

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

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Спеціальність 103 Науки про Землю

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми
Михайловська О.В.

« » 20 року

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

«06» 01 2026 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Аналіз геологічної будови Новотроїцького нафтогазоконденсатного
родовища

Пояснювальна записка

Керівник

к.т.н, доцент Ягольчик А.М.
посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата,

Виконавець роботи

Майдан М.О.
студент, ПІБ
група 601-НЗ

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

д.п.н, проф. Лукін О.Ю.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

Робке М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

доц. Ягольчик А.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

ст. викл. Робке М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту

20.01.2026

Полтава, 2026

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: Магістр
Спеціальність 103 Науки про Землю
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми
Михайловська О.В.

«03» 09 2025 року

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.М.

«03» 09 Винник 2025 року

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Майдан Максим Олегович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Аналіз геологічної будови Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища

Керівник проекту (роботи) к.т.н, доцент Ягольник А.М.

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

затвержені наказом вищого навч. закладу від «03» 09 2025 року № 1015-д.а

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 06.01.2026

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: Аналіз сучасного стану вивченості геологічної будови родовищ нафти і газу. Мета та задачі дослідження. Аналіз геологічної будови новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища.аналіз нафтогазоносності новотроїцького родовища.аналіз результатів пошуково-розвідувальних робіт новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища

5. Перелік графічного матеріалу: Геологічний розріз Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища, структурна карта, розріз продуктивної частин.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1.	проф. Лукти О.Ю.		
Розділ 2.	ст.внн. Вобк М.О.		
Розділ 3.	доц. Ягольник А.М.		
Розділ 4.	ст.внн. Вобк М.О.		

7. Дата видачі завдання 03.09.2025

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз проблеми, формулювання мети і задач дослідження, оформлення переліку використаних джерел	13.10.25 – 27.10.25
2	Обґрунтування методики виконання досліджень	28.10.25 – 10.11.25
3	Проведення досліджень, аналіз результатів дослідження	11.11.25 – 30.11.25
4	Висновки і рекомендації	01.12.25 – 15.12.25
5	Оформлення та узгодження роботи	16.12.25 – 05.01.26
6	Попередні захисти робіт	06.01.26 – 17.01.26
7	Захист роботи	20.01.26 – 24.01.26

Студент

(підпис)

Майдан М.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

(підпис)

Ягольник А.М.

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ВИВЧЕНОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

- 1.1. Аналіз сучасного стану вивченості родовищ нафти і газу
- 1.2. Географо-економічні умови та геолого-геофізична вивченість Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища
- 1.3. Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження

РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ГЕОЛОГОГІЧНОЇ БУДОВИ НОВОТРОЇЦЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

- 2.1 Аналіз стратиграфії родовища
- 2.2 Особливості тектонічної будови родовища
- 2.3 Гідрогеологічні умови родовища
- 2.4. Висновки до розділу 2

РОЗДІЛ 3. АНАЛІЗ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НОВОТРОЇЦЬКОГО РОДОВИЩА

- 3.1 Аналіз пасток і покладів родовища
- 3.2 Аналіз колекторських властивостей продуктивних відкладів родовища
- 3.3 Висновки до розділу 3

РОЗДІЛ 4. АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НОВОТРОЇЦЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

- 4.1 Підбір комплексу геолого-геофізичних досліджень
- 4.2 Геологічні умови проводки свердловин
- 4.3 Обґрунтування типової конструкції та системи розміщення свердловин родовища
- 4.4 Перспективи подальших геолого-розвідувальних робіт і ресурсний потенціал родовища
- 4.5 Висновки до розділу 4

ВИСНОВКИ

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТОК А Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Т-1

ДОДАТОК Б Геологічний розріз Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища

ДОДАТОК В Розріз продуктивної частин

АНОТАЦІЯ

Майдан М.О. Аналіз геологічної будови Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища. – Кваліфікаційна робота за спеціальністю 103 Науки про Землю. – Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2026.

Роботу присвячено комплексному аналізу геологічної будови Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища з метою уточнення умов формування пасток, покладів та оцінки перспектив подальших геологорозвідувальних робіт.

У першому розділі проаналізовано сучасний стан вивченості геологічної будови та нафтогазоносності родовищ нафти і газу, наведено характеристику географо-економічних умов і рівня геолого-геофізичної вивченості Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища, сформульовано мету та основні задачі дослідження.

Другий розділ присвячено аналізу геологічної будови родовища, зокрема стратиграфічних особливостей розрізу, тектонічної будови та гідрогеологічних умов, що визначають формування та збереженість покладів вуглеводнів.

У третьому розділі виконано аналіз пасток і покладів Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища, охарактеризовано їх типи, умови формування та поширення, а також наведено оцінку колекторських властивостей продуктивних відкладів.

Четвертий розділ присвячено аналізу результатів пошуково-розвідувальних робіт. Розглянуто перспективи подальших геологорозвідувальних робіт і ресурсний потенціал Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: РОДОВИЩЕ, ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА, СТРАТИГРАФІЯ, ТЕКТОНІКА, ПАСТКА, ПОКЛАД, КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ, ГЕОЛОГО-РОЗВІДУВАЛЬНІ РОБОТИ, НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ, КОНДЕНСАТ.

ABSTRACT

Maidan M.O. Analysis of the geological structure of the Novotroitsk oil and gas condensate field. – Qualification work in the specialty 103 Earth Sciences. – Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic National University, Poltava, 2026.

The work is devoted to a comprehensive analysis of the geological structure of the Novotroitsk oil and gas condensate field with the aim of clarifying the conditions for the formation of traps and deposits and assessing the prospects for further geological exploration work.

The first chapter analyzes the current state of knowledge of the geological structure and oil and gas potential of oil and gas fields, describes the geographical and economic conditions and the level of geological and geophysical knowledge of the Novotroitsk oil and gas condensate field, and formulates the purpose and main objectives of the study.

The second chapter is devoted to the analysis of the geological structure of the field, in particular the stratigraphic features of the section, tectonic structure, and hydrogeological conditions that determine the formation and preservation of hydrocarbon deposits.

The third chapter analyzes the traps and deposits of the Novotroitsk oil and gas condensate field, characterizes their types, conditions of formation and distribution, and provides an assessment of the reservoir properties of productive deposits.

The fourth chapter is devoted to the analysis of the results of exploration and prospecting work. The prospects for further geological exploration and the resource potential of the Novotroitsk oil and gas condensate field are considered.

KEYWORDS: DEPOSIT, GEOLOGICAL STRUCTURE, STRATIGRAPHY, TECTONICS, TRAP, DEPOSIT, RESERVOIR PROPERTIES, GEOLOGICAL EXPLORATION, OIL AND GAS POTENTIAL, CONDENSATE.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ГДС – геофізичні дослідження свердловин

ГРР – геологорозвідувальні роботи

ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина

ДКЗ – Державна комісія України по запасах корисних копалин

ДСТУ – державний стандарт України

Кнг – коефіцієнт газонасиченості

Кп – коефіцієнт пористості

МВХ – метод відбитих хвиль

МКЗ – мікрокаротажне зондування

МСГТ – метод спільної глибинної точки

МОГТ – метод обробки за спільною глибинною точкою

НГР – нафтогазоносний район

СГТД – система газотермодинамічних досліджень (газовий каротаж)

СОУ – стандарт організації України

ФЄВ – фільтраційно-ємнісні властивості

ЗД – тривимірна сейсмозв'язка

ВСТУП

Актуальність теми. Для підвищення ефективності освоєння наявної ресурсної бази України в умовах обмеженого відкриття нових великих родовищ є необхідність детальних геолого-геофізичних досліджень вже відомих нафтогазоконденсатних родовищ. Незважаючи на тривалий період вивченості та промислової розробки Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища, питання уточнення геологічної будови, типів пасток, колекторських властивостей продуктивних горизонтів турнейського, візейського та серпуховського ярусів нижнього карбону залишаються актуальними. Це зумовлює необхідність комплексного аналізу наявних геологічних і геофізичних матеріалів з метою підвищення обґрунтованості подальших пошуково-розвідувальних і експлуатаційних робіт.

Мета роботи: оцінка перспектив подальших геологорозвідувальних робіт і ресурсного потенціалу родовища на базі комплексного аналізу геологічної будови Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища для уточнення умов формування пасток і покладів вуглеводнів.

Задачі дослідження:

– проаналізувати сучасний стан вивченості геологічної будови та нафтогазоносності родовищ нафти і газу, узагальнити наявні дані щодо Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища;

– охарактеризувати географо-економічні умови району робіт та рівень геолого-геофізичної вивченості родовища;

– виконати аналіз стратиграфічної будови, тектонічних особливостей і гідрогеологічних умов Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища;

– проаналізувати типи пасток і покладів, умови їх формування та поширення, а також оцінити колекторські властивості продуктивних відкладів;

– узагальнити результати пошуково-розвідувальних робіт і обґрунтувати перспективи подальших геологорозвідувальних досліджень.

Об’єктом дослідження: процес формування геологічних структур та покладів вуглеводнів на прикладі Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища.

Предметом дослідження є стратиграфічні, тектонічні, літологічні та колекторські особливості продуктивних горизонтів Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища, а також типи пасток і покладів вуглеводнів.

Практичне значення роботи полягає в узагальненні та уточненні даних щодо геологічної будови Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища, виділенні найбільш перспективних продуктивних горизонтів і обґрунтуванні напрямів подальших геолого-розвідувальних робіт. Отримані результати можуть бути використані під час планування пошукового та розвідувального буріння, уточнення геологічної моделі родовища і оптимізації процесу його подальшої розробки.

Наукова новизна – отримано нові закономірності щодо формування пасток і покладів вуглеводнів на прикладі Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища з урахуванням стратиграфічних, тектонічних і колекторських факторів перспектив нафтогазоносності окремих продуктивних горизонтів.

Методи дослідження: аналіз кернових даних і результатів буріння свердловин; порівняльний метод; аналіз і синтез інформаційних джерел; узагальнення.

Структура роботи: кваліфікаційна робота виконана на 56 сторінках, з яких 50 сторінок основного тексту, 1 рисунок та 10 таблиці. Вона також містить три графічних додатки.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ВИВЧЕНОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Аналіз сучасного стану вивченості родовищ нафти і газу

Сучасний стан вивченості нафтогазоносності родовищ нафти і газу ґрунтується на багаторічних комплексних дослідженнях, що охоплюють геологічні, геофізичні, геохімічні та гідрогеологічні методи. Формування наукових уявлень про закономірності нафтогазоносності пов'язане з розвитком теорії осадових басейнів, вчення про нафтогазоносні системи та концепції міграції й акумуляції вуглеводнів. Значний внесок у розвиток цих напрямів зробили як зарубіжні, так і вітчизняні науковці.

