід, тобто визначення кількості газу, що проходить через зразок за певний період.

Цими дослідженнями встановлено, що газопроникність порід (піщаників) змінюється від 0,000392 до 11,84 мілідарсі при абсолютній пористості їх від 6 до 21 %, тобто породи мають підвищену газопроникність і пористість. Пористість же є основним показником змісту газу у вільному стані, оскільки вільний газ знаходиться в порах і порожнечах порід (Щербань А.Н., Цирульников А.С. "Газопроникність вугільних пластів, 1958 р.).

Таким чином, роблячи головні висновки, можна прийти до наступного:

Проектована площа знаходиться в сприятливих умовах з точки зору газового режиму.

Тут, як і на відкритих площах, у вугільних пластах свит С27, С26 і С25 спостерігається газова зональність, де виділяється три газові зони. Пласти свит С24 і С23 майже повністю знаходяться в метановій зоні.

Вугільні пласти характеризуються помірною газоносністю. На нижній межі оцінки по основних робочих пластах газоносність може досягти наступних величин:

пласт m51 - 2,5-3 м³/т.г.м.
 m3 - 6-7 м³/т.г.м.
 16 - 9-10 м³/т.г.м.
 121 - 10-12 м³/т.г.м.
 k5 - 15-16 м³/т.г.м.
 і3в і і3н - 13-16 м³/т.г.м.
 h10в і h10 15,5-17 м³/т.г.м.
 h7 - 19-20 м³/т.г.м.

При зіставленні результатів визначення природної газоносності кернагазонаборником і методом МГРІ виявилось, що газоносність змінювалася в одну і іншу сторону по двох методах рівномірно, тобто в 50 % проб перевищують величини газоносності по кернагазонаборнику, в 50 % випадків - по ГК.

Відносні значення газоносності по обох методах відрізняються трохи, за винятком декількох визначень, де при розрахунку газоносності по методу МГРІ враховані виділення з вміщуючих порід.

Підвищені газовиділення слід чекати в західній частині ділянок Новосвітловських 2,4 в районі розвитку флексурної складчастості і антиклінальних піднять, а також в зоні дроблення Алмазного надвигу, де газовиділення з порід можуть скласти до 70 % від загального виділення газу в майбутні гірські вироблення. Відносні значення газоносності в цих випадках у декілька разів перевищуюватимуть приведені значення газоносності по пластах, про що свідчать результати визначення газоносності комплексним методом МГРІ.

Висновки за розділом

1. В цьому розділі розглянуто стратиграфію, літологію і тектоніку району робіт.
2. Проаналізована вугленосність кожної продуктивної свити.
3. Наведена гідрогеологічна характеристика району робіт.
4. В результаті аналізу газоносності району робіт встановлено, що вугільні пласти характеризуються помірною газоносністю. Підвищені газовиділення слід чекати в західній частині ділянок Новосвітловських 2,4 в районі розвитку флексурної складчастості і антиклінальних піднять, а також в зоні дроблення Алмазного надвигу, де газовиділення з порід можуть скласти до 70 % від загального виділення газу в майбутні гірські вироблення.

4 ТЕХНІКА І ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

4.1 Конструкція свердловини

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

Таблиця 4.1 - Дані про градієнт тиски пласта і градієнти гідророзриву Новосвітловських газоносних куполах

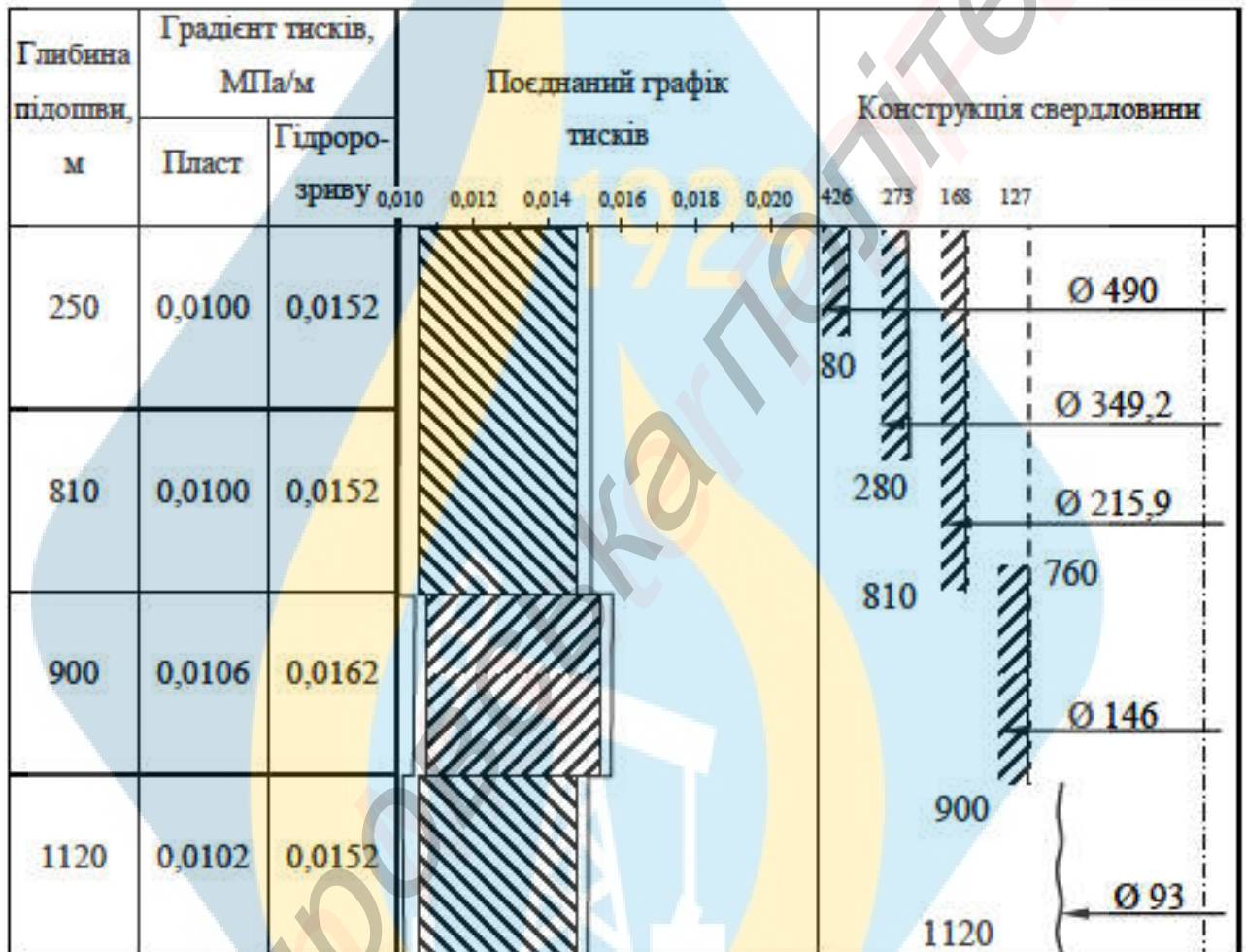
№ пп	Індекс стратиграфічного розділу	Інтервал, м		Градієнт тиску пласта МПа/м (ПІ)	Градієнт гідророзриву МПа/м (ПІ)	Градієнт гірського тиску, МПа/м
		від	до			
1	2	3	4	5	6	7
1	K2	0	250	0,0100	0,0152	0,0230
2	C23-C24	250	810	0,0100	0,0152	0,0230
3	Порушена зона	810	900	0,0106	0,0162	0,0230
4	C27	900	1120	0,0102	0,0152	0,0230

Проектування починають з виділення зон з несумісними умовами буріння. Умови буріння в двох суміжних зонах вважаються несумісними у тому випадку, якщо при переході з верхньої зони буріння в нижній зоні необхідно змінити щільність промивальної рідини так, що це приведе до флюїдпрояву або до поглинання промивальної рідини в один з горизонтів верхньої зони або нестійкості гірських порід у верхній зоні.

Аналізуючи геолого-технічні умови і поєднаний графік тисків, набираємо наступного вигляду обсадних колони і глибину їх спуску (зверху вниз).

Щоб перекрити нестійкі породи мезо-кайнозоя і ізолювати зону активного водообміну, а також щоб унеможливити розмиву гирла свердловини необхідно спустити напрям. Глибина спуску складатиме 80 м.

Для перекриття теригенних відкладень крейди і верхньої частини середнього карбону, де можливі звуження ствола свердловини, поглинання промивальної рідини, обвалоутворення, для обладнання гирла і монтажу противовибросового обладнання, у свердловину спускається кондуктор до глибини 280 м.



Інтервал 250-810 метрів характеризується наявністю пачок пісковиків. В процесі виконання бурових робіт вказані зони залягання піщаників і вапняків викликають ускладнення, як водопрояву, так і поглинання промивальної рідини. Тому інтервал до глибини 810 метрів обсаджується проміжною обсадною колоною для криплення і ізоляції вищерозміщених зон геологічного розрізу, несумісних з тими, що пролягають нижче. При отриманні позитивних результатів на газоносність в процесі буріння водогазоносні відкладення піщаників даних світ бу-

дуть випробувані на продуктивність методом прострілу обсадної колони, з наступним випробуванням.

Інтервал 810-900 метрів представлений зоною дроблення Глибокинського надвигу, який має градієнти тиску пласта і гідророзриву, що відрізняються від попереднього інтервалу значення. Цей інтервал проєктованих свердловин розглядається як перспективний на отримання припливу газу у свердловину.

Враховуючи досвід буріння свердловин на вугілля, необхідно відмітити, що при розтині зон тектонічних порушень, успішне буріння вищезгаданих горизонтів можливе при збільшенні питомої ваги промивальної рідини і ізоляції (перекритті) обсадними трубами зон геологічних порушень. При наступному поглибленні свердловин, у разі залишення відкритого ствола, вказана зона тектонічного порушення викликатиме ускладнення - обвали стінок свердловини, які призводять до затяжних аварій, зростання непродуктивного часу, погіршення економіки підприємства. Тому інтервал до глибини 910 м обсаджується проміжною колоною (впотаї) для кріплення і ізоляції вищерозміщеної частини геологічного, розрізу. При отриманні в процесі буріння позитивних результатів на газоносність, вищезгаданий інтервал буде випробуваний на продуктивність методом прострілу обсадної колони з наступним випробуванням.

