

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 структурно-тектонічних особливостей пасток комбінованого типу Ніколаєнського нафтогазоконденсатного родовища

Пояснювальна записка

Керівник
д.г-м.н, професор Лукін О.Ю

Виконавець роботи
Цегельник Нікола

група 401НЗ

підпис, дата,

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом

посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту _____

Полтава, 2024

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

Факультет, Інститут Навчально-науковий інститут нафти і газу

Кафедра Буріння та геології

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Бакалавр

Спеціальність 103 Науки про Землю
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

“ _____ ” _____ 2024 року

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

Цегельник Нікола
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Аналіз структурно-тектонічних особливостей пасток комбінованого типу Ніколаєнського нафтогазоконденсатного родовища

Керівник проекту (роботи) д.г-м.н, професор Лукін О.Ю

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

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

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 17.06.24

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

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

5. Перелік графічного матеріалу Структурна карта площі, геолого технічний наряд та сейсмогеологічний профіль, висновок. (у формі презентації).

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

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

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Геологічна частина	27.05–31.05
2	Спеціальна частина	01.06–06.06
3	Технічна частина	07.06–10.06
4	Економічна частина	10.06–12.06
5	Охорона праці	13.06–16.06
6	Попередні захисти робіт	17.06–23.06
7	Захист бакалаврської роботи	24.06–28.06

Студент

(підпис)

Цегельник Нікола

(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи) _____ д.г-м.н, професор Лукін О.Ю

(підпис)

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ		5
ВСТУП		7
РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА		8
1.1	Географо–економічні умови Ніколаєнського родовища	8
1.2	Геолого–геофізична вивченість Ніколаєнського родовища	9
1.3	Геологічна будова Ніколаєнського родовища	10
	1.3.1 Стратиграфія	10
	1.3.2 Тектоніка	18
	1.3.3 Нафтогазоносність	19
	1.3.4 Гідрогеологічна характеристика	20
1.4	Висновки до розділу 1	22
РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА		23
2.1	Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт	23
	2.1.1 Обґрунтування постановки робіт	23
	2.1.2 Система розміщення свердловин	25
	2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження	26
	2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів	27
	2.1.5 Лабораторні дослідження	28
	2.1.6 Оцінка перспективності площі	28
2.2	Підрахунок запасів Ніколаєнського родовища	28
2.3	Висновки до розділу 2	29
РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА		30
3.1	Гірничо–геологічні умови буріння на Ніколаєнському родовищі	30
3.2	Обґрунтування конструкції свердловини №52	32

3.3	Режими буріння	36
3.4	Характеристика бурових розчинів для свердловини №52	37
3.5	Охорона надр та навколишнього середовища	40
3.6	Висновки до розділу 3	40
РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА		42
4.1	Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт	42
4.2	Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт	43
4.3	Висновки до розділу 4	45
РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ		46
5.1	Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт	46
5.2	Розробка заходів з охорони праці	47
	5.2.1 Заходи з техніки безпеки	47
	5.2.2 Заходи з виробничої санітарії	48
5.3	Пожежна безпека	49
5.3	Висновки до розділу 5	50
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ		51
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ		52
ДОДАТКИ		
	Додаток А. Оглядова карта району по свердловині №52	
	Додаток Б. Ситуаційний план по свердловині №52	
	Додаток В. ГТН по свердловині №52	
	Додаток Г. Геолого-технологічні та геохімічні дослідження по свердловині №51	

АНОТАЦІЯ

Цегельник Н. Аналіз структурно-тектонічних особливостей пасток комбінованого типу Ніколаєнського навтогазоконденсатного родовища. Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 «Науки про Землю». Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2024.

Даний дипломний проект включає в себе аналіз структурно-тектонічних особливостей пасток комбінованого типу.

Диплом складається з п'яти розділів. Дипломна робота складається з 8 таблиць, 51 сторінок, а також 4 графічних додатків.

Розділ 1: розглядається географо–економічні умови родовища, геолого–геофізична вивченість та геологічна будова Ніколаєнського родовища.

Розділ 2: описується мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт, а також підрахунок запасів.

Розділ 3: проєктуються гірничо–геологічні умови буріння на родовищі, обґрунтовується конструкція свердловини №52, режими буріння, характеристики бурових розчинів, а також охорона надр та навколишнього середовища.

Розділ 4: визначаються основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт, вартість та геолого–економічна ефективність проєктних робіт.

Розділ 5: аналізує умови праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт, розробляє заходи з охорони праці, пожежної безпеки.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: РОДОВИЩЕ, ПОШУК, ЗАПАСИ, НАФТА, ПАСТКИ

ANNOTATION

Tsehelnik N. Analysis of structural and tectonic features of the combined type traps of the Nikolayevskoye oil and gas condensate field. Bachelor's thesis in the specialty 103 "Earth Sciences". National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic", Poltava, 2024.

This diploma project includes an analysis of the structural and tectonic features of combined-type traps.

The thesis consists of five chapters. The thesis consists of 8 tables, 51 pages, and 4 graphic appendices.

Section 1: discusses the geographical and economic conditions of the field, geological and geophysical exploration and geological structure of the Nikolayevskoye field.

Section 2: describes the purpose, objectives, methodology and scope of the projected works, as well as the calculation of reserves.

Section 3: describes the mining and geological conditions of drilling at the field, justifies the design of well №52, drilling modes, drilling fluids characteristics, as well as subsoil and environmental protection.

Section 4: defines the main technical and economic indicators of geological exploration, cost and geological and economic efficiency of the design works.

Section 5: analyzes the working conditions in the course of geological exploration, develops measures for labor protection and fire safety.

KEYWORDS: FIELD, SEARCH, RESERVES, OIL, TRAPS

ВСТУП

Актуальність теми: При пошуку нафти і газу використовують різні методи оцінки перспективності площі. Геологи проводять інтерпретацію літологічної, геохімічної, гідрогеологічної, геофізичної інформації, за інформації якої виділяють особливості та критерії пошуку пасток та покладів вуглеводнів.

Серед продуктивних ділянок виділяють Ніколаєнське родовище, де поклади нафти і газу були відкриті ще 1981 році (серпухівський ярус) Родовище розташоване в межах Харківської області, а геологічно любівської структурної-тектонічної ділянки.

Мета роботи: аналіз структурно-тектонічних пасток комбінованого типу Ніколаєнського нафтогазоконденсатного родовища.

Об'єкт: збереження пасток комбінованого типу Ніколаєнського нафтогазоконденсатного родовища.

Предмет: структурно-тектонічні фактори формування та параметри покладів кам'яновугільного віку Ніколаєнського нафтогазоконденсатного родовища.

Завдання: аналіз геологічної будови Ніколаєнської площі, літологічних, структурно-тектонічних особливостей пасток, аналізу структуроформуючих факторів що обумовили наявність пасток комбінованого типу; аналіз нафтогазоносності та підрахунок запасів нафти.

РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1. Географо–економічні умови

Ніколаєнська ліцензійна площа розташована на території Богодухівського району Харківської області України. Основними населеними пунктами являються саме Качалівка, Павлюківка, Ніколаєнка та інші. Населені пункти зв'язані між собою асфальтовими та ґрунтовими шляхами.

Рис.1.1 - Оглядова карта району по проектній свердловині №52



Гідрографічна мережа представлена річками Рябина, Мерла та невеликими озерами. Велика частина площі досліджень зайнята лісовими масивами хвойних порід. Біля 70% площі припадає на ліс, лісосмуги, заболочену частину річок, решта – ще сільськогосподарські угіддя, населені пункти, дороги. Площа лісових масивів складає близько 20% від загальної площі району, а території району є глиняні кар'єри, розвивається видобуток мінеральної сировини (нафта, газ, газолін, кварцові піски, мінеральна вода). Територія Богодухівщини рівнинна, подекуди порізана балками та ярами.

