

Міністерство освіти і науки України
Національний університет Полтавська політехніка
імені Юрія Кондратюка

Навчально–науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Спеціальність 103 Науки про Землю

До захисту
завідувач кафедри _____

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Перспективи пошуків вуглеводнів Краснянської площі на основі
аналізу тектонічних та літолого-фаціальних особливостей кам'яновугільних
відкладів

Пояснювальна записка

Керівник

_____ д.г.-м.н., професор Лукін О.Ю.
_____ посада, наук. ступінь, ПІБ

_____ підпис, дата,

Виконавець роботи

_____ Курочка Дмитро Володимирович
_____ студент, ПІБ

група _____

_____ підпис, дата

Консультант за 1 розділом

_____ посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

_____ посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

_____ посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

_____ посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом

_____ посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту _____

Полтава, 2024

Національний університет Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет, Інститут Навчально–науковий інститут нафти і газу

Кафедра Буріння та геології

Освітньо–кваліфікаційний рівень: Бакалавр

Спеціальність 103 Науки про Землю
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

“ _____ ” _____ 20__ року

З А В Д А Н Н Я **НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Курочка Дмитро Володимирович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Перспективи пошуків вуглеводнів Краснянської площі на основі аналізу тектонічних та літолого-фаціальних особливостей кам'яновугільних відкладів

Керівник проекту (роботи) д.г.-м.н, професор Лукін О.Ю.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від 08 ” 12 2023 року №1481/фа

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 17.06.24

3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1.Науково–технічна література, періодичні видання, конспекти лекцій. 2.Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 3. Графічні додатки по площі: структурні карти, геолого–технічний наряд, сейсмо–геологічні профілі.

4. Зміст розрахунково–пояснювальної записки Вступ; спеціальна частина; технічна частина; економічна частина; охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу
структурна карта площі, фрагменти часових розрізів, ГТН

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Геологічна частина			
Спеціальна частина			
Технічна частина			
Економічна частина			
Охорона праці			

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/П	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Геологічна частина	29.04–05.05
2	Спеціальна частина	06.05–19.05
3	Технічна частина	20.05–26.05
4	Економічна частина	27.05–07.06
5	Охорона праці	08.06–16.06
6	Попередні захисти робіт	17.06–23.06
7	Захист бакалаврської роботи	24.06–28.06

Студент

_____ Курочка Д.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи) _____ д.г.н, професор Лукін О.Ю.
(підпис) (прізвище та ініціали)

*Міністерство освіти і науки України
Національний університет
Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка
Навчально–науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології*

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

Перспективи пошуків вуглеводнів Краснянської площі на основі
аналізу тектонічних та літолого-фаціальних
особливостей кам'яновугільних відкладів
КР.БГ.201пНЗ.

Розробила студента групи 201–пНЗ
Керівник роботи

Курочка Д.В.
Лукін О.Ю.

Полтава 2024

АНОТАЦІЯ		5
ВСТУП		7
РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА		
1.1	Географо–економічні умови	8
1.2	Геолого–геофізична вивченість	9
1.3	Геологічна будова	
	1.3.1 Стратиграфія	10
	1.3.2 Тектоніка	11
	1.3.3 Нафтогазоносність	12
	1.3.4 Гідрогеологічна характеристика	13
1.4	Висновки до розділу 1	14
РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА		
2.1	Мета, задачі, методика і об'єм проектуваних робіт	15
	2.1.1 Обґрунтування постановки робіт	16
	2.1.2 Система розміщення свердловин	17
	2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження	18
	2.1.4 Відбір керн, шламу і флюїдів	19
	2.1.5 Лабораторні дослідження	21
	2.1.6 Оцінка перспективності площі	22
2.2	Підрахунок запасів	24
2.3	Висновки до розділу 2	25
РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА		
3.1	Гірничо–геологічні умови буріння	26
3.2	Обґрунтування конструкції свердловини	27
3.3	Режими буріння	29
3.4	Характеристика бурових розчинів	31
3.5	Охорона надр та навколишнього середовища	34
3.6	Висновки до розділу 3	36
РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА		
4.1	Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт	37
4.2	Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт	40
4.3	Висновки до розділу 4	41
РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ		
5.1	Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт	42
5.2	Розробка заходів з охорони праці	
	5.2.1 Заходи з техніки безпеки	43

	5.2.2Заходи з виробничої санітарії	47
5.3	Пожежна безпека	48
5.4	Висновки до розділу 5	50
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ		52
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ		53
ДОДАТОК		
Додаток А Характеристика продуктивних колекторів горизонту М-2 за даними ГДС		56
Додаток Б. Геолого-геофізичний розріз по лінії свердловин 101-6-1-25-11		57
Додаток В. Геолого-геофізичний розріз по лінії свердловин 2-3-23-9		58
Додаток Г. Геолого-геофізичний розріз по лінії свердловин 5-1-3-7-302		59
Додаток Д. Структурна карта покладу горизонту М-2		60
Додаток Е. Фонд свердловин		61

АНОТАЦІЯ

Курочка Д.В. Перспективи пошуків вуглеводнів Краснянської площі на основі аналізу тектонічних та літолого-фаціальних особливостей кам'яновугільних відкладів. Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 «Науки про Землю» Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2024.

Пояснювальна записка виконана на 55 сторінок основного тексту, містить 2 рисунка, 1 таблиця та додатки.

Робота присвячена пошуку вуглеводнів Краснянської площі на основі аналізу тектонічних та літолого-фаціальних особливостей кам'яновугільних відкладів.

В першому розділі описано геологічну будову площі.

В спеціальній частині встановлено основні структури, горизонти та відклади в межах Краснянської площі, що можуть бути нафтогазоносними.

В технічній частині охарактеризовано можливі ускладнення, що можуть виникнути в процесі буріння.

В економічній частині охарактеризовано основні показники геолого-економічної ефективності геологорозвідувальних робіт.

В розділі охорони праці сплановані заходи запобігання виробничого травматизму, та встановлені заходи протипожежного режиму.

Робота містить додатки: Характеристика продуктивних колекторів горизонту М-2 за даними ГДС; Геолого-геофізичний розріз по лінії свердловин 101-6-1-25-11; Геолого-геофізичний розріз по лінії свердловин 2-3-23-9; Геолого-геофізичний розріз по лінії свердловин 5-1-3-7-302; Структурна карта покладу горизонту М-2; Таблиця. Фонд свердловин

КЛЮЧОВІ СЛОВА: КАМ'ЯНОВУГІЛЬНА СИСТЕМА, ПОКЛАД, ТЕКТОНІЧНА БУДОВА, ЛІТОЛОГІЯ, ЗАПАСИ.

ABSTRACT

Prospects for hydrocarbon exploration of the Krasnyanska area based on the analysis of tectonic and lithological-facies features of coal deposits. Bachelor's thesis in the specialty 103 "Earth Sciences" National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic", Poltava, 2024.

The explanatory note consists of 55 pages of the main text, contains 2 figures, 1 table and appendices.

The work is devoted to the search for hydrocarbons in the Krasnyanska area based on the analysis of tectonic and lithological-facies features of coal deposits.

The first section describes the geological structure of the area.

The special part identifies the main structures, horizons and deposits within the Krasnyanska area that may be oil and gas bearing.

The technical section describes possible complications that may arise during drilling.

The economic section describes the main indicators of geological and economic efficiency of exploration works.

In the labor protection section, measures to prevent occupational injuries are planned and fire protection measures are established.

The paper contains appendices: Characteristics of productive reservoirs of the M-2 horizon according to the well logging data; Geological and geophysical section along the line of wells 101-6-1-25-11; Geological and geophysical section along the line of wells 2-3-23-9; Geological and geophysical section along the line of wells 5-1-3-7-302; Structural map of the M-2 horizon; Table. Well stock

KEYWORDS: COAL SYSTEM, DEPOSIT, TECTONIC STRUCTURE, LITHOLOGY, RESERVES.

ВСТУП

Актуальність. На даний час спостерігається прискорений темп відбору запасів газу в межах відкритих родовищ, що пов'язаний з потребами промисловості та населення. Саме тому, виникає гостра потреба у відкритті нових родовищ в межах Дніпровсько-Донецької западини.

Площа розташоване в Східному нафтогазоносному регіоні, в якому поклади вуглеводнів виявлені в широкому стратиграфічному інтервалі від девонських до пермських відкладів.

Мета даної роботи – пошуки вуглеводнів Краснянської площі на основі аналізу тектонічних та літолого-фаціальних особливостей кам'яновугільних відкладів

Задачі:

1. Аналіз геологічної будови Краснянської площі та сусідніх ділянок;
2. Аналіз тектонічної будови, літологічної та фільтраційно-ємкісної властивості відкладів кам'яновугільної системи.
3. Прогнозування пасток вуглеводнів.
4. Аналіз запасів газу в межах площі.

Об'єкт – процес формування нафтогазоносних об'єктів у межах Краснянської площі.

Предмет – особливості тектонічної будови, літологічної та фільтраційно-ємкісної властивості відкладів кам'яновугільної системи Краснянської площі.

РОЗДІЛ.ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Географо–економічні умови

Краснянська площа розташована на території Балаклійського району Харківської області (рисунок 1.1).

Найближчими до родовища є Волохівське (20 км), Борисівське (18 км), а також Шебелинське та Коробочкінське родовища.

В економічному відношенні район робіт є сільськогосподарським. Клімат – помірно-континентальний. Середньорічна температура повітря складає $+5...+8^{\circ}\text{C}$, максимальна $+30^{\circ}\text{C}$ (липень-серпень), мінімальна -30°C (січень). Середньорічна кількість опадів – 600 мм [22].

В орографічному відношенні район робіт є собою слабопогорбована рівнина, яка сильно розрізана балками та ярами. Абсолютні відмітки рельєфу коливаються від 80-90 м у річних долинах до 160-180 м на вододілах.

