

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 Радченко Валім Едуардович
(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 розвідувально-експлуатаційної свердловини на шахтній метан в умовах Новоаннівських газоносних структур
(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	Безпасний О.В.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Расцветаев В.О.			

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

Коровяка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

«____» _____ 20____ року

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

студенту **Радченко Валиму Едуардовичу** 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 проєкт буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини
на шахтний метан в умовах Новоаннівських газоносних структур**

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ №_____

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Геологічні умови буріння свердловин в умовах Новоаннівських газоносних структур Проектування конструкції 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)

Дата видачі

Дата подання до екзаменаційної комісії

Прийнято до виконання _____

Хоменко В.Л.

(прізвище, ініціали)

04.05.2020

15.06.2020

Радченко В.Е.

Реферат

Дипломний проект 72 стор., 11 рис., 12 табл., 15 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 розроблення – технологія буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини в умовах Новоаннівських газоносних структур.

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 Новоаннівських газоносних структур: виконано аналіз геологічної будови і характеристики продуктивних горизонтів; обґрунтовано конструкцію свердловини, здійснено обґрунтування бурового обладнання, вибрано породоруйнуючий інструмент, технологія кріплення свердловини. Розроблено питання охорони надр і довкілля.

Зміст

ВСТУП.....	6
1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЧАПАЇВСЬКО- НОВОАННІВСЬКОГО ДОСЛІДНО-ПРОМИСЛОВОГО ПОЛІГОНУ.....	7
Висновки за розділом.....	11
2 ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА НОВОАННІВСЬКИХ ГАЗОНОСНИХ ФЛЕКСУР.....	12
Висновки за розділом.....	21
3 ГІДРОГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ РОБІТ.....	22
Висновки за розділом.....	26
4 ТЕХНІКА І ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН.....	27
4.1 Конструкція свердловини.....	27
4.1.1 Обґрунтування конструкції свердловини.....	27
4.1.2. Вибір діаметру обсадних колон і доліт.....	30
4.2 Вибір способу буріння.....	33
4.3 Вибір породоруйнуючого інструменту.....	33
4.4 Вибір комплектування бурового снаряда.....	34
4.5 Вибір бурового обладнання.....	35
4.6 Розрахунок параметрів режиму буріння.....	36
4.7 Промивання свердловини.....	41
4.7.1 Вибір якості промивальної рідини.....	41
4.7.2 Обґрунтування щільності промивальної рідини.....	43
4.8 Попередження і боротьба з геологічними ускладненнями.....	43
4.9 Розрахунок цементування обсадної колони.....	47
4.10 Проведення газодинамічних досліджень.....	50
4.11 Обладнання гирла свердловини.....	53
Висновки за розділом.....	54

5 ПЕРЕВІРОЧНІ РОЗРАХУНКИ БУРОВОГО ОБЛАДНАННЯ І ІНСТРУМЕНТУ.....	55
5.1 Розрахунок втрат тиску при промиванні свердловин.....	55
5.2 Розрахунок потужності приводу насоса.....	57
5.3 Розрахунок вишки.....	57
5.4 Розрахунок бурової лебідки і талевої системи.....	58
Висновки за розділом.....	58
6 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	59
6.1 Заходи щодо попередження виробничого травматизму і профзахворювань.....	59
6.2 Заходи щодо запобігання дії на працівників шкідливих чинників виробництва.....	60
6.2.1 Заходи щодо створення нормальних умов освітленості.....	60
6.2.2 Заходи щодо захисту від шуму і вібрації.....	60
6.2.3 Заходи щодо попередження електротравматизму.....	61
6.3 Санітарно-побутове обслуговування.....	63
6.4 Заходи безпеки при виконанні геологорозвідувальних робіт.....	64
6.5 Вимоги техніки безпеки до механізмів і інструменту.....	66
6.6 Пожежна профілактика.....	67
Висновки за розділом.....	68
7 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	69
Висновки за розділом.....	69
ВИСНОВКИ.....	70
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	71

ВСТУП

Цей проект спрямований на рішення однієї з актуальних проблем вуглевидобувної промисловості України - шахтного метану. По ресурсах метану Україна займає четверте місце у світі. Одна з останніх оцінок запасів метану складає близько 12 трлн. м³, що в 3-3,5 разу перевищує запаси природного газу.

За останні роки виробничники і українські учені накопили значний досвід в області розвідки і оцінки ресурсів 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 розвідувально-експлуатаційних свердловин.

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

1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЧАПАЇВСЬКО- НОВОАННІВСЬКОГО ДОСЛІДНО-ПРОМИСЛОВОГО ПОЛІГОНУ

Світовий досвід видобутку газу-метану з вугільних родовищ свідчить, що метан як мінеральна сировина, може розглядатися як супутня корисна копалина, видобуток якої технологічно пов'язаний з видобутком вугілля і як самостійна корисна копалина, що видобувається на ділянках, де видобуток вугілля не передбачається.

Вугленосні формації України є потужним резервом вуглеводневої сировини. Державним балансом запасів метану кам'яновугільних родовищ враховано запаси сировини по 172 об'єктах.

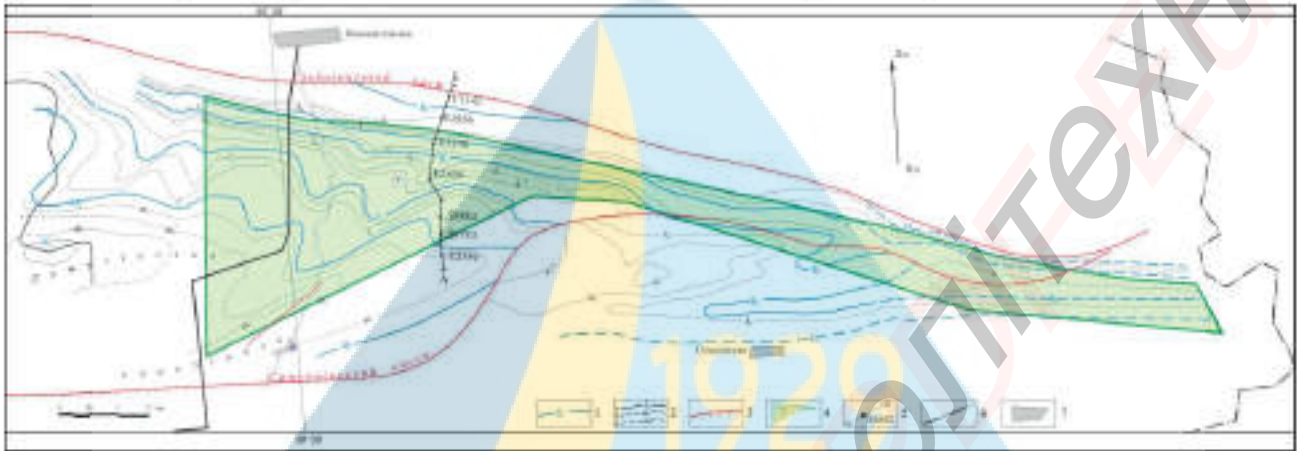
Станом на 01.01.2007 р. загальні запаси метану вугільних родовищ складають за категоріями $C_1 + C_2$ – 305110,44 млн. куб. метрів.

Новоаннівські газоносні флексури відносяться до Чапаївсько-Новоаннівського дослідно-промислового полігону (ДПП). Він розташований в Краснодонському, частково Лутугінському районах Луганської області. Площа полігону 90 км². Він детально вивчений бурінням близько 600 колонковими свердловинами до глибини 1000-1400 м. Крім буріння, на 50 % території проведені сейсморозвідувальні роботи 3D.

Цільовими для вивчення вугілля на площі є відклади верхньобашкирського та московського ярусів середнього карбону: C^3_2 , C^4_2 , C^5_2 та C^6_2 . Перекриті вони відкладами крейди, палеоген-неогену, четвертинної системи потужністю 283 м. Відклади світ C^3_2 - C^6_2 загальною потужністю 1859 м складені чергуванням шарів пісковиків, алевролітів, аргілітів з підпорядкованими прошарками вапняків, пластами та пропластками вугілля (близько 95, з яких робочої потужності досягають лише 12 пластів).

У тектонічному відношенні ДПП розташований на сході північної зони дрібної складчастості Донбасу. На півночі та півдні площі проходять регіональні Глибокинський (Алмазний) і Самсонівський насуви. Структурно полігон розміщений на північному схилі та на східній перикліналі Лутугінської синклі-

налі (рис. 1.1). Товщі середнього карбону мають моноклінальне залягання з ускладненнями флексурними перегинами та двома антиклінальними структурами, що прогноуються на глибинах 600-1200 м (рис. 1.2).



1 – граничні вапняки; 2 – вугільні пласти; 3 – тектонічні порушення; 4 – Чапаївсько-Новоаннівський ДПП; 5 – профіль по лінії А-Б; 6 – державний кордон; 7 – населені пункти

Рис. 1.1. Геологічна карта палеозойського структурного поверху. Чапаївсько-Новоаннівський ДПП

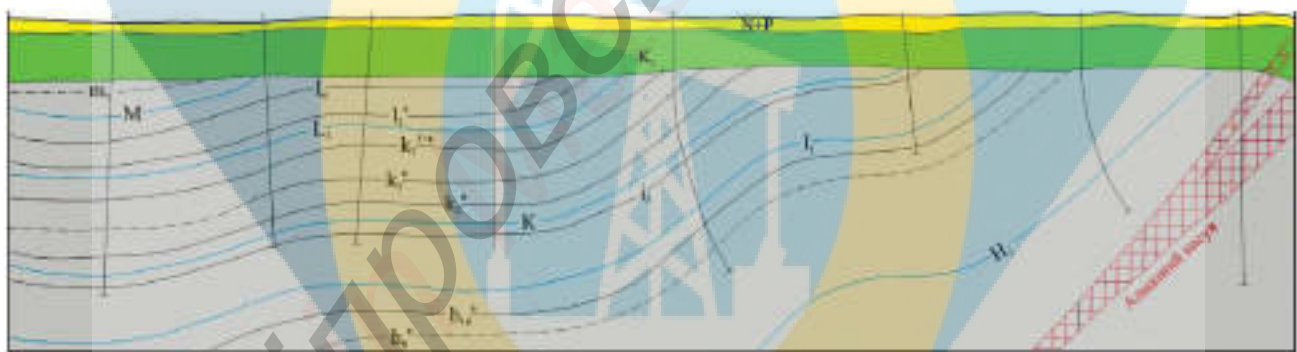


Рис. 1.2. Геологічний розріз по лінії А-Б. Чапаївсько-Новоаннівський ДПП

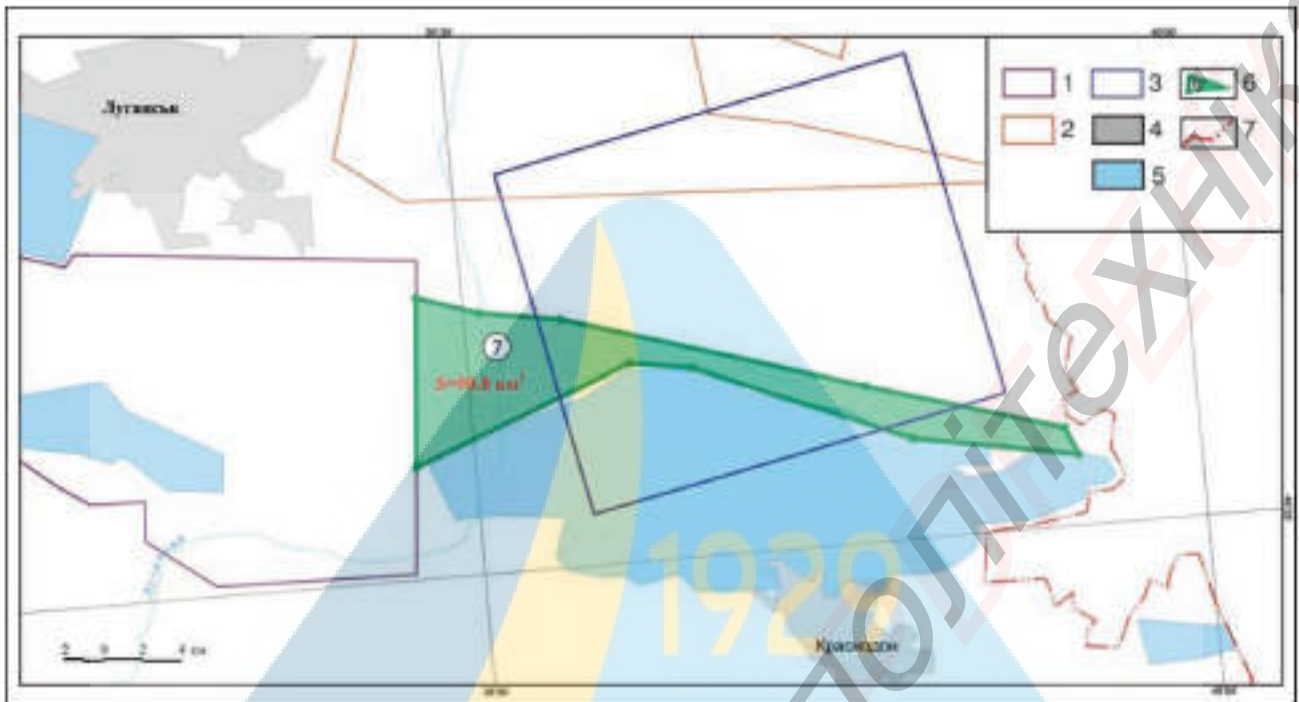
Метан на глибинах 200-440 м (рівень ПМЗ), міститься в значних кількостях у сорбованому вугільними пластами вигляді, а також у зв'язаній і вільній фазах, відповідно, у малопроникних та порово-тріщинних колекторах вуглевмісної товщі. Природна метаноємність вугілля до глибини 700-800 м зростає до 11,0-12 м³/т г. м., і досягає максимальних величин 12,4-22,9 м³/т г. м. на глибинах 800-1370 м, на рівні 1000-1200 м стабілізується і далі з глибиною практично

не змінюється. Склад газу вугільних пластів та вмісних порід: метан – 81,7-95,9 %; вуглекислий газ – 0,45-9,2 %; азот 1,4-9,0 %; важкі вуглеводні – 2,0-10,2%. Геологічні запаси (ресурси) метану у вугільних пластах та їх супутниках – близько 17 млрд м³.