Інтервал 900-1120 метрів має відмінне від попереднього інтервалу значення градієнта тиску пласта і градієнта гідророзриву, тобто є несумісним з попереднім інтервалом. Гідрогеологічна характеристика вапняків і піщаників вже приводилася і немає необхідності повторювати ці дані. Для скорочення витрат матеріалів, прискорення робіт по кріпленню свердловин, зниженню гідравлічних втрат при бурінні і кріпленні, зменшенні вартості робіт по бурінню свердловин, останній інтервал обсаджуватися не буде. Для попередження геологічних ускладнень будуть застосовуватися промивальні рідини, приготовані на основі полімерних матеріалів.

Таким чином, в результаті обґрунтування конструкції свердловини Новосвітловських газових куполів необхідно передбачити у свердловині спуск чотирьох обсадних колон.



НТУ «Дніпропетровська політехніка»

Вибір діаметру обсадних колон і доліт

Діаметр обсадних колон і доліт вибираємо від низу до верху.

1. Буріння свердловини від забою 1120 метрів до глибини 900 м здійснюватиметься з відбором керна діаметром 93 мм.
2. У інтервалі 760-900 м буде встановлено хвостовик, діаметр якого визначимо по формулі

$$d_{\text{вн}}^{\text{хв}} = D_{\text{д}}^{\text{зк}} + (6 \div 8), \quad (4.1)$$

$$d_{\text{вн}}^{\text{хв}} = 93 + 8 = 101 \text{ мм.}$$

По ДСТУ на обсадні труби приймаємо труби безмуфтового з'єднання, труба в трубу

$$d_{\text{вн}}^{\text{хв}} = 127 \text{ мм, } 113 \text{ мм.}$$

2. Діаметр долота для буріння під хвостовик

$$D_{\text{д}}^{\text{хв}} = d_{\text{н}}^{\text{хв}} + 2\delta, \quad (4.2)$$

де δ - величина проміжку між муфтою хвостовка і стінкою свердловини, оскільки діаметр хвостовика складає 127 мм, то приймаємо $\delta = 8$ мм.

$$D_{\text{д}}^{\text{хв}} = 127 + 2 \cdot 8 = 143 \text{ мм}$$

Вибираємо найближче долото діаметром 146 мм типу ТК або К. Верх хвостовика буде на 50 м, піднятий у вищестоящу колону, а черевик встановлений на стійку породи.

3. Визначуваний внутрішній діаметр експлуатаційної обсадної колони

$$d_{\text{вн}}^{\text{зк}} = 146 + 8 = 154 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТУ на обсадні труби

$$d_{\text{н}}^{\text{зк}} = 168,3 \text{ мм, } 154 \text{ мм, } 188 \text{ мм.}$$

4. Визначуваний діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону

$$D_{\text{д}}^{\text{зк}} = 188 + 2 \cdot 15 = 218 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТУ на бурові долота 215,9 мм типу ТК або К.

5. Від глибини 280 м до гирла свердловини буде встановлений кондуктор.

Визначуваний внутрішній діаметр кондуктора

$$d_{\text{вн}}^{\text{к}} = 215,9 + 8 = 223,9 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТУ на обсадні труби

$$d_{\text{н}}^{\text{к}} = 273 \text{ мм; } 255,1 \text{ мм; } 299 \text{ мм.}$$

6. Визначуваний діаметр долота для буріння під кондуктор

$$D_{\text{д}}^{\text{к}} = 299 + 2 \cdot 25 = 349 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТУ на бурові долота 349,2 мм типу М або МЗ

7. Напрямок буде встановлений від глибини 80 м до гирла свердловини. Визначуваний зовнішній діаметр напрямку

$$d_{\text{н}}^{\text{н}} = D_{\text{д}}^{\text{нп}} + (50 \div 100) \quad (4.3)$$

$$d_{\text{н}}^{\text{н}} = 349,2 + 50 = 399,2 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТУ на обсадні труби

$$d_{\text{н}}^{\text{н}} = 426 \text{ мм; } 404 \text{ мм.}$$

Діаметр долота

$$D_{\text{д}}^{\text{н}} = 451 + 2 \cdot 30 = 511 \text{ мм.}$$

Приймаємо долото діаметром 490 мм типу М або МЗ.

Висота підйому тампонажного розчину в затрубному просторі визначається на підставі інструкцій ("Єдині технічні правила ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових, газових і газоконденсатних родовищах", пункт 13.5), які діють, і методичних матеріалів. На підставі вищевикладеного, висота підйому тампонажного розчину складе:

- за напрямом - до гирла свердловини;
- за кондуктором - до гирла свердловини;
- за експлуатаційною колоною - до гирла свердловини;
- за хвостовиком - до виходу із затрубного простору.

Параметри конструкції свердловин приведені в таблицю. 4.2.

Таблиця 4.2 - Параметри конструкції свердловин

№ п/п	Найменування колон	Інтервал спуску обсадних колон, м		Номінальний діаметр свердловини, мм	Номінальний діаметр обсадних труб, мм	Відстань від гирла до рівня цементу, м	Причина спуску колон
		від	до				
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Напрямок	0	80	490	426	0	Перекриття нестійких порід мезо-кайнозою унеможливлення розмиву гирла свердловини
2	Кондуктор	0	280	349,2	273	0	Ізоляція горизонтів питної води, перекриття нестійких відкладень верхньої крейди, установка ПШО
3	Експлуатаційна	0	810	215,9	168	0	Перекриття зон поглинання і нестійких порід карбонатних відкладень, попередження гідророзриву пластів
4	Хвостовик	760	900	151	127	760	Перекриття зони дроблення тектонічного порушення
5				93			

4.2 Вибір способу буріння

Виходячи з геолого-технічних умов буріння, конструкції, глибини і кінцевого діаметру свердловини, а також враховуючи виробничий досвід, накопичений в підприємстві "Схід ГРГП" приймаємо обертальне колонкове буріння алмазними і твердосплавними коронками з наступним розширенням шарошечними долотами установками з шпіндельним обертачем.

4.3 Вибір породоруйнуючого інструменту

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

Для буріння в інтервалі 0-80 м - твердосплавна коронка CM5- 132.

Розбурку свердловини під обсадну колону виконуємо через два діаметри долотами наступного діаметру : 151 мм; 190,5 мм; 215,9 мм; 244,5 мм; 349,2 мм; 490 мм типу М.

Для буріння в інтервалі 80-280 м - твердосплавна коронка CM5- 132.

Розбурку свердловини виконуємо шарошечними долотами наступних діаметрів : 171,4 мм; 215,9 мм; 295,3 мм; 349,2 мм типу М.

Для буріння в інтервалі 280-810 м - твердосплавна коронка CA5- 93.

Розбурку свердловини виконуємо через діаметр шарошечними долотами наступних діаметрів : 132 мм; 158,7 мм; 171,4 мм; 190,5 мм; 200,0 мм; 215,9 мм типу ТК або К.

Для буріння в інтервалі 810-900 м - твердосплавна коронка CA5- 93.

Розбурку свердловини виконуємо шарошечними долотами наступних діаметрів : 132 мм; 146 мм типу ТК або К.

Для буріння в інтервалі 900-1120 м - твердосплавна коронка CA5- 93 по породах V - VII категорій по буримості і алмазна коронка 01A3- 93 по породах VIII - IX категорій по буримості.

4.4 Вибір комплектування бурового снаряда

1. При забурюванні свердловин комплектування бурового снаряда має бути наступним: твердосплавна коронка CM5- 132, колонкова труба діаметром 127 мм завдовжки 6 метрів, одна свічка УБТ-РПУ- 89 завдовжки 18,4 метра, бурильні труби діаметром 63,5 мм. При розширенні під напрям комплектування снаряда має

бути наступним: трьохшарошечне долото Ш 508МЗ-ЦВ, бурильні труби діаметром 63,5 мм.

2. При бурінні під кондуктор комплектування бурового снаряда наступне (від низу до верху): твердосплавна коронка СМ5- 132, колонкова труба діаметром 127 мм завдовжки 6 метрів, одна свічка УБТ-РПУ- 89, бурильні труби діаметром 63,5 мм. При розширенні під кондуктор комплектування бурового снаряду буде наступною (від низу до верху): трьохшарошечне долото Ш349, 2МЗ-ГВ, одна свічка прямої УБТС1- 299, бурильні труби діаметром 63,5 мм.

3. При бурінні під експлуатаційну колону комплектування бурового снаряда наступне (від низу до верху): твердосплавна коронка СА5- 93, колонкова труба діаметром 89 мм завдовжки 6 метрів, бурильні труби діаметром 63,5 мм. При розширенні під проміжну колону комплектування бурового снаряду буде наступною (від низу до верху): трьохшарошечне долото Ш215, 9ТКЗ-ГВ, одна свічка прямої УБТ- 203, бурильні труби діаметром 63,5 мм.

4. При бурінні під хвостовик комплектування бурового снаряда наступне (від низу до верху): твердосплавна коронка СА5- 93, колонкова труба діаметром 89 мм завдовжки 6 метрів, бурильні труби діаметром 63,5 мм. При розширенні під експлуатаційну колону трьохшарошечне долото Ш 146ТК-ГВ, одна свічка прямої УБТ- 146, бурильні труби діаметром 63,5 мм.

5. При бурінні під хвостовик комплектування бурового снаряда наступне (від низу до верху): твердосплавна коронка СА5- 93 по породах V - VII категорій по буримості і алмазна коронка 01А3- 93 по породах VIII - IX категорій по буримості, колонкова труба діаметром 89 мм завдовжки 6 метрів, бурильні труби діаметром 63,5 мм.

Технічна характеристика бурильних труб СБТМ- 63,5

Тип з'єднання	муфтово-замкове
Зовнішній діаметр, мм	63,5
Внутрішній діаметр, мм	51,5
Довжина труби, мм	1500; 3000, 4500

Маса 1 м труби, кг	8,51
Маса 1 м труби із з'єднаннями, кг	10,0
Зовнішній діаметр муфти, мм	83
Внутрішній діаметр у кінця висадки, мм	40

4.5 Вибір бурового обладнання

З урахуванням проектної глибини свердловини, а також виробничий досвід підприємства "Схід ГРП" приймаємо пересувну бурову установку УКБ-7П-1200/2000. До її складу входять: буровий верстат СКБ-7, бурова щогла БМТ-7, пересувна бурова будівля ПБЗ-7, контрольно-вимірювальна апаратура "Курс-613", транспортна база ТБ-15, буровий насос НБ4-320/63, трубозворот РТ-1200, вертлюг-сальник ВС- 12,5/20; елеватор МЗ-50-80-2.