Територія являє собою хвилясту рівнину. Абсолютні відмітки рельєфу змінюються від +40 м у долинах рік до +170 м на вододілах.

1.2. Геолого–геофізична вивченість

Основні відомості про геологічну будову площі робіт базуються на матеріалах сейсмозвідки глибокого буріння, гравіметрії, магнітозвідки, електрозвідки, а також пошуково-розвідувального буріння

Родовище має форму брахіантикліналі північно-західного простягання, яка ускладнена поперечними і поздовжніми скидами. Розміри структури по ізогіпсі -4900 м 3,1x1,75 м, амплітуда 75 м.

Перший промисловий приплив нафти отримано в 1981 р. з відкладів серпуховського ярусу з інт. 4981-5196 м.

Характер будови фундаменту вчився на основі результатів сейсмічних досліджень, що проводилися в цій місцевості в різні роки, починаючи з 1973 року.

В результаті цих робіт вивчено та передано до буріння відклади нижньокам'яновугільного віку на Піонерській приштокової структури, вивчено геологічну будову Старовальківської, Литвинівської, Сахалінської криптодіапірової складки. У 1992-97рр. проведено сейсмозвідувальні роботи, в результаті яких відкрито Козієвсько-Качалівську структуру.

1.3. Геологічна будова

1.3.1. Стратиграфія

У геологічній будові Ніколаєнської площі приймають докембрійські породи кристалічного фундаменту та відклади осадового чохла, представлені кам'яновугільними осадами палеозою, тріасовими, юрськими та крейдовими утвореннями мезозою, які перекриті кайнозойськими відкладами.

Нижче наведено літолого-стратиграфічний опис порід родовища та інших суміжних площах та свердловинах. Для аналізу перспективності[17].

Докембрій, РЄ

Породи кристалічного фундаменту розкриті багатьма свердловинами в межах північного борту.

Породи представлені гранітами, плагіогранітами сірими, темно-сірими, рожево-сірими, крупнокристалічними і дрібнокристалічними, міцними, тріщинуватими, в нижній частині розкритого інтервалу – амфіболітами плагіоклазовими, гнейсами біотит-епідотовими[17].

Палеозойська ератема, PZ

Палеозойські відклади зі стратиграфічною та кутовою незгідністю залягають на розмитих породах кристалічного фундаменту, представлені кам'яновугільною та пермською системою[17].

Кам'яновугільна система, С

Кам'яновугільні відклади представлені нижнім, середнім та верхнім відділами.

Нижній відділ, С1

Відділ представлений візейським та серпуховським ярусами.

Візейський ярус, С1v

Відклади візейського ярусу за своїми літолого-фаціальними фауністичними особливостями підрозділяються на два під'яруси - нижній і верхній[17].

Верхньовізейський під'ярус, C1v₂

Відклади верхньовізейського під'ярусу виділяються в об'ємі нерозділених XII і XI м.ф.г, відклади XIIa м.ф.г в розрізі свердловини № 1 Васищівської площі відсутні. XIIa -XII м.ф.г складений випнистими пісковиками і аргілітами з частими прошарками вапняків та алевролітів. В розрізі горизонту виділяються літологічні пачки В-21-20, В-19-18, складені міцними дрібнозернистими пісковиками з осіть високими колекторськими властивостями. XI м.ф.г літологічно представлений перешаруванням потужних пачок пісковиків та аргілітів. Пісковики сірі, темно-сірі з коричневатим відтінком, дрібно-середньозернисті, міцні, прошарками дуже міцні, нисичені бітумом. Пласти об'єднані в горизонти В-16, В-15, В-14, складені вапняком, дрібнозернистими вапнистими пісковиками. Товщина під'ярусу 180-200 м[17].

Серпуховський ярус, C1s

Відклади серпуховського ярусу на досліджуваній площі виділяються в об'ємі двох під'ярусів – нижнього та верхнього[17].

Нижньосерпуховський під'ярус, C1s₁

Відклади в об'ємі X-IX м.ф.г – згідно залягають на підстилаючих утвореннях, складені глинистими породами з прошарками алевролітів, пісковиків, вапняків. Аргіліти темно-сірі, сірі, мікрошаруваті, ущільнені з органічними рештками. Алевроліти сірі, темно-сірі, щільні, тонкозернисті, слюдисті, щільні. Вапняки сірі, кристалічні, міцні з залишками фауни. Пісковики сірі, світло-сірі, дрібнозернисті, слюдисті. Породи під'ярусу згруповані в літологічні пачки С-17, С-18, С-19, С-20- 21, С-22-23. Товщини під'ярусу – 190-220 м[17].

Верхньосерпуховський під'ярус, C1s₂

Представлений VIII і VII -V м.ф.г., які є високоперспективними у нафтогазовому відношенні (С-2-3-4-5). В літологічному відношенні відклади VIII м.ф.г. складені чергуванням, алевролітів, аргіліти, пісковики. Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, прошарками слабослюдисті, тонкошаруваті, щільні з вуглистим рослинним детритом. Пісковики сірі, світло-сірі, нерівномірно-дрібно-середньозернисті, кварцові, з органікою. Алевроліти темно-сірі, коричнево-сірі, різнозернисті, глинисті, детритусові.

Товщини під'ярусу – 250-300 м[17].

Середній відділ, С2

Представлений башкирським та московським ярусами.

Башкирський ярус, С2в

Відклади башкирського ярусу представлені нижнім і верхнім під'ярусами. Нижньобашкирський під'ярус. В літологічному відношенні розріз складений карбонатно-глинистими відкладами з більш рідкими аргілітів і пісковиками. Відклади товщ мають піщано – глинистий склад. Вапняки сірі до темно-сірих, дрібнозернисті, детритусові, з брахіоподами, криноїдеями, спікулами губок, моховаток, рідкими водоростями, коралами. Алевроліти світло-сірі, вапнисті, міцно-зцементовані, об'єднані в пачки Б-12, Б-11, Б-10, Б-9 та Б-7. Пісковики і алевроліти світло-сірі і сірі, тонкозернисті, ущільнені. Піщано-глиниста товща представлена чергуванням потужних пластів аргілітів і пісковиків з прошарками алевролітів і вапняків. Аргіліти темно-сірі до чорних, прошарками сірі з зеленуватим відтінком, алевритисті, вапнисті, міцні, з обвугленим рослинним детритом[17].

Товщини ярусу – 180-220 м[17].

Московський ярус, С2м

Відклади ярусу виділяються перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків, вапняків. Алевроліти темно-сірі, сірі, дрібнозернисті, глинисті, ущільнені. Пісковики світло-сірі, дрібно-середньозернисті, міцно- і середньозцементовані карбонатно-глинистим цементом. Аргіліти темно-сірі

до чорних, зустрічаються прошарки зеленувато-сірих, з включенням вуглистої речовини і тонкими прошарками вугілля. Вапняки сірі, бурувато-сірі, прихованокристалічні, міцні[17].

Загальна товщина московських відкладів – 400-525 м.

Верхній відділ, С3

У складі верхнього карбону виділяється ісаївська, авилівська, араукаритова і картамишська світи. Ісаївська світа - С3 1 – представлена товщею аргілітів, алевролітів, з одиничними прошарками пісковиків і вапняків. Авилівська світа - С3 2 – чергування потужних пачок пісковиків, аргілітів, алевролітів з рідкими прошарками вапняків. Араукаритова світа - С3 3 – представлена нерівномірним перешаруванням пачок аргілітів і пісковиків з прошарками алевролітів і вапняків. Картамишська світа - С3 kt – складена червонобарвними глинистоалевролітовими породами з прошарками червоно-бурих, дрібнозернистих, глинистих, середньозцементованих пісковиків[17].