Важливим етапом у вивченні нафтогазоносності стало формування уявлень про роль материнських порід, термokatалітичні процеси генерації вуглеводнів і умови їх міграції. За працями Bernard P. Tissot , Dietrich H. Welte, [34] ефективність нафтогазоносної системи визначається взаємозв'язком між джерельними товщами, колекторами та пастками, а також часом формування структур відносно піку генерації вуглеводнів. Ці положення й нині залишаються базовими при оцінці перспектив нафтогазоносності територій.

Українська школа нафтогазової геології значну увагу приділяє літології колекторів нафтогазових родовищ. Авторка роботи [30] піднімає надзвичайно актуальну для сучасного етапу розвитку нафтогазової галузі тематику, пов'язану з поглибленим вивченням родовищ нафти і газу Дніпровсько-Донецької западини. Узагальнюючи багаторічний досвід літологічних досліджень у межах ДДЗ – від перших робіт на мілкозалегаючих відкладах і соляних штоках у 20–30-х роках ХХ століття до пріоритетних досліджень глибокoзанурених горизонтів понад 5000 м у 70–80-х роках – авторка обґрунтовує необхідність переорієнтації

геологорозвідувальних робіт на складні за будовою та умовами формування теригенні колектори нижнього карбону. Особливу увагу приділено встановленню причинно-наслідкових зв'язків між літогенетичними процесами та ємнісно-фільтраційними властивостями порід, що має важливе теоретичне й прикладне значення для підвищення ефективності пошуків і розвідки вуглеводнів у центральній частині Дніпровсько-Донецької западини.

Суттєвий внесок у розвиток уявлень про нафтогазоносність зробили дослідження, присвячені літолого-фаціальному аналізу продуктивних товщ. На думку Лазарук Я. Г. та Дем'яненко І. І. [20], саме літолого-фаціальний аналіз є одним із ключових інструментів прогнозування нафтогазоносності, оскільки він дає змогу відтворити умови осадконакопичення, просторову мінливість колекторів і закономірності їх поширення в межах продуктивних горизонтів. Дослідники підкреслюють, що встановлення фаціальної належності піщаних тіл та їх взаємозв'язку зі структурно-палеогеоморфологічними елементами басейну осадконакопичення істотно підвищує достовірність оцінки перспектив нафтогазоносності. Поєднання літолого-фаціальних побудов із даними геофізичних досліджень свердловин дозволяє не лише уточнити будову продуктивних товщ, але й ефективніше прогнозувати зони розвитку порід-колекторів з покращеними фільтраційно-ємнісними властивостями [20].

На думку Святенко Г.Є., Карпенко О. М., Бухтатий В.М. [30] в межах Східно-Українського нафтогазозного басейну поклади нафти, приурочені до архей-протерозойських пасток і не пов'язані безпосередньо з базальними горизонтами осадового чохла, встановлені лише на трьох родовищах – Юліївському, Ульяновському та Ганнівському. Наявність вуглеводневих скупчень у докембрійських утвореннях Дніпровсько-Донецької западини є доведеною, однак найзначніші відкриття в цьому напрямі геологорозвідки, як і широке залучення вже відомих покладів до промислової розробки, ще очікують на подальше дослідження. У зв'язку з цим доцільним є об'єктивний аналіз геологічних умов і виділення перспективних ділянок, у межах яких можливе формування спільних покладів вуглеводнів у резервуарах

кристалічного фундаменту та нижніх горизонтах осадового чохла Дніпровсько-Донецької западини [30].

Актуальними залишаються питання деталізації геологічної будови конкретних родовищ, уточнення типів пасток і умов збереженості покладів, що обумовлює необхідність подальших комплексних досліджень на локальному рівні, зокрема для Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища.

Геолого-геофізичні роботи по вивченню геологічної будови Новотроїцького родовища розпочалося в післявоєнні роки минулого ХХ століття. За цей період було проведено значний комплекс гравіметричних, магнітометричних, геохімічних, сейсморозвідувальних робіт, структурно-пошукове та пошукове буріння.

Поклади вуглеводнів ДДЗ зосереджені переважно в колекторах, що мають високі фільтраційно-ємнісні властивості та водонапірні системи. Вони містять легкі малов'язкі нафти з низьким тиском насичення, що є передумовою їхнього ефективного вилучення з надр [3].

Станом на 1994 році в межах родовища з покладу відібрано 30% газу. Поточний коефіцієнт вилучення конденсату 0,3 при виробленості його початкових видобувних запасів 61%. Процес розробки газоконденсатного покладу ускладнювався накопиченням у вибоях свердловин конденсату і води. Родовище в розробці.

Для стабілізації та інтенсифікації видобутку на Новотроїцькому родовищі було успішно впроваджено сайклінг-процес, який застосовувався протягом 1981–1992 років. Ця технологія передбачала зворотне закачування сухого газу в пласт (усього 2,23 млрд м³) для підтримки пластового тиску, що дозволило видобути 3,5 млрд м³ газу та 1,5 млн т конденсату. Завдяки реалізації цього методу вдалося отримати 530 тис. т додаткової сировини, а прогнозна кінцева конденсатовіддача родовища зросла з 30% до 44%.

1.2 Географо-економічні умови та геолого-геофізична вивченість Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища

Новотроїцьке нафтогазоконденсатне родовище адміністративно розташоване в межах колишнього Лебединського (нині Сумського) району Сумської області. Районний центр – місто Лебедин – знаходиться за 16 км від об'єкта. Найближча інфраструктура представлена населеними пунктами Токари, Михайлівка, Бишкінь та Кулики, які сполучені між собою мережею ґрунтових доріг та автошляхів із твердим покриттям [7].

Ландшафт місцевості лісостеповий, територія вкрита лісовими масивами.

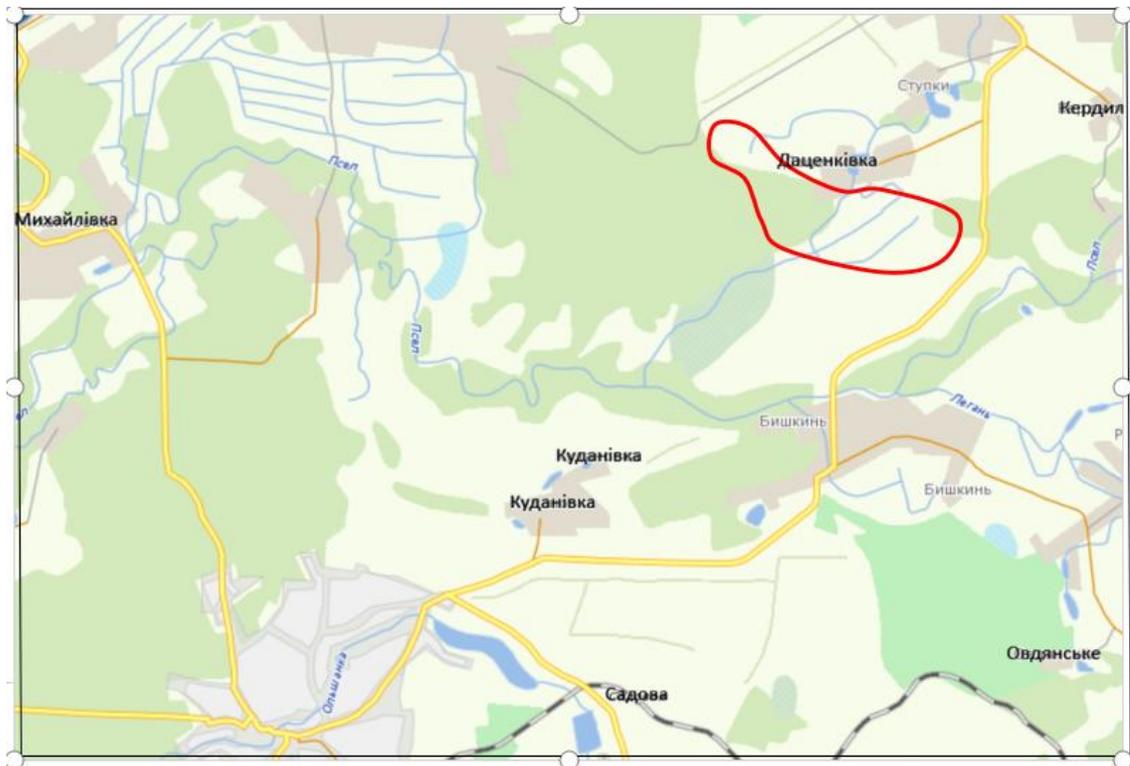


Рисунок 1.1 Оглядова карта району робіт

Основними елементами гідрографічної мережі в районі розташування родовища виступають річка Псел та її притока Ольшанка. Водна система характеризується складним гідрологічним режимом, де річище Псла вирізняється значною звивистістю та схильністю до розгалуження на окремі рукави. Ширина русла у нижній течії варіюється від 60 до 80 метрів, а

незначний похил водної поверхні, що становить лише 0,23 м/км, зумовлює повільну течію та часткове заболочення берегової лінії. Такі особливості рельєфу заплави створюють специфічні умови для прокладання комунікацій та вимагають додаткових інженерних заходів під час облаштування промислових майданчиків [7].

Формування природних умов регіону відбувається під впливом помірно континентального клімату. Зимовий період відзначається помірною прохолодою із середньою температурою січня на рівні $-7,5$ °С, тоді як літо зазвичай не буває спекотним із середніми показниками липня близько $+19$ °С. Розподіл атмосферної вологи має виражений сезонний характер, оскільки основна маса опадів випадає в літні місяці у формі інтенсивних дощів. Загальний річний обсяг опадів коливається в межах 550–700 мм, що забезпечує достатнє зволоження ґрунтів та підтримує розвиток місцевої флори [1,7].

Геологічна будова верхніх шарів земної кори в межах району багата не лише на енергетичні ресурси, а й на інші види корисних копалин. Окрім основних покладів вуглеводнів, тут залягають значні обсяги глини, алювіальних пісковиків та суглинків, які мають потенціал для використання у будівельній галузі. Наявність такої ресурсної бази разом із розвиненою промисловою інфраструктурою створює сприятливий фундамент для економічного розвитку [7].

