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

Навчально–науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології

До захисту
завідувач
кафедри_____

Спеціальність 103 Науки про Землю

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Аналіз тектонічної будови та літології покладів Токарсько-Краснянської площі за даними сейсморозвідувальних робіт

Пояснювальна записка

Керівник
ст. викладач
посада, наук. ступінь, ПІБ
Вовк М.О.
підпис, дата,

Виконавець роботи
студент, ПІБ
група 201пНЗ
підпис, дата

Консультант за 1 розділом
Вольченкова А.В.
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом
Вовк М.О.
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом
Рубель В.П.
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом
Вовк М.О.
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом
Яцюк А.І.
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
_____
“_____ 2024 року

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

Тимченко Маргарита Віталіївна
(прізвище, ім’я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Аналіз тектонічної будови та літології покладів Токарсько-Краснянської площі за даними сейсморозвідувальних робіт
Керівник проекту (роботи) *старший викладач Вовк М.О.*
(прізвище, ім’я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджений наказом вищого навч. закладу від 2 *2024 року№* 3

2. Строк подання студентом проекту (роботи)_____

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: структурна карта, часові розрізи, сейсмостратиграфічні розрізи, сейсмологічний розріз, стратиграфічне розчленування розрізу*

4. Зміст розрахунково–пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) *Вступ; спеціальна частина; технічна частина; економічна частина; охорона праці.*

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов’язкових креслень)
Тема, актуальність, мета та задачі роботи; структурна карта площі, часові розрізи, сейсмостратиграфічні розрізи, сейсмологічний розріз, стратиграфічне розчленування розрізу висновок. (у формі презентації).

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Геологічна частина	Вольчецкова А.В		
Спеціальна частина	Вовк М.О		
Технічна частина	Рубель В.П.		
Економічна частина	Вовк М.О.		
Охорона праці	Японюк А.М.		

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 _____ Тимченко И.В
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи) _____ Вовк М.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ 5

ВСТУП 7

РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1. Географо–економічні умови 8

1.2. Геолого–геофізична вивченість площі 11

1.3. Геологічна будова площі

1.3.1.Стратиграфія площі 14

1.3.2.Тектоніка площі 17

1.3.3. Нафтогазоносність площі 19

1.3.4. Гідрогеологічна характеристика площі 22

1.4 Висновки до розділу 1 25

РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проектованих робіт 26

2.1.1 Обгрунтування постановки робіт 27

2.1.2 Система розміщення свердловин 28

2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження 30

2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів 30

2.1.5 Лабораторні дослідження 33

2.1.6 Оцінка перспективності площі 35

2.2 Підрахунок запасів 39

2.3 Висновки до розділу 2 42

РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо–геологічні умови буріння 43

3.2. Обгрунтування конструкції свердловини 46

3.3. Режими буріння 48

3.4. Характеристика бурових розчинів 49

3.5. Охорона надр та навколишнього середовища 53

3.6 Висновки до розділу 3 58

РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1. Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт 59

4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт 63

4.3 Висновки до розділу 4 68

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт 69

5.2. Розробка заходів з охорони праці

5.2.1. Заходи з техніки безпеки 72

5.2.2. Заходи з виробничої санітарії 74

5.3. Пожежна безпека 76

5.4 Висновки до розділу 5 78

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ 79

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 80

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А Структурна карта по відбиваючому горизонту $Vв_2$ (верхньо- візейський підярус нижнього карбону – C_1v_1)

ДОДАТОК Б Часовий розріз по профілю $14_{24}8603$

ДОДАТОК В Часовий розріз по профілях $47_{24}8786$ і $07_{12}8785$

ДОДАТОК Г Фрагмент сейсмостратиграфічного розрізу по. регіональному профілю МСГТ XII Нежурине – Червоний Оскіл – Крутоярівка

ДОДАТОК Д Фрагмент сейсмостратиграфічного розрізу по регіональному профілю МСГТ XII Нежурине –Червоний Оскіл – Крутоярівка

ДОДАТОК Е Сейсмогеологічний розріз по профілю $13_{24}8696$

ДОДАТОК Є Часовий розріз по профілю $1_{24}9490$

ДОДАТОК Ж Стратиграфічне розчленування розрізу

АНОТАЦІЯ

Тимченко М.В «Аналіз тектонічної будови та літології покладів Токарсько-Краснянської площі за даними сейсморозвідувальних робіт».

Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 «Науки про Землю» Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2024.

Пояснювальна записка виконана на 75 сторінок, містить 2 рисунка, 3 таблиці та 8 додатків.

Робота присвячена визначенню нафтогазоносності площі на основі сейсмічних даних, особливостей тектонічної будови та лоітології кам'яновугільних відкладів.

В першому розділі описана геологічна будова площі, а також охарактеризовано продуктивні горизонти карбону.

В спеціальній частині встановлено скидові порушення, які пов'язані з лежачими та висячими блоками у відкладах карбону та формують поклади.

В технічній частині охарактеризовано можливі ускладнення, такі як осипання в відкладах нижнього та середнього карбону (C_1s, C_2b, C_2m).

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: структурна карта по відбиваючому горизонту $Vв_2$; часові розрізи; фрагмент сейсмостратиграфічного розрізу по регіональному профілю МСГТ XII Нежурине – Червоний Оскіл – Крутоярівка; сейсмогеологічний розріз по профілю $13_{24}8696$; часовий розріз по профілю $1_{24}9490$; стратиграфічне розчленування розрізу.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ПЛОЩА, БАШКИРСЬКИЙ, МОСКОВСЬКИЙ ЯРУС, ДНІПРОВО-ДОНЕЦЬКА ЗАПАДИНА, ЛІТОЛОГІЯ, ТЕКТОНІЧНА БУДОВА.

ABSTRACTS

Tymchenko M.V. «Analysis of the tectonic structure and lithology of deposits of the Tokarsko-Krasnyanska area according to seismic survey data».

Bachelor's thesis in the specialty 103 “Earth Sciences” National University “Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic”, Poltava, 2024.

The explanatory note consists of 75 pages, 2 figures, 3 tables and 8 appendices.

The study is devoted to the determination of oil and gas content of the area based on seismic data, tectonic structure and loitology of coal deposits.

The first section describes the geological structure of the area and characterizes the productive carboniferous horizons.

The special section identifies the dumping faults associated with bedded and hanging blocks in the Carboniferous deposits that form the deposits.

The technical part characterizes possible complications, such as shedding in the Lower and Middle Carboniferous deposits (C1s, C2b, C2m).

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

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

The paper contains the following appendices: structural map on the reflective horizon Vv2; time sections; fragment of seismic stratigraphic section on the regional profile MSGT XII Nezhuryno - Chervonyi Oskil - Krutoyarivka; seismogeological section on the profile 13248696; time section on the profile 1249490; stratigraphic sectioning of the section.

KEYWORDS: AREA, BASHKIRIAN, MOSCOW SUITE, DNIPRO-DONETSK BASIN, LITHOLOGY, TECTONIC STRUCTURE.

ВСТУП

Актуальність роботи ґрунтується аналізом Токарсько-Краснянської площі, що базується на проведенні 2D сейсморозвідувальних робіт, що мали на меті деталізувати геологічну будову регіону. Встановлення нафтогазового потенціалу площі сприятиме прийняттю обґрунтованих рішень щодо приросту запасів та забезпечення економічної доцільності пошуку нових покладів нафти і газу.

Мета роботи: аналіз тектонічної будови та літології покладів середнього та верхнього карбону Токарсько-Краснянської площі.

Задачі: вивчення літологічних та тектонічних особливостей перспективних та продуктивних товщ, аналіз результатів геофізичних даних (сейсморозвідки), оцінка перспектив нафтогазоносності середнього та верхнього карбону на основі аналізу інформації із сусідніх площ, а також аналізу сейсмогеологічних даних; деталізування геологічної будови даної площі робіт; підрахунок запасів вуглеводнів.

Об'єкт: процес формування тектонічних структур та літології покладів, на основі даних сейсморозвідувальних робіт на Токарсько-Краснянській площі.

Предмет: особливості тектонічної будови літології та фільтраційно-ємнісних властивостей покладів кам'яновугільної системи (башкирський та московський яруси, горизонти М-3, М-5, М-6, Б-2, Б-3, Б-4, Б-9).

Оцінку перспектив нафтогазоносності Токарсько-Краснянської площі буде проведено за методом аналогії, де родовищами-аналогами обрані Дружелюбівське нафтогазоконденсатне родовище, Коломійчиханська, Нежуринська, Розівська, Макеївська, Карамзинівська, Ольгівська, Зайцівська площі, а також аналізу сейсмогеологічних даних.

РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1. Географо-економічні умови площі

Токарсько-Краснянська площа робіт розміщена на території Луганської області України, переважно в межах Сватівського і Кремінського районів.

Населені пункти зв’язані шосейними і ґрунтовими дорогами, поблизу проходить автомагістраль Харків-Лисичанськ та залізниця Харків-Куп’янськ-Лисичанськ (рис. 1.1).

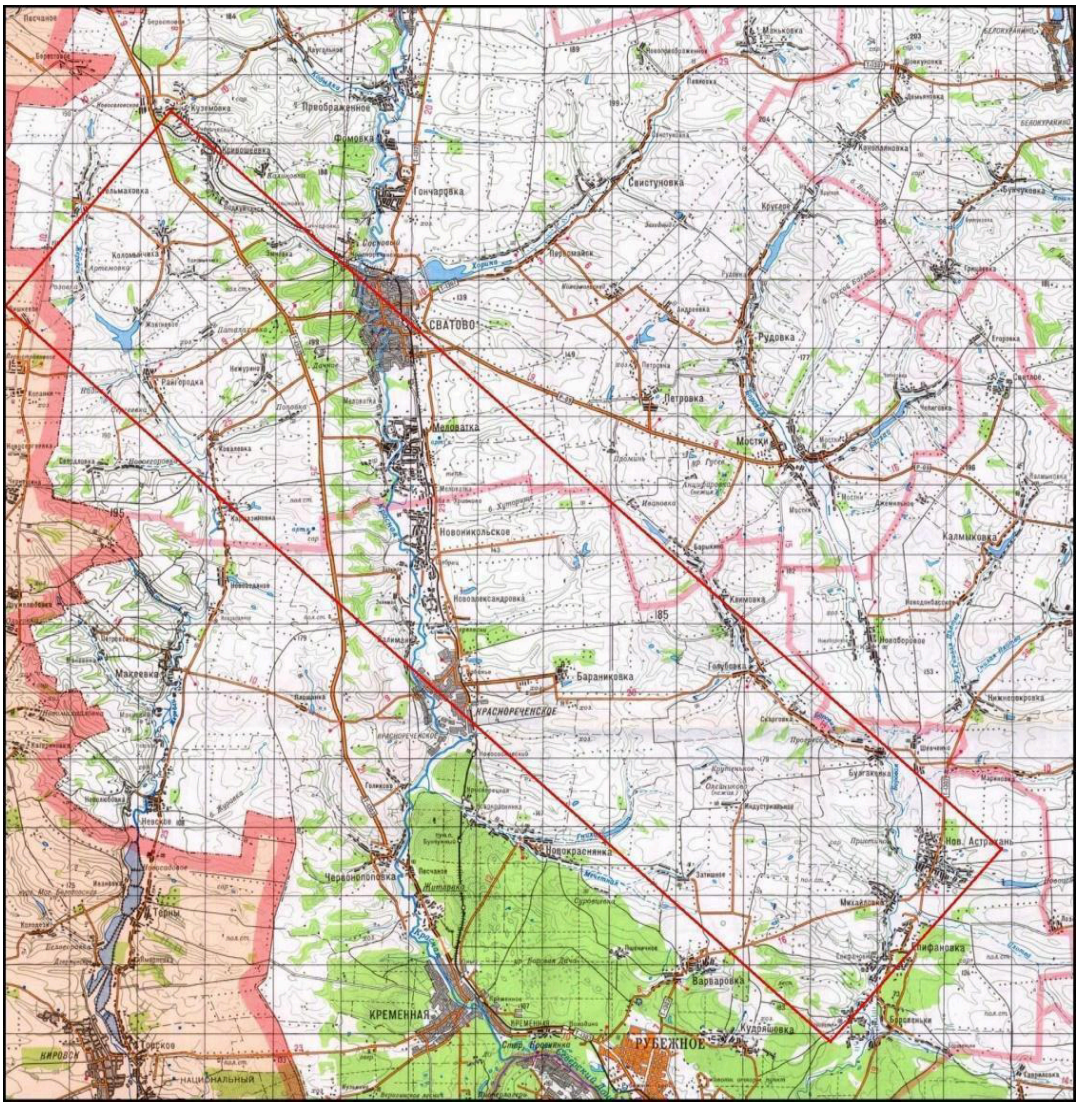

Рисунок 1.1. Токарсько — Краснянська площа. Оглядова карта. Масштаб 1:200000

Стосовно промисловості Луганської області, провідною галуззю регіону є переробна промисловість, що представлена підприємствами з видобутку кам'яного вугілля, виробництва коксу та продуктів нафтопереробки, будівельних матеріалів, машинобудування, хімічної, нафтохімічної, харчової, лісової, легкої промисловості. У валовому обсязі виробництва частка продукції, яка виготовлена підприємствами переробного комплексу, становить 71,6 %.

Що стосується корисних копалин Луганської області то розвідані запаси кам’яного вугілля сягають понад 18 млрд т. Тільки 20 % даних покладів розробляється. Попутними в кам'яному вугіллі корисними копалинами є метан і германій.

В Луганській області видобувається понад однієї третини українського вугілля, що надає важливого значення області в економічному потенціалі країни, так як вугілля – енергетична сировина, придатна забезпечувати енергетичну безпеку України.

Фосфорити і глауконіти залягають у надрах області, і можуть бути сировинною базою для виготовлення мінеральних добрив.

В області сконцентрована майже одна третина покладів карбонатної сировини для хімічної промисловості України. Основною базою ВАТ "Лисичанська сода" є Білогорівське родовище крейди.

Область займає лідируюче місце в Україні з видів промислової діяльності: видобутку кам'яного вугілля, обробки нафти, азотних добрив, кальцинованої соди, синтетичних смол і пластмас, скла.

Район являє собою рівнину з абсолютними відмітками поверхні від +65,9 до +201,7 м, розчленовану річковими долинами, ярами та балками, які разом з пологими слабо хвилястими схилами плато являють собою основні елементи рельєфу. Крутизна схилів балок досягає 28º.

Гідрографічна мережа включає річки: Оскол, Жеребець, Красна, Борова та їх притоки, а також водосховища, такі як Печеніжське та Краснооскольське.

Основними елементами гідрографічної сітки району є Сіверський Донець і його лівий приток – річка Красна.

Остання тече з півночі на південь уздовж західної границі району робіт, мілководна і в спекотне літо в багатьох місцях пересихає. Долина її вузька, шириною 1-1,5 км і асиметрична: правий берег крутий, лівий – пологий, в нижній течії долина значно розширяється і зливається з заплавою р. Сіверський Донець. Долини річок сягають в ширину до 2 км. Заплави річок заболочені і часто залісені.

Значна частина площі робіт вкрита лісом, який в багатьох місцях вигорів. Яри і балки покриті густими чагарниками, рідше листяними деревами.

Помірно-континентальний - клімат. Літо спекотне, середня температура липня від 21,8 °С до 23,1 °С; зима холодна, з середньою температурою січня від – 6 до – 8 °С. Середньорічна кількість осадів – 400-450 мм, їх мінімум припадає на січень – лютий – 230 мм.

Основний напрямок вітрів – східний, їх середня швидкість складає 6 м/с. Тривалість зими з температурою повітря нижче 0^{o}С сягає 120 днів.

Також 30% площі, використовується під сільськогосподарські угіддя. Район має велику кількість природних і штучних перешкод, лісосмуг, водосховищ.

Лісові масиви, яристо-балочна мережа, заболоченість річкових заплав, населені пункти, сільськогосподарські угіддя, наземні транспортні комунікації, газопроводи, мережі електропередач, промислові підприємства зумовили високий рівень промислових перешкод.

Перераховані фактори обумовили віднесення 80% площі до III категорії складності і 20% – до II категорії [1].

1.2. Геолого-геофізична вивченість площі

Вивчення перспективності нафтогазоносності території Луганської області, яка є частиною Донецької складчастої споруди, Токарсько-Краснянської площі було почато з 1947 р (табл. 1.1).

Цілеспрямовані пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ в ДДЗ і в Північному Донбасі почали здійснюватися після Другої світової війни.

Таблиця 1.1- Геолого-геофізична вивченість

Рік проведення робіт, організація, виконавці	Вид робіт	Стислі результати робіт
1	2	3
Геологічні дослідження		
1947-1949 р.р. М.М. Розенталь, Л.І. Сперанський	Комплексні геофізичні дослідження (грави- електро- та магніторозвідки)	Встановлений регіональний мінімум
1948-1953 рр. Трест “Укрсхіднафтогазрозвідка”	Структурно-картувальне буріння	Роботи на пошуки перспективних позитивних структур карбону шляхом картування гіпсометричного плану київських мергелів палеогену, допускаючи принцип унаслідування структурних планів.
1959-1960 р.р Трест “Харківнафтогазрозвідка”	Пошуково-розвідувальне і параметричне буріння	Дозволило вивчити розріз осадового чохла на північному борту і в прибортовій зоні ДДЗ.

Продовження таблиці 1.1

1	2	3
1961-1963 р.р Трест “Харківнафтогазрозвідка”	Розвідувальне буріння	Встановлена промислова газоносність відкладів середнього карбону і тріасу на Краснопопівській площі.
1964-1965 р.р	Пошуково-розвідувальне буріння	Виявлена промислова газоносність середньокам’яновугільних відкладів на Слов’яносербській, Борівській та
Сейсморозвідка		
1980 р. Придніпровська ГРЕ ДГП “Укргеофізика”	Сейсморозвідувальні роботи Масштаб 1:50000	В результаті цих робіт, на фоні загального занурення кам’яновугільних відкладів в бік відкритого Донбасу, вимальовується цілий ряд нових позитивних структур: Євгеніївська, Краснянська, Єпіфанівська, Новоахтирська
1980-1981 р.р Об'єднання “Укргеофізика” с.п. 259/79 ПГРЕ	Сейсморозвідувальні роботи Масштаб 1:50000	Намічені Стельмахівське та Нежуринське підняття, у 1981р. деталізована і передана у глибоке буріння Стельмахівська структура, уточнено будову Нежуринської площі.

Продовження таблиці 1.1

1	2	3
1982 р. Об'єднання “Укргеофізика” с.п. 86/81 ПГРЕ	Сейсморозвідувальні роботи Масштаб 1:50000	Підготовлена і передана у глибоке буріння Нежуринська структура, уточнена будова Коломійчихинської
1985 р. Об'єднання “Укргеофізика “ с.п. 87/83 ПГРЕ	Сейсморозвідувальні роботи Масштаб 1:50000	Виявлені: Бараниківська, Єпіфанівска, Краснянська багатопластові структури
1986 р. Придніпровська ГРЕ ДГП «Укргеофізика» (т/п)	Сейсморозвідувальні роботи Масштаб 1:50000 Комплекс програм СЦС	Було виконано переобробку всіх сейсмічних матеріалів з використанням спеціальних програм розрахунку та корегування статичних поправок та обов′язковим врахуванням даних геологічних зйомок про будову мезозойських відкладів в районі
90- ті роки Придніпровська ГРЕ ДГП «Укргеофізика» (т/п)	Зведені структурні карти масштабу 1:200000 на координатній основі (географічні координати)	Були відпрацьовані РП Дружелюбівка-Ковшарівка, Нежурине-Червоний Оскіл-Крутоярівка та інші. Побудова карт проводилася шляхом ув'язки структурних планів відповідних горизонтів.

1.3. Геологічна будова площі

1.3.1. Стратиграфія площі

За даними глибокого буріння та сейсморозвідки встановлено, що розріз площі складають породи: палеозойського, мезозойського та кайнозойського віків.

Палеозойська ератема (PZ)

Кам’яновугільна система (C)

Складена нижньокам’яновугільними відкладами (візейський та серпуховський яруси) та середньокам’яновугільними (башкирський та московський яруси) відкладами.

Візейський ярус (C_1v)

Включають до себе вапняки із незначними прошарками аргілітів, алевролітів і пісковиків нижньовізейського, та вапняки із піщано-глинистими прошарками вугілля верхньовізейського під’ярусів. Потужність візейських відкладів від 150 до 200 м.

[redacted]

[redacted] 45 м. Відкладами $C_1^1v_2$ на глибині 3070 м, було розкриття свердлвиною № 1.

Серпуховський ярус (C_1s)

Складають відклади нижнього (літологічно витриманий теригенний комплекс) і верхнього (потужна товща піщано- алевритових порід) під'ярусів. Потужність відкладів 200-350 м.

На сусідній Коломійчихінській площі дані відклади були розкриті св[redacted]

Середній відділ (C_2)

Башкирські і московські відклади середнього карбону в межах ліцензійної площі представлені потужними пачками піщаників, прошарками алевролітів, аргілітів та вапняків. Потужність середнього карбону 620-750 м.

[redacted]

[redacted]

Мезокайнозойська ератема (MZ)

Представлені (частково відклади тріасової та юрської систем і палеогенова, неогенова та четвертинна системи) із кутовим і стратиграфічним неузгодженнями перекриває розмиту поверхню утворень палеозойського віку. Потужність мезокайнозойських відкладів 650-770 м.

Товщина осадочного чохла коливається в межах 1800-2300 м.

[redacted]

[redacted]

1.3.2. Тектоніка площі

Дніпрово-Донецька западина (ДДз) розташована в південно-західній частині Східно-Європейської платформи, між Українським щитом (УЩ) та Воронезьким масивом, на архейсько- ранньопротерозойському фундаменті. Вона є частиною Прип'ятсько-Дніпровсько- Донецького прогину.

ДДз має надзвичайно складну геологічну будову, що зумовлена рифтогенезом у пізньодевонську епоху та інтенсивними різноспрямованими тектонічними рухами до допалеогенового віку включно.

Тектоніка осадового чохла тісно пов'язана з будовою кристалічного фундаменту. В регіональному плані спостерігається занурення горизонтів осадового чохла та збільшення потужності всіх товщ від бортових частин до центру грабена, а також з за тривалістю накопичення осадового матеріалу.

Нижній поверх – верхньодевонський, верхній – верхньопалеозойсько – кайнозойський.

Згідно тектонічного та нафтогазогеологічного районування площа належить до Північного борту ДДЗ.

Основна частина тектонічних порушень розриває поліфаціальну товщу кам'яновугільних відкладів включно до поверхні дотріасового (допересажського) неузгодження за відсутності хемогенних відкладів нижньої пермі, а за наявності в розрізі згаданих відкладів, в основному до їх підошви.

Глибинна геологічної будови площі, геолого-геофізичними роботами вивчена дуже слабо. Повне уявлення про особливості геологічної будови осадового чохла і фундаменту, можна зробити по декількох регіональних та рідкій пошуковій сітці сейсморозвідувальних профілів, кількох глибоких пошуково-розвідувальних свердловинах, розташованих в західній частині ділянки, а також структурно-картувальних та вуглерозвідувальних свердловинах (Старобільська ГРЕ). За представленими даними робіт осадовий комплекс неузгоджено залягає на розмитій, вивітрілій поверхні кристалічного фундаменту докембрійського віку, і привидений скороченим розрізом порід палеозойського і мезокайнозойського віків.

Основним диз'юнктивним тектонічним елементом проектної площі являється крайовий розлом. Він відділяє північний борт і прибортову частину западини, контролює поширення соленосного девону, проявляється у вигляді значного за амплітудою скиду по поверхні фундаменту. Ступінь його представлений в товщі карбону неоднаково, змінюється по простяганню і в значній мірі залежить від розподілення амплітуд між порушенням основної траси крайового розлому і його апофізів. За своєю морфологією крайовий розлом являє собою узгоджений з падінням порід значний за амплітудою скид. Крайовий розлом не пересікає ні одну з ділянок робіт, але він задає напрямок трасування основних згідних скидів північного борту, які мають субпаралельне йому простягання.

Це відчутні за протяжністю та амплітудою (до 400 м) порушення, з якими пов'язані основні плікативні деформації порід карбону, що призвели до

утворення прирозломних брахіантиклінальних складок – основного типу пошукових об'єктів в даному регіоні. Порушення даного типу є конседиментаційними, формувалися впродовж всього карбону і простежуються в розрізі до перед-ранньопермського регіонального розмиву.

Другим суттєвим тектонічним елементом геологічної будови площі досліджень, являється система скидів незгідного падіння, особливо активно розвинута в бортовій частині ДДЗ. Незгідні скиди, часом значної амплітуди (100 - 150 м), обумовлюють зворотньо-ступінчасте занурення поверхні фундаменту і всієї товщі кам'яновугільних відкладів, в напрямку центральної вісьової частини ДДЗ. Дані порушення мають субосьове простягання, не залежне від трасування крайового порушення і системи згідно-падаючих скидів.

З системами незгідних скидів можуть бути пов'язані в районі досліджень поклади вуглеводнів в пастках тільки тектонічно-екранованого типів. Безумовно, система незгідних скидів накладається на сформований незгідними тектонічними порушеннями морфологічний план відповідних стратиграфічних комплексів, що потребує визначення позитивного співпадіння даних двох факторів – морфологічного і тектонічного, тобто визначення апікальної частини тектонічного блоку, обмеженого вверх по падінню амплітудним незгідним скидом. Стратиграфічний рівень розвитку пасток в об'єктах цього типу визначається наявністю в розрізі осадової товщі та верхньої частини фундаменту колекторів і перекриваючих їх екранів.

Для проектної площі робіт потенційним нафтогазоносним комплексом, можна вважати відклади середнього карбону, візейські відклади, розущільнену поверхню фундаменту.

1.3.3. Нафтогазоносносність площі

Характеристика нафтогазоносності Дніпрово-Донецької западини (ДДз). Нафтогазоносність западини характеризується високим рівнем вивченості, ресурси її надр сягають на площі 75 тис. кв. км. Обсяг перспективних

відкладів в її межах більше 0,35 млн. куб. км і за цим регіон посідає одне з лідируючих місць в Європі. Промислова продуктивність визначена в немалому стратиграфічному діапазоні: від юрських до архейсько-протерозойських відкладах.

У продовж з 1986-1998 р. на північному борті Дніпровсько Донецької западини та на північної місцевості Донбасу вперше на території Східноєвропейської платформи було відкрито безліч нафтових і газоконденсатних родовищ (у тому числі Юліївське) з покладами в розущільнених докембрійських кристалічних породах (гранітах, гнейсах, амфіболітах, кристалічних сланцях). Дану потужну зону нафтогазонагромадження, присвячено до зчленування Воронезького масиву з Дніпровсько-Донецькою западиною і Донбасом, було відкрито незадовго до обвального скорочення нафтогазорозвідувальних робіт та їх наукового супроводу, тому наступне її дослідження було припинено [2].

Нафтогазоносність прогнозних структур, за аналогією із Дружелюбівським, Зайцівським та Євгеніївським родовищем, прогнозується в пісковиках верхньовізейського, серпуховського ярусів нижнього та московського і башкирського ярусів середнього карбону.

В південінше на 15 км, від ділянки знаходиться Євгеніївське газоконденсатне родовище, в 4 км на південний захід розташоване Макіївське газоконденсатне родовище, в 8 км на захід Зайцівське газоконденсатне родовище, в 6 км на південний захід – Дружелюбівське нафтогазоконденсатне родовище.

Дружелюбівське нафтогазоконденсатне родовище до Державного балансу включене в 1976 р. Пошуково-розвідувальними роботами виявлено 7 скупчень вуглеводнів, з яких п'ять газоконденсатні (горизонти М-3, М-6, Б-2, Б-3, Б-4), один газоконденсатний з нафтовою облямівкою (горизонт М-5). Поклади пластові склепінні тектонічно екрановані і літологічно обмежені.

