

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

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

До захисту
завідувач кафедри _____

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Геолого-фаціальна характеристика покладів вуглеводнів на прикладів
родовищ північної зони Донецької складчастої споруди

Пояснювальна записка

Керівник

д.г.н, професор Євдощук М. І.
посада, наук. ступінь, ПБ

підпис, дата,

Виконавець роботи

Шкурупій Сергій Олександрович
студент, ПБ

група _____

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

посада, наук.ступінь, ПБ, підпис

Консультант за 2 розділом

посада, наук.ступінь, ПБ, підпис

Консультант за 3 розділом

посада, наук.ступінь, ПБ, підпис

Консультант за 4 розділом

посада, наук.ступінь, ПБ, підпис

Консультант за 5 розділом

посада, наук.ступінь, ПБ, підпис

Дата захисту _____

Полтава, 2024

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

Факультет, Інститут Навчально–науковий інститут нафти і газу

Кафедра Буріння та геології

Освітньо–кваліфікаційний рівень: Бакалавр

Спеціальність 103 Науки про Землю

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

“ _____ ” _____ 20__ року

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

Шкурупій Сергій Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Геолого-фаціальна характеристика покладів вуглеводнів на прикладів родовищ північної зони Донецької складчастої споруди

Керівник проекту (роботи) __д.г.н, професор Євдощук М. І. _____

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від 08 12 2023 року №1481/ф,а

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, схематична гідрогеохімічна карта з елементами гідрохімічного районування Донецької складчастої споруди

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

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

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент

_____ Шкурупій С. О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи) _____ д.г.н, професор Євдошук М. І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ		
ВСТУП		
РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА		
1.1	Географо–економічні умови	
1.2	Геолого–геофізична вивченість	
1.3	Геологічна будова	
	1.3.1 Стратиграфія	
	1.3.2 Тектоніка	
	1.3.3 Нафтогазоносність	
	1.3.4 Гідрогеологічна характеристика	
1.4	Висновки до розділу 1	
РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА		
2.1	Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт	
	2.1.1 Обґрунтування постановки робіт	
	2.1.2 Система розміщення свердловин	
	2.1.3 Промислово–геофізичні дослідження	
	2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів	
	2.1.5 Лабораторні дослідження	
	2.1.6 Оцінка перспективності площі	
2.2	Підрахунок запасів	
2.3	Висновки до розділу 2	
РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА		
3.1	Гірничо–геологічні умови буріння	
3.2	Обґрунтування конструкції свердловини	
3.3	Режими буріння	
3.4	Характеристика бурових розчинів	
3.5	Охорона надр та навколишнього середовища	
3.6	Висновки до розділу 3	

РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

- 4.1 Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт
- 4.2 Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт
- 4.3 Висновки до розділу 4

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

- 5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт
- 5.2 Розробка заходів з охорони праці
 - 5.2.1 Заходи з техніки безпеки
 - 5.2.2 Заходи з виробничої санітарії
- 5.3 Пожежна безпека
- 5.4 Висновки до розділу 5

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

Додатки

АНОТАЦІЯ

Шкурупій С. О. «Геолого-фаціальна характеристика покладів вуглеводнів на прикладів родовищ північної зони Донецької складчастої споруди».

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

Пояснювальна записка виконана на 58 сторінках, містить 1 таблицю та 1 додаток.

Робота присвячена характеристиці геолого-фаціальних покладів вуглеводнів на прикладів родовищ північної зони Донецької складчастої споруди.

В першому розділі описана геологічна будова Донецької складчастої споруди, а також охарактеризовано продуктивні горизонти пермі і карбону.

В спеціальній частині порівнюються геолого-фаціальні характеристики родовищ між собою, встановлюються продуктивні горизонти та визначається перспективність виконання робіт на тій чи іншій ділянці.

В технічній частині охарактеризовано можливі ускладнення, такі як осипання в відкладах пермі та середнього карбону (C_{1v} , C_{1s} , C_{2b} , C_{2m} , P_1).

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: схематична гідрогеохімічна карта з елементами гідрогеохімічного районування Донецької складчастої споруди

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ФАЦІЯ, РОДОВИЩЕ, ВІЗЕЙСЬКИЙ, БАШКИРСЬКИЙ, МОСКОВСЬКИЙ ЯРУС, ДОНЕЦЬКА СКЛАДЧАТА СПОРУДА, ЛІТОЛОГІЯ, ТЕКТОНІЧНА БУДОВА

ABSTRACT

Shkurupiy S. O. "Geological and facies characterization of hydrocarbon deposits on the example of fields in the northern zone of the Donetsk folded structure".

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

The explanatory note is made on 58 pages, contains 1 table and 1 appendix.

The study is devoted to the characterization of geological and facies hydrocarbon deposits using the examples of fields in the northern zone of the Donetsk folded structure.

The first section describes the geological structure of the Donetsk folded structure and characterizes the productive horizons of the Permian and Carboniferous.

The special part compares geological and facies characteristics of the fields with each other, establishes productive horizons and determines the prospects for work in a particular area.

The technical part describes possible complications, such as shedding in Permian and Middle Carboniferous deposits (C1v C1s, C2b, C2m, P1).

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 work contains appendices: schematic hydrogeochemical map with elements of hydrogeochemical zoning of the Donetsk folded structure

KEYWORDS: FACIES, DEPOSIT, VISEAN, BASHKIRIAN, MOSCOW STAGE, DONETSK FOLDED STRUCTURE, LITHOLOGY, TECTONICS

ВСТУП

Актуальність даної роботи ґрунтується на порівнянні між собою геолого-фаціальних покладів різних родових північної зони Донецької складчастої споруди, для доцільного обґрунтування перспективності видобутку нафти і газу на кожній ділянці та оцінки продуктивних горизонтів пермської та кам'яновугільної систем.

Мета роботи: геолого-фаціальна характеристика покладів вуглеводнів на прикладів родовищ північної зони Донецької складчастої споруди

Задачі:

1. вивчення літологічних та тектонічних особливостей перспективних та продуктивних товщ родовищ Донецької складчастої споруди;
2. оцінка перспектив нафтогазоносності пермської та кам'яновугільної систем на основі аналізу інформації із сусідніх площ;
3. деталізування геологічної будови даної площі робіт.

Об'єкт: процес формування відкладів пермської та кам'яновугільної системи родовищ північної зони Донецької складчастої споруди.

Предмет: особливості літології та фільтраційно-ємнісних властивостей покладів пермської та кам'яновугільної системи.

Оцінку перспектив геолого-фаціальних покладів північної зони Донецької складчастої споруди буде проведено за методом порівняння, де родовищами-прикладом обрані Кружилівське, Лобачівське, Співаківське, Чорнухінське газоконденсатні родовища.

РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1. Географо-економічні умови.

Північна зона Донецької складчастої споруди в адміністративному відношенні охоплює території північної частини Донецької області, що розташована на південному сході України.

На заході межує із Запорізькою та Дніпропетровською областями, на півночі — з Харківською областю, на сході — із Луганською областю України та Ростовською областю Росії.

Площа області становить 26,5 тис. км². Населення на 2021 рік оцінювалося в 4,1 млн осіб. Адміністративний центр і найбільше місто - Донецьк.

Маріуполь, Макіївка, Горлівка, Краматорськ, Слов'янськ, Єнакієве, Покровськ – інші великі міста.

Протяжність області з півночі на південь – 255 км, із заходу на схід – 180 км. По території вона всього на 166 км 2 менша за сусідню Луганську область і займає 11-е місце за розмірами території.

Загальна довжина кордонів області становить 1526 км, їх: сухопутні — 1376 км, а морські — 140 км.

Рельєф регіону переважно рівнинний, з висотами до 200 м, розчленований ярами та балками. На північному сході розташований Донецький кряж, висота якого сягає до 367 м, а поверхня порізана долинами річок.

На заході кряж переходить у Придніпровську низовину, на півдні — у Приазовську низовину з окремими підняттями, такими як Могила-Гончариха, Савур-Могила та інші. На півдні є вузька смуга Причорноморської низовини, яка уступами спадає до Азовського моря. У місцях залягання вапняків і соленосних відкладень утворюються карстові форми рельєфу. Характерною рисою рельєфу області є наявність антропогенних форм, таких як терикони, кар'єри тощо

.В Донецькому басейні вугленосні площі займають понад 60 тис. км² (Великий Донбас). Тут зосереджено близько 92% запасів кам'яного вугілля України. В області розташовано 163 шахти, виробничі потужності яких перевищують 43,9 млн. т/рік, а балансові запаси – 5118,4 млн. т. Глибина експлуатації вугільних пластів в області коливається від 12 до 1300 м (у середньому – 595 м).

На Донбасі є багато інших видів корисних копалин, серед яких значні родовища доломіту, вапняку, крейди, мергелю, вогнетривких і пластичних глин, гіпсу, каолінів, будівельних і кварцових пісків, граніту, кварциту та інших. Також тут розташоване всесвітньо відоме Микитівське ртутно-сурм'яне родовище. Крім того, є мінеральні фарби (вохра), фосфорити, графіт (у Приазов'ї). У Приазов'ї також розвідані родовища нефелінових сієнітів, флюориту, вермикуліту та ряд рідкоземельних рудопроявів. У північних районах Донеччини розташована Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна провінція, а на кордоні Донецької та Харківської областей — Юзівське родовище сланцевого газу.

1.2. Геолого–геофізична вивченість

1721 рік вважається роком відкриття Донбасу. Початок геологічного вивчення Донецької складчастої споруди покладено у 1721-1725 роках експедицією Петровської Бергколегії під керівництвом рудознавця Григорія Капустіна, який видобув поблизу Лисичанська перші зразки вугілля. У 1795 р. була закладена перша державна вертикальна шахта (Петропавлівська) поблизу м. Лисичанська.

У 1831 р. було відкрито Петровське родовище вугілля та почалася його розвідка. У 1829 р. Є.П. Ковалевським була складена перша геологічна карта Донецького кряжа, а у 1863 р. під керівництвом Г.П. Гельмерсена - перша промислова карта масштабу 1:126000.