Товщина відкладів 450-540м.

Пермська система, Р

Представлена одним відділом

Доломіт і аргіліти коричнево-бурі, темно-коричневі, з включеннями залізисто-карбонатних стягнень, слюдисті, з дзеркалами ковзання. Алевроліти та вапняк сірі, темно-сірі, прошарками зеленувато-сірі, глинисті, з органікою.

Загальна товщина верхньокам'яновугільних відкладів складає 50-140 м[17].

Мезозойська ератема, МZ

Мезозойські відклади представлені тріасовою, юрською та крейдовою системами.

Тріасова система, Т

Тріасові відклади залягають з стратиграфічною незгідністю на розмитій верхні пермських відкладів і за літологічними особливостями розділяються

на чотири товщі: піщано-глинисту, піщану, піщано-карбонатну і глинисту. Піщано-глиниста товща Тпг. - складена переважно перешаруванням глин і пісковиків. Глини коричнювато-червоні, бурі, рідко жовтуваті. Пісковики сірі, зеленувато-блакитні, іноді бурі. Піщана товща Тп. - складена переважно пісковиками і пісками з незначною часткою прошарків глин. Пісковики сірі, зеленувато-сірі, рідко червонобурі, різнозернисті, дрібно-середньозернисті, зверху глинисті. Піщано-карбонатна товща Тпк. - складена переважно пісками і пісковиками зеленувато-сірими, глинистими, кварцепольовоштатовими, крупногубозернистими. В основі товщі залягає міцний вапнистий пісковик, в усій товщі зустрічаються вапнисті стягнення. Глиниста товща Тг. - складена перешаруванням глин і алевролітів з підлеглими прошарками пісковиків. Глини цеглясто-червоні, дуже вапнисті[17].

Загальна товщина тріасових відкладів 800-1050 м.

Юрська система, J

Юрські відклади представлені середнім і верхнім відділами.

Середній відділ, J2

Відклади ярусу зі значною стратиграфічною незгідністю залягають на розмитих породах тріасової системи і представлені пісковиками з прошарками глин та органікою. Глини темно-сірі, сірі, алевритисті, тонкодисперсні, з органічними залишками. Пісковики сірі, зеленувато-сірі, рідко червонобурі, різнозернисті. Папняк сірі, темно-сірі, прошарками зеленувато-сірі, глинисті, з органікою[17].

Товщина верхньобатського під'ярусу складає - 300 м.

Верхній відділ, J3

В основі відділу залягає пласт вапняку світло-сірого, глинистого. Вище спостерігаються глини з тонкими прошарками пісковуку. Глини сірі, зеленосірі, тонкодисперсні, вапнисті, алевритовою домішкою. Пісковики сірі, рідко червонобурі[17].

Загальна товщина юрських відкладів дорівнює 300-480 м.

Крейдова система, К

Відклади крейдяної системи представлені нижнім і верхнім відділам

Нижній відділ, К1

Породи нижнього відділу трансгресивно залягають на розмитій поверхні кімериджського ярусу і складені сірими пісковиками, пісками, пластами сірих та світло-сірих глин. Серед пісковиків зустрічаються розсипчасті різновиди, здатні до поглинання бурового розчину[17].

Товщина 60-200 м.

Верхній відділ, К2

Літологічно вони складені пісковиками зеленувато-сірими з прошарками глауконітових глин. Верхня частина складено білою крейдою, писальною з прошарками крейдоподібних мергелів[17].

Загальна товщина – 550-770 м.

Кайнозойська ератема, КZ

Породи кайнозойської ератеми зі стратиграфічним неузгодженням залягають на відкладах маастрихтського ярусу верхньої крейди представлені палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами[17].

Літологічно вони складені пісками сірими і зеленувато-сірими, дрібносередньозернистими з прошарками глин і пісків та пачкою світло-сірих, піщаних мергелів київської серії[17].

Товщина даних відкладів – 0-345м.

Таблиця 1.1 - Літолого – стратиграфічний розріз свердловини (по вертикалі)

Стратиграфія				Інтервал глибин, м		Коротка літологічна характеристика	Літологічні різновиди, %	Фізико-механічні властивості		Категорія порід по буримості	Кут падіння порід, градус
система	відділ	ярус	гор.	від	до			твердість по штампу, МПа	абразивність, мг		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q+N+P				0	345	Ґрунтовий шар	Ґш. - 5			м'які	
						Піски кварцево- лауконітові	Пкґ - 48				
						Мергелі	М - 14				
						Глини	Г - 33				
К	К ₂			345	1050	Крейда	К - 84	50-80	0,2-0,9	м'які, середні	0-2°
						Мергелі	М - 16	350-420	0,3-0,7		
	К ₁			1050	1230	Глини	Г - 35	90-120	0,3-0,4		
						Пісковики	П-к - 65	490-1200	13,0-14,0		
J	J ₃			1230	1610	Глини	Г - 76	90-120	0,3-0,4	м'які, середні, середні+тверді	
						Пісковики	П-к - 20	140-170	17,5-23,2		
						Вапняки	В - 4	1310-1590	1,1-1,4		
	J ₂			1610	1910	Глини	Г - 64	90-120	0,3-0,4		
						Вапняки	В - 5	1310-1590	1,1-1,4		
						Пісковики	П-к - 31	140-170	17,5-23,2		
T				1910	2960	Глини	Г - 70	90-120	0,3-0,4		
			Пісковики			П-к - 23	1310-1590	17,5-23,2			
			Вапняки			В - 7	140-170	1,1-1,4			
P				2960	3190	Алевроліти	Ав - 35	90-120	0,9 – 1,0		2-5°
			Вапняки			В- 12	400 - 650	1,1-1,4			
			Ангідрити			Ан - 44	1670- 1810	0,9 – 1,0			
			Доломіти			Д -9	1340 - 1580	1,4 - 1,9			

Продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
С	С ₃			3190	3650 (3656)	Пісковики	П-к -19	1000-1540	36,2-59,4	середні, середні + тверді	2-5°
						Аргіліти	Ар - 72	306-523	2,1-3,4		
						Алевроліти	Ал - 6	400-694	7,8-13,7		
	С ₂	С _{2m}		3650 (3656)	4140 (4177)	Пісковики	П-к - 13	1220-1710	32,5-79,0		5-10°
						Аргіліти	Ар - 58	416-520	0,5-0,7		
						Алевроліти	Ал - 2	500-710	20,0-29,0		
		Вапняки	В - 27	2200-3600	0,6-0,8						
		С _{2b}		4140 (4177)	4350 (4406)	Пісковики	П-к - 9	1220-1710	32,5-79,0		
						Аргіліти	Ар - 53	416-520	0,5-0,7		
	Алевроліти					Ал - 2	500-710	20,0-29,0			
	С ₁	С _{1s2}		4350 (4406)	4645 (4758)	Алевроліти	Ал - 10	650-1000	9,8-17,0		25-30°
						Аргіліти	Ар - 70	380-840	0,6-0,8		
						Пісковики	П-к - 20	1200-1490	38,0-64,0		
		С _{1s1}		4645 (4758)	4860 (5033)	Алевроліти	Ал - 60	650-1000	9,8-17,0		
						Аргіліти	Ар - 20	380-840	0,6-0,8		
						Пісковики	П-к - 20	1200-1490	38,0-64,0		
С _{1v2}			4860 (5033)	5052 (5280)	Аргіліти	Ар - 74	280-361	4,2-4,8			
					Алевроліти	Ал - 5	1000-1450	29,4-41,0			
					Пісковики	П-к - 8	1070-1550	51,6-75,0			
					Вапняки	В - 13	930-1270	2,2-2,5	20-25°		

1.3.2 Тектоніка

У тектонічному відношенні Ніколаєнська площа розташована в центральній частині північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. Вона характеризується інтенсивними проявами галокінезу та блоковою тектонікою.