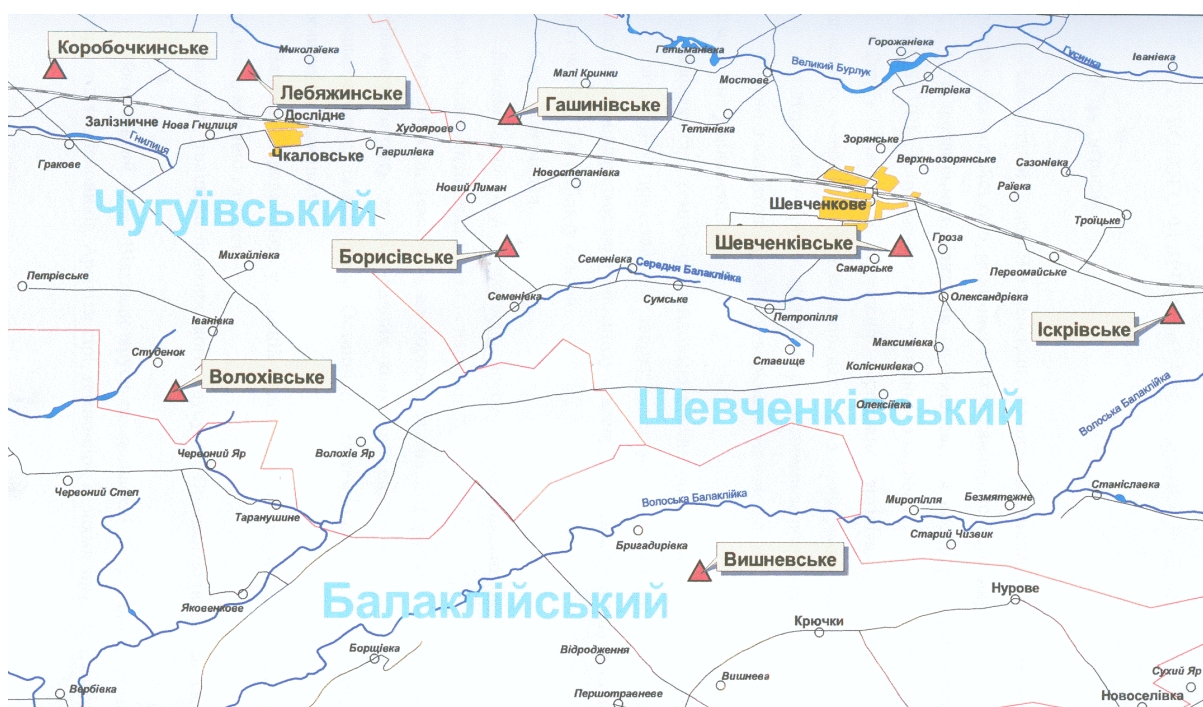


Рисунок 1.1 – Оглядова карта району

Гідрографічну сітку в районі складає лівий приток Сіверського Донця ріка Волоська Балаклійка, що протікає на північний захід від родовища у напрямку із північного сходу на південний захід [22].

На південний захід від району робіт проходить шосейна дорога Харків-Ростов та залізниця Харків-Балаклія-Красний Лиман, на північний схід – залізнична гілка Харків-Чугуїв-Куп'янськ. Найближча залізнична станція (Балаклія) розташована на відстані 35 км від родовища [22].

В даному районі, крім виявлених покладів газу, наявні такі корисні копалини як суглинки, піски та глини, а також прісні та підземні води, що використовуються для місцевих потреб.

1.2. Геолого–геофізична вивченість

Площа розташована в південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини.

Площа відкрита у 1969 році і також пов'язане з пологим структурним носом, який розкривається в південно-східному напрямку. ПГ М-2 розкритий на глибинах 2861-3041 м і складений перешаруванням піщаних та алевритових порід різної зернистості [6].

Будова площі вивчалася наприкінці 70-х початку 80-х років (с.п. 38/68, 269/77, 279/74, 279/77, 263/78-80) по відкладах московського та башкирського ярусів (горизонти V623 та V61).

В 2004 р. в рамках пошукових робіт на сусідній Микитський площі проводилися сейморозвідувальні роботи. За результатами цих робіт було уточнене трасування скиду I-I. Згідно підрахунку запасів [22] скид I-I простягався з заходу на схід, а потім в районі свердловини 4 змінював свій напрямок на північно-західний.

Причому слід відмітити, що частина скиду північно-західного простягання розглядалася як невпевнена.

За матеріалами сейсмозв'ідки 2004 було встановлено, що скид I-I без зміни напрямку трасується паралельно скиду II-II. Це побічно підтверджується результатами буріння свердловини 11-Микитська, яка розкрила покрівлю горизонту М-2 на 45 м вище відносно геологічної моделі підрахунку запасів.

Уявлення про будову решти скидів залишилися практично без змін.

На підставі зазначених коректив та з урахуванням буріння експлуатаційних (св. 21, 22, 23, 23біс, 25) та пошукових (св. 10 та 11-Микитська) свердловин у роботі [22] була переглянута будова та перераховані запаси покладу горизонту М-2.

1.3. Геологічна будова

1.3.1. Стратиграфія

Геологічний розріз представлений осадовими породами палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем.

Палеозойська ератема (PZ)

Кам'яновугільна система (C)

Найдревнішими відкладами, розкритими на родовищі, є **серпухівський ярус** (C_{1s}) нижнього карбону. Ярус складений в основному теригенними породами: аргілітами, пісковиками, алевролітами, глинами. Розкрита товщина ярусу складає 530 м [22].

Башкирський ярус (C_{2b}) залягає на розмитій поверхні серпухова. Відклади башкиру представлені перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків та вапняків. Товщина башкирського ярусу досягає 950 м.

Московський ярус (C_{2m}) з розмивом перекриває відклади башкиру. Ярус складений перешаруванням пісковиків, аргілітів, алевролітів. До ярусу приурочений продуктивний горизонт М-2. Товщина ярусу 750÷900 м [22].

Верхньокам'яновугільний відділ (C₃)

В літологічному відношенні представлений пачками аргілітів, алевролітів, пісковиків та окремих прошарків вапняків, що чергуються між собою. Товщина верхнього карбону змінюється по площі від 900 до 1300 м.

Пермська система (P)

Нижній відділ (P₁)

Відділ представлений картамишською, микитівською та слав'янською свитами.

Картамишська свита складена аргілітами, алевролітами та пісковиками.

Микитівська та слав'янська свити представлені хомогенними породами, чергуванням ангідритів, алевролітів, доломітів та вапняків [22].

Товщина нижньопермських відкладів складає 350÷530 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Ератема представлена в об'ємі тріасової (T) та юрської (J) систем складена комплексом пісковиків аргілітів та алевролітів. Крейдові відклади (K) складені карбонатними породами.

Товщина цієї частини розрізу дорівнює 520÷670 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Палеогенова (P), неогенова (N) та четвертинна (Q) системи

Відклади палеогенової (P), неогенової (N) та четвертинної (Q) систем представлені пісковиками, пісками, глинами, мергелями товщиною 80÷200 м.

1.3.2. Тектоніка

Район розбитий на ряд тектонічних зон. Структура входить до Західно-Вишневісько-Максальської зони.

По середньокам'яновугільних відкладах Краснянська структура являє собою пологий структурний ніс, який поступово розкривається в південно-східному напрямку. З північного-заходу структура поступово переходить в прогин, що відділяє її від Бригадирівського соляного штоку. З південного-сходу через Яковенківський прогин структура граничить з Балаклійсько-Савинською зоною складок [22].

Серією диз'юнктивних порушень Краснянська структура розбита на тектонічні блоки. Блоки східчасто, відносно один одного, занурюються в північному напрямку. Поклади газу встановлені в блоках 1 та 2.

Поперечні порушення (скиди I-I та II-II) мають амплітуду 50-55 м, поздовжні (скиди III-III та IV-IV) – 100-120 м.

Згідно підрахунку запасів [22] скид I-I простягався з заходу на схід, а потім в районі свердловини 4 змінював свій напрямок на північно-західний.

Причому слід відмітити, що частина скиду північно-західного простягання розглядалася як невпевнена.

За матеріалами сейсморозвідки 2004 було встановлено, що скид I-I без зміни напрямку трасується паралельно скиду II-II. Це побічно підтверджується результатами буріння свердловини 11-Микитська, яка розкрила покрівлю горизонту М-2 на 45 м вище відносно геологічної моделі підрахунку запасів [22].

Уявлення про будову решти скидів залишилися практично без змін.

На підставі зазначених коректив та з урахуванням буріння експлуатаційних (св. 21, 22, 23, 23біс, 25) та пошукових (св. 10 та 11-Микитська) свердловин у роботі [22] була переглянута будова та перераховані запаси покладу горизонту М-2.

1.3.3. Нафтогазоносність

В межах даного регіону відкриті родовища газу (Максальське, Волохівське, Північно-Голубівське), які можна вважати родовищами аналогами.

Максальське родовище відкрите у 1991 році. Воно пов'язане зі структурним носом південного простягання, ускладненого системою діагональних скидів, амплітудою 50-150 м. Виявлені газоконденсатні поклади пластові тектонічно екрановані та літологічно обмежені. Середнє значення відкритої пористості ПГ М-2а становить 19%. Глибина залягання

його покрівлі – 1802 м. Колектори – чергування дрібнозернистих і середньо-дрібнозернистих пісковиків, алевролітів та аргілітів. В підшві горизонту залягає вапняк [6].

Волохівське родовище відкрите у 1986 році. По відкладах середнього карбону воно приурочене до асиметричної брахіантикліналі північно-західного простягання. Поклади газоконденсату у відкладах московського ярусу представлені горизонтами М-3а, М-3б, М-5, М-7. Покрівля московського ярусу залягає на глибинах від 2758 м до 3050 м. Колектори – пісковики. Поклади пластові, склепінчасті, тектонічно екрановані та літологічно обмежені [6].

Північно-Голубівське родовище було відкрите у 1969 році. Воно приурочене до структурного носу, що виділяється на фоні південно-західного моноклінального залягання середнього карбону. ПГ М-2 складений лінзовидними пластами пісковиків, що заміщуються глинистими породами і малопроникними алевролітами. Поклади пластові тектонічно екрановані і літологічно обмежені [6].

1.3.4. Гідрогеологічна характеристика

Краснянська площа розташована в межах північної прибортової зони Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну.

Води кайнозойського водоносного комплексу прісні та слабосолоні з мінералізацією від 0,8 до 1,5 г/л; за хімічним складом переважно гідрокарбонатні кальцієві. Глибина залягання до 150 м, статичні рівні встановлюються на глибинах 9-15 м від гирла свердловини. Припливи води характеризуються дебітами від 50-60 до 90-120 м³/доб. У народному господарстві води комплексу використовуються для питного водопостачання.

Мезозойські водоносні горизонти пов'язані з відкладами верхньої крейди та верхньої юри. Припливи води із сеноман-нижньокрейдяного горизонту досягають 100-300 м³/добу при динамічному рівні 20-25 м. За

хімічним складом води відносяться до гідрокарбонатного кальцієво-натрієвого складу з мінералізацією від 0,3 до 1,5-2,5 г/л.

Нижче залягає юрська глиниста товща, яка є регіональним флюїдоупором, що розділяє верхній і нижній гідрогеологічні поверхи.

Водоносність тріасових відкладів пов'язана з піщаною та піщано-карбонатною товщами. Води напірні, статичні рівні встановлюються на глибинах 60-126 м, дебїти змінюються у широких межах від 6-18 до 100 м³/доб. Води переважно хлоридно-натрієві з мінералізацією до 130 г/л.

Водоносні горизонти верхнього карбону та нижньої пермі представлені пластами пісковиків і алевролітів. Води горизонтів напірні, статичні рівні встановлюються на глибині 147 м. Приплив води в свердловині 6 склав 2,7 м³/доб при динамічному рівні 220 м. За складом вода хлоридна натрієва з мінералізацією 162 г/л.