Починаючи з 1948 р. ведуться пошукові роботи на вугілля, нафту та газ, детально вивчаються пермські та мезозойські відклади

В наступному проводилося тільки детальне картування шахтних вугільних полів при детальній розвідці на вугілля. За результатами цих робіт у 1982 р. спеціалістами ВНДГРІ вугілля були виконані геологоструктурні карти Донбасу м-бу 1:500000 та 1:200000. Структурна карта м-бу 1:500000 по стану на 1990 р. була покладена у основу карт метаморфізму вугілля Донецького басейну м-бу 1:500000, яка виконувалась під керівництвом М.Л. Левенштейна. Для їх побудови пробурені та ретельно і комплексно обстежені спеціальні параметричні опорні свердловини в різних районах Донбасу.

Геофізичні роботи дослідницького характеру на території Донбасу та його окраїн почали проводитися з 1929 р. з метою рішення проблеми Великого Донбасу. З 1931 року (особливо інтенсивно з 1965 р.) виконувались геофізичні дослідження – профільні та площинні, сейсмічні роботи різних видів, гравірозда, електророзвідка, магніторозвідка.

У 1951 р. електро-гравіметричною зйомкою на площі була вкрита уся територія району, по результатах якої виявлені загальні структурні особливості кам'яновугільних відкладів, простежено Північно-Донецький насув.

У 1990 р. були проведені профільні сейсморозвідувальні роботи на Сентянівській площі, метою яких було вивчення тектонічної будови осадової товщі до глибини 1500 м на площі між Північно-Донецьким та Мар'ївським насувами. В антиклінальній частині цієї площі було виявлено спрощення складчастості та тектонічної порушеності з глибиною.

Протягом 2000-2001 років на Дробишівському родовищі Придніпровською геофізичною розвідувальною експедицією 86/99 проводилися сейсморозвідувальні дослідження.

У 2003 році завершено побудову регіонального профілю ДОБРЕ (профіль МСГТ Старобешеве-Шахтарськ-Луганськ, Стівба С.М. та ін., 2003). Сучасна обробка сейсмічного матеріалу дозволила уточнити глибинну будову Донецької складчастої споруди.

У 2004 році ЗАТ "Укрнафтогеофізика" виконано сейсмозв'язувальні роботи 3D на Сентянівській площі. У результаті проведених робіт виділено по відкладах нижнього карбону і рекомендовано до пошукового буріння Північно-Сентянівську структуру. Передбачено, що вона сформована органогенною спорудою.

1.3. Геологічна будова

1.3.1. Стратиграфія

У геологічній будові осадової товщі Донецької складчастої споруди беруть участь кайнозойські, мезозойські та палеозойські відклади, які залягають на розмитій поверхні кристалічного фундаменту.

Палеозойська ератема (PZ)

Представлена кам'яновугільною та пермською системами.

Кам'яновугільна система (C)

Представлена нижнім, середнім та верхніми відділами.

Нижній відділ (C₁)

Нижній відділ представлений турнейським та серпуховським ярусами.

Турнейський ярус (C₁ t)

Турнейський ярус характеризується значною фаціальною мінливістю. В нижній частині розрізу переважають карбонатні породи з підлеглими прошарками алевролітів і пісковиків, а верхня частина складена пісковиками з підлеглими прошарками аргілітів і вапняків.

Вапняки турнейського ярусу темно-сірі до чорних, глинисті, доломітизовані, мікрозернисті, детритово-шламові, збагачені органічними залишками. Пісковики темно-сірі, дрібнозернисті, кварцові.

Загальна потужність відкладів складає 700 м.

Серпуховський ярус (C₁ s)

Складений алеврито-піщаною товщею з прошарками аргілітів та вапняків.

Аргіліти темно-сірі, до чорних, іноді тріщинуваті, слабослюдисті, вапнисті, середньої міцності, з включеннями макрофауни.

Алевроліти сірі, слабослюдисті, глинисті, вапнисті (сидеритизовані) органогенно-детритові, з дзеркалами ковзання.

Пісковики сірі, дрібнозернисті, кварцові, слюдисті, середньої міцності.

Тонкі прошарки вапняку світло-сірого, прихованокристалічного, щільного, вуглистого, органогенно-детритового.

Органічні залишки представлені: моховатками, криноїдеями, брахіоподами, пелециподами, остракодами, форамініферами

Загальна потужність відкладів складає 600 м.

Середній відділ (C₂)

Середньокам'яновугільні відклади представлені башкирським та московськими ярусами.

Башкирський ярус (C₂ b)

Породи башкирського ярусу представлені товщею вапняків, які переходять у мергелі.

Вапняки темно-сірі до чорних, дрібнозернисті, піщанисті.

Мергелі світлі, з великою кількістю органічних решток.

Загальна потужність відкладів складає 600 м.

Московський ярус (C₂ m)

Породи московського ярусу представлені перешаруванням вапняків та пісковиків.

Вапняки досить сильно тріщинуваті, каверноносні, з бідною органікою.

Пісковики поліміктові за складом, різно-зернисті, часто конгломератовидні.

Загальна потужність відкладів складає 700 м.

Верхній відділ (C₃)

Породи верхнього відділу представлені перешаруванням алевролітів, аргілітів з прошарками мергелів.

Алевроліти темно-сірі до чорних, з лінзовидною верствуватістю, часто глинисті.

Аргіліти темно-сірі, тонкошаруваті, щільні.

Ці породи мають велику кількість спор та пилку.

Загальна потужність відкладів складає 500 м.

Пермська система (P)

Відклади пермської системи не узгоджено залягають верхньокам'яновугільних відкладах. Представлені аргілітами, доломітами і вапняками.

Загальна потужність відкладів складає 300 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Мезозойська група на Софіївській площі представлена тріасовою, юрською та крейдяною системою.

Тріасова система (T)

Відклади тріасової системи представлені сірими і темно-сірими аргілітами, алевролітами, крупнозернистими пісковиками.

Загальна потужність відкладів складає 500 м.

Юрська система (J)

Юрські відклади не узгоджено залягають на підстилаючих відкладах тріасу.

Представлений глинистою товщею порід.

Глинисті породи представлені сірими, темно-сірими, зеленувато-сірими, злегка слюдистими аргілітами та алевролітами.

Загальна потужність відкладів складає 500 м.

Крейдяна система (K)

Крейдяні відклади представлені зеленувато-сірими глинами з прошарками мергелів.

Загальна потужність відкладів складає 600 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Кайнозойська група на Софіївській площі представлена палеогеновою, неогеновою, неогеновою та четвертинною системами.

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

В літологічному відношенні відклади кайнозойської групи представлені різно-зернистими пісками, зеленувато-бурими суглинками, строкато-кольоровими глинами та рослинно-грунтовим шаром.

Передбачувана потужність відкладів 200 м.

1.3.2. Тектоніка

Територія досліджень охоплює Донецьку складчасту споруду та її обрамування. З півдня вона обмежується Приазовським кристалічним масивом, де на поверхню виходять докембрійські кристалічні породи. На північному заході Донецька складчаста споруда поступово переходить у Дніпровсько-Донецьку западину без чіткої межі. На заході Донецька складчаста споруда межує з південним бортом Дніпровсько-Донецької западини, відомим як Новомосковська монокліналь. З півночі Донецька складчаста споруда обмежена південним схилом Воронезького кристалічного масиву, прикритим осадовим чохлам (Старобельсько-Міллерівська монокліналь). На сході Донецька складчаста споруда виходить за межі України.

Згідно з геологічною структурою, яку відображено на державних геологічних картах, на території досліджень у стратиграфічному розрізі виявлено чотири кутових неузгодження:

- 1) у підлозі палеозою (девону або, у разі його відсутності, у підлозі карбону) - результат докембрійських складчастостей;
- 2) у підлозі мезозою (тріасу або, у разі його відсутності, у підлозі крейди) - результат герцинської складчастості;
- 3) між верхньою крейдою та олігоценом - наслідок ларамійських рухів;

4) між слабо дислокованими неогеновими та недислокованими четвертинними відкладами - наслідок аттичної фази альпійського тектогенезу.

Тому у структурно-тектонічному відношенні територія має багатоповерхову будову. Структурні поверхи розділяються кутовими неузгодженнями. По цьому критерію виділяються альпійський, ларамійський, герцинський та докембрійський структурні поверхи. Кожний структурний поверх, поруч з рештками свит та нестратифікованих утворень, включає у свій склад і комплекс новоутворених тектонітів.

Вся територія Альпійського структурного поверху із поверхні вкрита малопотужним чохлам недислокованих четвертинних відкладів, які з розмивом та кутовим неузгодженням перекривають ансамбль тектонічних блоків та розділяючих їх тектонітів шумилівського комплексу аттичного віку. Ця сукупність блоків та тектонітів і є Донецька складчаста споруда у її сучасному вигляді

Тектонічні рухи аттичного віку призвели до розділення всіх більш древніх утворень на лінзовидні. Істинна амплітуда цих переміщень, виходячи з дислокованості підлоги кайнозою, складає десятки - перші сотні метрів. Міжблокова деструкція порід субстрату призвела до появи тектонітів шумилівського комплексу. Вони утворюють неперервну сітку, окремі гілки або ланки якої є відомими насувами і носять власні назви. До аттичних достовірно віднесені Мар'ївський, Іллічівський, Лисичанський, Ірмінський насуви, умовно - Самсонівський, Краснодонський, Сімоновський, Чорнухінський, Санжаровський, Брянський та ін.

В складі тектонічних блоків наймолодшими є осадові породи палеогену та неогену, які залягають у сучасній структурі у вигляді ерозійних останців на вододілах. У північно-західному напрямку збереженість та потужність кайнозойського осадового чохла зростають, і він утворює Українську синеклізу, що перекриває Дніпровсько-Донецьку западину.

В межах блоків аттичного віку встановлюється реліктова (на цей час) структура ларамійського деформаційного ускладнення ДСС. Вона складається

з великих тектонічних лусок, які розділяються зонами тектонітів сокольцовського динамометаморфічного комплексу. Вони перекриті підлогою кайнозою з кутовим неузгодженням

Враховуючи те, що розміри ларамійських блоків значні, а амплітуди переміщень рахуються здебільшого сотнями метрів, в них досить чітко встановлюється палеоструктурний план герцинського (палеозойського) структурного поверху.

Сітка тектонітів має північно-західну вергентність та зсувно-підкидову кінематику. По ній блоки південних районів ДСС насунуто на північ - північний захід. В центральній частині ДСС деякі зони цих насувів майже перпендикулярні загальному простягання ДСС. В Північному Донбасі вони дуговидно розгортаються на простягання, паралельні загальному простягання ДСС. В цьому регіоні ларамійські насиви майже паралельні аттичним, що перетинають їх під гострими кутами. Досить імовірно, що деякі більш молоді насиви аттичного віку успадкували на окремих ділянках зміщувачі сокольцовського комплексу.