[redacted]

[redacted]

Прогнозні структури-пастки вуглеводнів за аналогією з наявними родовищами являють собою групу нафтових і газових покладів, що зосереджені у продуктивних горизонтах нижнього та середнього карбону, які просторово і генетично пов’язані з похилими площинами незгідних скидів та розташовані у лежачих та висячих блоках, що утворені цими скидами. Прогнозні ресурси [redacted] азу.

1.3.4 Гідрогеологічна характеристика площі

Північний борт має гідрогеологічну зональність відкладів, що розділяються чіткими водотривами та мають у складі вуглеводневі гази (киснево-азотні).

У межах середньоюрських відкладів, підземні води мають змішаний склад та характеризуються уповільненним водообміном. Кам’яновугільний комплекс перекривається відкладами тріасу, а там, де відсутні дані водотриви розповсюджена товща крейдового віку.

Кам’яновугільні відклади в межах північно-східного борту у разі залягання на глибинах понад 400-700 м на сході і понад 700-1000 м на заході належать до нижнього гідрогеологічного поверху. Вони вміщують в собі давні седиментогенні води і ніколи не промивались прісними інфільтрогенними водами. Підошва верхнього гідрогеологічного поверху в південній частині борту проходить по регіональному водоупору верхньоюрських глин, північніше переміщується в середньоюрські глини і тільки північніше лінії Біловодськ-Білокуракіно-Золочів-Велика Писарівка охоплює кам’яновугільні відклади.

Таблиця 1.2 - Показники хімічного складу вод карбону північно-східного борту ДДз

Загальна мінералі-зація, г/л	Вміст, мг/л					Характерні коефіцієнти				Тип води за В.А Суліним
	SO_4	Br	J	NH_4	B	rNa/rCl	rCl-rNa/rMg	$rSO_4/rCl \cdot 100$	Cl/Br	
Інфільтрогенні води										
0,3-0,										
										ХМ, ХК
										ХК

Кам’яновугільні відклади в межах північно-східної частини борту (у разі залягання на глибинах понад 400-700 м на сході і понад 700-1000 м на заході) належать до нижнього гідрогеологічного поверху. Вони вміщують в собі давні седиментогенні води і ніколи не промивались прісними інфільтрогенними водами. Підошва верхнього гідрогеологічного поверху в південній частині борту проходить по регіональному водоупору

верхньоюрських глин, північніше переміщується в середньоюрські глини і тільки північніше лінії Біловодськ-Білокуракіно-Золочів-Велика Писарівка охоплює кам'яновугільні відклади.

Таблиця 1.3 - Показники складу водорозчинних газів та ступеня газонасиченості підземних вод карбону північно-східного борту ДДз

Глибина, м	Пластові температури С°	Ступінь катагенезу	CH_4	ΣТУ	CH_4/ΣТУ	N_2	He	Ar	CO_2	Концентрація газу у воді, $см^3$/л	Тиск насичення, $р_г$, МПа	Коефіцієт газонасичен, $Р_г/Р_{пл}$
Сухі метанові рази верхньої зони газоутворення												
400-15[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	0,3-0,7
[redacted]												
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]												
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]												

[redacted]

1.4 Висновки до розділу 1

1. На Токарсько-Краснянській площі встановлена наявність наступних корисних копалин: вугілля, кальцинована сода, глауконіти, вуглеводні та фосфорити основними з яких є нафта і газ.

2. За даними сейсморозвідки та буріння встановлено, що розріз площі складений породами: палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем.

3. Площа належить до Північного борту ДДЗ, згідно тектонічного районування. Крайовий розлом є основним диз'юктивним тектонічним елементом проектної площі. Також суттєвим тектонічним елементом геологічної будови даної площі, є система скидів незгідного падіння, особливо активно розвинута в бортовій частині ДДЗ.

4. З точки зору нафтогазоносності площа відноситься до нафтогазоносного району північного борту Дніпрово-Донецької нафтогазоносної області, де відкриті: Дружелюбівська, Зайцівська, Макіївська та Євгеніївська площі.

5. Основними нафтогазоносними комплексами є середній карбон який представлений такими горизонтами: М-3, М-5, М-6, Б-2, Б-3, Б-4, Б-9.

6. Колектори являють собою: пісковики, вапняки, алевроліти. Флюїдоупорами служать: глини, аргіліти. В розрізі виділяється 2 поверхи верхній з інфільтрогенними водами, та нижній з седиментогенними водами, які розділяються чіткими водотривами та мають у складі вуглеводневі гази (киснево-азотні).

РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

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

Вивчення будови Токарсько-Краснянської площі з метою:

1. Вивчення літологічних та тектонічних особливостей перспективних та продуктивних товщ.

2. Аналіз результатів геофізичних даних (сейсморозвідки).

3. [redacted]

Задачі: вивчення літологічних та тектонічних особливостей перспективних та продуктивних товщ, аналіз результатів геофізичних даних (сейсморозвідки), оцінка перспектив нафтогазоносності середнього та верхнього карбону на основі аналізу інформації із сусідніх площ, а також аналізу сейсмогеологічних даних; деталізування геологічної будови даної площі робіт; підрахунок запасів вуглеводнів.

Об'єкт: аналіз умов формування тектонічних структур та літології покладів, на основі даних сейсморозвідувальних робіт на Токарсько-Краснянській площі.

Дослідження дозволить вирішити наступні геологічні і наукові задачі:

1. Виявлення в середньокам'яновугільних відкладах покладів вуглеводнів.

2. Аналіз складу та фільтраційно-ємнісних властивостей порід колекторів.

3. Деталізувати геологічну будову даної площі робіт

4. Підрахунок запасів вуглеводнів.

5. Визначити ознаки нафтогазоносності прямі та опосередковані, та зазначити продуктивні товщі, горизонти, пласти і т.д.

2.1.1 Обгрунтування постановки робіт

Біля Токарсько-Краснянської площі є сусідні ділянки такі як: Євгеніївське газоконденсатне родовище, Макіївське газоконденсатне родовище, Зайцівське газоконденсатне родовище, Дружелюбівське нафтогазоконденсатне родовище. Також з сусідніх ділянок можна виділити: Розівську, Карамазинівську, Нежуринську, Коломійчиханську та Ольгівську ділянки.

На Токарсько-Краснянській площі перспективними колекторами є пісковики московського та башкирського ярусів.

В межах площі основними типами пасток вуглеводнів є тектонічно екрановані. Саме тому, важливо охарактеризувати типи розломних порушень, для уточнення інтенсивності тектоніки, можливості перетоків чи формування тектонічного екрану. За ці особливості відповідають такі характеристики розломних порушень, як: амплітуда розривних порушень, тип скиду (згідний, незгідний), літологічні особливості порід колеторів та ін.

У відкладах нижнього та середнього карбону, а також частково верхнього спостерігаються скидові порушення різного характеру, які пов’язані з лежачими та висячими блоками, що утворені цими скидами.

Розлом 1. Розломне порушення можна класифікувати як згідний скид, в якому поклад може очікуватися в лежачому та висячому блоці. Амплітуда порушення складає по відкладам нижнього карбону 30-45м; по відкладам серпухівського ярусу до 300м, по відкладам московського та башкирського ярусів близько 100м. В межах блоку, що формує даний скид наявно малоамплітудне порушення скидового типу, що утворює додаткове перемішення відкладів серпухівського горизонту.

Розлом 2 і 3. Система згідних та незгідних скидів, що має субосьве простягання та формують ступінчастість окремих блоків відкладів нижнього,

середнього та верхнього карбону. Амплітуда порушень складає від 30-40м до 200 м в центральному блоці.

Розлом 4. Є скидом, що має субосьове простягання та формує ступінчастий блок відкладів, візейсько-турнейських ярусів. Амплітуда порушень складає до 25 м.

Розлом 5. Представляє собою незгідний скид, у відкладах від докембрійських до нижньої частини башкирського ярусу.

Розломи 6,7. Система згідного і незгідного скидів, з утворенням окремого тектонічного блоку. Амплітуда в башкирському ярусі до 180 м, і в московському до 40 м.

Стосовно глибини порушень та її амплітуди, можна зробити висновок з сусідніх площ. Коломийчихінська площа амплітуда 160 м, при глибині 2590 м, в свердловині №1. Нежуринська площа, в свердловині №1, амплітуда 30 м, при глибині 2018 м, в свердловині №2 амплітуда 250 м, при глибині 1640 м. На Розійській площі, в свердловині №2 амплітуда ~ 250 м, при глибині 3070 м.

На Макеївській площі, в свердловині №1 амплітуда сягає 300 м, при глибині 2894 м, в свердловині №2 амплітуда сягає 180 м, при глибині 2236 м. Кармазинівська площа, має амплітуду 200 м, в свердловині №1 при глибині 3058 м. Ольгівська площа, має амплітуду 100 м, при глибині 3270 м, в свердловині №1. На Зайцівській площі, в свердловині №1 амплітуда сягає 120 м, при глибині 3023 м.

2.1.2 Система розміщення свердловин

Сукупність пошукових і розвідувальних свердловин формують системи, конфігурація яких визначається характеристиками об'єкта. Для повнопластового покладу зазвичай виникає потреба у визначенні його висоти, і свердловини розташовують на певній відстані, яку називають кроком пошукового буріння.

Методика розміщення свердловин виглядає так:

Перша свердловина буриться на передбачуваному склепінні.

Друга свердловина буриться на крилі на такій відстані, щоб покрівля була розкрита на тій же висоті, що й підошва першої свердловини [4].

Третя свердловина буриться, якщо ВНК не розкрито, для розкриття покрівлі на тій же висоті, що й підошва другої свердловини. Вона розташовується на протилежному крилі, залежно від структури покладу, може використовуватися трипроменева система, класичний пошуковий хрест або діагональний профіль.

Раціональна система розміщення свердловин повинна забезпечити найшвидше отримання всіх необхідних параметрів з потрібною надійністю при мінімальних витратах. Важливо звертати увагу на геометрію та регулярність розташування свердловин на площі покладу [5].

На Токарсько-Краснянській площі, переважно в межах Сватівського і Кремінського районів, на сусідніх ділянках пробурені пошуково-розвідувальні свердловини, завдяки яким було вивчено розріз до глибини 3146 м на Зайцівській площі свердловина № 1.

Виходячи з часового розрізу по профілю $14_{24}8603$, на якому представлена тільки одна свердловина:

Свердловина на Коломійчиханській площі, глибиною 2000 м, добурена до відкладів порід фундаменту.

Дані по часовому розрізу по профілях $47_{24}8786$ і $07_{12}8785$:

Свердловина № 3 на Євгенієвській площі, глибиною 1700 м, пробурена до відкладів порід фундаменту.

Дані по сейсмостратиграфічному розрізу по регіональному профілю МСГТ XII Нежурине – Червоний Оскіл – Крутоярівка:

Свердловина № 1 на Зайцівській площі, глибиною 3146 м, добурена до відкладів кам'яновугільної системи, нижнього візейського ярусу.

Свердловина глибиною 1211 м, добурена до відкладів кам'яновугільної системи, середнього московського ярусу.

Свердловина № 1 на Нежуринській площі, глибиною 1204 м, добурена до порід кам'яновугільної системи, середнього московського ярусу.

Свердловина № 2 на Нежуринській площі, глибиною 2463 м, добурена до порід фундаменту.

Свердловина глибиною 1210 м, добурена до порід кам'яновугільної системи, середнього башкирського ярусу.

2.1.3. Промислово-геофізичні дослідження

Комплекс досліджень у свердловинах відповідає галузевому стандарту "Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах" в Україні. Основні методи включають оцінку нафтогазоносності порід, визначення колекторських властивостей, стратиграфічну прив'язку та відбір керна, ВПТ та перфорацію.

Додаткові дослідження, такі як БКЗ, БК, МБК, МК, ІК, АК, ГК, КНК, НГК, проводяться в перспективних розрізах. При складних умовах контролю випробувань, для виявлення притоків та заколонних перетіків, застосовується високоточна термометрія та акустичний каротаж широкополосний (ВТ, АКШ). Додаткові методи визначаються залежно від специфіки розрізу та геолого-технічних умов для отримання додаткової інформації [6].

2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів

З метою вивчення об’єктів, що можуть слугувати пастками чи покладами нафти і газу обов’язковим є відбір проб гірських порід, підземних вод та вуглеводневої сировини. Дані зразки обов’язково вивчаються в лабораторних умовах. Для аналізу обирають наступний матеріал:

1. Гірські породи у вигляді керну.

Керн являє собою циліндричний стовпчик гірської породи, який отримують при бурінні свердловин. Найповнішу характеристику розрізу та його нафтогазоносності можна отримати шляхом суцільного відбору керна із свердловини. Для детальнішого вивчення перспективної товщі відбір керна в свердловинах на одній і тій же площі проектується в різних інтервалах розрізу, що за відносно невисокого відбору керна в кожній свердловині забезпечує висвітлення всієї продуктивної товщі.

Під час вивчення керна отримують дані щодо літологічної характеристики порід та їх стратиграфії, колекторних властивостей порід, наявності ознак нафти і газу, структурних особливостей порід та елементів їхнього залягання. З появою у буровому розчині уламків нафтогазоносних порід потрібно одразу ж розпочинати відбір керна, навіть якщо глибина спуску колонкового долота не узгоджується з даними геолого - технічного наряду.

Вибір інтервалів для відбору керна залежить від поставлених геологічних завдань. На нових, ще не вивчених родовищах у процесі буріння перших свердловин рекомендується проводити суцільний відбір керна, із застосуванням водночас і геофізичних, тобто непрямих, методів дослідження свердловин.

В експлуатаційних свердловинах керн, як правило, майже не відбирають, і всі спостереження грунтуються на даних ГДС і даних вивчення відібраного шламу. Тоді керн відбирають тільки в інтервалі продуктивного горизонту для його детального вивчення, а інколи – в інтервалі маркувальних горизонтів, на характерних контактах світ і там, де потребують уточнення тектоніка і будова покладу.

Ознаки нафти і газу в керні треба попередньо вивчити на буровій, у щойно відібраних зразках і на поверхнях зламу, а потім детальніше у геологічному відділі та лабораторії. У геологічному відділі під час вивчення ознак нафти в керн завжди застосовують бензинову витяжку. Зразки керна та

гірських порід з геологічними ознаками дають змогу встановити геологічну будову і можливу нафтогазоносність гірських порід у тих чи інших районах або площах, де проводиться буріння свердловин.

2. Відбір і вивчення шламу.

При роторному та турбінному бурінні розбурена порода у вигляді дрібних частинок або уламків виноситься на поверхню потоком глинистого розчину. Ці уламки називаються шламом. Аналіз шламу дозволяє визначити літологічний склад порід і вирішити низку геологічних завдань.

Особливості відбору, методика опису та збереження шламу. Інтервали відбору керна визначають від необхідності вивчення розрізу свердловини. Для детального вивчення розрізу пошукових і розвідувальних свердловин зразки шламу потрібно вибирати через 1 – 3 м проходки; в інтервалах, де керн відібрано суцільно, - через кожні 3 – 5 м проходки. При бурінні експлуатаційних свердловин в інтервалі продуктивного горизонту, якщо керн не відібрано, шлам відбирають через 1 – 2 м проходки. Для зберігання шламу застосовують спеціальні ящики. Уламки породи промивають водою, просушують, кладуть у паперові пакети чи пробірки, вкладають у них етикетки і зберігають у керносховищах

У відібраних зразках визначають вміст (у %) глин, піску, пісковику й інших порід за допомогою бінокулярної лупи, яка має велике поле зору, або візуально. Визначення глибини відбору шламу. Під час буріння пошукових і розвідувальних свердловин шлам відбирають через указані в ГТН інтервали проходки. Це дає інформацію про літологічний склад розкритих порід по всьому розрізу свердловини. Шлам слід прив’язувати до тієї глибини, на якій він був розкритий свердловиною.

Відібраний керн необхідно детально дослідити та описати. З найбільш характерних ділянок керна відбирають зразки, для яких створюють окремі етикетки. В інтервалах з ознаками нафти або газу відбирають циліндричні зразки довжиною не менше 10 см і діаметром не менше 30-40 мм, які

використовуються для визначення пористості та проникності порід у [redacted]

2.1.5. Лабораторні дослідження

Необхідно провести докладне та комплексне дослідження керна та проб пластових флюїдів у лабораторії для отримання достовірної геологічної інформації щодо літолого-фізичних властивостей порід та фізико-хімічних характеристик флюїдів. Цей комплекс лабораторних досліджень виконується відповідно до вимог нормативних документів і методичних рекомендацій. Його обсяг та якість регламентуються вказаними документами.

Дослідження включає в себе визначення колекторських властивостей порід, аналіз фізико-хімічних характеристик газу, конденсату, води та порід, а також пантологічний, петрографо-мінералогічний, люмінісцентно-бітумінологічний та петрофізичний аналіз кернового матеріалу. Зразки керна для лабораторних досліджень відбираються після детального опису на свердловині та макроопису в керносховищі з використанням 100% піднятого керна. Після відбору зразків вони направляються в лабораторію для дослідження не пізніше, ніж через 5-10 днів після підняття з свердловини.

Для конденсату, надають таку характеристику:

1. Колір.
2. Питома вага.
3. Кінематична в'язкість при 20 °С.
4. Фракційний склад.

Для відібраних проб нафти, надають таку характеристику:

1. Фізико-хімічні характеристики.
2. Фракційний склад.

3. Вміст смол.

4. Вміст парафіну.

5. Кінематична в'язкість.

В лабораторії для газу надають такі характеристики: питома вага газу по повітрю; теплотворна здатність по хімічному складу; сумарний вміст вуглеводневих газів в об'ємних процентах, в тому числі: метан, етан, пропан, бутан, ізобутан, пентан, ізопентан, гексан;не вуглеводневі гази: азот, сірководень, гелій, водень, вуглекислий газ.

Основні види гідрогеологічних досліджень включають:

1. Збір, узагальнення та аналіз попередніх досліджень.

2. Рекогносцирувальні гідрогеологічні дослідження.

3. Гідрогеологічне картування.

4. Бурові та гірничі роботи.

5. Польові дослідно-фільтраційні роботи.

6. Моделювання фільтрації підземних вод.

7. Лабораторні дослідження.

8. Спостереження за режимом підземних вод.

Загальні принципи проведення гідрогеологічних досліджень визначаються завданнями пошуково-розвідувальних робіт, вимогами до них та закономірностями процесу пізнання. До загальних принципів належать:

1. Принцип повноти досліджень вимагає вивчення всього родовища підземних вод у цілому, а не лише його окремих ділянок, навіть найперспективніших.

2. Принцип послідовних наближень полягає у поступовому накопиченні знань про родовище підземних вод, оскільки отримати всі необхідні дані за короткий термін неможливо.

3. Принцип рівномірності вивчення родовищ - передбачає рівномірне вивчення родища, що дозволяє отримати правильне уявлення про його

особливості, умови експлуатації, характер області фільтрації та інші фактори, що визначають його геолого- промислову цінність.

4. Принцип найменших матеріальних і трудових витрат вимагає мінімізації обсягів виконаних робіт та трудових витрат на кожній стадії вивчення родовища, забезпечуючи при цьому необхідний ступінь достовірності.

5. Принцип найменших витрат часу тісно пов'язаний із попереднім принципом, забезпечуючи високу економічну ефективність пошуково-розвідувальних робіт при мінімальних витратах праці, часу та коштів.

6. Принцип раціонального і комплексного використання природних ресурсів передбачає всебічне та науково обґрунтоване використання водних ресурсів з максимальним економічним ефектом та користю, а також економічно виправдане застосування всіх їх корисних властивостей для задоволення потреб водокористувачів.

Планування гідрогеологічних досліджень здійснюється за єдиною системою, яка передбачає послідовне проведення робіт по стадіях.

Стадія геологорозвідувальних робіт - це частина геологорозвідувального процесу, що визначається об'єктами геологічного вивчення, метою та методами робіт, а також вим эми до їх кінцевих результатів [8].

2.1.6 Оцінка перспективності площі

Перспективи пошуків нафтогазових родовищ на Токарсько-Краснянській площі визначаються за допомогою геолого-геофізичних матеріалів, наданих у попередніх розділах, які вказують на наявність відкладів середнього карбону московського та башкирського ярусів.

[redacted]

Даний блок захоплює горизонти нижнього карбону, та формують прискидову структуру, що формує пастку висотою 100 м. Основними породами що складають блок, горизонти є вапняки та алевроліти. За аналогією з сусіднім родовищем Євгеніївське, тут можуть бути поклади в карбонатних породах, хоча випробування показали обводнення.

Наступний блок захоплює горизонти середнього та нижнього карбону, та утворюють прискидову структуру, що формує тектонічноекрановану пастку. Породи що складають блок, це горизонти з потужними пачками піщаників, прошарками алевролітів, аргілітів та вапняків, стосовно горизонтів нижнього карбону вони представлені вапняками та алевролітами. За аналогією з Євгеніївським родовищем, можливі поклади в карбонатних породах, хоча випробування показали обводнення.

[redacted]

[redacted]

2.2. Підрахунок запасів

На Токарсько-Краснянській площі було проведено підрахунок запасів газу.

У підрахунку запасів газу розрізняють підрахунок вільного газу, тобто із газових покладів і газових шапок нафтогазових (газонафтових) покладів, і газу, розчиненого в нафті (супутній газ).

Метод підрахунку запасів газу за падінням тиску грунтується на зв'язку кількості добутого газу з величиною падіння тиску в процесі розробки газового покладу. Якщо на першу дату підрахунку на початку розробки покладу добуто Q_1, об'ємів газу, при цьому тиск у покладі становив p_1, а на другу пізнішу дату відібрано Q_2 об'ємів газу і тиск дорівнював p_2, то видобуток газу за цей період (від першого до другого підрахунку) на одиницю падіння тиску становитиме:

$$Q = (Q_2-Q_1)/(p_2-p_1).$$

З огляду на те що в подальшому з падінням пластового тиску в покладі до деякої його кінцевої величини p_k. видобуватимуть однакові кількості газу на одиницю падіння тиску, підрахунок запасів газу здійснюють за формулою:

$$Q_г = (Q_2-Q_1)(p_2\,\alpha_2 - p_k\,\alpha_k)/(p_1\,\alpha_1 - p_2\,\alpha_2)$$

де $Q_г$ - промислові запаси газу на дату, коли вже було відібрано газу Q_2 $м^3$;

α_k - поправка на відхилення об'ємів вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта за тиску p_k

Якщо родовище газоконденсатне, то після визначення запасів газу підраховують запаси газоконденсату за формулою:

$$Q_к = Q_г\,П$$

де П - вміст конденсату в 1 м² газу, т.

Об'ємний метод підрахунку запасів газу можна застосовувати на будь-якій стадії розвіданості покладу. Для використання методу підрахунку за падінням тиску необхідно мати дані експлуатації свердловин.

Об'ємний метод застосовують для будь-якого режиму роботи пласта. Метод підрахунку за падінням тиску ефективний лише для суто газового режиму, для водонапірного (газоводонапірного) режиму точність обчислення за цим методом різко знижується.

Для перевірки можливості застосування підрахунку запасів газу за методом падіння тиску обчислюють кількість добутого із покладу газу на одиницю падіння тиску в різні періоди розробки. Якщо результати цих розрахунків збігаються, можна застосовувати зазначений метод. Збільшення кількості добутого газу на одиницю зменшення тиску в пізніші періоди розробки вказує на наявність напору вод і витіснення ними частини об'єму газу.

Підрахунок запасів газу, розчиненого в нафті. Балансові запаси газу, розчиненого в нафті, розраховують за формулою:

$$Q_{г.бал} = Q_{н.бал}\, r_0$$

де $Q_{г.бал}$ - балансові запаси газу, м³, і нафти, т;

r_0 - вміст газу в нафті за початкового пластового тиску, м³/т.

Величина видобувних запасів газу, розчиненого в нафті, залежить від роботи нафтогазових пластів. За водонапірного режиму (за якого розробляють переважну більшість родовищ в Україні) газовий фактор у процесі експлуатації покладу мало змінюється в часі і видобувні запаси газу, розчиненого в нафті, обчислюють за спрощеною формулою:

$$Q_{г.вид} = Q_{н.вид}\, r$$

де r - газовий фактор, м³/т, виміряний на поверхні за тиску 0,1 МПа;

$Q_{н.вид}$ - видобувні запаси нафти, т;

$Q_{г.вид}$ - видобувні запаси газу, розчиненого в нафті, м³.

За відсутності даних для розрахунку іншими методами, підрахунок ресурсів в межах Токарської площі проводився об'ємним методом.

Підрахунок запасів вільного газу. Об'ємний метод підрахунку запасів вільного газу грунтується на тих самих принципах визначення об'єму покладу, що і об'ємний метод підрахунку запасів нафти. Підрахунок проводять за даною формулою:

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

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

F - площа в межах контуру газоносності, м²;

h - ефективна газонасичена товщина, м;

m - коефіцієнт відкритої пористості;

f - поправка на темпераруру, 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 (кг/см^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);

$\beta_г$ - коефіцієнт газонасиченості, долі одиниці;

$\eta_г$ - коефіцієнт газовіддачі, долі одиниці.

Прогнозні ресурси за категорією Д оцінюються по площі в об`ємі 25 млрд.м^3 газу [9].

2.3 Висновки до розділу 2

1. Задачею для Токарсько-Краснянської площі є вивчення літологічних та тектонічних особливостей перспективних та продуктивних товщ, аналіз результатів геофізичних даних (сейсморозвідки), оцінка перспектив нафтогазоносності середнього та верхнього карбону.

Метою є вивчення літологічних та тектонічних особливостей перспективних та продуктивних товщ, аналіз результатів геофізичних даних (сейсморозвідки), оцінки перспектив нафтогазоносності середнього та верхнього карбону, на основі аналізу інформації із сусідніх площі.

2. У відкладах нижнього та середнього карбону, а також частково верхнього спостерігаються скидові порушення різного характеру, які пов’язані з лежачими та висячими блоками, що утворені цими скидами. Виходячи з цього охарктерезовані розломи.

3. Біля сусідніх ділянок пробурені пошуково-розвідувальні свердловини, завдяки яким було вивчено розріз до глибини 3146 м свердловиною № 1 на Зайцівській площі.

4. Основні методи промислово-геофізичних досліджень, включають оцінку нафтогазоносності порід, визначення колекторських властивостей, стратиграфічну прив'язку та відбір керна і перфорацію.

5. Відбір керну та шламу проводився згідно всіх правил та порядків в перспективних горизонтах.

6. Лабораторні дослідження дозволили визначити колекторські властивості порід, аналіз фізико-хімічних характеристик газу, конденсату, води і порід та інше.

7. В межах площі найбільш перспективними в нафтогазоносному відношенні виявлені такі горизонти: М-3, М-5, М-6, Б-2, Б-3, Б-4, Б-9.

8. В підрахунку запасів було виявлено прогнозні ресурси за категорією Д, в об`ємі 25 млрд.м^3 газу.

РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо-геологічні умови буріння

Ускладненнями при бурінні називають геологічні чи геотехнологічні ситуації в свердловині, при яких подальша її проходка стає неможливою або коли буріння продовжується, але різко знижується його продуктивність.

Існують такі види ускладнень в процесі буріння:

Розкриття природних або утворення нових тріщин відбувається в основному при бурінні в тріщинуватих зонах, що виникли внаслідок тектонічних порушень, або в будь-яких породах при критичних значеннях гірського тиску в свердловині. Залежно від умов залягання порід розтріскування при різних значеннях тиску рідини в в свердловині.

Утворення каверн різновид порушень цілісності стінок свердловин. Цей вид порушень призводить до різкої зміни конфігурації стовбура і є однією з першорядних причин ускладненості буріння, тому що впливає на весь подалыший хід бурових робіт.