По поверхні фундаменту зона, в якій розташована Ніколаєнська структура, являє собою моноклінальний схил, ускладнений субширотними скидами, що надають йому східчасто-блокової форми з глибиною залягання докембрійських утворень мінус 7,25-7,5 км. По відношенню до поверхні фундаменту дана структура відповідає одноіменній западині.

По відкладах осадового чохла Ніколаєнська група структур входить до Калантаївсько-Сахалінської структурно-тектонічної зони. Ця зона обмежується глибокими міжструктурними прогинами, які відділяють її на сході – від Сахалінської криптодіапірової складки (Ніколаєнський прогин) і на півдні – від Котелевсько-Березівського валу (Костянтинівський прогин), на заході – від Піонерської приштокової структури (Колонтаївський прогин) і на півдні – від Козієвсько-Качалівської структурної лінії (Пархомівський прогин).

На формування осадового чохла Ніколаєнської площі впливали структуроформуєчі фактори тектонічної активності, які обумовили розвиток різноманітних антиклінальних форм – від облягання блоків фундаменту до криптодіапірових та приштокових форм. Таким чином в межах ділянки робіт виділяються декілька структурно-тектонічних ділянок: Ніколаєнська структура, Північно-Сахалінська геміантиклінальна складка та Ніколаєнський шток з прилягаючими до нього тектонічними блоками.

Передпалеогенового штоку попередніми сейсмозвідувальними дослідженнями були виділені ряд тектонічно-екранованих блоків, що радіально примикають до нього, такі як Любівський, Південно-Любівський, Західно-Любівський та Північно-Любівський.

1.3.3. Нафтогазоносність

Ніколаєнське нафтогазоконденсатне родовище належить до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району, в межах якого розташовані такі родовища як: Котелевське, Березівське, Степове, 12 Краснокутське, Сахалінське та Водянівське родовища. З них, в безпосередній близькості на північний та південний схід від Ніколаєнського родовища, розташовані Краснокутське газоконденсатне та Сахалінське нафтогазоконденсатне родовища.

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[REDACTED]

1.3.4. Гідрогеологічна характеристика

В гідрогеологічному відношенні район перспективних робіт розташований в північній бортовій зоні Дніпровського артезіанського басейну, який характеризується порівняно високим ступенем вивчення гідрогеологічних умов.

За даними хімічного складу підземних вод у вертикальному розрізі ДДз відбувається як латеральне, так і вертикальне переміщення підземних вод і відповідно цьому виділяються два гідрогеологічні поверхи:

1. Поверх вертикального руху вод, до якого приурочені, в основному, девонські відклади і нижня частина кам'яновугільних (турнейський ярус) на Ніколаєнській площі не виділяється.

2. Поверх латерального руху, який розділяється на зони – дуже ускладненого.

В гідрогеологічному відношенні район перспективних робіт розташований в північній бортовій зоні Дніпровського артезіанського басейну, який характеризується порівняно високим ступенем вивчення гідрогеологічних умов. До зони ускладненого водообміну відносяться нижня частина юрських, тріасові та пермські відклади, води хлоркальцієвого типу. До зони активного водообміну відносяться водоносні комплекси від четвертинних до верхньоюрських включно.

Водоносні горизонти юри за хімічним складом відносяться до гідрокарбонатно-натрієвого хлоркальцієвого, рідше – до сульфат натрієвого типу. Води альб-сеноманських пісковиків характеризуються великими дебітами – декілька тисяч м³ /добу, води гідрокарбонатнатрієві. Води сенон-турона пов'язані з тріщинуватими породами крейдовомергельної товщі в більшості напірні, високодебітні (40-250 м³ /добу), сульфатнатрієві. Бучацький водоносний горизонт приурочений до товщі сірих і зеленуватосірих пісковиків. Води межигірського водоносного горизонту приурочені до пісків і пісковиків товщиною 3-8 м. Загальним водоупором є мергелі київського ярусу. Води гідрокарбонатнатрієві, слабо мінералізовані (до 0,8-1 г/л), добрі на смак, широко використовуються в народному господарстві. Води неогенових відкладів пов'язані з пісками полтавської свити.

Живлення їх відбувається за рахунок інфільтрації атмосферних опадів, гідрокарбонатні, мінералізація близько 0,7 г/л.

1.4 Висновки до розділу 1

1. Вивчаєма площа досліджень знаходиться в Харківській області, в одному з найперспективніших районів, м. Богодухов. Родовище належить до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району.

2. На території розвинена гідрогеологічна сітка, а також дорожня сітка. Джерелами водопостачання об'єктів, які знаходяться на Ніколаєнській площі, можуть бути бучацькі і межигірські піски. Експлуатація цих вод проводиться гідрогеологічними свердловинами глибиною біля 200 м. Є багато населених пунктів такі, як села та СМТ. Джерелами водопостачання об'єктів, які знаходяться на Ніколаєвській площі, можуть бути бучацькі і межигірські піски. Експлуатація цих вод проводиться гідрогеологічними свердловинами глибиною біля 200 м.

3. Нафтогазоносність на родовищі встановлена в межах трьох структурнотектонічних ділянок: Ніколаєнської, Любівської і Північно-Любівської, які розташовуються відповідно в південній, східній та північній приштокових частинах Ніколаєнської структури.

РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт

Метою буріння проєктної свердловини № 52 Ніколаєнської площі є[9,11]:

- передбачається вивчення перспективності верхньосерпуховського (горизонти С-4 та С-5) та верхньовізейського (горизонти В-14, В-15) комплексів в межах окремого структурно-тектонічного блоку
- знаходження структур, які можуть вміщувати і зберігати скупчення вуглеводнів;
- встановлення інтегралів залягання продуктивних горизонтів;
- визначення типу родовища;
- підрахунок запасів і доцільності розробки покладів;
- відкриття нових покладів в невивчених частинах розрізів відомих родовищ.

Методика проєктно-розвідувального буріння полягає в комплексних методах досягнення поставленої мети та задач робіт.

Об'єм робіт:

- провести промислово-геофізичні дослідження;
- відібратати зразки керну;
- провести лабораторні дослідження зразків керну, флюїдів, шламу;
- побудувати сеймогеологічні розрізи площі та структурні карти.

2.1.1 Обґрунтування постановки робіт

Нафтогазоносність регіонів України зумовлена особливостями їхньої геологічної будови, тектонікою літосферних плит і закономірностями розміщення родовищ ВВ.

У різних регіонах було виявлено, що зони нафтогазонакопичення приурочені до глибинних розломів, найактивніших у сучасну епоху. Оскільки геологічна будова території України характеризується наявністю всіх основних типів геологічних структур континентального типу, то надра України характеризуються максимально можливими, що майже збігаються з відповідними глобальними характеристиками, стратиграфічними (докембрій-кайнозой), інформаційними, фазово-геохімічними діапазонами нафтогазоносності[13].

Основні перспективи відкриття покладів нафти й газу на великих глиб

[REDACTED]

2.1.2 Система розміщення свердловин

Для того, щоб спроектувати розміщення свердловин на площі, треба знати[9,10]:

- тип структури площі;
- задачі кожної свердловини, що планується буритися;
- кількість свердловин;
- проектну глибину буріння;
- рельєф місцевості;
- гідродинамічні умови;
- техніко-економічні показник.