Газоносність вмісних пісковиків, аргілітів, алевролітів змінюється від 1,0 до 5,9 м³/м³ (частіше 1,39-3,18 м³/м³) і збільшується в межах флексурних перегинів пластів товщі до 7,0 м³/м³. Вмісні породи з вугіллям марок газових (Г) мають прогнозу газоносність до 1 м³/м³; газових (Г) та жирних (Ж) – до 1,0-2,2 м³/м³; жирних (Ж) – 1,0-5,0 м³/м³; коксівних (К) – 1-7 м³/м³. Пористість пісковиків змінюється від 3,7 до 14,6 %, проникність – 0,009-1,97 мД. Ресурси метану в теригенних відкладах вмісних товщ прогнозуються у вільній фазі близько 3 млрд м³, у зв'язаній – від 1,0 до 10,8 млрд м³.

Водоносні горизонти мезокайнозою поширені плямами на полігоні, в місцях наявності водоупорів. Практичне значення мають водоносні горизонти крейди як надійні постачальники якісної питної води. На обводнення вугільних пластів впливають води карбону. Основними водоносними горизонтами є пісковики та вапняки, аргіліти слугують водоупорами. Водоприпливи у виробки шахт на глибині 790 м прогнозуються з дебітом 150 м³/год, на глибині 990 м – 180 м³/год, максимальний дебіт – 230 м³/год. Води на глибинах 400-500 м сульфатно-хлоридно-гідрокарбонатно-натрієві з мінералізацією 1,6-7,3 г/л, на глибинах 500-800 м – гідрокарбонатно-хлоридно-натрієві з мінералізацією 4,5-6,8 г/л, нижче 800 м – хлоридно-натрієві води з мінералізацією до 5 г/л.

Прогнозні ресурси (геологічні запаси) метану на полігоні оцінюються в 17,7-30,8 млрд м³; щільність видобувних запасів – від 32,3 до 109,7 млн м³/км². Видобувні запаси метану: за песимістичною оцінкою – 3,0 млрд м³ при собівартості \$230 за 1 тис. м³ газу, за оптимістичною оцінкою – 10 млрд м³ при собівартості \$67,5 за 1 тис. м³ (рис. 1.3). Геолого-пошукова характеристика Чапаївсько-Новоаннівського дослідно-промислового полігону наведена в табл. 1.1.



1 – контури ділянок спеціальних дозволів на геологічне вивчення надр, у тому числі ДПР родовищ корисних копалин загальнодержавного значення (газ метан природний вугільних шахт) 2 – контури спеціальних дозволів на нафту, газ та конденсат; 3 – границя площі 3Д сейсмозв'язки; 4 – населені пункти; 5 – контури шахтних полів; 6 – контур Чапаївсько-Новоаннівського дослідно-промислового полігону; 7 – державний кордон

Рис. 1.3. Карта-схема перспективного полігону на пошуки метану у вугільній товщі Чапаївсько-Новоаннівський ДПП

На Чапаївсько-Новоаннівському ДНН площею 90 км² планується проведення таких досліджень:

- інтерпретація матеріалів буріння з побудовою геологічної моделі вугільної товщі, попередньої оцінки щільності запасів метану та рентабельності проведення подальших робіт;
- проведення гравірозвідувальних і каротажних робіт в наявних чи пробурених пілотних свердловинах з метою створення геолого-геофізичної моделі вугільної товщі;
- комплексна інтерпретація геофізичних та геологічних матеріалів з метою оптимізації місць закладення та траєкторій свердловин;

– буріння 5 пілотних свердловин для апробації технологій вилучення метану з вугільних пластів і з вмісних товщ, уточнення показників переведення геологічних запасів у видобувні, пробного і промислового видобутку метану з вуглегазових покладів, подальшої його утилізації, в тому числі для оцінки екологічних наслідків.

Таблиця 1.1 – Геолого-пошукова характеристика Чапаївсько-Новоаннівського ДПП

Розміри площі, км ²		90
Стратиграфічний інтервал		C ₂ ³ -C ₂ ⁶ , h ₇ -l ₇
Глибина оцінки, м		400-1400
Кількість вугільних пластів робочої потужності (0,52-1,14 м)		до 12
Марки вугілля		Г, Ж, К
Метаноємність вугілля, м ³ /т г. м.:	середня	14,0
	максимальна	24,4
Сумарна щільність видобувних запасів ВВ, млн м ³ /км ² :		
оптимістичний варіант:	у робочих пластах вугілля	29,4
	у супутніх пластах	15,3
	у вмісних породах та вільний газ	65,0
	Разом:	109,7
песимістичний варіант		32,3
Видобувні запаси ВВ, млрд м ³ :	оптимістичний варіант	10,0
	песимістичний варіант	3,0
Собівартість видобутку 1 тис. м ³ газу, \$:	оптимістичний варіант	67,5
	песимістичний варіант	230,0

Висновки за розділом

1. В цьому розділі розглянуто загальні геолого-географічні особливості району робіт.
2. Наведена геологічна карта палеозойського структурного поверху і типовий геологічний розріз.
3. Надана геолого-пошукова характеристика Чапаївсько-Новоаннівського дослідно-промислового регіону.

2 ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА НОВОАННІВСЬКИХ ГАЗОНОСНИХ ФЛЕКСУР

Тектоніка

Складаюча ділянку вугленосна товща має загальне субширотне простягання, ускладнене діагональною гофрированою типу додаткових флексурних складок. У східній частині площі, у зв'язку з замиканням Лутугінської синклінали, проходить поступовий зворот простягання до півдня, а по нижнім горизонтах пластів світи \tilde{N}_2^3 спостерігається повне центркіннальне зімкнення. Додаткові флексурні складки обумовлюють значну змінність падінь та простягання пластів. У неускладнених флексурами структурно – тектонічних блоках переважають кути падіння пластів складають $25^\circ - 30^\circ$. У зонах розвитку флексур спостерігаються характерні коліноподібні згини простягань та значна змінність падінь.

У звернених на північ крилах флексур знижується до $15^\circ - 8^\circ$, а в південних крилах, навпаки, збільшується до $50 - 60^\circ$.

У межах ділянки виражено 6 простягнутих флексурних складок. Усі вони являються діагональними по відношенню до загального субширотного простягання вугленосної товщі і мають однакове орієнтування осей у напрямку з південь – заходу на північ – схід. Максимальні амплітуди флексур спостерігаються у вугленосній товщі, складеної світами \tilde{N}_2^5 та \tilde{N}_2^6 . Угору по повстанню пластів вони швидко звужуються і майже повністю затухають на верхніх горизонтах світи \tilde{N}_2^3 .

Флексурні складки розділяють площину ділянки на природні структурно – геологічні блоки.

У заданій частині оцінюваної площі залягання пластів ускладнюються західною і центральною флексурами.

У північній частині блоку до відмітки 1900 м по пластам світи \tilde{N}_2^3 спостерігаються витримані субширотні простягання і перевага падінь під кутом $25 -$

30°. Південна частина блоку, у зв'язку з розвитком флексур, характеризується змінністю простягань та значним – від 5° – 10° до 35° – 47° – розмахів коливань кутів падіння.

Центральна флексура є найбільш крупною і яскраво вираженою на ділянці пликативною формою. У плані вона обмальовується досить гострим, під кутом 60°, коліноподібним згином простягання пластів. У повернутому, північно-західному, крилі нахил пластів складає 8° – 10°, у зникаючому крилі кути падіння досягають 50° – 67°.

Перегин простягань по осьовій площині флексури дуже різкий, у зв'язку з цим, і планується перем'ятість порід, наявність дроблених інтервалів, а також збільшена тріщинуватість.

Флексурний згин виявлений геолого-структурними побудовами інтерпретується, як простягаючийся з південь-заходу на північ-схід. Він не зачіпає площі ділянки по верхньому поверху пластів (світи $\tilde{N}_2^4 - \tilde{N}_2^6$), а для його площі по пластам світи \tilde{N}_2^3 є фланговим.

Мілкоамплітудний флексурний уступ чітко фіксується у зв'язку з різкою зміною кутів падіння від 50° до 35°, по збільшеній потужності стратиграфічного інтервалу $\tilde{I}_s^1 - \tilde{I}_s^0$, основну частину якого затискає товща пісковика, у якій на глибині 423, 4 м пересічено 2,4 м сильно тріщинуватого (тектонічно роздробленого) пісковика. Це дає можливість заключити, що даний флексурний уступ у своїй привісній частині може супроводжуватися розривом суцільності порід типу розбіжного викиду.

Південно-східна третина площі ускладнена Східною флексурною складкою і відрізняється змінністю простягань та падінь пластів. Повернене на північ-схід полого крило східної флексури ускладнено додатковим жолобоподібним прогином. Глибокими свердловинами виявлена дисгармонія між формою додаткового синклінального прогину на верхніх і нижніх горизонтах вугленосної товщі. Якщо на верхніх горизонтах кути падіння у зоні його розвитку коливаються у межах від 12° до 20°, то на глибоких горизонтах розмах коливань

вимірюється від 12° до 50° . У північному борту цього жолобоподібного прогину виявлено малоамплітудне розривне порушення, можна зробити висновок, що з цим структурним елементом можуть бути зв'язані прояви малоамплітудних розривів. У сукупності з одночасно спостерігаємими тут високою тріщинуватістю і перем'ятістю порід і різкими змінами кутів падіння – це дає можливість зробити висновок про присутність розривного порушення, яке інтерпретується як привісний викид.

Морфологія флексур невитримана, крім малопотужних зон дроблення або сильно тріщинуватих порід, тут окремими свердловинами зустрінуті декілька таких же зон типової тектонічної брекчії.

Розрив значної амплітуди у межах оцінюваної площі детальною розвідкою не визначено. У межах геологічної карти ділянки проходять два великих регіональних розриви – насув Алмазний і Самсонівський. У висячому боці змішувача Алмазного насуву наявність „оперяючих” розривів – супутників: Центрального, Східного I і Східного II.

Насув Самсонівський проходить в діагональному напрямку з південно-західного на північно-східну по південній периферії східної частини площини, проектується

Амплітуда насуву дорівнює 100-150 метрів у східній границі, поступово збільшується у західному напрямку до 400-500 м.

Площина змішувача насуву супроводжується зоною тектонічної брекчії: інтенсивно роздробленими, прим'ятими породами, зцементованими монолітом. Потужність цієї зони не витримана і коливається від декількох метрів до 30-150 м.

Як видно з указаного описання, ділянка проведення робіт характеризується зміною кутів падіння крил складок, наявністю відносно невеликих тектонічних порушень, а це тягне за собою ускладнення в свердловинах у вигляді, каверноутворення, відвалів стінок свердловини, скривлення свердловин.

Стратиграфія і літологія

В геологічному будівництві ділянки приймають участь відкладення середнього карбону, які усюди перекриті потужним чохлам мезокайнозойських відкладень. Усереднений літологічний склад світ приводиться у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Усереднений літологічний склад світ

Вік порід	Породи, %				
	пісковники	глинисті і піщано- глинисті сланці	піщані сла- нці	вапняки	вугілля
\tilde{N}_2^7	25,8	46,4	24,1	2,9	0,3
\tilde{N}_2^6	23,3	43,1	24,1	2,7	1,6
\tilde{N}_2^5	36,6	34,1	25,2	2,7	1,4
\tilde{N}_2^4	25,5	25,5	46,8	1,4	0,8
\tilde{N}_2^3	30,8	20,9	46,5	0,35	1,08
\tilde{N}_2^2	31,1	52,3	16,4	0,1	0,1

Як видно з таблиці у геологічному розділі відмічається від 25 до 31 % пісковиків у вигляді окремих, різних по розміру, кам'яновугільних відкладень. Особливою витривалістю характеризуються товщі пісковиків: в світі \tilde{N}_2^3 – h_9Sh_9 – «першинський», h_9Sh_{10} – «скляний»; у світі \tilde{N}_2^4 – пісковик у підшві пласта i_3^{11} ; у світі \tilde{N}_2^5 – K_1SK – «кабачковий»; $k_3^1SK_9$ – «межовий». По гранулометричному складу пісковики підрозділяються на мілкозернисті, середньозернисті та крупнозернисті. Зокрема пісковиків, глинисті та піщано-глинисті сланці в геологічному розрізі займають від 20 до 52 %.

Найбільш розповсюджені види ускладнень, що зустрічаються при бурінні по пісковикам – прихвати бурового інструменту, водогазопроявлення, виходи

та поглинання промивної рідини, грифоутворення, обвали порід, які складають стінки свердловин; при перебудуванні глинистих сланців – збільшують в'язкість розчину, що приводить до утворення глинистої корки на стінках – ускладнення зв'язані з зменшенням (звуженням) ствола свердловини, додаткові витрати реагентів для підтримання заданих параметрів промивної рідини.

Фізико-механічні властивості вміщаючих порід Новоаннівських флексур слід розглянути по ступеням метаморфізму вміщаючих порід і вугільних пластів. На даних ділянках проведення геологорозвідувальних робіт розповсюджені вугілля марки „Д”, частково марки „Г”, можлива наявність вугілля марки „Ж”, які характеризуються слабкою ступеню метаморфізму. Значення фізико – механічних параметрів порід карбону на даних ділянках по ступеню метаморфізму і літологічного складу приведені у табл. 2.2.