Утворення жолобів також належить до одного з різновидів порушення цілісності стовбура. Воно створює передумови для заклинювання бурильних і обсадних труб. Жолоби утворюються не відразу, а поступово з ростом кількості рейсів бурового снаряда, небезпечні за своїми наслідками жолоби можуть утворитися тільки після досить великого шляху пробігу бурового снаряда. Для попередження прихвата бурильних труб або заклинювання коронки при наявності жолоба в свердловині варто застосовувати одну й ту саму компоновку бурового снаряда.

Набухання пружне структурно-адсорбційне розширення порід стінок свердловини, обумовлене їхньою анізотропією, підвищеною фільтраційною здатністю, усмоктуванням вільної води і фізико-механічною взаємодією її з частинками породи, набухання порід призводить до зниження міцності стінок

свердловини і зменшення діаметра стовбура внаслідок об'ємного розширення породи. Додатковими характерними ознаками є затягування і прихвати бурового снаряда, у цьому випадку необхідно проробити стовбур при порівняно великій швидкості подачі бурового снаряда. Набухання без застосування заходів для його усунення звичайно призводить до появи витікань, осипів, обвалів і до інших ускладнень.

Звуження стовбура свердловини відбуваються в результаті утворення товстих кірок. Такі звуження в основному пов'язані з розрізами високопроникних порід, що інтенсивно поглинають рідку фазу розчину, внаслідок чого і відбувається відкладення твердої фази розчину на стінки свердловини.

Витікання один з видів пластичної деформації стінок свердловин, що виникає внаслідок значного підвищення пластичності, зниження міцності порід, зволоження, термомеханічного впливу (коливань протитиску і температури масиву).

Осипання процес крихкого руйнування гірських порід у свердловині, який характеризується збільшенням кількості шламу, що виноситься зі свердловини. Якщо відсутні активні міри боротьби, то обсипання відбуваються протягом усього періоду буріння в необсадженому стовбурі в результаті постійного або періодичного відвалювання окремих шматків породи. Осипи призводять до утворення зазублювань і каверн, обвалів, обвалювань та до інших ускладнень. Слабкі осипи важко зафіксувати візуально у цьому випадку на їхню наявність може вказати кавернометричне дослідження стовбура, у зв'язку з чим зняття кавернограм набуває важливого значення. Сильні осипи реєструються як візуально, так і приладами, зокрема, про їхню наявність свідчать: інтенсивне зростання в'язкості промивальної рідини і вмісту в ній шламу; пробкоутворення; виникнення сальників на колонковому наборі й коронці, поршневий ефект і переливання рідини при

підйомі снаряда; необхідність частих промивань і пророблень свердловини; підвищення тиску на буровому насосі.

Обвалювання об'ємний, в основному швидкоплинний процес крихкого руйнування, що протікає в більш великих масштабах, ніж обсипання. При обвалах відбувається інтенсивний винос шламу у вигляді осколків, більших за об'ємом, ніж об'єм пробуреного інтервалу. Обвалу сприяє повзучість гірських порід і попереднє поверхневе обсипання. Залежно від структури, фізико- хімічних і механічних властивостей порід обвали можуть мати як одиничний раптовий, так і безперервний характер. На відміну від осипів, що мають місцевий (поверхневий) характер руйнування, обвалам властиві глибокі об'ємні руйнування стовбура. Характерні ознаки обвалів: різке підвищення тиску на бурових насосах і втрата циркуляції; невелика швидкість пророблення стовбура; несподіваний і важкий прихват бурильних і обсадних труб.

Обвалення об'ємний, швидкоплинний процес крихкого руйнування порід стінок свердловин одиничного характеру з вивалюваннями з масиву великого об'єму порід, у тому числі стійких і досить міцних при нормальних умовах буріння. Обвалення може відбуватися також під дією власної ваги порід. Основні ознаки обвалень: раптовість і швидкоплинність розвитку; миттєве різке підвищення тиску на буровому насосі і, як правило, повна втрата циркуляції в сполученні з миттєвим прихватом бурового снаряда; втрата стовбура свердловини до зони обвалення, недоходження снаряда до вибою після буріння чергового рейсу або при нарощуванні.

Розглянуті види ускладнень деформаційного типу тісно пов'язані між собою і часто один вид викликає інший і навпаки. При цьому важливу роль у появі тих або інших деформацій відіграють часовий фактор, геологічні особливості розбурюваних порід і технологічні прийоми буріння [10].

Стосовно ускладнень на Токарсько-Краснянській площі робіт, можна спрогнозувати такі ускладнення: башкирські і московські відклади

середнього карбону представлені в межах ділянки, потужними пачками піщаників, прошарками алевролітів, аргілітів та вапняків. Тому виходячи з цього можна сказати, що в середньому карбоні, можливі осипання, які призводять до зазублювань і каверн, обвалів, обвалювань.

Також саме ускладнення характерне і для відкладів серпуховського ярусу, що складений нижнім (літологічно витриманим теригенним комплексом) і верхнім (потужна товща піщано- алевритових порід) під'ярусами.

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.

При виборі конструкції свердловини необхідно забезпечити:

1. Стійкість і довговічність свердловини, кріплення її стінок.

2. Ізоляцію газоносних, нафтоносних і водоносних горизонтів один від одного, а також ізоляцію інтервалів, у межах яких передбачається поглинання промивальної рідини.

3. Успішне буріння до проектної глибини і можливість здійснення наміченої системи розробки родовища, якщо передбачається виділення поверхів розробки в розрізі родовища вуглеводнів.

4. Можливість застосування запроектованого способу і режиму експлуатації нафтогазових пластів.

5. Економію металу.

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 [11].

Конструкція свердловини складається з таких елементів:

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 забитовують і цементують (рис. 3.1).

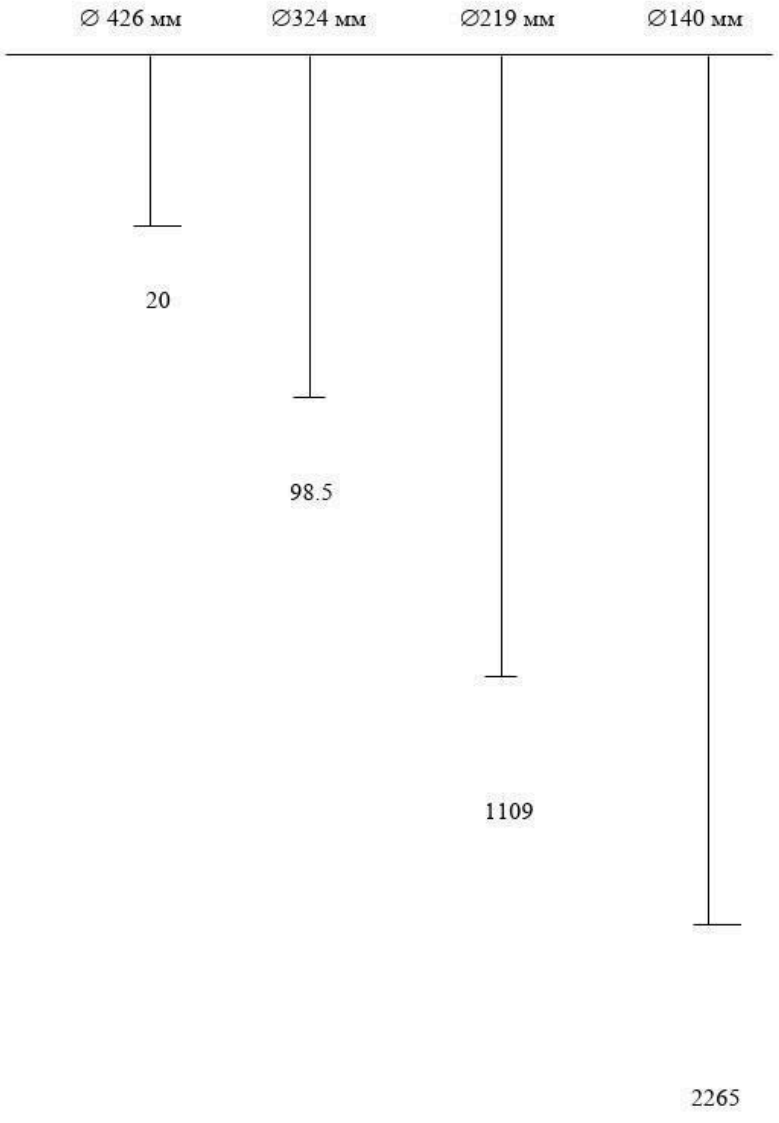

Рисунок 3.1 Конструкція типової свердловини

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 [12].

3.3 Режими буріння

Ефективність руйнування породи долотом залежить від: осьового навантаження на долото, частоти його обертання, параметрів промивальної рідини, конструкції долота, властивостей породи та інших факторів. Деякими з них можна оперативно управляти.

Режим буріння визначається сукупністю факторів, що впливають на ефективність руйнування породи та зношування долота, якими можна оперативно управляти під час роботи долота на вибої. Ці фактори, відомі як режимні параметри, включають: осьове навантаження на долото, частоту його обертання, секундну витрату промивальної рідини та її параметри.

Режими буріння поділяються на:

1. Звичайний: оптимальний, раціональний, форсований (швидкісний або силовий).

2. Спеціальний.

Оптимальний режим буріння забезпечує найвищу продуктивність праці при мінімальних затратах і якісне виконання завдання. Основними критеріями є мінімізація вартості одного метра проходки та максимізація рейсової швидкості.

Раціональний режим - режим буріння, який забезпечує найкраще значення одного чи декількох показників при даному технічному оснащенню.

Форсований режим буріння спрямований на збільшення швидкості буріння.

Швидкісний режим передбачає інтенсифікацію процесу руйнування породи за рахунок збільшення швидкості обертання долота.

Силовий режим - режим, при якому інтенсифікація процесу руйнування досягається внаслідок збільшення осьового навантаження на долото.

Спеціальний режим буріння забезпечує найкраще виконання того або іншого спеціального завдання, наприклад, буріння похило спрямованої свердловини [13].

3.4 Характеристика бурових розчинів

У забезпеченні зростання об'ємів буріння та видобутку вуглеводнів важливу роль відіграють бурові розчини. Від якості бурового розчину залежить швидкість буріння свердловини та результат буріння свердловини в цілому. Добре відомо, що при неякісному буровому розчині можна пробурити свердловину, але не одержати із неї продукції.

Буровий розчин це складна багатокомпонентна дисперсна система суспензійних, емульсійних і аерованих рідин, які застосовують для промивания свердловини у процесі буріння.

Технологія будівництва свердловин безпосередньо пов'язана з руйнуванням гірських порід на вибої та транспортуванням вибуреної породи на поверхню. Саме тому важливою технологічною складовою в процесі улаштування свердловини є процес промивання.

Процес промивання свердловини це комплекс технологічних процесів і операцій з очищення вибою і стовбура свердловини від шламу, винесення шламу на поверхню та видалення твердої фази із циркулюючого агента. Промивання стовбура свердловини це безперервний процес при механічному бурінні.

При проходженні свердловин буровий розчин виконує цілий ряд різноманітних функцій, зокрема:

За рахунок руху бурового розчину в свердловині проходить:

1. Видалення вибуреної породи зі свердловини.

2. Передача потужності від бурового насоса до вибійного двигуна.

3. Охолодження долота під час роботи його на вибої.

4. Розмивання гірської породи на вибою.

За рахунок ваги розчину:

1. Попереджається попадання в стовбур свердловини газу, нафти та води.

2. Частинки вибуреної породи й обважнювача утримуються на плаву.

3. Зменшується руйнування стінок свердловини.

4. Зменшується навантаження на обладнання за рахунок зменшення ваги труб в буровому розчині.

Зокрема, розрізняють бурові розчини на водній та на вуглеводневій (ВВО) основі та на основі газоподібних агентів.

Розчини на водній основі складаються з двох основних екомпонентів: дисперсійне середовище (вода) рідка фаза, у якій розчинені або завислі

мінеральні або хімічні компоненти розчину (тверда фаза). Тверда фаза наповнювачі (глиниста фаза, карбонат кальцію, обважнювачі), мінеральні солі (хлоридів Na^+, Ka^+; Ca^{2+}; Mg^{2+}і т. ін.), органічні полімерні чи синтетичні компоненти, розчинені або завислі у воді.

Бурові розчини на водній основі поділяють на два основні типи систем:

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 [14].

Їх застосування суттєво поліпшує відновлення проникності продуктивних колекторів, бо їх несуче середовище рідина, за фізико-хімічними властивостями споріднена вуглеводневому флюїду, котрий насичує продуктивний пласт, і таким чином не створює при їх взаємодії малорухомих сумішей, які блокують поровий простір пласта.

Основна перевага розчинів на вуглеводневій основі порівняно з розчинами на водній основі, полягає в тому, що вона має максимально високий ефект інгібування глинистої гірської породи й практично на 100% запобігає диспергуванню вибуреної гірської породи й скорочує 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 [15].

Глинисті розчини широко використовуються 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. Основна властивість таких розчинів полягає в здатності перетворюватися на малорухому масу при відсутності зовнішніх сил, що дозволяє утримувати частинки породи в зваженому стані. При додаванні зовнішньої сили розчин стає рухливим.

Колоїдальні властивості яскраво виражені у розчині, глинисті частинки які 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.

Таким чином, міцність структури розчину при припиненні його циркуляції забезпечує чистоту вибою і захищає буровий снаряд від прихвату буровим шламом [16].

3.5 Охорона надр та навколишнього середовища

Згідно із Законом України "Про охорону надр і навколишнього середовища", а також нормативним документом Кабінету Міністрів про "Охорону навколишнього середовища" в процесі будівництва розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ потрібно проводити планомірні й постійні заходи щодо охорони надр і навколишнього середовища. Охорона надр і навколишнього середовища взагалі забезпечує такі основні напрями:

1. Охорону надр і навколишнього середовища та специфіку використання їх ресурсів у різних природних зонах за різних способів проведення гірничих робіт.

2. Розробку методів дослідження вимірів природних комплексів і прогнозу можливих наслідків під час гірничих робіт.

3. Прогнозування змін надр і природного середовища та самоочищення природи в окремих ландшафтах.

4. Зниження темпів техногенних забруднень під час гірничих робіт.

5. Обгрунтування системи природоохоронних заходів (комплексних територіальних схем охорони природи в нафтогазоносних регіонах, заходів щодо збереження природного середовища в різних районах і ландшафтах).

6. Ааліз наслідків нераціонального використання природних ресурсів і погіршення навколишнього середовища [17].

Охорона підземних вод

Охорона підземних вод передбачає: Про затвердження охорони підземних вод:

1. Дотримання законодавства у сфері використання і охорони вод.

2. Регламентування всіх видів господарської та іншої діяльності, яка впливає на стан підземних вод, зокрема на водозабори підземних вод централізованого та нецентралізованого господарсько-питного

водопостачання, з урахуванням їхньої продуктивності як на сучасний період, так і на перспективу.

3. Встановлення екологічних нормативів якості води для масивів підземних вод.

4. Оцінку впливу експлуатації водозабору підземних вод на навколишнє середовище.

5. Впровадження водоохоронних заходів, які запобігають негативному впливу господарської діяльності на навколишнє природне середовище, особливо на підземні води, під час проєктування та будівництва будь-яких підприємств і споруд.

6. Забезпечення дотримання охорони та зон санітарної охорони джерел централізованого господарсько-питного водопостачання та водозаборів мінеральних вод.

7. Запобігання та ліквідація витоків стічних вод і забруднюючих речовин з поверхні землі, каналізаційних систем, фільтруючих накопичувачів, відстійників, хвостосховищ та інших споруд, щоб ці речовини не потрапляли в горизонти підземних вод.

8. Підвищення рівня очищення стічних вод та недопущення скидання у водотоки, водойми та підземні водоносні горизонти неочищених або недостатньо очищених стічних вод та рідких токсичних відходів.

9. Дотримання нормативів гранично допустимих концентрацій речовин у ґрунтах.

10. Дотримання порядку захоронення забруднюючих речовин, відходів, стічних вод у глибокі підземні водоносні горизонти.

11. Дотримання умов скидання шахтних, кар'єрних і рудникових вод у водні об'єкти та повернення супутньо-пластових вод нафтогазових родовищ до підземних горизонтів.

12. Дотримання особливостей проєктування гірничодобувних об'єктів, а також підземних споруд, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин.

13. Дотримання природоохоронних вимог при перебурюванні водоносних горизонтів питних і мінеральних підземних вод свердловинами різного призначення, проєктуванні, експлуатації підземних вод; а також при будівництві і водозаборів.

14. Здійснення моніторингу стану підземних вод, особливо на ділянках водозаборів і в районах промислових та сільськогосподарських об'єктів, з метою виявлення будь-яких розбіжностей і відхилень у прогнозованих рівнях впливу об'єктів на навколишнє середовище.

15. Виконання інших водоохоронних заходів, передбачених законодавством, для захисту підземних вод.

Конструкція свердловини повинна дозволяти проведення вимірів дебіту та рівня, відбору проб води, а також виконання ремонтно-відновлювальних робіт під час експлуатації. Водокористувачі, які володіють або користуються водозабірними спорудами, зобов'язані встановлювати та експлуатувати пристрої для регулярного контролю за обсягами та якістю підземних вод.

Відповідальність за порушення вимог цих Правил охорони підземних вод встановлюється Кодексом України про адміністративні правопорушення та Кримінальним кодексом України.

Розробка цього документу передбачена рішенням РНБО України від 19 березня 2021 року «Про виклики і загрози національній безпеці України в екологічній сфері та першочергові заходи щодо їх нейтралізації», введеним в дію Указом Президента України від 23 березня 2021 року № 111 [18].

Утилізація шламу

Забруднення підгрунтового грунту в процесі буріння свердловини може відбуватися в результаті впливу бурових і тампонажних розчинів, бурових стічних вод і шламу. Буріння свердловин передбачено з застосуванням бурових розчинів, оброблених хімреагентами. Рідкі хімреагенти необхідно берегти в металевих ємностях з регульованим стоком, порошкоподібні у

критому сараї. Передбачені способи збереження хімреагентів повинні запобігти забрудненню підгрунтового грунту на площадці бурової.

Під час будівництва свердловин для збору та тимчасового зберігання відпрацьованого бурового розчину з хімреагентами слід передбачити спорудження земляного шламового амбару в глинистому ґрунті. Відпрацьовані бурові розчини, шлам та інші відходи повинні бути утилізовані або знешкоджені та поховані в місцях, погоджених з державними контролюючими органами. Один зі способів знешкодження відходів буріння полягає у їх змішуванні з в'язкими матеріалами, такими як цемент або вапно. Витрата цементу становить 4-6% від ваги відходів буріння, а вапна до 10 кг/ м³.

Для виконання вимог щодо охорони надр під час буріння нафтових і газових родовищ необхідно дотримуватися таких основних умов:

1. Використання технологій буріння, що запобігають викидам, поглинанням, обвалам та іншим аварійним ситуаціям.

2. Випробування проміжних інтервалів у разі наявності нафтогазопроявів та позитивних даних промислової геофізики, керна, шламу для повнішої оцінки нафтогазоносності всього розрізу.

3. Розкриття продуктивних інтервалів із використанням промивальних рідин, що мінімізують забруднення привибійної зони та зменшують продуктивність свердловини.

4. Вибір конструкції свердловини та обладнання фільтра, які забезпечують безаварійну та ефективну експлуатацію продуктивного горизонту згідно з проектними даними.

5. Використання методів перевірки цілісності та герметичності обсадних колон, особливо експлуатаційної.

6. Надійна ізоляція всіх нафтогазоводопроявних інтервалів та герметизація затрубного простору (у разі цементування експлуатаційної

колони) для заробігання неконтрольованим перетокам флюїдів і забезпечення доброго зв'язку свердловини з пластом через перфораційні отвори.

7. Вибір способу розкриття пласта (перфорації експлуатаційної колони після цементування), що забезпечує максимальний (відповідно до проекту) дебіт свердловини та її добрий технічний стан.

8. Вибір інтервалу перфорації, що забезпечує максимальне розкриття продуктивного інтервалу, запобігаючи передчасному обводненню підошовними водами та прориву газу з газової шапки.

9. Вибір способу освоєння свердловини, що забезпечує максимальний (проектний) її дебіт, запобігання відкритому фонтануванню та іншим аварійним ситуаціям, руйнуванню привибійної зони, зминанню колони;

10. Проведення комплексу глибинних досліджень під час випробувань свердловини та пробної експлуатації для отримання необхідної інформації про геолого-фізичні властивості об'єкта випробування, властивості пластових флюїдів у пластових умовах, продуктивність та інші параметри для кращого обґрунтування схеми проекту розробки (проекту дослідно- промислової експлуатації) [19].

3.6 Висновки до розділу 3

1. При бурінні на Токарсько-Краснянській площі, виявлені можливі ускладнення, такі як осипання в відкладах нижнього та середнього карбону (C_1s, C_2b, C_2m).

2. За аналогією сусідніх родовищ та геологічної будови, була обрана конструкція свердловини, яка складається з напрямної колони, кондуктора, технічної обсадної колони та експлуатаційної колони.

3. Для оптимізації процесу буріння свердловин та досягнення максимальної продуктивності встановлені основні режими буріння.

4. Проаналізовано бурові розчини, їх види та призначення.

5. 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 поки не заплановане буріння, але пробурені свердловини в межах сусідніх площ мають наступні параметри: Коломійчиханська площа, свердловина № 1 має вибій 3150 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт докембрій РЄ.

Нежуринська площа, свердловина № 1 має вибійну глибину 2418 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт докембрій РЄ. Свердловина № 2 має вибійну глибину 2463 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт докембрій РЄ.

Розівська площа, свердловина № 2 має глибину вибою 3135 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт докембрій РЄ.

Макеївська площа, свердловина № 1 має вибійну глибину 4700 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт докембрій РЄ. Свердловина № 2 має глибину вибою теж 4700 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт докембрій РЄ. Свердловина № 8 має глибину вибою 1976 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт $C_2m(K_3)$.

Кармазинівська площа, свердловина № 1 має вибійну глибину 3500 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт докембрій РЄ.

Ольгівська площа, свердловина № 1 має вибійну глибину 3732 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт докембрій РЄ. Свердловина № 2 має глибину 3665 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт $C_1^1v_2$

Зайцівська площа, свердловина № 1 має глибину вибою 3145 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт $C_1^1v_1$

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:

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 [20].

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.

Проєктно-кошторисна документація (ПКД) для проведення геологорозвідувальних робіт (ГРР) складається з проєкту та кошторису, які доповнюються графічними і текстовими додатками, та повинна відповідати законодавству України. До складу ПКД також входить геологічне (технічне) завдання.

Це завдання є єдиним документом, що визначає задачі з вивчення об'єкта сучасними методами та технічними засобами. Воно містить 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.

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 [21].

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:

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) [22].

4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт

Загалом, розрахунок вартості проектних робіт, при проектуванні буріння свердловин включає: визначення загальної проходки запроектованих свердловин, капіталовкладення, вартість підготовки 1 тис. м^3 газу, вартість 1 м проходки, річний прибуток від розробки розвіданих запасів газу та інші показники, залежно від типу вуглеводнів, геологічних особливостей родовища та технічних особливостей буріння.

Проходка по свердловинах, які проектується пробурити, складе:

$$M_{заг.} = H_{1св} + H_{2св} + H_{псв} \text{ [м]} \quad (4.1)$$

де, $H_{1св}$ та $H_{2св}$– проектна глибина буріння свердловин різного призначення (пошукові, розвідувальні), м

Капітальні вкладення на буріння свердловин складуть:

$$St = К_б^в \bullet n_{св1+n} + К_б^{пс} \bullet n_{св1+n} \text{ ,[тис. грн]} \quad (4.2)$$

де, $К_б^в$ – вартість буріння вертикальної свердловини, тис. грн.;

$К_б^{пс}$ – вартість буріння похилоскерованої свердловини, тис. грн;

$n_{св\ 1+n}$ – кількість свердловин вертиканих чи похило–скерованих.

Приріст запасів на 1 грн витрат дорівнюватиме:

$$Q_{пр} = Q_{заг} / St \text{ ,[млрд. м}^3\text{]} \quad (4.3)$$

де, $Q_{заг}$ – геологічні запаси газу, млрд. м^3;

St – капітальні вкладення на буріння свердловин, тис. грн

Вартість 1 м проходки:

$$B1_{Мпр} = \frac{B_{св}}{H} \cdot K$$

, [грн./м] , (4.4)

де, К – коефіцієнт інфляції подорожчання (подорожчання) – 5,92;

$В_{св}$ – кошторисна вартість свердловини, (тис. грн.);

Н– проектна глибина буріння, м

Вартість підготовки 1 тис. м^3 газу становить:

$$B_{1000 м^3} = \frac{St}{Q_{заг.}} \cdot \text{ [грн./ тис. м}^3\text{]} \quad (4.5)$$

Приріст запасів на 1 м проходки становить:

$$П = \frac{Q_{заг.}}{M_{заг.}} \cdot \text{ [тис.м}^3\text{/м]} \quad (4.6)$$

Приріст очікуваних запасів на 1 свердловину:

$$П1_{св} = \frac{Q_{заг}}{\text{кількість св.}} \text{ [млн.м}^3\text{]} \quad (4.7)$$

Річний прибуток від розробки розвіданих запасів газу:

$$Пр = (Ц - С) \cdot Q \cdot g \cdot К - Т \text{ ,[грн]} \quad (4.8)$$

де $П_р$ – річний прибуток, грн; Ц – ціна 1000 м^3 газу без ПДВ та ренти;

С – собівартість видобутку 1000 м^3 газу;

Q – об’єм ресурсів газу, який підлягає розробці;

g - середньорічний темп видобутку (5 %);

К – коефіцієнт вилучення газу (0,9);

Т – вартість тематичних досліджень.

Показники економічної ефективності розвідувальних робіт складаються з таких показників: середня комерційна швидкість буріння (м/верст.міс), очікуваний приріст вуглеводнів (млрд.м^3), проходив по свердловинах (м), капітальні вкладення на буріння свердловин (тис.грн), вартість 1 м, буріння (грн), приріст запасів на 1 грн витрат (млрд.м^3), вартість 1000 м^3 газу та нафти (грн. тис м^3), приріст очікуваних запасів на 1 м буріння (тис. м^3/м), приріст очікуваних запасів на 1 свердловину (млн.м^3), річний прибуток від розробки (тис.грн).

Визначення кошторисної вартості ГРР

1. Для визначення кошторисної вартості ГРР на об’єкті, витрати на проведення цих робіт можуть групуватися за наступними статтями калькулювання:

а) Прямі статті калькулювання витрат:

- прямі матеріальні витрати;

- прямі витрати на оплату праці;

- відрахування на соціальні заходи (єдиний соціальний внесок – далі ЄСВ);

- амортизація;

- інші прямі витрати.

б) Непрямі статті калькулювання витрат:

- загальновиробничі витрати (змінні та постійні, розподілені і нерозподілені) (накладні витрати).

в) Всього витрати на виробництво (кошторисна вартість робіт, що виконуються Виконавцем (підпункти «а» та «б» цього пункту).

Визначення повної кошторисної вартості:

г) нормативний прибуток (у відсотках до витрат);

ґ) витрати на роботи виконані підрядним способом;

д) витрати на придбання спеціального обладнання;

е) ПДВ;

є) повна кошторисна вартість [сума підпунктів «в», «г», «ґ», «д», «е»

Перелік і склад статей калькулювання ГРР можуть визначатися самими виконавцями робіт залежно від специфічних особливостей геологорозвідувального виробництва при виконанні різних видів ГРР.