Економічний потенціал регіону підкріплюється діяльністю потужних підприємницьких структур, серед яких провідну роль відіграють Лебединський моторобудівний завод, нафтомаслозавод, а також підприємства харчової та легкої промисловості. Поєднання активного промислового сектору з інтенсивним сільськогосподарським виробництвом формує стійку господарську систему, що забезпечує логістичну та матеріальну підтримку робіт із видобутку нафти та газу.

Поточний технічний проєкт передбачає виконання комплексу робіт із пошукового та розвідувального буріння для уточнення промислового потенціалу Новотроїцького родовища. Його нафтогазоносність територіально

та геологічно зумовлена відкладами турнейського, візейського та серпуховського ярусів нижнього карбону. Основна концентрація вуглеводнів зосереджена в продуктивних пластах Т-1, С-20 та В-14, які залишаються об'єктами пильної уваги геологів.

Історія офіційного освоєння родовища розпочалася у 1963 році після його включення до державного балансу корисних копалин. Належний рівень підготовки об'єкта до нових етапів пошукового буріння став можливим завдяки проведенню детальних сейсмозвідувальних досліджень. Ці роботи дозволили чітко ідентифікувати відбиваючі горизонти юрського періоду та середнього карбону, що значно підвищує точність проектування нових свердловин.

На сьогодні початкові видобувні запаси категорій А+В+С1 оцінюються у 26 тисяч тонн нафти та 8 мільйонів кубічних метрів розчиненого газу. Попри те, що родовище перебуває в активній стадії промислової розробки, заплановані заходи з буріння мають на меті виявлення нових покладів та підтримку енергетичного потенціалу регіону.

Системне вивчення геологічної архітектури Новотроїцької площі розпочалося у післявоєнний період ХХ століття із застосуванням широкого арсеналу методів, що включали гравіметричні, магнітометричні, геохімічні та сейсмозвідувальні дослідження, а також структурно-пошукове буріння. Первинне виявлення Новотроїцького підняття відбулося у 1957 році за результатами буріння у відкладах палеогену. Протягом 1960–1962 років об'єкт пройшов етап деталізації методом відбитих хвиль, що дозволило підтвердити його структуру за відбиваючими горизонтами юри та середнього карбону і перейти до стадії пошукового буріння.

Важливою віхою в історії родовища став 1963 рік, коли під час випробування свердловини №1 у відкладах нижнього карбону (горизонти С-20 та В-14) на глибинах 2985–3008 метрів було отримано промисловий приплив нафти. Це послужило підставою для взяття родовища на Державний баланс

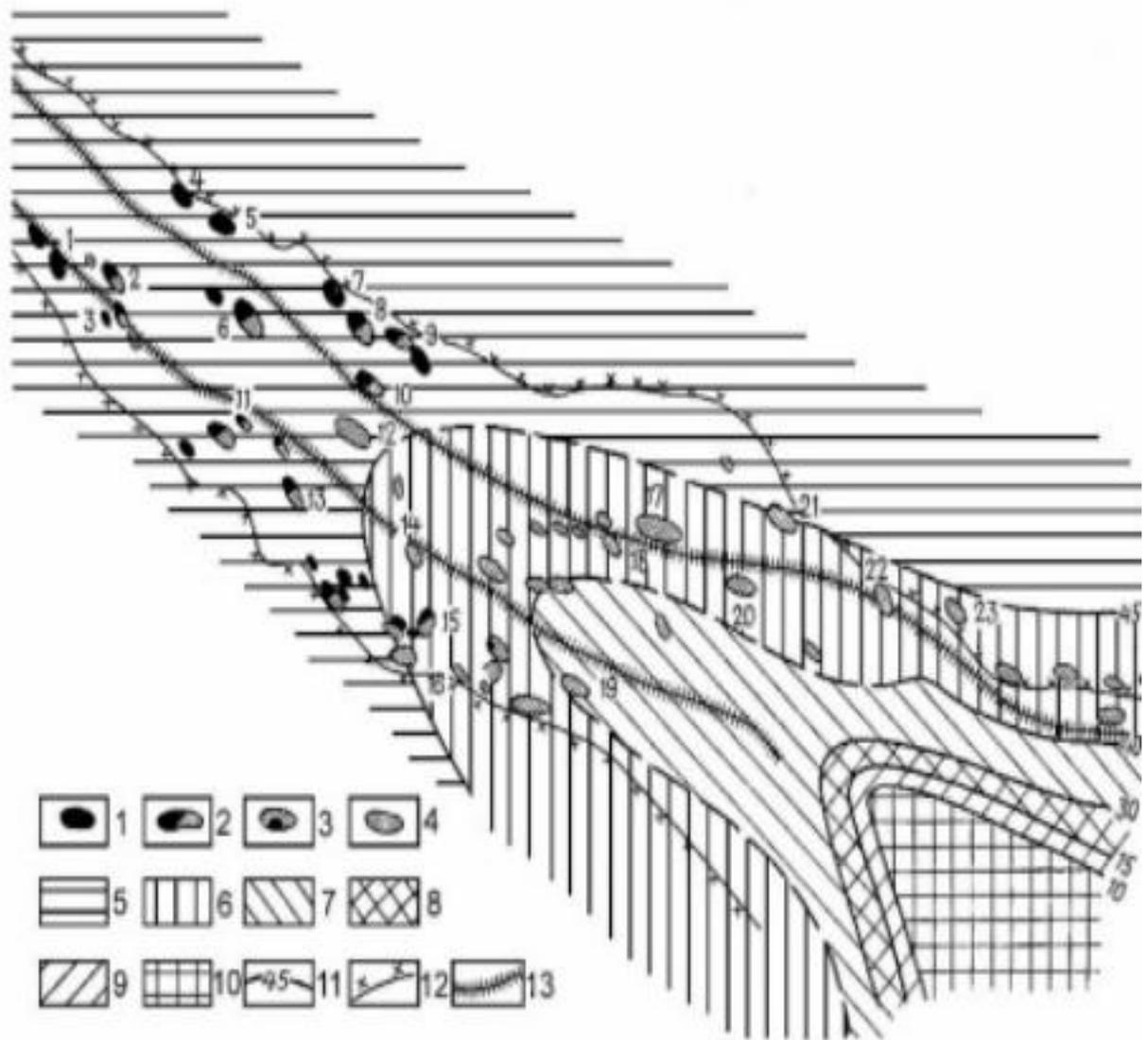


Рисунок 1.1 Зональний розподіл типів вугілля і родовищ вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині [8]: 1–4 – родовища нафтові (1), нафтогазові (2), газоконденсатні (3), газові й газоконденсатні (4); 5–10 – вугілля буре (5), довгополуменеве (6), газове (7), спікливе (8), пісне (9), антрацити (10); 11 – вміст летких речовин вуглефікації; 12 – межі ДДЗ; 13 – осьова зона ДДЗ. Родовища: 1 – Прилуцьке, 2 – Лесяківське, 3 – Гнединцівське, 4 – Великобубнівське, 5 – Роменське, 6 – Погарщинське, 7 – Новотроїцьке, 8 – Качанівське, 9 – Рибальське, 10 – Бельське, 11 – Радченківське, 12 – Солохівське, 13 – Сагайдацьке, 14 – Машівське, 15 – Новогригорівське, 16 – Михайлівське, 17 – Шебелинське, 18 – Єфремівське, 19 – Левенцівське, 20 – Співаківське, 21 – Північноголубівське, 22 – Краснопопівське, 23 – Борівське

Хоча подальша розвідка в центральній частині площі не підтвердила значної нафтоносності цих пластів, свердловина №14 згодом виявила нафтові поклади в межах західного склепіння. У 1966 році пошукові роботи увінчалися відкриттям газоконденсатного скупчення в горизонті Т-1 турнейського ярусу, а загальний цикл розвідувальних робіт на площі тривав до 1973 року.

Етап промислового освоєння розпочався у 1974 році з дослідної експлуатації горизонту Т-1, яка проводилася в газоводонапірному режимі. За п'ять років було вилучено понад 2,1 млрд м³ газу, проте інтенсивний відбір призвів до падіння пластового тиску на 26,6% та значного зменшення вмісту стабільного конденсату. Для стабілізації показників з 1980 року було впроваджено технологію сайклінг-процесу. Завдяки зворотному закачуванню сухого газу протягом 1981–1993 років вдалося підтримати пластовий тиск на рівні 20–25 МПа та додатково вилучити 860 тис. тонн конденсату.

Після завершення активної фази сайклінг-процесу в 1993 році розробка родовища перейшла в режим виснаження. Станом на середину 1990-х років фонд експлуатаційних свердловин налічував 8 одиниць, а виробленість запасів конденсату перевищила 60%. Паралельно з цим, у 1989 році розпочалося освоєння нафтових покладів горизонтів С-20 та В-14. Нафтовидобуток, що на піку сягав 7 тис. тонн на рік, поступово знижувався внаслідок виснаження енергії пласта, досягнувши до 1994 року рівня виробленості у 68% від початкових видобувних запасів.

1.3 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження

1. Родовище має складну історію геологічного вивчення, що розпочалася в післявоєнний період і пройшла шлях від виявлення підняття у 1957 році до активного впровадження високотехнологічних методів підтримки тиску (сайклінг-процес) у 80-х роках минулого століття. Це дозволило зрозуміти,

що об'єкт характеризується високою динамічністю пластових енергій та потребує постійного технологічного моніторингу.

2. Геолого-геофізична вивченість об'єкта є достатньою для переходу до нових етапів буріння, оскільки сейсморозвідувальні дослідження дозволили чітко зафіксувати відбиваючі горизонти юри та середнього карбону, що мінімізує геологічні ризики при проектуванні нових свердловин.

3. Фізико-географічні умови району (розгалужена гідромережа річки Псел та лісостеповий ландшафт) разом із розвиненою економічною інфраструктурою Лебединщини створюють сприятливі умови для оперативного розгортання бурових робіт, хоча й вимагають дотримання суворих екологічних та інженерних норм через заболоченість заплавлених ділянок.

4. Аналіз поточної виробленості запасів, яка для нафтових покладів становить близько 68%, вказує на те, що родовище перебуває на завершальній стадії розробки. Це підтверджує критичну необхідність проведення пошукового буріння на глибші або неохоплені розробкою пласти турнейського, візейського та серпуховського ярусів для стабілізації ресурсного потенціалу.

Мета та задачі дослідження

Основною метою даної роботи є комплексний аналіз геологічної будови Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища. Це необхідно для деталізації умов формування пасток, ідентифікації покладів вуглеводнів, а також обґрунтованої оцінки ресурсного потенціалу об'єкта для планування майбутніх геологорозвідувальних робіт.