Найгустіша сітка сокольцовських тектонітів встановлюється у південній частині ДСС. Вона простягається з південного сходу на північний захід приблизно паралельно загальному простягання ДСС, але не співпадаючи з ним. Вона представлена круто залягаючими вскидами північної вергентності, які призводять до насунання блоків Приазовського кристалічного масиву та південних околиць Донбасу в цілому на північ - північний захід

В межах ларамійських тектонічних блоків під підлогою мезозою встановлені тектонічні рештки палеозойських стратиграфічних підрозділів, докембрійських метаморфітів та фрагменти сітки тектонітів герцинського стильського комплексу у первинних співвідношеннях. Доларамійські утворення перетинаються у Південному Донбасі пізньопермськими палеовулканами південно-донбаського та андезит-трахіандезитового магматичних комплексів.

Структура цього поверху визначається розвитком стильського динамометаморфічного комплексу, який розділяє гілками своєї сітки всі більш древні формації на окремі тектонічні блоки розміром не більш 12-15 кілометрів. Тектоніти стильського комплексу, на відміну від ларамійських та аттичних, розвинуті переважно вздовж шаруватості свит карбону. Тому слід вважати, що первинна форма тектонічних блоків герцинського віку - пластинчаста, а їх орієнтація - пологопохила. Але зараз вони двічі дислоковані ларамійськими та аттичними рухами, і герцинські тектоніти спостерігаються у вигляді дислокованих тектонічних залишків.

Субузгоджене залягання герцинських тектонітів і шаруватості ускладнює безпосереднє визначення амплітуди зміщень по них. Це пов'язане з традиційною методикою визначення амплітуди переміщення по зміщенню контактів, які зміщувач перетинає. У разі ж узгодженого залягання контактів та зміщувача ця задача таким методом не вирішується. Для цього потрібні інші, не стратиграфічні та не геометричні методи.

Кристалічний фундамент докембрійського віку виходить на поверхню переважно південніше від ДСС. Виключенням є окремі тектонічні блоки, що спостерігаються у складі Південно-Донбаського меланжу.

На південній границі ДСС метаморфічні утворення докембрію, які встановлюються в складі герцинських тектонічних блоків, належать до чаусовського метаморфічного комплексу та з віком приблизно у 1700 млн. років. Встановлено перетинання цих метаморфітів стильськими, сокольцовськими та шумилівськими тектонітами.

На північній околиці ДСС кристалічний фундамент встановлено глибокими свердловинами під Старобельсько-Міллерівською монокліналлю. Приналежність гнейсів та мігматитів цього району до певних метаморфічних комплексів не встановлена. Фундамент перекритий підлогою нижнього карбону (девон не встановлений). Його поверхня поступово піднімається у північно-східному напрямку з глибини близько 5-6 км під альпійськими

насувами ДСС до виходів на поверхню у Воронежському кристалічному масиві (за межами розгляду).

1.3.3. Нафтогазоносність

Початок вивчення газоносності вугленосних відкладів Донбасу зв'язано з організацією у Макіївці в 1907 р. Н.Н. Черніциним спеціальної лабораторії, перетвореної потім у Всесоюзний інститут - МакНДІ по безпеці робіт у гірничій промисловості. У ньому було створено метод прогнозування газообільності вугільних шахт та газоносності вугільних пластів.

Практичні роботи на околицях Донбасу почав у 1940 р. як начальник Донецької нафтової експедиції М.Ф. Балуховський. На розбурених у різний час підняттях (Кремінському, Олександрівському, Андріївському, Очеретинському, Петровському, Дружківсько-Костянтинівському, Берекському), як у структурно-пошукових, так у параметричних свердловинах відзначено багаточисельні нафтогазопрояви.

Самостійним об'єктом пошукових покладів вуглеводнів названа північна зона дрібної складчатості Донбасу на перетині з поперечними глибинними структурами А.Т. Мурічем у 1970 р. На думку В.А. Витенко, С.П. Вітрик, В.Г. Дем'янчук та ін, перспективна уся зона Північно-Донецького насува, а на думку В.А. Двуреченського та С.А. Адамовець - міжнасувна зона у регіональному плані розташована у сприятливих умовах для газонакопичення.

О можливих скупченнях вуглеводнів в глибоких горизонтах Лисичанської брахіантікліналі писав А.Т. Муріч у 1973 р. У тому ж році В.А. Разніцин, А.Т. Муріч та ін. відносять Лисичанський район до перспективних .

У 1975 р. В.А. Разніцин, А.Т. Муріч і А.Є. Лукін опублікували схему розділу північної зони дрібної складчатості Донбасу на 8 областей. Північно-західна частина Лисичанського району віднесена до перспективної області, південно-східна - до високоперспективної.

Новий підхід до опошукування западини був запропонований В.С. Горбенко, А.Я. Радзивіллою та ін. На думку авторів, треба шукати пастки нового типу – великі зони розуцілення, які зв'язані головним чином з тектонічними деформаціями.

Ці дослідження виявили широке розповсюдження гідродинамічного екранування газу в пісковиках середнього та верхнього карбону. Цей тип пасток вуглеводнів не враховувався раніше. Були оцінені потенційні ресурси газу в пастках традиційних типів, виявлених раніше геофізичними дослідженнями. Додатково в 1999 р. була встановлена наявність Південно-Донбаської зони меланжування, яка "підстилає" всю Кальміус-Торецьку котловину та може бути новим поверхом нафтогазоносності, досі не вивченим

У 1997 р. з метою пошуку покладів нафти і газу в надрах Сентянівської структури на Північному Донбасі "Укрбургазом" був складений "Проект пошукового буріння на газ у Сентянівській зоні антиклінальних піднять Північного Донбасу". Проектом передбачалася двоповерхова розвідка площі. Перший поверх включав пошуки газу у московському і верхній половині башкірського ярусів у межах горст-антикліналі. Другий поверх повинний був охопити низи башкірського ярусу, нижній карбон і верхню частину дорифейського кристалічного фундаменту.

Продовження робіт з метою простеження зони перехресно-насувних пасток показало можливі перспективи цієї зони. Виділені основні стратиграфічні рівні накопичення вуглеводнів в межах Північного Донбасу. Виконані трьохвимірні структурні побудови дозволили виявити нові пастки на шляхах латеральної міграції газів.

Серед відкритих родовищ, таких як Кружеліське, достовірно відомо що інтервали прогнозування продуктивних горизонтів лежать у межах кам'яновугільної системи, по горизонтах $C_1 + C_2$. На Лобачівському родовищі інтервали прогнозування знаходяться в межах $C_{1v} + C_{1s}$. На Співаківському родовищі ці інтервали лежать в межах продуктивних горизонтів $C_{2m} + C_{2b}$. На

Чорнухінському родовищі інтервали прогнозування дещо інші і лежать в межах продуктивних горизонтів C_3+P_1 .

1.3.4. Гідрогеологічна характеристика

Гідрогеологічне районування Донбасу вперше було запропоноване В. Поповим та співавторами (1928) на основі виділених найбільш водомістких тектонічних структур палеозою. Пізніше таке районування за принципом виділення гідрогеологічних басейнів здійснено Всесоюзним НДІ гідрогеології (1971). Керували роботами Д. Щоголев, І. Соляков, І. Вовк та ін. Регіон було розбито на окремі райони першого, другого і третього порядку, що виділялися, відповідно, за: структурними ознаками, поширенням водоносних горизонтів і комплексів, ступенем водомісткості порід, можливостями використання ресурсів підземних вод для водопостачання.

У будові осадової товщі беруть участь породи від девонського до четвертинного віків, потужність яких за геофізичними даними сягає 8 км і більше. Між купольними структурами утворилися малі артезіанські басейни, що складені мезозойськими та кайнозойськими водоносними породами. Всі вони природно об'єднуються у єдиний складний артезіанський басейн.

Води верхньої частини гідрогеологічного розрізу (по крейду включно) мають гідрокарбонатно-кальцієвий та сульфатно-гідрокарбонатно-кальцієвий склад (за Курловим) і поповнюються головним чином за рахунок атмосферних опадів. Мінералізація їх звичайно не перевищує 1,0-2,0 г/л. Із зануренням водоносних горизонтів на глибину 400-500 м мінералізація вод підвищується до 8,0-10,0 г/л. На північному сході округи виділяються райони, де підземні води, що формуються в юрських та тріасових породах, мають високу мінералізацію (до 100,0-300,0 г/л) і характеризуються хлоридно-кальцієвим складом, який не є властивим високо мінералізованим водам інших частин регіону. У глибоких горизонтах палеозою формуються хлоридно-натрієві води з мінералізацією до 70,0-100,0 г/л.

Місцями розвантаження вод глибокого формування є купольні структури. Тут, на глибинах 100-300 м, зустрічаються води хлоридно-натрієвого складу з мінералізацією 10,0-30,0 г/л, що насичені метаном та двоокисом вуглецю. В них у аномальних кількостях часто присутні також азот і гелій.

Газовий склад підземних вод округи характеризується переважанням як розчинного, так і вільного метану. Збільшення процентної кількості CO₂, N₂, He, а також інших газів спостерігається в зонах впливу глибинних розломів. А збільшення питомої ваги CO₂ у порівнянні з CH₄ відбувається у напрямку від ДДЗ до ДСС.

Для водопостачання у господарській справі найчастіше використовуються водоносний горизонт тріщинуватої зони верхньої крейди, а також юрських і тріасових відкладів.

РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

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

Метою роботи є дослідження та порівняння геолого-фаціальних характеристик покладів вуглеводнів Донецької складчастої споруди на прикладі родовищ розташованих у різних її частинах.

На мою думку ці дослідження є важливими для розуміння умов формування і розподілу вуглеводневих родовищ, їхніх типів, типів відкладів, умов їх накопичення та їх структурних особливостей.

Для виконання задач необхідно опрацювати архівні данні щодо раніше вивчених геолого-фаціальних умов формування вуглеводнів у межах Донецької складчастої споруди на прикладі відомих і доступних нам для вивчення відкритих родовищ.