Промислова газонасність площі пов'язана з відкладами московського ярусу середнього карбону. Водоносні горизонти приурочені до пісковиків товщиною 2-22 м.

Припливи води з московських відкладів були отримані в свердловинах 5, 101 (гор. М-2) і 6 (гор. М-2а), де складали 3,6-5,5 м³/доб. Мінералізація вод цих відкладів досягає 186,5 г/л. За хімічним складом це хлоридні натрієві води хлоркальцієвого типу, безсульфатні [21].

1.4 Висновки до розділу 1

1. Поклади вуглеводнів в межах родовищ-аналогів містяться в пісковиках кам'яновугільної системи. Зокрема, в межах сусідніх площ розкриті в горизонтах М-3а, М-3б, М-5, М-7.

2. В межах родовища очікуються поклади тектонічноекранованого типу.

3. Колектори – чергування дрібнозернистих і середньо- дрібнозернистих пісковиків, алевролітів та аргілітів. В підшві горизонту залягає вапняк

РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1. Мета, задачі, методика і об'єм проектованих робіт

Перспективність площі для пошуків покладів вуглеводнів і доцільність проведення пошукового буріння пов'язана з розташуванням в даному регіоні відкритих покладів, зокрема Микитівська площа.

Площа належить до Східного нафтогазоносного регіону України, південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини.

Промислова газоносність встановлена в теригенних колекторах московського ярусу (горизонт М-2) середнього карбону, які залягають на глибинах близько 3000 м.

Системою розломів структура (структурний ніс) розбита на два блоки - блок 1 (південний) та блок 2 (північний). Найвище гіпсометричне положення має південний блок. Режим розробки покладів газовий.

Перспективи відкриття родовища вуглеводнів на площі визначається наступним комплексом факторів:

- Приуроченістю до перспективної нафтогазоносної зони Дніпровсько-Донецької западини;
- Наявністю в розрізі кам'яновугільних відкладів, що є продуктивними на сусідніх площах, порід колекторів, порід покришок;
- Підготовленістю площі до пошукового буріння;
- Розташуванням в економічно розвинутому районі з діючими нафтогазовидобувними промислами.

Мета даної роботи – аналіз площі аналогів та результатів буріння пошукових та розвідувальних свердловин в межах Краснянської площі для виявлення перспективних нафтогазоносних об'єктів.

Задачі: аналіз геологічної будови Краснянської площі; аналіз результатів проведення геофізичних робіт та результатів буріння; прогнозування пасток вуглеводнів та аналіз геологічних структур.

2.1.1 Обґрунтування постановки робіт

Східному нафтогазоносному регіоні, в якому поклади вуглеводнів виявлені в широкому стратиграфічному інтервалі від девонських до пермських відкладів.

На Краснянській площі поклади газу очікуються в горизонті М-2 московського ярусу середнього карбону.

В 2006 р. на сусідній Микитській площі, згідно проекту пошукових робіт, пробурена свердловина 11-Микитська. Розріз свердловини добре корелюється з розрізами Краснянської площі.

В свердловині 11 горизонт М-2 випробовувався двічі. При первинному випробуванні (інт. 2921-2941 м) отриманий приплив пластової води. За даними ГДС встановлено, що вода в стовбур свердловини надходила через верхні отвори перфорації попереднього випробуваного, але "сухого" об'єкта (інтервал 3006-3008м). Джерелом води був визначений інтервалі 2971-2988м (горизонт М-2а) [22].

В результаті проведених досліджень очікується:

1. Виділення основних структурних елементів та пасток (покладів) в межах Краснянської площі.
2. Аналіз фільтраційно-ємнісних та петрофізичних параметрів пластів – колекторів.
3. Оцінка перспективності виділених об'єктів для подальших розвідувальних робіт.
4. Розробка рекомендацій щодо проведення подальших детальних геологорозвідувальних робіт на найбільш перспективних ділянках.

2.1.2 Система розміщення свердловин

Кількість та система розміщення параметричних свердловин визначаються особливостями геологічної будови площі та метою буріння. Особливу увагу було приділено вибору оптимальних локацій для буріння з урахуванням структурних і стратиграфічних особливостей регіону, що забезпечило підвищення точності та ефективності геологорозвідувальних робіт.

Метою буріння геологорозвідувальних свердловин є комплексні геологічні дослідження, тому, крім витягання зразків порід, у свердловині проводяться спеціальні роботи: вимірювання її викривлення, гідрогеологічні та геофізичні дослідження (каротаж), випробування стінок свердловини, орієнтування керна [20].

Система розташування свердловин - це комплекс принципів і методів, що визначають місцезнаходження свердловин на родовищі. Правильне планування і впровадження цієї системи впливають на ефективність видобутку, прибутковість розвідки родовища та екологічність процесу.

При проектуванні системи розміщення свердловин враховуються геологічні особливості родовища, властивості флюїду, технологічні фактори, економічні та екологічні фактори. Системи розміщення свердловин класифікуються за регулярністю (регулярні, нерегулярні), щільністю (густі, рідкі), призначенням (експлуатаційні, розвідувальні, нагнітальні) [19].

Із пошукових та розвідувальних свердловин на родовищі пробурено 9 (№№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 101), із яких чотири переведені у видобувні (№№ 1, 3, 6, 7), а інші ліквідовані. Успішність пошуково-розвідувального буріння щодо введення в експлуатацію склала 44 %.

Стан фонду свердловин наведений в таблиці 2.1

2.1.3. Промислово-геофізичні дослідження

Весь об'єм промислово-геофізичних досліджень проектних свердловин глибокого буріння нафти і газу виконуються згідно діючих інструкцій. При цьому вирішується наступний комплекс геологічних та технічних задач [21]:

1. Стратиграфічна розбивка та кореляція розрізів свердловин, визначення літологічного складу та товщин розкритих порід;
2. Виділення у розрізі свердловин пластів – колекторів та визначення характеру їх насичення флюїдами (газом, нафтою, конденсатом, водою);
3. Визначення ефективних проникних нафто газонасичених товщин горизонтів, їх інтервалів фільтраційно-ємнісних параметрів (коефіцієнти пористості, нафто газонасиченості);
4. Отримання даних про температуру і тиск пластів;
5. Вивчення швидкісних та хвильових характеристик досліджуваного розрізу;
6. Контроль за напрямком буріння та технічним станом стовбуру свердловини.

Найбільш повний комплекс промислово-геофізичних досліджень передбачається у перспективному розрізі починаючи з пермі та до девонських відкладів. Дослідження проводиться у масштабах 1:500 та 1:200 через 200 м (з урахуванням перекриття через 50 м, та замірами інклінометра через 25 м) [21].

Каротажні роботи будуть проводитися на одно та багатожильному кабелях.

Записи БК, ПС та каверноміру у масштабі 1:200 перед спуском колони проводяться повторно по всьому необсаженому інтервалу розрізу, а ІННК в цьому ж масштабі проводяться повторно після обсаження свердловини через 10 днів, через 1 місяць з метою вивчення розформування зони проникнення (по розкриттю продуктивних пластів) [21].

Основні види досліджень, що проводять в свердловинах

I. Під кондуктор:

- 1) Стандартний каротаж (2з), ПС, ГК-НГК, інклінометрія через 25 м
- 2) Профілометрія або кавернометрія
- 3) Термометрія
- 4) Після спуску колони: ВЦК, АКЦ або ГГК

II. Під проміжну колону

- 1) Стандартний каротаж (ДЗ), ПС, ГК-НГК, інклінометрія через 25 метрів
- 2) Профілометрія або кавернометрія
- 3) Термометрія
- 4) Після спуску колони ВЦК, АКЦ або ГГК

III. Під експлуатаційну колону

- 1) Стандартний каротаж (ГЗ) ПС, ГК-НГК, БК, інклінометрія через 25
- 2) Профілометрія або кавернометрія
- 3) Термометрія
- 4) БКЗ (ВЗ), ПС, БК, НБК, ІК, АК, ГК-НГК, МКЗ, ННК, ГГК-ЩА, термометрія, кавернометрія, резистивометрія
- 5) Після спуску експлуатаційної колони: ВЦК, АКЦ або ГГК, ГК-НГК, ГК-НГК, ІННК

Також проводяться: геолого-технічні дослідження в процесі буріння свердловини, відбір проб пластових флюїдів приладом ВПН-7 (60 проб), випробування в процесі буріння випробувачем пластів на трубах, сейсмокаротажні роботи, вертикальне сейсмічне профілювання.

2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів

Для уточнення літології відкладів обов'язковим є аналіз петрографічного матеріалу в лабораторних умовах та в межах свердловини (відбір керна, шламу).

Основні задачі, які виконуються під час аналізу керна:

1. Аналіз літологічного (петрографічного) складу порід, особливо з перспективних горизонтів та розчленування розрізу за стратиграфією.

2. Виявлення та визначення насичення порід конденсатом, газом, нафтою чи водою.
3. Визначення фільтраційно-ємнісних параметрів покладів та встановлення їх площинного поширення.
4. Визначення віку гірських порід та палеонтологічної приналежності знайдених залишків відмерлих організмів.

Рівень, глибина та інтервали відбору керну залежать від перспективних горизонтів та мети відбору та уточнюються за даними ГДС.

Керн щільно складають у ящики відповідно до порядкових номерів, при цьому суворо дотримуючись орієнтації. На ящиках обов'язково ставлять помітки, щоб позначити інтервали відбору (глибини).

При необхідності прямої оцінки залишкової води і нафтогазоносності керн повинен бути якісно і негайно після добування герметизований.

Попередній опис керну проводять на буровій, після вкладання його для перевезення, для уточнення літологічного типу порід, опису тріщин чи каверн, явних відмін чи включень та наявності нафто чи газонасиченості, яка може бути виявлена візуально.

Результати макроскопічного опису необхідно записувати в геологічний журнал.

Макроопис виконується в керноскровищі. Опис повинен проводитись в наступній послідовності: назва породи, колір, структурно-текстурні особливості, склад, характер ущільненості та метаморфізму, вміст карбонату, доломіту, включення, умови залягання, потужність, тріщини.

У свердловині 4 горизонт виявився малопотужним з загальною товщиною 2 м та низькопористим 11,1% (близькою до граничної). Випробування горизонту не проводилося. За даними лабораторного аналізу керну горизонт представлений дрібнозернистим щільним пісковиком з пористістю 9%, нижчою за граничне значення та газопроникністю $\sim 1 \times 10^{-15}$ м², що наближується до граничного значення.

2.1.5. Лабораторні дослідження

Зразки керну та шламу, відібрані під час запланованого буріння, будуть проаналізовані за допомогою макро- та мікрометодів для визначення їхніх фізичних та літологічних властивостей, а також визначення геохімічних та геофізичних характеристик.