Технічна характеристика верстата СКБ-7

Глибина буріння, м	
при кінцевому діаметрі свердловини 93 мм	1200
при кінцевому діаметрі свердловини 59 мм	2000
Початковий діаметр свердловини, мм	214
Діаметр бурильних труб, мм	50; 54; 63,5; 68
Частота обертання, про/мін	0-1500 (безступінчате)
Найбільше зусилля подачі, даН	
угору	15000
вниз	12000
Вантажопідйомність лебідки, даН	5500
Швидкість навивки каната на барабан, м/з	0-8 (безступінчате)
Тип електродвигуна	Д-812
Потужність електродвигуна, кВт	70

Технічна характеристика бурового насоса НБ4-320/63

Подача, л/хв	32; 55; 105; 125; 180; 320
Тиск, МПа	10,0
Число плунжерів, шт	3
Тип приводу	4А-225М693
Приводна потужність, кВт	37

Технічна характеристика бурової вишки ВРМ- 24/540

Висота щогли (вишки), м	24
Довжина свічки, м	18,5
Допустиме номінальне навантаження на кронблок, кН	540

4.6 Розрахунок параметрів режиму буріння

4.6.1 Технологія розтину продуктивних горизонтів в процесі буріння і проведення випробувань пластовипробувачем КПП-68

Враховуючи досвід буріння "Схід ГРП" газових свердловин, пропонується наступна технологія прорізки продуктивних горизонтів і проведення випробувань газоносних пластів пластовипробувачем КПП- 68. Приведена технологія дозволяє отримати наступні результати:

- при прорізці газоносних горизонтів різко зменшується зростання чужорідного флюїду в продуктивні горизонти на велику протяжність;
- попередити, а в окремих випадках, швидко і оперативно ліквідувати поглинання промивної рідини у свердловині;
- попередити і оперативно вирішити питання по ліквідації можливого газопрояву;
- провести випробування газоносного горизонту пластовипробувачем КІ-ПІ-68 з отриманням максимальних позитивних результатів;

- після проведення випробувань пластовипробувачем КШП- 68 оперативно приймати рішення по газоносних горизонтах при отриманні припливу газу - затампонувати гель-пастою; при отриманні припливу води оперативно виключити вступ води в ствол свердловини - затампонувати інтервал тампонажним розчином на цементній основі.

Після обсадження крейдяних відкладень основний діаметр буріння по карбоновим відкладенням складає 93 мм. Цим діаметром виконується буріння свердловин до першого продуктивного горизонту за 50 метрів до його зустрічі. Після цього свердловина розбурюється Ø 112 мм і закінчується за 50 метрів до зустрічі газоносного горизонту.

Прорізку газоносного горизонту починати проводити коронкою Ø 93 мм. Після заглиблення свердловини на 2-2,5 метра, процес буріння припиняється, виконується підйом бурового інструменту зі свердловини, витягується керн з колонкової труби. На бурильні труби нагвинчує шарошечне долото Ø 93 мм і опускається у свердловину до забою. Пробурений інтервал за допомогою ЦА-320М заповнюється гель-цементною пастою наступного складу :

- 1,5 м³ глинистого розчину з параметрами $T = 25$ з; $\rho = 1,08$ г/см³;
- 90-100 кг глини комкової;
- 300 кг Скопу;
- 2 кг КМЦ;
- 50 кг цементу.

Буровий інструмент піднімається зі свердловини. Виконується витримка гель-цементної пасти - 1 станко-змін. Розбурка інтервалу з гель-цементною пастою, завдовжки 2-2,5 метра виконується шарошечним долотом Ø 93 мм. Піднімається буровий інструмент зі свердловини. Спускається у свердловину буровий інструмент з колонковою трубою і коронкою 93 мм. Буріння свердловини на величину проходки за рейс 2-2,5 метра. Операції повторюються до повної перебудки газоносного горизонту. Обмежуючи проходку за рейс до 2-2,5 метрів і тампонуєчи поінтервально ці інтервали, оперативно вирішується позитивно питання мож-

ливого поглинання промивної рідини в газоносному горизонті або можливий газопрояв, оскільки є упевненість, що остання частина інтервалу газоносного горизонту заповнена гель-цементною пастою на величину її проникнення.

На ділянці Новосвітловських газових куполів газоносні горизонти знаходяться на наступних глибинах:

- з 260 - 280 м;
- з 290 - 300 м;
- з 440 - 470 м;
- з 560 - 570 м;
- з 673 - 723 м;
- зона дроблення з 815 - 900 м;
- з 1070 - 1118 м

Всього: 253 м

Потім перебудки газоносного горизонту \varnothing 93 мм приступаємо до розбудки газоносного горизонту коронкою \varnothing 112 мм і вибираємо місце установки пакера по літологічному складу порід і візуальному огляду керна для проведення випробувань у свердловині з допомогою пластовипробувачем пластів КПП- 68 на бурильних трубах. Для цього необхідно розбудити свердловину \varnothing 112 мм на 10-15 метрів.

Роботи пластовипробувачем виконують в наступній послідовності:

- виконують опрацювання свердловини з промивною рідиною; в ході одного циклу, з доведенням параметрів (при необхідності) промивної рідини до вказаних в ГТН;
- збирають випробувач пластів відповідно до схеми складання;
- сполучають провідну бурильну трубу з кульовим краном КШ, гирловою голівкою ГУГБ, плангом високого тиску, планг сполучають з мережею підключення КПП- 68;
- обв'язують цементуючий агрегат ЦА-320М із затрубним простором свердловини, заповнюють мірні місткості ЦА-320М промивальною рідиною і ставлять

його на чергування з моменту встановлення пакеру і до кінця підйому бурильного інструменту після проведення випробувань;

- у разі посадки бурового інструменту при спуску у свердловину витримують його під власною вагою без обертання не більше 1 хвилини;
- після спуску інструменту і перевірки точності його постачання на забій свердловини приєднують до бурильної колони провідну бурильну трубу з кульовим краном і голівкою ГУГБ, виконують установку пакеру;
- в ході усього часу випробувань вести нагляд за рівнем промивальної рідини в затрубному просторі і інтенсивністю припливу флюїду;
- якщо після відкриття впускного хлипака рівень промивальної рідини в затрубному просторі знижуватиметься, зробити додаткове навантаження на пакер гідросистемою бурового верстата і долити затрубний простір, при цьому навантаження на пакер $\varnothing 93$ мм не повинна перевищувати 3 тс;
- час стоянки на відкритому періоді встановити залежно від інтенсивності роботи пласта, але не більше 15 хв., при появі ознак активного газовиділення крізь мережу дроселювання, закрити ЗПК;
- після закінчення відкритого періоду випробувань закрити запорноповоротний хлипак, час закритого періоду встановити залежно від інтенсивності припливу, але не більше одного часу;
- після закінчення випробувань зняти пакер, для чого провести натягування бурильного інструменту в межах 1-2 тс більше власної ваги із зупинкою на 1-2 хв., потім натягування інструменту кілька разів збільшити на 2-3 тс (зверху його власної ваги) з наступними зупинками до повного звільнення пакеру;
- після зняття пакеру включити буровий насос і крізь циркуляційний хлипак промити свердловину до вирівнювання параметрів промивної рідини на вході і виході зі свердловини, від'єднати провідну бурильну трубу і виконати підйом інструменту з швидкістю не вище 0,3 м/с (I швидкість верстата), з постійним доливом свердловини і контролем за можливою появою ознак газопрояву;

- після витягування зі свердловини комплексу КШП- 68 невідкладно приступити до спуску в неї бурильної колони з шарошечним долотом Ø 112 мм з поінтервальним промиванням через 2-3 свічки.

За результатами випробувань приймається наступне рішення:

- за наявності припливу газу - випробуваний інтервал заповнюється гелецементною пастою;
- при отриманні, за результатами випробувань, припливу води без газу - цей інтервал тампонується цементним розчином.

Залежно від потужності газоносного горизонту випробування будуть проведені або один раз, або за два прийоми, із заглибленням на відповідну глибину постановки пластовипробувача.

Пропонована технологія зустрічі газоносного горизонту (50 метровий інтервал) і перебурки газоносного горизонту розтягнута в часі, вона не дозволяє досягти максимальних показників в бурінні (швидкості проходки). Проте переваги цієї технології були розглянуті вище, окрім цього при проведенні випробувань газоносних горизонтів за допомогою випробувача пластів КШП- 68 виключається ефект "поршнування" промивальної рідини при постановці його в зону випробувань при підйомі із забою; в даному випадку пластовипробувач при його зриві із забою піднімається в зону більшого діаметру, камера, що звільнилася, заповнюється промивною рідиною, чим унеможливується виникнення поглинання промивної рідини.

4.6.2 Параметри режиму колонкового буріння

1. Режим буріння коронкою СМ5- 132.

Осьове навантаження

$$C_{ос} = C_{уд} \cdot n, \text{ даН} \quad (4.4)$$

де $C_{уд}$ - питоме осьове навантаження на 1 основний різець; n - число основних різців.

Тоді

$$C_{oc} = 50 \cdot 24 = 1200 \text{ даН.}$$

Частота обертання

$$n = \frac{60V_{окр}}{\pi D_{cp}}, \text{ об/хв} \quad (4.5)$$

де $V_{окр}$ - рекомендована швидкість обертання коронки, для цих умов буріння $V_{окр} = 1,3 \text{ м/с}$; D_{cp} - середній діаметр коронки, внутрішній діаметр цієї коронки дорівнює 114 мм, тоді $D_{cp} = 123 \text{ мм}$.

Маємо

$$n = \frac{60 \cdot 1,3}{3,14 \cdot 0,123} = 202 \text{ об/хв.}$$

Приймаємо $n = 200 \text{ об/хв}$.

Витрата промивальної рідини

$$Q = Q_{уд} \cdot D, \text{ л/хв} \quad (4.6)$$

де $Q_{уд}$ - питома витрата промивальної рідини на 1 мм діаметру коронки, для цих умов буріння $Q_{уд} = 1,4 \text{ л/хв}$; D - діаметр коронки.

Маємо

$$Q = 1,4 \cdot 132 = 185 \text{ л/хв.}$$

Відповідно до технічної характеристики бурового насоса НБ4, приймаємо $Q = 180 \text{ л/хв}$.

2. Режим буріння коронкою СА5-93.

Осьове навантаження

$$C_{oc} = 65 \cdot 16 = 1040 \text{ даН.}$$

Приймаємо $C_{oc} = 1050 \text{ даН}$.

Частота обертання

$D_{вн} = 75 \text{ мм}$, тоді $D_{cp} = 84 \text{ мм}$.

Маємо

$$n = \frac{60 \cdot 1,1}{3,14 \cdot 0,084} = 250, \text{ об/хв.}$$

Приймаємо $n=250$ об/хв.