При розробці родовищ застосовують такі типи розміщення свердловин:

- рівномірне розміщення по квадратній або трикутній сітках при середній відстані між свердловинами 700—1000 м;
- розміщення свердловин у вигляді кільцевих батарей або лінійних рядів;
- розміщення свердловин в центральній (купольній) частині покладу;
- розміщення свердловин у вигляді кущів, нерівномірне розміщення свердловин на площі газоносності.

Основною вимогою розміщення свердловини є забезпечення заданого темпу видобутку вуглеводнів за якомога більший проміжок часу при найменших вкладеннях і рівномірне зниження тиску по всьому пласту, якщо цього не виконати треба бути бурити додаткову свердловину[9].

Рівномірне розміщення свердловин можна використовувати при експлуатації газових і газоконденсатних родовищ в разі використання газового режиму і витриманої однорідності продуктивного пласта за колекторськими властивостями.

Кільцеві і лінійні системи розміщення свердловин на площі використовуються при експлуатації газоконденсатних родовищ з

підтриманням пластового тиску, а також деяких підземних сховищах газу, а також на родовищах певної геометричної форми[9,10].

Розміщення свердловин в центральній (купольній) частині застосовують на малих родовищах за розмірами і запасами газу, адже цей варіант є найбільш економічно доцільним.

В основному використовується нерівномірне розміщення свердловин зі збільшенням кількості свердловин в найбільш продуктивній зоні, якою переважно є центральна частина родовища, і розрідженням сітки свердловин в бокових зонах. Ця система дає можливість зменшити кількість непрацюючих свердловин в процесі розвідувальних робіт при експлуатації родовища[9,10].

За потреби кількість свердловин можна збільшити.

2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження

Промислово-геофізичні дослідження, які здійснювалися в свердловині наведені в таблиці 2.1[2].

Таблиця 2.1 Промислово-геофізичні дослідження

№п.п.	Тип досліджень	Масштаб	Глибина вибою, м	Інтервал, м	
				від	до
1	2	3	4	5	6
1	СК, ГК, кавернометрія і профілометрія до башмака колони, інклінометрія з мітками виміру: -через 25 м до гл. 3200 м; -через 10 м в і-лі 3200-5052(5280) м	1:500	350	0	350
			1100	350	1100
			1600	1050	1600
			2100	1550	2100
			2600	2050	2600
			3100	2600	3100
			3597(3600)	3050	3600
			3974(4000)	3550	4000
			4327(4380)	3950	4380
			4600(4700)	4380	4700
			4717(4850)	4650	4850
			4810(4970)	4800	4970
			4967(5170)	4970	5170
5052(5280)	5120	5280			
2	БКЗ, БК, МКЗ, МБК, ІК, АК, РК	1:200	З глибини вибою 4327 (4380)м в інтервалах ску		

Продовження таблиці 2.1

3	ІННК	1:200	Після спуску 127×140×168 мм експлуатаційної колони, в інтервалах продуктивних пластів		
4	Термометрія		перед спуском ОК		
5	АКЦ	1:500	2600 4380 4970 5280	0 0 4230 0	2600 4380 4970 5280
6	Для уточнення інтервалів відбору керну виконати короткий комплекс каротажу при глибинах вибою свердловини	1:500	4417 (4480) 4849 (5020) 4912 (5100)		
7	СГТК		З гл. вибою свердловини 4327 (4380) м		
8	ВСП		Після спуску експл. колони		
9	Визначення об'ємів цементування (об'ємометрія свердловини)	-	350 – 2600 2600 – 4380 4380 – 4970 4970 – 5280		
10	ГК і ЛМ		До і після перфорації		

2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів

Всього з відбором керну проектується пробурити 50 м, що складає 1% від глибини свердловини. Інтервали відбору керну можуть коригуватись, в залежності від результатів геофізичних-досліджень свердловин. Інтервали відбору керну наведені в таблиці 2.2

Таблиця 2.2 Інтервали відбору керну

№ п.п			
1			
■			
■			
■			
■			

2.1.5 Лабораторні дослідження

В таблиці 2.3 наведені дані по лабораторним дослідженням.

Таблиця 2.3 Лабораторні дослідження

№п.п	Назва дослідження	Одиниця виміру	Кількість зразків, або проб
1	Петрографічний	шт.	80
2	Мікрофауністичний	шт.	80
3	Фізико-механічний	шт.	60
4	Бігумологічний	шт.	60
5	Хімічний аналіз порід	шт.	40
6	Аналіз газу	проб.	20
7	Аналіз конденсату	проб.	5
8	Аналіз пластової води	проб.	5

2.1.6 Оцінка перспективності площі

Ніколаєнська площа має брахіантиклінальну структуру. Поклади площі є пластовими, склепінчастими, тектонічно та літологічно екранованими. Колектори — пісковики з прошарками вапняків та ангідритів.

Перспективність площі пов'язана з кам'яновугільними відкладами візейського ярусу.

Для уточнення та детального вивчення геологічної будови Ніколаєнської площі пропонується бурити похило-скеровану свердловину № 52 з проектною глибиною 5052 м, яка має дати чітку характеристику та властивості породам колекторам, глибинам їх залягання[7,8].

2.2 Підрахунок запасів

Початкові запаси нафти на родовищі оцінюються в - 390 тис.т.

Підрахунок запасів нафти виконувався завдяки об'ємній формулі[7,8]:

$$Q = F * h * m * \beta * K_{\mu} * \rho * \Theta$$

де Q - видобувні (промислові) запаси нафти, т

F - площа нафтоносності, м²

h - нафтонасичена товщина пласта, м

m - коефіцієнт відкритої пористості нафтовміщуючих порід

β - коефіцієнт насичення пласта нафтою (коефіцієнт нафтонасичення)

K_n - коефіцієнт нафтовіддачі;

ρ — густина нафти на поверхні, т/м³

Θ - перерахунковий коефіцієнт, що враховує усадку нафти ($\Theta = 1/b$, де b – об'ємний коефіцієнт пластової нафти)

2.3 Висновки до розділу 2

Для дослідження Ніколаєнська площі та доведення її перспективності планується пробурити похило-скеровану свердловину №52 з проектною глибиною 5052, в якій мають провестися промислово-геофізичні, такі як термометрія, стандартний каротаж, БКЗ, БК, МКЗ, МБК, ІК, АК, РК, ІННК дослідження і лабораторні дослідження.

РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо–геологічні умови буріння

Під час буріння свердловин можуть виникати складнощі, зумовлені геологічними та технічними факторами, такими як водопоглинання, просідання, звуження стовбура свердловини та утворення печер.

Кайнозойські відклади проектної пошукової свердловини №52 в інтервалі 0-345 м представлені пісками-кварцовими, глинами та мергелями. Під час буріння нестабільні породи можуть обвалюватися, стіни можуть руйнуватися, а буровий розчин може поглинатися [Вирвінський П.П., Кузін Ю.Л. Технологія буріння. Національний гірничий університет, 2014. 57 с.].

Крейдові відклади в інтервалі 345-1230 м представлені пісковиками, глиною, мергелями і крейдою.

Юрські відклади в інтервалі 1230-1910 м представлені пісковиками, глинами та вапняками.

Триасові відклади в інтервалі 1910-2960 м представлені пісковиками, глинами та вапняками.

Пермські відклади в інтервалі 2960-3190 м представлені алевролітами, ангідритами, вапняками та доломітами.

Верхньокам'яновугільних відклади в інтервалі 2960-3650 м представлені пісковиками, аргелітами та алевролітами.

Середньокам'яновугільних відклади в інтервалі 3650-4350 м представлені пісковиками, вапняками, аргелітами та алевролітами.

Під час буріння в таких породах може відбуватися поглинання бурового розчину, утворення порожнин, затягування і прихоплення бурового інструменту, обсіпання стінок свердловини.