Фільтраційно-ємнісний аналіз гірських порід включає в себе визначення: пористості, проникності, об'ємної ваги, карбонатності, газонасиченості тощо.

При літологічному і ретроградному описі породи визначають колір, структуру, текстуру, літологічний склад, включаючи уламковий матеріал, цемент і різні включення.

Для глинистих порід визначають насипну щільність, гранулометричний склад і карбонатність.

Палеометоди використовуються для визначення віку зразків гірських порід.

Виходячи із загальної довжини керна та передбачуваних літологічних відмінностей між породами, для першої свердловини планується наступний обсяг досліджень гірських порід:

- Визначення фізичних властивостей порід
- Макро- та мікропалеонтологічні дослідження
- Літологічні та ретроградні визначення
- Геохімічні методи дослідження

Таким чином, очікується, що свердловина буде містити зразки для вищезазначених досліджень.

Визначення колекторських властивостей продуктивних горизонтів підлягає зовнішньому контролю (десять відсотків усіх проб).

Очікується, що значні дослідницькі зусилля будуть спрямовані на аналіз відібраних проб і підземних вод. Проби вільних і розчинних газів повинні бути піддані хімічному і компонентному аналізу. Проби газу, нафти

та води, відібрані під час випробувань, також будуть піддані лабораторному аналізу.

Проби газу аналізуються для визначення щільності, теплотворної здатності та складу компонентів, включаючи вміст метану, етану, пропану, оксиду вуглецю, сірководню та кисню.

За наявності в газі сірководню і меркаптанів та підвищеного вмісту вуглекислого газу ці компоненти аналізуються безпосередньо в свердловині.

Зразки конденсату аналізуються на фракційний і груповий склад та вміст сірки. У пробах пластової води визначають питому вагу (значення рН) сухого залишку, проводять метакомпонентний аналіз і визначають вміст йоду, броду, алюмінію, амонію, бору та інших особливо рідкісних мікроелементів.

Водорозчинний газ аналізується так само, як і вільний газ.

Проби нафти аналізують на вміст парафінів, смол, води, механічних домішок, сірки, асфальтогенів, густину,

2.1.6 Оцінка перспективності площі

На площі поклади газу приурочені до горизонту М-2 московського ярусу середнього карбону.

Літологічно продуктивний горизонт М-2 представлений поліміктовими різнозернистими пісковиками та алевролітами. Нижня частина горизонту складена більш грубозернистими породами з вкрапленнями крупних зерен кварцу. Ця частина горизонту характеризується максимальними значеннями пористості та проникності.

В рамках складання підрахунку запасів [22] були визначені граничні параметри горизонту, що розділяють горизонт на "колектор-неколектор".

Мінімальна пористість склала 11%, газонасиченості – 60%, коефіцієнт проникності – $0,8 \times 10^{-15}$ м².

Параметри горизонту, визначені за даними інтерпретації ГДС, приведені в додатку А.

Геолого-геофізичні розрізи родовища приведені на додатках Б, В, Г, структурна карта по покрівлі горизонту М-2 в додатку Д.

Згідно геологічної моделі родовища, поклади ВВ встановлені в двох тектонічних блоках: БЛОК 1 та БЛОК 2.

БЛОК 1. Припливи газу дебітом $\sim 120-160$ тис.м³/доб отримані в свердловинах 1, 6, 21, 22, 25, приплив води – в свердловині.

За даними інтерпретації ГДС ефективна газонасичена товщина горизонту М-2 в блоці 1 коливається від 11 до 27,3 м, газонасиченість – 80-90%, пористість – 13-18%. Відмічається поступове погіршення колекторських властивостей в східному напрямку.

Таким чином, поклад пластовий, тектонічно та літологічно екранований. Розміри покладу – 1,4×6,4 км.

БЛОК 2. У свердловинах 3 та 7 при випробуванні отримано припливи газу дебітом 130-160 тис.м³/доб та конденсату дебітом до 10 м³/доб. В свердловині 23біс з інтервалу 3160-3170 м отримано відносно низький приплив газу дебітом 6 тис.м³/доб на 6 мм шайбі. Геофізичні дослідження для визначення колекторських властивостей в свердловині 23біс не проводилися через технічні причини, тому однозначно визначити причини слабого припливу не можливо.

У свердловині 4 горизонт виявився малопотужним з загальною товщиною 2 м та низькопористим 11,1% (близькою до граничної). За даними лабораторного аналізу керну горизонт представлений дрібнозернистим щільним пісковиком з пористістю 9%, нижчою за граничне значення та газопроникністю $\sim 1 \times 10^{-15}$ м², що наближується до граничного значення. Крім того, слід відзначити, що свердловина 4 потрапила в смугу ущільнення колектору, в якій пробурені свердловини 11-Микитська, 23 та 302. Враховуючи зазначене, горизонт в свердловині 4 більш обґрунтовано слід характеризувати як ущільнений та непроникний.

Пористість горизонту в решті свердловин блоку 2 коливається від 13 до 17%, газонасиченість – 72-88%.

УГВК -2930 м покладу, за таким ж методом як і в покладі блоку 1, розрахований в точці перетину двох епюр тиску.

Південна та північна границі покладу – тектонічні порушення, східна – контур літологічного ущільнення колектора.

Поклад пластовий, склепінний тектонічно та літологічно екранований.

Розміри покладу – $1,3 \times 1,8$ км.

2.2. Підрахунок запасів

Найбільш перспективним об'єктом, де може бути поклад в горизонті М-2. Очікується наявність покладу пластового, тектонічно та літологічно екранованого.

Якщо очікувані поклади газу будуть підтвердженні буріння, то запаси газу будуть перераховані об'ємним методом. Підрахунок проводять за даною формулою:

$$V = F \cdot h \cdot m \cdot f \cdot (p \cdot \alpha - p_k \cdot \alpha_k) \cdot \beta_T \cdot \eta_T$$

де V – видобувні (промислові) запаси газу на дату розрахунку;

F - площа в межах контуру газонасиченості, m^2 ;

h - ефективна газонасичена товщина, м;

m - коефіцієнт відкритої пористості;

f - поправка на температура, для проведення об'ємів газу до стандартної температури;

k_n - коефіцієнт відкритої пористості;

P і P_k - початковий і кінцевий пластовий тиск на дату підрахунку в атмосферах (kg/cm^2);

α, α_k - поправки на відхилення об'єктів вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта, відповідно для тисків P_0 і $P_{ст}$ дорівнюють $1/z$, де $z = pV/(RT)$ коефіцієнт стисливості газу, який визначають у пластових пробах з

урахуванням R - газової сталої для 1 моль певного газу (беруть з відповідних таблиць);

β_r - коефіцієнт газонасиченості, долі одиниці;

η_r - коефіцієнт газовіддачі, долі одиниці.

В межах родовища в 2016 році були підраховані початкові запаси, які будуть уточнені після деталізації геологічної будови площі (табл 2.1)

Таблиця 2.1 Початкові запаси сухого газу

	Початкові запаси сухого газу, млн.м ³			Початкові загальні запаси конденсату, тис.т		
	блок I	блок II	разом	блок I	блок II	разом
Запаси	5021	1088	6109	447,5	52,1	499,6

2.3 Висновки до розділу 2

1. За допомогою результатів буріння та аналізу геологічної будови східних площ в межах Краснянської площі виділяються антиклінальні та тектонічно екрановані пастки та перспективні товщі горизонту М-2.

2.Перспективним є колектори – пісковики кам'яновугільного віку.

4.Очікувані пастки мають комбінований характер, адже присутні як брахіантіклянальні так і літологічно та тектонічно екрановані.

РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо-геологічні умови буріння

Гірничо-геологічні умови буріння включають різноманітні фактори, що впливають на процес буріння свердловин для видобутку корисних копалин, зокрема нафти, газу, води, а також на проведення геологічних досліджень. Врахування цих умов є критично важливим для ефективного та безпечного проведення бурових робіт.

Наявність в розрізі невитриманості літології, розломів, часті зміни складу порід, можливі осипи, обвали та вимивання можуть виникати аварії. Висока ймовірність наявності тектонічних порушень, таких як розломи, зсуви та складки, що утворюються під впливом руху соляних мас. Підвищена напруженість у гірських породах навколо соляного штоку.

Розріз, що розкривається, нестійкий через наявність пластів і прошарків неміцних високо проникних порід – пісків, пухлий, слабоцементованих, тріщинуватих кавернозних вапняків, тому в процесі їх проводки із застосуванням бурового розчину густиною 1120-1140 кг/ м³ і більше можливі поглинання і обвали верхніх водоносних пластів. В даному інтервалі можливі також звуження ствола, каверноутворення.

Інтервал представлений відкладами пермі, карбону, що є прогнозно продуктивними та складаються перешаруванням пісковиків, аргілітів, алевролітів.

За буримістю породи відносяться переважно до групи середньої та верхньої твердості і твердих з прошарками міцних. Розріз нестійкий через наявність тріщинуватих пісковиків.

В процесі буріння в цьому інтервалі можуть виникати нафтогазопрояви, поглинання, звуження ствола, уступоутворення, осипання крихких лущатих аргілітів, які мають низький коефіцієнт Пуасона, з утворенням каверн.

3.2 Обґрунтування конструкції свердловини

Під час буріння виникає необхідність у проміжному закріпленні стовбура свердловини до досягнення свердловиною проектної глибини. Тому перед початком буріння складається програма, за якою свердловина кріпиться обсадними трубами. Цю програму називають конструкцією свердловини.

Конструкція свердловин має враховувати геологічні особливості розрізу родовища. Діаметр експлуатаційної колони встановлюють відповідно до таких загальних вимог: мінімальний внутрішній діаметр приймають таким, що дорівнює 100 мм, переважно в газових свердловин. У нафтових свердловинах це допускається, якщо продуктивний пласт представлений крихкими породами, які легко руйнуються [3].

Конструкція свердловини складається з таких елементів [8]:

«1. Напрямна колона спускають на глибину залежно від товщини родючого шару для надання вертикальності майбутній свердловині. Зазвичай, напрямна колона це металева труба великого діаметра (12-14 дюймів), яку цементують.

2. Кондуктор перша обсадна металева колона, яку цементують. Глибина її спускання залежить від товщини зони аерації на площі буріння, здебільшого становить 200-500 м; діаметр кондуктора близько 10 дюймів. Колону кондуктора цементують на всю його глибину.

3. Технічна обсадна колона спускають для ізоляції в розрізі площі (родовища) водоносних і перспективних на нафту і газ горизонтів, а іноді є необхідність спускання двох технічних обсадних колон, одна з яких проміжна. Технічні колони цементують від глибини її спускання до глибини, на 50 м вище башмака кондуктора або попередньої технічної колони.