2.1.1. Обґрунтування постановки робіт

Для детального порівняння особливостей геологічної будови родовищ було складено таблицю (табл 2.1), в якій докладно наведено всі важливі деталі залягання покладів у кожному родовищі відкритому на ДСС, їх потужність, тип, інтервали прогнозування, питома продуктивність, категорія достовірності, загальна площа залягання та прогнозовані ресурси.

Виходячи з даних наведених у таблиці (2.1), можемо зробити висновок, що поверх переважно порових колекторів, що відноситься до зони розвитку антиклінальних та тектонічно екранових пасток, а також зони розвитку перехресно-насувних пасток є доволі перспективним за своїми характеристиками у порівнянні з іншими, оскільки в більшості своїй представлені пісковиками, що зверegli первинно просторовий простір

Таблиця 2.1 Ресурси газу перспективних зон газонакопичення

Назва родовища	Інтервал прогнозування	Загальна площа, км ²	Прогнозні ресурси, млн. м ³	Питома продуктивність, млн. м ³ /км ²	Категорія достовірності	Примітки
ПОВЕРХ ПЕРЕВАЖНО ПОРОВИХ КОЛЕКТОРІВ						
<i>Зони розвитку антиклінальних та тектонічно екранованих пасток</i>						
Кружилівське	C ₁ + C ₂	1295	42430	32,8	C ₁ +C ₂ +C ₃	
Лобачівське	C _{1v} +C _{1s}	272	3631	13,4	C ₃	
Загалом			46 061			
<i>Зони розвитку перехресно-насувних пасток</i>						
Співаківське	C _{2m} +C _{2b}	2172	110994	51,1	C ₁ +C ₂ +C ₃	
Чорнухінське	C ₃ +P ₁	2144	53600	25,0	D ₂	,
Загалом			164 594			
<i>Зони розвитку літологічно обмежених та гідродинамічних пасток</i>						
Бахмутська котловина	C _{2m} +C _{2b}	2965	24148	8,1	D ₁	Можливий приріст ресурсів за рахунок C ₃ +P ₁
Луганський вуглепромисловий район	C _{2m} +C _{2b}	1102	23930	21,7	D ₁	
Кальміус-Торецька котловина	C ₁ + C ₂	12700	217318	17,1	D ₁	Можливий приріст ресурсів за рахунок C ₃ +P ₁
Загалом			265396			
Загалом по поверху			476 055			
ПОВЕРХ ПЕРЕВАЖНО ТРИЩИННИХ КОЛЕКТОРІВ						
Чайкінська	421-1220 м	16	9148	571,8	C ₃	За даними [3]
Золотокологезянська	2000-2800 м	200	112000	560	D ₂	За даними [4]
Котлінська	4000-6000 м	420	672000	1600	D ₂	За даними [5]
Інші зони			n·1000 00		D ₂	
Загалом по поверху			20 838 000		D ₂	За даними [6]

. Для кожної свити під час їх розкриття був проведений детальний аналіз літолого-фаціальних змін у пластів -колекторів та їх потужностей.

2.1.2. Система розміщення свердловин

На родовищах нафти і газу розвідувальні свердловини, в залежності від структурно-морфологічних особливостей покладів, розміщуються по кільцевій, трикутій і профільній системам, а також дискретній системі одиночних свердловин. [1]

Кільцева система використовується для розвідки великих ізометричних пасток. Цей метод підходить також для оконтурювання ізометричних пасток і розвідки широких та пологих структур, де можна розміщувати свердловини кількома кільцями.

Трикутна система застосовується для розвідки літологічно екранованих покладів. У цій системі розвідувальна свердловина закладається в одній з вершин рівностороннього трикутника, причому у двох інших вершинах вже пробурені продуктивні свердловини. Послідовне розміщення розвідувальних свердловин за трикутною системою уповільнює підготовку покладів до повномасштабного експлуатаційного буріння, тому цей метод використовується вкрай рідко.

Профільна система ефективна при розвідці покладів, приурочених до брахіантиклінальним структурам, зонам тектонічного екранування, стратиграфічної неузгодженості і фаціального переходу. Профілі орієнтуються хрестом нафтових і газових пластів. Відстані між профільними розрізами залежать від протяжності і структурно-морфологічних особливостей покладів. При виборі відстаней між розвідувальними свердловинами враховують тип і загальні розміри продуктивної структури, ширину і потужність покладу, літологічну мінливість і елементи залягання нафтогазових пластів. [1]

Розвідка геологічно ізольованих неоднорідних об'єктів здійснюється системою одиночних свердловин. Зазвичай перша свердловина буриться в

центрі передбачуваного складчастого підняття. Наступна свердловина розташовується на його крилі в напрямку менш вираженого замикання пастки, щоб перетнути покрівлю на рівні підосви, розкритої першою свердловиною. Для визначення водонафтового контакту бурять третю свердловину за аналогічною схемою.

Залежно від морфології пасток використовуються різні системи розміщення свердловин. Послідовність буріння розвідувальних свердловин на вуглеводні може здійснюватися за згущуючою або повзучою системою. У першому випадку відбувається розбурювання всієї площі родовища по рідкісній мережі з подальшим її ущільненням на перспективних ділянках. У другому випадку буріння свердловин здійснюється послідовно з проектною щільністю мережі від вивченої частини до невивченої.

Багатоповерхові родовища вуглеводнів можуть розвідуватися за системами зверху вниз або знизу вгору. Вибір методу залежить від концентрацій запасів вуглеводнів у розрізі, а також від геолого-структурних, технічних і економічних факторів. Розвідка зверху вниз ефективна при концентрації вуглеводнів у верхніх горизонтах, а знизу вгору — у нижніх.

Система розвідки зверху вниз передбачає послідовне розкриття продуктивних горизонтів розвідувальними свердловинами з подальшим їх розбурюванням експлуатаційними свердловинами. Після розтину і оконтурювання нафтогазоносних покладів розвідувальними свердловинами, їх подальше вивчення здійснюється випереджаючими експлуатаційними свердловинами.

2.1.3. Промислово–геофізичні дослідження

Геофізичні методи розвідки базуються на аналізі фізичних полів, таких як гравітаційне, магнітне, електричне, пружинні коливання, термічне та ядерне випромінювання. Вимірювання цих полів здійснюються на поверхні Землі (на суші і у водах), в повітрі та в глибинах (у свердловинах і шахтах). Отримана інформація використовується для визначення місцезнаходження

геологічних структур, рудних формацій тощо, а також їх основних характеристик. Це дозволяє вибрати оптимальний напрямок проведення дорогих буринь та гірничих робіт і підвищити їх ефективність. [2]

Сейсмічна розвідка, або сейсморозвідка, а також методи розвідувальної геофізики, ґрунтуються на дослідженні особливостей поширення пружних (сейсмічних) хвиль у земній корі з метою вивчення її геологічної будови. Для сейсмічної розвідки використовуються методи відбитих і заломлених хвиль, а також п'єзоелектричного ефекту.

Магнітна розвідка, відома також як магніторозвідка, є геофізичним методом дослідження, що ґрунтується на виявленні різниць у магнітних властивостях гірських порід. Цей метод використовується на всіх етапах геологічних досліджень і включає в себе вимірювання інтенсивності геомагнітного поля або його складових (див. Земний магнетизм), побудову магнітних карт, а також геологічне тлумачення результатів вимірювань, що базується на аналізі магнітних властивостей гірських порід.

Електрична розвідка, також відома як електророзвідка, представляє собою групу методів розвідувальної геофізики, які ґрунтуються на вивченні природних або штучно порушених електричних і електромагнітних полів у земній корі. Фізична основа електричної розвідки полягає в аналізі відмінностей між гірськими породами і рудами за їхніми електричними властивостями, такими як питомий електричний опір, діелектрична проникність, магнітна сприйнятливість та інші характеристики. [2]

Радіометрична розвідка використовує різні методи для виявлення природної радіоактивності з метою пошуку і дослідження руд радіоактивних елементів. Ці методи також застосовуються для виявлення нерадіоактивних руд, таких як фосфорити, рідкісні землі, цирконій, ванадій і інші, в яких можуть міститися домішки радіоактивних елементів. Радіометрична розвідка також використовується як допоміжний метод під час геологічного картографування.

У задачі геофізичних досліджень свердловин включається наступне: порівняння розрізів свердловин для встановлення відповідностей; визначення складу гірських порід і глибини їх залягання, які пройшли свердловиною; визначення обсягів корисних копалин (нафти, газу, води, вугілля, руд, будівельних матеріалів) та їх оцінка; контроль над експлуатацією родовищ нафти і газу. Каротаж є основним методом для геологічної документації розрізів глибоких свердловин [2].

2.1.4. Відбір керна, шламу і флюїдів

Для оцінки промислово-геофізичних характеристик розбуреного розрізу необхідно підтвердити дані, отримані під час безпосереднього аналізу зразків порід у лабораторних умовах. Для цього передбачається збір керна та шламу. Аналіз керна та шламу спрямований на вирішення наступних завдань:

- детальне уточнення літологічного складу пробурених порід та докладне вивчення розрізів свердловин;
- визначення ємкісних та фільтраційних властивостей порід-колекторів і встановлення закономірностей їх змін по площі та в розрізі;
- оцінка характеру і обсягу насичення порід різними флюїдами (газом, нафтою, водою).

Тому в проектних типових геологічних розрізах інтервали для відбору керна плануються з метою отримання детальної інформації про основні передбачувані газоносні пласті.

2.1.5. Лабораторні дослідження

Комплекс досліджень зразків керна та шламу, що були зібрані з порід, розкритих проектними свердловинами, включає в себе визначення фізичних характеристик, літолого-петрографічний аналіз, а також палеонтологічні та геохімічні характеристики.

При визначенні фізичних властивостей тріщинуватих пісковиків, вапнякових пісковиків, алев алевролітів та алевритів проводяться такі дослідження:

- визначення відкритої пористості за методом насичення.
- вимірювання газопроникності за допомогою приладу ГК-5 з виготовленням циліндричних зразків;
- визначення питомої та об'ємної ваги;
- оцінка карбонатності за допомогою кальціметра.

У глинистих породах визначаються об'ємна вага, гранулометричний склад та карбонатність. Вапняки досліджуються на пористість, проникливість, карбонатність, а також вивчаються мікрофауністичні залишки та інші аспекти.