Нижньокам'яновугільних відклади в інтервалі 4350-5052 м представлені пісковиками, аргелітами та алевролітами.

Буріння перспективних серпухівських і візейських відкладів може супроводжуватися зсувами і звуженням стовбура свердловини, обвалами аргілітів, частковим поглинанням бурового розчину, утворенням печер, парашутів і нафтогазопроявів при відхиленні параметрів бурового розчину від проектних параметрів.

При бурінні нижньокам'яновугільних відкладів рекомендується застосування полімер-калієвого бурового розчину в складі: Na_2CO_3 , РР-2С, РАС-Р, РПС, біополімера, КСІ.

Для зменшення липкості кірки буровий розчин обробляють графітом і нафтою.

3.2 Обґрунтування конструкції свердловини

Конструкція свердловини проектується, виходячи з очікуваного геологічного розрізу свердловини з врахуванням виникнення можливих ускладнень в процесі буріння[1,11,3].

Конструкція свердловини повинна забезпечувати:

- а) міцність і довговічність свердловини як технічної споруди;
- б) надійну ізоляцію всіх проникних горизонтів і вимоги охорони надр і навколишнього середовища;
- в) мінімум витрат на одиницю видобутої продукції;
- г) проведення свердловини до проектної глибини;
- д) досягнення проектних режимів експлуатації;
- ж) найповніше використання природної енергії для транспортування нафти та газу;
- е) проведення ремонтних робіт в свердловині, а також необхідних досліджень;

Вибір конструкції свердловини здійснюється з урахуванням[1,11,3]:

- геолого-технічних умов її провідки;
- досвіду буріння в аналогічних геолого – технічних умовах;
- виділення зон сумісних умов буріння;
- забезпечення мінімальних витрат матеріалів на один метр проходки;
- забезпечення нормальних умов доведення свердловини до проектної глибини і дослідження продуктивних горизонтів;
- вимог діючих інструкцій і правил[3].

Конструкцію свердловини приймаємо, виходячи із умов сумісних інтервалів буріння. Дані про величини тисків і можливих ускладнень при бурінні свердловини приведені в геологічній частині проекту. Мінімальну глибину спуску технічних колон, на яких встановлюється ПВО прийнято виходячи із положень СОУ 11.2-30019775-030:2004 «Свердловини на нафту

та газ. Розрахунок обсадних колон». Виходячи із можливого дебіту свердловини, приймаємо для св. № 52 експлуатаційну колону $\text{Ø}127 \times 140 \times 168 \text{мм}$. Підйом тампонажних матеріалів за колонами – до устя. Зважаючи на вище викладене і допустимі величини виходу з-під башмака передньої колони, проектується така конструкція свердловини[3].

Таблиця 3.1 - Глибина спуску і характеристика обсадних колон

Номер колони в порядку спуска	Назва і діаметр колони, мм	Інтервал спуску колони, м		Номинальний діаметр стовбур у свердловини (долота), мм	Інтервал підйому тампонажного розчину за колоною, м	Кількість окремо спущених частин колони	Номер секції (ступені)	Інтервал встановлення кожної частини, м		Необхідність (причина) спуску колони
		від (верх)	до (низ)					від (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направлення Ø 630	0	43	558,8 + РШ 750,0	-	-	-	-	-	Кріплення ствола проводиться з метою часткового перекриття нестійких, поглинаючих кайнозойських відкладів та для створення замкнутої системи циркуляції бурового розчину. Облаштувати шахтою ПВО.
2	Кондуктор Ø 473	0	350	558,8 + РШ 584,2	до устя	1	1	0	350	Кріплення ствола проводиться з метою перекриття нестійких, поглинаючих кайнозойських відкладів, а також для попередження забруднення хімічними реагентами (із бурового розчину) водоносних горизонтів з питними водами.
3	I Технічна Ø 340	0	2600	444,5	до устя	1	1	0	2600	Кріплення ствола проводиться з метою перекриття відкладів крейди і товщ порід юри і частково тріасу від можливого звуження стволу, збагачення бурового розчину глинистою фазою, осипань нестійких порід та часткових поглинань. Перекриття колоною порід вказаного розрізу сприяє подальшому безаварійному бурінню свердловини. Облаштувати ПВО.

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	II Технічна Ø 245	0	4327 (4380)	311,1	до устя	2	1 2	2500 (2500) 0	4327 (4380) 2500	Кріплення ствола проводиться з метою перекриття частково тріасу, пермі, верхнього карбону і товщ порід московського і частково башкирського ярусів від можливих осипань аргілітів, утворення жолобів і уступів та часткових поглинань бурового розчину. Перекриття колоною порід вказаного розрізу сприяє подальшому безаварійному бурінню свердловини. Облаштувати ПВО.
5	III Технічна Ø 178	4190 (4230)	4810 (4970)	215,9	ін.-лі спуску	1	1	4190 (4230)	4810 4970	Кріплення ствола проводиться з метою перекриття порід частково башкирського і серпухівського ярусів від можливих осипань аргілітів, утворення жолобів і уступів та часткових поглинань бурового розчину. Перекриття колоною порід вказаного розрізу сприяє подальшому безаварійному бурінню свердловини.
6	Експлуатаційна Ø 127×140 ×168	0	5052 (5280)	155,6 (152,4)	в ін.-лі спуску	2	2 1	0 (0) 3597 (3600)	3597 (3600) 5052 (5280)	Кріплення ствола проводиться з метою роздільного випробування продуктивних горизонтів в экс. колоні і подальшої експлуатації свердловини. Цементується по всій довжині. Облаштувати ФА.

3.3 Режими буріння

Ефективність руйнування породи долотом залежить від багатьох факторів, включаючи осьове навантаження на долото, частоти його обертання, чистоти вибою свердловини, конструкції долота та властивості породи. Деякими з цих факторів можна швидко керувати під час роботи долота на вибої або до його спуску в свердловину. Зміна інших факторів займає багато часу, тому ці фактори рідко змінюються протягом терміну експлуатації долота.[1,3,11]

Під режимом буріння розуміють сукупність факторів, що впливають на ефективність руйнування гірської породи та інтенсивність зношування долота, якими можна керувати оперативно в період роботи долота на вибої, а самі фактори називають режимними параметрами[1,3].

Режим буріння вибирається в залежності від усіх параметрів і вказується в ГТН.

3.4 Характеристика бурових розчинів

Застосування бурових розчинів для буріння свердловин запропоновано вперше у 1833 році французьким інженером Фловілем, який, спостерігаючи операцію канатного буріння, під час якої апарат буріння натрапив на воду, помітив, що вода дуже ефективно виводить буровий шлам зі свердловини.

В даний час використовують декілька типів бурових розчинів, серед яких виділяють[5,6]:

- розчини на водній основі, які отримують із прісної води;

- розчин на емульсійній основі, який отримують із різних концентрацій сирової нафти, води, інертних матеріалів і хімреагентів;

- розчин на синтетичній основі, який можна зіставити з емульсійним розчином, в якому емульсійна фаза заміщена синтетичною і менш небезпечна для навколишнього середовища хімічними реагентами.

Багато експертів вважають розчин на емульсійній основі найбільш ефективним для буріння, але він має недоліки з точки зору вартості і економічною дією[5,6].

Ефективність застосування бурових розчинів залежить від їх властивостей, до яких належать в'язкість, густина, статична напруга зсуву, водовіддача, структурна однорідність, вміст газів, піску; тиксотропія, вміст іонів Na, K, Mg.