Аналіз зміни параметрів з глибиною залягання порід по усім ділянкам показує, що останні майже не зазнають прагнення до збільшення або зменшення у залежності від глибини залягання, хоч в окремих випадках, такі зміни можуть мати місце. Характер поведінки об'ємної ваги і пористості порід з глибиною твердо і однозначно вказує, що ці параметри змін не зазнають і на усіх інтервалах, практично, залишаються постійними, фізико – механічні властивості карбону будуть майже постійними на всьому протязі виконання бурових робіт.

Породи, які відносяться до слабого ступеню метаморфізму, характеризуються: низькою механічною міцністю, високою пористістю, пластичністю, колоїдальністю, нестійкістю порід, схильні до вибучування. Товща пластичних, в основному, представлена у розрізах пластами різних сланців і мілкозернистих карбонатних пісковиків.

Бурові роботи, виконувані на вказаних ділянках, супроводжуються ускладненнями: висока пористість порід тягне за собою утворення потовщення глинистої корки на стінах свердловини, звуження ствола і можливі прихвати бурового інструменту; низька механічна міцність – обвали стінок свердловини і каверноутворення по стволу свердловини, таким чином це усі ускладнення, які зустрічаються при бурінні свердловин.

Таблиця 2.2 – Середні значення фізико-механічних параметрів порід карбону Луганської області по маркам метаморфізма

Марка вугілля	Кількість проб	Параметри вміщувачих порід									Коеф. анізотропії
		Об'ємна вага, г/см ³	Пористість, %	Міцність на стиск			Міцність на розрив		Прибор УМП-3		
				$\sigma_{\text{стиску лаборатор.}}$, кг/см ²	$\sigma_{\text{стиску насич.}}$, кг/см ²	% зниження міцності	$\sigma_{\text{с}}$, кг/см ²	$\sigma_{\text{р}}$, кг/см ²	твердість, кг/мм ²	Коефіцієнт пластичності	
Пісковики											
Д	180	2,28	12,4	271,1	182,7	38	52,2	25,3	57,8	2,13	2,1
Г	1689	2,44	7,8	444,5	321,4	28	52,0	30,4	82,9	1,91	1,7
Ж	892	2,57	4,7	637,7	460,6	28	98,1	48,1	141,8	1,74	2,0
Сланці піщані											
Д	183	2,42	8,9	226,0	134,0	41	48,2	19,0	35,4	1,66	2,5
Г	1483	2,61	5,8	342,2	230,2	33	54,5	22,5	55,4	1,61	2,4
Ж	1262	2,61	4,3	374,8	273,0	27	72,8	29,8	59,9	1,56	2,4
Сланці піщано-глинисті											
Д	96	2,45	8,7	222,9	129,1	42	47,5	19,2	37,0	1,62	2,5
Г	595	2,53	6,4	274,4	173,8	37	51,5	21,1	43,6	1,55	2,4
Ж	155	2,61	4,6	327,7	180,6	45	49	19,3	50,4	1,53	2,5
Сланці глинисті											
Д	215	2,43	8,8	165,0	61,6	63	43,3	15,9	29,1	1,65	2,7
Г	1153	2,52	6,5	212,8	153,5	28	42,2	16,3	38,0	1,6	2,6
Ж	672	2,58	5,2	234,5	176,3	25	60,8	22,1	43,8	1,55	2,7
Валняки											
Д	50	2,61	4,4	755,3	493,8	35	117,3	54,9	157,7	1,81	2,1
Г	325	2,62	3,6	737,1	534,5	28	96,4	47,5	134,8	1,83	2,0
Ж	164	2,65	3,2	721,4	575,3	20	98,1	51,2	141,8	1,70	1,9

Хімічний склад вміщуючих порід на ділянках проведення бурових робіт

Хімічний склад гірських порід розподілений по літологічній належності та марочному складу вугілля (метаморфізму), цьому в табл. 2.3 приводяться ті значення, які необхідні для характеристики ділянок робіт.

По даним хімічного аналізу видно, що у пісковиках вміщує велику кількість кремнезому – більше 70 % , сланці піщані вміщують кремнезому майже 60 % і сланці глинисті трохи більше 50 %. Дані хімічного аналізу добре узгоджуються з результатами петрографічного вивчення порід, встановлюючого наявність кварцу у пісковиках зони довгопламенних вугілля у межах 35-55 %, у зоні газових вугілля 40-70 %.

З точки зору буріння свердловин на даній ділянці хімічний аналіз порід характеризує дані відкладення – перше, як абразивні породи, а це значить, що при бурінні свердловин буде спостерігатись збільшений знос ріжучого інструменту, бурового інструменту які використовують при бурінні, збільшені витрати рухомих частин бурових насосів (поршні, штоки, гільзи).

Друге – це наявність окисів CaO , MgO , Na_2O , SO_3 , які можуть виявляти вплив на природній водний баланс вміщуючих порід, звернути особливу увагу на підбор рецептури промивної рідини, щоб виключити коагуляцію (згорнення) промивної рідини під час процесу буріння.

Газоносність, глибина залягання продуктивних горизонтів, пластовий тиск продуктивних горизонтів

Газонасиченість вугіллявміщуючих порід ділянки вивчена промислово – геофізичними методами, газовим каротажем і з допомогою випробувача пластів КПП – 68.

В цілому на площі, що проектується, в інтервалі випробування глибин нараховується до 9 пластів – колекторів. У світі \tilde{N}_2^s промислово – геофізичними

методами і газовим каротажем в якості колекторів виділені такі пісковики: $K_9Sk_7^4$; $K_7^{1B}SK_7^2$; $K_6^2Sk_5$; $K_2Sk_3^1$; K_1Sk_1 .

В світу C_2^4 підвищеної колекторними властивостями володіють такі пісковики: $i_2^2Si_1^3$, пісковики $iiSi_2^2$, $i_2Si_2^1$ і $I_3Si_2^H$ вони є малопотужними і на частині площі ділянки замінені алевритовими різниціями.

Промислово – геофізичними методами і газовим каротажем зроблена оцінка тільки першого з них по 4 свердловинам. Газонасиченість пісковика складає $1,6$ і $3,8$ m^3 $г/м^3$ породи.

У світі N_2^5 у якості колекторів виділені такі пісковики: $H_{10}^BSh_{11}^H$. Даний пісковик випробуваний КП–65 у 9 свердловинах, отримані притоки води з розчиненим газом дебітом від $0,5$ до $1,6$ л/хв. Пісковик $H_6^1Sh_{10}^H$ розповсюджений по ділянці усюди. Загальна пористість його дорівнює $8,1$ %, газонасиченість $1,5$ m^3 гагу/ m^3 породи.

Пісковик $H_5^1Sh_9^H$ є відносно витриманим по площині, як по потужності, так і по пористості. Загальна пористість пісковика складає $7,4$ – $10,3$ %, відкрита $5,3$ – $6,4$ %. Промислово – геофізичними випробуваннями і газовим каротажем у 4-х свердловинах з 6-ти визначений як газонасичений з утриманням газів від $1,8$ до $3,5$ m^3 газу/ m^3 породи.

Пісковик $H_5^0Sh_8^H$ – визначений по 5-ти свердловинам, потужність пісковика складає $24,0$ – $46,0$ м, загальна пористість дорівнює $6,4$ – $10,3$ %, відкрита $3,5$ – $5,0$ %.

Підвищена газонасиченість порід (приблизно до $5,0$ m^3 /т породи) відмічається у позитивних локальних замкнених підняттях і флексурних складках, зафіксованих у геологічних розрізах.

Таблиця 2.3 – Результати хімічного аналізу вміщачих порід Луганської області по ділянкам розвідки і ступіню метаморфізму

Номер свердловини	Лабораторний промір проби	Світл	Марка вугілля	Глибина огрубування	п.п.п.	SiO ₂	Al ₂ O ₃ , TiO ₂	Fe ₂ O ₃ , FeO	CaO	MgO	SO ₃	K ₂ O	Na ₂ O	P ₂ O ₅	TiO ₂	MnO
Пісковики																
Л-1248	35485	C ₂ ^d	Д	569	4,03	72,11	11,52	4,6	1,05	1,10	0,10	2,90	1,40	0,22	0,52	0,06
Е-2914	35413	C ₂ ^e	Г	865	3,22	74,82	10,6	3,6	1,4	0,8	0,32	1,8	1,96	0,16	0,73	0,03
Сланці піщані																
Л-1248	35485	C ₂ ^d	Д	564	6,3	62,3	15,48	6,7	1,12	1,05	0,27	3,2	0,5	0,22	0,73	0,06
Е-2914	35413	C ₂ ^e	Г	978	7,14	59,17	18,44	6,0	0,7	1,9	0,82	3,16	1,27	0,18	0,83	0,07
Сланці глинисті																
Л-1194	34430	C ₂ ^d	Д	539	9,09	53,79	18,52	9,8	0,98	2,55	0,14	1,65	1,82	0,16	0,71	0,09
Г-1268	34396	C ₂ ^d	Г	920	8,24	34,53	21,32	7,0	0,70	1,80	3,46	1,63	1,13	0,20	0,85	0,03

Наявність мезо-кайнозойського чохла, потужністю до 200 м, забезпечує достатньо високу для накопичування газів ступінь зачиненості, описаних колекторів, що підтверджується переважно вуглеводним складом природних газів у вільному і розчиненому стані, наявність рідких бітумів у кернах свердловин, наявність вод застійного режиму і величиною гелій-аргонового коефіцієнту.

У табл. 2.3 вказані продуктивні горизонти які характеризують типовий геолого-технічний розріз, у табл. 2.2 вказані продуктивні горизонти, які можуть бути приурочені до любої з точок, що проектується.

Висновки за розділом

1. В розділі надана детальна геологічна характеристика Нованнівських газоносних флексур.

2. Прогнозні ресурси (геологічні запаси) метану на Чапаївсько-Новоаннівському дослідно-промисловому полігоні оцінюються в 17,7-30,8 млрд м³; щільність видобувних запасів – від 32,3 до 109,7 млн м³/км².

3. Бурові роботи, виконувані на вказаних ділянках, супроводжуються ускладненнями: висока пористість порід тягне за собою утворення уплотнення глинистої корки на стінах свердловини, звуження ствола і можливі прихвати бурового інструменту; низька механічна міцність – обвали стінок свердловини і каверноутворення по стволу свердловини, таким чином це усі ускладнення, які зустрічаються при бурінні свердловин.

4. Біля кожного продуктивного горизонту (табл. 2.2 і табл. 2.3б) вказані очікувані пластові тиски і глибина залягання продуктивного горизонту. Як видно з наведених таблиць очікувані пластовий тиск близько до гідростатичного тиску, максимальний очікуваний тиск складає 12 МПа.

3 ГІДРОГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ РОБІТ

Гідрогеологічні умови цієї площини обумовлюються геолого-структурними її особливостями і перекриттям продуктивної кам'яновугільної товщі потужною товщею (до 300 м) мезо-кайнозоя.

У геологічному відношенні площа розташовується у межах єдиного структурного елемента – північного крила Луганської синкліналі. Ця обставина обумовила підвищену тріщинуватість, а відповідно водоносність у окремих частинах флексурних згинів, сантонські глини ускладнюють поживність кам'яновугільних водоносних горизонтів атмосферними опадами.

У відповідності з геологічним побудуванням ділянки підземні води утримуються у періодах четвертинного, палеогенового, верхньокрейдового і середньокам'яновугільного віку.

У товщі четвертинних відкладень водоносними є піщано-глинисті алювіальні відкладення річки Луганчик, запаси води незначні. Внаслідок відсутності водоупору води четвертинних відкладень гідравлічно зв'язані з водами нижчерозташованих крейдових відкладень.

Таблиця 3.1 – Очікувані інтервали залягання потенціальних продуктивних горизонтів і пластові тиски

Номер горизонту	Пісковик	Інтервал залягання, м	Очікуваний пластовий тиск, МПа	Тиск гідророзриву, МПа
6	$K_6^2 Sk_5$	367-380	3,8	8,17
	$k_2 SK_3^1$	485-535	5,4	11,50
	$K_1 Sk_1$	573-617	6,2	13,26
	$i_2^2 Si_3^1$	690-743	7,4	15,97
	$I_1 SI_2$	901-924	9,3	19,86
	$h_{10}^B Sh_{11}^H$	981-1006	11,0	21,62
	$H_5^1 Sh_9^H$	1092-1112	11,1	23,9
	$H_5^0 Sh_8^B$	1142-1240	12,4	26,66
7	$K_6^2 Sk_5$	250-278	2,8	5,97
	$k_2 SK_3^1$	371-409	4,1	8,79
	$K_1 Sk_1$	486-512	5,1	11,00
	$i_2^2 Si_3^1$	608-636	6,4	13,67
	$I_1 SI_2$	790-806	8,1	17,32
	$h_{10}^B SH_1$	882-903	9,1	19,41
	$H_5^1 Sh_9^H$	1002-1021	10,2	21,95
	$H_5^0 Sh_8^B$	1051-1168	11,7	25,11
8	$K_6^2 Sk_5$	258-285	2,9	6,12
	$k_2 SK_3^1$	410-434	4,3	9,33
	$i_2^2 Si_3^1$	620-653	6,5	14,03
	$H_5^1 Sh_9^H$	1041-1060	11,0	22,79
	$H_5^0 Sh_8^B$	1160-1190	12,0	25,58

Палеогенові відкладення тримають воду у пісках, слабозцементованих пісковниках і мергелях київського і харківського ярусів. Загальна потужність цих відкладень не перевищує 75 м. У розвідувальних на вугілля свердловинах, які викрили палеогенові відкладення, відмічено 70 випадків поглинання промивної рідини у інтервалах 0,3-70 м.