2. До прямих витрат належать витрати на такі види ГРР і пов’язаних з ними робіт на конкретному об’єкті, з урахуванням різновидів, технологій, умов проведення, глибин, діаметрів, категорій, масштабів та інших нормоутворюючих чинників:

1. Підготовчі та передпольові роботи, рекогносцирування місцевості перед складанням ПКД із застосуванням наземного або авіаційного транспорту, складання проєкту і кошторису.

2. Польові роботи.

3. Організація та ліквідація польових робіт.

4. Лабораторні та технологічні дослідження.

5. Камеральні роботи, роботи з наукового супроводження всіх видів ГРР, тематичні і дослідно-методичні роботи, підготовка до видання і видання галузевих нормативних документів та карт.

6. Організаційно-технічне забезпечення геологорозвідувальних робіт (ГРР) на об’єкті:

- зведення споруд і будівель у місцях проведення ГРР;

- транспортне обслуговування ГРР: перевезення вантажів і персоналу експедицій, партій, загонів, груп, перегін транспортних засобів до місця проведення польових робіт і в зворотному напрямку;

- спорудження свердловин на нафту, газ, термальні води та інші корисні копалини із застосуванням бурових установок нафтового ряду:

підготовчі роботи до спорудження свердловини;

- спорудження і розбирання (перетягування) вишки бурової, привишкових споруд, монтаж і демонтаж бурового обладнання;

- монтаж і демонтаж установки для випробування свердловини;

- буріння і кріплення свердловини;

- випробування свердловини на продуктивність.

Інші роботи та витрати під час спорудження свердловин, які виконуються виконавцями:

- відведення земельної ділянки;

- лісорубний квиток;

-відшкодування землекористувачу збитків, які спричинені тимчасовим зайняттям земельних ділянок;

- рекультивація порушених земель;

- додаткові витрати при проведенні будівельних і монтажних робіт в зимовий час;

- експлуатація теплофікаційної котельної установки.

Інші роботи та витрати під час спорудження свердловин, які виконуються підрядним способом: буровибухові, промислово-геофізичні, лабораторні, топографо-геодезичні, радіогеодезичні роботи, буріння свердловин для забезпечення водою, заходи з охорони навколишнього природного середовища, амортизація контейнерів тривалого використання для транспортування вантажів, плата за оренду обладнання і засобів, метрологічне, водолазне, гідрометеорологічне обслуговування спорудження свердловин, плата за послуги морських портів, послуги спеціалізованих суднoремонтних організацій, витрати на утримання бази буріння і облаштування морських розвідувальних площ (родовищ).

А також на утримання аварійно-рятувальних, протипожежних і інших спеціалізованих суден, інші роботи і витрати, що виконуються підрядним способом під час спорудження свердловини.

4.3 Висновки до розділу 4

1. На Токарсько-Краснянській площі, на даний момент буріння не заплановане, але на сусідніх ділянках аналогах таких як: Коломійчиханській, Нежуринській, Розівській, Макеївській, Карамазинівській, Ольгівській та Зайцівській свердловини пробурені.

2. Проаналізовано розрахунок вартості проектних робіт, а саме визначення загальної проходки запроектованих свердловин, капіталовкладення, вартість підготовки 1 тис.м^3 газу, вартість 1м проходки, річний прибуток від розробки розвіданих запасів газу. Досліджено за якою послідовністю визначати кошторисну вартість геологорозвідувальних робіт (ГРР).

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Геологорозвідувальний процес це сукупність взаємопов'язаних виробничих робіт і наукових досліджень, які виконуються в певній послідовності і повинні забезпечити відкриття, геолого-економічну оцінку і підготовку до розробки нафтових і газових родовищ.

У процесі геологорозвідувальних робіт на нафту і газ проводиться геологічне вивчення надр. У відповідності з Кодексом України "Про надра" (1994 р.) геологічне вивчення надр здійснюється з метою одержання даних про геологічну будову надр, процеси, які відбуваються в них, виявлення і оцінки корисних копалин, вивчення закономірностей їхнього формування і розміщення, з'ясування гірничотехнічних та інших умов розробки родовищ корисних копалин і використання надр з метою, не пов'язаною з видобуванням корисних копалин. Тут під терміном "надра" розуміють частину земної кори, що розташована під поверхнею суші та дном водоймищ і простягається до глибин, доступних для геологічного вивчення та освоєння.

Цей кодекс зобов'язує всі підприємства, фірми, організації та установи, що проводять геологічне вивчення надр, забезпечити:

1. Раціональне і ефективне проведення робіт, пов'язаних з геологічним вивченням надр;

2. Екологічно безпечний для життя і здоров'я людей стан навколишнього природного середовища;

3. Повноту вивчення геологічної будови надр, гірничо-технічних, гідрогеологічних та інших умов розробки розвіданих родовищ, будівництва та експлуатації підземних споруд, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин;

4. Достовірність визначення кількості та якості запасів усіх корисних копалин і наявних у них компонентів;

5. Геолого-економічну оцінку родовищ корисних копалин;

6. Ведення робіт методами і способами, які б виключали невиправдані втрати корисних копалин, зниження їх якості, надмірне руйнування грунтового покриву та забруднення навколишнього природного середовища;

7. Розміщення видобутих гірських порід і корисних копалин, яке б виключало їх шкідливий вплив на навколишнє природне середовище і здоров'я населення;

8. Збереження розвідувальних гірничих виробок і свердловин, які можуть бути використані при розробці родовищ та з іншою метою, і ліквідація у встановленому порядку виробок і свердловин, які не підлягають подальшому використанню;

Проведення робіт з геологічного вивчення надр організується та координується Департаментом геології Міністерства екології та природних ресурсів України на основі державних комплексних або цільових програм, міжгалузевих і галузевих планів, проектів, відповідних галузевих стандартів, норм і правил. Геологічне вивчення надр, передбачене державними програмами, здійснюється здебільшого за рахунок коштів, що відраховуються видобувними підприємствами до державного бюджету за раніше виконані геологорозвідувальні роботи [23].

Роботи з геологічного вивчення надр підлягають обов'язковій державній реєстрації та обліку з метою узагальнення і максимального використання результатів вивчення надр, а також запобігання дублювання зазначених робіт. Державна реєстрація та облік робіт з геологічного вивчення надр проводяться Державним інформаційним геологічним фондом України.

Розвідані родовища, запаси нафти і газу яких оцінено, включаються до державного фонду родовищ корисних копалин і передаються

нафтогазовидобувним підприємствам для промислового освоєння в порядку, що встановлюється Кабінетом Міністрів України [24].

Стадійність геологорозвідувального процесу. Пошуково- розвідувальний процес характеризується стадійністю, тобто певною послідовністю геологічного вивчення надр досліджуваної території від початку її вивчення до відкриття родовищ нафти і газу та вирішення питання про передачу їх в промислове освоєння (розробку). Така стадійність характеризується поступовим наближенням до вирішення кінцевої мети, що забезпечує найбільш раціональне використання сил і коштів, які витрачаються на пошуки та розвідку нафтових і газових родовищ.

Відкриття, розвідка та підготовка до розробки нафтових і газових родовищ забирає багато часу. Геологорозвідувальний процес на нафту і газ починається з початкової стади вивчення великих територій. На наступній стадії вибираються райони із сприятливими для формування і збереження покладів нафти і газу геологічними умовами, в яких проводиться пошук пасток. Після виявлення таких пасток здійснюється безпосередній пошук скупчень нафти і газу, а після одержання промислових припливів вуглеводнів проводиться розвідка встановлених покладів. У залежності від стану вивченості нафтогазоносності надр у геологорозвідувальному процесі на нафту і газ виділяється три послідовних етапи: регіональний, пошуковий і розвідувальний з поділом їх на стадії. В межах однієї території можливе суміщення в часі різних етапів і стадій [25].

Регіональний етап – перший етап геологорозвідувального процесу на нафту і газ, що приводить з метою вивчення основних закономірностей геологічної будови осадових басейнів, оцінки прогнозних ресурсів вуглеводнів, літолого-стратиграфічних комплексів, зон та об’єктів. Поділяється на три стадії:

1.Виділення зон і районів для першочергового вивчення;

2.Виявлення об’єктів(структур);

3.Визначення наявності пасток вуглеводнів і підготовка об’єктів (структур) до глибокого буріння.

Пошуковий етап – має одну стадію пошук родовищ (покладів), яка завершується після одержання в пошуковій свердловині хоча б одного промислового припливу нафти чи газу або обґрунтування безперспективності проведення подальших пошукових робіт.

Основні результати пошукового етапу: відкрито родовище (поклад) вуглеводнів або отримано результати, які свідчать про недоцільність подальших пошукових робіт; проведено оцінку попередньо розвіданих запасів, які поставлені на облік, визначена доцільність подальшої розвідки та розробки. дослідно-промислової

Розвідувальний етап – є встановлення і оцінка розвіданих запасів вуглеводнів у кількості, необхідній для промислової розробки, визначення всіх параметрів для складання проєкту промислової розробки, а також дорозвідка недостатньо вивчених ділянок (блоків) родовищ, що знаходяться в розробці. Під час розвідувального етапу бурять розвідувальні свердловини, також експлуатаційні оціночно-експлуатаційні, (оціночні, нагнітальні, контрольні, спеціальні) в процесі реалізації проєктів ДПР [26].

Розвідувальні роботи включають такі стадії:

1. Оцінка і підготовка (покладів) до розробки;

2. Дорозвідка родовищ (покладів).

5.2. Розробка заходів з охорони праці

5.2.1. Заходи з техніки безпеки

Безпечність виробничих процесів досягається завдяки комплексу проектних та організаційних рішень, таких як вибір технологічного процесу, робочих операцій та черговості обслуговування обладнання. Це спрямовано на запобігання впливу небезпечних і шкідливих факторів на працівників. Для

цього використовуються організаційні заходи (навчання, інструктажі, виконання вимог інструкцій з охорони праці) та технічні засоби безпеки.

Технічні засоби захисту повинні забезпечити безпеку працівників протягом всього робочого процесу, від його початку до його завершення, і не мають припиняти свою дію до завершення впливу небезпечних або шкідливих виробничих факторів.

Основними технічними засобами безпеки, що запобігають виробничому травматизму, є огороджувальні та запобіжні пристрої, блокування та профілактичні випробування машин. Основні вимоги до технічних засобів безпеки включають підвищення продуктивності праці, зниження небезпеки та шкідливості під час обслуговування обладнання та виконання технологічних операцій, а також забезпечення надійності, міцності та зручності при обслуговуванні устаткування і засобів захисту, з дотриманням вимог технічної безпеки.

Безпечність виробничого устаткування досягається через правильний вибір принципів дії, конструктивних схем, матеріалів, робочі процесів, максимальне використання засобів механізації, автоматизації та дистанційного керування, а також врахування вимог до технічної документації з монтажу, експлуатації, ремонту, транспортування та зберігання.

З точки зору охорони праці, основними вимогами до устаткування є безпечність для здоров'я і життя людей, надійність і зручність під час експлуатації. При проектуванні машин і механізмів обов'язково враховуються ергономічні вимоги, такі як розміщення механізмів керування на робочому місці і зусилля, необхідні для їх приведення в дію.

При конструюванні устаткування частини, що обертаються або рухаються, а також комунікації (трубопроводи, кабелі тощо) повинні розміщуватися в корпусі машини, щоб уникнути можливості доступу до них

працівників. Устаткування має відповідати вимогам електробезпеки і забезпечувати захист від ураження електричним струмом.

Конструкція устаткування повинна передбачати вбудовані (місцеві) відсмоктувачі для видалення пожежо і вибухонебезпечних сумішей, небезпечних і шкідливих хімічних речовин, пилу безпосередньо з місця їх утворення. Щоб уникнути шуму та вібрації або знизити їх до регламентованих рівнів, необхідно застосовувати звукопоглинаючі матеріали, кожухи тощо.

Механізми керування технологічним обладнанням повинні мати безпечні та зручні форми і поверхню, бути встановлені у безпечному місці я працівників, приводитися в дію зусиллями, що відповідають нормам, мати відповідні написи про призначення та інструкції з експлуатації.

Технологічне устаткування, обслуговування якого пов'язане з переміщенням працівника на висоті, повинне мати безпечні та зручні робочі майданчики, переходи та драбини відповідних розмірів. Майданчики та драбини висотою понад 1,3 м від підлоги повинні бути обладнані поручнями. Устаткування має підлягати періодичному профілактичному оглядові та ремонту за графіками. Нововстановлене устаткування приймається комісією за участю представників органів державного нагляду за охороною праці [27].

5.2.2 Заходи з виробничої санітарії

Гігієна праці це наука, що досліджує вплив виробничого процесу та навколишнього середовища на організм працівників, з метою розробки санітарно-гігієнічних та лікувально-профілактичних заходів. Ці заходи спрямовані на створення найсприятливіших умов праці, забезпечення здоров'я та високого рівня працездатності.

Виробнича санітарія це система організаційних та технічних заходів, спрямованих на усунення потенційно небезпечних факторів та запобігання професійним захворюванням і отруєнням.

До організаційних заходів належать:

1. Дотримання вимог охорони праці жінок та осіб віком до 18 років.

2. Проведення передніх та періодичних та періодичних медичних оглядів працівників у шкідливих умовах.

3. Забезпечення працівників у шкідливих умовах лікувально-профілактичним обслуговуванням.

Технічні заходи включають:

1. Систематичне підтримання чистоти в приміщеннях і на робочих місцях.

2. Розробку та конструювання обладнання, що усуває виділення пилу, газів, пари та інших шкідливих речовин у виробничих приміщеннях.

3. Забезпечення санітарно-гігієнічних вимог до повітря виробничого середовища.

4. Улаштування систем вентиляції та та кондиціювання робочих місць зі шкідливими умовами праці.

5. Захист працівників від шуму, ультра та інфразвуку, вібрації, різних видів випромінювання.

Таким чином, запобігання професійним захворюванням і отруєнням досягається через реалізацію комплексу організаційних і технічних заходів, спрямованих на оздоровлення повітряного середовища та дотримання вимог гігієни і особистої безпеки працівників.

Заходи з виробничої санітарії включають:

1. Створення комфортного мікроклімату за допомогою істем опалення, вентиляції та кондиціювання повітря.

2. Теплоізоляцію будівель і технологічного устаткування.

3. Заміну шкідливих речовин безпечними;

4. Забезпечення оптимальної концентрації аероіонів;

5. Герметизацію шкідливих процесів.

6. Зниження рівнів шуму, інфразвуку, ультразвуку, вібрації, електромагнітних та електростатичних полів, іонізуючого випромінювання.

7. Раціональне освітлення.

8. Забезпечення необхідного режиму праці та відпочинку, а також санітарного та побутового обслуговування [28].

5.3 Пожежна безпека

Пожежна безпека це стан об'єкта, за якого виключена можливість виникнення пожежі, а в разі її виникнення вживаються заходи для усунення негативного впливу небезпечних факторів на людей, споруди та матеріальні цінності.

Протипожежний режим це сукупність встановлених норм і правил поведінки людей, виконання робіт і експлуатації об'єкта, спрямованих на забезпечення пожежної безпеки.

Організаційні заходи включають:

1. Розробку правил, інструкцій та інструктажів потипожежної безпеки.

2. Організацію інструктажу і навчання робітників та службовців.

3. Контроль за дотриманням встановленого протипожежного режиму всіма працівниками.

4. Організацію добровільних пожежних дружин і пожежно-технічних комісій.

5. Щоденну перевірку протипожежного стану приміщень після закінчення роботи.

6. Розробку і затвердження плану евакуації та порядку оповіщення людей у разі пожежі.

7. Дотримання належного протипожежного нагляду за об'єктами.

Технічні заходи включають:

1. Дотримання пожежних норм, вимог та правил при облаштуванні будівель, споруд і складів.

2. Підтримання у справному стані систем опалення, вентиляції, сигналізації, систем автоматичного пожежогасіння та пожежного водопостачання.

3. Заборону використання обладнання, пристроїв, приміщень та інструментів, що не відповідають вимогам протипожежної безпеки.

4. Правильну організацію праці на робочих місцях з використанням пожежонебезпечних інструментів, приладів і технологічних установок [29].

5.4 Висновки до розділу 5

1. Встановлений геологорозвідувальній процес, його особливості та стадійність (регіональний, пошуковий та розвідувальний етапи).

2. Загальними технічними засобами безпеки для запобігання виробничого травматизму є огороджувальні та запобіжні пристрої, блокування та профілактичні випробування машин.

3. Запобігання професійних захворювань і отруєнь виконується через здійснення комплексу організаційних і технічних заходів, які спрямовані на оздоровлення повітряного середовища, виконання вимог гігієни та особистої безпеки працюючих.

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

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

В кваліфікаційній роботі було вирішено прикладну задачу аналізу тектонічної будови та літології покладів середнього та верхнього карбону Токарсько-Краснянської площі.

1. Токарсько-Краснянська площа має складну геологічну будову, що ускладнена системою скидових порушень та формуванням окремих тектонічних блоків.

2. За сейсмічними даними очікуються газоконденсатні поклади та газові поклади з нафтовою облямівкою в апікальній частині блоків; поклади пластові склепінні тектонічно екрановані та літологічно обмежені.

3. В межах розрізу продуктивні горизонти виявлено в межах башкирського та московського ярусів: М-3, М-5, М-6, Б-2, Б-3, Б-4, Б-9.

4. Літологічно відклади середнього карбону представлені потужними пачками пісковиків, прошарками алевролітів та вапняків, що характеризуються високою пористістю (до 16-25%).

5. В підрахунку запасів було виявлено прогнозні ресурси за категорією Д, в об`ємі 25 млрд.м^3 газу.

Аналіз геологічної будови площі, за методом аналогії із сусідніми ділянками Північного борту Дніпрово-Донецької западини, свідчить про перспективність Токарсько-Краснянської площі, а саме кам'яновугільних відкладів та необхідності проектування пошукових свердловин.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ЗВІТ «Сейсморозвідувальні роботи 2D МСГТ на Токарсько-Краснянській площі південно-східної частини північного борту ДДз (договір № 4/18 від 30.08.2010 р.)

2. Дем'яненко І.І Проблеми і оптимізація нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на об'єктах Дніпрово-Донецької западинии - Чернігів: ЦНТЕЇ, 2004 - 220 с.

3. Макєєва, Н.П. Гідрогеологічні передумови нафтогазоносності середньокам'яновугільних відкладів північних окраїн Донбасу / Н. П. Макєєва, Б. Й. Маєвський // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. - 2008. - № 1. - С. 5-15.

4. Суярко В.Г. Прогнозування, пошуки та розвідка родовищ вуглеводнів: Підручник / В.Г. Суярко. – Харків: Фоліо, 2015. – 296 с.

5. 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.

6. 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.

7. Іванишин В.С. Нафтогазопромислова геологія. – Львів: УкрДГРІ, 2004. - 648 с.

8. Корнєєнко С.В. Методика гідрогеологічних досліджень. Основні методи і види гідрогеологічних досліджень. - К., 2001.

9. Підрахунок запасів нафти і газу: підручник / Рудько Г.І., Ляху М.В., Ловинюков В.І., Багнюк М.М., Григіль В.Г. – За заг. ред. доктора геолого-мінералогічних наук, доктора географічних наук, доктора технічних наук, професора Г.І. Рудька. – Київ – Чернівці: Букрек, 2016.

10. Буріння свердловин: навч. посіб. / Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцвєтаєв; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 292 с.

11. 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.

12. Довідник з нафтогазової справи. Заг.ред.докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука.- К: Львів, 1996-620 с.

13. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М: Буріння нафтових і газових свердловин. Підручник. - Коломия: ВПК «Вік», - 1999 -504 с.

14. 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.

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

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

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

18. 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.

19. Крупський Ю.З. Геологія та екологія видобутку нафти і газу. – Львів: Вид.центр ЛНУ ім.І.Франка, 2010. – 212 с.

20. 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.

21. 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.

22. Вельмер Ф.В. Економічна оцінка родовищ. К.: Логос, 2001. 201 с.

23. Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ: Міністерство екології та природних ресурсів України від 15.03.2017 № 118. С. 15-17.

24. Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Галузевий стандарт України ГСТУ 41.00032636 -00-011-99. Комітет України з питань геології та використання надр: Київ – 1999.

25. Геологорозвідувальна справа і техніка безпеки: навч. посіб. /П.П. Вирвінський, Ю.Л. Кузін, В.Л. Хоменко – Д.: Національний гірничий університет, 2010. – 368 с.

26. Ларин К.Л., Виноградов Г.Ф., Шабатин В.С., та інші. Геологорозвідувальна справа. – К.: Либідь, 1996. – 336 с.

27. 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.

28. Коржнєв М.М., Міщенко В.С., Шестопалов В.М., Яковлєв Є.О. Концептуальні основи поліпшення стану довкілля гірничовидобувних регіонів України. – К.: РВПС України, 2000. – 75 с.

29. 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.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ 5

ВСТУП 7

РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1. Географо–економічні умови 8

1.2. Геолого–геофізична вивченість площі 11

1.3. Геологічна будова площі

1.3.1.Стратиграфія площі 14

1.3.2.Тектоніка площі 17

1.3.3. Нафтогазоносність площі 19

1.3.4. Гідрогеологічна характеристика площі 22

1.4 Висновки до розділу 1 25

РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проектованих робіт 26

2.1.1 Обгрунтування постановки робіт 27

2.1.2 Система розміщення свердловин 28

2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження 30

2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів 30

2.1.5 Лабораторні дослідження 33

2.1.6 Оцінка перспективності площі 36

2.2 Підрахунок запасів 39

2.3 Висновки до розділу 2 43

РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо–геологічні умови буріння 44

3.2. Обгрунтування конструкції свердловини 47

3.3. Режими буріння 49

3.4. Характеристика бурових розчинів 50

3.5. Охорона надр та навколишнього середовища 54

3.6 Висновки до розділу 3 59

РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1. Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт 60

4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт 64

4.3 Висновки до розділу 4 69

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт 70

5.2. Розробка заходів з охорони праці

5.2.1. Заходи з техніки безпеки 73

5.2.2. Заходи з виробничої санітарії 75

5.3. Пожежна безпека 77

5.4 Висновки до розділу 5 79

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ 80

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 81

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А Структурна карта по відбиваючому горизонту $Vв_2$ (верхньо- візейський підярус нижнього карбону – C_1v_1)

ДОДАТОК Б Часовий розріз по профілю $14_{24}8603$…

ДОДАТОК В Часовий розріз по профілях $47_{24}8786$ і $07_{12}8785$

ДОДАТОК Г Фрагмент сейсмостратиграфічного розрізу по. регіональному профілю МСГТ XII Нежурине – Червоний Оскіл – Крутоярівка

ДОДАТОК Д Фрагмент сейсмостратиграфічного розрізу по регіональному профілю МСГТ XII Нежурине –Червоний Оскіл – Крутоярівка

ДОДАТОК Е Сейсмогеологічний розріз по профілю $13_{24}8696$

ДОДАТОК Є Часовий розріз по профілю $1_{24}9490$

ДОДАТОК Ж Стратиграфічне розчленування розрізу

АНОТАЦІЯ

Тимченко М.В «Аналіз тектонічної будови та літології покладів Токарсько-Краснянської площі за даними сейсморозвідувальних робіт».

Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 «Науки про Землю» Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2024.

Пояснювальна записка виконана на 76 сторінок, містить 2 рисунка, 3 таблиці та 8 додатків.

Робота присвячена визначенню нафтогазоносності площі на основі сейсмічних даних, особливостей тектонічної будови та лоітології кам'яновугільних відкладів.

В першому розділі описана геологічна будова площі, а також охарактеризовано продуктивні горизонти карбону.

В спеціальній частині встановлено скидові порушення, які пов'язані з лежачими та висячими блоками у відкладах карбону та формують поклади.

В технічній частині охарактеризовано можливі ускладнення, такі як осипання в відкладах нижнього та середнього карбону (C_1s, C_2b, C_2m).

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: структурна карта по відбиваючому горизонту $Vв_2$; часові розрізи; фрагмент сейсмостратиграфічного розрізу по регіональному профілю МСГТ XII Нежурине – Червоний Оскіл – Крутоярівка; сейсмогеологічний розріз по профілю $13_{24}8696$; часовий розріз по профілю $1_{24}9490$; стратиграфічне розчленування розрізу.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ПЛОЩА, БАШКИРСЬКИЙ, МОСКОВСЬКИЙ ЯРУС, ДНІПРОВО-ДОНЕЦЬКА ЗАПАДИНА, ЛІТОЛОГІЯ, ТЕКТОНІЧНА БУДОВА.

ABSTRACTS

Tymchenko M.V. «Analysis of the tectonic structure and lithology of deposits of the Tokarsko-Krasnyanska area according to seismic survey data».

Bachelor's thesis in the specialty 103 “Earth Sciences” National University “Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic”, Poltava, 2024.

The explanatory note consists of 76 pages, 2 figures, 3 tables and 8 appendices.

The study is devoted to the determination of oil and gas content of the area based on seismic data, tectonic structure and loitology of coal deposits.

The first section describes the geological structure of the area and characterizes the productive carboniferous horizons.

The special section identifies the dumping faults associated with bedded and hanging blocks in the Carboniferous deposits that form the deposits.

The technical part characterizes possible complications, such as shedding in the Lower and Middle Carboniferous deposits (C1s, C2b, C2m).

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

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

The paper contains the following appendices: structural map on the reflective horizon Vv2; time sections; fragment of seismic stratigraphic section on the regional profile MSGT XII Nezhuryno - Chervonyi Oskil - Krutoyarivka; seismogeological section on the profile 13248696; time section on the profile 1249490; stratigraphic sectioning of the section.

KEYWORDS: AREA, BASHKIRIAN, MOSCOW SUITE, DNIPRO-DONETSK BASIN, LITHOLOGY, TECTONIC STRUCTURE.

ВСТУП

Актуальність даної роботи ґрунтується аналізом Токарсько-Краснянської площі, що базується на проведенні 2D сейсморозвідувальних робіт, що мали на меті деталізувати геологічну будову регіону. Встановлення нафтогазового потенціалу площі сприятиме прийняттю обґрунтованих рішень щодо приросту запасів та забезпечення економічної доцільності пошуку нових покладів нафти і газу.

Мета роботи: аналіз тектонічної будови та літології покладів середнього та верхнього карбону Токарсько-Краснянської площі.

Задачі: вивчення літологічних та тектонічних особливостей перспективних та продуктивних товщ, аналіз результатів геофізичних даних (сейсморозвідки), оцінка перспектив нафтогазоносності середнього та верхнього карбону на основі аналізу інформації із сусідніх площ, а також аналізу сейсмогеологічних даних; деталізування геологічної будови даної площі робіт; підрахунок запасів вуглеводнів.

Об'єкт: аналіз умов формування тектонічних структур та літології покладів, на основі даних сейсморозвідувальних робіт на Токарсько-Краснянській площі.

Предмет: особливості тектонічної будови літології та фільтраційно-ємнісних властивостей покладів кам'яновугільної системи (башкирський та московський яруси, горизонти М-3, М-5, М-6, Б-2, Б-3, Б-4, Б-9).

Оцінку перспектив нафтогазоносності Токарсько-Краснянської площі буде проведено за методом аналогії, де родовищами-аналогами обрані Дружелюбівське нафтогазоконденсатне родовище, Коломійчиханська, Нежуринська, Розівська, Макеївська, Карамзинівська, Ольгівська, Зайцівська площі, а також аналізу сейсмогеологічних даних.

РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1. Географо-економічні умови площі

Токарсько-Краснянська площа робіт розміщена на території Луганської області України, переважно в межах Сватівського і Кремінського районів.

Населені пункти зв’язані шосейними і ґрунтовими дорогами, поблизу проходить автомагістраль Харків-Лисичанськ та залізниця Харків-Куп’янськ-Лисичанськ (рис. 1.1).