Витрата промивальної рідини

$$Q = 1,1 \cdot 93 = 102,3 \text{ л/хв.}$$

Відповідно до технічної характеристики бурового насоса НБ4, приймаємо $Q = 105$ л/хв.

3. Режим буріння алмазною коронкою 01А3-93.

Осьове навантаження

$$C_{ос} = C_{уд} \cdot F, \text{ даН} \quad (4.7)$$

де $C_{уд}$ - питоме осьове навантаження на 1 см^2 площі торця коронки, $C_{уд}$; F - площа торця коронки.

$$C_{ос} = 70 \cdot 18,2 = 1274 \text{ даН.}$$

Приймаємо $C_{ос} = 1300$ даН.

Частота обертання

$D_{вн} = 73$ мм, тоді $D_{ср} = 83$ мм.

Маємо

$$n = \frac{60 \cdot 1,7}{3,14 \cdot 0,083} = 391 \text{ об/хв.}$$

Приймаємо $n = 390$ об/хв.

Витрата промивальної рідини

$$Q = 0,55 \cdot 93 = 51,15 \text{ л/хв.}$$

Відповідно до технічної характеристики бурового насоса НБ4, приймаємо $Q = 55$ л/хв.

4.6.3 Технологія розширення свердловин

1. Режим розширення долотом Ш 490М-ЦВ.

Осьове навантаження створюємо власною вагою бурового снаряда.

Частота обертання

$$n_d = \frac{60d_m}{t_{\min}D_dZ}$$

де d_m - діаметр шарошки, м;

t_{\min} - мінімальний необхідний час контакту зуба долота з породою, з

$$t_{\min} = 8 \cdot 10^{-3} \text{ с};$$

Z - максимальна кількість зубів на периферійному вінці шарошки

$$n_d = \frac{60 \cdot 0,265}{0,008 \cdot 0,508 \cdot 35} = 1112 \text{ об/хв.}$$

Приймаємо 110 об/хв.

Витрата промивальної рідини

$$Q = Q_{уд} \cdot D, \text{ л/хв}$$

де $Q_{уд}$ - питома витрата промивальної рідини на 1 см діаметру долота, для цих умов буріння $Q_{уд} = 25 \text{ л/мін}$; D - діаметр долота.

$$Q = 25 \cdot 50,8 = 1270 \text{ л/хв.}$$

Враховуючи, що осьове навантаження невелике, буріння ведеться на малій глибині і з метою розширення, відповідно до технічної характеристики бурового насоса НБ4, приймаємо $Q = 320 \text{ л/хв}$.

2. Режим буріння долотом Ш349, 2МЗ-ГВ.

Осьове навантаження

$$C_d = c_y D_d,$$

де c_y - питома навантаження на одиницю діаметру, оскільки в даному випадку ведеться не буріння, а розширення свердловини, то для трешарошечних доліт типу М прийmemo $c_y = 5000 \text{ даН/м}$;

Дд - діаметр долота, м

Тоді

$$C_d = 5000 \cdot 0,3492 = 1750 \text{ даН.}$$

Розраховане осьове навантаження повинно задовольняти умові

$$C_d \leq [C_d].$$

Допустиме осьове навантаження для долота ПЗ49,2МЗ-ГВ складає 45000 даН. Тоді приймаємо 1750 даН.

Частота обертання

$$n_d = \frac{60d_{ш}}{t_{\min}D_dZ} = \frac{60 \cdot 0,182}{0,008 \cdot 0,3492 \cdot 17} = 230 \text{ об/хв.}$$

Приймаємо 230 про/хв.

Витрата промивальної рідини

$$Q = Q_{уд} \cdot D, \text{ л/хв}$$

де $Q_{уд}$ - питома витрата промивальної рідини на 1 см діаметру долота, для цих умов буріння $Q_{уд} = 25 \text{ л/хв}$; D - діаметр долота, см.

$$Q = 25 \cdot 34,92 = 873 \text{ л/хв.}$$

Враховуючи, що осьове навантаження невелике, буріння ведеться на малій глибині і з метою розширення, відповідно до технічної характеристики бурового насоса НБ32, приймаємо $Q = 320 \text{ л/хв}$.

3. Режим буріння долотом ПЗ215,9ТКЗ-ГВ.

Осьове навантаження

$$C_d = 25000 \cdot 0,2159 = 5398 \text{ даН.}$$

Розраховане осьове навантаження повинно задовольняти умові

$$C_d \leq [C_d].$$

Допустиме осьове навантаження для долота ПЗ215,9ТКЗ-ГВ складає 25000 даН. Тоді приймаємо $\square 5400 \text{ даН}$.

Частота обертання

$$n_d = \frac{60d_m}{t_{\min} D_d Z} = \frac{60 \cdot 0,112}{0,008 \cdot 0,2159 \cdot 18} = 216 \text{ об/хв.}$$

Приймаємо 220 об/хв.

Витрата промивальної рідини

$$Q = Q_{уд} \cdot D, \text{ л/хв}$$

де $Q_{уд}$ - питома витрата промивальної рідини на 1 см діаметру долота, для цих умов буріння $Q_{уд} = 15 \text{ л/мін}$; D - діаметр долота.

$$Q = 15 \cdot 21,59 \text{ л} = 323 \text{ л/хв.}$$

Відповідно до технічної характеристики бурового насоса НБ4, приймаємо $Q = 320 \text{ л/хв.}$

4. Режим буріння долотом Ш 146К-ГВ.

Осьове навантаження

$$C_d = \square 30000 \cdot 0,151 = 4530 \text{ даН.}$$

Розраховане осьове навантаження повинно задовольняти умові

$$C_d \leq [C_d].$$

Допустиме осьове навантаження для долота Ш 146К-ГВ складає 12000 даН.

Тоді приймаємо 4500 даН.

Частота обертання

$$n_d = \frac{60d_m}{t_{\min} D_d Z} = \frac{60 \cdot 0,079}{0,008 \cdot 0,151 \cdot 20} = 196 \text{ об/хв.}$$

Приймаємо 200 об/хв.

Витрата промивальної рідини

$$Q = Q_{уд} \cdot D, \text{ л/хв}$$

де $Q_{уд}$ - питома витрата промивальної рідини на 1 см діаметру долота, для цих умов буріння $Q_{уд} = 13 \text{ л/хв}$; D - діаметр долота.

$$Q = 13 \cdot 15,1 = 196,3 \text{ л/хв.}$$

Відповідно до технічної характеристики бурового насоса НБ4, приймаємо $Q = 180 \text{ л/хв.}$

4.7 Промивання свердловини

4.7.1 Вибір якості промивальної рідини

У геологічному будівництві району робіт представляють відкладення середнього карбону, перекриті верхньокрейдяними, палеогеном і неогеновими відкладеннями потужністю до 250 метрів. Середньокаменноугільними відкладення представлені відкладеннями свит.

В межах ділянки проходить Глибокинський (Північнодонецький) надвиг, складений інтенсивно перемятими, роздробленими породами.

За фізико-механічними властивостями геологічна площа представлена породами низької механічної міцності, високою пористістю, тріщеноватістю, пластичністю.

Основними видами геологічних ускладнень при бурінні є обвали, осипи, розробка стінок свердловин, прихвати бурового снаряда, поглинання промивної рідини.

Враховуючи геологічні особливості ділянки, для промивання свердловин слід застосовувати промивні рідини з властивостями, що інгібують, флокулюють, мастильними. Найбільше цими властивостями володіють лігносульфатні, полімерлігносульфатні, недиспергуючі калієві біполімерні розчини.

Для геологічної ділянки Новосвітловських газових куполів якнайкраще відповідають полімерлігносульфатні і калієві розчини.

Компонентний склад полімерлігносульфатні розчину слід приймати наступним на 1 м³:

1. Бентоніт - 50-60 кг
(чи бентонітова глина - 240-270 кг)
2. ЛМК - СТ або лінгноксін - 40 кг
3. КМЦ або інший полімер - 5 кг
4. ПАА або поліпас - 0,2 кг
5. Мастильна добавка - 10 кг

6. ПАР - 0,2 кг

7. Піногасник - 0,2 кг

4.7.2 Обґрунтування щільності промивальної рідини

Щільність промивальної рідини вибираємо згідно з поєднаним графіком тисків і уточнюємо для кожного інтервалу сумісних умов буріння по формулі

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\alpha P_{\text{пл}}}{gH}; \quad (4.8)$$

де $P_{\text{пл}}$ - тиск пласта в інтервалі свердловини для якого визначається (пр);

g - прискорення вільного падіння, м/с^2 ;

H - глибина покрівлі інтервалу свердловини, м;

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

Щільність в інтервалі 280-810 м (оскільки $H < 1200$ те приймаємо ($= 1,12$)).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,12 \cdot 810 \cdot 10000}{9,81 \cdot 810} = 1142 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо 1140 кг/м^3 .

Щільність в інтервалі 810-900 м (оскільки $H < 1200$ те приймаємо ($= 1,12$)).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,12 \cdot 900 \cdot 10600}{9,81 \cdot 900} = 1210 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо 1210 кг/м^3 .

Щільність в інтервалі 900-1120 м (оскільки $H < 1200$ те приймаємо ($= 1,12$)).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,12 \cdot 1120 \cdot 10200}{9,81 \cdot 1120} = 1164 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо 1160 кг/м^3 .

4.8 Попередження і боротьба з геологічними ускладненнями

У свердловині спостерігаються два види ускладнень: поглинання промивальної рідини в процесі проведення бурових робіт; обвали стінок свердловини, каверноутворення, звуження ствола свердловини, збільшення в'язкості розчину при перебурюванні глинистих сланців.

Основними заходами з боротьби з ними є правильно підібрані параметри промивальної рідини, зокрема, щільність, в'язкість і водовіддача.

Нижче вказані передбачувані інтервали звуження ствола свердловини і прихвату бурового снаряда, обвали стінок свердловин в зонах тектонічних порушень, в інтервалах залягання глинистих сланців низької механічної міцності, каверноутворення і так далі.

1. Звуження ствола стінок свердловини і прихвату бурового снаряда : 261-280 м; 441-454 м; 488-570 м; 615-620 м; 655-660 м; 671-722 м; 1075-1118 м
2. Обвали стінок свердловини в зонах тектонічних порушень : 343-344 м; 404-423 м; 513-520 м; 548-549 м; 562-563 м; 655-660 м; 883-893 м; 805-905 м; 920-928 м; 930-941 м; 943-960 м; 1055-1070 м
3. Каверноутворення в зонах тектонічних порушень : 280 м; 304 м; 424 м; 454 м; 470 м; 495 м; 520 м; 570 м; 608 м; 620 м; 720 м; 930 м; 940 м; 985 м; 1035 м; 1058 м

4.9 Кріплення свердловини

4.9.1 Оснащення обсадної колони

До оснащення обсадної колони відносяться пристрої, що включаються в її комплектування з метою попередити ускладнення і аварії при спуску і наступному цементуванні свердловини, а також для створення сприятливих умов заповнення кільцевого простору цементним розчином, надійної ізоляції пластів і наступної успішної експлуатації свердловин. На рис. 4.1 приведена типова схема колони з оснащенням.