Таблиця 3.2 – Очікувані інтервали залягання потенціальних продуктивних горизонтів і пластових тисків, відображених у типовому геолого-технічному розрізі

Глибина залягання газоносних горизонтів, (від – до), м	Потужність горизонтів, м	Синоніміка горизонтів	Очікуваний пластовий тиск, МПа	Тиск гідророзриву, МПа
1	2	3	4	5
286-295	10	K ₇ SK ₇ ^В	2,9	6,34
350,0-378,0	28	K ₆ SK ₅	3,8	8,12
470,0-500,0	30	K ₂ SK ₃	5,0	10,75
538,0-588,0	50	K ₁ SK ₂	5,9	12,64
677,0-715,0	38	i ₂ ² Si ₃ ¹	7,2	15,37
730,0-746,0	16	i ₂ ² Si ₃ ¹	7,5	16,03
870,0-885,0	15	I ₁ SI ₂	8,9	19,02
945,0-970,0	23	H ₁₀ ^В Sh ₁₀ ^В	9,7	20,85
1065,0-1095,0	30	H ₅ ¹ Sh ₉ ^В	11,0	23,54
1110,0-1200,0	90	H ₅ ⁰ Sh ₈ ^В	12,0	25,8

Води крейдових відкладень, що досягають потужності 300 м, літологічно представлені міцним пісковиком турона (10-15 м), мергелем і крейдою коняка (20-35 м), глинистим мергелем і щільною мергелистою глиною сантона (до 40 м), мергелем та вапняковою крейдою, менше глауконовим піском компана (до 100 м) глауконітовими і пісковитими мергелями маастріхта. У деяких свердловинах поглинання відмічені на значних глибинах 200-250 м. Це зв'язано з наявністю локальних тріщинуватих зон у крейдових відкладеннях. Основними джерелами живлення тріщинуватої зони крейди служать атмосферні опади, короткочасові великі притоки зафіксовані при прохідці стволів № 2 шахти Ф.П. Лютикова, поступало 115 м³/ч.

По даним буріння, товща осадових порід карбону, розкрита свердловинами на оцінюваній площині, представлена світами $\tilde{N}_2^7, \tilde{N}_2^6, \tilde{N}_2^5, \tilde{N}_2^4$, і \tilde{N}_2^3 .

Кожна світа тримає декілька водоносних горизонтів, приурочена до пластів пісковиків, вапняків і рідко піщано-глинистих сланців. Водоупорами служать глинисті сланці. Водоносність порід зв'язана тріщинуватістю, обумовленою тектонічними особливостями площі. Пошукові свердловини на абсолютних відмітках +60,45 – 77,35 м, давали самовилів, супроводжуваний, як правило, газовиділенням.

Висота напору досягає 605 м, дебіти від 0,003 м³/ч до 32 м³/ч. Найбільш інтенсивна тріщинуватість порід фіксується у інтервалі від підшви крейдових відкладень (200 м) до глибини 400 м. З глибини 400 м поглинання різко зменшується. Поглинання на значних глибинах виникають у локальних тріщинуватих зонах. Води алювіального водоносного горизонту по типу гідрокарбонатно-кальцієві, обгадають луговою реакцією.

Води палеогенових відкладень більшістю гідрокарбонатно-кальцієві, менше хлоридно-кальцієві. Реакція лугова.

Води крейдових відкладень характеризуються слабкою мінералізацією, прісні. По типу, в основному, гідрокарбонатно-кальцієві, реакція лугова, по жорсткості води помірно жорсткі, менш жорсткі і дуже жорсткі.

Води кам'яновугільних відкладень, по типу води – хлоридно-натрієві. Мінералізація коливається у межах від 1,14 г/л до 19,8 г/л, із збільшенням глибини збільшується і мінералізація. У воді, окрім хлоридів, знаходяться сульфати і гідрокарбонати. Жорсткість підземних вод різна і коливається від 1,11 до 24 мг-екв, зустрічаються усі групи жорсткості, від дуже м'яких до дуже жорстких. Має місце сульфатний вид агресії по відношенню до звичайних цементів, так як вміст іона SO_4 в багатьох пробах перевищує 250 мг/л.

Води карбону мають кисневу агресію по відношенню до металевих конструкцій внаслідок наявності у них розчиненого кисню.

Висновки за розділом

1. Наявність мезо-кайнозойського чохла, потужністю до 200 м, забезпечує достатньо високу для накопичування газів ступінь зачиненості, описаних колекторів, що підтверджується переважно вуглеводним складом природних газів у вільному і розчиненому стані, наявність рідких бітумів у кернах свердловин, наявність вод застійного режиму і величиною гелій-аргонового коефіцієнту.

2. На передбачених ділянках проведення бурових робіт мають сульфатні і кальцієві типи вод, а це значить, що використання для промивки свердловин рідкого скла, реагентів на вугіллялуговій основі, КМЦ низької марки до 400, недоцільно, так як вони, попадаючи у підземні води, будуть коагулювати (згортатись). На це слід звернути увагу при виборі типу і складу промивної рідини.

4 ТЕХНІКА І ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

4.1 Конструкція свердловини

Згідно з "Єдиними технічними правилами ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових, газових і газоконденсатних родовищах" конструкція свердловин повинна вибиратися виходячи з вимог охорони надр і довкілля, горно-геологічних умов. Вона повинна забезпечити міцність свердловини як технічної споруди, ізоляцію продуктивних і водоносних горизонтів, досягнення проектною глибини, а також мінімальної витрати матеріалів і засобів на будівництво свердловини, досягнення запроєктованих способів і режимів експлуатації, отримання необхідної горно-геологічної інформації і максимального використання енергії пласта для корисної копалини, яка добувається, з урахуванням зміни по глибині свердловини тиску пластів і гідророзриву гірських порід, наявність ускладнень, які не ліквідовуються відомими технологічними прийомами, і зон несумісності системи бурових розчинів відповідно до вимог замовника, часу стійкого стану ствола свердловини і рівня розвитку техніки і технології буріння свердловини в цьому відрізку часу.

Для вибору числа обсадних колон і глибини їх спуску у свердловину буде-ється поєднаний графік коефіцієнта тиску пласта і градієнта гідророзриву порід, на підставі початкових даних в координатах - глибина - коефіцієнт градієнта тиску.

4.1.1 Обґрунтування конструкції свердловини

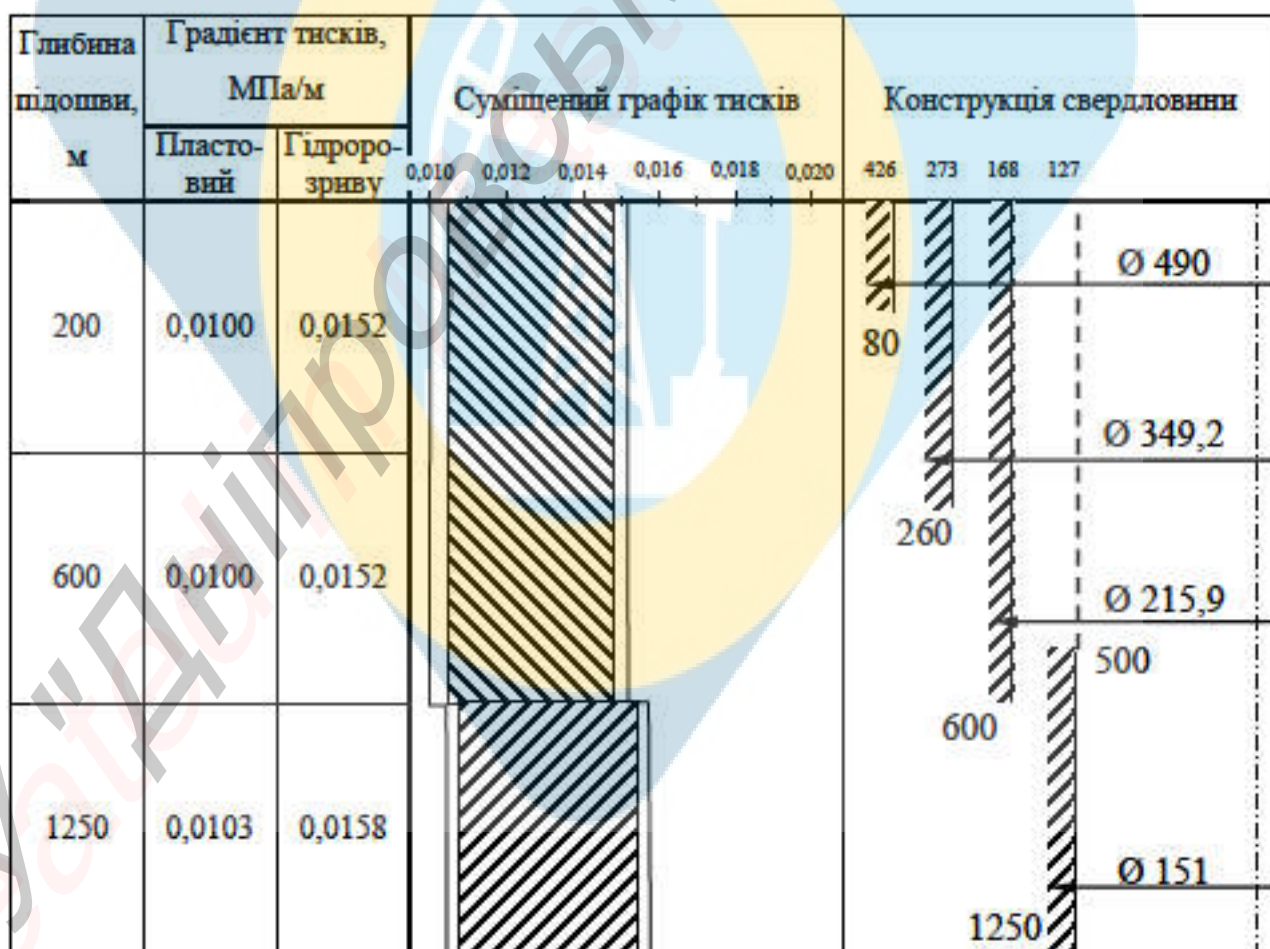
Кількість обсадних колон, необхідних для забезпечення вказаних вимог, проектуємо виходячи з несумісності умов буріння свердловини в окремих інтервалах.

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 флюїдопрояву або до поглинання промивальної рідини в один з горизонтів верхньої зони або нестійкості гірських порід у верхній зоні.

Таблиця 4.1 - Дані про градієнт тиски пласта і градієнти гідророзриву Новоаннівських газоносних флексур

№	Індекс стратиграфічного розділу	Інтервал, м		Градієнт тиску пласта МПа/м	Градієнт гідророзриву МПа/м ((Г))	Градієнт гірського тиску, МПа/м
		від	до			
1	2	3	4	5	6	7
1	K2	0	200	0,0100	0,0152	0,0230
2	C25	200	600	0,0100	0,0152	0,0230
4	C24-C23	600	1250	0,0103	0,0158	0,0230



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 на глибинах 200-250 м, обвали, а також для обладнання гирла і монтажу противикидного обладнання (ПВО) на випадок екстреної ізоляції свердловин при можливих газонафтоводопроявленнях і з метою ізоляції крейдяних відкладень від карбонової товщі, унеможливлення перетікання газу і води з карбону в крейду (з можливим забрудненням водоносних горизонтів), а також для підвіски наступних обсадних колон, у свердловину спускається колона обсадних труб до глибини 260 м

У іншій частині геологічного розрізу є дві зони, які мають різні значення градієнтів тиску пласта і градієнтів гідророзриву.

Інтервали 200-600 метрів характеризуються наявністю пачки піщаників, в яких присутні ускладнення у вигляді поглинання промивальної рідини, а також враховуючи поєднаний графік тисків, інтервал до глибини 600 м обсаджується обсадною колоною.

Інтервали 600-1250 м характеризується наявністю пачок піщаників. У площадковому відношенні поглинання приурочені до осьових частин флексурних перегинів. Нерівномірність в поширенні тріщинуватості обумовлює різні умови тієї, що обводнює. В процесі виконання бурових робіт, вказані зони залягання піщаників і вапняків викликатимуть ускладнення у вигляді поглинань промивальної рідини або водогазопроявів. Щоб уникнути ефектів поршневання для проведення випробувань КИИ- 65 буріння свердловини проводитиметься діаметром 93 мм.

Розширення ствола свердловини до діаметру 151 мм і спуск обсадної колони (хвостовика) проводитиметься тільки у разі виявлення газоносних горизонтів.

Таким чином, в результаті обґрунтування конструкції свердловин групи □0-1250 Новоаннівських газоносних флексур необхідно передбачити спуск у свердловину чотирьох обсадних колон.

4.1.2. Вибір діаметру обсадних колон і доліт

Аналізуючи побудований графік і геологічні умови, проектуємо наступну конструкцію свердловини.

Діаметр обсадних колон і доліт вибираємо від низу до верху.

1. Оскільки свердловини закінчуються відкритим стволом, але в резерві закладається обсадна колона, то вибір здійснюємо таким чином:

-- буріння свердловини від забою 1250 метрів до глибини 600 м здійснюватиметься з відбором керна діаметром 93 мм;

-- резервна колона від забою 1250 м до глибини 600 м, безмуфтова труба, з'єднання труба в трубу, діаметром 127 мм з товщиною стінки 8 мм, внутрішній діаметр труби 111,0 мм, згідно ТУ- 14-3-176-73.

$$D_{\text{д}}^{\text{ЭК}} = d_{\text{н}}^{\text{ЭК}} + 2\delta, \quad (4.1)$$

де $d_{\text{н}}^{\text{ЭК}}$ - зовнішній діаметр експлуатаційної колони;

δ - величина проміжку між муфтою експлуатаційної колони і стінкою свердловини, оскільки діаметр експлуатаційної колони рівний $d_{\text{ЭК}} = 127$ мм, то приймаємо $\delta = 10$ мм.

