

Міністерство освіти і науки України
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
ННІ «Інститут геології»
Кафедра геології нафти і газу

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА МАГІСТРА

спеціальність 103 – Науки про Землю
освітня програма «Геологія нафти та газу»

**ТЕМА: «Палеогеографічна реконструкція умов формування
нафтогазоносних товщ Юліївсько-Коробочкинської зони ДДз
(на прикладі Пилипівського родовища)»**




Виконав:

студент 2 курсу магістратури денного відділення
Гаврильцов Ілля Юрійович



Науковий керівник:

доктор геологічних наук, професор
Нестеровський Віктор Антонович

РОБОТА РЕКОМЕНДОВАНА ДО ЗАХИСТУ. ПРОТОКОЛ №20
ВІД 16.05.2023 Р.
ЗАВІДУВАЧ КАФЕДРИ, ПРОФЕСОР  ОЛЕКСІЙ КАДІТЕНКО

Київ – 2023

РЕФЕРАТ

магістерської кваліфікаційної роботи

Гаврильцова Іллі Юрійовича

на тему: «Палеогеографічна реконструкція умов формування нафтогазоносних товщ Юліївсько-Коробочкинської зони ДДз (на прикладі Пилипівського родовища)»

Спеціальність 103 Науки про Землю

Освітня програма – Геологія нафти і газу

Робота на 84 аркушів складається з 4 розділів розділів і містить 33 рисунків.

При підготовці роботи використовувалися матеріали з 20 джерел.

Актуальність роботи.

Розуміння палеогеографічних умов дозволяє зрозуміти процеси, що відбувалися в минулому, і спрогнозувати розташування нафтогазоносних зон в майбутньому.

Юліївсько-Коробочкинська зона є великою нафтогазоносною зоною в Дніпровсько-Донецькій западині, тому дослідження палеогеографічних умов є особливо важливим для нафтогазової промисловості України.

Мета роботи.

Метою дослідження палеогеографічної реконструкції умов формування нафтогазоносних товщ Юліївсько-Коробочкинської зони ДДз є отримання більш повної і точної інформації про палеогеографічні умови, що панували в регіоні в минулому, а також про процеси формування нафтогазоносних товщ.

Розв'язувані в роботі задачі:

1. Зібрати загальну геологічну інформацію, про Пилипівське родовище та про родовища Юліївсько-Коробочкинської зони загалом.
2. Вивчення можливостей використання методів палеогеографічних реконструкцій, та аналіз інших геологічних методів визначення умов утворення продуктивних горизонтів .
3. Проаналізувати використовуючи методи палеогеографії склад порід з кернів та проінтерпретувати отримані дані.
4. Побудувати палеогеографічні моделі продуктивних горизонтів пилипівського родовища і порівняти з результатами минулих років на всій Юліївсько-Коробочкинській зоні.

Основний зміст.

В роботі було досліджено фактичні матеріали що до утворення нафтогазоносних товщ, використано методи оцінки цих матеріалів та інтерпретації даних. Створено ряд моделей осадконакопичення та проведено характеристику утворення нафтогазоносних горизонтів візейських, серпуховських та башкірських ярусів, проведена кореляція між даними по чотирьох свердловинах і з'ясовано умови утворення різних нафтогазоносних шарів та зроблено висновок про природу утворення кожного з них.

Наукові результати.

На основі отриманих даних та використанні методів розроблені ряд палеогеографічних моделей, проведена кореляція, підтверджені дані про умови формування нафтогазоносних порід.

Наукова новизна.

Наукова новизна полягає в тому, що здобувач проводить палеогеографічну реконструкцію умов формування нафтогазоносних товщ і розроблює ряд палеогеографічних моделей цього родовища для розуміння формування цієї зони в цілому. Дослідження має на меті встановити структуру та палеогеографічну історію родовища, що дозволяє зрозуміти, як саме формувалися нафтогазоносні товщі в даній зоні.

Практичне значення.

Важливість даної магістерської роботи полягає в тому, що вона розширює знання про палеогеографічну еволюцію, умови та закономірності формування нафтогазоносних товщ, що може бути використано для подальшого вивчення геологічної структури регіону та пошуку нових родовищ нафти та газу.