Призначення окремих елементів оснащення наступне.

Черевик 2 з направляючою насадкою 1 встановлюють для підвищення прохідності обсадної колони по стволу свердловини, попередження ушкодження нижньої труби 9 при посадках.

Черевичний патрубок з отворами 3 включається в комплектування колони, оскільки є побоювання, що промивальні канали в направляючій насадці 1 можуть забитися.

Зворотний хлипак 4 потрібний для попередження зворотного руху цементного розчину з кільцевого простору, в труби 9 при зниженні тиску на гирло в час або після цементування.

Наполегливе кільце 5 служить для затримки нижньої і верхньої 1 цементуючих пробок, що відділяють цементний розчин від інших рідин усередині обсадної колони.

Центруючі ліхтарі 6 центрують обсадну колону в стволі свердловини, що необхідно для забезпечення рівномірного заповнення кільцевого простору тампонажним розчином. Сполучні муфти 7 і 8 призначені для з'єднання окремих елементів комплектування.

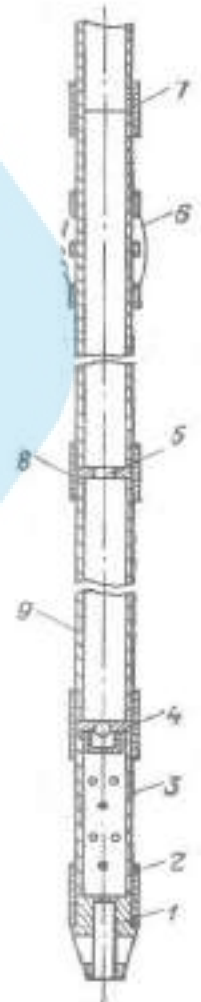


Рисунок 4.1 –
Оснащення
обсадної колони

Окрім перерахованих пристроїв в компонентування обсадної колони включаємо шкрябання для очищення стінок свердловини від глинистої кірки, роз'єднувачі і з'єднувачі при спуску колони у вигляді хвостовика, роз'єднуючі пристрої (паке-ри).

4.9.2 Спуск обсадних колон

Роботи по спуску обсадних колон є одними з найскладніших і відповідальніших. Спуску колони передують підготовка обсадних труб, бурового обладнання і інструментів, ствола свердловини.

На трубній базі оглядають усі труби, призначені для спуску в цю свердловину, і вибраковують ті з них, в яких виявлені явні дефекти (тріщини, вм'ятини, кривизна, ушкодження різьблення і тому подібне). Після огляду труби піддаються інструментальному контролю за допомогою дефектоскопічних установок, за допомогою калібрів перевіряють конусність і крок різьблення, підбирають муфти до труб за величиною натягу, через кожен трубу пропускають жорсткий шаблон. Муфти і труби, овальність яких перевищує допустиму, вибраковують.

Труби, при огляді і контролі яких не виявлено дефектів, опресовують водою з витримкою не менше 30 з під тиском, що перевищує не менше чим на 5 % внутрішній надлишковий тиск, на який розрахована обсадна колона.

Придатні труби завозять на бурову за декілька днів до спуску колони. Загальна довжина труб повинна на 5 % перевищувати довжину обсадної колони. Резерв складають з труб найвищої міцності. Окрім обсадних труб на бурову доставляють два патрубкі завдовжки 2-2,5 м і усе оснащення колони. Патрубкі встановлюють, якщо остання труба встає високо над ротором.

На буровій труби знову оглядають і шаблонуєть. Різьблення очищають і промивають. Труби укладають на стелажі в порядку зворотному черговості спуску їх у свердловину. При укладанні кожен трубу нумерують, заміряють її довжину, номер труби і нарастаючу довжину колони заносять в спеціальний журнал.

Перед спуском колони проводять дослідницькі і вимірювальні роботи (каротаж, відбір проб бічними ґрунтоносами, кавернометрію, інклінометрію, випробування і так далі). Після отримання кавернограми виявляють ділянки звужень ствола свердловини, уточнюють місця установки на колоні центруючих ліхтарів і скребоків, а також визначають об'єм ствола свердловини. Ліхтарі рекомендується розмішувати в тих ділянках інтервалів цементування (передусім, проти продуктивних горизонтів), де діаметр ствола близький до номінального. По інклінограммі з'ясовують ділянки різких змін зенітного і азимутного кутів. Ділянки звужень, виступів і перегинів ствола свердловини ретельно опрацьовують новими долотами. Після опрацювання і промивання водою ствол свердловини шаблонуєть, спускаючи на бурильній колоні компоновання з УБТ або 3-4 обсадних труб. Уточнюють довжину ствола свердловини шляхом виміру довжини бурильної колони після шаблонування. Параметри бурового розчину приводять у відповідність з вимогами ГТН.

В процесі спуску повторно через кожену трубу пропускають шаблон.

Швидкість спуску має бути не більше 1 м/с.

В процесі спуску колони, щоб уникнути того, що зім'яло вимагається періодично доливати її промивальною рідиною. Доливши виробляємо через кожні 300-400 м, а іноді і частіше. Щоб уникнути газування розчину, також вимагається проводити проміжні промивання, які здійснюють через 500 м. Промивання ведуть протягом одного циклу циркуляції для цієї глибини спуску, а при сильному газуванні розчину - до повного видалення газу з нього.

Останні дві труби спускають при промиванні на мінімальній швидкості. Після закінчення спуску усієї колони, свердловину, як правило, промивають протягом одного-двох циклів. Потім виробляють докріплення різьбових з'єднань машинними ключами з контролем моменту, що крутить. Спущену колону підвішують на галевої системі і приступають до цементування.

Після затвердіння цементного розчину перевіряють якість цементування: фактичну висоту підйому цементного розчину за колоною, повноту витіснення

промивальної рідини цементним розчином і герметичність обсадної колони. Для цього після закінчення цементування слід записати криву зміни температури з глибиною - виконати комплекс ОЦК не пізніше ніж через 24 години після закінчення цементування, як повторний контроль цементації обсадної колони може бути застосований метод акустичного каротажу.

Після затвердіння цементного розчину і перевірки якості цементування приступають до обв'язування гирла свердловини, яка полягає в тому, що спущена обсадна колона обв'язується з попередньою за допомогою колонної голівки, а потім опресовується.

Після обв'язування гирла свердловини уточнюють положення цементної склянки, зайву частину, розташовану над хлипаком, розбурюють до опресовування. У колону опускається долото на буровому інструменті, діаметр долота на 7 мм менше внутрішнього діаметру труб, розбурюється зворотний хлипак, цементна склянка і чавунна пробка.

Після цього колону випробовують на герметичність.

Обсадні труби будуть опущені у свердловину в один прийом.

4.9.3 Спуск і цементування хвостовика

Щоб уникнути деформацій від власної ваги секцій обсадних колон після їх розвантаження на забій і напругу кручення при відвинчуванні колони бурильних труб для створення необхідної стійкості колони її слід підвішувати в черевіку раніше опущеної колони. Для цементування хвостовика на верхній трубі буде встановлений переводник кульового типу, який після цементування буде піднятий на поверхню після закінчення процесу цементування.

Процес цементування вестиметься через бурильний інструмент, який веде трубу, вертлюга з шлангами, до яких підключається цементуючий агрегат. У місці підключення бурових шлангів до відведень вертлюга встановлюються засувки високого тиску.

Після закачування цементного розчину і розрахункової кількості продаваної рідини шляхом зниження тиску перевіряють надійність роботи зворотних хлипаків, потім в бурильні труби скидають сталеві кульки, дають тиск 40-60 атм і за допомогою кульок звільняють промивальні канали в спеціальному переводнику, встановленому на верхній трубі. Через канали цементуючим агрегатом вимивається цементний розчин, який піднявся вище за отвори. Після видалення зі свердловини надлишку цементного розчину (прокачують не менше 1,5-2 об'ємів розчину від спецпереводника до гирла).

Після закінчення цементування роз'єднують хвостовик і бурильні труби шляхом обертання останніх управо.

4.9.4 Розрахунок цементування експлуатаційної колони

Як обсадні труби використовуємо труби муфтово-замкового з'єднання діаметром 168 мм, з товщиною стінки 7 мм.

Застосовуємо одноступінчате цементування з двома розділовими пробками. Таке цементування проводять таким чином. Свердловину ретельно промивають, потім в обсадну колону вставляють нижню розділову пробку. Після закачування розрахункової кількості цементного розчину опускається верхня розділова пробка. На неї закачують продавочну рідину. При посадці верхньої пробки на нижню відбувається стрибок тиску, що служить сигналом для припинення закачування продавочної рідини. Розділові пробки виготовляють з легкорозбурюваних матеріалів (дерево, гума, пластмаса). Для цементування використовуємо насос бурової установки.