2. Діаметр долота

$$D_{\text{д}}^{\text{ЭК}} = 127 + 2 \cdot 10 = 147 \text{ мм}$$

Вибираємо найближче долото діаметром 151 мм типу ТК або К. Верх хвостовика буде на 100 м, піднятий у вищестоящу колону, а черевик встановлений на стійку породи;

3. Визначуваний внутрішній діаметр проміжної обсадної колони

$$d_{\text{вн}}^{\text{оп}} = D_{\text{д}}^{\text{зк}} + (3 \div 5), \quad (4.2)$$

$$d_{\text{вн}}^{\text{оп}} = 151 + 3 = 154 \text{ мм.}$$

Приймаємо по ДСТУ на обсадні труби

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

4. Визначуваний діаметр долота для буріння під проміжну колону

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

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

5. Від глибини 260 м до гирла свердловини буде встановлений кондуктор.

Визначуваний внутрішній діаметр кондуктора

$$d_{\text{вн}}^{\text{к}} = 215,9 + 5 = 220,9 \text{ мм.}$$

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 напряму

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

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

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 (резервною) - до виходу із затрубного простору.

Параметри конструкції свердловин приведені в таблицю. 4.2.

Таблиця 4.2 - Параметри конструкції свердловин

№ пп	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	Напря́м	0	80	490	426	0	Перекриття нестійких порід мезо-кайнозоя унеможливлення розмиву гирла свердловини
2	Кондуктор	0	260	349,2	273	0	Ізоляція горизонтів питної води, перекриття нестійких відкладень верхньої крейди, установка ПВО
3	Проміжна колона	0	600	215,9	168	0	Перекриття зон поглинання і нестійких порід карбонатних відкладень
4	Експлуатаційна (хвостовик)	500	1250	151	127	500	У разі виявлення газонесних горизонтів

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 шарошковими долотами установками з шпиндельним 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 СМ5- 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 80-260 м - твердосплавна коронка СМ5- 132.

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

Для буріння в інтервалі 260-600 м - твердосплавна коронка СА5- 93.

Розбурку свердловини виконуємо через діаметр шарошковими 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 600-1250 м - твердосплавна коронка СА5- 93 по породах V - VII категорій по буримості і алмазна коронка 01А3- 93 по породах VIII - IX категорій по буримості.

Для розширення використовуватимуться шарошкові долота діаметрами 112 мм, 132 мм, 151 мм типу ТК або К.

4.4 Вибір комплектування бурового снаряда

1. При забурюванні свердловин комплектування бурового снаряда має бути наступним: твердосплавна коронка СМ5- 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: трьохшарошкове 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): трьохшарошкове долото Ш349, 2МЗ-ГВ, одна свічка прямої УБТС1- 299, бурильні труби діаметром 63,5 мм.

3. При бурінні під проміжну 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): трьохшарошкове долото Ш215, 9ТКЗ-ГВ, одна свічка прямої УБТ- 203, бурильні труби діаметром 63,5 мм.

4. При бурінні під експлуатаційну колону 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. При розширенні під експлуатаційну колону трьохшарошкове долото Ш 151К-ГВ, одна свічка прямої УБТ- 146, 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

Враховуючи проектну конструкцію свердловини, геолого-технічні умови буріння, а також виробничий досвід підприємства "Схід ГРПП" приймаємо бурову установку СКТО- 75 (ЗІФ-1200МР). До її складу входять: буровий верстат СКТО-75, бурова вишка ВРМ 24/540, буровий насос НБ32, трубозворот РТ-1200М, бурова будівля ЗБ- 1, контрольно-вимірвальна апаратура МКН-2.

Технічна характеристика верстата СКТО-75

Глибина буріння, м	
при кінцевому діаметрі свердловини 93 мм	1500
при кінцевому діаметрі свердловини 59 мм	2000
Початковий діаметр свердловини, мм	250
Діаметр бурильних труб, мм	50; 54; 63,5; 68; 73
Частота обертання, об/хв	75; 136; 231; 288; 336; 410; 516; 600
Найбільше зусилля подачі, кН	
угору	150
вниз	50
Вантажопідйомність лебідки, даН	5500
Швидкість навивки каната на барабан, м/з	0,7; 1,24; 2,1; 2,16; 3,04; 3,76; 4,7; 5,24
Тип приводу	АК2- 91-6
Потужність електродвигуна, кВт	55

Технічна характеристика бурового насоса НБ32

Подача, л/хв	32; 55; 105; 125; 180; 320
Тиск, МПа	10,0
Кількість 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

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

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

Щоб уникнути викривлення приймаємо $C_{ос} = 600$ даН.

Частота обертання

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

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

Маємо

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

Відповідно до технічної характеристики верстата СКТО-75, приймаємо $n = 231$ об/хв.

Витрата промивальної рідини

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

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

Маємо

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

Відповідно до технічної характеристики бурового насоса НБ32, приймаємо $Q = 180$ л/хв.

2. Режим буріння коронкою СА5-93.

Осьове навантаження

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

Приймаємо $C_{\text{ос}} = 1050$ даН.

Частота обертання

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

Маємо

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

Відповідно до технічної характеристики верстата СКТО- 75 приймаємо $n=231$ об/хв.

Витрата промивальної рідини

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

Відповідно до технічної характеристики бурового насоса НБ32, приймаємо $Q = 105$ л/хв.

3. Режим буріння алмазною коронкою 01А3- 93.

Осьове навантаження

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

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

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

Приймаємо $C_{oc} = 1300$ даН.

Частота обертання

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

Маємо

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

Відповідно до технічної характеристики верстата СКТО- 75 приймаємо $n = 410$ об/хв.

Витрата промивальної рідини

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

Відповідно до технічної характеристики бурового насоса НБ32, приймаємо $Q = 55$ л/хв.

Технологія розширення свердловин

Розбурка свердловини під обсадну колону $\text{Ø} 168$ мм

Після обсадження свердловини обсадними трубами $\text{Ø} 273$ мм наступна обсадна колона - діаметром 168 мм має бути спущена у свердловину на глибину 600 метрів. Враховуючи, що прорізка газоносного горизонту закінчуватиметься $\text{Ø} 112$ мм, виконується розбурка долотом $\text{Ø} 215,9$ мм. Розбурка свердловини виконуватиметься з діаметру на діаметр, тобто перше долото для розбурки має $\text{Ø} 132$ мм. Перед початком розбурки свердловини до глибини 600 метрів спускається долото $\text{Ø} 76$ мм на буровому інструменті, послідовно (від низу до верху) обробляються гелі-пастою наступні горизонти: $538-588$ м; $470-500$ м; $350-378$ м; $285-295$ м

При обробці кожного горизонту закачування пасти починають на 5-10 метрів вище за покрівлю горизонту. Обробку горизонту вважають закінченою після витримки пласта протягом 4 годин після встановлення рівня промивної рідини на гирло свердловини. Інтервал між обробленими горизонтами мають бути заповнені промивною рідиною, згідно геолого-технічного проекту, на глибинах 588 м, 500 м, 378 м, 295 м - встановлюються розподільні містки, з розрахунку на 1,5 м³ промивної рідини додається 150-200 кг цементу.

Закачування гель-цементної пасти в газоносні інтервали і в місця установки розподільних містків виконується цементуючим агрегатом ЦА-320М.

Після цього шарошковим долотом Ø 132 мм розбурюється свердловина під обсадну колону. Потім розбурки газоносного горизонту 285-295 метрів робота по розбурці припиняється. У вказаний горизонт закачується гель-цементна паста. Буровий інструмент піднімається в обсадну колону. Час витримки для затвердіння гель-цементної пасти складає - 4 години. Після цього долотом Ø 132 мм з обертанням досягається забій (інтервал обробки гель-цементною пастою) і триває розбурка свердловини. Потім розбурки газоносного горизонту 350-378 метрів роботи по розбурці свердловини припиняються. У розбурений інтервал 350-378 метрів закачується гель-цементна паста, буровий інструмент піднімається в обсадну колону Ø 273 мм

Час витримки на затвердіння складає 4 години. Після затвердіння гель-цементної пасти, долотом Ø 132 мм з обертанням і промиванням доходимо до глибини 378 метрів і продовжуємо розбурку свердловини. Потім розбурки газоносного горизонту 470-500 метрів робота з розбурки припиняється. У розбурений інтервал 470-500 метрів закачується гель-цементна паста, буровий інструмент піднімається в обсадну колону Ø 273 мм Час витримки для затвердіння гель-цементної пасти складає - 4 години. Після затвердіння гель-цементної пасти, долотом Ø 132 мм з обертанням і промиванням досягти глибини 500 метрів і продовжити розбурку свердловини. Потім розбурки газоносного горизонту 538-588 ме-

трів роботи по наступній розбурці припиняються, в розбурений інтервал 538-588 метрів закачується гель-цементна паста. Буровий інструмент піднімається в обсадну колону Ø 273 мм, час затвердіння гель-цементної пасту складає 4 години. Спускається інструмент з долотом, з обертанням і промиванням досягаємо глибини 588 метрів і продовжуємо розбурку до глибини 600 метрів, глибини спуску обсадної колони.

При підйомі інструменту (від низу до верху) обробляти гель-цементною пастою з додаванням цементу вищезгадані перебудені горизонти.

За аналогічною технологією проводиться розбурка свердловин долотами діаметрами 158,7 мм; 171,4 мм; 190,5 мм; 200,0 мм; 215,9 мм.

У інтервалах залягання водоносних горизонтів і 10-метрових інтервалах - вище і нижче за них для збереження циркуляції промивної рідини механічну швидкість розширення ствола свердловини обмежити до відміток 0,2-0,3 м/год.

Розширення ствола свердловини проводити при наступних параметрах режиму буріння :

- осьове навантаження 800-1000 даН;
- частота обертання : 136 об/хв при роботі долотами Ø (132-165,1) мм; 75 об/хв при роботі долотами Ø (178,1-215,9) мм;
- продуктивність бурового насоса при діаметрах розширення :
Ø 132 мм - 180 л/хв; Ø 151 мм - Ø 215,9 мм - 320 л/хв.

Розбурка свердловини під обсадну колону Ø 127 мм

Після обсадження свердловини трубами Ø 168 мм наступна резервна колона Ø 127 мм. Враховуючи, що прирізка газоносних горизонтів закінчуватиметься Ø 112 мм, тому необхідно виконати розбурку кінцевим діаметром долота 151 мм. Розбурка свердловини проводиться з діаметру на діаметр, тобто перше долото для розбурки - Ø 132 мм. Перед початком розбурки свердловини на забій 1250 м спустити долото Ø 76 мм на бурильних трубах, послідовно (від низу до верху) обробити гель-цементною пастою з тиском цементу наступні горизонти: 1100-1200 м; 1065-1095 м; 945-970 м; 870-885 м; 730-746 м; 675-715 м

Технологія розширення аналогічна технології розширення під обсадну колону діаметром 168 мм.

Для зберігання циркуляції промивної рідини, механічна швидкість розширення ствола свердловини обмежити до відміток 0,2-0,3 м/год.

Розширення ствола свердловини проводити при наступних параметрах режиму буріння :

- осьове навантаження 800-1000 даН;
- частота обертання при роботі долотами Ø (132-151) мм складає 75 об/хв;
- витрата промивальної рідини при діаметрах розширення 132-151 мм - 180 л/хв.

При розбурюванні свердловин під обсадні колони Ø 168 мм і Ø 127 мм можливі деякі відхилення. При появі таких технологія розбурки свердловин під обсадні труби ідентична технології прорізки газоносних горизонтів.

4.7 Промивання свердловини

4.7.1 Вибір якості промивальної рідини

У геологічній будові ділянки беруть участь відкладення середнього карбону, які перекриті могутнім чохлом мезо-кайнозойських відкладень.

За фізико-механічними властивостями ділянка представлена породами низької механічної міцності, високої пористості, тріщинуватості, пластичності, колоїдальності.

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

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

Враховуючи, що крейдянні відкладення є джерелами водопостачання, буріння під напрям в інтервалі 0-80 м і під кондуктор в інтервалі 80-200 м слід проводити на технічній воді.

Для геологорозвідувальної ділянки Новоаннівські газонасні флексури як найкраще відповідають технологічні параметри калієвого розчину.

Компонентний склад калієвого розчину на 1 м³ наступний:

1. Бентоніт або бентонітова глина	- 50-60 кг
2. КМЦ або інший полімер	- 240-270 кг
3. ЛМК-СТ або лігноксин	- 6 кг
4. КСІ	- 40 кг
5. ПАА або ін. флокулянт	- 50 кг
6. ПАВ	- 0,2 кг
7. Мастильна добавка	- 0,2 кг
8. Піногасник	- 1-2 кг
	- 0,2 кг

Як полімерні реагенти для стабілізації бурових розчинів застосовуватимуться КМЦ, тилоза, гіпан, метас, поліпак, поліплас, уніфлок.

Для попередження сальнікоутворення і прихватів бурового інструменту в розчин вводяться мастильні добавки Т- 80, лабрикол, латрист по усьому стволу буріння.

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/с²;
 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 200-600 м (оскільки $H < 1200$ те приймаємо $\alpha = 1,12$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,12 \cdot 600 \cdot 10000}{9,81 \cdot 600} = 1142 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо 1140 кг/м³.

Щільність в інтервалі 600-1250 м (оскільки $2500 < H > 1200$ те приймаємо $\alpha = 1,10$).

$$\rho_{\text{пр}} = \frac{1,10 \cdot 1250 \cdot 10300}{9,81 \cdot 1250} = 1156 \text{ кг/м}^3.$$

Приймаємо 1160 кг/м³.

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 перебудуванні глинистих сланців.