Для досягнення поставленої мети було визначено наступні наукові та практичні задачі:

1. Здійснити аналіз поточного стану вивченості нафтогазоносності регіону та систематизувати архівні й сучасні дані щодо досліджуваного родовища.
2. Надати детальну характеристику фізико-географічних та економічних умов району, а також оцінити рівень його геолого-геофізичної вивченості.

3. Проаналізувати стратиграфічну послідовність, особливості тектонічної будови та специфіку гідрогеологічних умов Новотроїцького родовища.
4. Дослідити генезис пасток і покладів вуглеводнів, умови їх просторового поширення та дати оцінку фільтраційно-ємнісним властивостям продуктивних відкладів нижнього карбону.
5. Узагальнити результати попередніх етапів пошуково-розвідувальних робіт для формування наукового підґрунтя подальшої розвідки.

РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ГЕОЛОГОГІЧНОЇ БУДОВИ НОВОТРОЇЦЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

2.1 Аналіз стратиграфії родовища

Геологічний розріз району досліджень сформований осадовими відкладами палеозойського, мезозойського та кайнозойського віку, що перекривають породи докембрійського кристалічного фундаменту.

Палеозойська ератема (PZ)

Представлена відкладами девонської, кам'яновугільної та пермської систем.

Девонська система (D)

Представлена верхнім відділом.

Верхній відділ (D₃)

Верхньодевонські відклади розкриті в об'ємі франського та фаменського ярусу.

Франський ярус (D_{3f})

Франський ярус складений переважно відкладами кам'яної солі з домішками глинистого матеріалу. У його покрівельній частині простежується прошарок ангідритів і вапняків загальною потужністю близько 45 м. Загальна товщина розкритої товщі франських відкладів становить 284 м.

Фаменський ярус (D_{3fm})

Фаменські відклади представлені переважно темно-сірими та чорними аргілітами й алевролітами, а також слабозцементованими пісковиками та щільними глинистими вапняками. Загальна потужність розкритої товщі становить 122 м.

Кам'яновугільна система (C)

Кам'яновугільні відклади в межах досліджуваної площі представлені нижнім, середнім і верхнім відділами.

Нижній відділ (C₁)

Відклади нижнього карбону залягають з неузгодженням на породах девонської системи та в межах району робіт представлені товщами турнейського, візейського та серпухівського ярусів.

Турнейський ярус (C_{1t})

Турнейські відклади складені темно-сірими й чорними аргілітами та алевролітами, слабозцементованими пісковиками і міцними вапняками. Потужність розкритої товщі сягає 359 м

Візейський ярус (C_{1v})

Складений переважно алевролітами з прошарками та тонкими пластами вапняків. Вапняки темно-сірого кольору, щільні, міцні, крипнокристалічної будови, з розвиненою тріщинуватістю. Алевроліти сірі та темно-сірі, щільні, добре зцементовані, шаруваті, містять вуглистий детрит по нашаруванню та ознаки піритизації. Аргіліти темно-сірі до чорних, масивні, щільні, місцями вуглисті й вапнисті, тріщинуваті, з розсіяною вкрапленістю піриту. Загальна потужність відкладів сягає 772 м.

Серпуховський ярус (C_{1s})

Представлений ритмічним чергуванням алевролітів, аргілітів і прошарків пісковиків. Аргіліти темно-сірі, алевритисті, шаруваті, з відбитками брахіопод та рослинним детритом. Алевроліти темно-сірі, з уламками брахіопод і криноїдей. Пісковики сірі та світло-сірі, дрібнозернисті, слабослюдисті, з великою кількістю детритового матеріалу. Вапняки темно-сірі, глинисто-піщаного складу. Потужність відкладів коливається від 341 до 408 м.

Середній відділ (C₂)

Включає башкирський і московський яруси.

Башкирський ярус (C_{2b})

Відклади залягають незгідно на еродованій поверхні нижньокам'яновугільних порід. Поширені алевроліти сірі з зеленуватим відтінком, щільні, слюдисті; аргіліти темно-сірі до чорних, ущільнені,

карбонатні; вапняки світло- та темно-сірі, дрібнозернисті, глинисті. Пісковики сірі, дрібнозернисті, кварцові, слюдисті, з глинисто-карбонатним цементом. Алевро-піщані породи формують окремі літологічні пачки. Трапляються пісковики різнозернисті з обвугленим рослинним детритом та аргіліти з вуглистими залишками рослин. Загальна товщина ярусу становить близько 553 м.

Московський ярус (C2m)

Залягає згідно на відкладах башкирського ярусу і характеризується чергуванням аргілітів, алевролітів та потужних товщ пісковиків. Пісковики світло- та зеленувато-сірі, середньо- і дрібнозернисті, слюдисті. Аргіліти світло- та зеленувато-сірі, слабослудисті, шаруваті, з включеннями сидериту та обвугленими рослинними рештками. Алевроліти сірі, рівнозернисті. Потужність відкладів – близько 390 м.

Верхній відділ (C3)

Залягає згідно на середньокам'яновугільних породах. Складений переважно масивними пластами пісковиків, що чергуються з тонкими прошарками аргілітів, алевролітів та поодинокими вапняками. Пісковики сірі й зеленувато-сірі, шаруваті, з дзеркалами ковзання. Алевроліти темно-сірі, слюдисті. Потужність відкладів змінюється від 142 до 378 м.

Пермська система (P)

Незгідно перекриває верхньокам'яновугільні відклади. Представлена переважно червоноколірними аргілітами з поодинокими прошарками пісковиків і рідше вапняків. Аргіліти та алевроліти щільні, слюдисті, з фрагментами обвугленої органіки. Пісковики зелено-сірі, дрібно- та середньозернисті, кварцові, з глинисто-карбонатним цементом. Ангідрити сірі та блакитно-сірі, масивні, щільні. Потужність – 50–70 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Залягає незгідно на більш давніх породах і включає тріасову, юрську та крейдову системи.

Тріасова система (Т)

За літологічними особливостями поділяється на чотири товщі: піщано-глинисту, складену строкатобарвними глинами та світло-сірими дрібнозернистими пісковиками; піщану, представлену пісковиками з тонкими прошарками глин, місцями конгломератовидними; піщано-карбонатну, утворену чергуванням строкатих глин, пісковиків і вапняків; глинисту, складену пісковиками, алевролітами та строкатими глинами.

Загальна потужність тріасових відкладів становить 619–692 м.

Юрська система (J)

Незгідно залягає на тріасових породах. Представлена переважно блакитно-сірими, сірими та зеленувато-сірими глинами з прошарками дрібнозернистих пісковиків і вуглистої рослинної детриту. Потужність – близько 453 м.

Крейдова система (K)

Незгідно перекриває юрські відклади. Нижня частина складена пісками та пісковиками світло- й темно-сірого кольору, у верхній частині з прошарками вуглистих глин. Вище залягає біла писальна крейда з прошарками мергелів. Потужність системи – 645–856 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Незгідно залягає на крейдових породах і представлена нерозчленованими відкладами палеогену, неогену та четвертинного часу.

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

Складені в'язкими глинами, лесовидними суглинками, світло- та зеленувато-сірими дрібнозернистими пісками, прошарками глин і мергелів. Загальна потужність відкладів становить 58–120 м.

2.2 Особливості тектонічної будови родовища

У тектонічному плані Новотроїцьке родовище приурочене до центральної частини північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини та

розташоване в межах Новотроїцького виступу, який належить до Воронежського кристалічного масиву [15].

Дніпровсько-Донецька западина є великою геологічною структурою півдня Східноєвропейської платформи, що простягається територіями України та Білорусі. Вона являє собою ступінчасте прогинання докембрійського кристалічного фундаменту типу авлакогену. Основним структурним елементом западини є центральний грабен, заповнений значною товщею інтенсивно дислокованих осадово-вулканогенних порід девону та осадових відкладів кам'яновугільного й пермського віку, розчленованих поперечними розломами на окремі блоки. У межах бортів фундамент занурюється поступово й перекритий карбоновими, мезозойськими та кайнозойськими відкладами. Потужність осадового чохла на бортах становить 500–3500 м, тоді як у грабені досягає 18 км. У рельєфі западині відповідають Придніпровська низовина та частина Поліської низовини [2, 32].

За особливостями будови Дніпровсько-Донецький авлакоген у нижній частині має грабеноподібну форму, у середній – коритоподібну западину, а у верхній – пологу синеклізу (мульду). Відповідно, складові частини геоструктури отримали власні назви: Українська мульда (синекліза) та Придніпровський грабен. Загальна довжина структури сягає близько 400 км, ширина змінюється від 50–70 км на північному заході до 130–150 км на південному сході. Архейські метаморфічні породи фундаменту занурені в північно-західній частині на глибину 5–10 км, а в південно-східній – до 15–17 км. Крайові розломи Придніпровського грабена мають кути падіння 40–50°, місцями до 75–80°, при максимальній амплітуді зміщення близько 5 км. Ці розломи відомі як карпінські, а також під назвами Барановицько-Астраханський (північний) і Прип'ятсько-Маницький (південний). Відклади осадового чохла, починаючи з верхів візейського ярусу й охоплюючи майже весь мезозой, поширюються за межі крайових розломів, формуючи власне Дніпровсько-Донецьку западину. Верхньокрейдові та кайнозойські відклади належать до іншого структурного плану та утворюють синеклізу [2, 32].

З півночі авлакоген обмежений Воронежською антеклізою Барановицько-Астраханським розломом, а з півдня – Українським щитом уздовж Прип'ятсько-Маницького розлому. Північно-західною межею є Чернігівський виступ, який відділяє Дніпровсько-Донецьку западину від Прип'ятської, а південно-східною – зона відкритої складчастості Донбасу. На північному заході розташована Брагинсько-Лоевська сідловина [2,9, 32].

Південна межа північного борту збігається з крайовим розломом, що відокремлює його від зануреної частини западини та прибортової зони. Дані геофізичних досліджень і результатів глибокого буріння свідчать, що поверхня кристалічного фундаменту в межах північного борту має складну блокову будову з різноорієнтованими тектонічними порушеннями [7,8].

Новотроїцький виступ є складовою Воронежського кристалічного масиву. У західно-східному напрямку в кристалічному фундаменті виділяються Талалаївське підняття, Липоводолинський виступ, Роменська та Срібненська западини, Берестівський виступ, Синівська й Качанівська западини, Гунське підняття та Охтирська западина. Абсолютні відмітки покрівлі фундаменту на півдні району змінюються в межах 5–8 км: у піднятих блоках вони становлять 5–6 км, у западинах – 6–8 км [2,9, 32].