АНОТАЦІЯ

У магістерській роботі висвітлено питання утворення продуктивних товщ кам'яновугільних відкладів візейських, серпуховських та башкірських ярусів та залучені ряд методів для розробки моделей палеогеографічних умов формування продуктивних горизонтів, теоретичних основ застосування методів палеогеографічної реконструкції та методів літогенезу за для опису кернавого матеріалу, на прикладі Пилипівського родовища Юліївсько-Коробочкинської зони, що полягає у інтерпретації фактичного матеріалу з чотирьох свердловин, кореляції та формуванні ряду геологічних моделей, які відображають послідовність та взаємозв'язок всіх процесів розвитку вуглеводневих фацій, а в майбутньому й прогнозуванні нафтогазоносності, розробці теоретичних моделей процесів утворення таких площ і на основі цього використання в майбутніх дослідженнях.

Результатом досліджень проведених в цій роботі стало створення палеогеографічних моделей утворення нафтогазоносних пластів. Досвід який був отриманий та результати роботи можуть бути використані при виконанні задач пошуку та розвідки нових подібних родовищ, та з методом аналогії можуть бути примінені на структурах подібного типу.

Ключові слова: *палеогеографічна реконструкція, відклади кам'яновугільного періоду, нафтогазоносні товщі, Дніпровсько-Донецька западина, Юліївсько-Коробочкинська зона.*

ABSTRACT

of the master's qualification thesis work

Havryltsov Illia

master's thesis topic: «Paleogeographical reconstruction of the conditions of formation of oil and gas bearing strata of the Yuliyivsko-Korobochkynska zone of the Dnipro-Donets depression (on the example of the Pylypivske field)»

The master's thesis deals with the formation of productive strata of coal-bearing deposits of the Visean, Serpukhovian and Bashkirian stages and uses a number of methods to develop models of paleogeographic conditions for the formation of productive horizons, theoretical foundations for the application of paleogeographic reconstruction methods and lithogenesis methods for describing core material, on the example of the Pylypivske field of the Yuliyivsko-Korobochkynska zone, which consists in interpreting the actual material from four wells, correlating and forming a number of geological models that reflect the sequence and interconnection of all processes of hydrocarbon facies development, and in the future, predicting oil and gas content, developing theoretical models of the processes of formation of such areas and, on this basis, using them in future studies.

The result of the research carried out in this work was the creation of palaeogeographic models of oil and gas reservoir formation. The experience gained and the results of the work can be used in the search and exploration of new similar fields, and can be applied to structures of a similar type using the method of analogy.

Key words: paleogeographic reconstruction, carboniferous period deposits, oil and gas bearing strata, Dnipro-Donets depression, Yuliyivsko-Korobochkynska zone.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	7
ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ.....	13
1.1 Історія геологічного розвитку ДДЗ.....	13
1.2 Північного борту нафтогазоносний район.	17
1.3 Геологічна будова Юліївсько-Коробочкинської зони.....	19
РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ПИЛИПІВСЬКОЇ ПЛОЩІ....	21
2.1 Загальна характеристика Пилипівської площі.....	21
2.2 Стратиграфія.....	24
2.3 Тектоніка	28
2.4 Нафтогазоносність площі.....	31
РОЗДІЛ 3. МАТЕРІАЛИ І МЕТОДИ ПАЛЕОГЕОГРАФІЇ.....	35
3.1 Методи Палеогеографії.....	35
3.2 Принципи палеогеографії.	40
3.3 Матеріали роботи.....	42
РОЗДІЛ 4. ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ТА ВИКОРИСТАННЯ ДАНИХ. МОДЕЛЮВАННЯ ПЛОЩ.....	44
4.1 Інтерпретація та використання даних.....	44
4.2 Палеогеографічне моделювання умов формування нафтогазоносних товщ.....	70
ВИСНОВКИ.....	79
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	81

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ДДЗ - Дніпровсько-Донецька западина

МФГ - мікрофауністичний горизонт

ГДС - геофізичні дослідження свердловин

Інт. - інтервал

К. - керновий матеріал, керн

ВВ - Вуглеводні

ВСТУП

У дослідженні палеогеографічної реконструкції умов формування нафтогазоносних товщ Юліївсько-Коробочкинської зони вивчається структура та палеогеографічна історія родовища з метою збільшення розуміння геологічних процесів, які призвели до формування нафтогазоносних товщ. Проведено детальний аналіз геологічних даних та літературних джерел, виконані зіставлення даних з літературою, проведені кореляційні дослідження та вивчення мінерального складу порід.