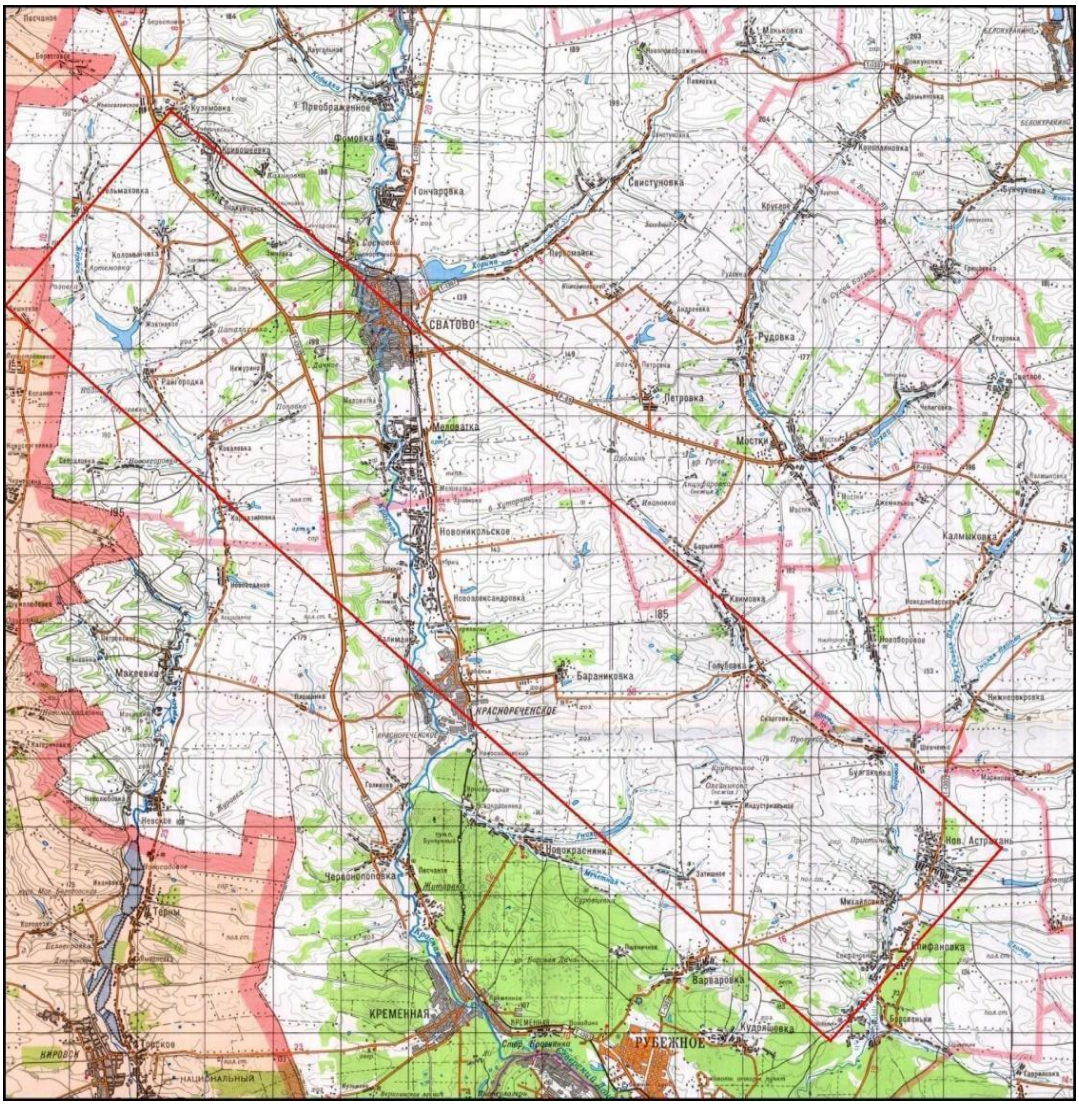

Рисунок 1.1. Токарсько — Краснянська площа. Оглядова карта. Масштаб 1:200000

Стосовно промисловості Луганської області, провідною галуззю регіону є переробна промисловість, що представлена підприємствами з видобутку кам'яного вугілля, виробництва коксу та продуктів нафтопереробки, будівельних матеріалів, машинобудування, хімічної, нафтохімічної, харчової, лісової, легкої промисловості. У валовому обсязі виробництва частка продукції, яка виготовлена підприємствами переробного комплексу, становить 71,6 %.

Що стосується корисних копалин Луганської області то розвідані запаси кам’яного вугілля сягають понад 18 млрд т. Тільки 20 % даних покладів розробляється. Попутними в кам'яному вугіллі корисними копалинами є метан і германій.

В Луганській області видобувається понад однієї третини українського вугілля, що надає важливого значення області в економічному потенціалі країни, так як вугілля – енергетична сировина, придатна забезпечувати енергетичну безпеку України.

Фосфорити і глауконіти залягають у надрах області, і можуть бути сировинною базою для виготовлення мінеральних добрив.

В області сконцентрована майже одна третина покладів карбонатної сировини для хімічної промисловості України. Основною базою ВАТ "Лисичанська сода" є Білогорівське родовище крейди.

Область займає лідируюче місце в Україні з видів промислової діяльності: видобутку кам'яного вугілля, обробки нафти, азотних добрив, кальцинованої соди, синтетичних смол і пластмас, скла.

Район являє собою рівнину з абсолютними відмітками поверхні від +65,9 до +201,7 м, розчленовану річковими долинами, ярами та балками, які разом з пологими слабо хвилястими схилами плато являють собою основні елементи рельєфу. Крутизна схилів балок досягає 28º.

Гідрографічна мережа включає річки: Оскол, Жеребець, Красна, Борова та їх притоки, а також водосховища, такі як Печеніжське та Краснооскольське.

Основними елементами гідрографічної сітки району є Сіверський Донець і його лівий приток – річка Красна.

Остання тече з півночі на південь уздовж західної границі району робіт, мілководна і в спекотне літо в багатьох місцях пересихає. Долина її вузька, шириною 1-1,5 км і асиметрична: правий берег крутий, лівий – пологий, в нижній течії долина значно розширяється і зливається з заплавою р. Сіверський Донець. Долини річок сягають в ширину до 2 км. Заплави річок заболочені і часто залісені.

Значна частина площі робіт вкрита лісом, який в багатьох місцях вигорів. Яри і балки покриті густими чагарниками, рідше листяними деревами.

Помірно-континентальний - клімат. Літо спекотне, середня температура липня від 21,8 °С до 23,1 °С; зима холодна, з середньою температурою січня від – 6 до – 8 °С. Середньорічна кількість осадів – 400-450 мм, їх мінімум припадає на січень – лютий – 230 мм.

Основний напрямок вітрів – східний, їх середня швидкість складає 6 м/с. Тривалість зими з температурою повітря нижче 0ºС сягає 120 днів.

Також 30% площі, використовується під сільськогосподарські угіддя. Район має велику кількість природних і штучних перешкод, лісосмуг, водосховищ.

Лісові масиви, яристо-балочна мережа, заболоченість річкових заплав, населені пункти, сільськогосподарські угіддя, наземні транспортні комунікації, газопроводи, мережі електропередач, промислові підприємства зумовили високий рівень промислових перешкод.

Перераховані фактори обумовили віднесення 80% площі до III категорії складності і 20% – до II категорії [1].

1.2. Геолого-геофізична вивченість площі

Вивчення перспективності нафтогазоносності території Луганської області, яка є частиною Донецької складчастої споруди, Токарсько-Краснянської площі було почато з 1947 р (табл. 1.1).

Цілеспрямовані пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ в ДДЗ і в Північному Донбасі почали здійснюватися після Другої світової війни.

Таблиця 1.1- Геолого-геофізична вивченість

Рік проведення робіт, організація, виконавці	Вид робіт	Стислі результати робіт
1	2	3
Геологічні дослідження		
1947-1949 р.р. М.М. Розенталь, Л.І. Сперанський	Комплексні геофізичні дослідження (грави- електро- та магніторозвідки)	Встановлений регіональний мінімум
1948-1953 рр. Трест “Укрсхіднафтогазрозвідка”	Структурно-картувальне буріння	Роботи на пошуки перспективних позитивних структур карбону шляхом картування гіпсометричного плану київських мергелів палеогену, допускаючи принцип унаслідування структурних планів.
1959-1960 р.р Трест “Харківнафтогазрозвідка”	Пошуково-розвідувальне і параметричне буріння	Дозволило вивчити розріз осадового чохла на північному борту і в прибортовій зоні ДДЗ.

Продовження таблиці 1.1

1	2	3
1961-1963 р.р Трест “Харківнафтогазрозвідка”	Розвідувальне буріння	Встановлена промислова газоносність відкладів середнього карбону і тріасу на Краснопопівській площі.
1964-1965 р.р	Пошуково-розвідувальне буріння	Виявлена промислова газоносність середньокам’яновугільних відкладів на Слов’яносербській, Борівській та
Сейсморозвідка		
1980 р. Придніпровська ГРЕ ДГП “Укргеофізика”	Сейсморозвідувальні роботи Масштаб 1:50000	В результаті цих робіт, на фоні загального занурення кам’яновугільних відкладів в бік відкритого Донбасу, вимальовується цілий ряд нових позитивних структур: Євгеніївська, Краснянська, Єпіфанівська, Новоахтирська
1980-1981 р.р Об'єднання “Укргеофізика” с.п. 259/79 ПГРЕ	Сейсморозвідувальні роботи Масштаб 1:50000	Намічені Стельмахівське та Нежуринське підняття, у 1981р. деталізована і передана у глибоке буріння Стельмахівська структура, уточнено будову Нежуринської площі.

Продовження таблиці 1.1

1	2	3
1982 р. Об'єднання “Укргеофізика” с.п. 86/81 ПГРЕ	Сейсморозвідувальні роботи Масштаб 1:50000	Підготовлена і передана у глибоке буріння Нежуринська структура, уточнена будова Коломійчихинської
1985 р. Об'єднання “Укргеофізика “ с.п. 87/83 ПГРЕ	Сейсморозвідувальні роботи Масштаб 1:50000	Виявлені: Бараниківська, Єпіфанівска, Краснянська багатопластові структури
1986 р. Придніпровська ГРЕ ДГП «Укргеофізика» (т/п)	Сейсморозвідувальні роботи Масштаб 1:50000 Комплекс програм СЦС	Було виконано переобробку всіх сейсмічних матеріалів з використанням спеціальних програм розрахунку та корегування статичних поправок та обов′язковим врахуванням даних геологічних зйомок про будову мезозойських відкладів в районі
90- ті роки Придніпровська ГРЕ ДГП «Укргеофізика» (т/п)	Зведені структурні карти масштабу 1:200000 на координатній основі (географічні координати)	Були відпрацьовані РП Дружелюбівка-Ковшарівка, Нежурине-Червоний Оскіл-Крутоярівка та інші. Побудова карт проводилася шляхом ув'язки структурних планів відповідних горизонтів.

1.3. Геологічна будова площі

1.3.1. Стратиграфія площі

За даними глибокого буріння та сейсморозвідки встановлено, що розріз площі складають породи: палеозойського, мезозойського та кайнозойського віків.

Палеозойська ератема (PZ)

Кам'яновугільна система (C)

Складена нижньокам'яновугільними відкладами (візейський та серпуховський яруси) та середньокам'яновугільними (башкирський та московський яруси) відкладами.

Візейський ярус (C_1v)

Включають до себе вапняки із незначними прошарками аргілітів, алевролітів і пісковиків нижньовізейського, та вапняки із піщано-глинистими прошарками вугілля верхньовізейського під'ярусів. Потужність візейських відкладів від 150 до 200 м.

На сусідній Коломійчихінській площі, відклади $C_1^1v_1$ розкриті в свердловині № 1, на глибині 2783 м, а в відкладах $C_1^1v_2$ були розкриті на глибині 2708 м, в цій же свердловині. На Нежуринській площі, відклади $C_1^1v_1$ свердловиною № 1, розкриті на глибині 2385 м, а свердловиною № 2, на глибині 2391 м. Що, стосується відкладів $C_1^1v_2$ були розкриті свердловиною № 1, на глибині 2281 м, а свердловиною № 2 на глибині 2391 м. На Розівській площі, відклади $C_1^1v_1$ відсутні, в свердловині № 2. Відклади $C_1^1v_2$ розкриті на глибині 3070 м, свердловиною № 2. Макеївська площа не має відклади $C_1^1v_1$ в свердловинах № 1,2,8. В свердловині № 1, відклади $C_1^1v_2$ розкриті на глибині 3647 м, свердловиною № 2, виявлені відклади на глибині 4487 м. У свердловині № 8 дані відклади не виявлені.

Карамазинівська площа розкрила відклади $C_1^1v_1$ на глибині 3300 м, свердловиною № 1. Відклади $C_1^1v_2$ виявлені на глибині 3255 м, тією ж свердловиною № 1. Ольгівська площа, розкрила свердловиною №1, відклади

$C_1^1v_1$ на глибині 3610 м, в свердловині № 2, відклади не виявлені. Відклади $C_1^1v_2$ розкриті на глибині 3523 м, свердловиною №1, ці ж відклади були виявлені і свердловині № 2, на глибині 3665 м. На Зайцівській площі, свердловиною № 1, розкриті відклади $C_1^1v_1$ на глибині 3145 м. Відкладами $C_1^1v_2$ на глибині 3070 м, було розкриття свердлвиною № 1.

Серпуховський ярус (C_1s)

Складають відклади нижнього (літологічно витриманий теригенний комплекс) і верхнього (потужна товща піщано- алевритових порід) під'ярусів. Потужність відкладів 200-350 м.

На сусідній Коломійчихінській площі дані відклади були розкриті свердловиною № 1, на глибині 2613 м. На Нежуринській площі, ці відклади були розкриті свердловиною № 1, на глибині 2207, та свердловиною № 2, на глибині 2233 м. На Розівській площі, Серпуховські відклади розкриті на глибині 3003 м, свердловиною № 2. На Макеївській площі, на глибині 3647 м, свердловиною № 1 а також свердловиною № 2, на глибині 4150 м, були розкриті дані відклади. У свердловині № 8 дані відклади не виявлені. Кармазинівська площа, розкрила серпуховські відклади на глибині 3095 м, свердловиною № 1. Ольгівська площа розкрила ці ж відклади на глибині 3400 м, свердловиною № 1, та другою свердловиною на глибині 3550 м. На Зайцівській площі, на глибині 3020 м, були розкриті серпуховські відклади.

Середній відділ (C_2)

Башкирські і московські відклади середнього карбону в межах ліцензійної площі представлені потужними пачками піщаників, прошарками алевролітів, аргілітів та вапняків. Потужність середнього карбону 620-750 м.

На Коломійчихінській площі, відклади C_2b розкриті свердловиною № 1, на глибині 2300 м. Відклади $C_2m(K_3)$ розкриті на глибині 1575 м, свердловиною № 1. Нежуринська площа, розкрила башкирські відклади, були розкриті свердловиною № 1, на глибині 1895 м, а свердловиною № 2, дані відклади були розкриті на глибині 1835 м. Відклади $C_2m(K_3)$ розкриті на

глибині 1280 м, свердловиною № 1, та свердловиною № 2 були розкриті відклади ці ж відклади, на глибині 1280 м.

На сусідній Розівській площі, свердловиною № 2, були розкриті відклади C_2b на глибині 2482 м. Стосовно відкладів $C_2m(K_3)$ розкриті на глибині 1820 м, свердловиною № 2. На Макеївській площі, башкирські відклади, розкриті свердловиною № 1, на глибині 3152 м, а свердловиною № 2, на глибині 3166 м. У свердловині № 8 дані відклади не виявлені. Свердловиною № 1, відкладами $C_2m(K_3)$ було розкриття на глибині 2093 м, свердловиною № 2, ці ж відклади розкрили на глибині 2138 м, та свердловиною № 8, на відмітці 1976 м.

Карамазинівська площа розкрила відклади C_2b на глибині 2592 м, свердловиною № 1. Відклади $C_2m(K_3)$ розкриті свердловиною № 1, на глибині 1839 м. На Ольгівській площі, башкирські відклади виявлені на глибині 2748 м, свердловиною № 1, а свердловиною № 2, були розкриті дані відклади на глибині 2789 м. Свердловиною № 1, відклади $C_2m(K_3)$ розкриті на відмітці 1995 м, а свердловиною № 2, ці відклади були розкриті 1986 м. Зайцівська площа, на глибині 2486 м, розкрила башкирські відклади свердловиною № 1. Відклади $C_2m(K_3)$ розкриті на глибині 1743 м.

Мезокайнозойська ератема (MZ)

Представлені (частково відклади тріасової та юрської систем і палеогенова, неогенова та четвертинна системи) із кутовим і стратиграфічним неузгодженнями перекриває розмиту поверхню утворень палеозойського віку. Потужність мезокайнозойських відкладів 650-770 м.

Товщина осадочного чохла коливається в межах 1800-2300 м.

На Коломійчихінській площі, тріасові відклади розкриті на глибині 773 м, свердловиною № 1. Відклади юрської системи, розкриті свердловиною № 1, на глибині 684 м. Нежуринська площа розкрила відклади тріасу на глибині 693 м свердловиною № 1, а також свердловиною № 2, на відмітці 650 м. Юрські відклади розкриті свердловиною № 1, на глибині 620 м, а свердловиною № 2, розкриті на відмітці 575 м.

Розівська площа, свердловина № 2, розкрила відклади тріасу на глибині 867 м. Відклади юри були розкриті свердловиною № 2, на глибині 750 м. Макеївська площа, розкрила відклади тріасу свердловиною № 1, на глибині 859 м, свердловиною № 2, на відмітці 796 м та свердловиною № 8 663 м глибині. Юрські відклади розкриті свердловиною № 1 на відмітці 698 м, свердловиною № 2 на глибині 617 м та свердловиною № 8 на глибині 552 м. Карамазинівська площа розкрила відклади тріасу на глибині 858 м, свердловиною № 1. Юрські відклади розкриті свердловиною № 1, на глибині 797 м. На Ольгівській площі розкриті відклади тріасу на глибині 897 м свердловиною № 1, та свердловиною № 2, на відмітці 913 м. Розкриті юрські відклади на глибині 721 м, свердловиною № 1, та свердловиною № 2 на глибині 697 м. Зайцівська площа розкрила відклади трасу на глибині 835 м, свердловиною № 1. А також свердловиною № 1, було розкрито відклади юри на глибині 739 м [1].

1.3.2. Тектоніка площі

Дніпрово-Донецька западина (ДДз) розташована в південно-західній частині Східно-Європейської платформи, між Українським щитом (УЩ) та Воронезьким масивом, на архейсько- ранньопротерозойському фундаменті. Вона є частиною Прип'ятсько-Дніпровсько- Донецького прогину.

ДДз має надзвичайно складну геологічну будову, що зумовлена рифтогенезом у пізньодевонську епоху та інтенсивними різноспрямованими тектонічними рухами до допалеогенового віку включно.

Тектоніка осадового чохла тісно пов'язана з будовою кристалічного фундаменту. В регіональному плані спостерігається занурення горизонтів осадового чохла та збільшення потужності всіх товщ від бортових частин до центру грабена, а також з за тривалістю накопичення осадового матеріалу.

Нижній поверх – верхньодевонський, верхній – верхньопалеозойсько – кайнозойський.

Згідно тектонічного та нафтогазогеологічного районування площа належить до Північного борту ДДЗ.

Основна частина тектонічних порушень розриває поліфаціальну товщу кам'яновугільних відкладів включно до поверхні дотріасового (допересажського) неузгодження за відсутності хемогенних відкладів нижньої пермі, а за наявності в розрізі згаданих відкладів, в основному до їх підошви.

Глибинна геологічної будови площі, геолого-геофізичними роботами вивчена дуже слабо. Повне уявлення про особливості геологічної будови осадового чохла і фундаменту, можна зробити по декількох регіональних та рідкій пошуковій сітці сейсморозвідувальних профілів, кількох глибоких пошуково-розвідувальних свердловинах, розташованих в західній частині ділянки, а також структурно-картувальних та вуглерозвідувальних свердловинах (Старобільська ГРЕ). За представленими даними робіт осадовий комплекс неузгоджено залягає на розмитій, вивітрілій поверхні кристалічного фундаменту докембрійського віку, і привидений скороченим розрізом порід палеозойського і мезокайнозойського віків.

Основним диз'юнктивним тектонічним елементом проектної площі являється крайовий розлом. Він відділяє північний борт і прибортову частину западини, контролює поширення соленосного девону, проявляється у вигляді значного за амплітудою скиду по поверхні фундаменту. Ступінь його представлений в товщі карбону неоднаково, змінюється по простяганню і в значній мірі залежить від розподілення амплітуд між порушенням основної траси крайового розлому і його апофізів. За своєю морфологією крайовий розлом являє собою узгоджений з падінням порід значний за амплітудою скид. Крайовий розлом не пересікає ні одну з ділянок робіт, але він задає напрямок трасування основних згідних скидів північного борту, які мають субпаралельне йому простягання.

Це відчутні за протяжністю та амплітудою (до 400 м) порушення, з якими пов'язані основні плікативні деформації порід карбону, що призвели

до утворення прирозломних брахіантиклінальних складок – основного типу пошукових об'єктів в даному регіоні. Порушення даного типу є конседиментаційними, формувалися впродовж всього карбону і простежуються в розрізі до перед-ранньопермського регіонального розмиву.

Другим суттєвим тектонічним елементом геологічної будови площі досліджень, являється система скидів незгідного падіння, особливо активно розвинута в бортовій частині ДДЗ. Незгідні скиди, часом значної амплітуди (100 - 150 м), обумовлюють зворотньо-ступінчасте занурення поверхні фундаменту і всієї товщі кам'яновугільних відкладів, в напрямку центральної вісьової частини ДДЗ. Дані порушення мають субосьове простягання, не залежне від трасування крайового порушення і системи згідно-падаючих скидів.

З системами незгідних скидів можуть бути пов'язані в районі досліджень поклади вуглеводнів в пастках тільки тектонічно-екранованого типів. Безумовно, система незгідних скидів накладається на сформований незгідними тектонічними порушеннями морфологічний план відповідних стратиграфічних комплексів, що потребує визначення позитивного співпадіння даних двох факторів – морфологічного і тектонічного, тобто визначення апікальної частини тектонічного блоку, обмеженого вверх по падінню амплітудним незгідним скидом. Стратиграфічний рівень розвитку пасток в об'єктах цього типу визначається наявністю в розрізі осадової товщі та верхньої частини фундаменту колекторів і перекриваючих їх екранів.

Для проектної площі робіт потенційним нафтогазоносним комплексом, можна вважати відклади середнього карбону, візейські відклади, розущільнену поверхню фундаменту.

1.3.3. Нафтогазоносносність площі

Характеристика нафтогазоносності Дніпрово-Донецької западини (ДДз). Нафтогазоносність западини характеризується високим рівнем вивченості,

ресурси її надр сягають на площі 75 тис. кв. км. Обсяг перспективних відкладів в її межах більше 0,35 млн. куб. км і за цим регіон посідає одне з лідируючих місць в Європі. Промислова продуктивність визначена в немалому стратиграфічному діапазоні: від юрських до архейсько-протерозойських відкладах.

У продовж з 1986-1998 р. на північному борті Дніпровсько Донецької западини та на північної місцевості Донбасу вперше на території Східноєвропейської платформи було відкрито безліч нафтових і газоконденсатних родовищ (у тому числі Юліївське) з покладами в розущільнених докембрійських кристалічних породах (гранітах, гнейсах, амфіболітах, кристалічних сланцях). Дану потужну зону нафтогазонагромадження, присвячено до зчленування Воронезького масиву з Дніпровсько-Донецькою западиною і Донбасом, було відкрито незадовго до обвального скорочення нафтогазорозвідувальних робіт та їх наукового супроводу, тому наступне її дослідження було припинено [2].

Нафтогазоносність прогнозних структур, за аналогією із Дружелюбівським, Зайцівським та Євгеніївським родовищем, прогнозується в пісковиках верхньовізейського, серпуховського ярусів нижнього та московського і башкирського ярусів середнього карбону.

В південінше на 15 км, від ділянки знаходиться Євгеніївське газоконденсатне родовище, в 4 км на південний захід розташоване Макіївське газоконденсатне родовище, в 8 км на захід Зайцівське газоконденсатне родовище, в 6 км на південний захід – Дружелюбівське нафтогазоконденсатне родовище.

Дружелюбівське нафтогазоконденсатне родовище до Державного балансу включене в 1976 р. Пошуково-розвідувальними роботами виявлено 7 скупчень вуглеводнів, з яких п'ять газоконденсатні (горизонти М-3, М-6, Б-2, Б-3, Б-4), один газоконденсатний з нафтовою облямівкою (горизонт М-5). Поклади пластові склепінні тектонічно екрановані і літологічно обмежені.

Зайцівське газоконденсатне родовище на Державний баланс прийняте в 1977 р. По покрівлі горизонту М-2 структура є брахіантикліналлю північно-західного простягання. Вона порушена системою поздовжніх скидів амплітудою 10-35 м.

Єдиний газоконденсатний поклад горизонту М-2 знаходиться в апікальній частині блока. Поклад пластовий склепінний тектонічно екранований. Колекторами є пісковики з високою пористістю – 19-25%.

До глибокого пошуково-розвідувального буріння Євгеніївська структура була підготовлена у 1987 році.

Пошуково-розвідувальні роботи на Євгеніївському родовищі ведуться з 1998 року. За цей період тут пробурено 8 свердловин (2, 3, 4, 7, 8, 9, 10 та 14) і дві (6, 1) знаходяться в бурінні.

В результаті проведених робіт в межах центрального склепіння структури в башкирсько-серпуховському продуктивному комплексі встановлено чотири промислово-продуктивних горизонти: Б-4, Б-9, С-6 та С-8 з загальними запасами газу 876 млн.м^3 за категорією C_1 та 1459 млн.м^3 за категорією C_2.

Слід зазначити, що при випробуванні кристалічних порід фундаменту вперше на площі отримано припливи пластової води. Карбонатні відклади верхнього візе також виявилися обводненим.

Макіївське газове родовище на Державний баланс прийняте в 1992 р. За геолого-геофізичними даними структура у відкладах московського ярусу (покрівля горизонту М-3) є антикліналлю субмеридіонального простягання з двома склепіннями. Північне являє собою брахіантикліналь південно-західного простягання. Південне склепіння є куполовидною складкою.

Єдиний поклад газу горизонту М-3 пов'язаний з пластовою склепінною літологічно обмеженою пасткою північного підняття. Колекторами є пісковики з пористістю 16-20 %. Апікальну частину південного склепіння бурінням ще не оцінено.

В залежності від характеру осадконакопичення в межах окремих тектонічних блоків діапазон продуктивних горизонтів може значно змінюватися. Згідно встановленої тотожності умов структурно-тектонічної будови Північного борту ДДЗ, перспективними можуть бути кора вивітрювання та зони розущільнення порід кристалічного фундаменту.

Прогнозні структури-пастки вуглеводнів за аналогією з наявними родовищами являють собою групу нафтових і газових покладів, що зосереджені у продуктивних горизонтах нижнього та середнього карбону, які просторово і генетично пов'язані з похилими площинами незгідних скидів та розташовані у лежачих та висячих блоках, що утворені цими скидами. Прогнозні ресурси за категорією Д оцінюються по площі в об`ємі 25 млрд.м^3 газу.

1.3.4 Гідрогеологічна характеристика площі

Північний борт має гідрогеологічну зональність відкладів, що розділяються чіткими водотривами та мають у складі вуглеводневі гази (киснево-азотні).

У межах середньоюрських відкладів, підземні води мають змішаний склад та характеризуються уповільненним водообміном. Кам'яновугільний комплекс перекривається відкладами тріасу, а там, де відсутні дані водотриви розповсюджена товща крейдового віку.