Поглинання промивальної рідини і тампонажного розчину при кріпленні свердловин - один з найбільш важких і поширених видів ускладнень, які вимага-

ють значних витрат часу і засобів на їх ліквідацію, що іноді викликають інші ускладнення (обвали, водо і газопрояви, звуження ствола) і важкі аварії (прихвати, фонтани, зім'яло обсадних колон та ін.).

Для дослідження поглинань застосовуватимуться наступні методи: спостереження за станом циркуляції бурового розчину, вивчення механічної швидкості - її зміна в часі, відбір і аналіз керн і шламу. З метою детального вивчення поглинаючих пластів будуть проведені комплексні дослідження.

За даними спостереження за процесом буріння можна встановити початок поглинання, глибину і потужність залягання поглинаючого пласта.

Плануються наступні заходи щодо запобігання поглинанню промивальної рідини.

1. Не допускати різких посадок інструменту при спуск-піднімальних операціях у свердловину.
2. Опрацьовувати ствол свердловини при плавній подачі долота перед кожним спуском інструменту.
3. При бурінні зон передбачуваних поглинань обмежувати подачу бурових насосів і механічну швидкість буріння.
4. Не допускати надлишкового збільшення параметрів реологій і щільності бурового розчину.
5. Своєчасно вводити в буровий розчин змащуючі добавки, і контролювати їх зміст в розчині, приймати заходи щодо попередження утворення сальників.
6. Проводити проміжні промивання і опрацювання ствола свердловини в місцях посадок, затягувань, звужень, а також в привибійній зоні не менше ніж на довжину робочої труби в процесі спуску інструменту.
7. Опрацьовувати ствол свердловини перед кожним нарощуванням інструменту на довжину робочої труби і домагатися вільного руху інструменту до забою з промиванням і обертанням і без промивання і обертання.
8. Поновлювати циркуляцію бурового розчину одним насосом з одночасним підняттям колони на довжину робочої труби і поступовим перекриттям засувки на

виході насоса, заздалегідь зруйнувавши структуру бурового розчину обертанням інструменту.

Вищеперелічені заходи виконуватимуться при перебудуванні і зустрічах поглинаючих горизонтів в наступних інтервалах:

203-225 м; 285-295 м; 323-330 м; 350-380 м; 389-395 м; 455-500 м; 505-515 м; 543-587 м; 675-715 м; 730-750 м; 865-880 м; 920-970 м; 1110-1250 м

Якщо застосування вищезгаданих заходів не дозволить запобігти поглинанню і забезпечити провідку свердловин до заданої глибини, то слід проводити спеціальні роботи по зменшенню ефективного перерізу каналів відходу бурового розчину в пласт шляхом збільшення наповнювачів в розчині, закачування тих, що швидко скоплюються і інших тампонажних сумішей, а при необхідності спуску у свердловину обсадних труб.

Попередження геологічних ускладнень, пов'язаних з нестійкістю стінок свердловин.

Геологічні ускладнення, пов'язані з каверноутворенням, обвалами стінок свердловин, звуженням ствола стінок свердловини спостерігаються при бурінні слабостійких порід, що перемежаються по фортеці порід. Ознаками обвалів стінок свердловини є ускладнене обертання бурового інструменту при бурінні, різке підвищення тиску на манометрі насоса, винесення зі свердловини великих уламків породи, зупинка бурового інструменту в стволі при спуск-піднімальних операціях.

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 : 203-225 м; 285-295 м; 323-330 м; 350-380 м; 389-395 м; 455-500 м; 505-515 м; 543-587 м; 675-715 м; 730-750 м; 865-880 м; 920-970 м; 1110-1200 м

2. Обвали стінок свердловини в зонах тектонічних порушень :

260 м; 305-312 м; 340-350 м; 395-410 м; 430-440 м; 500-507 м; 520-530 м; 587-605 м; 620-635 м; 620-635 м; 650 м; 760-775 м; 807-815 м; 900-910 м; 968 м; 1020-1034 м; 1202-1215 м; 1237-1250 м

3. Каверноутворення в зонах тектонічних порушень :

250 м; 320 м; 430 м; 443 м; 500 м; 585 м; 605 м; 715 м; 745 м; 815 м; 885 м; 968 м; 1100 м; 1200 м; 1240-1245 м

Найважливішим чинником запобігання геологічним ускладненням - обвалів порід, каверноутворення є правильним вибором промивальної рідини і її складом.

З цих міркувань підшукується промивальна рідина для буріння свердловин. Максимально можливе зменшення водоотдачі промивальної рідини при мінімальній взаємодії з породою фільтрату, який просочується в пласт, є основним чинником збереження стійкості стінок свердловини.

Передбачаються наступні заходи щодо запобігання каверноутворення і обвалоутворення.

1. Застосування високоякісних промивальних рідин, які володіють властивостями стінок свердловини, які мають мінімальне значення водоотдачі, умовної в'язкості і питомої ваги, що кріплять.

2. Строгий контроль за збереженням параметрів промивальної рідини, особливо водоотдачі і питомої ваги.

3. При підйомі інструменту для збереження гідростатичного тиску проводиться постійний доливши у свердловину промивальної рідини.

4. Опрацювання долотом інтервалів обвалення стінок свердловини, підсумком опрацювання є вільна постановка бурового інструменту з промиванням на забій, підйом інструменту без затягувань і зупинок.

5. Цементация зон геологічних порушень при неможливості відновлення стінок свердловини з опрацюванням долотом з промиванням.

6. Обсадження зон геологічних порушень при неможливості тривалого відновлення стінок свердловини, з використанням опрацювання долотом і наступною цементациєю.

7. Витрата промивальної рідини встановлюється таким, щоб забезпечити повне винесення зруйнованої породи. В той же час промивальна рідина не повинна розмивати стінок свердловини, оскільки абразивне руйнування породи сприяє прояву гірського тиску.

4.9 Розрахунок цементування обсадної колони

Як обсадні труби використовуємо труби діаметром 127 мм, з товщиною стінки 7 мм.

Хвостовик цементуємо одноступінчатим способом без використання нижньої розділової пробки. Для розподілу тампонажного розчину від продавочної рідини застосовуємо верхню пробку, що складається з двох секцій: верхньою і нижньою. Нижню секцію підвішуємо за допомогою штифтів, що зрізають, в роз'єднувачі при спуску колони. Верхню ж секцію перед цементуванням розміщуємо в цементуючій голівці і звільняємо після закачування в бурильні труби розрахункового об'єму тампонажного розчину. Ця секція під тиском закачуваної поверх неї продавочної рідини опускається по бурильних трубах вниз, сідає на нижню секцію в роз'єднувачі, а далі єдина секційна пробка витісняє тампонажний розчин з обсадної колони, поки не сяде на зворотний хлипак. Після цього в бурильні труби скидаємо кулю, відкриваємо отвори в роз'єднувачі і промиваємо свердловину, видаляючи надлишок тампонажного розчину, що виявлявся вище верхнього кінця потайної колони. Після затвердіння тампонажного розчину бурильні труби відгвинчуємо в лівому різьбленні роз'єднувача піднімаємо зі свердловини.

Розрахунок матеріалів для цементування експлуатаційної колони

Об'єм цементного розчину

$$V_{\text{цр}} = 0,785 [(D_c^2 - d_n^2) kH + d_b^2 h_0], \quad (4.9)$$

де D_c - діаметр свердловини, $D_c = 0,151$ м;

d_n - зовнішній діаметр обсадних труб, $d_n = 0,127$ м;

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

H - висота підйому цементного розчину в затрубному просторі, $H=750$ м;

$d_{в}$ - внутрішній діаметр обсадних труб, $d_{в}=0,113$ м;

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

$$V_{цр} = 0,785 [(0,1512-0,1272) \cdot 1,2 \cdot 750 + 0,1132 \cdot 10] = 4,8 \text{ м}^3$$

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 $K_0 = 1,15$.

$$Q_{ц} = 1,15 \cdot 1,22 \cdot 4,8 = 6,8 \text{ т}$$

5. Кількість води необхідна для приготування цементного розчину

$$V_{в} = Q_{ц} m \quad (4.12)$$

$$V_{в} = 6,8 \cdot 0,5 = 3,4 \text{ м}^3.$$

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 $k_{сж} = 1,05$.

$$V_{п.р} = 0,785 \cdot 1,05 \cdot 0,1132 \cdot (750 - 10) = 7,8 \text{ м}^3.$$

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.

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

де (п.р. - щільність продавочної рідини, т/м³.

$$P_1 = 0,01(1,84 - 1,16) = 5 \text{ МПа},$$

У свою чергу

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

де L - глибина свердловини, м

$$P_2 = 0,001 \cdot 1250 + 0,8 = 2,05 \text{ МПа}.$$

Тоді

$$P = 5 + 2,05 = 7,05 \text{ МПа}.$$

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

8. Визначаємо необхідну кількість цементуючих 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,

$$V = 1,5 \text{ м/с}.$$

Підставляємо чисельні значення

$$\sum q = 0,785(0,151^2 - 0,127^2) \cdot 1,2 \cdot 2 = 0,01 \text{ } 0,013 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Тоді необхідна кількість цементуючих 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

$$n = \frac{0,013}{0,0145} \approx 1 \text{ агрегат}.$$

8. Визначаємо час цементування

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

де t_1 - час закачування цементного розчину

$$t_1 = \frac{V_{п.р.}}{nq_{г.}} = \frac{4,8}{1 \cdot 0,0145} = 332 \text{ з} \approx 6 \text{ мін.} \quad (4.20)$$

де t_2 - час продавки

$$t_2 = \frac{V_{п.ж.}}{nq_{г.}} = \frac{7,8}{1 \cdot 0,0145} = 538 \text{ з} \approx 9 \text{ мін.} \quad (4.21)$$

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

Перевірка:

$$T(0,75t_{схв.}) \quad (4.22)$$

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

$$\begin{aligned} 6 + 9 + 15 & (0,75 \cdot 120) \\ 30 & < 90 \end{aligned}$$

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

4.10 Проведення газодинамічних досліджень

Усі потенційні газоносні горизонти досліджуватимуться і випробовуватимуться за допомогою пластовипробувача КПП- 68 за технологією, яка істотно відрізняється від звичайних досліджень вуглерозвідувальних свердловин по тривалості досліджень і по активізації пластів численними процесами. Цими заходами створюється велика депресія на пласт, завдяки чому отримані припливи флюїдів наближаються до природних. Тривалість таких досліджень збільшується в 2-2,5 рази в порівнянні з одинцикловими дослідженнями.

По свердловині передбачається провести 7-17 випробувань, з урахуванням того, що піщаники потужністю більше 20 м випробовуватимуться до отримання 2 однакових результатів. Всього передбачається виконати 12 випробувань 23 перспективним газо- і газоводоносним горизонтам. При цьому буде визначено більше

20 параметрів, основними з яких є : тиск пласта, температура, тип флюїду, дебіт, хімічний склад води і газу, гідрохімічні і газодинамічні характеристики та ін.

Передбачається провести режимні спостереження у відкритому стволі, по одному продуктивному горизонту, визначеному в процесі звичайних випробувань.

У разі позитивних результатів ці горизонти будуть випробувані повторно в обсадній колоні (проведені режимні спостереження). Ці роботи виконуватимуться фахівцями УкрНДІгаза.

Останнім часом в Донбасі навіть при порівняно низьких дебітах газу (1-10 тис. м³/сут) використовують КПП-68 в комплексі з монтуванням на поверхні ДИ-КТа з манометрами і термометрами для проведення режимних спостережень в розкритому стволі свердловини або при випробуваннях в колоні. Випробування, які проводяться на свердловині за допомогою калібруючих шайб, дозволяють отримати параметри для розрахунку дебіту свердловини (як у прямому, так і в зворотному режимі) для отримання кривих відтворення тиску. Ця методика УкрНДІгаза може застосовуватися і для проектованої свердловини. Передбачається провести випробування у відкритому стволі по 4-м найбільш продуктивним горизонтам і спостереження при випробуваннях в колоні по одному горизонту. Випробування виконуватимуться на договірній основі УкрНДІгазом або його підрозділами.

Конкретні горизонти, по яких проводитимуться випробування (досвідчено-промислові випробування у відкритому стволі або колоні) будуть уточнені згідно з результатами попередніх випробувань КПП- 68. Нижній, найглибше залягаючий потенційно газоносний горизонт піщанику, виділений за результатами випробувань КПП- 68 і геофізичних випробувань, буде підготовлений для проведення дослідно-промислових випробувань в колоні або відкритій частині ствола.

Гідродинамічні дослідження у свердловинах будуть проведені за результатами КПП- 68 і результатам газового каротажу.

При отриманні значних припливів і високих тисків пластів проектується проведення газодинамічних випробувань по 9 горизонтам.

За результатами проведення КПП-68, газового каротажу, а також результатами газодинамічних випробувань, можливо буде виконано зміну конструкції свердловини і у свердловину буде опущений щільний фільтр в інтервал продуктивного горизонту. В цьому випадку у свердловині будуть виконані дослідження в закритому стволі з щільними фільтрами в інтервалі продуктивного горизонту. Спуск експлуатаційної колони проводитиметься тільки після комплексного узагальнення результатів буріння, випробування, ГДС і виділення в розрізі перспективних горизонтів.

При необхідності спуску фільтрової частини, вона буде опущена з шпаруватістю 4-6 % і діаметром отворів 18-20 мм. Положення і довжина фільтрової частини обумовлюється потужністю і завглибшки перспективного горизонту.

У разі відсутності необхідності спуску щільного фільтру гідродинамічні дослідження проводитимуться у відкритій частині ствола.

Оскільки ці свердловини буритимуться на цих ділянках уперше, тому остаточне рішення про проведення газодинамічних досліджень буде прийнято за результатами буріння.