4. Експлуатаційна колона (переважно діаметр 140 мм) спускають на глибину до вибою свердловини. Цементують її в інтервалі: вибій на 50 м вище башмака технічної колони. Іноді експлуатаційну колону опускають до

покрівлі продуктивного горизонту. В даному випадку діаметр колони 140 мм. Якщо є технічна необхідність, низ експлуатаційної колони обладнують тим або іншим фільтром.м³».

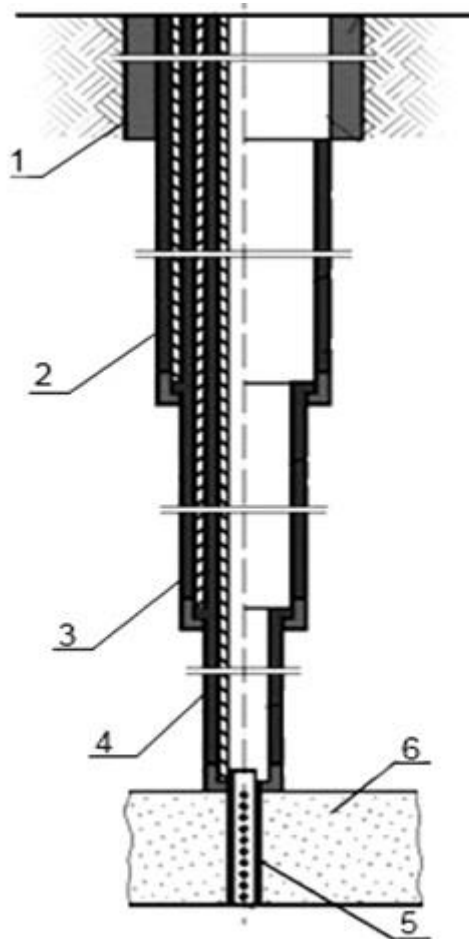


Рисунок 3.1 Типова конструкція свердловини:1-направлення; 2 – кондуктор; 3 –проміжна колонна; 4 – експлуатаційна колонна; 5 – фільтр; 6 – продуктивний пласт.

Свердловини родовища обладнані НКТ, гирла свердловин обв'язані наземним обладнанням – фонтанними арматурами і колонними головками, які належним чином опресовані, шлейфами. Зв'язок між пластом і свердловинами здійснюється шляхом кумулятивної перфорації.

Конструкції свердловин винесені в додаток Е.

3.3 Режими буріння

Під режимами буріння розуміють відповідне сумісництво регульованих параметрів, які впливають на показники буріння. До числа таких параметрів входять :

- Осьове навантаження на долото – P_g кН або т
- Частота обертання долота – n (об/хв)
- Кількість прокачуваної рідини – Q (л/с)
- Якість бурового розчину – ρ , V , T , СНЗ

Для отримання найкращих швидкісних характеристик процесу буріння підбирають оптимальний режим буріння.

При виборі оптимальних параметрів режиму буріння слід використовувати накопичений фактичний матеріал про роботу доліт по стратиграфічним комплексам і інтервалам глибини. При відсутності таких свідчень можна використовувати метод математичної статистики, якщо є достатньо інформації, а якщо даних немає взагалі, або їх небагато то параметри режиму буріння можна визначити аналітичним шляхом або по момограмах. В усіх випадках зняття фізико-механічних властивостей г/п дозволить обґрунтовано вести пошук найбільш ефективних долото-режимних параметрів, які забезпечують отримання максимальних показників механічного буріння.

Осьове навантаження визначають по міцності г/п $P_{ш}$ мПа і контактної площі долота F_k мм² використовуючи формулу $P_g = \alpha \cdot P_{ш} \cdot F_k$, де α – коефіцієнт, який враховує твердість г/п в вибійних умовах. При розрахунках α приймають рівним 0,3-1,6.

Контактну площу долота для практичних цілей визначають по формулі

$$F_k = (D/2)^2 \cdot 2 \cdot 6, \text{ де}$$

D – діаметр долота в мм,

2 – коефіцієнт перекриття вибою зубцями долота, які залежать від типу долота і при розрахунках може бути прийнятий в межах від 0,7 до 1,3

б - затуплення зубців, яке залежить від типу долота і при розрахунках може бути прийняте в межах від 1 до 3,5 мм (чим більше діаметр долота і більше зуб, тим більше затуплення зуба)

кількість прокачуваної рідини при бурінні свердловини можна визначити двома способами:

1. Питомий розхід бурового розчину при роторному способі буріння повинен бути в межах 0,0035-до 0,05 л/с. На одному см² площі вибою, а при бурінні турбіною потужність насосів не повинна перевищувати 0,07 л/с на 1 см² площі вибою.

2. Величину розходу питомої рідини можна визначити по формулі $Q = 0,785 \cdot (D^2 - d^2) \cdot V_{\text{кп}}$ л/с, де

D – діаметр не обсадної частини стовбура свердловини в дециметрах

d – мінімальний діаметр бурильних труб, які працюють в не обсаджений частині стовбура свердловини в дециметрах

$V_{\text{кп}}$ – середня швидкість потім бурового розчину в кільцевому просторі, яку із досвіду буріння свердловини на нафту і газ приймають рівною:

4-6 дм/с при бурінні твердих г/п

6-9 дм/с при бурінні г/п часто межуючі по міцності, які схильні до розмивів і осипів

11-12 дм/с при бурінні м'яких пластичних глин, шлам яких зминається в комки і налипає на стінки, схильні до обвалоутворення

13-15 дм/с при бурінні в умовах сильних осипів і обвалів

2-3-5 дм/с при бурінні стовбурів великих діаметрів в невеликих інтервалах

Від частоти обертання долота залежить інтенсивність зносу по його діаметру, а також строк роботи на вибої оптимальну частоту обертання долота визначають в залежності від абразивності г/п, їх твердості, діаметру долота і технічної характеристики долота, ротора і вертлюга рурової установки при роторному бурінні і забійного двигуна при турбінному бурінні.

3.4 Характеристика бурових розчинів

Буровий розчин є складною багатокомпонентною дисперсною системою, що складається з суспензійних, емульсійних і аерованих рідин, які використовуються для промивання свердловини під час буріння. Технологія будівництва свердловин тісно пов'язана з руйнуванням гірських порід на забої та транспортуванням вибуреної породи на поверхню [9].

Промивання свердловини включає в себе комплекс технологічних процесів і операцій, спрямованих на очищення забою і стовбура свердловини від шламу, підняття шламу на поверхню та видалення твердої фази з циркулюючого агента. Промивання стовбура свердловини є безперервним процесом при механічному бурінні [23].

Вибір типів та параметрів бурового розчину для проєктованих свердловин здійснюється відповідно до гірничо-геологічних характеристик розрізу, очікуваних пластових тисків, а також вимог технологічних і екологічних регламентуючих документів.

Бурові розчини відіграють важливу роль у збільшенні обсягів буріння та видобутку вуглеводнів. Якість бурового розчину визначає швидкість буріння і загальний результат свердловини. Добре відомо, що неякісний буровий розчин може пробурити свердловину, але не може видобувати вуглеводні.

Буровий розчин - це складна багатокомпонентна система суспензій, емульсій та аерованих рідин, які використовуються для промивання свердловини під час буріння.

Технологія будівництва свердловини безпосередньо пов'язана з руйнуванням породи на дні свердловини і транспортуванням вибуреної породи на поверхню. З цієї причини промивка є важливою технологічною складовою процесу будівництва свердловини.

Промивання свердловини - це сукупність технологічних процесів і операцій, які забезпечують очищення вибою і стовбура свердловини від бурового розчину, винесення розчину на поверхню і видалення твердої фази

з циркулюючого середовища. Промивання свердловини є безперервним процесом під час механічного буріння.

При бурінні свердловин буровий розчин виконує ряд різних функцій, серед яких наступні:

Буровий розчин застосовують з метою очищення вибою від породи, охолодження бурового інструменту, створення глинистої кірки на стінках свердловини (попередження осипання) та зменшення ваги на обладнання.

Детально розрізняють бурові розчини на водній основі, бурові розчини на вуглеводневій основі та газоподібні агенти. Бурові розчини на водній основі складаються з двох основних компонентів: дисперсійного середовища (вода) і рідкої фази, в якій розчинені або суспендовані мінеральні або хімічні компоненти бурового розчину (тверда фаза). До складу твердої фази входять наповнювачі (глиниста фаза, карбонат кальцію, обважнювачі), мінеральні солі (Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} тощо), органічні полімерні або синтетичні компоненти, розчинені або суспендовані у воді[16].

Бурові розчини на водній основі поділяють на два основні типи систем[16]:

Диспергуючу коли відбувається хімічне розчинення з наступним механічним руйнуванням вибуреної гірської породи в дисперсійному середовищі воді;

Недиспергуючу коли вибурена порода захищена від механічного руйнування за рахунок максимального пригнічення процесу хімічного розчинення порід.

Бурові розчини на вуглеводневій основі це трифазна колоїдна система, у якій дисперсійне середовище представлено вуглеводневою речовиною (нафта, дизельне паливо, мінеральне масло), а дисперсна фаза мінеральними чи полімерними реагентами (органофільна глина, полімери и обважнювач) і емульгованою водою.

Їх застосування значно покращує відновлення проникності продуктивних колекторів, оскільки їх несуче середовище (рідина) за фізико-

хімічними властивостями подібне до вуглеводневого флюїду, що насичує продуктивний пласт. Це запобігає утворенню малорухомих сумішей, які блокують поровий простір пласта під час взаємодії.

Основна перевага розчинів на вуглеводневій основі порівняно з розчинами на водній основі полягає в їхньому високому інгібуючому ефекті щодо глинистих гірських порід. Вони практично повністю запобігають диспергуванню вибуреної гірської породи та значно скорочують надходження твердої фази до розчину.

Головний недолік рідин на вуглеводневій основі їх висока вартість. На властивості бурових розчинів на ВВО впливають водонафтовий фактор, тип і концентрація емульгатора, зміст твердої фази, температура та тиск у свердловині [13].

Глинисті розчини широко застосовуються для буріння пухких, сипучих і нестійких порід, схильних до обвалів і поглинання. Вони являють собою колоїдно-суспензійну систему, що складається з частинок глини розміром 0,0001-0,1 мм та води. Основною властивістю таких розчинів є здатність перетворюватися на малорухому масу при відсутності зовнішніх сил, що дозволяє утримувати частинки породи в зваженому стані. При додаванні зовнішньої сили розчин стає рухомим.

Колоїдальні властивості особливо виражені у розчині, глинисті частинки якого мають високу дисперсність (переважний розмір частинок 0,0001 мм і менше), гідрофільність і містять невелику кількість солей.