При літолого-петрографічному описі порід проводиться визначення їхнього кольору, структури, текстури, складу цементу і уламкового матеріалу, а також включень та тріщинуватості.

Враховуючи загальний обсяг відбору керна, передбачено планування середнього обсягу визначень для кожної запроектованої свердловини.

У пробах газу проводяться вимірювання його питомої ваги, теплотворної здатності, а також аналіз компонентного складу, до якого входять метан, етан, пропан, бутани, пентани, гексани (разом із вищими вуглеводнями), а також неорганічні гази: азот, гелій, аргон, водень, двоокис вуглецю, сірководень та кисень. Додатково здійснюється ізотопний аналіз вуглецю та водню для визначення генетичної природи вуглеводнів, а також часу і умов формування покладів. Аналіз водорозчиненого газу проводиться так само, як і вільного газу. Якщо виявляються сірководень, меркаптани або підвищена кількість вуглекислоти в газі, ці компоненти визначаються

безпосередньо на свердловині. Проби конденсату аналізуються на фракційний і груповий склад та вміст сірки. У пробах пластових вод визначають питому вагу, рН, сухий залишок, вміст йоду, бром, амонію, бору та інших компонентів, а також проводиться багатокомпонентний аналіз.

2.1.6. Оцінка перспективності ділянки

Пропоную розглянути декілька зон ДСС для оцінки перспективності видобутку на цих ділянках, а саме зону розвитку антиклінальних та тектонічно екранованих пасток:

Північна зона розташована у південній частині Старобельсько-Міллерівської монокліналі між Краснорецьким та Північно-Донецьким розривними порушеннями. Вона включає Макіївське, Євгенівське, Борівське, Муратівське, Капітанівське, Лобачівське, Слов'яносербське, Вергунське, Кондрашівське, Вільхівське, Марківське та Кружилівське родовища природного газу з балансовими запасами. В східному напрямку вона виходить за кордони України і продовжується низкою подібних родовищ. Загальні ресурси газу в родовищах України в цій зоні становлять понад 42 мільярди кубометрів за категоріями С1+С2+С3.

Південна зона розвитку антиклінальних та тектонічно екранованих пасток розташована в Південно-Донбаському геологічному районі і простягається вузькою смугою вздовж Криворізько-Павлівського скиду. Вона включає Лаврентівське та Павлівське дрібні родовища та низку куполовидних пасток, таких як Удаченська, Олександрівська, Ясинівська, Андріївська, Константинопільська, Новоукраїнська, Нікольська. Криворізько-Павлівський скид контролює розташування цих дрібних структур з амплітудою переважно в перших десятках метрів. Подошва верхніх порід-колекторів піднімається з півдня на північ в межах зони з глибини -1200 до -600 метрів і охоплює свити нижнього карбону. Загальні прогностичні ресурси та запаси в цій зоні не перевищують 4 мільярди кубометрів.

Зони розвитку перехресно-насувних пасток також є доволі перспективними для видобутку природного газу. В структурному плані північна зона розташована в "зоні дрібної складчастості" Північного Донбасу в межах розвитку верхнього горизонту порових колекторів. Перехресно-насувні пастки утворені зіткненням альпійських насувів Північно-Донецького, Мар'євського, Лисичанського, Кримського тощо з герцинськими насувами Матроського, Чехирівського, Сенянівського, Нового тощо, що спадають на північ. В цій зоні включаються такі газові родовища як Співаківське, Дробишівське, Краснопопівське, Південно-Томашівське, а також пастки Святогірську, Матросько-Тошківську, Сенянівську. Сумарні запаси в цій зоні становлять близько 111 мільярдів кубометрів за категоріями C1+C2+C3.

Зони розвитку пасток, які обмежені літологічно та залежать від гідродинамічних умов на відміну від попередніх, розташовані в межах ДСС приурочені до монокліналей схилів Кальміус-Торецької, Бахмутської котловини та менших котловин східного Донбасу. Згідно з геологічним завданням проведено аналіз можливих розташувань газових покладів у свитах нижнього та середнього карбону.

За рахунок перетинання підповерхнею порових колекторів стратиграфічних границь під кутом, стратиграфічний об'єм поверхні зменшується по напрямку до центральних районів ДСС. Одночасно площа кожного окремого пласта пісковика, розташована в межах поверхні порових колекторів, збільшується від нижніх пісковиків до стратиграфічно вищих. Також збільшується товщина поверхні.

Північна зона розвитку літологічно обмежених та гідродинамічних пасток розташована в центральній та північно-східній частині Бахмутської котловини, межує з зонами перехресно-насувних та діапирових пасток. Ця зона знаходиться на моноклінальних схилах котловини, які частково ускладнені структурними носами. В межах поверхні порових колекторів включаються свити московського та частково башкирського ярусів середнього карбону, а також верхній карбон та нижня перм. Прогнозно-продуктивними вважаються

лише пісковики середнього карбону, які фаціально відносяться до зони головних русел або дельтових частин бокових притоків з виклинюванням за повстанням. Сумарні ресурси цієї зони оцінені як сума окремих фрагментів прогнозно-газоносних пісковиків, що складає 24,1 млрд. м³.

На основі просторової конфігурації свит, відображеної в стратоізогіпсах маркерів, та катагенетичної зональності, що визначає проникність свит за зміною їхнього віку, можна ідентифікувати частини стратонів, де зберігається первинний поровий простір. Для цих частин був проведений детальний аналіз літолого-фаціальних змін пластів-колекторів в кожній свиті, використовуючи дані про потужності пісковиків, зібрані спеціалістами "Луганськгеології" та "Донбасгеології". Однак, інформація про структурно-текстурні особливості пісковиків була обмеженою і не дозволяла провести глибокий регіональний аналіз. Тому під час аналізу враховувались переважно потужності пластів.

На основі даних про потужності пісковиків були побудовані карти ізопакіт для найбільш потужних пісковиків кожної свити. Особлива увага приділялась районам з низьким катагенезом свити. Аналізуючи ці ізопакіти, були виявлені осі найбільших потужностей, які приблизно відповідають осям палеорусел і берегових пересипів. Форма цих осей та їх розвилки свідчать про існування великої палеодолини з боковими притоками, яка в епоху трансгресій моря перетворювалася на мілководну морську затоку. Цей ландшафт зберігався і еволюціонував протягом всього карбону.

Отже, головні відмінності та спільні риси, які можна виділити в межах Донецької складчастої споруди наступні:

1. Для опису було обрано Кружилівське, Лобачівське, Співаківське, Чорнухінське газоконденсатні родовища.
2. Тектонічна будова Північної зона обмежена з північно-східного флангу територію ДСС. Вона розташована в південній частині Старобільсько-Міллерівської монокліналі між Краснорецьким та Північно-Донецьким розривними порушеннями. Поверх порових колекторів охоплює весь палеозойський чохол майже або повністю до кристалічного фундаменту

3. Літологічно поклади в межах родовищ представлені тріщинуватими пісковиками, глинами, аргілітами.

4. Глинисті породи, що зазнали впливу катагенезу вище МК4, повністю втрачають свої екрануючі властивості та стають провідниками флюїдів як у горизонтальному, так і у вертикальному напрямках. В певних умовах вони навіть можуть перетворюватися на колектори, здатні містити поклади газу промислового значення.

5. Основні пастки, що переважають в межах території ДСС утворені схрещенням альпійських Північно-Донецького, Мар'євського, Лисичанського, Кримського та ін. насувів південного падіння з герцинськими Матроським, Чехирівським, Сенянівським, Новим та ін. насувами північного падіння.

2.2. Підрахунок запасів

На стадії пошукових-розвідувальних робіт виконують підрахунок очікуваних ресурсів/запасів нафти і газу.

Якщо очікувані поклади газу будуть підтвердженні буріння, то ресурси газу будуть підраховані об'ємним методом. Підрахунок проводять за формулою:

$$V = F \cdot h \cdot m \cdot f \cdot (p \cdot \alpha - p_k \cdot \alpha_k) \cdot \beta_T \cdot \eta_T \quad (1.1)$$

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

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

h - ефективна газонасичена товщина, m ;

m - коефіцієнт відкритої пористості;

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

k_n - коефіцієнт відкритої пористості;

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

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

β_r - коефіцієнт газонасиченості, долі одиниці;

η_r - коефіцієнт газовіддачі, долі одиниці.

2.3. Висновки до розділу

Проаналізувавши геолого-фаціальних характеристики покладів вуглеводнів Донецької складчастої споруди на прикладі родовищ, що знаходяться у різних її частинах, можна зробити наступні висновки:

- спостерігається еволюція цементації пісковиків з підзони МК3 до МК5. На початкових стадіях (МК3) цементи є більш різноманітними і відкривають достатньо порового простору для збереження властивостей колекторів. У підзонах МК4 і МК5 цемент стає переважно кварцовим і базальним, що призводить до закриття порового простору.

- За допомогою фаціального аналізу встановлено, що лише континентальні фації пісковиків у підзоні МК4 зберігають первинні колекторні властивості. Це свідчить про важливість фаціального підходу при оцінці потенціалу колекторів.

- У підзонах МК4 і МК5 відбувається формування вторинно-порових і порово-тріщинних колекторів. Ці колектори можуть мати велике промислове значення, що підкреслює важливість дослідження в цих областях для геологічного прогнозування.

- Від МК3 до МК5 спостерігається зміна мінерального складу цементів у пісковиках. Це вказує на різноманітні умови формування і еволюції газонаповнених колекторів в залежності від геологічної історії регіону.

РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1. Гірничо–геологічні умови буріння

Гірничо-геологічні умови буріння включають різноманітні фактори, що впливають на процес буріння свердловин для видобутку корисних копалин, таких як нафта, газ, вода, а також на проведення геологічних досліджень. Врахування цих умов є критично важливим для ефективного та безпечного проведення бурових робіт.

Наявність у розрізі соляних масивів та значних розломів ускладнює процес буріння, адже через змінність літології, часті зміни складу порід та можливі осипи, обвали та вимивання можуть виникати аварії. Висока ймовірність тектонічних порушень, таких як розломи, зсуви та складки, утворювані під впливом руху соляних мас. Підвищена напруженість у гірських породах навколо соляного штоку також створює додаткові складнощі.