Розрахунок матеріалів для цементування експлуатаційної колони

Об'єм цементного розчину

$$V_{\text{цр}} = 0,785 [(D_c^2 - d_n^2) kH + d_b^2 h_o], \quad (4.9)$$

де D_c - діаметр свердловини, $D_c = 0,2159$ м;

d_n - зовнішній діаметр обсадних труб, $d_n = 0,168$ м;

k - коефіцієнт кавернозності, за даними раніше пробурених свердловин, приймаємо $k = 1,2$;

H - висота підйому цементного розчину в затрубному просторі, $H=800$ м;

$d_{в}$ - внутрішній діаметр обсадних труб, $d_{в}=0,154$ м;

$h_0=3-10$ м - висота цементної склянки усередині колони, приймаємо $h=10$ м

$$V_{цр} = 0,785 [(0,2159^2 - 0,168^2) \cdot 1,2 \cdot 800 + 0,154^2 \cdot 10] = 14 \text{ м}^3$$

2. Щільність цементного розчину

$$\gamma_{ц.р.} = (1 + m) \gamma_{ц} \gamma_{в} / (\gamma_{в} + m \gamma_{ц}), \quad (4.10)$$

де $\gamma_{ц}$, $\gamma_{в}$ - відповідно до щільності цементу і води $\gamma_{ц}=3,15$ т/м³, $\gamma_{в}=1$ т/м³;

m - водоцементне відношення, приймаємо $m=0,5$.

$$\gamma_{ц.р.} = (1 + 0,5) 3,15 \cdot 1 / (1 + 0,5 \cdot 3,15) = 1,84 \text{ т/м}^3$$

3. Кількість сухого цементу на 1 м³ розчину

$$q_{ц.р.} = \gamma_{ц} \gamma_{в} / (\gamma_{в} + m \gamma_{ц}) = 3,15 \cdot 1 / (1 + 0,5 \cdot 3,15) = 1,22 \text{ т/м}^3$$

4. Потрібна кількість сухого цементу для приготування цементного розчину

$$Q_{ц} = K_0 q_{ц.р.} V_{цр} \quad (4.11)$$

де $K_0 = 1,1-1,15$ - коефіцієнт, що враховує втрати сухого цементу при приготуванні розчину, приймаємо $K_0 = 1,15$.

$$Q_{ц} = 1,15 \cdot 1,22 \cdot 14 = 19,6 \text{ т}$$

5. Кількість води необхідна для приготування цементного розчину

$$V_{в} = Q_{ц} m \quad (4.12)$$

$$V_{в} = 19,6 \cdot 0,5 = 9,8 \text{ м}^3$$

6. Для продавлення цементного розчину необхідно захитати продавочну рідину в об'ємі

$$V_{п.р} = 0,785 k_{сж} d_{в}^2 (H - h_0) \quad (4.13)$$

$k_{сж}$ - коефіцієнт, що враховує стискування рідини, для глинистого розчину приймаємо $k_{сж} = 1,05$.

$$V_{п.р} = 0,785 \cdot 1,05 \cdot 0,154^2 \cdot (800 - 10) = 15,4 \text{ м}^3$$

7. Визначаємо тиск на голівці колони у момент сходження пробок

$$P = P_1 + P_2 \quad (4.14)$$

де P_1 - тиск на подолання різниці щільності рідини в трубах і за трубами, МПа; P_2 - гідростатичний опір у кінці промивання свердловини, МПа.

$$P_1 = 0,1(H - h)(\gamma_{ц.р.} - \gamma_{п.р.}), \quad (4.15)$$

де $\gamma_{п.р.}$ - щільність продавочної рідини, т/м³.

$$P_1 = 0,01(1,84 - 1,14) = 5,5 \text{ МПа},$$

У свою чергу

$$P_2 = 0,001L + 0,8, \text{ МПа} \quad (4.16)$$

де L - глибина свердловини, м

$$P_2 = 0,001L + 0,8 = 0,001 \cdot 800 + 0,8 = 1,6 \text{ МПа}.$$

Тоді

$$P = 5,5 + 1,6 = 7,1 \text{ МПа}.$$

Вибираємо цементуючий агрегат ЦА-320М, який розвиває максимальний тиск 32 МПа.

8. Визначаємо необхідну кількість цементуючий агрегатів:

- сумарна продуктивність при продавці цементного розчину

$$\sum q = 0,785(D^2 - d_n^2)KV_3, \quad (4.17)$$

де V_3 - швидкість висхідного потоку цементного розчину в затрубному просторі,

$$V_3 = 1,5 \text{ м/с}.$$

Підставляємо чисельні значення

$$\sum q = 0,785(0,2159^2 - 0,168^2) \cdot 1,2 \cdot 2 = 0,035 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Тоді необхідна кількість цементуючого агрегатів

$$n = \frac{\sum q}{q_n}, \quad (4.18)$$

де q_n - продуктивність одного агрегату на вищій швидкості, для цементуючого агрегату ЦА-320М $q_n = 0,0145 \text{ м}^3/\text{с}$.

Тоді

$$n = \frac{0,035}{0,0145} \approx 3 \text{ агрегата}.$$

8. Визначаємо час цементування

$$T=t_1+t_2+t_3 \quad (4.19)$$

де t_1 - час закачування цементного розчину

$$t_1 = \frac{V_{п.р.}}{nq_{г}} = \frac{14}{3 \cdot 0,0145} = 322 \text{ с} \approx 6 \text{ хв}; \quad (4.20)$$

де t_2 - час продавки

$$t_2 = \frac{V_{п.ж.}}{nq_{г}} = \frac{15,4}{3 \cdot 0,0145} = 354 \text{ с} \approx 6 \text{ хв}; \quad (4.21)$$

де t_3 - час установки верхньої пробки, приймаємо $t_3 = 15$ хв.

Перевірка:

$$T \leq 0,75t_{схв}, \quad (4.22)$$

де $t_{схв}$ - час початку схоплювання цементного розчину, приймаємо $2 \text{ ч} = 120$ хв.

$$\frac{6 + 6 + 15}{27} < \frac{0,75 \cdot 120}{90}$$

Таким чином, агрегат ЦА-320М задовольняє умовам цементування.

4.10 Обладнання гирла свердловини

Відповідно до ДСТУ 320.001.58787.003 до складу противикидного обладнання входять:

- превентори глухі, плашкові, універсальні;
- хрестовина превентора з гідроприводними засувками на бічних відведеннях;
- перехідна, дистанційна, надпревенторна і сполучна котушки;
- маніфольд, що включає викидні лінії, блок дроселювання і блок глушення;
- прострілочна (перфораційна) засувка;
- допоміжне обладнання - дегазатор (сепаратор) промивальної рідини, роз'ємний жолоб.

Величина робочого тиску превенторів, хрестовин і котушок, які входять в комплект противикидного обладнання, повинно бути не нижче за тиск опресовування колони, на якій вони встановлені.

Колонна голівка повинна дозволяти встановлювати противикидного обладнання на обсадні труби $\varnothing 273$ мм, а згодом, після встановлення експлуатаційної колони, на труби $\varnothing 168$ мм

Виходячи з цих міркувань вибираємо превентори МПП-156-14 і МПП-200-14.

Висновки за розділом

1. В цьому розділі спроектована конструкція свердловини, вибрано спосіб буріння і бурове обладнання.
2. Вибрано породоруйнуючий інструмент та режими буріння.
3. Обґрунтований вибір компонування бурового снаряду.
4. Здійснений вибір типу, параметрів промивальної рідини, а також гідравлічний розрахунок промивання свердловини.
5. Проведений розрахунок цементування обсадної колони.

5 ПЕРЕВІРОЧНИХ РОЗРАХУНКІВ БУРОВОГО ОБЛАДНАННЯ І ІНСТРУМЕНТУ

5.1 Розрахунок втрат натиску при промиванні свердловин і потужності приводу насоса

Сумарний тиск визначається по формулі

$$P = k_1 \cdot k_2 \cdot (p_1 + p_2 + p_3 + p_4 + p_5 + p_6 + p_7), \quad (5.1)$$

де

$k_1 = 1,3 - 1,5$ - коефіцієнт, що враховує запас тиску, приймаємо $k_1 = 1,4$;

$k_2 = T_{\text{пр.ж.}} / T_{\text{води}}$ - коефіцієнт, що враховує перевищення в'язкості промивальної рідини в порівнянні з водою, $k_2 = 22,5 / 15 = 1,5$;

p_1 - втрати натиску в бурильних трубах;

p_2 - втрати тиску в кільцевому просторі;

p_3 - втрати тиску через різницю питомих ваг висхідного і низхідного потоків;

p_4 - втрати тиску в з'єднаннях бурильних труб;

p_5 - втрати тиску в колонковій трубі;

p_6 - втрати тиску в шлаку і вертлюгу-сальнику;

p_7 - додаткові втрати тиску при заклинюванні керна.

Втрати тиску в бурильних трубах:

$$p_1 = \frac{16 \lambda \rho Q^2 L \cdot 10^{-5}}{3,14^2 \cdot d_b^5 \cdot 2g}, \text{ МПа} \quad (5.2)$$

де $\lambda = 0,025$ - коефіцієнт тертя рідини об стінки бурильних труб;

ρ - щільність промивальної рідини, $\rho = 1160 \text{ кг/м}^3$;

Q - витрата промивальної рідини, $Q = 55 \text{ л/хв}$;

L - довжина бурильних труб, $L = 1120 \text{ м}$;

d_b - внутрішній діаметр бурильних труб, $d_b = 0,0515 \text{ м}$

$$p_1 = \frac{16 \cdot 0,025 \cdot 1160 \cdot (0,055 / 60)^2 \cdot 1120 \cdot 10^{-5}}{3,14^2 \cdot 0,0515^5 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,062 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі:

$$P_2 = \lambda_1 \rho_{\text{вос}} \varphi \frac{16 \cdot Q^2 \cdot L \cdot 10^{-5}}{3,14^2 (D^2 - d_{\text{в}}^2)^2 \cdot (D - d_{\text{в}}) \cdot 2 \cdot g} \quad (5.3)$$

де $\lambda_1 = 0,035$ - коефіцієнт тертя рідини в кільцевому проміжку об стінки свердловини і колони бурильних труб;

$\rho_{\text{вос}}$ - щільність висхідного потоку промивальної рідини, $\rho_{\text{вос}} = 1190 \text{ кг/м}^3$;

$\varphi = 1,05$ - коефіцієнт, що враховує підвищення втрат натиску від наявності часток породи в рідині;

D - діаметр свердловини, $D = 0,093 \text{ м}$

Тоді

$$P_2 = 0,035 \cdot 1190 \frac{16 \cdot (0,055/60)^2 \cdot 1120 \cdot 10^{-5}}{3,14^2 (0,093^2 - 0,0635^2)^2 \cdot (0,093 - 0,0635) \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,046 \text{ МПа}$$

Втрати тиску внаслідок різниці питомих ваг висхідного і низхідного потоків

$$P_3 = \frac{L(\rho_{\text{вос}} - \rho) \cdot 0,01}{\rho} = \frac{1120(1190 - 1160) \cdot 0,01}{1160} = 0,290 \text{ МПа} \quad (5.4)$$

Втрати тиску в з'єднаннях бурильних труб

$$P_4 = \frac{L \cdot \rho \cdot 16 \cdot Q^2 \cdot 10^{-5}}{3,14^2 \cdot 1 \cdot 2 \cdot g} \cdot \left(\frac{1}{d_{\text{в}}^2} - \frac{1}{d_{\text{внп}}^2} \right)^2, \text{ МПа} \quad (5.5)$$

де $d_{\text{внп}}$ - внутрішній діаметр ніпеля, $d_{\text{внп}} = 0,040$; l - довжина однієї бурильної труби, $l = 4,5 \text{ м}$

$$P_4 = \frac{1120 \cdot 1160 \cdot 16 \cdot (0,055/60)^2 \cdot 10^{-5}}{3,14^2 \cdot 4,5 \cdot 2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,0515^2} - \frac{1}{0,040^2} \right)^2 = 0,012 \text{ МПа}$$

Приймаємо втрати тиску в колонковій трубі і коронці $p_5 = 0,1 \text{ МПа}$; додаткові втрати тиску при заклинюванні керна $p_6 = 0,2 \text{ МПа}$; втрати тиску в нагнітальній штангу і вертлогу-сальнику $p_7 = 1 \text{ МПа}$.