Актуальність роботи

Дослідження палеогеографічних умов формування нафтогазоносних товщ є дуже актуальною темою в галузі нафтогазової промисловості. Розуміння палеогеографічних умов дозволяє зрозуміти процеси, що відбувалися в минулому, і спрогнозувати розташування нафтогазоносних зон в майбутньому.

Юліївсько-Коробочкинська зона є важливою нафтогазоносною зоною в Дніпровсько-Донецькій западині, тому дослідження палеогеографічних умов є особливо важливим для нафтогазової промисловості України.

Вивчення палеогеографічної історії цього родовища може допомогти в розумінні його формування та розподілу нафти та газу в різних геологічних структурах. Отже, ця робота є важливою для подальшого розвитку геологічного розвідування та експлуатації нафтогазових родовищ в Україні. Важливим етапом є комплексні літолого-фаціальні та палеогеографічні дослідження, спрямовані на встановлення седиментаційних факторів нафтогазоносності.

Магістерська робота має на меті вивчення літологічних та фаціальних особливостей, закономірностей осадконакопичення та палеогеографії на момент формування нафтогазоносних пластів Пилипівського родовища.

Також мною було досліджено осадові фактори, які мали вирішальний вплив на розподіл потенційної нафто та газогенеруючих покладів, а також особливості їх діагенетичних перетворень. Отримані знання становлять реальну основу для достовірного прогнозу розміщення потенційних колекторів на розрізі та на площі.

Мета дослідження

Метою дослідження палеогеографічної реконструкції умов формування нафтогазоносних товщ Юліївсько-Коробочкинської зони ДДз є отримання більш повної і точної інформації про палеогеографічні умови, що панували в регіоні в минулому, а також про процеси формування нафтогазоносних товщ.

Цілі дослідження:

Вивчення структури та складу гірських порід, які містять нафтогазові товщі. Вивчення палеогеографічних умов, що панували в регіоні в період формування нафтогазоносних товщ. Вивчення джерел постачання матеріалів для формування нафтогазоносних товщ. Вивчення процесів, які сприяли формуванню та збереженню нафтогазоносних товщ. Розроблення палеогеографічної моделі, яка дозволить прогнозувати розташування нафтогазоносних товщ у регіоні та планувати подальші розвідувальні роботи.

Отримання такої інформації дозволить розширити нашу базу знань про палеогеографію регіону та сприятиме подальшому розвитку нафтогазової промисловості в Україні.

Об'єкт дослідження - геологічна структура та палеогеографічна історія нафтогазоносних товщ Юліївсько-Коробочкинської зони Дніпровсько-

Донецької западини на прикладі Пилипівського родовища. Це включає в себе вивчення геологічних формацій, складу гірських порід, зон інтенсивної породоутворення, наявності та розподілу нафти та газу, палеонтологічних залишків і інших факторів, що вплинули на формування родовищ. Також, об'єктом дослідження є сам процес формування товщ та родовищ нафти та газу, а також вплив різних факторів, таких як клімат, геологічні процеси, динаміка морських рівнів, на цей процес. Дослідження об'єкта допоможе в розумінні геологічної історії регіону, що в свою чергу забезпечить більш точну та повну інформацію про родовища нафти та газу.

Предмет дослідження - палеогеографічна реконструкція умов формування нафтогазоносних товщ на прикладі Пилипівського родовища.

Методологічні засади та методи дослідження

Під час виконання магістерської роботи було використано різноманітні методи дослідження. Проводився огляд наукових досліджень з питань палеогеографії, формування нафтогазоносних товщ та геології досліджуваної території. Цей аналіз був необхідним для побудови базової концепції дослідження та вибору методів реконструкції. Лабораторні дослідження: проводилися з метою отримання детальної інформації про геологічні формації та їх властивості. Зокрема, літолого-стратиграфічний, літолого-фаціальний, седиментологічний та палеонтологічний аналізи допомогли встановити закономірності осадконакопичення та будови нафтогазоносних товщ. Проведено лабораторні дослідження, які включали макроскопічне та мікроскопічне вивчення зразків кернів для визначення фаціального походження порід. Для визначення хіміко-мінералогічного складу як порід в цілому, так і їх окремих компонентів, було використано вивчення петрографічних шліфів.