За покрівлею пісковиків горизонту Т-1 (турнейський ярус) структура має вигляд асиметричної антикліналі, простягання якої змінюється від субширотного у східній частині до північно-західного в західній. У центральній та північно-західній частинах виділяються два невеликі склепіння, одне з яких ускладнене поперечними скидовими порушеннями з амплітудою 15–35 м. У межах замкнутої ізогіпси –3250 м розміри структури становлять приблизно $13,0 \times 2,0$ км, а амплітуда – близько 160 м.

2.3 Гідрогеологічні умови родовища

У гідрогеологічному відношенні Новотроїцька площа розташована в центральній частині Дніпровського артезіанського басейну. Осадовий чохол,

представлений відкладами від девонського до четвертинного віку, включає низку водоносних горизонтів, які за умовами водообміну, хімічним складом і характером поширення підземних вод поділяються на три гідродинамічні зони: зону дуже повільного водообміну, зону повільного водообміну та зону активного водообміну.

До зони дуже повільного водообміну належать підземні води девонських і кам'яновугільних відкладів. Водоносний комплекс девону характеризується високим ступенем мінералізації, яка сягає 300 г/л. За хімічним складом це води хлоридно-кальцієвого типу з дебітами свердловин у межах 50–100 м³/добу та високим ступенем метаморфізації [10, 4].

Водоносний комплекс кам'яновугільних відкладів приурочений переважно до пісковиків турнейського, візейського, серпухівського, башкирського й московського ярусів нижнього та середнього карбону, а також верхньокам'яновугільних утворень. Води нижньокам'яновугільного комплексу мають незначні дебіти та дуже високу мінералізацію – до 310 г/л. За складом вони належать до хлоридно-кальцієвого типу, є безсульфатними або слабосульфатними та містять підвищені концентрації мікрокомпонентів, зокрема йоду (до 43,5 мг/л), бору (до 29 мг/л) і бромиду (до 390 мг/л) [10, 4].

У середньокам'яновугільних відкладах водоносними є пісковики башкирського та московського ярусів. Підземні води цього комплексу мають хлоридно-кальцієвий склад, мінералізацію до 200 г/л, при домінуванні натрію та хлору в сольовому складі. Водоносні пласти характеризуються відносно високими дебітами – від 100 до 250 м³/добу [10, 4].

У верхньокам'яновугільних відкладах водоносні горизонти відзначаються добрими колекторськими властивостями, однак через невелику потужність пластів дебіти не перевищують 5 м³/добу. Води хлоридно-кальцієвого типу з мінералізацією 150–165 г/л вирізняються підвищеним вмістом бромиду, який досягає 300–350 мг/л.

До зони повільного водообміну належать підземні води тріасових і юрських відкладів. У тріасових породах водоносними є піски та пісковики,

що містять напірні води з мінералізацією до 100 г/л і ступенем метаморфізації близько 0,8. За хімічним складом ці води належать до хлоридно-кальцієвого типу та містять незначні кількості йоду, бромю і бору [10, 4].

Водоносність юрських відкладів пов'язана переважно з пісковиками й алевролітами байоського та кімериджського ярусів, частково батського. Підземні води характеризуються слабкою мінералізацією і різноманітним хімічним складом – від прісних до слабких розсолів з мінералізацією до 35 г/л.

Зона активного водообміну охоплює водоносні горизонти крейдової системи та кайнозойських відкладів. Крейдяний водоносний комплекс приурочений до піщано-глинистих порід нижньої крейди, пісковиків сеноманського ярусу та верхньої зони вивітрювання крейдяно-мергельних утворень. Хімічний склад вод різноманітний і визначається літологією водовміщуючих порід. Загальна мінералізація є невисокою, що дозволяє використовувати ці води для господарсько-питного водопостачання. Дебіти свердловин досягають 75 м³/год [4].

У кайнозойських відкладах водоносними є піски й пісковики палеогену та неогену, а також лесовидні суглинки четвертинних утворень. Глибина залягання водоносних горизонтів не перевищує 150 м. Води мають напірний характер, дебіти змінюються в межах 5–50 м³/год, а статичні рівні встановлюються на глибинах 9–15 м від гирла свердловин. За хімічним складом води палеогену й неогену належать до гідрокарбонатно-натрієвого типу з мінералізацією 0,8–1,3 г/л [4].

Водоносність четвертинних відкладів пов'язана з лесовидними суглинками та піщано-глинистими породами. Дебіти цих вод незначні й нестабільні, залежать від рельєфу, глибини залягання та кількості атмосферних опадів. За хімічним складом води сульфатно-гідрокарбонатно-натрієві, з мінералізацією 0,3–3,0 г/л, і використовуються переважно для місцевого водопостачання.

2.4 Висновки до розділу 2

1. Геологічна будова Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища характеризується складним і багатопверховим розрізом, представленим осадовими відкладами палеозойського, мезозойського та кайнозойського віку, які незгідно перекривають докембрійський кристалічний фундамент. Найбільш перспективними в нафтогазоносному відношенні є відклади кам'яновугільної системи, зокрема пісковикові горизонти нижнього та середнього карбону.

2. Стратиграфічна будова родовища відзначається чіткою послідовністю та значною потужністю окремих ярусів, що зумовлює формування різноманітних колекторів і флюїдоупорів. Чергування пісковиків, алевролітів, аргілітів і вапняків створює сприятливі умови для накопичення, міграції та збереження вуглеводнів, особливо в межах турнейсько–московського інтервалу.

3. У тектонічному відношенні Новотроїцьке родовище приурочене до північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини та пов'язане з Новотроїцьким виступом Воронежського кристалічного масиву. Структура має вигляд асиметричної антикліналі, ускладненої тектонічними порушеннями, що відіграють важливу роль у формуванні пасток вуглеводнів і контролі їх просторового розподілу.

4. Гідрогеологічні умови родовища визначаються розташуванням у межах Дніпровського артезіанського басейну та наявністю трьох гідродинамічних зон. Глибокі горизонти характеризуються дуже уповільненим водообміном і високою мінералізацією пластових вод, що є сприятливим фактором для збереження покладів вуглеводнів, тоді як водоносні горизонти крейди та кайнозою мають практичне значення для господарсько-питного водопостачання.

РОЗДІЛ 3. АНАЛІЗ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НОВОТРОЇЦЬКОГО РОДОВИЩА

3.1 Аналіз пасток і покладів родовища

У нафтогазоносному відношенні Новотроїцьке родовище приурочена до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району.

Район відзначається значним потенціалом нерозвіданих ресурсів, а промислові запаси вуглеводнів (ВВ) зосереджені у відкладах від девонського до юрського періодів. На основі аналізу пластових тисків, температур та термобаричних показників вертикальний розріз району поділено на три ключові фазові зони:

Верхня зона (1312–2996 м). Містить переважно нафтові та газоконденсатні поклади. Характеризується температурами 312–366 К, тиском 13,6–31,0 МПа та високим термобаричним коефіцієнтом (11,42–22,94).

Середня зона (2998–4690 м). Найбільш різноманітна за складом (нафта, газ, конденсат, змішані поклади). Температурний режим становить 345–417 К, тиск сягає 53,4 МПа, а термобаричний коефіцієнт знижується до 7,47–12,07.

Нижня зона (>4709 м). Представлена виключно газоконденсатними покладами. Параметри середовища: температури понад 404 К, тиск перевищує 57,47 МПа, термобаричний коефіцієнт найнижчий (4,97–8,02).

У безпосередній близькості до ділянки проєктних робіт відкрито низку родовищ нафти, газу та газового конденсату, що свідчить про високий ступінь вивченості та перспективність території. Серед них: Матлахівське, Скороходівське, Ромашівське, Східно-Рогинцівське, Талалаївське, Миколаївське, Артюхівське, Коржівське, Перекопівське, Липоводолинське, Валюхівське, Тимофіївське, Качанівське, Більське, Загорянське та Рибальське родовища різного типу вуглеводневої насиченості [1,7].

Основні перспективи нафтогазоносності Новотроїцької площі пов'язані з продуктивними горизонтами С-20, В-14 і Т-1 турнейського, візейського та серпуховського ярусів нижнього карбону. Горизонт С-20 розкритий двома свердловинами, а його продуктивність встановлена за результатами геофізичних досліджень свердловин у свердловині №14. Літологічно пласт С-20 складений пісковиками, які чітко простежуються в розрізі та характеризуються добрими колекторськими властивостями: пористість коливається в межах 8,0–17,0 %. Горизонт є нафтонасиченим, його ефективна товщина становить близько 21 м.

Нижче за розрізом залягає горизонт В-14, який також розкритий двома свердловинами. Він характеризується нафтонасиченістю та представлений пісковиками з високими ємкісно-фільтраційними параметрами, що підтверджує його перспективність як об'єкта пошуків і розробки.

Гідростатичний коефіцієнт (К_{гідр}) та глибини залягання основних типів покладів наведено у таблиці 3.1

Таблиця 3.1 - Розподіл покладів за типом та гідростатикою

Тип покладу	Частка від розвіданих (%)	Глибини залягання (м)	К _{гідр}
Газоконденсатні	48,50%	1312 – >5690	1,00 – 1,23 (до 1,6*)
Нафтові	48,10%	1472 – 5088	1,00 – 1,20
Газові	3,40%	3271 – 4261	1,05 – 1,14
Нафтогазові	–	2998 – 3152	1,05 – 1,06

Горизонт Т-1 був уперше розкритий у 1966 році свердловиною №4 і виявився газоконденсатноносним. Основний поклад газового конденсату, приурочений до відкладів турнейського ярусу, має вузьку нафтову облямівку

потужністю близько 4,4 м, що свідчить про складну будову пастки та багатофазну насиченість колектора.

До складу Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району Східного нафтогазоносного регіону України входить Талалаївське газоконденсатне родовище.

З точки зору тектоніки цей об'єкт розташований на Талалаївському виступі фундаменту безпосередньо в північній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини що визначає особливості його геологічної будови. Сама піднята структура була зафіксована геологами ще у 1995р і за морфологічними ознаками вона являє собою брахіантикліналь південно-західного напрямку простягання яка має розміри три цілих чотири десятих на три кілометри та амплітуду близько двохсот метрів [1,7].

Встановлені тут поклади вуглеводнів належать до пластового та склепінчастого типів, причому вони додатково ускладнені тектонічним екрануванням та літологічними обмеженнями через неоднорідність гірських порід.

Перший промисловий результат у вигляді припливу природного газу був отриманий у 1971р. під час випробування продуктивних горизонтів у глибоких інтервалах від 3482–3492 м та 3507–3522 м. Активна експлуатація родовища розпочалася у 1973р, при початковому пружноводонапірному та газовому режимах пластової системи [1,7].