Сумарні втрати натиску

$$P = 1,4(1,5((0,062 + 0,046 + 0,290 + 0,012 + 0,1 + 0,2 + 1) = 3,60 \text{ МПа}$$

Тиск, що створюється насосом НБ32, створює тиск 10 МПа . Тобто він задовольняє умовам буріння свердловини.

5.2 Розрахунок потужності приводу насоса

Потужність, необхідна для приводу насоса визначаємо, :

$$N_{\text{н}} = \frac{k_{\text{н}} Q_{\text{н}} p_{\text{н}}}{\eta}, \text{ кВт} \quad (5.6)$$

де $k_{\text{н}}=1,1-1,2$ - коефіцієнт запасу потужності, $Q_{\text{н}}$ - подача насоса, $p_{\text{н}}$ - тиск нагнітання, ($\approx 0,75-0,8$ к.п. д. насоса).

$$N_{\text{н}} = \frac{1,15 \cdot (55 / 60000) \cdot 3,60 \cdot 10^6}{0,75} \approx 5060 \text{ Вт}$$

Приводна потужність насоса НБ32 складає 37 кВт, тобто він задовольняє умовам буріння.

5.3 Розрахунок вишки

Максимальна вантажопідйомність бурової установки визначається величиною зусиль необхідних для ліквідації прихватів бурильних труб і спуску обсадної колони з урахуванням її ходіння. Бурову установку вибираємо по номінальній вантажопідйомності відповідно до найбільшої ваги бурильної або обсадної колони в повітрі.

$$Q_{\text{кр}} = 1,15 \cdot Q_{\text{к}}, \quad (5.7)$$

де $Q_{\text{к}}$ – вага найбільш важкої колони, Н.

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

Таблиця 5.1 - Вага різних колон

Показники	Бурильна колона	Експлуатаційна колона Ø 168 мм	Кондуктор Ø 273 мм
Довжина колони	1120	800	280
Вага 1 м, Н		278	459
Вага колони, Н	112000	222400	128520

Для подальших розрахунків використовуємо вагу найбільш важкої колони.

Тоді

$$Q_{кр} = 1,15 \cdot 222400 = 255760 \text{ Н.}$$

Максимальна вантажопідйомність бурової установки має бути менше ніж вантажопідйомність бурової вишки.

Допустиме номінальне навантаження на кронблок вишки ВРМ-24/540 = 540000 Н.

Оскільки $Q_{кр} = 255760 \text{ Н} < Q_{д} = 540000 \text{ Н}$, то вибрана бурова вишка ВРМ-24/540 підходить для виконання робіт.

5.4 Розрахунок бурової лебідки і талевої системи

Кількість струн талевої системи, що скорочуються, визначаємо по формулі

$$m = \frac{Q_{кр}}{[P_{л}] \cdot \eta}, \quad (5.8)$$

де $[P_{л}]$ - паспортна вантажопідйомність лебідки, Н;

η - к.к.д. талевої системи, приймаємо 0,85.

Для бурового верстата СКБ-7 при 0,85 $[P_{л}] = 55000 \text{ Н}$ маємо

$$m = \frac{255760}{55000 \cdot 0,85} = 5,5.$$

Приймаємо шестиструнну оснастку талевої системи.

Висновки за розділом

1. В цьому розділі виконано перевірочні розрахунки втрат тиску при промиванні свердловин і потужності приводу насоса.

2. Проведені перевірочні розрахунки вишки, бурової лебідки і талевої системи.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

6.1 Охорона праці

Весь комплекс робіт по проекту повинен вестися відповідно до вимог Закону України «Про охорону праці» та «Системи управління охороною праці».

Навчання, інструктажі та перевірка знань працівників повинні відповідати вимогам «Типового положення про навчання з питань охорони праці».

При нещасливому випадку керівник робіт на об'єктах зобов'язаний діяти відповідно до вимог «Положення про розслідування й облік нещасливих випадків на підприємстві».

Увесь час від початку й до завершення робіт на буровій повинна знаходитися пускова документація, інструкції з охорони праці по професіях на всіх членів вахти та «Журнал з охорони праці», ведення якого входить у службові обов'язки керівника зміни.

На буровій повинні знаходитися посадові інструкції членів бригади.

Посадові особи підприємства та Державні інспектори органів нагляду в будь-який час мають право на перевірку об'єктів підприємства і видачу обов'язкових для виконання керівниками робіт розпоряджень по усуненню конкретних порушень вимог діючих правил безпеки й інших нормативних документів з обов'язковим посиланням на їхні статті та пункти.

При роботах на свердловині повинні виконуватися вимоги наступних документів з охорони праці:

1. Закон України про охорону праці.
2. Правила безпеки при геологорозвідувальних роботах.
3. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів.
4. Правила безпеки при роботі на автотранспорті в геологорозвідувальних організаціях.
5. Правила пожежної безпеки для геологорозвідувальних організацій.

6. Інструкція з надання першої допомоги при нещасливих випадках на геологорозвідувальних роботах.
7. Правила улаштування та безпечної експлуатації вантажопідіймних кранів.
8. Правила по техніці безпеки на геодезичних роботах.
9. Інструкція про порядок забезпечення робітників та службовців спецодягом, спецвзуттям та іншими засобами індивідуального захисту.
10. Типові галузеві норми безплатної видачі спецодягу, спецвзуття й інших засобів індивідуального захисту.
11. Галузеві інструкції з безпечного та безаварійного ведення робіт, інформаційні й директивні листи Геологічної служби України та Держнаглядохоронпраці по травматизму й аварійності.

Процес буріння свердловини містить у собі наступні основні види робіт:

- підготовчі та будівельно-монтажні роботи;
- власне буріння;
- допоміжні роботи;
- випробування та дослідження у свердловині;
- демонтаж устаткування.

Безпечне виконання зазначених етапів робіт забезпечується за рахунок строгого виконання правил безпеки, приведених у діючих інструкціях та інших нормативних документах, відносно до кожного виду робіт.

Найбільш небезпечні види робіт передбачається проводити під керівництвом посадової особи, що має право на їхнє ведення, достатній досвід та знає порядок ведення таких робіт й вимоги охорони праці при їх виконанні.

Виходячи з гірничо-геологічних умов буріння, спеціальні правила безпеки не проектується.

При виконанні основних видів робіт етапу «Підготовчі та будівельно-монтажні роботи» найбільш небезпечними є роботи з монтажу-демонтажу вишки й устаткування на ній. Ці роботи повинні виконуватися відповідно до вимог заво-

ду- виготовлювача. Бурова вишка за умовами експлуатації відноситься до об'єктів підвищеної небезпеки, оскільки піддається значним знакопоперемінним навантаженням від 0 до максимально припустимого на гаку, що викликає необхідність підвищеного контролю за її експлуатацією. .

Передбачається перевіряти стан вишки:

після закінчення монтажу;

- перед спуском обсадної колони;

- перед початком та після закінчення ловильних робіт з можливим розходженням схопленої колони труб;

- після сильного (15 м/с й більше) вітру.

При виконанні основних видів робіт етапів «Буріння та допоміжні роботи» найбільш небезпечними видами робіт є спуско-підйомні операції, збирання та розбирання колонкових наборів, бурильних труб, затаскування їх у бурову та винос на містки, роботи з експлуатації бурових насосів й ліквідація аварій.

При виконанні спуско-підйомних операцій найбільш небезпечним є затягування талевого блоку під кронблок з можливим обривом талевого канату, падінням талевого блоку та ін. Для запобігання цього виду аварій, спуско-підйомні роботи повинні проводитися тільки при наявності справного протизатяжного пристосування.

Спуско-підйомні операції можуть вестися тільки при справних вантажопідйомних пристосуваннях, що пройшли випробування та відбракування.

Буріння свердловин здійснюється цілодобово, у зв'язку з чим виникає необхідність забезпечення робочих місць на буровій установці освітленням, що відповідає діючим нормам.

У процесі ведення робіт на буровій для робітників передбачається використання засобів індивідуального захисту та спецодягу відповідно до існуючих норм.

Бурова установка повинна бути забезпечена комплектом діючих на підприємстві інструкцій з охорони праці.

6.2 Пожежна безпека

При бурінні свердловин необхідно дотримувати вимог «Правил пожежної безпеки для геологорозвідувальних організацій».

Розміщення виробничих та допоміжних об'єктів, вагонів-будинків для побутових потреб, під'їзних колій, складських площадок повинне виконуватися відповідно до правил пожежної безпеки. Бурова установка повинна бути забезпечена первинними засобами пожегасіння в кількості й складі, що відповідають діючим нормам.

Розташування житлових вагонів-будинків передбачається окремо один від іншого чи поруч у торець один одному. У цьому випадку виходи з них повинні розташовуватися в протилежні сторони.

Паливно-мастильні матеріали повинні зберігатися у металевих ємностях на спеціально обладнаній площадці на відстані не менш 20 м від блоків бурової установки й інших приміщень та споруджень.

Вихлопні труби двигунів передбачається обладнати іскрогасниками. Трансформаторні підстанції повинні розміщуватися в таких місцях, де виключається можливість їх підтоплення промивною рідиною.

6.3 Промислова санітарія

Процес буріння свердловин супроводжується шумом, основними джерелами якого є лебідка, обертач, буровий насос, електродвигуни й інші механізми. Рівень шуму може досягати 80-100 дБ при припустимому рівні 85 дБ. У випадку можливих відхилень рівня шуму від припустимого, обслуговуючий персонал передбачається забезпечувати захисними пристосуваннями. Контроль рівня шуму буде здійснюватися шумомірами типу Ш-3М.

На буровій передбачається контроль за рівнем вібрації (за допомогою вібромірів чи вібрографів). Контроль рівня шуму та вібрації здійснюється службою охорони праці підприємства чи (по договорах) місцевими спеціалізованими організаціями, що мають відповідний дозвіл.

Відповідно до вимог системи стандартизації безпеки праці, передбачається вхідний контроль устаткування, апаратури й інструменту на відповідність їх ДСТУ та ТУ, а також наявність паспортів на них.