Розріз, що розкривається, нестійкий через наявність пластів і прошарків неміцних високо проникних порід, таких як піски, пухкі, слабоцементовані, тріщинуваті кавернозні вапняки. Через це, в процесі проходки із застосуванням бурового розчину густиною 1120-1140 кг/м³ і більше, можливі поглинання і обвали верхніх водоносних пластів, а також звуження ствола і каверноутворення.

Другий інтервал включає водоносні відклади тріасу, пермі, карбону, які є потенційно продуктивними та складаються з перешарування алевро-піщаних та глинистих порід з прошарками вапняків та солі.

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

Під час буріння в цьому інтервалі можуть виникати нафтогазопрояви, поглинання, звуження ствола, уступоутворення, осипання крихких лушчатих

аргілітів, які мають низький коефіцієнт Пуассона, що призводить до утворення каверн.

3.2 Обґрунтування конструкції свердловини

Закріплення свердловини є важливою процедурою для забезпечення надійного зв'язку між продуктивними геологічними пластами та поверхнею землі. Зазвичай свердловини проникають через кілька різних пластів, які мають різні характеристики, такі як нафтові, газові або водоносні. Ці пласти можуть мати різний тиск і проникливість, і їх одночасна експлуатація часто неможлива. Для ефективного управління цими процесами важливе правильне розмежування пластів.[3]

Основні цілі цементування свердловини включають:

1. Забезпечення довгострокової ізоляції продуктивних пластів від сусідніх горизонтів з пластовими водами та поверхнею землі для запобігання екологічним проблемам.
2. Попередження непередбаченого вливу рідини і газу поза обсадною колоною.
3. Зафіксування нестійких порід за допомогою цементного каменю для підвищення стабільності.
4. Запобігання викиду газу під високим тиском зі свердловини.
5. Тимчасова ізоляція продуктивних горизонтів, які поки не використовуються.
6. Ізоляція водоносних пластів, які можуть використовуватись для водопостачання.
7. Захист обсадної колони від корозії.

Закріплення обсадної колони для запобігання її переміщенню.

Розмежування пластів включає два основних етапи: установлення металевих трубних обсадних колон та їх цементування.

Під час буріння необхідно забезпечити надійне закріплення свердловини до досягнення заданої глибини. Це досягається завдяки програмі, яка включає

конструкцію свердловини. В цій конструкції визначаються діаметри бурених ділянок, їх довжина, діаметр та стійкість стінок металевих труб, які використовуються для обсадних колон, а також деталі цементування. [4]

Кожна обсадна колона має своє призначення:

- **Направлення:** перша коротка колона, яка спускається на глибину 5-15 метрів. Вона закріплює верхній відрізок свердловини від потоку розчину та забезпечує його стабільність. У випадку буріння на морі вона служить як райзер, ізолюючи свердловину від морських вод.

- **Кондуктор:** друга колона, призначена для утримання нестійких верхніх відкладів та захисту від забруднення. Кондуктор також може застосовуватися для герметизації свердловини під час видобутку нафти та газу. Він занурюється на глибину від 40 до 500 метрів в залежності від умов свердловини.

Експлуатаційна колона: остання колона, що використовується для видобутку нафти та газу, а також для нагнітання різних речовин у продуктивні пласти.

3.3. Режими буріння

В процесі буріння важливість параметрів режиму буріння проявляється через:

1. Осьове навантаження на долото, виражене в кілограмах-сили або тоннах, що впливає на контактний тиск зуба долота на породу.

2. Число обертів долота за одиницю часу, що визначає механічну швидкість буріння і ефективність руйнування породи.

3. Продуктивність насосів, яка вимірюється у кубічних метрах на секунду або літрах за хвилину, що впливає на подачу бурового розчину.

4. Якісні параметри бурового розчину, такі як густина та фільтрація, які визначають ефективність і безпеку процесу.

Ефективність руйнування породи залежить від механічної швидкості буріння, яка вимірюється в метрах за годину, рейсової швидкості, яка враховує

проходку на долото та час спуско-підймальних операцій, а також вартості за один метр проходки. Руйнування може відбуватися через поверхнєве стирання при невеликому контактному тиску, через втому від множинних контактів з породою, або через об'ємне руйнування, коли зуб впирається в породу за рахунок контактного тиску. Для ефективного руйнування породи важливий час контакту зуба з породою, який повинен бути в межах 2-6 мілісекунд.

Основна мета під час проведення буріння полягає в досягненні оптимального комбінування параметрів, що сприяють підвищенню техніко-економічних показників в конкретних геолого-технічних умовах, при цьому забезпечуючи високу якість свердловини.

3.4. Характеристика бурових розчинів

Буровий розчин у бурінні свердловин виконує низку функцій:

1. Виведення вибуреної породи зі свердловини.
2. Передача потужності від бурового насоса до вибійного двигуна.
3. Охолодження долота під час його роботи на вибої.
4. Розмивання гірської породи під час буріння.

Розрізняють бурові розчини за основою на водні, вуглеводневі та газоподібні. Найбільш поширені використанням є бурові розчини на водній основі, які складаються з води, глини, обважнювальних добавок і регулюючих властивостей хімічних реагентів. Розчини на вуглеводневій основі містять розчинені домішки у нафті або нафтопродуктах, таких як дизпаливо чи солярка. Газоподібні агенти, які також використовуються, включають повітря, природний газ, вихлопні гази, аеровані рідини та піни [5].

Більшість властивостей бурового розчину контролюються кількісно за допомогою спеціальних приладів. Показники якості розчину, які вимірюються, називаються параметрами. Серед найважливіших параметрів є густина бурового розчину.

Густина бурового розчину визначається як маса одиниці об'єму розчину. Висока густина розчину запобігає проникненню пластових флюїдів у

свердловину, зменшує руйнування стінок свердловини і дозволяє краще утримувати частинки породи в розчині, щоб вони не випадали у свердловину. Густина розчину регулюється за встановленими правилами. Наприклад, гідростатичний тиск стовпа бурового розчину повинен перевищувати пластовий тиск на 10-15% для глибин до 1200 м і не більше 1,5 МПа, для глибин до 2500 м – на 5-10% і до 2,5 МПа, і для більших глибин – на 4-7%, але не більше 3,5 МПа.

Умовна в'язкість визначає опір руху бурового розчину при його прокачуванні. Вимірюється цей параметр за допомогою віскозиметра ВБР-1, який фіксує час витікання 500 см³ розчину через лійку, наповнену на 700 см³. Для води такий процес займає 15 секунд.

Оптимальна в'язкість вибирається залежно від умов буріння. Для зниження витрат енергії на промивку та забезпечення якісного очищення розчину від породи і газу, потрібні розчини з мінімальною в'язкістю. Для поліпшення виносу шламу зі свердловини і утримання його в завислому стані необхідні розчини з вищою в'язкістю. Однак важливо уникати занадто високої в'язкості, яка може спричинити пошкодження стінок свердловини.

Водовіддача описує здатність бурового розчину просочувати воду у породу. Цей параметр вимірюється за допомогою приладів ВМ-6 або ВГ-1, визначаючи об'єм води, який відфільтровується з 100 см³ розчину протягом 30 хвилин. В приладах ВМ-6 та ВГ-1М водовіддача вимірюється при тиску 1 атмосфера і кімнатній температурі. Щоб оцінити значення водовіддачі приблизно за 7,5 хвилин, можна подвоїти цей показник.

Водовіддача сильно залежить від температури і тиску. При більших значеннях цих параметрів вимірюється на фільтрпресах, наприклад, на фільтрпресі ФП-200 при температурі до 200°C і тиску 15 МПа.

Чим менше водовіддача бурового розчину, тим краще, оскільки це свідчить про його здатність менше витратити воду. Проте підтримання низького рівня водовіддачі вимагає значних затрат. Особливо важливо, щоб буровий розчин мав низьку водовіддачу в умовах буріння.

Під час заміру водовіддачі на фільтрувальному папері формується кірка, яка відіграє важливу роль у визначенні якості бурового розчину. Товщина кірки вимірюється в міліметрах і має велике значення для оцінки цього параметру. Якщо кірка є тонкою (приблизно 1-2 мм) і щільною, це свідчить про високу якість бурового розчину. Така кірка ефективно захищає стінки свердловини від проникнення води і не дозволяє фільтрату проникати глибоко в породу.

Навпаки, рихла кірка свідчить про низьку якість бурового розчину. Вона збільшує ризик прилипання бурильної колони, оскільки не ефективно захищає стінки свердловини від впливу води. [5]

3.5. Охорона надр та навколишнього середовища

У значній мірі розвиток мінерально-сировинного комплексу в Україні став суттєвим чинником, що впливає на стан навколишнього середовища.

Для регулювання діяльності у сфері надрокористування і забезпечення природоохоронної діяльності в країні діють такі нормативні акти, як "Кодекс України про надра", Указ про геологічне вивчення і використання техногенних родовищ корисних копалин, ряд постанов Уряду України, а також закони "Про охорону навколишнього середовища", "Охорону атмосферного повітря", "Природно-заповідний фонд України".

На додаток до цього, важливе значення мають Земельний, Лісовий та Водний кодекси України та інші нормативні акти, які визначають правила поведінки у сфері охорони навколишнього середовища.

Зменшення негативного впливу на навколишнє середовище під час будівництва свердловин досягається за допомогою застосування природозберігаючих технологій, оперативного виявлення та усунення можливих джерел забруднення, а також постійного моніторингу стану навколишнього середовища. [7]

3.6. Висновки до розділу 3

Для забезпечення якісного та продуктивного буріння свердловин і досягнення максимальної продуктивності в даному проєкті було складено основні режими буріння та відповідні параметри бурового розчину, які відповідають геологічним умовам родовищ та можливим складнощам, які можуть виникнути при бурінні.

З метою вчасного виявлення та ліквідації можливих джерел забруднення навколишнього середовища під час проведення буріння, в проєкті передбачено постійний моніторинг стану навколишнього середовища. Також заплановані заходи зі збереження природного середовища та охорони надр.

РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1. Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт

Процес вивчення надр у всьому світі розділяється на послідовні стадії, на основі результатів кожної з яких приймається рішення про доцільність проведення наступної. Це підходить для раціонального використання коштів на геологорозвідувальні роботи, своєчасної зупинки неефективного вивчення надр і уникнення марних витрат [8].

Геологорозвідувальні роботи охоплюють комплекс спеціальних робіт і досліджень, спрямованих на отримання геологічних даних про надра.