Під час циркуляції у свердловині буровий розчин[5,6]:

- активізує процес руйнування гірської породи долотом;

- очищає вибій від вибуреної породи; транспортує вибурену породу із свердловини і утримує її в завислому стані після припинення циркуляції;

- охолоджує буровий інструмент; обертає вибійні двигуни;

- попереджає осипи, обвали та інше;

- забезпечує якісне розкриття продуктивних пластів;

-запобігає можливості виникнення ускладнень на бурових (сальнико- і каверноутворення, диференціального прихвата, поглинань і нафтогазопроявів);

-виявляє змащувальну і антикорозійну дію на буровий інструмент;

-дозволяє відстежувати появу порожнин у масиві порід, зон підвищеної тріщинуватості тощо шляхом вимірювання витрат розчину під час буріння.

Буровий розчин готують централізовано на глинозаводі або безпосередньо на буровій установці. Централізоване забезпечення доцільно при довгому розбурюванні великих родовищ, коли бурові установки розташовані близько одна від одної, коли для розбурювання свердловин потрібні розчини з однаковими або близькими параметрами[5,14].

У цьому випадку більш повно і економічно використовуються сировина, необхідні менше енергії в порівнянні з приготуванням розчину на бурових, нижче собівартість розчину, персонал бурової звільняється від важкої і трудомісткої роботи. Однак в Україні більш поширеним є спосіб приготування розчину безпосередньо на буровій установці[5,6].

Це пов'язано з їх віддаленістю одна від одної та можливих потреб у використанні розчину з різними фізико-хімічними параметрами. Для цього бурові установки оснащуються установками для приготування бурових розчинів[5,6].

Таблиця 3.2 - Типи і параметри бурових розчин

Тип розчину	Інтервал буріння (по стволу), м	Параметри бурового розчину								
		густина, г/см ³								динамічне напруження зсуву, ДПа
1										11
Глинистий										60-120
Полімер-сольовий										60-120
Полімер-сольовий										60-140
Розчин на вуглеводневій Основі (Versadril)										
Розчин на вуглеводневій основі (Versadril)	4970 –									

3.5 Охорона надр та навколишнього середовища

Основними факторами, що впливають на навколишнє середовище, є бурові установки та пов'язані з ними виробничі процеси для проведення розвідувального буріння з метою виявлення покладів вуглеводнів на перспективних ділянках.

Робота цих виробничих об'єктів впливає на ґрунти, підземні та поверхневі води, а також на атмосферу, спричиняючи шкідливі викиди газоподібних вуглеводнів, оксиду вуглецю, азоту та інших шкідливих речовин.

Окрім природного входження та порушення цілості надр технологічні умови проводки свердловин, пов'язаний з використанням дизельних двигунів, електроустаткування, використання важкого автотранспорту, спалюванням газу та конденсату під час розвідки та інші умови[4].

У зв'язку з цим природоохоронні заходи під час розвідки газових і газоконденсатних покладів повинні бути спрямовані на запобігання або суттєве зменшення забруднення навколишнього середовища. Конкретні технічні рішення розробляються безпосередньо при будівництві кожного проекту згідно з відповідними нормативними документами.

Загалом, проектом заплановано заходи з охорони повітря, води та надр. Забруднення повітря під час буріння свердловин може бути спричинене викидами вуглеводнів під час буріння або під час випробування свердловин, що є технологічно обґрунтованим[4].

Крім того, викид оксидів сірки, сірковмісного газу, може забруднювати атмосферу, вивільняючи чадний газ і оксиди азоту[4].

Шкідливі викиди у атмосферу спостерігаються у процесі:

- розгерметизації технологічного устаткування;
- використання дизельних приводів;

- випробування та дослідження свердловин;
- розривів конденсатопроводу;
- аварійного фонтанування свердловин.

Захист повітряного басейну забезпечується насамперед використанням надійного обладнання для запобігання викидам, створенням систем контролю за забрудненням повітря, а також спеціальних служб для моніторингу та ліквідації забруднення повітря.

3.6 Висновки до розділу 3

1. Для запобігання ускладнень під час буріння було проаналізовано геологічну будову геологічного розрізу Ніколаєнської площі, що планується розбурювати.

2. Виходячи з проектної глибини, мети буріння, геолого-технічних умов проводки і досвіду буріння підібрано конструкцію свердловин, що включає кондуктор, три технічні колони та експлуатаційну колону.

3. Основні режими буріння та параметри бурового розчину на інтервал буріння розроблені таким чином, щоб забезпечити якісне буріння свердловини та максимальну продуктивність.

4. Проведений детальний аналіз основних факторів, що впливають на навколишнє середовище. Під час планування технічних процесів під час бурових робіт розроблено основні заходи з охорони надр та довкілля.

Таблиця 4.2. Показники економічної ефективності розвідувальних робіт

№п.п	Показники	Одиниця виміру	Кількість
1	2	3	4
1	Середня комерційна швидкість буріння	м/верст.міс	■
2	Очікуваний приріст вуглеводнів	т	■
3	Проходка по свердловинах	м	■
4	Капітальні вкладення на буріння свердловин	тис. грн	■
5	Вартість 1 м буріння	грн.	■
6	Приріст запасів на 1 грн витрат	т	■
7	Вартість 1000 т нафти	грн. тис. м ³	■
8	Приріст очікуваних запасів на 1м буріння	т/м	■
9	Приріст очікуваних запасів на 1 свердловину	т	■
10	Річний прибуток від розробки	тис.грн	■

4.3 Висновки за розділом 4

1. Розділ включає техніко-економічні показники та геолого-економічну доцільність

■

■

■

■

■

■

■

■ вих робіт на площі є

доцільним.

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Геологорозвідувальні роботи (ГРР) - це комплекс заходів, спрямованих на виявлення та вивчення корисних копалин. Вони проводяться на різних стадіях геологорозвідувального процесу, від пошуків до розвідки та детальної розвідки родовищ[8].

Умови праці при проведенні ГРР можуть бути важкими та небезпечними. Це пов'язано з роботою на відкритому повітрі в різних кліматичних умовах, контактом з шкідливими та небезпечними речовинами, використанням гірничого обладнання та інструментів.

Особливість геологорозвідувальних робіт полягає у виконанні специфічних завдань на відкритому повітрі, часто у складних погодних умовах, без доступу до швидкої та кваліфікованої медичної допомоги у разі нещасного випадку. Порушення вимог безпеки в таких умовах може мати більш серйозні наслідки, ніж робота у стаціонарних умовах великої корпорації[18].

Кожен етап і завдання в геологорозвідувальному процесі є унікальним за змістом і обсягом, умовами праці та безпекою.

5.2 Розробка заходів з охорони праці

5.2.1 Заходи з техніки безпеки

Заходи з техніки безпеки включають систему організаційних та технічних заходів та засобів, що запобігають впливу на працівників небезпечних і шкідливих виробничих факторів. До таких факторів належить механізація та автоматизація процесів, розробка та впровадження безпечного обладнання, зручне розташування органів керування, використання запобіжно-блокуючих пристроїв[6,7].

До організаційних заходів належать:

- дотримання трудового законодавства, міжгалузевих і галузевих нормативних актів щодо безпеки;
- правильна організація праці, навчання;
- організувати регулярне профілактичне обслуговування обладнання, технічні огляди та випробування транспортних і вантажопідйомних засобів, посудин, що працюють під тиском;
- впроваджувати безпечні методи та наукову організацію праці, проводити перевірки, лекції, наочні кампанії та пропаганду з охорони праці.

5.2.2 Заходи з виробничої санітарії

Заходи виробничої санітарії забезпечують створення комфортного мікроклімату шляхом встановлення відповідних систем опалення, вентиляції та кондиціонування повітря:

- Утеплення будівельних конструкцій і технічного обладнання.
- Замінити шкідливі речовини та матеріали нешкідливими.
- Забезпечити оптимальну концентрацію аероіонів.
- Закрийте шкідливі процеси.