Виклик припливу газу виконуватиметься через НКТ за допомогою газобалонної установки згідно з методикою, розробленою "Схід ГРПП" або компресором. Глибина спуску НКТ- 73 визначатиметься завглибшки спуску експлуатаційної колони. При проведенні газодинамічних досліджень виконуватимуться:

- виміри дебіту газу не менше як на 5 режимах роботи свердловини;
- зняття кривої відновлення тиску;
- вимір тиску пласта і температури;
- визначення вмісту води пласта і твердої фракції;
- відбір проб газу і води для проведення хіманалізів.

У разі позитивних результатів свердловини будуть залучені в досвідчено-експлуатаційне використання за спеціально розробленою програмою.

У процес проведення випробувань КПП- 68, режимних спостережень і проведення газодинамічних досліджень в експлуатаційній колоні паралельно з відбо-

ром проб газу проводитиметься відбір проб води. Проби прямуватимуть для проведення повного хіманалізу, внаслідок чого з'явиться можливість встановлення зональності гідрогеології, зміна фізичних властивостей з глибиною і інші.

4.11 Обладнання гирла свердловини

До складу противовикидного обладнання входять:

- - превентори глухі, плашкові, універсальні;
- - хрестовина превентора з гідроприводними засувками на бічних відведеннях;
- - перехідна, дистанційна, надпревенторна і сполучна катушки;
- - 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 катушок, які входять в комплект противовикидного обладнання, повинно бути не нижче за тиск опресування колони, на якій вони встановлені.

Колонна голівка повинна дозволити встановлювати противовикидне 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 МПГ-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 компоновання бурового снаряду.
4. Здійснений вибір типу, параметрів промивальної рідини, а також гідравлічний розрахунок промивання свердловини.
5. Проведений розрахунок цементування обсадної колони.
6. Розглянуті питання проведення газодинамічних досліджень і обладнання гирла свердловини.

5 ПЕРЕВІРОЧНІ РОЗРАХУНКИ БУРОВОГО ОБЛАДНАННЯ І ІНСТРУМЕНТУ

5.1 Розрахунок втрат тиску при промиванні свердловин

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 $k_1 = 1,4$;

$k_2 = T_{пр.р.}/T_v$ - 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 внаслідок різниці 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 шпаку 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, $L = 1250 \text{ м}$;

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

$$P_1 = \frac{16 \cdot 0,025 \cdot 1160 \cdot (0,055/60)^2 \cdot 1250 \cdot 10^{-5}}{3,14^2 \cdot 0,0515^5 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,070 \text{ МПа.}$$

Втрати тиску в кільцевому просторі:

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

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, $\rho = 1190 \text{ кг/м}^3$;

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

D - діаметр свердловини, $D = 0,151 \text{ м}$

Тоді

$$P_2 = 0,035 \cdot 1190 \frac{16 \cdot (0,055/60)^2 \cdot 1250 \cdot 10^{-5}}{3,14^2 (0,151^2 - 0,0635^2)^2 \cdot (0,151 - 0,0635) \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,001 \text{ МПа}$$

Втрати тиску внаслідок різниці питомих ваг висхідного і низхідного потоків

$$P_3 = \frac{L(\rho_{\text{вос}} - \rho) \cdot 0,01}{\rho} = \frac{1250(1190 - 1160) \cdot 0,01}{1160} = 0,323 \text{ МПа} \quad (5.4)$$

Втрати тиску в з'єднаннях бурильних труб

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

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

$$P_4 = \frac{1250 \cdot 1160 \cdot 16 \cdot (0,055/60)^2 \cdot 10^{-5}}{3,14^2 \cdot 4,5 \cdot 2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{1}{0,0515^2} - \frac{1}{0,040^2} \right)^2 = 0,014 \text{ МПа}$$

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

$$P = 1,4 \cdot 1,5 \cdot (0,070 + 0,001 + 0,323 + 0,014 + 0,1 + 0,2 + 1) = 3,59 \text{ МПа}$$

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:

$$N_n = \frac{k_n Q_n p_n}{\eta}, \text{ кВт} \quad (5.6)$$

де k_n 1,1-1,2 - коефіцієнт запасу потужності, Q_n - подача насоса,
 p_n - тиск нагнітання, (0,75-0,8 к.п. д. насоса.

$$N_n = \frac{1,15 \cdot (55 / 60000) \cdot 3,59 \cdot 10^6}{0,75} \approx 5046 \text{ Вт}$$

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.

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

де Q_k – 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	Проміжна колона Ø	Експлуатаційна ко-
		168 мм	лона Ø 127 мм
Довжина колони	1250	600	750
Вага 1 м, Н		278	207
Вага колони, Н	125000	166800	155250

Для подальших розрахунків використовуємо вагу найбільш важкої колони.

Тоді

$$Q_{\text{кр}} = 1,15 \cdot 166800 = 191820 \text{ Н.}$$

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

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

Оскільки $N \leq 540000 \text{ Н}$, 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

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

де $P_{\text{л}}$ - паспортна вантажопідйомність лебідки, Н;

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

Для бурового верстата СКТО- 75 55000 Н маємо

$$m = \frac{191820}{55000 \cdot 0,85} = 4,1.$$

Приймаємо $m = 5$ струн.

Висновки за розділом

1. В цьому розділі виконано перевірочні розрахунки втрат тиску при промиванні свердловин і потужності приводу насоса, вишки, бурової лебідки і талевої системи.

2. Все вибране обладнання відповідає умовам буріння.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ

6.1 Заходи щодо попередження виробничого травматизму і профзахворювань

Основні заходи щодо попередження і усунення причин виробничого травматизму і професійної захворюваності діляться на технічних і організаційних.

До технічних заходів відносяться заходи щодо виробничої санітарії і техніки безпеки.

Заходи щодо виробничої санітарії передбачають організаційні, гігієнічні і санітарно-технічні заходи і засоби, які запобігають дії на працюючих шкідливих виробничих чинників. Це створення комфортного мікроклімату шляхом пристрою відповідних систем опалювання, вентиляції, кондиціонування повітря, теплоізоляція конструкцій будівлі і технологічного обладнання; заміна шкідливих речовин і матеріалів нешкідливими; герметизація шкідливих процесів; зниження рівнів шуму і вібрації; встановлення раціонального освітлення; забезпечення необхідного режиму роботи і відпочинку, санітарного і побутового обслуговування.

Заходи щодо техніки безпеки передбачають систему організаційних і технічних заходів і засобів, які запобігають дії на працюючих небезпечних виробничих чинників. До них відносяться: розробка і впровадження безпечного обладнання; механізація і автоматизація технологічних процесів; використання попереджувальних пристосувань, автоматичних блокуючих засобів; правильне і зручне розташування органів управління обладнанням; розробка і впровадження систем автоматичного регулювання, контролю і управління технологічними процесами, принципово нових нешкідливих і безпечних технологічних процесів.

До організаційних заходів відносяться: правильна організація праці, навчання, контроль і нагляд по охороні праці; дотримання трудового законодавства, міжгалузевих і галузевих нормативних актів про охорону праці; впровадження безпечних методів і наукової організації праці; проведення оглядів, лекційної і наочної агітації і пропаганди з питань охорони праці; організація планово-запобіжного ремонту обладнання.

**6.2 Заходи щодо запобігання дії
на працівників шкідливих чинників виробництва
6.2.1 Заходи щодо створення нормальних умов освітленості**

Для безпеки роботи зорових органів необхідно дотримувати фізіологічно обґрунтовані вимоги до кількості і якості освітлення.

Кількість штучного освітлення повинна відповідати встановленій нормі. Для оцінки фактичної освітленості застосовується люксметр типу Ю- 117.

Якісними показниками освітлення є: рівномірність, відсутність мигання, різких тіней і наближення спектру штучного світла до спектру денного.

Джерелами штучного освітлення служать лампи розжарювання і газорозрядні лампи.

Розрахунок штучного освітлення зводиться до визначення необхідної кількості вибраних ламп.

6.2.2 Заходи щодо захисту від шуму і вібрації

З фізіологічної точки зору шумом являється всякий неприємний для сприйняття звук, що сприймається органом слуху.

Шум є причиною не лише нещасних випадків, але і захворювань. Патологічні зміни, що виникають під дією шуму, призводять до шумової хвороби. Шум знижує слухову чутливість, порушує ритми дихання, діяльність серця, нервової системи.

Для виміру шуму використовуються вітчизняні шумоміри Ш-3М, Ш- 71, прилад ШВ- 1, а також апаратура зарубіжних країн.

Основними засобами і методами боротьби з шумом є:

- застосування для поглинання шуму гуми, пробки, картону, повсті і покриття стін м'яким матеріалом - прогумованими шпалерами і іншими шумопоглиначами;

- зміна технологічного процесу з метою усунення або послаблення шуму, скорочення часу роботи в шумних умовах;

- як індивідуальні засоби захисту від шуму використовуються: індивідуальні антифони, противошуми, шоломи, навушники, вушні втулки, тампони.

Вібрація - механічні коливання, що передаються тілу людини або окремим його ділянкам і сприймані як струси.

Під дією вібрації у людини розвивається вібраційна хвороба, в результаті якої порушується нервова регуляція, втрачається чутливість пальців, деформуються кистьовою, ліктьовою, плечовою суглоби з обмеженням опорно-рухової функції, розстроюється функціональний стан внутрішніх органів.

Вібрацію вимірюють за допомогою вібровимірника НВА – 1.

Методами і технічними засобами вібраційного захисту є зменшення вібрації в джерелах, послаблення вібрації за допомогою використання віброізоляції і вібропоглинання, своєчасні мастила і регулювання обладнання; впровадження раціонального режиму праці і відпочинку з урахуванням допустимої сумарної тривалості вібрації.

Регламентовані перерви тривалістю 10-15 хвилин рекомендуються після 45-60 хвилин роботи. Забороняються наднормові роботи. На вібраційних роботах виключаються значні фізичні зусилля, незручне положення тіла, дія охолодження. Велике профілактичне значення мають фізіотерапевтичні процедури: ножні ванни, ванни для рук, масаж, лікувальна гімнастика.

6.2.3 Заходи щодо попередження електротравматизму

Використання електричної енергії пов'язане з небезпекою дії електричного струму на організм людини і може привести до важких електротравм і навіть до смерті. Заходи щодо електробезпеки зводяться до застосування струму безпечної напруги, ізоляції струмопровідних частин, що знаходяться під напругою, пристрою захисного заземлення, відключення і обертання.

Захистом від випадкового дотику до струмопровідних частин установки служать надійна ізоляція, всілякі огорожування, блокуючі пристрої, недоступне розташування і попереджувальна сигналізація.

Для захисту від струмових перевантажень і струмів короткого замикання, які можуть привести до займання ізоляції і пожежі, кожна ділянка електромережі постачання автоматичними вимикачами, обмежувачами або плавкими запобіжниками.

Серед заходів щодо зменшення небезпеки поразки людей при ушкодженнях ізоляції токоведущих частин найбільш поширеним є захисне заземлення. Воно полягає в тому, що металеві частини сполучають електричними провідниками із заземлителі. Найчастіше це стержні або труби, забиті в землю вертикально і сполучені між собою електрозварюванням сталеву смугою. Завдяки захисному заземленню, напруга, під яку може потрапити людина, значно знижується.

Розрахунок захисного заземлення заснований на визначенні числа вибраних штучних заземлителі (n) з метою забезпечення необхідного значення опору (R_n).

Для заземлення металеві вишки, заземлення з опором розтікання не більше 100 Ом.

Перед початком бурових робіт передбачається очищення території навколо бурової від сухої трави, кущів і дерев в радіусі 15 метрів.

Вирубання кущів і дерев здійснюється за узгодженням з органами лісового господарства або організаціями, на території яких ведуться роботи. Розведення вогнищ допускається на відстані від бурової установки не ближче 15 метрів. Запас палива на буровій не повинен перевищувати змінну потребу. Утеплювати бурову вишку і бурову будівлю можна тільки важкоспалимими матеріалами. Електроенергію, що живить бурову установку, відключають за допомогою рубильника або автомата фідера, які знаходяться на відстані від бурової не менше 5 метрів.

Печі в буровій будівлі повинні знаходитися від стін на 0.7 м. Труби, що проходять через дерев'яних або інші горючі конструкції, обгорнули азбестом; проміжок між трубою і конструкцією має бути не менше 0.15 м

Для розміщення первинних засобів пожежогасінні влаштовуються спеціальні пожежні щити. Щити для кріплення пожежного інструменту, інвентаря і вогнегасників забарвлюються в білий колір з червоною окантовкою шириною 20-50 мм. Пожежні мотопомпи, ручні пожежні сповістители, вогнегасники, пожежні крани, котушки пожежних рукавів, пожежні бочки і ящики, дерев'яні ручки сокир, багрів, лопат, пожежні відра забарвлюються в червоний колір.

Особливі вимоги пред'являються до розміщення вогнегасників. Їх підвішують на висоті не більше 1,5 метра від рівня поля до нижнього торця вогнегасника і на відстані не менше 1.2 метра від краю дверей при її відкритті. Для негайного виклику пожежної допомоги у разі виникнення пожежі усі будівлі і приміщення забезпечуються зв'язком (пожежною сигналізацією, телефонів).

6.3 Санітарно-побутове обслуговування

Стационарні виробничі об'єкти підприємства (гаражі, хімічні лабораторії, механічні майстрові та ін.) передбачають наявність санітарно-технічних паспортів. Адміністративно-побутовий комбінат (АБК) і стационарні виробничі об'єкти розташовуються на базі експедиції. У АБК розміщуються кабінет керівника, головного інженера, геолога, енергетика, маркшейдера, начальників ділянок, геофізиків, гідрогеологів, дільничних геологів і кабінети інших служб; приміщення для їди, гардеробні, душові, умивальні, курильні, пральні, дезінфекційна камера, майстровий по ремонту одяг, кімнати особистої гігієни, медичний пункт, станція питного обслуговування та ін. Робочий одяг, білизна, взуття і каска закріплюються за кожним робітником, а рушники, рукавиці і інші дрібні речі знеособлюються після здачі на прання або ремонт.