Що стосується ресурсної бази то початкові видобувні запаси газу за категоріями А+В+С1 оцінювалися у 4 219 млн м³, а запаси конденсату склали 2 165 тис. т. Якість видобутого конденсату характеризується вмістом сірки на рівні 0,05–0,17 мас. %, що вважається доволі низьким показником для сировини цього регіону [1,7].

3. 2 Аналіз колекторських властивостей продуктивних відкладів родовища

Аналіз колекторських властивостей продуктивних горизонтів Новотроїцького родовища базується на детальному вивченні літологічного складу та фізичних параметрів порід що вміщують вуглеводні у широкому стратиграфічному діапазоні від тріасових до нижньокам'яновугільних відкладів.

Основна частина продуктивних розрізів представлена терагенними породами серед яких переважають пісковики різної зернистості алевроліти та аргіліти що мають неоднорідну структуру та складну будову порового простору.

За результатами лабораторних досліджень кернавого матеріалу та інтерпретації геофізичних даних встановлено що фільтраційно-ємнісні властивості колекторів суттєво змінюються залежно від глибини залягання та ступеня катагенетичного перетворення гірських порід.

Для пісковиків нижнього карбону які є основними об'єктами розробки характерні середні та високі значення відкритої пористості що забезпечує значну ємність для акумуляції газу та конденсату при цьому показники проникності демонструють суттєву анізотропію як за розрізом так і за площею поширення пластів.

Важливим фактором що впливає на якість колекторів є тип та склад цементуючої речовини оскільки наявність глинистих мінералів або вторинного карбонатного цементу часто призводить до зниження ефективної пористості та погіршення рухомості флюїдів у пласті.

Процеси літологічної мінливості та наявність тектонічних порушень у межах Новотроїцької структури зумовлюють поділ продуктивних горизонтів на окремі гідродинамічно ізольовані блоки що необхідно враховувати при розрахунку запасів та проектуванні схеми розміщення експлуатаційних свердловин.

Загалом колекторська характеристика родовища дозволяє класифікувати його як складний об'єкт із високим ступенем неоднорідності де продуктивність свердловин прямо залежить від розкриття зон із найкращими значеннями проникності та ефективних товщин колекторів

Таблиця 3.4. -

Порівняльна таблиця складу та властивостей покладів

Параметр порівняння	Горизонт С-20	Горизонт В-14	Горизонт Т-1
Стратиграфічна приналежність	Серпуховський ярус нижнього карбону	Візейський ярус нижнього карбону	Турнейський ярус нижнього карбону
Літологічний склад	Пісковики	Пісковики	Пісковики
Тип насичення	Нафтонасичений	Нафтонасичений	Газоконденсатний з нафтовою облямівкою
Колекторські властивості	від 8,0 до 17,0 %	12%	9-16%
Ефективна товщина	2,8-38,3м	1,2-5,8м	2-5,4м
Ступінь вивченості	Розкритий двома свердловинами зокрема свердловиною №14	Розкритий двома свердловинами	Вперше розкритий у 1966 році свердловиною №4

Таблиця 3.3 - Характеристика покладів нафти

C_{1V2}	C_{1S1}	иВік
В-14	С-20	Індекс горизонту
3151,6	3066	Глибина залягання покрівлі горизонту, м
-3022,2	-2937	Абсолютна глибина контакту, м
30	30	Висота покладу, м
.	Пласта.	Тип покладу
.	склеп	Режим покладу
.	гозчгга	
.	зу	
70,4	12,2	Товщина, м
1,2/15,8	2,0/5,4	Горизонту від/до
5,8	3,6	Ефекти
0,08/0,17	0,10	Підрахунок
0,12	0,10	Від/до
.	Пор.	Підрахунок
0,69	0,61	Коефіцієнт пористості
		Тип колектора
		Коефіцієнт насичення
	32,87	Величина, МПа
	3136,5	Глибина виміру, м
	355	Пластова температура, К
	99,1	Дебіт початковий, т/добу
		Тиск насичення, МПа
	0,2	Коефіцієнт вилучення нафти
26		Нафти, тис.т.
8		Розчиненого газу, млн. м ³
		Запаси початкові видобувні категорій А+В+С ₁

Таблиця 3.4. - Характеристика покладів газу

C_{it}	'Вік		
T-1	Індекс горизонту		
3287	Глибина залягання покрівлі горизонту, м		
-3232,3	Абсолютна глибина контакту, м		
140	Висота покладу, м		
Пласт.склеп.тект.ер.	Тип покладу		
Газоводонапір.	Режим покладу		
5/60	Горизонту від/до		Товщина, м
2,8/38,3	Ефекти	Колектора	
16,5	Підрахункови		
0,09/0,20	Від/до	Коефіцієнт пористості	
0,163	Підрахункови		
0,118/2,459	Проникність $1 \cdot 10^{-3}$, мкм ² від/до		
Пор.	Тип колектора		
0,89	Коефіцієнт насичення		
35,13	Пластовий тиск початковий, МПа		
351,5	Пластова температура, К		
3869,1	Дебіт початковий, тис. м ³ /добу		
826	Щільність запасів, тис. т умов.палива/км ²		
11620	Газу, млн. м ³		Запаси початкові видобувні категорій А+В+С ₁
2591	Конденсату, тис. т		

3.3 Висновки до розділу 3

1. Родовище приурочене до Талалаївсько-Рибальського району, де виділяються три термобаричні зони. Основні перспективи зосереджені в середній зоні (2998–4690 м), що характеризується найбільшою різноманітністю флюїдів (нафта, газ, конденсат) та пластовим тиском до 53,4 МПа.

2. Вуглеводні акумулюються у пластових, склепінчастих та тектонічно екранованих пастках. Поклади часто мають складну будову, включаючи газоконденсатні системи з нафтовими облямітками (горизонт Т-1), що свідчить про багатофазне насичення колекторів.

3. Продуктивні горизонти (С-20, В-14, Т-1) представлені терагенними породами, переважно пісковиками. Пористість колекторів варіюється від 8,0% до 20,0% (середні значення 12–16,3%), а тип порожнинного простору визначений як поровий з вираженою анізотропією проникності.

4. Ефективна товщина (потужність) колекторів суттєво різняться: для нафтових горизонтів вона становить від 1,2 до 15,8 м, тоді як для газоконденсатного горизонту Т-1 сягає значних величин – до 38,3 м при загальній висоті покладу 140 м.

5. Газоконденсатні поклади домінують у структурі запасів (48,5%), характеризуючись низьким вмістом сірки (0,05–0,17 мас. %). Початкові видобувні запаси об'єкта підтверджують його високу промислову цінність із початковими дебітами газу понад 3,8 млн м³/добу та нафти до 99 т/добу.

РОЗДІЛ 4. АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НОВОТРОЇЦЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

4.1 Підбір комплексу геолого-геофізичних досліджень

З метою всебічного дослідження геологічного розрізу в межах площі робіт, встановлення колекторських характеристик перспективних горизонтів, оцінки екрануючих властивостей порід-покришок, а також отримання вихідної інформації для обґрунтування підрахункових параметрів, планується виконання комплексу геолого-геофізичних досліджень.

Відбір керну

З огляду на достатній рівень вивченості кайнозойських, мезозойських та верхньої частини палеозойських відкладів, а також враховуючи, що основні перспективи нафтогазоносності Новотроїцького виступу пов'язані з відкладами візейського ярусу нижнього карбону, відбір керну передбачається з найбільш перспективних інтервалів розрізу. Дослідження керну виконуватимуться в повному обсязі з метою вирішення таких завдань [5,16]:

1. проведення стратиграфічного розчленування розрізу порід, розкритих проектною свердловиною, та їх кореляції з розрізами суміжних площ;

2. встановлення літологічних і геохімічних особливостей розрізу, реконструкція палеогеографічних умов осадонакопичення та геологічної історії розвитку басейну;

3. виявлення прямих і непрямих показників нафтогазоносності та зон аномально високих пластових тисків, визначення колекторських і екрануючих властивостей порід у продуктивних і водоносних інтервалах

4. дослідження взаємозв'язків між ємнісними властивостями порід, ступенем їх нафто-, газо- та водонасичення і даними промислово-геофізичних досліджень;

5. уточнення геологічної будови площі.

Відповідно до глибин розкриття продуктивних горизонтів С-20, В-14 і Т-1, проектом передбачено суцільний відбір керну з пісковиків.

По горизонту В-14, представленому карбонатними породами, відбір керну планується здійснювати в його покрівельній частині.

Загальна довжина проходки з відбором керну в свердловині № 14 становитиме 295 м, що відповідає 6,0 % від її проектною глибини.

Під час буріння передбачене коригування інтервалів відбору керну з урахуванням результатів оперативного каротажу.

Обробка та дослідження кернового матеріалу здійснюватимуться відповідно до чинних інструктивних вимог.

Геофізичні дослідження

Комплекс геофізичних і геохімічних досліджень у свердловинах визначається згідно з галузевим стандартом України «Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах», затвердженим і введеним у дію наказом Міністерства екології та природних ресурсів України від 18.09.2000 р. № 141 [28].

Основні методи геофізичних досліджень включають обов'язкові види робіт, що забезпечують оцінку нафтогазоносності розрізу, визначення колекторських властивостей порід та їх літологічного складу [28,29].

Додаткові методи застосовуються з урахуванням особливостей геологічної будови розрізу та конкретних геолого-технічних умов з метою отримання додаткової інформації для розв'язання поставлених завдань [28].

Проектний комплекс геофізичних досліджень свердловин наведено в таблиці 4.1.

Лабораторні дослідження

Найбільш достовірною геологічною інформацією отримується за результатами детального аналізу кернового матеріалу та даних промислово-геофізичних досліджень свердловин [25].

Відбір зразків керну для лабораторних випробувань здійснюється після його повного та ретельного опису по всьому інтервалу свердловини.