Зниження рівня шуму, інфразвуку, ультразвуку, вібрації, електромагнітних і статичних полів, іонізуючого випромінювання[18].

Розумна організація освітлення.

Забезпечити необхідний режим праці та відпочинку, гігієни та побутового обслуговування.

Виробнича санітарія – це система організаційних, санітарно-гігієнічних та інших практичних заходів і засобів попередження шкідливих факторів на виробництві.

Виробнича безпека – це система організаційних заходів і технічних засобів для запобігання впливу шкідливих виробничих факторів на працівників.

Несприятливі умови праці викликають перевтому, втому, професійні захворювання, зниження якості та ефективності, що призводить до зростання витрат і, отже, до економічних втрат.

Ці параметри включають вологість, чистоту, температуру виробничого приміщення, освітлення робочого місця, рівень вібрації, колір фону, декорації, музику, каналізацію, опалення, вентиляцію, воду, побутові приміщення та пункти першої допомоги.

На польових роботах праця і побут працівників тісно пов'язані, тому здоров'я і працездатність працівників значною мірою залежать від організації харчування, проживання та відпочинку.

5.3 Пожежна безпека

Підприємства зобов'язані встановити знаки «Не користуватися відкритим вогнем» та «Не курити». Знаки розміщуються наступним чином:

- на зовнішній стороні дверей складів, де знаходяться легкозаймисті та вибухонебезпечні матеріали і речовини;

- на матеріалах і речовинах усередині складу, біля входів у приміщення, де проводяться роботи з цими матеріалами і речовинами;

- на такому обладнанні, як пожежо- та вибухонебезпечному обладнанні, в інших місцях, де їх використання заборонено.

Не користуватися відкритим вогнем. Знак «Не гасити водою» повинен бути прикріплений на вході в приміщення і в місцях зберігання і роботи з речовинами, які заборонено гасити водою.

Знак «Не користуватися електронагрівальними приладами» повинен бути розміщений в місцях і в напрямку до приміщень, де заборонено користуватися електронагрівальними приладами.

Наступні попереджувальні знаки повинні бути розміщені перед дверима складів, складських приміщень і входів до зон, де працюють з легкозаймистими матеріалами[18].

Встановіть попереджувальні знаки перед дверима складів, складських приміщень і входів до зон, де працюють з легкозаймистими матеріалами.

«Легкозаймисті матеріали». Знаки «Обережно! Вибухонебезпечно» встановлюються на дверях складів, всередині складів, перед входами до складів, вибухонебезпечних речовин і зон, де проводяться роботи з речовинами.

Підприємства з великою кількістю працівників (50+) керівництво повинно розробити інструкції, які визначають поведінку працівників для забезпечення безпечної та швидкої евакуації, яку слід відпрацьовувати щонайменше раз на шість місяців з усіма залученими працівниками.

Повинні бути встановлені процедури оповіщення про виникнення пожежі.

Протипожежні розмежування між усіма ділянками підприємства, будівлями, спорудами, місцями зберігання матеріалів, обладнання тощо.

Територія повинна систематично очищатися від сміття, виробничих відходів, тари, листя тощо.

Їх необхідно регулярно викидати у спеціально відведені місця.

5.4 Висновки до розділу 5

1. Описано основні заходи виробничої санітарії.

2. Умови праці різняться залежно від того, де ви працюєте. Наприклад, польові роботи проводяться на відкритому повітрі в небезпечних умовах, з перепадами температури і вологості, де можуть бути присутніми комахи і тварини, які можуть передати людині різні види інфекцій.

3. У цій роботі було проаналізовано основні заходи пожежної безпеки, яких повинні дотримуватися працівники виробництва. Так, на підприємствах і бурових майданчиках заборонено палити. Також необхідно встановити системи пожежогасіння, установки, обладнання будівель, приміщень і споруд, які повинні бути в справному робочому стані і обслуговуватися.

4. Приміщення повинно мати евакуаційні виходи з вільним доступом до них.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

Ніколаєнське нафтогазоконденсатне родовище належить до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району, в межах якого розташовані такі родовища як: Котелевське, Березівське, Степове, 12 Краснокутське, Сахалінське та Водянівське родовища.

1. За результатами аналогічної геологічної будови встановлено, що Ніколаєвська площа має брахіантиклінальну структуру, поклади нафти пластові, склепінчасті, тектонічно екрановані і літологічно обмежені.

2. За літологічними даними колектори є пісковики, місцями вапняки та ангідрити.

3. Структура тектонічних особливостей пасток: склепінні, тектонічні, екрановані і літологічно обмежені.

4. Нафтогазоносними являються верхні серпухи та візейські відклади(С-4, С-5) В-14, В-15)).

5. Пористість порід колекторів: пісковик - 0,6-6,7, вапняк - 1-35%. Проникність порід колекторів: пісковик - від 0,1 до 0,01 мкм², вапняк - $k > 1,0$ мкм².

6. Запаси початкові видобувні категорій А+В+С1 — 390 тис.тнафти.

7. З урахуванням затрат та отримання прибутку проведення пошукових робіт на Ніколаєвській площі є доцільним

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Вирвінський П.П., Кузін Ю.Л. Технологія буріння. Національний гірничий університет, 2014. 57 с.
2. Горбунов О. В., Шаповалова І. В., Пономарьов В. В. та ін. Геофізичні методи досліджень: практикум. Київ, 2018. 312 с.
3. Григоров О. В., Мельникова Н. І. Основи буріння свердловин: навч.-метод. посібник. Одеса, 2018. 312 с.
4. Гриценко О. М., Мельников В. С. Геологічні процеси та явища: динаміка та вплив на середовище. Одеса, 2019. 264 с.
5. Коцкулич Я.С. Бурові промивальні рідини / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. Підручник. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 500 с.
6. Дудля М.А. Промивальні рідини в бурінні. Підручник.: -3-є вид. доп. -Д.: Державний ВНЗ «Національний гірничий університет». 2011. – 542 с.
7. Атлас родовищ нафти і газу України : у 6 т. / гол. ред. М. М. Іванюта. — Львів : Центр Європи, 1998. — ISBN 966-7022-04-8.
8. Гірничий енциклопедичний словник : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. — Д. : Східний видавничий дім, 2004. — Т. 3. — 752 с. — ISBN 966-7804-78-X.
9. Технологія розробки великих газових родовищ/ А.І.Гриценко, О.М.Єрмілов, Г.А.Зотов та ін. - М.: Надра, 1990. - 302 с.
10. Інструкція з комплексного дослідження газових та газоконденсатних пластів та свердловин. За ред. Г.А.Зотова, З.С.Алієва. – М.: Надра, 1980. – 301 с.
11. Довідник з нафтогазової справи/За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука.-К.: Львів, 1996.-с. 620.
12. Лукін О. Ю. Вуглеводневий потенціал надр України//Геол. журн. – 2008. – № 1. – С. 7–24.
13. Старосельський Є. М., Рудько Г. І. Закономірності формування та розподіл родовищ вуглеводнів. На прикладі вуглеводневого потенціалу палеозойських басейнів світу. – Київ; Чернівці: Видавничий дім “БУКРЕК”, 2012. – 328 с.
14. Дмитренко В.І. Конспект лекцій з дисципліни «Спеціальні бурові технологічні рідини» / В.І. Дмитренко. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2023.
15. <https://kosatka.media/category/neft/analytics/sebestoimost-dobychi-nefti-v-mire>

16. <https://index.minfin.com.ua/ua/markets/oil/>
17. Пояснювальна записка Ніколаєнського НГКР, 2020
18. Закон України "Про охорону навколишнього природного середовища" № 1264-ХІІ від 25 червня 1991 року.