Глинисті частинки мають плоску, лускату форму і, розпускаючись у воді, переміщаються за законом броунівського руху. Кожна частинка захищена гідратною оболонкою води й іонною хмарою, що обумовлює прояв електростатичних сил відштовхування. На краях частинок зазначені оболонки відсутні, а електростатичні сили ослаблені. Якщо контакт частинок здійсниться на торцевих поверхнях, відбувається злипання частинок, а через якийсь час утворення суцільної скелетної структури з глинистих частинок у всьому розчині. При цьому основна маса води зв'язана з глинистими

частинками у вигляді гідратаційних оболонок і поміщена в елементах утвореної структури розчину. Описаний процес називається структуроутворенням. Продукти руйнування порід, що знаходяться в такому розчині, виявляються у зваженому стані [20].

3.5 Охорона надр та навколишнього середовища

Діяльність з буріння та розвідки площ передбачає моніторинг та контроль за охороною надр та навколишнього середовища.

Охорона атмосферного повітря.

Забруднення повітря під час буріння може бути наслідком викидів вуглеводнів, оксидів сірки та оксидів азоту та вуглецю. З метою запобігання та зменшення викидів забруднюючих речовин в атмосферу при плануванні робіт слід застосовувати нові технології та технічні засоби, які відповідають вимогам стандартів санітарного планування промислових підприємств.

Для запобігання загазованості проводиться охорона повітряного простору з використанням надійного обладнання та постійного контролю якості повітря.

Герметичність і надійність свердловинної арматури, дренажних труб, резервуарів і стовбурів свердловин повинні бути забезпечені до початку випробування свердловин. Перед випробуванням свердловини повинні бути промиті та очищені, газ, що виділяється з них, спалений на факелі, а вода і глинистий розчин зібрані в приямок. Якщо під час випробування використовується сепаратор свердловинної продукції (сепаратор), то рідкі вуглеводні повинні збиратися в ємності і згодом вивозитися.

Варіація концентрації вуглеводнів в атмосферному повітрі повинна бути в межах норми.

Охорона водного середовища проводиться як в межах підземних, так і поверхневих постійних та тимчасових водних об'єктів з метою запобігання забруднення та контролю експлуатації водозаборів, підземних та водоносних

горизонтів, використання екологічно чистих бурових розчинів, обсаджень інтервалів між водоносними горизонтами питної води з'єднувальними трубами, обов'язкове цементування обсадних колон та інтервалів.

Водоносні горизонти в четвертинних, палеогенових, юрських і частково тріасових відкладах потребують спеціальних захисних заходів для їх охорони та перекриття окремим обвалуванням з подальшим цементуванням під високим тиском цементом аж до гирла річки. Для здійснення контролю за станом водяного середовища і для оцінки впливу на поверхню та підземні води господарської діяльності «буріння свердловин та розробка родовища» повинна бути створена мережа постів на поверхні води. Результати спостережень на цій мережі повинні служити матеріалами для оцінки забруднення вод та ґрунтів в зоні діяльності нафтогазовидобувного підприємства [17].

Пункти спостережень за станом поверхневих вод повинні розташовуватися на місцевій гідрографічній мережі (струмки, ставки, багно) як на площі родовища, так і за його межами.

При бурінні свердловин для водопостачання виробничих об'єктів слід передбачити високо захищену санітарну зону з двома зонами для запобігання забрудненню: триметровою та шестиметровою.

Після завершення робіт свердловини можуть бути ліквідовані (процес ліквідації відповідає санітарним нормам).

У планових документах на будівництво свердловин повинні бути передбачені спеціальні захисні рішення, які включають заходи з охорони, безпеки, відновлення та компенсації. Захисні заходи повинні забезпечити цілісність природного шару ґрунту від забруднення і дозволити включення його в сівозміну після нейтралізації та технологічної і біологічної рекультивації порушених ділянок [17].

Для захисту родючого ґрунту необхідно використати від 1 до 6 метрів ґрунту. Найбільш сприятливі умови для зняття шару ґрунту обираються за

погодженням між землекористувачем та контролюючими органами, які зазначаються в Акті про виділення земельної ділянки.

Рекультивація земель, що проводиться після демонтажу свердловин потребує хімічної, біологічної та технічної рекультивації.

По закінченню технічної рекультивації земельна ділянка відведена у тимчасове користування, повертається колишньому власнику в стані придатному для проведення сільськогосподарських робіт.

Охорона надр у процесі розбурювання.

У випадку газових фонтанів виникають міжпластові перетоки, що призводять до найскладніших та найнебезпечніших ситуацій, для ліквідації яких часто потрібно від декількох місяців до років.

Забруднення надр під час буріння може бути наслідком впливу бурових і нагнітальних рідин, бурових стічних вод і бурового шламу.

Можна припустити, що в процесі буріння будуть використовуватися бурові розчини, оброблені хімікатами. Рідкі хімікати слід зберігати в металевих резервуарах з регульованим бар'єром, а порошкоподібні хімікати - в критому навісі. Відпрацьовані бурові розчини та шлам слід зберігати або нейтралізувати та утилізувати в місцях, затверджених національними регулюючими органами.

3.6 Висновки до розділу 3

1. При бурінні на площі, виявлені можливі ускладнення, такі як осипання, каверноутворення, обвали в відкладах карбону, пермі, девону.

2. Для буріння параметричних свердловин в межах виділених товщ та об'єктів необхідно обрати типову конструкцію свердловини, яка складається з прямої колони, кондуктора, технічної обсадної колони та експлуатаційної колони.

3. Проведено аналіз необхідних заходів щодо охорони надр і навколишнього середовища, що здійснює надійне захищення від наслідків буріння, для природного середовища.

РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1. Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт

На даній площі заплановане буріння пошукових та експлуатаційних свердловин, для уточнення параметрів виділених прогнозних об'єктів.

Кожна свердловина повинна мати свою конструкцію, що залежить від глибини буріння та геологічних умов, і виду буріння (вертикальний, похило-скерований).

До фактичних даних по свердловинах, відносять дані по глибині, швидкості буріння (м/верст. міс), кількість. Верстато-місяці та мета буріння (Пошуки, розвідка та інше).

Комерційна швидкість буріння - це показник, який відображає темпи виконання робіт з буріння та кріплення свердловини.

Механічна швидкість буріння - це показник, що визначає темп руйнування гірської породи. Залежить від властивостей породи, типу долота, режиму буріння, використаного обладнання та вибійного двигуна, параметрів промивної рідини і кваліфікації бурильника.

Рейсова швидкість буріння - це показник, що відображає ефективність роботи долота і вказує на темп заглиблення стовбура свердловини під час механічного буріння та спуско-підіймальних операцій.

Швидкість буріння залежить від кількох факторів, зокрема[20]:

1. Типу і твердості породи;
2. Потужності і технічних характеристик бурового обладнання;
3. Методу буріння;
4. Якості та типу використовуваних бурових інструментів;
5. Умов навколишнього середовища, такі як температура і вологість;
6. Правильності налаштувань та регулювання бурового процесу;
7. Наявності і ефективності систем змащення та охолодження.

Верстато-місяці - це умовний показник, що відображає календарний час будівництва свердловини. Один верстато-місяць дорівнює 720 годинам або 30 дням.

На розрахунок техніко-економічних показників геологорозвідувальних робіт, впливає кількість запасів нафти чи газу.

Кошторис на будівництво свердловини складається з вартості всіх процесів буріння свердловин, що включають безпосереднє буріння та заплановані дослідження в межах розрізу, становить на 2024 р вартість одного м буріння складає близько 60000 грн.

Проектно-кошторисна документація (ПКД) для проведення геологорозвідувальних робіт (ГРР) складається з проекту та кошторису, які доповнюються графічними і текстовими додатками, та повинна відповідати законодавству України. До складу ПКД також входить геологічне (технічне) завдання [10] та включає інформацію про цільове призначення робіт, просторові межі об'єкта, основні оціночні параметри, основні геологічні (технічні) завдання, послідовність і методи їх виконання, очікувані результати та строки виконання робіт, форми звітної документації, а також найменування органу, який розглядає і затверджує ці документи[10].

Порядок проведення геологорозвідувальних робіт за рахунок коштів державного бюджету, затверджений постановою Кабінету Міністрів України від 25 січня 1999 року № 83.

Інструкція зі статистики заробітної плати, затверджена наказом Державного комітету статистики України від 13 січня 2004 року № 5, зареєстрована в Міністерстві юстиції України 27 січня 2004 року за № 114/8713 [10].

Галузевий стандарт України «Планування та фінансування геологорозвідувальних робіт, які виконуються за кошти державного бюджету» ГСТУ 41-00032626-00-019-2000, затверджений наказом Комітету України з питань геології та використання надр від 17 березня 2000 року № 44.

До проєктних показників належать [4]:

1. Витрати часу на проведення геологорозвідувальних робіт (ГРР).
2. Витрати праці інженерно-технічних працівників (далі – ІТП) і робітників.
3. Витрати виробничого транспорту та маса вантажів, необхідних для проведення ГРР.
4. Обсяги допоміжних і супутніх робіт та витрати, що залежать від основних видів робіт, які дають геологічну інформацію і не включені до розділу проєкту «Обґрунтування методики, обсягів та умов проведення робіт, що проєктуються».
5. Переходи та переїзди виконавців і виробничих груп між пунктами спостережень з урахуванням транспортних засобів та стану шляхів при проведенні польових робіт.
6. Допоміжні роботи, що супроводжують буріння свердловин, витрати обсадних труб, цементу та інших матеріалів при кріпленні свердловин, тампонуванні, попередженні геологічних ускладнень, штучному викривленні та спрямованому бурінні.
7. Витрати матеріалів і води для приготування промивальної рідини.
8. Встановлення та перевезення бурових вишок і будівель, монтаж, демонтаж та переміщення бурових установок.
9. Подорожчання буріння свердловин у зимових умовах.
10. Додаткові витрати матеріальних ресурсів при ненормалізованих умовах проведення робіт.
11. Супутні роботи при проходці гірничорозвідувальних виробок і при відборі та обробці проб гірських порід і твердих корисних копалин.
12. Метрологічне забезпечення робіт.
13. Зведення споруд і будівель у місцях проведення ГРР.
14. Транспортування вантажів та персоналу найманим і власним транспортом (крім виробничого та технологічного, врахованих нормами прямих витрат).

4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт

Розрахунок вартості проектних робіт при проектуванні буріння свердловин включає: визначення загальної довжини запланованих свердловин, капіталовкладення, вартість підготовки 1 тис. м³ газу, вартість 1 м проходки, річний прибуток від розробки розвіданих запасів газу та інші показники, залежно від типу вуглеводнів, геологічних особливостей родовища та технічних характеристик буріння.