Кам'яновугільні відклади в межах північно-східного борту у разі залягання на глибинах понад 400-700 м на сході і понад 700-1000 м на заході належать до нижнього гідрогеологічного поверху. Вони вміщують в собі давні седиментогенні води і ніколи не промивались прісними інфільтрогенними водами. Підошва верхнього гідрогеологічного поверху в південній частині борту проходить по регіональному водоупору верхньоюрських глин, північніше переміщується в середньоюрські глини і тільки північніше лінії Біловодськ-Білокуракіно-Золочів-Велика Писарівка охоплює кам'яновугільні відклади.

Таблиця 1.2 - Показники хімічного складу вод карбону північно-східного борту ДДз

Загальна мінералізація, г/л	Вміст, мг/л					Характерні коефіцієнти				Тип води за В.А Суліним
	SO_4	Br	J	NH_4	B	rNa/rCl	rCl-rNa/rMg	$rSO_4/rCl \cdot 100$	Cl/Br	
Інфільтрогенні води										
0,3-0,2	110-340					0,4-0,2	-	6,5-167	-	ГН, СН, ХМ
Змішані води - інфільтрогенні та седиментогенні										
3-15	20-150	до 26	до 0,7	до 2	-	0,85-1,00	-	-	-	ХМ, ХК
Седиментогенні води. Морські, слабкоопріснені та слабкоосолонені										
20-50	Сліди - 170	40-110	1,0-7,1	5-70	0,4-6,2	0,70-0,82	2,1-3,5	0-0,6	180-330	ХК
Доломітової стадії згущення (неосолонені)										
100-150	Сліди - 447	210-320	3,8-11,8	36-57	10-16	0,58-0,74	3,3-8,7	0-0,4	257-320	ХК
Доломітової стадії згущення (вторинно осолонені)										
137-206	5,8-209	156-225	4,1-16,8	43-115	12-23	0,68-0,78	3,2-5,7	0,01-0,13	460-590	ХК
Гіпсової стадії згущення										
157-200	58-316	396-696	16-18	40-101	11-27	0,58-0,73	2,6-12,2	0,03-0,21	175-200	ХК

Кам’яновугільні відклади в межах північно-східної частини борту (у разі залягання на глибинах понад 400-700 м на сході і понад 700-1000 м на заході) належать до нижнього гідрогеологічного поверху. Вони вміщують в собі

давні седиментогенні води і ніколи не промивались прісними інфільтрогенними водами. Підошва верхнього гідрогеологічного поверху в південній частині борту проходить по регіональному водоупору верхньоюрських глин, північніше переміщується в середньоюрські глини і тільки північніше лінії Біловодськ-Білокуракіно-Золочів-Велика Писарівка охоплює кам'яновугільні відклади.

Таблиця 1.3 - Показники складу водорозчинних газів та ступеня газонасиченості підземних вод карбону північно-східного борту ДДз

Глибина, м	Пластові температури, С°	Ступінь катагенезу	CH_4	ΣТУ	CH_4/ΣТУ	N_2	He	Ar	CO_2	Концентрація газу у воді, $см^3$/л	Тиск насичення, $р_г$, МПа	Коефіцієт газонасиченя, $Р_г/Р_{пл}$
Сухі метанові рази верхньої зони газоутворення												
400-1500	25-50	ПК-$МК_1$	72,4-92,9	0,04-0,9	100-2090	5,8-26,2	0,08-0,20	0,03-0,28	0,8-1,5	150-980	1,5-9,3	0,3-0,7
Вуглеводневі гази основної зони газоутворення												
1500-3000	50-100	$МК_2$-$МК_3$	82,3-93,7	2,2-7,8	11-42	3,1-9,5	0,06-0,33	0,02-0,11	0,3-2,3	620-1500	5,3-31,0	0,34-1,0
Вуглеводневі гази з накладеною N_2 - He - Ar - аномалією												
1700-3000	55-120	$МК_2$-$МК_3$	49,6-79,3	1,2-3,7	16-59	14,4-46,6	0,9-1,8	0,13-0,34	0,4-1,0	370-1300	5,9-29,0	0,31-1

Примітка: ΣТУ - сумарна об'ємна доля важких вуглеводнів

Потік прісних інфільтрогенних вод, що рухається із основної області живлення поблизу наведеної лінії, переміщується із карбону в юру і крейду,

де і продовжує рух до регіональної області розвантаження на південно-західному крилі басейну. Таке переміщення фільтраційного потоку, імовірно пов'язане зі зміною карбонатних платформенних фацій карбону переважно теригенними і з наявністю тектонічних порушень, вздовж яких проходить міграція вод у вищележачі високопроникні горизонти [3].

1.4 Висновки до розділу 1

1. На Токарсько-Краснянській площі встановлена наявність наступних корисних копалин: вугілля, кальцинована сода, глауконіти, вуглеводні та фосфорити основними з яких є нафта і газ.

2. За даними сейсморозвідки та буріння встановлено, що розріз площі складений породами: палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем.

3. Площа належить до Північного борту ДДЗ, згідно тектонічного районування. Крайовий розлом є основним диз'юктивним тектонічним елементом проектної площі. Також суттєвим тектонічним елементом геологічної будови даної площі, є система скидів незгідного падіння, особливо активно розвинута в бортовій частині ДДЗ.

4. З точки зору нафтогазоносності площа відноситься до нафтогазоносного району північного борту Дніпрово-Донецької нафтогазоносної області, де відкриті: Дружелюбівська, Зайцівська, Макіївська та Євгеніївська площі.

5. Основними нафтогазоносними комплексами є середній карбон який представлений такими горизонтами: М-3, М-5, М-6, Б-2, Б-3, Б-4, Б-9.

6. Колектори являють собою: пісковики, вапняки, алевроліти. Флюїдоупорами служать: глини, аргіліти. В розрізі виділяється 2 поверхи верхній з інфільтрогенними водами, та нижній з седиментогенними водами, які розділяються чіткими водотривами та мають у складі вуглеводневі гази (киснево-азотні).

РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

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

Вивчення будови Токарсько-Краснянської площі з метою:

1. Вивчення літологічних та тектонічних особливостей перспективних та продуктивних товщ.

2. Аналіз результатів геофізичних даних (сейсморозвідки).

3. Оцінки перспектив нафтогазоносності середнього та верхнього карбону, на основі аналізу інформації із сусідніх площі (Дружелюбівське нафтогазоконденсатне родовище, Коломійчиханська, Нежуринська, Розівська, Макеївська, Карамзинівська, Ольгівська, Зайцівська площі), а також аналізу сейсмогеологічних даних. Сусідні ділянки розвідані до глибини 1976 – 4700 м. Розрізи в межах сусідніх площ розвідані до глибини 3200 м (відклади фундаменту Нежуринської площі).

Задачі: вивчення літологічних та тектонічних особливостей перспективних та продуктивних товщ, аналіз результатів геофізичних даних (сейсморозвідки), оцінка перспектив нафтогазоносності середнього та верхнього карбону на основі аналізу інформації із сусідніх площ, а також аналізу сейсмогеологічних даних; деталізування геологічної будови даної площі робіт; підрахунок запасів вуглеводнів.

Об'єкт: аналіз умов формування тектонічних структур та літології покладів, на основі даних сейсморозвідувальних робіт на Токарсько-Краснянській площі.

Дослідження дозволить вирішити наступні геологічні і наукові задачі:

1. Виявлення в середньокам'яновугільних відкладах покладів вуглеводнів.

2. Аналіз складу та фільтраційно-ємнісних властивостей порід колекторів.

3. Деталізувати геологічну будову даної площі робіт

4. Підрахунок запасів вуглеводнів.

5. Визначити ознаки нафтогазоносності прямі та опосередковані, та зазначити продуктивні товщі, горизонти, пласти і т.д.

2.1.1 Обгрунтування постановки робіт

Біля Токарсько-Краснянської площі є сусідні ділянки такі як: Євгеніївське газоконденсатне родовище, Макіївське газоконденсатне родовище, Зайцівське газоконденсатне родовище, Дружелюбівське нафтогазоконденсатне родовище. Також з сусідніх ділянок можна виділити: Розівську, Карамазинівську, Нежуринську, Коломійчиханську та Ольгівську ділянки.

На Токарсько-Краснянській площі перспективними колекторами є пісковики московського та башкирського ярусів.

В межах площі основними типами пасток вуглеводнів є тектонічно екрановані. Саме тому, важливо охарактеризувати типи розломних порушень, для уточнення інтенсивності тектоніки, можливості перетоків чи формування тектонічного екрану. За ці особливості відповідають такі характеристики розломних порушень, як: амплітуда розривних порушень, тип скиду (згідний, незгідний), літологічні особливості порід колеторів та ін.

У відкладах нижнього та середнього карбону, а також частково верхнього спостерігаються скидові порушення різного характеру, які пов’язані з лежачими та висячими блоками, що утворені цими скидами.

Розлом 1. Розломне порушення можна класифікувати як згідний скид, в якому поклад може очікуватися в лежачому та висячому блоці. Амплітуда порушення складає по відкладам нижнього карбону 30-45м; по відкладам серпухівського ярусу до 300м, по відкладам московського та башкирського ярусів близько 100м. В межах блоку, що формує даний скид наявно малоамплітудне порушення скидового типу, що утворює додаткове перемішення відкладів серпухівського горизонту.

Розлом 2 і 3. Система згідних та незгідних скидів, що має субосьве простягання та формують ступінчастість окремих блоків відкладів нижнього,

середнього та верхнього карбону. Амплітуда порушень складає від 30-40м до 200 м в центральному блоці.

Розлом 4. Є скидом, що має субосьове простягання та формує ступінчастий блок відкладів, візейсько-турнейських ярусів. Амплітуда порушень складає до 25 м.

Розлом 5. Представляє собою незгідний скид, у відкладах від докембрійських до нижньої частини башкирського ярусу.

Розломи 6,7. Система згідного і незгідного скидів, з утворенням окремого тектонічного блоку. Амплітуда в башкирському ярусі до 180 м, і в московському до 40 м.

Стосовно глибини порушень та її амплітуди, можна зробити висновок з сусідніх площ. Коломийчихінська площа амплітуда 160 м, при глибині 2590 м, в свердловині №1. Нежуринська площа, в свердловині №1, амплітуда 30 м, при глибині 2018 м, в свердловині №2 амплітуда 250 м, при глибині 1640 м. На Розійській площі, в свердловині №2 амплітуда ~ 250 м, при глибині 3070 м.

На Макеївській площі, в свердловині №1 амплітуда сягає 300 м, при глибині 2894 м, в свердловині №2 амплітуда сягає 180 м, при глибині 2236 м. Кармазинівська площа, має амплітуду 200 м, в свердловині №1 при глибині 3058 м. Ольгівська площа, має амплітуду 100 м, при глибині 3270 м, в свердловині №1. На Зайцівській площі, в свердловині №1 амплітуда сягає 120 м, при глибині 3023 м.

2.1.2 Система розміщення свердловин

Сукупність пошукових і розвідувальних свердловин формують системи, конфігурація яких визначається характеристиками об'єкта. Для повнопластового покладу зазвичай виникає потреба у визначенні його

висоти, і свердловини розташовують на певній відстані, яку називають кроком пошукового буріння.

Методика розміщення свердловин виглядає так:

Перша свердловина буриться на передбачуваному склепінні.

Друга свердловина буриться на крилі на такій відстані, щоб покрівля була розкрита на тій же висоті, що й підошва першої свердловини [4].

Третя свердловина буриться, якщо ВНК не розкрито, для розкриття покрівлі на тій же висоті, що й підошва другої свердловини. Вона розташовується на протилежному крилі, залежно від структури покладу, може використовуватися трипроменева система, класичний пошуковий хрест або діагональний профіль.

Раціональна система розміщення свердловин повинна забезпечити найшвидше отримання всіх необхідних параметрів з потрібною надійністю при мінімальних витратах. Важливо звертати увагу на геометрію та регулярність розташування свердловин на площі покладу [5].

На Токарсько-Краснянській площі, переважно в межах Сватівського і Кремінського районів, на сусідніх ділянках пробурені пошуково-розвідувальні свердловини, завдяки яким було вивчено розріз до глибини 3146 м на Зайцівській площі свердловина № 1.

Виходячи з часового розрізу по профілю $14_{24}8603$, на якому представлена тільки одна свердловина:

Свердловина на Коломійчиханській площі, глибиною 2000 м, добурена до відкладів порід фундаменту.

Дані по часовому розрізу по профілях $47_{24}8786$ і $07_{12}8785$:

Свердловина № 3 на Євгенієвській площі, глибиною 1700 м, пробурена до відкладів порід фундаменту.

Дані по сейсмостратиграфічному розрізу по регіональному профілю МСГТ XII Нежурине – Червоний Оскіл – Крутоярівка:

Свердловина № 1 на Зайцівській площі, глибиною 3146 м, добурена до відкладів кам'яновугільної системи, нижнього візейського ярусу.

Свердловина глибиною 1211 м, добурена до відкладів кам'яновугільної системи, середнього московського ярусу.

Свердловина № 1 на Нежуринській площі, глибиною 1204 м, добурена до порід кам'яновугільної системи, середнього московського ярусу.

Свердловина № 2 на Нежуринській площі, глибиною 2463 м, добурена до порід фундаменту.

Свердловина глибиною 1210 м, добурена до порід кам'яновугільної системи, середнього башкирського ярусу.

2.1.3. Промислово-геофізичні дослідження

Комплекс досліджень у свердловинах відповідає галузевому стандарту "Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах" в Україні. Основні методи включають оцінку нафтогазоносності порід, визначення колекторських властивостей, стратиграфічну прив'язку та відбір керна, ВПТ та перфорацію.

Додаткові дослідження, такі як БКЗ, БК, МБК, МК, ІК, АК, ГК, КНК, НГК, проводяться в перспективних розрізах. При складних умовах контролю випробувань, для виявлення притоків та заколонних перетіків, застосовується високоточна термометрія та акустичний каротаж широкополосний (ВТ, АКШ). Додаткові методи визначаються залежно від специфіки розрізу та геолого-технічних умов для отримання додаткової інформації [6].

2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів

З метою вивчення об’єктів, що можуть слугувати пастками чи покладами нафти і газу обов’язковим є відбір проб гірських порід, підземних

вод та вуглеводневої сировини. Дані зразки обов'язково вивчаються в лабораторних умовах. Для аналізу обирають наступний матеріал:

1. Гірські породи у вигляді керну.

Керн являє собою циліндричний стовпчик гірської породи, який отримують при бурінні свердловин. Найповнішу характеристику розрізу та його нафтогазоносності можна отримати шляхом суцільного відбору керна із свердловини. Для детальнішого вивчення перспективної товщі відбір керна в свердловинах на одній і тій же площі проектується в різних інтервалах розрізу, що за відносно невисокого відбору керна в кожній свердловині забезпечує висвітлення всієї продуктивної товщі.

Під час вивчення керна отримують дані щодо літологічної характеристики порід та їх стратиграфії, колекторних властивостей порід, наявності ознак нафти і газу, структурних особливостей порід та елементів їхнього залягання. З появою у буровому розчині уламків нафтогазоносних порід потрібно одразу ж розпочинати відбір керна, навіть якщо глибина спуску колонкового долота не узгоджується з даними геолого - технічного наряду.

Вибір інтервалів для відбору керна залежить від поставлених геологічних завдань. На нових, ще не вивчених родовищах у процесі буріння перших свердловин рекомендується проводити суцільний відбір керна, із застосуванням водночас і геофізичних, тобто непрямих, методів дослідження свердловин.

В експлуатаційних свердловинах керн, як правило, майже не відбирають, і всі спостереження грунтуються на даних ГДС і даних вивчення відібраного шламу. Тоді керн відбирають тільки в інтервалі продуктивного горизонту для його детального вивчення, а інколи – в інтервалі маркувальних горизонтів, на характерних контактах світ і там, де потребують уточнення тектоніка і будова покладу.

Ознаки нафти і газу в керні треба попередньо вивчити на буровій, у щойно відібраних зразках і на поверхнях зламу, а потім детальніше у геологічному відділі та лабораторії. У геологічному відділі під час вивчення ознак нафти в керн завжди застосовують бензинову витяжку. Зразки керна та гірських порід з геологічними ознаками дають змогу встановити геологічну будову і можливу нафтогазоносність гірських порід у тих чи інших районах або площах, де проводиться буріння свердловин.

2. Відбір і вивчення шламу.

При роторному та турбінному бурінні розбурена порода у вигляді дрібних частинок або уламків виноситься на поверхню потоком глинистого розчину. Ці уламки називаються шламом. Аналіз шламу дозволяє визначити літологічний склад порід і вирішити низку геологічних завдань.

Особливості відбору, методика опису та збереження шламу. Інтервали відбору керна визначають від необхідності вивчення розрізу свердловини. Для детального вивчення розрізу пошукових і розвідувальних свердловин зразки шламу потрібно вибирати через 1 – 3 м проходки; в інтервалах, де керн відібрано суцільно, - через кожні 3 – 5 м проходки. При бурінні експлуатаційних свердловин в інтервалі продуктивного горизонту, якщо керн не відібрано, шлам відбирають через 1 – 2 м проходки. Для зберігання шламу застосовують спеціальні ящики. Уламки породи промивають водою, просушують, кладуть у паперові пакети чи пробірки, вкладають у них етикетки і зберігають у керносховищах

У відібраних зразках визначають вміст (у %) глин, піску, пісковику й інших порід за допомогою бінокулярної лупи, яка має велике поле зору, або візуально. Визначення глибини відбору шламу. Під час буріння пошукових і розвідувальних свердловин шлам відбирають через указані в ГТН інтервали проходки. Це дає інформацію про літологічний склад розкритих порід по всьому розрізу свердловини. Шлам слід прив’язувати до тієї глибини, на якій він був розкритий свердловиною.

Відібраний керн необхідно детально дослідити та описати. З найбільш характерних ділянок керна відбирають зразки, для яких створюють окремі етикетки. В інтервалах з ознаками нафти або газу відбирають циліндричні зразки довжиною не менше 10 см і діаметром не менше 30-40 мм, які використовуються для визначення пористості та проникності порід у лабораторних умовах [7].

Відбір керну планується в таких продуктивних горизонтах: М-3, М-5, М-6, Б-2, Б-3, Б-4, Б-9

2.1.5. Лабораторні дослідження

Необхідно провести докладне та комплексне дослідження керна та проб пластових флюїдів у лабораторії для отримання достовірної геологічної інформації щодо літолого-фізичних властивостей порід та фізико-хімічних характеристик флюїдів. Цей комплекс лабораторних досліджень виконується відповідно до вимог нормативних документів і методичних рекомендацій. Його обсяг та якість регламентуються вказаними документами.

Дослідження включає в себе визначення колекторських властивостей порід, аналіз фізико-хімічних характеристик газу, конденсату, води та порід, а також пантологічний, петрографо-мінералогічний, люмінісцентно-бітумінологічний та петрофізичний аналіз кернового матеріалу. Зразки керна для лабораторних досліджень відбираються після детального опису на свердловині та макроопису в керносховищі з використанням 100% піднятого керна. Після відбору зразків вони направляються в лабораторію для дослідження не пізніше, ніж через 5-10 днів після підняття з свердловини.

Для конденсату, надають таку характеристику:

1. Колір.
2. Питома вага.
3. Кінематична в'язкість при 20 °С.
4. Фракційний склад.

Для відібраних проб нафти, надають таку характеристику:

1. Фізико-хімічні характеристики.

2. Фракційний склад.

3. Вміст смол.

4. Вміст парафіну.

5. Кінематична в'язкість.

В лабораторії для газу надають такі характеристики: питома вага газу по повітрю; теплотворна здатність по хімічному складу; сумарний вміст вуглеводневих газів в об'ємних процентах, в тому числі: метан, етан, пропан, бутан, ізобутан, пентан, ізопентан, гексан;не вуглеводневі гази: азот, сірководень, гелій, водень, вуглекислий газ.

Основні види гідрогеологічних досліджень включають:

1. Збір, узагальнення та аналіз попередніх досліджень.

2. Рекогносцирувальні гідрогеологічні дослідження.

3. Гідрогеологічне картування.

4. Бурові та гірничі роботи.

5. Польові дослідно-фільтраційні роботи.

6. Моделювання фільтрації підземних вод.

7. Лабораторні дослідження.

8. Спостереження за режимом підземних вод.

Загальні принципи проведення гідрогеологічних досліджень визначаються завданнями пошуково-розвідувальних робіт, вимогами до них та закономірностями процесу пізнання. До загальних принципів належать:

1. Принцип повноти досліджень вимагає вивчення всього родовища підземних вод у цілому, а не лише його окремих ділянок, навіть найперспективніших.

2. Принцип послідовних наближень полягає у поступовому накопиченні знань про родовище підземних вод, оскільки отримати всі необхідні дані за короткий термін неможливо.

3. Принцип рівномірності вивчення родовищ - передбачає рівномірне вивчення родища, що дозволяє отримати правильне уявлення про його особливості, умови експлуатації, характер області фільтрації та інші фактори, що визначають його геолого- промислову цінність.

4. Принцип найменших матеріальних і трудових витрат вимагає мінімізації обсягів виконаних робіт та трудових витрат на кожній стадії вивчення родовища, забезпечуючи при цьому необхідний ступінь достовірності.

5. Принцип найменших витрат часу тісно пов'язаний із попереднім принципом, забезпечуючи високу економічну ефективність пошуково-розвідувальних робіт при мінімальних витратах праці, часу та коштів.

6. Принцип раціонального і комплексного використання природних ресурсів передбачає всебічне та науково обґрунтоване використання водних ресурсів з максимальним економічним ефектом та користю, а також економічно виправдане застосування всіх їх корисних властивостей для задоволення потреб водокористувачів.

Планування гідрогеологічних досліджень здійснюється за єдиною системою, яка передбачає послідовне проведення робіт по стадіях.

Стадія геологорозвідувальних робіт - це частина геологорозвідувального процесу, що визначається об'єктами геологічного вивчення, метою та методами робіт, а також вим эми до їх кінцевих результатів [8].

2.1.6 Оцінка перспективності площі

Перспективи пошуків нафтогазових родовищ на Токарсько-Краснянській площі визначаються за допомогою геолого-геофізичних

матеріалів, наданих у попередніх розділах, які вказують на наявність відкладів середнього карбону московського та башкирського ярусів.

Найбільш перспективними в нафтогазоносному відношенні в межах Токарсько-Краснянської площі вважаються М-3, М-5, М-6, Б-2, Б-3, Б-4, Б-9 горизонти.

За геолого-геофізичною інформацією структура у відкладах московського ярусу (покрівля горизонту М-3) представляє собою антикліналь субмеридіонального простягання з двома склепіннями. Північне являє собою брахіантикліналь південно- західного простягання. Південне склепіння є куполовидною складкою.

Поклад газу горизонту М-3 пов'язаний з пластовою склепінною літологічно обмеженою пасткою північного підняття. Колекторами являються пісковики з пористістю 16-20 %. Апікальну частину південного склепіння бурінням не оцінено.

Пошуково-розвідувальними роботами виявлено 7 скупчень вуглеводнів, п'ять з яких газоконденсатні (горизонти М-3, М-6, Б-2, Б-3, Б-4), та єдиний газоконденсатний з нафтовою облямівкою (горизонт М-5).

Поклади пластові склепінні тектонічно екрановані та літологічно обмежені.

В результаті робіт в межах центрального склепіння структури в башкирсько-серпуховському продуктивному комплексі виявлено чотири промислово-продуктивних горизонти: Б-4, Б-9, С-6 та С- 8 з загальними запасами газу 876 млн.м^3 за категорією C_1 та 1459 млн.м^3 за категорією C_2.

Аналіз сейсморозвідувальної інформації та даних інтерпретації фіксуються різні типи тектонічних порушень, що сформували ймовірні поклади вуглеводнів.

Основні особливості тектоніки кам’яновугільних та докембрійських горизонтів в межах розрізу:

За своєю морфологією крайовий розлом являє собою узгоджений з

падінням порід значний за амплітудою скид. Крайовий розлом безпосередньо не пересікає ні одну з ділянок робіт, але він визначає напрямок трасування основних згідних скидів північного борту, які мають субпаралельне йому простягання.

Даний блок захоплює горизонти нижнього карбону, та формують прискидову структуру, що формує пастку висотою 100 м. Основними породами що складають блок, горизонти є вапняки та алевроліти. За аналогією з сусіднім родовищем Євгеніївське, тут можуть бути поклади в карбонатних породах, хоча випробування показали обводнення.

Наступний блок захоплює горизонти середнього та нижнього карбону, та утворюють прискидову структуру, що формує тектонічноекрановану пастку. Породи що складають блок, це горизонти з потужними пачками піщаників, прошарками алевролітів, аргілітів та вапняків, стосовно горизонтів нижнього карбону вони представлені вапняками та алевролітами. За аналогією з Євгеніївським родовищем, можливі поклади в карбонатних породах, хоча випробування показали обводнення.

Останній блок захоплює горизонти середнього карбону, та утворює прискидову структуру, що формує тектонічноекрановану пастку. Породи що складають блок, це горизонти з потужними пачками піщаників, прошарками алевролітів, аргілітів та вапняків. За аналогією з Євгеніївським родовищем, можливі поклади в карбонатних породах, хоча випробування показали обводнення.

На часових розрізах, що висвітлюють глибинну будову площі, виділяється і простежується ряд порівняно інтенсивних, з характерними динамічними ознаками відбиттів в часовому інтервалі 0,3-2,1 с.

Відбиття $V_{B_{2-п}}$ на багатьох часових розрізів відзначається значною виразністю та інтенсивністю. Воно характеризує будову низів осадового чохла в безпосередній близькості до фундаменту і тому, в значній мірі,

відображує його будову, ускладнену локальними виступами і западинами, розривними порушеннями.

Поведінка відбиття $Vв_{2-п}$ на часових розрізах часто слабкохвиляста, для нього характерні ділянки інтерференційного запису і аномальні явища пов'язані з виклинюванням швидкісних границь, в візейсько-турнейських відкладах та з еродованістю фундаменту.

Для відбивального горизонту $Vв_{2-п}$ притаманна наявність значної кількості тектонічних порушень, більша частина яких чітко проявляється тільки в інтервалі реєстрації відбиттів в візейських відкладах.

Відбиття $Vв_1$ відображає складну будову верхньосерпухівських відкладів. Характерна особливість відбивального горизонту $Vв_1$ – це багаточисельність локальних перегинів, зумовлених впливом літологічних неоднорідностей, в тому числі і біогермів, які проявляються в хвильовому полі як нижче, так і вище по розрізу від $Vв_1$. Тектонічна порушеність горизонту $Vв_1$ відмічається, в основному, в зонах високоамплітудних конседиментаційних скидів.

Відбиття $Vб_2^3$ утворення в низах башкирського ярусу (підошва C_2^1). Воно має чітку форму запису, достатню інтенсивність і досить впевнено простежується по всій площі. Локальні особливості хвильового поля на рівні відбивального горизонту $Vб_2^3$ відображаються у вигляді складок обволікання неоднорідностей в нижньобашкирсько-серпуховських відкладах.

Вищеописані відбиття $Vб_2^3$, $Vв_1$, $Vв_{2-п}$ створюють досить стабільну за формою запису, співвідношенням та потужністю групу відбиттів.

Відбиття $Vб_1$ описує будову відкладів московського ярусу (C_2^6) середнього карбону. Це 2-3 фазове інтенсивне коливання. В північній частині площі робіт воно інтерферує з відбиттями, приуроченими до субгоризонтальних границь в мезозойських відкладах, і тому якість простеження його тут погіршується. Слід зазначити що, незгідність поведінки відбивального горизонту $Vб_1$ і вищеописаного горизонту $Vб^1$.