Послідовність проведення геологорозвідувальних робіт у процесі геологічного вивчення надр для картографування території країни та її регіонів, а також для пошуку, розвідки, підготовки до розробки і експлуатації родовищ корисних копалин регламентується положенням про стадії геологорозвідувальних робіт на тверді корисні копалини [8].

Положення про стадії геологорозвідувальних робіт є обов'язковим для виконання органами державної виконавчої влади, що керують геологічною галуззю та використанням надр. Для суб'єктів підприємницької діяльності, які проводять геологорозвідувальні роботи за власні кошти, це положення має рекомендаційний характер. Проте важливо враховувати, що порушення послідовності стадій часто призводить до неефективного використання коштів [8].

В Україні геологорозвідувальні роботи на тверді корисні копалини проводяться за такими етапами:

Етап I. Регіональне геологічне вивчення території України. Підетап I-1. Регіональні геолого-геофізичні дослідження масштабу 1:1,000,000 - 1:500,000. Підетап I-2. Регіональні геолого-зйомочні, геофізичні та геолого-прогнозні роботи масштабу 1:200,000 (1:100,000). Підетап I-3. Геолого-зйомочні та геолого-прогнозні роботи масштабу 1:50,000 (1:25,000).

Етап II. Пошук та пошукова оцінка родовищ корисних копалин.

Підетап II-1. Пошукові роботи. Підетап II-2. Пошуково-оціночні роботи.

Етап III. Розвідка родовищ корисних копалин.

Кожна свердловина на кожному родовищі повинна мати власну конструкцію, яка визначається глибиною буріння, геологічними умовами та типом буріння (вертикальне чи похило-скероване).

До фактичних даних про свердловини належать відомості про глибину, швидкість буріння (м/верст. міс), кількість верстато-місяців і мету буріння (пошукові, розвідувальні та інші роботи).

Комерційна швидкість буріння є показником, що відображає темпи виконання робіт з буріння та кріплення свердловини.

Механічна швидкість буріння визначає темп руйнування гірської породи і залежить від властивостей породи, типу долота, режиму буріння, використаного обладнання, параметрів промивної рідини та кваліфікації бурильника [8].

Рейсова швидкість буріння показує ефективність роботи долота, відображаючи темп заглиблення стовбура свердловини під час механічного буріння та спуско-підіймальних операцій.

Швидкість буріння залежить від таких факторів:

- Тип і твердість породи;
- Потужність і технічні характеристики бурового обладнання;
- Метод буріння;
- Якість та тип використовуваних бурових інструментів;
- Умови навколишнього середовища, такі як температура і вологість;
- Правильність налаштувань та регулювання бурового процесу;
- Наявність і ефективність систем змащення та охолодження.

Верстато-місяці — це умовний показник, що відображає календарний час будівництва свердловини, де один верстато-місяць дорівнює 720 годинам або 30 дням. На розрахунок техніко-економічних показників геологорозвідувальних робіт впливає кількість запасів нафти чи газу.

4.2. Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт

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

$$St = K_6^B \cdot n_{св1+n} + K_6^{пс} \cdot n_{св1+n}, [тис. грн] \quad (4.2)$$

де, K_6^B – вартість буріння вертикальної свердловини, тис. грн.;

$K_6^{пс}$ – вартість буріння похилоскерованої свердловини, тис. грн;

$n_{св 1+n}$ – кількість свердловин вертикальних 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. м³;

St – капітальні вкладення на буріння свердловин, тис. грн

Вартість 1 м проходки:

$$B1_{Мпр} = \frac{B_{св}}{H} \cdot K, \quad [Грн./М], \quad (4.4)$$

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

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

H – проектна глибина буріння, м

Вартість підготовки 1 тис. м³ газу становить:

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

Приріст запасів на 1 м проходки становить:

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

Приріст очікуваних запасів на 1 свердловину:

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

Річний прибуток від розробки розвіданих запасів газу:

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

де Пр – річний прибуток, грн; Ц – ціна 1000 м³ газу без ПДВ та ренти;

С – собівартість видобутку 1000 м³ газу;

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

g - середньорічний темп видобутку (5 %);

К – коефіцієнт вилучення газу (0,9);

T – вартість тематичних досліджень.

Показники економічної ефективності розвідувальних робіт включають такі показники: середня комерційна швидкість буріння (м/верст.міс), очікуваний приріст вуглеводнів (млрд.м³), проходка по свердловинах (м), капітальні вкладення на буріння свердловин (тис.грн), вартість 1 м буріння (грн), приріст запасів на 1 грн витрат (млрд.м³), вартість 1000 м³ газу та нафти (грн/тис.м³), приріст очікуваних запасів на 1 м буріння (тис.м³/м), приріст очікуваних запасів на 1 свердловину (млн.м³), 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 [9]:

- 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);
- г) витрати на роботи виконані підрядним способом;
- д) витрати на придбання спеціального обладнання;
- е) ПДВ;
- є) повна кошторисна вартість [сума підпунктів «в», «г», «г», «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 [9]:

1. Підготовчі та передпольові роботи, рекогносцирування місцевості перед складанням ПКД із застосуванням наземного або авіаційного транспорту, складання проекту і кошторису [9].

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 [9].

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 [9];
- 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;
- відшкодування землекористувачу збитків, які спричинені тимчасовим зайняттям земельних ділянок;
- рекультивація порушених земель [9];
- додаткові витрати при проведенні будівельних і монтажних робіт в зимовий час;
- експлуатація теплофікаційної котельної установки.

Під час спорудження свердловин підрядним способом виконуються різні роботи та витрати, такі як буровибухові, промислово-геофізичні, лабораторні, топографо-геодезичні, радіогеодезичні роботи, буріння

свердловин для забезпечення водою, заходи з охорони навколишнього середовища, амортизація контейнерів тривалого використання для транспортування вантажів, оренда обладнання та засобів, метрологічне, водолазне, гідрометеорологічне обслуговування, плата за послуги морських портів, послуги спеціалізованих судноремонтних організацій, витрати на утримання бурової бази та облаштування морських розвідувальних площ (родовищ). Також до цього входять витрати на утримання аварійно-рятувальних, протипожежних та інших спеціалізованих суден та інші роботи і витрати, що виконуються підрядним способом під час спорудження свердловин.

4.3. Висновки до розділу 4

1. За результатами вибору системи розміщення свердловин та підрахунку запасів було визначено основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт.

2. Дано визначення з приводу того що таке м/верст. міс., його значення та важливість.

3. Були наведені загальні приклади розрахункової вартості для приросту капіталовкладень та вартості кожного метру проходки буріння на будь-якому етапі при різних умовах.

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Аналіз умов праці при проведенні комплексу геолого-розвідувальних робіт

Усі геологорозвідувальні роботи здійснюються за розробленими спеціалізованими організаціями і затвердженими у встановленому порядку проектами. Геологорозвідувальні роботи необхідно планувати і виконувати з урахуванням конкретних природно-кліматичних умов і специфіки робіт [10].

Підприємства, що виконують геологорозвідувальні роботи, зобов'язані, не пізніше ніж за один місяць до початку робіт, зареєструватись у територіальних управліннях Державної служби України з питань праці. Заново створені підприємства повинні отримати у територіальних управліннях Державної служби України з питань праці дозвіл на початок робіт.

Пуск в роботу нових об'єктів, а також після капітального ремонту та реконструкції дозволяється лише після приймання їх комісією, яку призначає наказом керівник підприємства, з обов'язковою участю представників відомчої профспілки і органів Державної служби України з питань праці [10].

Приймання в експлуатацію самохідних і пересувних геологорозвідувальних установок, змонтованих на транспортних засобах, якщо при їх переміщеннях з однієї точки на іншу не потрібний перемонтаж обладнання, проводиться оформленням акту комісією підприємства перед початком польових робіт, після кожного капітального ремонту або реконсервації, але не рідше одного разу на рік.

Атестацію робочих місць на відповідність умовам праці необхідно проводити один раз на 5 років, а також у випадку зміни умов праці [10].

Всі об'єкти геологорозвідувальних робіт, розташовані поза населеними пунктами на відстані 5 км і більше від пунктів телефонного зв'язку необхідно забезпечити цілодобовим телефонним чи радіозв'язком з базою партії або експедиції. Для цього, в районах де є стійкий мобільний зв'язок,

використовуються мобільні телефони, які видаються всім керівним особам. При відсутності мобільного зв'язку потрібно передбачити радіостанції і встановити режим зв'язку, або прокласти телефонну лінію від ближнього населеного пункту.

Керівники підприємств зобов'язані забезпечити всі об'єкти робіт відповідними інструкціями з охорони праці робітників за видами і умовами робіт, а також попереджувальними знаками та знаками безпеки згідно з затвердженим переліком. Всіх працівників необхідно забезпечити і вони зобов'язані користуватись спеціальним одягом, спеціальним взуттям і іншими засобами індивідуального захисту відповідно до затверджених норм і умов праці [10].

Керівні працівники і фахівці геологічних підприємств під час кожного відвідування виробничих об'єктів зобов'язані перевіряти виконання всіма їх працівниками вимог посадових інструкцій з охорони праці, стан охорони праці та вживати заходи щодо усунення виявлених порушень. Результати перевірок слід заносити до «Журналу перевірки стану охорони праці», який необхідно мати на кожному об'єкті.

Кожен працівник, помітивши небезпеку, яка загрожує людям, будовам і майну, повинен вжити залежних від нього заходів для її усунення і негайно повідомити своєму безпосередньому керівнику або особі технічного нагляду. Керівник робіт або особа технічного нагляду зобов'язані вжити заходів щодо усунення небезпеки; у разі неможливості попередити небезпеку – припинити роботи, вивести працюючих у безпечне місце і повідомити старшу посадову особу [10].

У разі виконання завдання групою у складі двох і більше осіб одного з них необхідно призначити старшим, відповідальним за безпечне ведення робіт, розпорядження якого обов'язкові для членів групи.

Відповідальні за безпеку робіт у змінах особи під час здачі-прийому зміни зобов'язані перевірити стан робочих місць і обладнання з записом

наслідків огляду в журналі здачі та прийому змін. Особа, яка приймає зміну, до початку робіт повинна вжити заходів по усуненню наявних недоліків [10].

Підприємство зобов'язано забезпечити проведення первинного (при вступі на роботу) та періодичних медичних оглядів працівників з урахуванням профілю і умов їх роботи в порядку, встановленому МОЗ України.