У зв'язку з безупинним циклом буріння, робота бурових бригад передбачається цілодобово, позмінно. Максимальна кількість персоналу, що знаходиться на буровій установці - 5 чоловік (працююча й відпочиваюча зміна та буровий майстер). Доставка персоналу на свердловину й назад буде здійснюватися вахтовим автотранспортом, по 2 зміни 1 раз у 3 доби. На площадках бурових установок передбачається установка вагон-будинка, у яких будуть розміщатися наступні приміщення:

- для відпочинку членів бурової бригади;
- для роботи й відпочинку фахівців, що знаходяться на буровій;
- для готування й прийому їжі;
- для збереження й сушіння одягу;
- душові, умивальники.

Бурова установка буде забезпечуватися питною водою, що буде привозитися спеціально обладнаним автомобілем. Кількість та якість питної води, а також посудини для її збереження повинні відповідати діючим санітарним вимогам.

Відповідно до діючих нормативних документів, бурова установка, що працює на вахтовому методі, забезпечується наступним:

- зовнішнім туалетом (дерев'яним на 1 вічко);
- літньою душовою (дерев'яною);
- засобами зв'язку;
- медичною аптечкою з набором медикаментів та перев'язних матеріалів, необхідних для надання першої медичної допомоги потерпілим.

6.4 Охорона навколишнього середовища

1. При бурінні свердловин на родовищах шахтного метану основні заходи з охорони надр повинні бути спрямовані на забезпечення:

– запобігання відкритого фонтанування, грифоутворення, поглинання промивальної рідини, обвалів стінок свердловин і міжпластових перетоків флюїдів (нафти, газу і води) в процесі проводки, розкриття продуктивних горизонтів, освоєння і наступної експлуатації свердловин;

– надійну ізоляцію в пробурених свердловинах всіх нафтоносних, газоносних і водоносних пластів по всьому розкритому розрізу;

– необхідну герметичність всіх обсадних колон труб, які спущені в свердловину, їх якісне цементування;

– запобігання погіршення колекторських властивостей продуктивних пластів, збереження їх природного стану при розкритті в процесі буріння, перфорації, кріпленні і освоєнні свердловин.

2. Всі пласти з ознаками газоносності, які виявлені в процесі буріння свердловин за даними відібраного керну, каротажу і безпосередніх нафтогазопроявів і рекомендовані для випробування за даними ГДС, повинні бути вивчені з метою визначення можливості одержання промислових припливів нафти і газу.

Пласти із сприятливими показниками повинні бути обов'язково взяті на облік. При проходженні їх свердловинами повинні бути розроблені та погоджені з місцевими органами Держнаглядохоронпраці заходи з охорони надр.

3. В процесі розвідки при підготовці родовища до розробки необхідно випробувати всі пласти, нафтогазоносність яких встановлена за результатами аналізу шлему, взірців порід (керну), пластовипробувачів і геофізичних досліджень.

У випадку одержання при випробуванні нафтогазоносних пластів припливів води, на них повинні бути проведені дослідження по уточненню джерела надходження води і, при необхідності, проведення ізоляційних робіт і повторне їх випробування.

4. Розкриття продуктивних пластів в процесі буріння необхідно проводити при встановленому на усті свердловини противикидному обладнанні. Густина промивальної рідини для розкриття продуктивних пластів встановлюється згідно з робочим проектом на буріння свердловини.

5. Противикидне обладнання і його обв'язка повинні монтуватись згідно з типовою схемою для кожного району бурових робіт, погодженою органами Держнаглядохоронпраці і воєнізованим підрозділом з попередження, виникнення і ліквідації відкритих газових і нафтових фонтанів та затвердженою вищою за підпорядкуванням нафтогазовидобувною організацією або державним територіальним геологічним підприємством.

Обв'язка превенторів повинна забезпечувати можливість промивання свердловини з протитиском на пласти. Перед установленням противикидне обладнання повинно бути випробувано на пробний тиск, який вказано в технічному паспорті. Після встановлення на усті свердловини, превентор опресовується разом з обсадною колоною на тиск, величина якого визначається максимальним тиском, очікуваним на усті свердловини при ліквідації відкритого фонтанування.

6. На багатопластових (багатооб'єктних) родовищах експлуатаційні об'єкти необхідно розбурювати при забезпеченні всіх необхідних заходів з запобігання шкоди іншим об'єктам.

При першочерговому розбурюванні нижніх пластів (об'єктів) повинні бути передбачені всі необхідні технічні заходи, які гарантують успішну проводку свердловини через верхні продуктивні пласти (запобігання нафтових і газових викидів і відкритого фонтанування), а також погіршення природної проникності верхніх пластів за рахунок промивальної рідини.

7. У свердловинах, проводка яких здійснюється на нижчезалягаючі пласти, повинні бути здійснені заходи по запобіганню проникнення (поглинання) промивальної рідини у верхні пласти, які розробляються. В окремих випадках експлуатація видобувних свердловин, найближчих до тих, що буряться, повинна бути зу-

пинена до закінчення буріння або спуску проміжної обсадної колони труб, яка перекриває експлуатаційний об'єкт.

8. Вторинне розкриття продуктивних пластів повинно проводитись на спеціальних рідинах перфорації, які забезпечують збереження природної проникності.

9. Для запобігання забруднення (зниження проникності) присвердловинної зони пласта в наслідок тривалої дії на них промивальної рідини після закінчення буріння свердловини і перфорації експлуатаційної колони повинні бути прийняті заходи по негайному освоєнню свердловини.

Якщо освоєні розвідувальні і експлуатаційні свердловини не можуть бути введені в експлуатацію з причин відсутності облаштування на родовищі, то вони тимчасово консервуються у відповідності з чинними положенням і інструкціями. При цьому привибійна зона свердловин заповнюється пластовою або спеціальною рідиною.

10. В розвідувальних свердловинах, обсаджених експлуатаційною колоною, послідовне випробування декількох продуктивних пластів здійснюється роздільно – «знизу-вверх». Після закінчення випробування чергового пласта (об'єкта), окрім верхнього, проводять його ізоляцію шляхом встановлення цементного моста (або інших технічних засобів) з наступною перевіркою його місцеположення і герметичності шляхом опресування і простеженням за динамічним рівнем.

Якщо при випробуванні якого-небудь пласта (об'єкта) припливу нафти, газу або пластової води не одержано (об'єкт дослідження «сухий»), то проведення ізоляції випробуваного інтервалу не обов'язкове.

У глибоких розвідувальних свердловинах за умов, коли немає гарантії одержання промислової продукції із верхніх об'єктів, або встановлено, що верхні об'єкти незначні по запасах і можуть бути реалізовані в майбутньому як об'єкти переходу, допускається призупинення подальшого випробування на об'єкти, який дав гарантований приплив газу.

11. В свердловинах, які не закінчені бурінням з технічних причин (в наслідок аварій або низької якості проводки), в розкритому розрізі яких встановлена наявність нафтогазоводонесних пластів, необхідно провести ізоляційні роботи з метою запобігання міжпластових перетоків нафти, газу і води та наступну їх ліквідацію.

Свердловини, в яких не виявлені об'єкти для випробування, повинні бути ліквідовані.

Фізична (фактична) ліквідація розвідувальних і експлуатаційних свердловин здійснюється тільки після розгляду у встановленому порядку всіх матеріалів з ліквідації свердловин за планом, погодженим з органами Держнаглядохоронпраці.

12. У процесі буріння і освоєння розвідувальних, експлуатаційних і нагнітальних свердловин повинен бути проведений комплекс геофізичних, гідрогазодинамічних і інших досліджень у відповідності з проектом розвідки, затвердженими технологічними документами на розробку родовищ і робочими проектами на будівництво свердловин.

13. Розміщення, проектування і будівництво устя свердловин здійснюється на відстані не менше 300 м від житлових будинків та 500 м від громадських споруд населених пунктів при умові виконання всіх екологічних вимог.

Висновки за розділом

1. В цьому розділі розглянуто заходи з охорони праці, пожежної безпеки і промислової санітарії.
2. Заплановані заходи щодо охорони навколишнього середовища.

ВИСНОВКИ

В результаті виконання дипломного проекту були розроблені усі заходи і порядок їх проведення, необхідні для успішного буріння параметричної свердловини на Новосвітловських газових куполах.

У роботі обгрунтовані і вибрані конструкція свердловини, спосіб буріння, породоруйнуючий інструмент, компоновання бурового снаряда, бурове обладнання, параметри режиму буріння, технологія розширення свердловин, промивання, заходи щодо попередження і боротьби з геологічними ускладненнями, кріплення свердловини. Також обгрунтована технологія проведення робіт по дослідженню продуктивних горизонтів, зроблені перевірочні розрахунки бурового обладнання і інструменту, комплекс заходів по охороні праці і довкілля.

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

Список літератури

1. Басарьгин Ю.М. Булатов А.И. Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 670 с.
2. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. В 2 томах. М.: Недра, 1985.
3. Калинин А.Г., Левицкий А.З. Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. – М.: Недра, 1988.
4. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових та газових свердловин. – Коломия: Вік, 1999.
5. Коцкулич Я.С., Тищенко О.В. Закінчування свердловин: Підруч. для студ. вищ. навч. закл. проф. спрямування "Буріння". – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
6. Ножкин Н.В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений. М.: Недра, 1979.
7. Освоение скважин: Справ. пособие / А.И. Булатов, Ю.Д. Качмарь, П.П. Макаренко, Р.С. Яремийчук. – М.: Недра, 1999.
8. Павлов С.Д. Пути освоения газов угольных месторождений: Монография. – Х.: Колорит, 2005. – 336 с.
9. Серeda Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1988.
10. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин: Учебник для вузов. М.: Недра, 1979.
11. Техніка та технологія буріння геологорозвідувальних свердловин на газ-метан на вугільних родовищах Донбасу / О.А. Крамаренко, О.А. Захаров, А.О. Кожевников, О.А. Лексиков, В.П. Донцов. – Луганськ, 2008.
12. Технология бурения глубоких скважин. Под редакцией Мавлютова М.Р. – М.: Недра, 1982.
13. Элияшевский И.В., Сторонский М.Н., Орсуляк Я.В. Типовые задачи и расчеты в бурении. – М.: Недра, 1982.

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГБ.20.10.ПЗ	Пояснювальна записка	66	
5					
6			Демонстраційний матеріал		
7					
8			Характеристика газонасиченості пісковика $i_2^2 S_3^1$	1	
9			Вугленосність продуктивних свит	1	
10			Дані про градієнт тиски пласта і градієнти гідророзриву Новосвітловських газonosних куполах	1	
11			Суміщений графік тисків і конструкція свердловини	1	
12			Геолого-технічний проект	1	