Найбільш впевнено простежені цільові відбиваючи горизонти $Vб_1$, $Vв_1$, та $Vв_{2-п}$ прив'язка яких здійснювалася по результатах СК-ВСП свердловин Коломійчихинська – 1-р, Зайцівська 1-р, Нежуринська 1-р, 2-р та ін [1].

2.2. Підрахунок запасів

На Токарсько-Краснянській площі було проведено підрахунок запасів газу.

У підрахунку запасів газу розрізняють підрахунок вільного газу, тобто із газових покладів і газових шапок нафтогазових (газонафтових) покладів, і газу, розчиненого в нафті (супутній газ).

Метод підрахунку запасів газу за падінням тиску грунтується на зв'язку кількості добутого газу з величиною падіння тиску в процесі розробки газового покладу. Якщо на першу дату підрахунку на початку розробки покладу добуто Q_1, об'ємів газу, при цьому тиск у покладі становив p_1, а на другу пізнішу дату відібрано Q_2 об'ємів газу і тиск дорівнював p_2, то видобуток газу за цей період (від першого до другого підрахунку) на одиницю падіння тиску становитиме:

$$Q = (Q_2-Q_1)/(p_2-p_1).$$

З огляду на те що в подальшому з падінням пластового тиску в покладі до деякої його кінцевої величини p_k. видобуватимуть однакові кількості газу на одиницю падіння тиску, підрахунок запасів газу здійснюють за формулою:

$$Q_г = (Q_2-Q_1)(p_2\,\alpha_2 - p_k\,\alpha_k)/(p_1\,\alpha_1 - p_2\,\alpha_2)$$

де $Q_г$ - промислові запаси газу на дату, коли вже було відібрано газу Q_2 $м^3$;

α_k - поправка на відхилення об'ємів вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта за тиску p_k

Якщо родовище газоконденсатне, то після визначення запасів газу підраховують запаси газоконденсату за формулою:

$$Q_к = Q_г П$$

де П - вміст конденсату в 1 м² газу, т.

Об'ємний метод підрахунку запасів газу можна застосовувати на будь-якій стадії розвіданості покладу. Для використання методу підрахунку за падінням тиску необхідно мати дані експлуатації свердловин.

Об'ємний метод застосовують для будь-якого режиму роботи пласта. Метод підрахунку за падінням тиску ефективний лише для суто газового режиму, для водонапірного (газоводонапірного) режиму точність обчислення за цим методом різко знижується.

Для перевірки можливості застосування підрахунку запасів газу за методом падіння тиску обчислюють кількість добутого із покладу газу на одиницю падіння тиску в різні періоди розробки. Якщо результати цих розрахунків збігаються, можна застосовувати зазначений метод. Збільшення кількості добутого газу на одиницю зменшення тиску в пізніші періоди розробки вказує на наявність напору вод і витіснення ними частини об'єму газу.

Підрахунок запасів газу, розчиненого в нафті. Балансові запаси газу, розчиненого в нафті, розраховують за формулою:

$$Q_{г.бал} = Q_{н.бал} r_0$$

де $Q_{г.бал}$ - балансові запаси газу, м³, і нафти, т;

r_0 - вміст газу в нафті за початкового пластового тиску, м³/т.

Величина видобувних запасів газу, розчиненого в нафті, залежить від роботи нафтогазових пластів. За водонапірного режиму (за якого розробляють переважну більшість родовищ в Україні) газовий фактор у процесі експлуатації покладу мало змінюється в часі і видобувні запаси газу, розчиненого в нафті, обчислюють за спрощеною формулою:

$$Q_{г.вид} = Q_{н.вид} r$$

де r - газовий фактор, м³/т, виміряний на поверхні за тиску 0,1 МПа;

$Q_{н.вид}$ - видобувні запаси нафти, т;

$Q_{г.вид}$ - видобувні запаси газу, розчиненого в нафті, м³.

За відсутності даних для розрахунку іншими методами, підрахунок ресурсів в межах Токарської площі проводився об'ємним методом.

Підрахунок запасів вільного газу. Об'ємний метод підрахунку запасів вільного газу грунтується на тих самих принципах визначення об'єму покладу, що і об'ємний метод підрахунку запасів нафти. Підрахунок проводять за даною формулою:

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

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

F - площа в межах контуру газоносності, м²;

h - ефективна газонасичена товщина, м;

m - коефіцієнт відкритої пористості;

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

$k_п$ - коефіцієнт відкритої пористості;

P і P_k - початковий і кінцевий пластовий тиск на дату підрахунку в атмосферах (кг/см^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);

$\beta_г$ - коефіцієнт газонасиченості, долі одиниці;

$\eta_г$ - коефіцієнт газовіддачі, долі одиниці.

Прогнозні ресурси за категорією Д оцінюються по площі в об`ємі 25 млрд.м^3 газу [9].

2.3 Висновки до розділу 2

1. Задачею для Токарсько-Краснянської площі є вивчення літологічних та тектонічних особливостей перспективних та продуктивних товщ, аналіз результатів геофізичних даних (сейсморозвідки), оцінка перспектив нафтогазоносності середнього та верхнього карбону.

Метою є вивчення літологічних та тектонічних особливостей перспективних та продуктивних товщ, аналіз результатів геофізичних даних (сейсморозвідки), оцінки перспектив нафтогазоносності середнього та верхнього карбону, на основі аналізу інформації із сусідніх площі.

2. У відкладах нижнього та середнього карбону, а також частково верхнього спостерігаються скидові порушення різного характеру, які пов’язані з лежачими та висячими блоками, що утворені цими скидами. Виходячи з цього охарктерезовані розломи.

3. Біля сусідніх ділянок пробурені пошуково-розвідувальні свердловини, завдяки яким було вивчено розріз до глибини 3146 м свердловиною № 1 на Зайцівській площі.

4. Основні методи промислово-геофізичних досліджень, включають оцінку нафтогазоносності порід, визначення колекторських властивостей, стратиграфічну прив'язку та відбір керна і перфорацію.

5. Відбір керну та шламу проводився згідно всіх правил та порядків в перспективних горизонтах.

6. Лабораторні дослідження дозволили визначити колекторські властивості порід, аналіз фізико-хімічних характеристик газу, конденсату, води і порід та інше.

7. В межах площі найбільш перспективними в нафтогазоносному відношенні виявлені такі горизонти: М-3, М-5, М-6, Б-2, Б-3, Б-4, Б-9.

8. В підрахунку запасів було виявлено прогнозні ресурси за категорією Д, в об`ємі 25 млрд.м^3 газу.

РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо-геологічні умови буріння

Ускладненнями при бурінні називають геологічні чи геотехнологічні ситуації в свердловині, при яких подальша її проходка стає неможливою або коли буріння продовжується, але різко знижується його продуктивність.

Існують такі види ускладнень в процесі буріння:

Розкриття природних або утворення нових тріщин відбувається в основному при бурінні в тріщинуватих зонах, що виникли внаслідок тектонічних порушень, або в будь-яких породах при критичних значеннях гірського тиску в свердловині. Залежно від умов залягання порід розтріскування при різних значеннях тиску рідини в в свердловині.

Утворення каверн різновид порушень цілісності стінок свердловин. Цей вид порушень призводить до різкої зміни конфігурації стовбура і є однією з першорядних причин ускладненості буріння, тому що впливає на весь подалыший хід бурових робіт.

Утворення жолобів також належить до одного з різновидів порушення цілісності стовбура. Воно створює передумови для заклинювання бурильних і обсадних труб. Жолоби утворюються не відразу, а поступово з ростом кількості рейсів бурового снаряда, небезпечні за своїми наслідками жолоби можуть утворитися тільки після досить великого шляху пробігу бурового снаряда. Для попередження прихвата бурильних труб або заклинювання коронки при наявності жолоба в свердловині варто застосовувати одну й ту саму компоновку бурового снаряда.

Набухання пружне структурно-адсорбційне розширення порід стінок свердловини, обумовлене їхньою анізотропією, підвищеною фільтраційною здатністю, усмоктуванням вільної води і фізико-механічною взаємодією її з частинками породи, набухання порід призводить до зниження міцності

стінок свердловини і зменшення діаметра стовбура внаслідок об'ємного розширення породи. Додатковими характерними ознаками є затягування і прихвати бурового снаряда, у цьому випадку необхідно проробити стовбур при порівняно великій швидкості подачі бурового снаряда. Набухання без застосування заходів для його усунення звичайно призводить до появи витікань, осипів, обвалів і до інших ускладнень.

Звуження стовбура свердловини відбуваються в результаті утворення товстих кірок. Такі звуження в основному пов'язані з розрізами високопроникних порід, що інтенсивно поглинають рідку фазу розчину, внаслідок чого і відбувається відкладення твердої фази розчину на стінки свердловини.

Витікання один з видів пластичної деформації стінок свердловин, що виникає внаслідок значного підвищення пластичності, зниження міцності порід, зволоження, термомеханічного впливу (коливань протитиску і температури масиву).

Осипання процес крихкого руйнування гірських порід у свердловині, який характеризується збільшенням кількості шламу, що виноситься зі свердловини. Якщо відсутні активні міри боротьби, то обсипання відбуваються протягом усього періоду буріння в необсадженому стовбурі в результаті постійного або періодичного відвалювання окремих шматків породи. Осипи призводять до утворення зазублювань і каверн, обвалів, обвалювань та до інших ускладнень. Слабкі осипи важко зафіксувати візуально у цьому випадку на їхню наявність може вказати кавернометричне дослідження стовбура, у зв'язку з чим зняття кавернограм набуває важливого значення. Сильні осипи реєструються як візуально, так і приладами, зокрема, про їхню наявність свідчать: інтенсивне зростання в'язкості промивальної рідини і вмісту в ній шламу; пробкоутворення; виникнення сальників на колонковому наборі й коронці, поршневий ефект і переливання рідини при

підйомі снаряда; необхідність частих промивань і пророблень свердловини; підвищення тиску на буровому насосі.

Обвалювання об'ємний, в основному швидкоплинний процес крихкого руйнування, що протікає в більш великих масштабах, ніж обсипання. При обвалах відбувається інтенсивний винос шламу у вигляді осколків, більших за об'ємом, ніж об'єм пробуреного інтервалу. Обвалу сприяє повзучість гірських порід і попереднє поверхневе обсипання. Залежно від структури, фізико- хімічних і механічних властивостей порід обвали можуть мати як одиничний раптовий, так і безперервний характер. На відміну від осипів, що мають місцевий (поверхневий) характер руйнування, обвалам властиві глибокі об'ємні руйнування стовбура. Характерні ознаки обвалів: різке підвищення тиску на бурових насосах і втрата циркуляції; невелика швидкість пророоблення стовбура; несподіваний і важкий прихват бурильних і обсадних труб.

Обвалення об'ємний, швидкоплинний процес крихкого руйнування порід стінок свердловин одиничного характеру з вивалюваннями з масиву великого об'єму порід, у тому числі стійких і досить міцних при нормальних умовах буріння. Обвалення може відбуватися також під дією власної ваги порід. Основні ознаки обвалень: раптовість і швидкоплинність розвитку; миттєве різке підвищення тиску на буровому насосі і, як правило, повна втрата циркуляції в сполученні з миттєвим прихватом бурового снаряда; втрата стовбура свердловини до зони обвалення, недоходження снаряда до вибою після буріння чергового рейсу або при нарощуванні.

Розглянуті види ускладнень деформаційного типу тісно пов'язані між собою і часто один вид викликає інший і навпаки. При цьому важливу роль у появі тих або інших деформацій відіграють часовий фактор, геологічні особливості розбурюваних порід і технологічні прийоми буріння [10].

Стосовно ускладнень на Токарсько-Краснянській площі робіт, можна спрогнозувати такі ускладнення: башкирські і московські відклади

середнього карбону представлені в межах ділянки, потужними пачками піщаників, прошарками алевролітів, аргілітів та вапняків. Тому виходячи з цього можна сказати, що в середньому карбоні, можливі осипання, які призводять до зазублювань і каверн, обвалів, обвалювань.

Також саме ускладнення характерне і для відкладів серпуховського ярусу, що складений нижнім (літологічно витриманим теригенним комплексом) і верхнім (потужна товща піщано- алевритових порід) під'ярусами.

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.

При виборі конструкції свердловини необхідно забезпечити:

1. Стійкість і довговічність свердловини, кріплення її стінок.

2. Ізоляцію газоносних, нафтоносних і водоносних горизонтів один від одного, а також ізоляцію інтервалів, у межах яких передбачається поглинання промивальної рідини.

3. Успішне буріння до проектної глибини і можливість здійснення наміченої системи розробки родовища, якщо передбачається виділення поверхів розробки в розрізі родовища вуглеводнів.

4. Можливість застосування запроектованого способу і режиму експлуатації нафтогазових пластів.

5. Економію металу.

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 [11].

Конструкція свердловини складається з таких елементів:

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 забитовують і цементують (рис. 3.1).

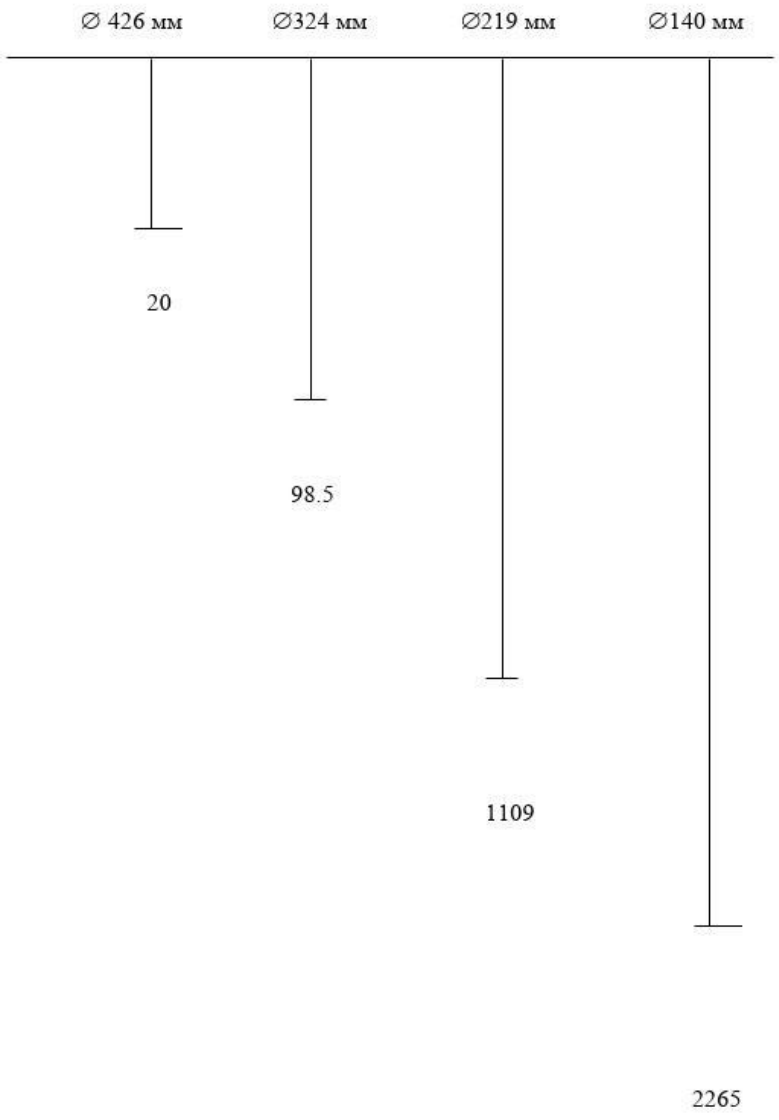

Рисунок 3.1 Конструкція типової свердловини

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 [12].

3.3 Режими буріння

Ефективність руйнування породи долотом залежить від: осьового навантаження на долото, частоти його обертання, параметрів промивальної рідини, конструкції долота, властивостей породи та інших факторів. Деякими з них можна оперативно управляти.

Режим буріння визначається сукупністю факторів, що впливають на ефективність руйнування породи та зношування долота, якими можна оперативно управляти під час роботи долота на вибої. Ці фактори, відомі як режимні параметри, включають: осьове навантаження на долото, частоту його обертання, секундну витрату промивальної рідини та її параметри.

Режими буріння поділяються на:

1. Звичайний: оптимальний, раціональний, форсований (швидкісний або силовий).

2. Спеціальний.

Оптимальний режим буріння забезпечує найвищу продуктивність праці при мінімальних затратах і якісне виконання завдання. Основними критеріями є мінімізація вартості одного метра проходки та максимізація рейсової швидкості.

Раціональний режим - режим буріння, який забезпечує найкраще значення одного чи декількох показників при даному технічному оснащенню.

Форсований режим буріння спрямований на збільшення швидкості буріння.

Швидкісний режим передбачає інтенсифікацію процесу руйнування породи за рахунок збільшення швидкості обертання долота.

Силовий режим - режим, при якому інтенсифікація процесу руйнування досягається внаслідок збільшення осьового навантаження на долото.

Спеціальний режим буріння забезпечує найкраще виконання того або іншого спеціального завдання, наприклад, буріння похило спрямованої свердловини [13].

3.4 Характеристика бурових розчинів

У забезпеченні зростання об'ємів буріння та видобутку вуглеводнів важливу роль відіграють бурові розчини. Від якості бурового розчину залежить швидкість буріння свердловини та результат буріння свердловини в цілому. Добре відомо, що при неякісному буровому розчині можна пробурити свердловину, але не одержати із неї продукції.

Буровий розчин це складна багатокомпонентна дисперсна система суспензійних, емульсійних і аерованих рідин, які застосовують для промивания свердловини у процесі буріння.

Технологія будівництва свердловин безпосередньо пов'язана з руйнуванням гірських порід на вибої та транспортуванням вибуреної породи на поверхню. Саме тому важливою технологічною складовою в процесі улаштування свердловини є процес промивання.

Процес промивання свердловини це комплекс технологічних процесів і операцій з очищення вибою і стовбура свердловини від шламу, винесення шламу на поверхню та видалення твердої фази із циркулюючого агента. Промивання стовбура свердловини це безперервний процес при механічному бурінні.

При проходженні свердловин буровий розчин виконує цілий ряд різноманітних функцій, зокрема:

За рахунок руху бурового розчину в свердловині проходить:

1. Видалення вибуреної породи зі свердловини.

2. Передача потужності від бурового насоса до вибійного двигуна.

3. Охолодження долота під час роботи його на вибої.

4. Розмивання гірської породи на вибою.

За рахунок ваги розчину:

1. Попереджається попадання в стовбур свердловини газу, нафти та води.

2. Частинки вибуреної породи й обважнювача утримуються на плаву.

3. Зменшується руйнування стінок свердловини.

4. Зменшується навантаження на обладнання за рахунок зменшення ваги труб в буровому розчині.

Зокрема, розрізняють бурові розчини на водній та на вуглеводневій (ВВО) основі та на основі газоподібних агентів.

Розчини на водній основі складаються з двох основних екомпонентів: дисперсійне середовище (вода) рідка фаза, у якій розчинені або завислі мінеральні або хімічні компоненти розчину (тверда фаза). Тверда фаза наповнювачі (глиниста фаза, карбонат кальцію, обважнювачі), мінеральні солі (хлоридів Na^+, Ka^+; Ca^{2+}; Mg^{2+}і т. ін.), органічні полімерні чи синтетичні компоненти, розчинені або завислі у воді.

Бурові розчини на водній основі поділяють на два основні типи систем:

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 [14].

Їх застосування суттєво поліпшує відновлення проникності продуктивних колекторів, бо їх несуче середовище рідина, за фізико-хімічними властивостями споріднена вуглеводневому флюїду, котрий насичує продуктивний пласт, і таким чином не створює при їх взаємодії малорухомих сумішей, які блокують поровий простір пласта.

Основна перевага розчинів на вуглеводневій основі порівняно з розчинами на водній основі, полягає в тому, що вона має максимально високий ефект інгібування глинистої гірської породи й практично на 100% запобігає диспергуванню вибуреної гірської породи й скорочує 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 [15].

Глинисті розчини широко використовуються 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. Основна властивість таких розчинів полягає в здатності перетворюватися на малорухому масу при відсутності зовнішніх сил, що дозволяє утримувати частинки породи в зваженому стані. При додаванні зовнішньої сили розчин стає рухливим.

Колоїдальні властивості яскраво виражені у розчині, глинисті частинки які 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.

Таким чином, міцність структури розчину при припиненні його циркуляції забезпечує чистоту вибою і захищає буровий снаряд від прихвату буровим шламом [16].

3.5 Охорона надр та навколишнього середовища

Згідно із Законом України "Про охорону надр і навколишнього середовища", а також нормативним документом Кабінету Міністрів про "Охорону навколишнього середовища" в процесі будівництва розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ потрібно проводити планомірні й постійні заходи щодо охорони надр і навколишнього середовища. Охорона надр і навколишнього середовища взагалі забезпечує такі основні напрями:

1. Охорону надр і навколишнього середовища та специфіку використання їх ресурсів у різних природних зонах за різних способів проведення гірничих робіт.

2. Розробку методів дослідження вимірів природних комплексів і прогнозу можливих наслідків під час гірничих робіт.

3. Прогнозування змін надр і природного середовища та самоочищення природи в окремих ландшафтах.

4. Зниження темпів техногенних забруднень під час гірничих робіт.

5. Обгрунтування системи природоохоронних заходів (комплексних територіальних схем охорони природи в нафтогазоносних регіонах, заходів щодо збереження природного середовища в різних районах і ландшафтах).

6. Ааліз наслідків нераціонального використання природних ресурсів і погіршення навколишнього середовища [17].

Охорона підземних вод

Охорона підземних вод передбачає: Про затвердження охорони підземних вод:

1. Дотримання законодавства у сфері використання і охорони вод.

2. Регламентування всіх видів господарської та іншої діяльності, яка впливає на стан підземних вод, зокрема на водозабори підземних вод

централізованого та нецентралізованого господарсько-питного водопостачання, з урахуванням їхньої продуктивності як на сучасний період, так і на перспективу.

3. Встановлення екологічних нормативів якості води для масивів підземних вод.

4. Оцінку впливу експлуатації водозабору підземних вод на навколишнє середовище.

5. Впровадження водоохоронних заходів, які запобігають негативному впливу господарської діяльності на навколишнє природне середовище, особливо на підземні води, під час проєктування та будівництва будь-яких підприємств і споруд.

6. Забезпечення дотримання охорони та зон санітарної охорони джерел централізованого господарсько-питного водопостачання та водозаборів мінеральних вод.

7. Запобігання та ліквідація витоків стічних вод і забруднюючих речовин з поверхні землі, каналізаційних систем, фільтруючих накопичувачів, відстійників, хвостосховищ та інших споруд, щоб ці речовини не потрапляли в горизонти підземних вод.

8. Підвищення рівня очищення стічних вод та недопущення скидання у водотоки, водойми та підземні водоносні горизонти неочищених або недостатньо очищених стічних вод та рідких токсичних відходів.

9. Дотримання нормативів гранично допустимих концентрацій речовин у ґрунтах.

10. Дотримання порядку захоронення забруднюючих речовин, відходів, стічних вод у глибокі підземні водоносні горизонти.

11. Дотримання умов скидання шахтних, кар'єрних і рудникових вод у водні об'єкти та повернення супутньо-пластових вод нафтогазових родовищ до підземних горизонтів.

12. Дотримання особливостей проєктування гірничодобувних об'єктів, а також підземних споруд, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин.

13. Дотримання природоохоронних вимог при перебурюванні водоносних горизонтів питних і мінеральних підземних вод свердловинами різного призначення, проєктуванні, експлуатації підземних вод; а також при будівництві і водозаборів.

14. Здійснення моніторингу стану підземних вод, особливо на ділянках водозаборів і в районах промислових та сільськогосподарських об'єктів, з метою виявлення будь-яких розбіжностей і відхилень у прогнозованих рівнях впливу об'єктів на навколишнє середовище.

15. Виконання інших водоохоронних заходів, передбачених законодавством, для захисту підземних вод.

Конструкція свердловини повинна дозволяти проведення вимірів дебіту та рівня, відбору проб води, а також виконання ремонтно-відновлювальних робіт під час експлуатації. Водокористувачі, які володіють або користуються водозабірними спорудами, зобов'язані встановлювати та експлуатувати пристрої для регулярного контролю за обсягами та якістю підземних вод.

Відповідальність за порушення вимог цих Правил охорони підземних вод встановлюється Кодексом України про адміністративні правопорушення та Кримінальним кодексом України.

Розробка цього документу передбачена рішенням РНБО України від 19 березня 2021 року «Про виклики і загрози національній безпеці України в екологічній сфері та першочергові заходи щодо їх нейтралізації», введеним в дію Указом Президента України від 23 березня 2021 року № 111 [18].

Утилізація шламу

Забруднення підгрунтового грунту в процесі буріння свердловини може відбуватися в результаті впливу бурових і тампонажних розчинів, бурових стічних вод і шламу. Буріння свердловин передбачено з застосуванням бурових розчинів, оброблених хімреагентами. Рідкі хімреагенти необхідно

берегти в металевих ємностях з регульованим стоком, порошкоподібні у критому сараї. Передбачені способи збереження хімреагентів повинні запобігти забрудненню підгрунтового грунту на площадці бурової.

Під час будівництва свердловин для збору та тимчасового зберігання відпрацьованого бурового розчину з хімреагентами слід передбачити спорудження земляного шламового амбару в глинистому ґрунті. Відпрацьовані бурові розчини, шлам та інші відходи повинні бути утилізовані або знешкоджені та поховані в місцях, погоджених з державними контролюючими органами. Один зі способів знешкодження відходів буріння полягає у їх змішуванні з в'язкими матеріалами, такими як цемент або вапно. Витрата цементу становить 4-6% від ваги відходів буріння, а вапна до 10 кг/ м³.

Для виконання вимог щодо охорони надр під час буріння нафтових і газових родовищ необхідно дотримуватися таких основних умов:

1. Використання технологій буріння, що запобігають викидам, поглинанням, обвалам та іншим аварійним ситуаціям.

2. Випробування проміжних інтервалів у разі наявності нафтогазопроявів та позитивних даних промислової геофізики, керна, шламу для повнішої оцінки нафтогазоносності всього розрізу.

3. Розкриття продуктивних інтервалів із використанням промивальних рідин, що мінімізують забруднення привибійної зони та зменшують продуктивність свердловини.

4. Вибір конструкції свердловини та обладнання фільтра, які забезпечують безаварійну та ефективну експлуатацію продуктивного горизонту згідно з проектними даними.

5. Використання методів перевірки цілісності та герметичності обсадних колон, особливо експлуатаційної.

6. Надійна ізоляція всіх нафтогазоводопроявних інтервалів та герметизація затрубного простору (у разі цементування експлуатаційної

колони) для заробігання неконтрольованим перетокам флюїдів і забезпечення доброго зв'язку свердловини з пластом через перфораційні отвори.

7. Вибір способу розкриття пласта (перфорації експлуатаційної колони після цементування), що забезпечує максимальний (відповідно до проекту) дебіт свердловини та її добрий технічний стан.

8. Вибір інтервалу перфорації, що забезпечує максимальне розкриття продуктивного інтервалу, запобігаючи передчасному обводненню підошовними водами та прориву газу з газової шапки.

9. Вибір способу освоєння свердловини, що забезпечує максимальний (проектний) її дебіт, запобігання відкритому фонтануванню та іншим аварійним ситуаціям, руйнуванню привибійної зони, зминанню колони;

10. Проведення комплексу глибинних досліджень під час випробувань свердловини та пробної експлуатації для отримання необхідної інформації про геолого-фізичні властивості об'єкта випробування, властивості пластових флюїдів у пластових умовах, продуктивність та інші параметри для кращого обґрунтування схеми проекту розробки (проекту дослідно- промислової експлуатації) [19].