Допускати до роботи можна лише осіб, які пройшли відповідний медичний огляд та інструктаж з охорони праці. Професійна підготовка, підвищення кваліфікації та перепідготовка працівників повинна проводитись у відповідності з діючими нормативними актами. Технічне керівництво геологорозвідувальними роботами можна покладати тільки на осіб, які мають відповідну спеціальну освіту [10].

5.2. Розробка заходів з охорони праці

5.2.1. Заходи з техніки безпеки

Забезпечення безпеки під час експлуатації бурового, геологорозвідувального, геофізичного, випробувального, лабораторного, вантажопідйомного обладнання, електротехнічних, вентиляційних установок, систем водопостачання, теплопостачання, газопостачання, будівельної техніки, засобів зв'язку, автомобільного, гусеничного, водного транспорту та інших засобів здійснюється шляхом:

- проведення вхідного контролю на відповідність вимогам технічних умов, правил безпеки, стандартів та інших нормативів для обладнання, яке підприємства одержують від заводів-виробників;

- попереднього вивчення та дотримання вимог ремонтно-експлуатаційної документації щодо застосування обладнання, інструменту та приладів;

- вчасного проведення всіх видів ремонтів, модернізації і планової заміни застарілого обладнання і транспортних засобів, що не відповідають вимогам безпеки;

- проведення випробувань, технічних оглядів, ревізій та реєстрації у наглядних органах вантажопідйомних механізмів, апаратів і посудин, що працюють під тиском, компресорних установок та транспортних засобів, включаючи судна, у встановлені терміни;

- введення в експлуатацію змонтованого і відремонтованого обладнання та транспортних засобів після приведення їх у відповідність з вимогами технічних умов, паспортів, правил і норм охорони праці;

- визначення придатності для подальшої експлуатації або списання обладнання та транспортних засобів, що відпрацювали розрахункові терміни;

- забезпечення безпеки під час проведення виробничих процесів, будівництва та експлуатації будівель і споруд шляхом:

- обстеження та паспортизації будівель і споруд відповідно до вимог правил

- забезпечення об'єктів якісною проектною і робочою документацією;

- перевірка стану робочих місць, обладнання, засобів контролю і захисту перед початком і в процесі проведення робіт;

- виконання вимог проектної документації, технологічних регламентів, паспортів, стандартів, будівельних норм і правил, санітарних норм та правил безпеки;

- вдосконалення організації виробництва і впровадження безпечних технологічних процесів;

- комплексна механізація і автоматизація трудомістких і небезпечних процесів;

- приймання комісіями в експлуатацію нових і реконструйованих об'єктів, включаючи бурові установки, будівлі та споруди;

- оснащення робочих об'єктів, баз, вахтових селищ, польових таборів комплектами пожежної техніки, інвентарем і пожежними водоймами;

- створення і підтримка в бойовій готовності протифонтанних, гірничорятувальних, пожежних, радіаційних та інших служб згідно з чинними положеннями;

- оперативне уточнення проектної документації, паспортів і нарядів на ведення робіт під час вивчення гірничо-геологічних та інших умов.

5.2.2. Заходи з виробничої санітарії

Особливості польових робіт полягають у тому, що вони виконуються під відкритим небом при значних коливаннях температури і вологості повітря, на великій відстані від населених пунктів, що значно обмежує можливості надання своєчасної медичної допомоги. Досить часто робота і відпочинок ускладнюються появою комах або тварин, контакти з якими можуть привести до виникнення інфекційних захворювань або погіршення стану здоров'я.

На польових роботах праця і побут працівників тісно пов'язані, тому здоров'я і працездатність їх багато в чому залежать від організації харчування, побуту та відпочинку.

Нормалізація санітарно-гігієнічних умов праці має відповідати вимогам стандартів, будівельних норм і правил, санітарних норм і забезпечується за рахунок:

- організації періодичного контролю за санітарно-гігієнічними умовами праці;
- атестації робочих місць з метою нормалізації санітарно-гігієнічних умов праці, а також реалізації заходів по мінімізації шкідливих, несприятливих та небезпечних виробничих факторів;
- створення служби та організації постійного радіаційного контролю на виробництвах, де використовуються радіаційні речовини та джерела іонізуючого випромінювання;
- виконання комплексних заходів щодо поліпшення безпеки, гігієни праці та виробничого середовища, що передбачають нормалізацію санітарногігієнічних умов праці;
- ліквідації виробництв, технологічних процесів, робочих місць та виведення з експлуатації обладнання, що не відповідають вимогам стандартів по санітарно-гігієнічних показниках;

- застосування засобів колективного захисту (звукопоглинаючих облицювань, шумоізолюючих перегородок та амортизаторів) на робочих місцях з підвищеними рівнями шуму і вібрації;
- забезпечення об'єктів робіт системами теплопостачання (опалювальними пристроями) для створення на робочих місцях нормальних показників мікроклімату (за винятком бурових установок відкритого типу)
- обліку працюючих у шкідливих умовах праці, на тяжких роботах в т.ч. жінок, встановлення пільг і компенсацій за шкідливі умови.

5.3. Пожежна безпека

Територія на якій знаходяться підприємств, протипожежні розриви між будинками, спорудами, майданчиками для зберігання матеріалів, устаткування тощо повинні постійно утримуватися в чистоті та систематично очищуватися від сміття, відходів виробництва, тари, опалого листя, котрі необхідно регулярно видаляти у спеціально відведені місця [11].

Дороги, проїзди і проходи до будівель, споруд, пожежних вододжерел, підступи до зовнішніх стаціонарних пожежних драбин, пожежного інвентарю, обладнання та засобів пожежогасіння мають бути завжди вільними, утримуватися справними, взимку очищати від снігу.

Протипожежні розриви між будинками, спорудами, відкритими майданчиками для зберігання матеріалів, устаткування тощо повинні відповідати вимогам будівельних норм.

Ворота в'їзду на територію підприємства, які відчиняються за допомогою електроприводу, повинні мати пристосування (пристрої), які дозволяють відчиняти їх вручну [11].

На ділянках території підприємств, де можливі скупчення горючих газів або парів, проїзд автомашин та іншого транспорту не дозволяється. Про це повинні бути вивішені відповідні написи (показчики).

Територія підприємств та інших об'єктів повинна мати зовнішнє освітлення, яке забезпечує швидке знаходження пожежних драбин, протипожежного обладнання, входів до будинків та споруд.

На території розміщення вагон-будинків, повинні бути встановлені пристрої для подавання звукових сигналів з метою оповіщення людей на випадок пожежі і має бути запас води для здійснення пожежогасіння.

Протипожежний захист виробничих приміщень і споруд передбачається ще на стадії їх проектування і включає рішення щодо планування, вибір вогнестійких будівельних конструкцій, спорудження протипожежних перешкод, планування шляхів евакуації та протипожежного водопостачання, а також відбір засобів пожежогасіння [11].

На будь-якій виробничій території та в приміщеннях завжди має підтримуватися чистота і порядок. Підлога, стелажі та верстати повинні регулярно очищатися від легкозаймистих речовин та рідин, а замаслені підлоги мають промиватися спеціальними розчинами для видалення масла. Місця розливу нафтопродуктів необхідно зачищати та засипати піском.

Під'їзди і підходи до споруд, вододжерел та місць розташування протипожежного інвентарю й обладнання повинні завжди бути вільними, освітленими вночі та очищеними від снігу взимку. Забороняється використовувати простір між спорудами для складування матеріалів, обладнання або стоянки автотранспорту.

Проходи, виходи, коридори, тамбури та сходи не можна загроможувати різними предметами й обладнанням. Забороняється використовувати горища для виробничих цілей; вони повинні бути постійно закриті на замок, а ключі мають зберігатися у відповідному місці [11].

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

В кваліфікаційній роботі було вирішено прикладну задачу геолого-фаціальної характеристики покладів вуглеводнів на прикладів родовищ північної зони Донецької складчастої споруди.

Проведені дослідження дозволили зробити наступні висновки:

1. Північна частина Донецької складчастої споруди має складну геологічну будову, що ускладнена зонами розвитку антиклінальних та тектонічно екранованих пасток та зоною розвитку перехресно-насувних пасток.

2. В межах розрізу продуктивні горизонти виявлено в межах башкирського, московського та візейського ярусів, а також у пермській системі – М-2, М-5, В-12, В-13, В-14, Б-10.

3. Літологічно відклади нижнього та середнього карбону, а також пермі представлені потужними пачками пісковиків, глин, прошарками алевролітів та вапняків, що характеризуються високою пористістю (до 20-25%).

4 На площі представлені переважно континентальні, морські та перехідні фації, що представлені осадами лагун, заток, реліктових озер. Вони відносяться до кам'яновугільних відкладів і складені здебільшого пісковиками, глинами, алевролітами.

Аналіз геолого-фаціальної характеристики покладів вуглеводнів на прикладів родовищ північної зони Донецької складчастої споруди свідчить про перспективність розкриття пластів-колекторів, які представлені відкладами пермської та кам'яновугільною системи.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Технологія буріння. / П.П. Вирвїнський, Ю.Л. Кузін, В.Л. Хоменко Д.: Національний гірничий університет, 2014.
2. Толстой М.І., Рева М.В., Степанюк В.П., Сухорада А.В., Гожик А.П. Загальний курс геофізичних методів розвідки: Підручник для вузів. 590с.
3. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко.- Полтава: ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р.Х., 2017.-312 с.
4. Довідник з нафтогазової справи. Заг.ред.докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука.- К: Львів, 1996-620 с.
5. Буріння свердловин: навч. посіб. [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 294 с.
6. 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.
7. 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.
8. Навч. посіб. Для студ. геол. спец. вищ. закл. освіти / М.М. Коржнев, В.А. Михайлов, В.С Міщенко та ін. – Київ: —Логосл, 2006. 22 с.: іл. – Бібліогр.: С. 218–222.
9. ІНСТРУКЦІЯ зі складання проєктів та кошторисів на проведення геологорозвідувальних робіт, -254 С.
10. Голінько В. І. Охорона праці при геологорозвідувальних роботах : навч. посіб. / В. І.Голінько, О. В.Безщасний; М-во освіти і науки, молоді та спорту

України, Державний ВНЗ "Національний гірничий університет".- Д.: НГУ,
2012.- 213 с.

11. 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.