Передбачається забезпечення питною кип'яченою водою з розрахунку на того, що одного працює по 1 л води, що розливається у фляги, і по 2 л для розливу в баки з кришками, що замикаються. Фляги і посудини для питної води проходять

дезінфекцію протягом 15 хвилин через кожні 10 днів за допомогою 2-20 % розчину хлорного вапна.

Приготування їжі здійснюється безпосередньо на бурових установках. Так само передбачений пристрій пунктів живлення в АБК.

На бурових установках знаходяться індивідуальні пакети першої допомоги і аптечки.

6.4 Заходи безпеки при виконанні геологорозвідувальних робіт

На усі види геологорозвідувальних робіт передбачаються технічні проекти, в яких передбачаються заходи щодо техніки безпеки і виробничої санітарії.

Особи, що виконують роботи з використанням електрообладнання, віброінструментів, джерел іонізуючого випромінювання та ін. будуть забезпечені засобами індивідуального захисту. Контрольно-вимірвальна апаратура, що встановлюється у гирл свердловин матиме вільний доступ і хороше освітлення. Для проведення вимірів будуть встановлені спецмайданчики з перилами.

При бурових роботах прокладення підйомних шляхів, спорудження бурових установок, розміщення обладнання, пристрій опалювання, освітлення і інші види робіт вироблятимуться по проектах і типових схемах. Бурові щогли і інші види обладнання оглядатимуться: механіком партії - один раз в місяць, головним інженером - двічі в місяць; буровим майстром - один раз в декаду; бурильником - при прийомі і здача зміни. Відстань від бурової установки до шосейних доріг, ЛЕП і тому подібне буде не менше висоти вишки плюс 10 м. При підйомі і опусканні щогли бурової установки заборонено: знаходитися біля шпинделя бурового верстата, майданчику і кабіні автомобілі; знаходитися на щоглі або під нею; залишати підведені щогли навісу; утримувати нижні кінці щогли, розтяжки щогл безпосередньо руками або важелями. Пересування бурових установок вироблятиметься під керівництвом особи, що має право відповідального ведення бурових робіт.

Роботи по бурінню свердловин можуть бути початі тільки на закінченій монтажем буровій установці за наявності геолого-технічного вбрання і після оформлення акту про прийом бурової установки в експлуатацію.

Галеві канати повинні мати не міні чим триразовий запас міцності по відношенню до максимального проектного навантаження, а канати для підйому і спуску щогл - не менше чим 2,5 кратний.

Канат повинен з'єднуватися з підйомним інструментом за допомогою коуша і не менше чим трьома гвинтовими затисками або канатним замком.

Під час СПО забороняється:

- працювати на лебідці з несправними гальмами, охолоджувати поверхні гальмівних шківів, що труться, водою; стояти в безпосередній близькості від труб, що спускаються або піднімаються, і елеваторів;

- спускати труби з недовинченими різьбовими з'єднаннями, проводити швидкий спуск на усіх уступах і переходах у свердловині;

- тримати на вазі галеву систему під навантаженням або без неї.

Заходами щодо зниження травматизму є:

- ознайомлення робітників з технікою безпеки;

- перевірка знань техніки безпеки;

- розробка безпечних прийомів виконання різних видів робіт;

- поліпшення технологічних процесів;

- впровадження безпечних технологій і техніки;

- застосування захисних і запобіжних пристроїв і засобів;

- застосування автоматичних захисних засобів і систем сигналізації;

- застосування індивідуальних засобів захисту, спецодягу і тому подібне

При колонковому бурінні передбачені наступні заборони: працювати на бурових верстатах зі знятими або не виправленими обгороджуваннями; залишати свічки не заведеними на палець щогли, піднімати бурильні, колонкові і обсадні труби з приймального місця і опускати їх при швидкості руху елеватора більше 1,5 м/з; згвинчувати і розгвинчувати труби під час обертання шпинделя. Згвин-

чення і розгвинчування породоруйнуючого інструменту і витягання керна з підвішеної колонкової труби вироблятиметься з дотриманням наступних правил : труба утримується на вазі гальмом; підвіска труби допускається тільки при закритій клямці елеватора; відстань від нижнього кінця труби до підлоги не більше 0,2 м.

6.5 Вимоги техніки безпеки до механізмів і інструменту

1. Обладнання, апаратура і інструмент мають бути справними і міститися в чистоті. Виконання цієї вимоги практично цілком залежать від тих, що працюють. Застосовувати несправну техніку і інструмент правилами безпеки заборонено.

Відповідальний за безпеку робіт в зміні при здачі зміни зобов'язаний безпосередньо на робочому місці попередити що приймає зміну і записати в журнал здачі і прийому зміни (буровий, вахтовий, здачі і прийому зміни машиніста установки та ін., що піднімає) про наявні несправності обладнання. Правилами також передбачено, що приймає зміну робітник зобов'язаний перевірити справність обладнання і інструменту і на початок робіт усунути виявлені недоліки.

2. Обладнання, апаратура і інструмент повинні застосовуватися строго за призначенням і відповідності з вимогами експлуатаційної документації - паспортами і інструкціями з експлуатації. Експлуатувати техніку і інструмент при навантаженнях і лещатах, що перевищують допустимі в паспорті, забороняється.

3. Обладнання, апаратура, а у ряді випадків і інструмент мають бути забезпечені необхідною технікою, що захищає. Працювати на обладнанні без обгороджувань або при несправних обгороджуваннях забороняється.

Навіть при короткочасному знятті обгороджування обладнання варто заздалегідь зупинити. Неприпустимо застосовувати запобіжні пристосування, які не відповідають конкретним умовам експлуатації, замінювати плавкі вставки нестандартними, встановлювати в запобіжних хлипаках нетаровані пластини і штифти і тому подібне. Інструмент, призначений для роботи на висоті, щоб уникнути його

падіння при роботі має бути прив'язаний. Ручний механізований інструмент забезпечують захищеними різальними елементами.

4. Розташування механізмів і апаратури на робочому майданчику повинне забезпечувати зручний і безпечний доступ до них при ремонті і експлуатації. При установці обладнання передбачають робочі проходи для обслуговування механізмів. Відповідно до правил безпеки в стаціонарних установках ширина проходу має бути 1 м, а в самохідних і пересувних установках - не менше 0,7 м. Обладнання, для обслуговування якого треба підніматися на висоту, оснащується мірами, сходами, а при висоті обладнання більше 1,5 м - робочими майданчиками. Робочий майданчик повинен мати ширину не менше 0,5 м і забезпечуватися перилами. При використанні інструменту на робочому місці кожному інструменту приділяється постійне місце, що не лише полегшує виконання роботи, але і підвищує безпеку праці.

До основних технічних засобів по попередженню травм на виробництві відносяться техніка, що захищає, і захисні пристрої.

Усі рухомі частини машин і механізмів - крутні, шестерні, кінці валів і тому подібне, а також ремінні і ланцюгові передачі мають бути надійно захищені. Обгороджуванню підлягають і токоведучі деталі обладнання, зони високих температур і шкідливих випромінювань, робочі майданчики, розташовані на висоті. Перила встановлюють від деталей, які обгороджуються, на відстані не менше 0,35 м, висота їх має бути не менше 0,3 м

6.6 Пожежна профілактика

Причини виникнення пожеж наступні: необережне поводження з вогнем, користування відкритим вогнем в приміщенні, легкозаймистих речовин, що містять пари; несправність і неправильна експлуатація електрообладнання, перегрівання опалювальних печей та ін.

Щоб уникнути пожежі забороняється: виробляти відігрівання замерзлих трубопроводів; залишати включеним після закінчення роботи нагрівальні і інші прилади; застосовувати відкритий вогонь і палити у вогненебезпечних місцях; за- харашувати проходи сходів та ін.

Склади ГСМ, лісоматеріалів, каротажні станції, бурові будуть укомплекто- вані засобами пожежогасінні (ящиком з піском об'ємом 0,5 м³, лопатою, багром, сокирою, двома відрами, вогнегасниками марки ОХП- 10, ОВП- 5, ОУ- 2, ОП- 1).

Для гасіння ГСМ застосовуватимуться вогнегасники "Морозко", ТЕАС - по два вогнегасники на щиті.

Для своєчасного виявлення вогнищ пожеж і сповіщення про них усі будівлі мають бути обладнані пожежною сигналізацією і засобом зв'язку. Проектуються резервуари для зберігання протипожежного запасу води (бочки, місткістю 200 л) біля складів ГСМ, будматеріалів, бурових.

Пожежні гідранти, крани через кожні 6 місяців піддаватимуться технічному обслуговуванню, і перевірятися на працездатність.

Висновки за розділом

1. В цьому розділі розглянуто заходи щодо попередження виробничого трав- матизму і професійних захворювань.
2. Описані заходи щодо запобігання дії на працівників шкідливих чинників виробництва, а саме створення нормальних умов освітленості, шуму і вібрації, попередження електротравматизму.
3. Наведений порядок санітарно-побутового обслуговування.
4. Розглянуто вимоги техніки безпеки при виконанні робіт, а також пожеж- на профілактика.

7 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

В цілях запобігання забрудненню довкілля і збереження земельних угідь при виробництві бурових робіт проводитимуться наступні заходи.

1. Установку вишок виробляти тільки після оформлення відведень земель в тимчасове користування відповідно до земельного кодексу України.

2. Перед початком робіт місцезнаходження свердловин необхідно погоджувати із землекористувачами, уточнюючи місце заходження свердловин і терміни відведення земель, потрави і збитки.

3. Перед виробництвом робіт з метою запобігання забрудненню ґрунту передбачається зняття з майданчика робіт чорнозему. Чорнозем складається і зберігається для відновлення ґрунтово-рослинного шару.

4. Відпрацьовані реагенти і розчини в процесі буріння і після закінчення робіт мають бути вивезені в спеціально відведені місця. В процесі буріння приймаються заходи, що не допускають витоків реагентів, розчинів, масел в поверхневі потоки і водосховища. Місця витоків паливно-мастильних матеріалів розчищаються, заражений ґрунт знімається і відвізся у відповідні місця.

5. Для виключення забруднення підземних вод усі свердловини тампонується відповідно до "Інструкції по проведенню ліквідаційного тампонування свердловин 1979 р.

6. Після закінчення робіт в місячний термін на кожній буровій свердловині займана площа очищається від сторонніх предметів і матеріалів, виробляється повна рекультивация землі, яка потім здається землекористувачеві по акту.

Висновки за розділом

1. В цьому розділі розглянуто заходи щодо охорони навколишнього середовища.

ВИСНОВКИ

В результаті виконання дипломного проекту були розроблені усі заходи і порядок їх проведення, необхідні для успішного буріння розвідувально-експлуатаційної свердловини на Новоаннівських газоносних флексурах.

У роботі обґрунтовані і вибрані конструкція свердловини, спосіб буріння, породоруйнівний інструмент, компоновання бурового снаряда, бурове обладнання, параметри режиму буріння, технологія розширення свердловин, промивання, заходи щодо попередження і боротьби з геологічними ускладненнями, кріплення свердловини. Також обґрунтована 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. Айруни А.Т., Галазов Р.А., Сергеев И.В. и др. Комплексное освоение газоносных угольных месторождений. М.: Наука, 1990.
2. Бабаян Э.В., Черненко А.В. Инженерные расчеты при бурении. Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие для вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 632 с.
4. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика. В 2-х книгах. М.: ООО "Недра-бизнесцентр", 2006. 1 книга – 379 с. 2 книга – 532 с.
5. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов – М: ООО «Недра – Бизнесцентр» 2003 – 1007 с.
6. Буровые комплексы / под общей ред. К.П.Порожского. Екатеринбург, издательство УГГУ, 2013 – 768 с.
7. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник для начального проф. образования. – 6-е изд., испр. – М.: Академия, 2011. – 352 с.
8. Вадецкий Ю.В. Справочник бурильщика. Учебное пособие для нач. проф. образования. – М.: Академия, 2008. – 416 с.
9. Войтенко В.С., Смычкин А.Д., Тухто А.А., Шемет С.Ф. Технология и техника бурения. В 2-х томах. М.: Инфра-М; Минск: Новое знание, 2013.
10. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник. – М: Изд. Центр ЛитНефтеГаз, 2008. – 848 с.
11. Калинин А.Г., Оганов А.С., Повалихин А.С., Сазонов А.А. Строительство нефтегазовых скважин. В 2-х томах. М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015.
12. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових та газових свердловин. – Коломия: Вік, 1999.
13. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин У 5 т. К. : Інтерпрес ЛТД, 2002-2004.
14. Овчинников В.П. (Ред.) Технология бурения нефтяных и газовых скважин. В 5 томах. Учебник для студентов вузов. – 2-е изд., перераб. и дополн. – Тюмень: ТИУ, 2017.
15. Павлов С.Д. Пути освоения газов угольных месторождений: Монография. – Х.: Колорит, 2005. – 336 с.
16. 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.

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГБ.20.08.ПЗ	Пояснювальна записка	72	
5					
6			Демонстраційний матеріал		
7					
8			Карта-схема перспективного полігону Чапаївсько-Новоаянівського ДП	1	
9			Геологічна карта палеозойського структурного поверху	1	
10			Геологічний розріз	1	
11			Геолого-пошукова характеристика району робіт	1	
12			Очікувані інтервали залягання потенціальних продуктивних горизонтів у типовому геолого-технічному розрізі	1	
13			Сумщений графік тисків і конструкція свердловини	1	
14			Геолого-технічний проект	1	