3.6 Висновки до розділу 3

1. При бурінні на Токарсько-Краснянській площі, виявлені можливі ускладнення, такі як осипання в відкладах нижнього та середнього карбону (C_1s, C_2b, C_2m).

2. За аналогією сусідніх родовищ та геологічної будови, була обрана конструкція свердловини, яка складається з напрямної колони, кондуктора, технічної обсадної колони та експлуатаційної колони.

3. Для оптимізації процесу буріння свердловин та досягнення максимальної продуктивності встановлені основні режими буріння.

4. Проаналізовано бурові розчини, їх види та призначення.

5. 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 поки не заплановане буріння, але пробурені свердловини в межах сусідніх площ мають наступні параметри: Коломійчиханська площа, свердловина № 1 має вибій 3150 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт докембрій РЄ.

Нежуринська площа, свердловина № 1 має вибійну глибину 2418 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт докембрій РЄ. Свердловина № 2 має вибійну глибину 2463 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт докембрій РЄ.

Розівська площа, свердловина № 2 має глибину вибою 3135 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт докембрій РЄ.

Макеївська площа, свердловина № 1 має вибійну глибину 4700 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт докембрій РЄ. Свердловина № 2 має глибину вибою теж 4700 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт докембрій РЄ. Свердловина № 8 має глибину вибою 1976 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт $C_2m(K_3)$.

Кармазинівська площа, свердловина № 1 має вибійну глибину 3500 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт докембрій РЄ.

Ольгівська площа, свердловина № 1 має вибійну глибину 3732 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт докембрій РЄ. Свердловина № 2 має глибину 3665 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт $C_1^1v_2$

Зайцівська площа, свердловина № 1 має глибину вибою 3145 м, вид свердловини вертикальний, проектний горизонт $C_1^1v_1$

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:

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 [20].

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.

Проєктно-кошторисна документація (ПКД) для проведення геологорозвідувальних робіт (ГРР) складається з проєкту та кошторису, які доповнюються графічними і текстовими додатками, та повинна відповідати законодавству України. До складу ПКД також входить геологічне (технічне) завдання.

Це завдання є єдиним документом, що визначає задачі з вивчення об'єкта сучасними методами та технічними засобами. Воно містить 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.

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 [21].

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:

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) [22].

4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт

Загалом, розрахунок вартості проектних робіт, при проектуванні буріння свердловин включає: визначення загальної проходки запроектованих свердловин, капіталовкладення, вартість підготовки 1 тис. м^3 газу, вартість 1 м проходки, річний прибуток від розробки розвіданих запасів газу та інші показники, залежно від типу вуглеводнів, геологічних особливостей родовища та технічних особливостей буріння.

Проходка по свердловинах, які проектується пробурити, складе:

$$M_{заг.} = H_{1св} + H_{2св} + H_{псв} [м] \quad (4.1)$$

де, $H_{1св}$ та $H_{2св}$– проектна глибина буріння свердловин різного призначення (пошукові, розвідувальні), м

Капітальні вкладення на буріння свердловин складуть:

$$St = К_б^в \cdot n_{св1+n} + К_б^{пс} \cdot n_{св1+n} ,[тис. грн] \quad (4.2)$$

де, $К_б^в$ – вартість буріння вертикальної свердловини, тис. грн.;

$К_б^{пс}$ – вартість буріння похилоскерованої свердловини, тис. грн;

$n_{св\ 1+n}$ – кількість свердловин вертиканих чи похило–скерованих.

Приріст запасів на 1 грн витрат дорівнюватиме:

$$Q_{пр} = Q_{заг} / St ,[млрд. м^3] \quad (4.3)$$

де, $Q_{заг}$ – геологічні запаси газу, млрд. м^3;

St – капітальні вкладення на буріння свердловин, тис. грн

Вартість 1 м проходки:

$$B1_{Мпр} = \frac{B_{св}}{H} \cdot K$$

, [грн./м] , (4.4)

де, К – коефіцієнт інфляції подорожчання (подорожчання) – 5,92;

$В_{св}$ – кошторисна вартість свердловини, (тис. грн.);

Н– проектна глибина буріння, м

Вартість підготовки 1 тис. м^3 газу становить:

$$B_{1000,м^3} = \frac{St}{Q_{заг.}} \cdot \text{ [грн./ тис. м}^3\text{]} \quad (4.5)$$

Приріст запасів на 1 м проходки становить:

$$П = \frac{Q_{заг.}}{M_{заг.}} \cdot \text{ [тис.м}^3\text{/м]} \quad (4.6)$$

Приріст очікуваних запасів на 1 свердловину:

$$П1_{св} = \frac{Q_{заг}}{\text{кількість св.}} \text{ [млн.м}^3\text{]} \quad (4.7)$$

Річний прибуток від розробки розвіданих запасів газу:

$$Пр = (Ц - С) \cdot Q \cdot g \cdot К - Т \text{ ,[грн]} \quad (4.8)$$

де $П_р$ – річний прибуток, грн; Ц – ціна 1000 м^3 газу без ПДВ та ренти;

С – собівартість видобутку 1000 м^3 газу;

Q – об’єм ресурсів газу, який підлягає розробці;

g - середньорічний темп видобутку (5 %);

К – коефіцієнт вилучення газу (0,9);

Т – вартість тематичних досліджень.

Показники економічної ефективності розвідувальних робіт складаються з таких показників: середня комерційна швидкість буріння (м/верст.міс), очікуваний приріст вуглеводнів (млрд.м^3), проходив по свердловинах (м), капітальні вкладення на буріння свердловин (тис.грн), вартість 1 м, буріння (грн), приріст запасів на 1 грн витрат (млрд.м^3), вартість 1000 м^3 газу та нафти (грн. тис м^3), приріст очікуваних запасів на 1 м буріння (тис. м^3/м), приріст очікуваних запасів на 1 свердловину (млн.м^3), річний прибуток від розробки (тис.грн).

Визначення кошторисної вартості ГРР

1. Для визначення кошторисної вартості ГРР на об’єкті, витрати на проведення цих робіт можуть групуватися за наступними статтями калькулювання:

а) Прямі статті калькулювання витрат:

- прямі матеріальні витрати;

- прямі витрати на оплату праці;

- відрахування на соціальні заходи (єдиний соціальний внесок – далі ЄСВ);

- амортизація;

- інші прямі витрати.

б) Непрямі статті калькулювання витрат:

- загальновиробничі витрати (змінні та постійні, розподілені і нерозподілені) (накладні витрати).

в) Всього витрати на виробництво (кошторисна вартість робіт, що виконуються Виконавцем (підпункти «а» та «б» цього пункту).

Визначення повної кошторисної вартості:

г) нормативний прибуток (у відсотках до витрат);

ґ) витрати на роботи виконані підрядним способом;

д) витрати на придбання спеціального обладнання;

е) ПДВ;

є) повна кошторисна вартість [сума підпунктів «в», «г», «ґ», «д», «е»

Перелік і склад статей калькулювання ГРР можуть визначатися самими виконавцями робіт залежно від специфічних особливостей геологорозвідувального виробництва при виконанні різних видів ГРР.

2. До прямих витрат належать витрати на такі види ГРР і пов’язаних з ними робіт на конкретному об’єкті, з урахуванням різновидів, технологій, умов проведення, глибин, діаметрів, категорій, масштабів та інших нормоутворюючих чинників:

1. Підготовчі та передпольові роботи, рекогносцирування місцевості перед складанням ПКД із застосуванням наземного або авіаційного транспорту, складання проєкту і кошторису.

2. Польові роботи.

3. Організація та ліквідація польових робіт.

4. Лабораторні та технологічні дослідження.

5. Камеральні роботи, роботи з наукового супроводження всіх видів ГРР, тематичні і дослідно-методичні роботи, підготовка до видання і видання галузевих нормативних документів та карт.

6. Організаційно-технічне забезпечення геологорозвідувальних робіт (ГРР) на об’єкті:

- зведення споруд і будівель у місцях проведення ГРР;

- транспортне обслуговування ГРР: перевезення вантажів і персоналу експедицій, партій, загонів, груп, перегін транспортних засобів до місця проведення польових робіт і в зворотному напрямку;

- спорудження свердловин на нафту, газ, термальні води та інші корисні копалини із застосуванням бурових установок нафтового ряду:
підготовчі роботи до спорудження свердловини;

- спорудження і розбирання (перетягування) вишки бурової, привишкових споруд, монтаж і демонтаж бурового обладнання;

- монтаж і демонтаж установки для випробування свердловини;

- буріння і кріплення свердловини;

- випробування свердловини на продуктивність.

Інші роботи та витрати під час спорудження свердловин, які виконуються виконавцями:

- відведення земельної ділянки;

- лісорубний квиток;

-відшкодування землекористувачу збитків, які спричинені тимчасовим зайняттям земельних ділянок;

- рекультивація порушених земель;

- додаткові витрати при проведенні будівельних і монтажних робіт в зимовий час;

- експлуатація теплофікаційної котельної установки.

Інші роботи та витрати під час спорудження свердловин, які виконуються підрядним способом: буровибухові, промислово-геофізичні, лабораторні, топографо-геодезичні, радіогеодезичні роботи, буріння свердловин для забезпечення водою, заходи з охорони навколишнього природного середовища, амортизація контейнерів тривалого використання для транспортування вантажів, плата за оренду обладнання і засобів, метрологічне, водолазне, гідрометеорологічне обслуговування спорудження свердловин, плата за послуги морських портів, послуги спеціалізованих суднoремонтних організацій, витрати на утримання бази буріння і облаштування морських розвідувальних площ (родовищ).

А також на утримання аварійно-рятувальних, протипожежних і інших спеціалізованих суден, інші роботи і витрати, що виконуються підрядним способом під час спорудження свердловини.

4.3 Висновки до розділу 4

1. На Токарсько-Краснянській площі, на даний момент буріння не заплановане, але на сусідніх ділянках аналогах таких як: Коломійчиханській, Нежуринській, Розівській, Макеївській, Карамазинівській, Ольгівській та Зайцівській свердловини пробурені.

2. Проаналізовано розрахунок вартості проектних робіт, а саме визначення загальної проходки запроектованих свердловин, капіталовкладення, вартість підготовки 1 тис.м^3 газу, вартість 1м проходки, річний прибуток від розробки розвіданих запасів газу. Досліджено за якою послідовністю визначати кошторисну вартість геологорозвідувальних робіт (ГРР).

РОЗДІЛ 5. Охорона праці

5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Геологорозвідувальний процес це сукупність взаємопов'язаних виробничих робіт і наукових досліджень, які виконуються в певній послідовності і повинні забезпечити відкриття, геолого-економічну оцінку і підготовку до розробки нафтових і газових родовищ.

У процесі геологорозвідувальних робіт на нафту і газ проводиться геологічне вивчення надр. У відповідності з Кодексом України "Про надра" (1994 р.) геологічне вивчення надр здійснюється з метою одержання даних про геологічну будову надр, процеси, які відбуваються в них, виявлення і оцінки корисних копалин, вивчення закономірностей їхнього формування і розміщення, з'ясування гірничотехнічних та інших умов розробки родовищ корисних копалин і використання надр з метою, не пов'язаною з видобуванням корисних копалин. Тут під терміном "надра" розуміють частину земної кори, що розташована під поверхнею суші та дном водоймищ і простягається до глибин, доступних для геологічного вивчення та освоєння.

Цей кодекс зобов'язує всі підприємства, фірми, організації та установи, що проводять геологічне вивчення надр, забезпечити:

1. Раціональне і ефективне проведення робіт, пов'язаних з геологічним вивченням надр;

2. Екологічно безпечний для життя і здоров'я людей стан навколишнього природного середовища;

3. Повноту вивчення геологічної будови надр, гірничо-технічних, гідрогеологічних та інших умов розробки розвіданих родовищ, будівництва та експлуатації підземних споруд, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин;

4. Достовірність визначення кількості та якості запасів усіх корисних копалин і наявних у них компонентів;

5. Геолого-економічну оцінку родовищ корисних копалин;

6. Ведення робіт методами і способами, які б виключали невиправдані втрати корисних копалин, зниження їх якості, надмірне руйнування грунтового покриву та забруднення навколишнього природного середовища;

7. Розміщення видобутих гірських порід і корисних копалин, яке б виключало їх шкідливий вплив на навколишнє природне середовище і здоров'я населення;

8. Збереження розвідувальних гірничих виробок і свердловин, які можуть бути використані при розробці родовищ та з іншою метою, і ліквідація у встановленому порядку виробок і свердловин, які не підлягають подальшому використанню;

Проведення робіт з геологічного вивчення надр організується та координується Департаментом геології Міністерства екології та природних ресурсів України на основі державних комплексних або цільових програм, міжгалузевих і галузевих планів, проектів, відповідних галузевих стандартів, норм і правил. Геологічне вивчення надр, передбачене державними програмами, здійснюється здебільшого за рахунок коштів, що відраховуються видобувними підприємствами до державного бюджету за раніше виконані геологорозвідувальні роботи [23].

Роботи з геологічного вивчення надр підлягають обов'язковій державній реєстрації та обліку з метою узагальнення і максимального використання результатів вивчення надр, а також запобігання дублювання зазначених робіт. Державна реєстрація та облік робіт з геологічного вивчення надр проводяться Державним інформаційним геологічним фондом України.

Розвідані родовища, запаси нафти і газу яких оцінено, включаються до державного фонду родовищ корисних копалин і передаються

нафтогазовидобувним підприємствам для промислового освоєння в порядку, що встановлюється Кабінетом Міністрів України [24].

Стадійність геологорозвідувального процесу. Пошуково- розвідувальний процес характеризується стадійністю, тобто певною послідовністю геологічного вивчення надр досліджуваної території від початку її вивчення до відкриття родовищ нафти і газу та вирішення питання про передачу їх в промислове освоєння (розробку). Така стадійність характеризується поступовим наближенням до вирішення кінцевої мети, що забезпечує найбільш раціональне використання сил і коштів, які витрачаються на пошуки та розвідку нафтових і газових родовищ.

Відкриття, розвідка та підготовка до розробки нафтових і газових родовищ забирає багато часу. Геологорозвідувальний процес на нафту і газ починається з початкової стади вивчення великих територій. На наступній стадії вибираються райони із сприятливими для формування і збереження покладів нафти і газу геологічними умовами, в яких проводиться пошук пасток. Після виявлення таких пасток здійснюється безпосередній пошук скупчень нафти і газу, а після одержання промислових припливів вуглеводнів проводиться розвідка встановлених покладів. У залежності від стану вивченості нафтогазоносності надр у геологорозвідувальному процесі на нафту і газ виділяється три послідовних етапи: регіональний, пошуковий і розвідувальний з поділом їх на стадії. В межах однієї території можливе суміщення в часі різних етапів і стадій [25].

Регіональний етап – перший етап геологорозвідувального процесу на нафту і газ, що приводить з метою вивчення основних закономірностей геологічної будови осадових басейнів, оцінки прогнозних ресурсів вуглеводнів, літолого-стратиграфічних комплексів, зон та об’єктів. Поділяється на три стадії:

1.Виділення зон і районів для першочергового вивчення;

2.Виявлення об’єктів(структур);

3.Визначення наявності пасток вуглеводнів і підготовка об’єктів (структур) до глибокого буріння.

Пошуковий етап – має одну стадію пошук родовищ (покладів), яка завершується після одержання в пошуковій свердловині хоча б одного промислового припливу нафти чи газу або обґрунтування безперспективності проведення подальших пошукових робіт.

Основні результати пошукового етапу: відкрито родовище (поклад) вуглеводнів або отримано результати, які свідчать про недоцільність подальших пошукових робіт; проведено оцінку попередньо розвіданих запасів, які поставлені на облік, визначена доцільність подальшої розвідки та розробки. дослідно-промислової

Розвідувальний етап – є встановлення і оцінка розвіданих запасів вуглеводнів у кількості, необхідній для промислової розробки, визначення всіх параметрів для складання проєкту промислової розробки, а також дорозвідка недостатньо вивчених ділянок (блоків) родовищ, що знаходяться в розробці. Під час розвідувального етапу бурять розвідувальні свердловини, також експлуатаційні оціночно-експлуатаційні, (оціночні, нагнітальні, контрольні, спеціальні) в процесі реалізації проєктів ДПР [26].

Розвідувальні роботи включають такі стадії:

1. Оцінка і підготовка (покладів) до розробки;

2. Дорозвідка родовищ (покладів).

5.2. Розробка заходів з охорони праці

5.2.1. Заходи з техніки безпеки

Безпечність виробничих процесів досягається завдяки комплексу проектних та організаційних рішень, таких як вибір технологічного процесу, робочих операцій та черговості обслуговування обладнання. Це спрямовано на запобігання впливу небезпечних і шкідливих факторів на працівників. Для

цього використовуються організаційні заходи (навчання, інструктажі, виконання вимог інструкцій з охорони праці) та технічні засоби безпеки.

Технічні засоби захисту повинні забезпечити безпеку працівників протягом всього робочого процесу, від його початку до його завершення, і не мають припиняти свою дію до завершення впливу небезпечних або шкідливих виробничих факторів.

Основними технічними засобами безпеки, що запобігають виробничому травматизму, є огороджувальні та запобіжні пристрої, блокування та профілактичні випробування машин. Основні вимоги до технічних засобів безпеки включають підвищення продуктивності праці, зниження небезпеки та шкідливості під час обслуговування обладнання та виконання технологічних операцій, а також забезпечення надійності, міцності та зручності при обслуговуванні устаткування і засобів захисту, з дотриманням вимог технічної безпеки.

Безпечність виробничого устаткування досягається через правильний вибір принципів дії, конструктивних схем, матеріалів, робочі процесів, максимальне використання засобів механізації, автоматизації та дистанційного керування, а також врахування вимог до технічної документації з монтажу, експлуатації, ремонту, транспортування та зберігання.

З точки зору охорони праці, основними вимогами до устаткування є безпечність для здоров'я і життя людей, надійність і зручність під час експлуатації. При проектуванні машин і механізмів обов'язково враховуються ергономічні вимоги, такі як розміщення механізмів керування на робочому місці і зусилля, необхідні для їх приведення в дію.

При конструюванні устаткування частини, що обертаються або рухаються, а також комунікації (трубопроводи, кабелі тощо) повинні розміщуватися в корпусі машини, щоб уникнути можливості доступу до них

працівників. Устаткування має відповідати вимогам електробезпеки і забезпечувати захист від ураження електричним струмом.

Конструкція устаткування повинна передбачати вбудовані (місцеві) відсмоктувачі для видалення пожежо і вибухонебезпечних сумішей, небезпечних і шкідливих хімічних речовин, пилу безпосередньо з місця їх утворення. Щоб уникнути шуму та вібрації або знизити їх до регламентованих рівнів, необхідно застосовувати звукопоглинаючі матеріали, кожухи тощо.

Механізми керування технологічним обладнанням повинні мати безпечні та зручні форми і поверхню, бути встановлені у безпечному місці я працівників, приводитися в дію зусиллями, що відповідають нормам, мати відповідні написи про призначення та інструкції з експлуатації.

Технологічне устаткування, обслуговування якого пов'язане з переміщенням працівника на висоті, повинне мати безпечні та зручні робочі майданчики, переходи та драбини відповідних розмірів. Майданчики та драбини висотою понад 1,3 м від підлоги повинні бути обладнані поручнями. Устаткування має підлягати періодичному профілактичному оглядові та ремонту за графіками. Нововстановлене устаткування приймається комісією за участю представників органів державного нагляду за охороною праці [27].

5.2.2 Заходи з виробничої санітарії

Гігієна праці це наука, що досліджує вплив виробничого процесу та навколишнього середовища на організм працівників, з метою розробки санітарно-гігієнічних та лікувально-профілактичних заходів. Ці заходи спрямовані на створення найсприятливіших умов праці, забезпечення здоров'я та високого рівня працездатності.

Виробнича санітарія це система організаційних та технічних заходів, спрямованих на усунення потенційно небезпечних факторів та запобігання професійним захворюванням і отруєнням.

До організаційних заходів належать:

1. Дотримання вимог охорони праці жінок та осіб віком до 18 років.

2. Проведення передніх та періодичних та періодичних медичних оглядів працівників у шкідливих умовах.

3. Забезпечення працівників у шкідливих умовах лікувально-профілактичним обслуговуванням.

Технічні заходи включають:

1. Систематичне підтримання чистоти в приміщеннях і на робочих місцях.

2. Розробку та конструювання обладнання, що усуває виділення пилу, газів, пари та інших шкідливих речовин у виробничих приміщеннях.

3. Забезпечення санітарно-гігієнічних вимог до повітря виробничого середовища.

4. Улаштування систем вентиляції та та кондиціювання робочих місць зі шкідливими умовами праці.

5. Захист працівників від шуму, ультра та інфразвуку, вібрації, різних видів випромінювання.

Таким чином, запобігання професійним захворюванням і отруєнням досягається через реалізацію комплексу організаційних і технічних заходів, спрямованих на оздоровлення повітряного середовища та дотримання вимог гігієни і особистої безпеки працівників.

Заходи з виробничої санітарії включають:

1. Створення комфортного мікроклімату за допомогою істем опалення, вентиляції та кондиціювання повітря.

2. Теплоізоляцію будівель і технологічного устаткування.

3. Заміну шкідливих речовин безпечними;

4. Забезпечення оптимальної концентрації аероіонів;

5. Герметизацію шкідливих процесів.

6. Зниження рівнів шуму, інфразвуку, ультразвуку, вібрації, електромагнітних та електростатичних полів, іонізуючого випромінювання.

7. Раціональне освітлення.

8. Забезпечення необхідного режиму праці та відпочинку, а також санітарного та побутового обслуговування [28].

5.3 Пожежна безпека

Пожежна безпека це стан об'єкта, за якого виключена можливість виникнення пожежі, а в разі її виникнення вживаються заходи для усунення негативного впливу небезпечних факторів на людей, споруди та матеріальні цінності.

Протипожежний режим це сукупність встановлених норм і правил поведінки людей, виконання робіт і експлуатації об'єкта, спрямованих на забезпечення пожежної безпеки.

Організаційні заходи включають:

1. Розробку правил, інструкцій та інструктажів потипожежної безпеки.

2. Організацію інструктажу і навчання робітників та службовців.

3. Контроль за дотриманням встановленого протипожежного режиму всіма працівниками.

4. Організацію добровільних пожежних дружин і пожежно-технічних комісій.

5. Щоденну перевірку протипожежного стану приміщень після закінчення роботи.

6. Розробку і затвердження плану евакуації та порядку оповіщення людей у разі пожежі.

7. Дотримання належного протипожежного нагляду за об'єктами.

Технічні заходи включають:

1. Дотримання пожежних норм, вимог та правил при облаштуванні будівель, споруд і складів.

2. Підтримання у справному стані систем опалення, вентиляції, сигналізації, систем автоматичного пожежогасіння та пожежного водопостачання.

3. Заборону використання обладнання, пристроїв, приміщень та інструментів, що не відповідають вимогам протипожежної безпеки.

4. Правильну організацію праці на робочих місцях з використанням пожежонебезпечних інструментів, приладів і технологічних установок [29].

5.4 Висновки до розділу 5

1. Встановлений геологорозвідувальній процес, його особливості та стадійність (регіональний, пошуковий та розвідувальний етапи).

2. Загальними технічними засобами безпеки для запобігання виробничого травматизму є огороджувальні та запобіжні пристрої, блокування та профілактичні випробування машин.

3. Запобігання професійних захворювань і отруєнь виконується через здійснення комплексу організаційних і технічних заходів, які спрямовані на оздоровлення повітряного середовища, виконання вимог гігієни та особистої безпеки працюючих.

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

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

В кваліфікаційній роботі було вирішено прикладну задачу аналізу тектонічної будови та літології покладів середнього та верхнього карбону Токарсько-Краснянської площі.

Проведені дослідження дозволили зробити наступні висновки:

1. Токарсько-Краснянська площа має складну геологічну будову, що ускладнена системою скидових порушень та формуванням окремих тектонічних блоків.

2. За сейсмічними даними очікуються газоконденсатні поклади та газові поклади з нафтовою облямівкою в апікальній частині блоків; поклади пластові склепінні тектонічно екрановані та літологічно обмежені.

3. В межах розрізу продуктивні горизонти виявлено в межах башкирського та московського ярусів: М-3, М-5, М-6, Б-2, Б-3, Б-4, Б-9.

4. Літологічно відклади середнього карбону представлені потужними пачками пісковиків, прошарками алевролітів та вапняків, що характеризуються високою пористістю (до 16-25%).

5. В підрахунку запасів було виявлено прогнозні ресурси за категорією Д, в об`ємі 25 млрд.м^3 газу.

Аналіз геологічної будови площі, за методом аналогії із сусідніми ділянками Північного борту Дніпрово-Донецької западини, свідчить про перспективність Токарсько-Краснянської площі, а саме кам'яновугільних відкладів та необхідності проектування пошукових свердловин.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ЗВІТ «Сейсморозвідувальні роботи 2D МСГТ на Токарсько-Краснянській площі південно-східної частини північного борту ДДз (договір № 4/18 від 30.08.2010 р.)

2. Дем'яненко І.І Проблеми і оптимізація нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на об'єктах Дніпрово-Донецької западинии - Чернігів: ЦНТЕЇ, 2004 - 220 с.

3. Макєєва, Н.П. Гідрогеологічні передумови нафтогазоносності середньокам'яновугільних відкладів північних окраїн Донбасу / Н. П. Макєєва, Б. Й. Маєвський // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. - 2008. - № 1. - С. 5-15.

4. Суярко В.Г. Прогнозування, пошуки та розвідка родовищ вуглеводнів: Підручник / В.Г. Суярко. – Харків: Фоліо, 2015. – 296 с.

5. 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.

6. 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.

7. Іванишин В.С. Нафтогазопромислова геологія. – Львів: УкрДГРІ, 2004. - 648 с.

8. Корнєєнко С.В. Методика гідрогеологічних досліджень. Основні методи і види гідрогеологічних досліджень. - К., 2001.

9. Підрахунок запасів нафти і газу: підручник / Рудько Г.І., Ляху М.В., Ловинюков В.І., Багнюк М.М., Григіль В.Г. – За заг. ред. доктора геолого-мінералогічних наук, доктора географічних наук, доктора технічних наук, професора Г.І. Рудька. – Київ – Чернівці: Букрек, 2016.

10. Буріння свердловин: навч. посіб. / Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцвєтаєв; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 292 с.

11. 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.

12. Довідник з нафтогазової справи. Заг.ред.докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука.- К: Львів, 1996-620 с.

13. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М: Буріння нафтових і газових свердловин. Підручник. - Коломия: ВПК «Вік», - 1999 -504 с.

14. 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.

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

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

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

18. 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.

19. Крупський Ю.З. Геологія та екологія видобутку нафти і газу. – Львів: Вид.центр ЛНУ ім.І.Франка, 2010. – 212 с.

20. 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.

21. 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.

22. Вельмер Ф.В. Економічна оцінка родовищ. К.: Логос, 2001. 201 с.

23. Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ: Міністерство екології та природних ресурсів України від 15.03.2017 № 118. С. 15-17.

24. Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Галузевий стандарт України ГСТУ 41.00032636 -00-011-99. Комітет України з питань геології та використання надр: Київ – 1999.

25. Геологорозвідувальна справа і техніка безпеки: навч. посіб. /П.П. Вирвінський, Ю.Л. Кузін, В.Л. Хоменко – Д.: Національний гірничий університет, 2010. – 368 с.

26. Ларин К.Л., Виноградов Г.Ф., Шабатин В.С., та інші. Геологорозвідувальна справа. – К.: Либідь, 1996. – 336 с.

27. 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.

28. Коржнєв М.М., Міщенко В.С., Шестопалов В.М., Яковлєв Є.О. Концептуальні основи поліпшення стану довкілля гірничовидобувних регіонів України. – К.: РВПС України, 2000. – 75 с.

29. 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.