Таблиця 4.1 - Проектний комплекс ГДС по св. № 14 Новотроїцька

№ п/п	Види досліджень, їх цільове призначення	Масштаб запису	Інтервали досліджень, м
1	2	3	4
1.	Стандартний каротаж, інклінометрія з точками заміру через 25 м	1:500	0-200, 200-650, 650-1100, 1100-1400, 1400-1700, 1650-2000, 1950-2300, 2250-2600, 2550-2900, 2850-3100, 3050-3350, 3300-3550, 3500-3750, 3700-3950,
2.	Профілеметрия, ГК	1:500	В інтервал проведення ст.каротажу
3.	БКЗ, БК, МБК, МКЗ, ІК, АК, КНК, ГК, НГК, ІНГК, каверномір	1:200	3750-3900
4.	Термометрія після спуску обсадних колон	1:500	0-1400, 0-3350, 0-3900
5.	ІННК	1:200	3850-3900
6.	АКЦ	1:500	0-1400, 0-3350, 0-3900
7.	ГК, НГК	1:500	0-1400, 1400-3350, 3300-3900
8.	Сейсмокаротаж		0-3900
9.	При випробуванні пластів на бурильних трубах для прив'язки до розрізу і визначення місць встановлення пакеру провести додатково: Стандартний каротаж і профілеметрия	1:500	
10.	Чергування СГТ		Проводити з глибини 3800 м
11.	ВПТ		3900-3945,
12.	Термоградієнт		0-3900

У термін не пізніше ніж через 5–10 діб після відбору керновий матеріал направляється до лабораторії, де проводяться дослідження з метою встановлення літолого-фаціальних особливостей, петрографо-

мінералогічного складу, а також фізико-механічних властивостей гірських порід [25].

Окрім цього, підлягають дослідженню проби нафти, газу, газового конденсату, пластової води та розчиненого газу, відібрані в процесі буріння і випробування свердловини.

За умови подальших геологорозвідувальних робіт передбачений об'єм лабораторних досліджень у свердловинах міститься в табл.4.2.

Таблиця 4.2 – Проектний комплекс лабораторних досліджень

№№ п/п	Найменування досліджень, аналізу	Одиниця виміру	Кількість зразків або проб
1.	Петрографо-мінералогічний опис	шт.	30
2.	Мікрофауністичний аналіз	шт.	20
3.	Визначення карбонатності	шт.	30
4.	Фізико-хімічний аналіз	шт.	30
5.	Фізико-механічний аналіз	шт.	30
6.	Бітумологічний аналіз	шт.	20
7.	Спектральний аналіз	шт.	10
8.	Аналіз газу	проб.	6
9.	Аналіз конденсату	проб.	6
10.	Аналіз пластової води	проб.	6

4.2 Геологічні умови проводки свердловин

Під час буріння свердловин можливе виникнення ряду ускладнень, зокрема: поглинання промивального розчину, звуження стовбура свердловини, осипання нестійких порід, обвали стінок, утворення сальників, каверн і жолобів, коагуляція бурового розчину, а також газопрояви (табл.4.3).

Кайнозойські відклади в межах Новотроїцького блоку Новотроїцької площі переважно представлені піщано-глинистими породами, крейдою, мергелями та вапняками. При їх розбурюванні (інтервал 0–185 м) можливі поглинання бурового розчину, звуження стовбура та обвали. У зв'язку з цим рекомендовано застосовувати промивальний розчин на основі високоякісної

порошкової глини з обробкою КМЦ, а як мастильну добавку використовувати графіт [20,27].

У межах крейдових відкладів (185–660 м), складених мергельно-крейдовою товщею, можуть виникати звуження стовбура свердловини внаслідок набухання крейди, утворення сальників, затягування та прихоплення бурильного інструменту. Для запобігання цим ускладненням водовіддача промивального розчину не повинна перевищувати 6 см³ за 30 хвилин, оскільки її збільшення спричиняє інтенсивне набухання крейди. Часткові поглинання бурового розчину можливі також під час проходки піщаних і піщано-глинистих тріасових відкладів.

У відкладах верхнього та середнього карбону (інтервали 1760–1860 м і 1860–3000 м), представлених пісковиками та аргілітами з прошарками вапняків, можливі осипання стінок, звуження стовбура, затягування і прихоплення бурильного інструменту, а також часткові поглинання бурового розчину. Для цих умов рекомендується використання калієвого промивального розчину з низьким вмістом твердої фази. Стабілізація параметрів розчину досягається введенням КМЦ, як мастильні добавки застосовують нафту або СМОД-1, а для зниження липкості фільтраційної кірки–ГКЖ-10 або Т-80.

Найбільш складні умови буріння спостерігаються в нижньокам'яновугільних відкладах (3000–3400 м), складених аргілітами з прошарками пісковиків і вапняків. Осипання аргілітів призводить до формування значних каверн, уступів і жолобів у стовбурі свердловини, що викликає затяжки та прихоплення бурильного інструменту. У зв'язку з цим рекомендується застосування калієвих і висококальцієвих бурових розчинів.

Як інгібітори до складу розчину вводять хлористий калій, стабілізаторами служать конденсована сульфідспиртова барда (КССБ) та карбоксиметилцелюлоза (КМЦ-600). Для зменшення липкості кірки використовують ГКЖ-10, Т-80 або нафту, а з метою зниження температурного загущення–хромпик[20,27].

Буріння візейських перспективних відкладів (3400–3900 м), окрім зазначених ускладнень, може супроводжуватися газопроявами у випадку перевищення пластового тиску над гідростатичним. Для їх ліквідації необхідно встановити на жолобній системі вакуумний дегазатор і фрезерно-струйну машину. Викидна лінія має бути оснащена штуцерною батареєю та дегазаційною ємністю. Також на буровій слід забезпечити достатній запас бурового розчину та необхідну кількість обважнювача– бариту [20,27].

Таблиця 4.3 – Можливі причини та фактори ускладнень при бурінні свердловин у межах Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища

Глибина (м)	Стратиграфічний розріз	Типи ускладнень	Причини та фактори ризику
0 – 185	Кайнозой	Поглинання розчину, обвали стінок, звуження стовбура	Висока пористість пісків, незцементованість порід
185 – 660	Крейда	Сальнікоутворення, прихоплення інструменту, зтяжки	Гідратація та набрякання крейдиано-мергельних порід
660 – 1120	Юра	Збагачення розчину глиною, звуження стовбура	Активне розмивання та диспергація юрських глин
1120 – 1760	Тріас	Часткове поглинання, прихоплення колони	Наявність піщаних пластів-колекторів, набрякання глин
1760 – 3000	Верхній та середній карбон	Осіпання аргілітів, звуження стовбура, каверноутворення	Переслаювання крихких аргілітів та проникних пісковиків
3000 – 3400	Нижній карбон (турней)	Формування великих каверн, жолобів, прихоплення	Висока тектонічна порушеність та нестійкість аргілітів
3400 – 3900	Нижній карбон (візе)	Газопрояви, викиди, поглинання, каверноутворення	Високий пластовий тиск, насиченість горизонтів ВВ

Аналіз термобаричних умов у межах Новотроїцького родовища виконаний з порівнянням розподілу пластових тисків і температур у свердловинах, пробурених на суміжних Рибальській, Талалаївській, Тимофіївській та Скороходівській площах (табл.4.4).

Таблиця 4.4 – Величини пластових тисків і температур Новотроїцького родовища

Інтервал глибин, м	Вік порід	$P_{пл.}$, МПа	Гradient τ $P_{пл.}$, МПа/м	P відкриття поглинання, МПа	Gradient $P_{в.п.}$, МПа/м	P гідророзриву, МПа	Gradient $P_{гр.}$, МПа/м	$t^{\circ}C$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0-1120	Q+N+P+K	11,31	0,0101	15,12	0,0135	17,58	0,0157	30
1120-1760	J	17,95	0,0102	24,11	0,0137	27,98	0,0159	43
1760-1860	T	19,16	0,0103	25,67	0,0138	39,76	0,0160	45
1860-2320	C ₃	24,13	0,0104	32,48	0,0140	37,82	0,0163	55
2320-3000	C _{2m}	31,5	0,0105	42,90	0,0143	49,8	0,0166	70
3000-3340	C _{2b}	35,4	0,0106	48,1	0,0144	56,11	0,0168	78
3340-3400	C _{1s}	39,8	0,0107	53,94	0,0145	62,87	0,0169	86
3400-3720	C _{1v}	50,22	0,0108	68,82	0,0148	80,45	0,0173	110
3720-3900	C _{1t}	61,38	0,0124	78,71	0,0159	89,6	0,0181	119

Буріння свердловин до проектних глибин на зазначених площах здійснювалося без суттєвих ускладнень, пов'язаних із газопроявами або поглинанням бурового розчину, із застосуванням промивної рідини густиною не більше 1,3 г/см³. Газопрояви фіксувалися як під час буріння, так і після зупинок свердловин для виконання різних технологічних операцій (ГДС,

СПО, ремонтні роботи) та зазвичай проявлялися у вигляді виходу розгазованих пачок промивного розчину під час циркуляції. Усунення таких проявів проводилося шляхом підвищення густини промивної рідини [20,27].

У межах Новотроїцького родовища прогнозується відповідність пластових тисків розрахунковому гідростатичному тиску до глибини 3720 м (підосва верхньовізейського під'ярусу). У відкладах нижнього візе допускається зростання градієнта пластового тиску до 0,0124 МПа/м, при цьому розкриття зони аномально високих пластових тисків не очікується.

4.3 Обґрунтування типової конструкції та системи розміщення свердловин родовища

З урахуванням проектної глибини свердловини, цільового призначення буріння, геолого-технічних умов проходки, можливих ускладнень, допустимих значень пластових тисків на виході з-під башмака попередніх обсадних колон, а також досвіду буріння на суміжних площах, проектом передбачено наступну конструкцію свердловини.

Кондуктор діаметром 426 мм спускається на глибину 200 м– до покрівлі крейдянних відкладів. Його призначенням є ізоляція нестійких і поглинаючих порід кайнозойського віку, а також захист водоносних горизонтів харківської та буцацької світ, що використовуються для господарсько-питного водопостачання, від можливого забруднення компонентами бурового розчину. Кондуктор цементується по всій довжині [20,27].

Проміжна обсадна колона діаметром 324 мм встановлюється на глибину 1400 м з метою перекриття крейдянних відкладів, схильних до набухання, а також порід юрського і глинистого тріасового комплексів, у межах яких можливі поглинання бурового розчину та його збагачення глинистою фазою. Колона спускається однією секцією та цементується на повну довжину [20,27].

Друга проміжна колона діаметром 245 мм спускається на глибину 3350 м для ізоляції товщі порід тріасу, юри, верхнього і середнього, а також частково нижнього карбону (C1s2), де прогнозуються поглинання бурового розчину, осипання аргілітів і прихоплення бурильного інструменту. Крім того, дана колона необхідна для надійного оснащення устя свердловини противикидним обладнанням перед розкриттям очікуваних продуктивних горизонтів при бурінні під експлуатаційну колону. Цементування колони здійснюється по всій довжині.