Вартість проектних робіт при проведенні геофізичних досліджень у свердловинах складається з кількох основних компонентів:

1. Геологічна розвідка та попереднє дослідження ділянки.
2. Отримання необхідних дозволів і погоджень.
3. Закупівля та обслуговування геофізичного обладнання.
4. Організація транспортування та монтажу обладнання на місці буріння.
5. Вартість буріння свердловин, яка залежить від глибини і складності геологічних умов.
6. Витрати на бурові матеріали, зокрема бурові розчини, обсадні труби, бурові інструменти.
7. Проведення сейсмічних, гравіметричних, магнітометричних, електророзвідувальних та інших геофізичних досліджень.
8. Обробка та інтерпретація отриманих даних.
9. Зарплата кваліфікованого персоналу, включаючи геологів, геофізиків, інженерів та техніків.
10. Витрати на навчання і підвищення кваліфікації персоналу.
11. Витрати на транспортні послуги, харчування та проживання персоналу.
12. Створення тимчасових баз і забезпечення умов для проведення робіт.

4.3 Висновки до розділу 4

1. Проаналізовано основні показники та компоненти розрахунку вартості проектних робіт.
2. Ретельний аналіз витрат, прибутковості та ризиків дозволяє приймати обґрунтовані рішення щодо інвестування в геофізичні дослідження та розробку родовищ, забезпечуючи їхню економічну ефективність та стійкість у довгостроковій перспективі.

РОЗДІЛ 5. Охорона праці

5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Метою контролю і забезпечення безпечних умов праці є попередження і усунення відхилень від проектів, технологічних регламентів, паспортів, норм, стандартів, правил безпеки, встановленого порядку ведення робіт. Керівник робочої ланки - бригадир, бурильник, ланковий, машиніст, старший робітник та ін., наділений правами посадової особи, перед початком робіт одержує у встановленому порядку завдання, перевіряє за участю робітників та громадських інспекторів з охорони праці, що входять до ланки, справність обладнання, інструменту, контрольно-вимірювальних приладів, захисних засобів безпеки, оформляє прийом зміни в журналі, приймає рішення про початок (продовження) робіт [7].

У процесі робіт забезпечує дотримання вимог проекту, технологічних регламентів, паспортів, інструкцій з безпечного ведення робіт і охорони праці, попереджує і усуває порушення вимог норм і правил охорони праці. При неможливості ліквідації порушень власними силами записує їх до журналу по охороні праці, вживає заходів по запобіганню травмування людей і виникнення аварій - аж до призупинення робіт, одночасно інформує безпосереднього керівника робіт, а при його відсутності на об'єкті - керівника вищого рівня. На індивідуально організованих місцях (водій транспортного засобу, моторист дизельної електростанції, компресорної, котельної та ін.) робітник діє у відповідності з викладеним вище порядком і несе відповідальність за стан безпеки на своєму робочому місці [7].

5.2. Розробка заходів з охорони праці

5.2.1. Заходи з техніки безпеки

Усі працівники геологорозвідувальних операцій повинні вчасно проходити навчання, інструктажі і перевірку знань з питань ОП.

До виконання робіт з підвищеною небезпекою допускаються особи віком не менше 18 років, які пройшли спеціальне навчання і отримали відповідне посвідчення.

Роботодавець повинен надати працівникам усі необхідні інструкції з техніки безпеки. Працівники повинні суворо дотримуватися інструкцій під час виконання робіт.

Під час відбору керна матеріалу за допомогою кернаприймальних каналів необхідно подбати про те, щоб вони були надійно закріплені.

Під час роботи пробовідбірники повинні носити захисні окуляри, щоб уникнути пошкодження очей осколками керна. Особливу увагу слід приділити укладанню ящиків з керном. Їх складають на рівній поверхні, висота штабелів не повинна перевищувати 5-6 ящиків.

При проведенні серії лабораторних досліджень для запобігання хімічних опіків необхідно дотримуватися правил безпеки при розливанні кислот, лугів, розчинів аміаку та інших речовин. Щоб уникнути хімічних опіків, необхідно дотримуватися правил безпеки при розливанні і зціджуванні реактивів.

При проведенні сейсмічних, електричних, магнітних та інших робіт виконується значний обсяг робіт з підготовки профілів і рельєфу місцевості. Найбільш безпечним методом є механізоване прокладання профілів за допомогою спеціальної техніки - бульдозерів.

Експлуатація геофізичного обладнання, що працює з електричним струмом під небезпечною напругою, повинна здійснюватися з дотриманням заходів, які вживаються обслуговуючим персоналом і місцевим населенням.

Персонал, який обслуговує електророзвідувальне обладнання, повинен мати кваліфікаційну групу.

Геофізичні дослідження в свердловинах повинні проводитися тільки відповідно до технічних умов після відповідної підготовки свердловини, яка повинна забезпечити безперешкодне і безаварійне опускання снарядів або обладнання на забій свердловини і їх повернення на поверхню.

Під час роботи на буровій установці буровий персонал повинен носити захисні каски з підшоломниками та запобіжні пояси при роботі на висоті понад 3 метри.

При роботі в темний час доби гирло свердловини, простір між гирлом свердловини і ліфтом і вся площа, на якій розташоване вимірювальне обладнання, повинні бути освітлені.

Газомірний пункт повинен бути встановлений на відстані не менше 5 метрів над висотою вишки і розташований таким чином, щоб при необхідності можна було вільно залишити територію біля свердловини.

На підлозі бурової установки не повинно бути зайвих предметів, бруду та бурового розчину.

1. Забороняється, в процесі роботи бурової установки:
2. Триматися за кабель руками, переступати через нього.
3. Встановлювати мітки чи рівняти їх.
4. Очищати кабелі від бруду, льоду, відламувати зайві частини дроту.

Для зберігання та зарядки апаратури та вибухових матеріалів повинні відповідати нормі по товщині стіни не меншу 25см, та мати підлогу застелену гумою або лінолеомом.

Забороняється в процесі спуску і підйому обсадних труб:

- Утримувати від розкачування труби безпосередньо руками
- Допускати вільне розкачування секцій колони обсадних труб
- Піднімати, опускати, закріплювати шляхом обхвату їх каналу

До початку робіт по цементуванню повинна бути перевірена справність запобіжних клапанів і манометрів, а вся установка опресована на максимальний тиск, передбачений технічним паспортом документа насоса.

Заливочна головка повинна бути обладнана запірним вентилем і манометром.

При приготуванні цементного розчину робітники повинні працювати в распіраторах і захисних окулярах.

Перед випробуванням устя свердловини повинна бути обладнана викидним трубопроводом для відводу продукції яка забезпечує пожежну безпеку.

Перед спуском в свердловину випробувача пласта необхідно перевірити справність його клапанних вузлів і сальникових ущільнень. Спускати випробувач слід повільно.

Забороняється випробування горизонтів на продуктивність при відсутності цементу за колоною навпроти намічених інтервалів випробування.

Перфораційні роботи слід проводити тільки вдень, у виключних випадках для завершення розпочатих робіт, дозволяється проведення їх з настанням темряви при достатній освітленості робочих місць прожекторами. Забороняється проводити перфорацію під час хуртовини, грози чи сильного туману. Присутність бурового майстра при перфорації обов'язкова.

Після перфорації до свердловини дозволяється підійти тільки керівнику геофізичної партії і робітнику який управляє засувами. Інші працівники можуть підійти до свердловини лише після команди керівника вибуховими роботами.

Під час роботи агрегатів для запобігання випадків, забороняється ремонтувати або кріпи обв'язки устя свердловини. Для цього слід зупинити агрегати, зменшити тиск в системі нагнітання до устя і лише тоді приступати до ремонту вузла обладнання, який вийшов з ладу, чи кріплення устя свердловини.

При приготуванні бурового розчину безпосередньо на буровій остання до початку проводки свердловини забезпечується достатньою кількістю глинопорошків, хімічних реагентів.

При розвантаженні глини, глинопорошку та інших матеріалів, завантажені глиномішалки і перекачуванні глини, обважнювача і реагентів слід користуватися захисними окулярами.

Якщо глиномішалка встановлена високо над рівнем землі то необхідно застосувати підйомник для подачі глини та інших необхідних матеріалів в завантажувальний тюк. Для зручності обслуговування глиномішалки навколо неї повинен бути встановлений настил з треном не менше 1,5 м з перилами.

Робоче місце і проходи для глиномішалки повинні бути вільними від сторонніх предметів і триматися в чистоті.

При роботі глиномішалки забороняється проштовхувати реагенти в завантажувальний тюк ногами, лопатами, руками, різного роду обладнанням.

Для надання буровому розчину необхідних якостей їх обробляють хімічними реагентами. Всі хімічні реагенти повинні зберігатися в щільно закритій тарі, скляних банках, бідонах, фанерних барабанах і тд

При підготовці хімічних реагентів робітники бурової бригади повинні дотримуватись заходів безпеки для попередження шкідливого впливу хімічних реагентів на організм.

При приготуванні хімічних реагентів для обробки бурового розчину робітники повинні обов'язково працювати в гумових чоботах, фартусі, рукавицях і захисних окулярах або в масках з окулярами.

Завантажувати глиномішалку рідкими хімічними реагентами слід через труби із загнутими в середину кінцями. Під час завантаження глиномішалку слід зупиняти.

Приготовлені реагенти слід додавати в жолобну систему при виході розчину зпід ротора.

На деяких бурових для приготування і обважнення бурового розчину застосовують гідрозмішувачі.

Один чи два змішувачі встановлюють під спеціальною металевою площадкою з обважнювачем що полегшую працю бурової бригади.

5.2.2. Заходи з виробничої санітарії.

Для забезпечення дотримання та виконання заходів з виробничої санітарії існують відповідні будівельні норми та правила, відповідно до яких проводять спорудження побутових та виробничих об'єктів.

Для фіксації та контролю добримання відповідних норм існують служби контролю (санітарно-епідеміологічні станції).

Промислові приміщення, робочі місця повинні утримуватися в чистоті.

Всі приміщення повинні мати внутрішню обстановку, яка б виключала накопичення парів, токсичних речовин і дозволяла прибирання, будь яким способом (вакуумним, вологим). Підлога повинна мати не слизьку поверхність і легко очищатися [15].

Освітлення постійних робочих місць повинно забезпечуватися стаціонарними джерелами загального освітлення. При недостатньому загальному освітленні робочого місця повинні бути забезпечені місцевим освітленням. У випадках відключення стаціонарного освітлення повинно бути аварійне освітлення. Освітлення на нових установках повинно проводитися у відповідності до норми [15].

Рівні вібрації, шуму, іонізуючого випромінювання не повинні перевищувати рівнів встановлених діючими нормами контролю проводитися у відповідності з діючими стандартами.

У всіх виробничих приміщеннях повинна бути передбачена вентиляція, яка відповідає вимогам будівельних норм і правил. Для приміщень, де проводяться роботи зі шкідливими речовинами першого і другого класів небезпеки, вентиляційна система повинна бути окремою, непов'язаною з вентиляцією інших приміщень. Концентрація шкідливих примісів та аерозолів у повітрі родючої зони не повинна перевищувати гранично допустимих концентрацій, встановлених діючими номрами. У виробничих

приміщеннях де можливе виділення вибухонебезпечних чи токсичних речовин повинен бути організований контроль складу повітря в залежності від складу небезпеки шкідливої речовин у відповідності до діючих вимог. При знаходженні у повітряному середовищі робочих приміщень ядовитих газів чи парів, концентрація яких може шкідливо вплинути на здоров'я людини роботи в цих місцях повинні бути зупинені, робітники переведені в безпечне місце [15].

Температура повітря в робочій зоні виробничих приміщень повинна бути в межах до + 20 °С.

При проведенні робіт на відкритому повітрі повинні бути обладнані укриття від дощу та снігу, а також окремі приміщення де працівники можуть погрітися в холодну пору року.

5.3. Пожежна безпека

Протипожежний захист виробничих приміщень і споруд передбачається ще при їх проектуванні і полягає у певних рішеннях планування, підборі вогнестійких будівельних конструкцій спорудженні протипожежних перешкод, плануванні шляхів евакуації і протипожежного водопостачання, відборі протипожежного гасіння.

На будь-якій виробничій території і приміщеннях завжди повинна підтримуватись чистота і порядок.

Підлога, стелажі, верстати повинні систематично очищатися, промиватися від легкозаймистих речовин та рідин, замаслені підлоги миються спеціальними розчинами, що змивають масло. Місця розливу нафтопродуктів необхідно зачищати і засипати піском.

Під'їзди і підходи до споруд, водо джерел і місць розміщення протипожежного інвентарю та обладнання повинні завжди бути вільними, у нічний час освітлюватися, а взимку очищатися від снігу. Забороняється

використовувати протипожежне обладнання між спорудами для складування матеріалів, обладнання, стоянки автотранспорту.

Проходи, виходи, коридори, тамбури, сходи не дозволяють загромождувати різними предметами і обладнанням. Забороняється використовувати у виробничих цілях горища. Вони повинні бути постійно закриті на замок, а ключі повинні зберігатися у відповідному місці [15].

Площадки для зберігання палива і чорно-мастильних матеріалів повинні розташовуватись не ближче 50 м від території виробничих об'єктів, на них обов'язково установлюється плакат «Вогнєнебезпечно! Не палити»

На виробничій території забороняється розводити багаття. Куріння допускається лише у спеціально відведених місцях, обладнаних урнами, ємкостями з водою і написом «Місце для куріння».

Недопустиме використання відкритого вогню і куріння в вогнєнебезпечних місцях, сховищах легкозаймистих речовин, горючих матеріалів, складах, гаражах, лабораторіях, сейсмостанціях [15].

Після закінчення роботи всі виробничі приміщення повинні бути оглянуті особою відповідальною за пожежну безпеку і у разі виявлення недоліків, що можуть призвести до виникнення пожежі, слід зразу ліквідувати.

Для попередження небезпеки загорання території навколо бурової установки необхідно очистити її від сухої трави, кущів і дерев у радіусі 50 метрів.

Не можна забруднювати територію горючими рідинами

Забороняється на буровій розводити відкритий вогонь, застосовувати факели для освітлення, зберігати запас палива більше добової необхідності, розміщувати електропроводку у місцях її можливого пошкодження. Розведення багаття допускається не менше 15 м від бурової установки.

Трансформаторні комори, ремонтні майстерні, інструментальні складові, які найбільш небезпечні у буровому відношенні місця, забезпечують засобами пожежогасіння, які повинні зберігатися поблизу в спеціальних

камерах або нішах. Шланги і пожежні рукава зі стволами розміщуються в опломбованих ящиках біля камер [15].

Проведення лабораторних робіт нерідко пов'язане з використанням чи виділенням пожежно-небезпечних парів, газів, горючих рідин і речовин. Тому всі роботи лабораторії повинні проводитись при суворому дотриманні правил пожежної безпеки.

У приміщеннях лабораторій не можна користуватись електроплитками з відкритою спіраллю чи іншими обігрівачами з відкритим вогнем.

Змінний запас легкозаймистих речовин зберігається в лабораторії, в залізних ящиках чи шкафчиках. Недопустимо сумісне зберігання горючих самозаймистих речовин і речовин здатних рпи своїй взаємодії створювати полум'я.

На весь посуд з вогненебезпечними і самозаймистими речовинами наклеюється етикетка «Вогненебезпечно». Після закінчення роботи в лабораторії необхідно перевірити газові крани і вимкнути електроенергію на загальному рубильнику. Та іще раз перевірити свою робоче місце.

5.4 Висновки до розділу 5

1. Геологорозвідувальний процес, його особливості та етапи при проведенні геофізичних досліджень, таких як граві-магніто-електророзвідка, включають масштаб робіт, розташування в межах площі, вибір методу залежно від мети дослідження.

2. Основними технічними засобами безпеки для запобігання виробничого травматизму є огорожувальні та запобіжні пристрої, блокування та профілактичні випробування обладнання.

3. Запобігання професійним захворюванням і отруєнням здійснюється через комплекс організаційних і технічних заходів, спрямованих на

оздоровлення повітряного середовища, дотримання вимог гігієни та забезпечення особистої безпеки працівників.

4. Визначено організаційні та технічні заходи протипожежного режиму. У разі виникнення пожежі вживаються необхідні заходи для усунення негативного впливу небезпечних факторів пожежі на людей, споруди та матеріальні цінності.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

В кваліфікаційній роботі було вирішено прикладну задачу встановлення перспектив пошуків вуглеводнів Краснянської площі на основі аналізу тектонічних та літолого-фаціальних особливостей кам'яновугільних відкладів.

1. На площі поклади газу приурочені до горизонту М-2 московського ярусу середнього карбону. В межах площ аналогів (Волохівське родовище) по відкладах середнього карбону (горизонти М-3а, М-3б, М-5, М-7) поклади приурочені до асиметричної брахіантикліналі північно-західного простягання.

2. Колектори – пісковики. Поклади пластові, склепінчасті, тектонічно екрановані та літологічно обмежені.

3. Особливості літології пов'язані зі складом порід – це поліміктові різнозерністі пісковики та алевроліти. Нижня частина горизонту складена більш грубозернистими породами з вкрапленнями крупних зерен кварцу. Ця частина горизонту характеризується максимальними значеннями пористості та проникності.

4. Мінімальна пористість склала 11%, газонасиченості – 60%, коефіцієнт проникності – $0,8 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

5. Поклади вуглеводнів розташовані в двох тектонічних блоках: БЛОК 1 та БЛОК 2.

БЛОК 1. Ефективна газонасичена товщина горизонту М-2 від 11 до 27,3 м, газонасиченість – 80-90%, пористість – 13-18%. Поклад пластовий, тектонічно та літологічно екранований. Розміри покладу – $1,4 \times 6,4 \text{ км}$.

БЛОК 2. Малопотужний поклад з загальною товщиною 2 м та низькопористим 11,1%. Колектор - дрібнозерний щільний пісок з пористістю 9%, нижчою за граничне значення та газопроникністю $1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, газонасиченість – 72-88%. Поклад пластовий, склепінний тектонічно та літологічно екранований. Розміри покладу – $1,3 \times 1,8 \text{ км}$.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Андрієвський І.Д., Коржнев М.М., Гарна В.М. Оптимізація економічної системи взаємовідносин в сфері вивчення і використання надр в Україні // Нафтова і газова промисловість. 2002. № 5.С. 3-8.
2. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Гол. ред. М.М. Іванюта. – Львів: Центр Європи, 1998. – Т. II. – С. 504-924
3. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко.- Полтава: ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р.Х., 2017.-312 с.
4. Вельмер Ф.В. Економічна оцінка родовищ. К.: Логос, 2001. 201 с.
5. Винокурова Л. Е., Васильчук М. В., Гаман М. Основи охорони праці: Підручн. для проф. техн. навч. закладів. 2-ге вид., допов., перероб. К.: Вікторія, 2001. 192 с.
6. Горожанкіна А.С. Перспективи застосування програмного продукту Petrel для прогнозування нафтоносності північної прибортової зони ДДЗ). Там само. – С. 14- 16.
7. Голінько В.І., Безщасний О.В. Охорона праці при геологорозвідувальних роботах.навч. посіб. – Д.: Національний гірничий університет, 2012
8. Довідник з нафтогазової справи. Заг.ред.докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука.- К: Львів, 1996-620 с.
9. Іванишин В.С. Нафтогазопромислова геологія. – Львів: УкрДГРІ, 2004. - 648 с.
10. Інструкція зі складання проєктів та кошторисів на проведення геологорозвідувальних робіт: затв. Наказом Міністерства захисту довкілля та природних ресурсів України, 19.02.2022 р. № 380. С.14-16.
11. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. К.: Наук. думка, 2004. - 446 с.
12. Макєєва, Н.П. Гідрогеологічні передумови нафтогазоносності середньокам'яновугільних відкладів північних окраїн Донбасу

/ Н. П. Маєєва, Б. Й. Маєвський // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. - 2008. - № 1. - С. 5-15.

13. Мислюк М.А., Рибчич І.Й. Буріння свердловин. Том четвертий. Завершення свердловин. К.: «Інтерпрес ЛТД», 2012, -600 с.

14. Нафтогазопромислова геологія: Підруч. для студ. вищ. навч. закл., що навчаються за спец. "Геологія нафти і газу" / О.О. Орлов, М.І. Євдошук, В.Г. Омельченко та ін.; За ред. О.О. Орлова. К.: Наук. думка, 2005. - 432 с.: іл. Бібліогр.: с. 419-420.

15. Охорона праці в галузі: навчальний посібник / П. С. Атаманчук, В.В. Мендерецький, О. П. Панчук, Р. М. Білий К.: «Центр учбової літератури», 2017.-322 с.

16. Політучий О.І. Вдосконалення технічних засобів приготування та обробки бурових розчинів / О.І. Політучий, Р.Ю. Стрюк. // Тези 74-ї наук. конф. професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів університету, Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» 2022.

17. Про затвердження Правил охорони підземних вод: наказ Міністерства захисту довкілля та природних ресурсів України: від 29 червня 2023 р. за № 1093/40149 11.05.2023 № 325.

18. Правила пожежної безпеки в Україні (НАПБ А.01.001-2014).

19. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ/ Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль П.М. – Київ: Наук. думка, 2004. – 446с.

20. Технологія буріння. / П.П. Вирвінський, Ю.Л. Кузін, В.Л. Хоменко Д.: Національний гірничий університет, 2014.

21. Толстой М.І., Рева М.В., Степанюк В.П., Сухорада А.В., Гожик А.П. Загальний курс геофізичних методів розвідки: Підручник для вузів. 590с. – Р. 8.

22. Уточнений проект розробки Вишневецького газоконденсатного родовища. УкрНДІгаз, Щербина В., Попівчук О., 2009 р.

23. Яремійчук Р.С., Мислюк М.А., Рибчич І.Й. /Буріння свердловин. Том 1: Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструмент/ 2002