Таблиця 4.5 – Зведені дані по конструкції свердловини

№ п/п	Найменування колон	Діаметр колони, мм	Номер секції колони	Інтервал спуску, м	Висота підняття цементу, ЦЗС, ШПЦС
1	2	3	4	5	6
1.	Кондуктор	426	-	0-200	до устя
2.	Проміжна колона	324	-	0-1400	до устя
3.	Проміжна колона	245	1	2000-3350	по всій довжині
		245	2	0-2000	до устя
4.	Експлуатаційна колона	168x140	1	3000-3900	по всій довжині
		168x140	2	0-3000	до устя

Після досягнення проектної глибини та за наявності в розкритому розрізі перспективних для випробування газоносних горизонтів передбачається спуск експлуатаційної колони діаметром 168×140 мм, призначеної для ізоляції та роздільного випробування потенційно продуктивних пластів.

Експлуатаційна колона спускається двома секціями зі стиковкою на глибині 3000 м, при цьому перехід діаметрів обсадних труб передбачений на глибині 1500 м. Цементування колони виконується на повну довжину.

Виходячи з передбачуваних гірничо-геологічних умов, а також досвіду проводки раніше пробурених свердловин, передбачаються певні параметри бурового розчину при бурінні свердловин.

Таблиця 4.6 – Характеристика бурового розчину

Інтервал, м	Тип бурового розчину	Параметри бурового розчину					Найменування хімреагентів
		густина, т/м ³	в'язкість, с	СНЗ, мг/см ³	водовіддача, см ³ /30 хв.	рН	
1	2	3	4	5	6	7	8
0-200	глинистий	1160	40-60	20/40-40/60	8 _≤	6	КМЦ, графіт, бентоніт
200-1400	глинистий	1160	30	20/40-40/80	6 _≤	6	КМЦ, гіпан, ГКЖ, ПВЛР, графіт, глинопорошок
1400-3350	калієвий	1160	60-80	20/30-30/60	6-8	7-8	КМЦ, графіт, КСІ, КССБ, ФХЛС, деревна смола, АМ-5, дизпаливо, нафта, вапно, глинопорошок
3350-4600	калієвий	1180	50-80	20/30-30/60	6-8	7	КССБ, КМЦ, ФХЛС, КСІ, деревна смола, дизпаливо, нафта, графіт, АМ-5, сульфанол, барит, глинопорошок
4600-4900	калієвий	1320	50-80	20/30-30/60	6-8	7	

Запропоновані конструкція та буровий розчин свердловини забезпечує можливість проведення повного комплексу геофізичних досліджень, випробування перспективних горизонтів як у відкритому стовбурі, так і через

експлуатаційну колону, виконання необхідних дослідних робіт, у тому числі відбору глибинних проб газу, а також подальшого введення свердловини в дослідно-промислову експлуатацію [20,27].

4.4 Перспективи подальших геолого-розвідувальних робіт і ресурсний потенціал родовища

Під час проектування та планування геологорозвідувальних робіт обов'язковим є дотримання чинних нормативно-правових, методичних і наукових документів, що регламентують порядок отримання, опрацювання, збереження та використання геологічної інформації. Зокрема, структура, зміст і оформлення звітної документації мають відповідати вимогам ДСТУ 4068-2002, а питання доступу, використання та захисту інформації — положенням Законів України «Про інформацію» та «Про науково-технічну інформацію»[11,12,13].

Планування обсягів, методів і вартості робіт повинно здійснюватися відповідно до Інструкцій зі складання проєктів та кошторисів на проведення геологорозвідувальних робіт, затверджених Міністерством захисту довкілля та природних ресурсів України. При цьому необхідно враховувати норми Кодексу України про надра, а також результати й методичні підходи, викладені у спеціалізованих звітах і наукових працях з нафтогазопромислової геології та сейсморозвідки, що забезпечує наукову обґрунтованість, правомірність і ефективність виконання ГРР [17,18,19].

Аналіз результатів багаторічних пошуково-розвідувальних робіт, геологічної будови, нафтогазоносності та колекторських властивостей продуктивних горизонтів Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища свідчить про наявність суттєвих передумов для подальшого нарощування ресурсної бази та підвищення ефективності освоєння надр [18,26,23].

Незважаючи на значний ступінь виробленості основних запасів, родовище не може вважатися повністю вичерпаним. Просторова неоднорідність колекторів, блокова тектонічна будова структури, а також

складний літолого-фаціальний характер продуктивних товщ створюють умови для збереження нерозкритих або недостатньо дренованих ділянок покладів. Особливо це стосується периферійних частин антиклінальної структури, тектонічно екранованих блоків та інтервалів із погіршеною гідродинамічною зв'язаністю [18,26,24].

Основні перспективи подальших геолого-розвідувальних робіт пов'язані з відкладами нижнього карбону – турнейського, візейського та серпуховського ярусів. Продуктивні горизонти Т-1, В-14 і С-20, які вже довели свою промислову нафтогазоносність, залишаються ключовими об'єктами для деталізації геологічної моделі та уточнення ресурсного потенціалу. За результатами аналізу геофізичних матеріалів та даних буріння можливе виділення додаткових локальних пасток як у межах відомих горизонтів, так і на їх флангах [18].

Окрему увагу доцільно приділити глибшим і слабковивченим інтервалам розрізу, зокрема нижнім частинам турнейського ярусу та підшовним зонам візейських відкладів. Ураховуючи наявність сприятливих термобаричних умов і продуктивних товщ у межах Дніпровсько-Донецької западини, ці інтервали можуть бути перспективними щодо відкриття нових газоконденсатних або газових покладів [32,33].

Важливим напрямом подальших робіт є застосування сучасних методів сейморозвідки, насамперед високодетальної 3D-сейсміки [14]. Її використання дозволить уточнити морфологію структурних елементів, характер тектонічних порушень, а також просторове поширення колекторів і флюїдоупорів. Поєднання сейсмічних даних з результатами геофізичних досліджень свердловин та кернових аналізів створює основу для побудови уточненої тривимірної геолого-гідродинамічної моделі родовища [22].

Перспективним є також проведення додаткового розвідувального та оціночного буріння, орієнтованого на виявлення залишкових і нерозкритих запасів у межах відомих покладів. Особливої уваги потребують зони з підвищеними значеннями ефективних товщин і пористості, а також ділянки,

де попередня розробка була ускладнена конденса- і водонакопиченням у привибійній зоні свердловин [22].

З точки зору ресурсного потенціалу Новотроїцьке родовище характеризується значною часткою газоконденсатних запасів і сприятливими фізико-хімічними властивостями вуглеводнів, зокрема низьким вмістом сірки. Це підвищує економічну привабливість подальшого освоєння об'єкта та створює передумови для впровадження сучасних технологій інтенсифікації видобутку, включаючи методи підтримання пластового тиску та оптимізації режимів експлуатації свердловин.

Таким чином, комплексна оцінка геологічної будови, результатів попередніх геолого-розвідувальних робіт і сучасного стану розробки свідчить, що Новотроїцьке нафтогазоконденсатне родовище має реальні перспективи подальшого геологічного вивчення та нарощування ресурсної бази. Реалізація запропонованих напрямів досліджень дозволить не лише уточнити геологічну модель родовища, а й забезпечити стабілізацію та підвищення рівня видобутку вуглеводнів у середньо- та довгостроковій перспективі.

4.5 Висновки до розділу 4

1. Проаналізовано виконаний комплекс геолого-геофізичних досліджень, який включає відбір керну загальною довжиною 295 м (близько 6,0 % проектної глибини), повний комплекс промислово-геофізичних досліджень у інтервалі 0–3900 м, а також лабораторні аналізи керну, флюїдів і пластових вод. Застосування такого комплексу забезпечує детальне вивчення геологічної будови, колекторських та екрануючих властивостей перспективних горизонтів С-20, В-14 і Т-1.

2. Аналіз геологічних умов провідки свердловини показав, що в різних інтервалах розрізу можливі суттєві ускладнення, зокрема поглинання бурового розчину (інтервали 0–185 м, 1120–1760 м), набухання та сальнікоутворення в крейдянних відкладах (185–660 м), осипання аргілітів,

каверно- та жолобоутворення у відкладах карбону (1760–3400 м), а також газопрояви у візейських відкладах на глибинах 3400–3900 м. Врахування цих факторів є критично важливим для безпечного та ефективного буріння.

3. Термобаричні умови Новотроїцького родовища характеризуються відповідністю пластових тисків гідростатичному до глибини 3720 м, з можливим зростанням градієнта пластового тиску до 0,0124 МПа/м у нижньовізейських відкладах. Температура порід зростає від близько 30 °С у верхній частині розрізу до 119 °С на глибині 3900 м, що обумовлює необхідність застосування інгібованих калієвих та висококальцієвих бурових розчинів і контролю їх термостійкості.

ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу наукову задачу встановлення закономірностей формування пасток і покладів вуглеводнів на прикладі Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища з урахуванням стратиграфічних, тектонічних і колекторських факторів перспектив нафтогазоносності окремих продуктивних горизонтів.

1. Встановлено, що Новотроїцьке нафтогазоконденсатне родовище належить до добре вивчених об'єктів Дніпровсько-Донецької западини з тривалою історією геолого-геофізичних досліджень і промислової розробки. Початкові видобувні запаси категорій А+В+С1 оцінюються у 26 тисяч тонн нафти та 8 млн м³ розчиненого газу. Родовище зберігає перспективи відкриття нових або недорозвіданих покладів у межах нижньокам'яновугільних відкладів.

2. У ході аналізу стратиграфічної, тектонічної та гідрогеологічної будови родовища встановлено, що геологічний розріз характеризується складною багатоповерховою будовою з найбільш перспективними в нафтогазоносному відношенні відкладами нижнього карбону (турнейський, візейський і серпуховський яруси). Новотроїцьке родовище приурочене до асиметричної антиклінальної структури південно-західного напрямку простягання, яка має розміри 3,4 x 3 км та амплітуду близько 200 метрів, ускладненої тектонічними порушеннями.

3. Вуглеводні в межах родовища акумулюються переважно в пластових, склепінчастих і тектонічно екранованих пастках. Основні продуктивні горизонти С-20, В-14 і Т-1 представлені пісковиками з пористістю в межах 8–20 % і змінною ефективною товщиною. Газоконденсатний горизонт Т-1 характеризується складною багатофазною будовою з нафтовою облямівкою та значною потужністю колектора, що зумовлює його ключову роль у структурі запасів родовища.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТОК А Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Т-1

ДОДАТОК Б Геологічний розріз Новотроїцького нафтогазоконденсатного родовища

ДОДАТОК В Розріз продуктивної частин