Наукова новизна та практичне значення отриманих результатів

Наукова новизна полягає в тому, що здобувач проводить палеогеографічну реконструкцію умов формування нафтогазоносних товщ і розроблює ряд палеогеографічних моделей цього родовища для розуміння формування цієї зони в цілому. Дослідження має на меті встановити структуру та палеогеографічну історію родовища, що дозволяє зрозуміти, як саме формувалися нафтогазоносні товщі в даній зоні. Отримання результатів дослідження може мати значення в галузі розвідки та видобутку нафти та газу в даному регіоні. Результати роботи можуть бути використані для покращення розуміння структури родовища та його геологічної історії, що дозволить підвищити ефективність розвідки та видобутку нафти та газу в цій зоні. Також, результати дослідження можуть бути використані в наукових дослідженнях, пов'язаних з палеогеографією та структурою інших нафтогазоносних зон. Отже, отримані результати мають важливе практичне значення для розвідки та видобутку нафти та газу в даному регіоні, а також можуть бути використані в наукових дослідженнях.

Особистий внесок здобувача полягає в проведенні наукового дослідження та аналізі отриманих даних. Було проведено детальний аналіз геологічних даних та літературних джерел з метою розуміння структури та палеогеографічної історії Пилипівського родовища та проведено кореляцію між зразками порід, досліджено їх мінеральний склад. В результаті проведених досліджень досягнуто та зроблено значний внесок у розумінні палеогеографічної історії та структури Пилипівського родовища.

Отримані результати можуть мати практичне значення в галузі розвідки та видобутку нафти та газу в цьому регіоні. Зокрема, результати досліджень можуть бути використані при розробці стратегій розвідки та експлуатації

родовищ, а також при встановленні прогнозованого потенціалу нафтогазоносності даних товщ.

Таким чином, було успішно виконано поставлені перед завдання та досягнуто мету дослідження, внівши значний внесок у розуміння палеогеографічної історії та структури Пилипівського родовища. Робота може бути корисною для подальших наукових досліджень та впровадження їх результатів у практику.

Структура і обсяг магістерської роботи. Магістерська робота, загальним обсягом 84 сторінок, складається зі вступу, трох розділів, висновків, списку використаних джерел, що налічує 20 найменувань. Робота містить 33 рисунків. Роботу виконано на кафедрі геології нафти та газу, Київського національного університету імені Тараса Шевченка.

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ

1.1 Історія геологічного розвитку ДДЗ

Дніпровсько-Донецька западина містить велику кількість осадових порід різного складу та фаціальних умов, які складаються з середньодевонських до четвертинних відкладів (Рис. 1.1). Глибина осадових відкладів збільшується в напрямку з північного заходу на південний схід, а також від бортів западини до її центральної частини, що призводить до зменшення потужності порід. Максимальна товщина відкладів у найбільш занурених частинах западини становить 15-17 км. В ДДЗ є значні запаси нафти та газу, які переважно містяться в палеозойських відкладах.

В межах ДДЗ існують дуже старі породи, що складають кристалічний фундамент, такі як гнейси, граніти, кристалічні сланці, амфіболіти, метавулканогенно-осадові породи, які утворилися в археї та палеопротерозої. Основна частина складається з порід, що утворилися в палеозої, зокрема відкладів девонської, кам'яновугільної та пермської систем. У цій частині можна виділити кілька структурно-формаційних комплексів.

Девонський період складається з декількох літологічних комплексів, що включають вулканогенні, соленосні, карбонатні та теригенні сіро- та червоноколірні породи, загальною товщиною до 7,5–8,9 км. Середній і верхній девон складаються з перешарування пісковиків, алевролітів, аргілітів з прошарками доломітів ейфельського і живетського ярусів.

Верхній девон - це складний комплекс, що складається з франського та фаменського ярусів, які можуть досягати висоти більше 4-5 км.

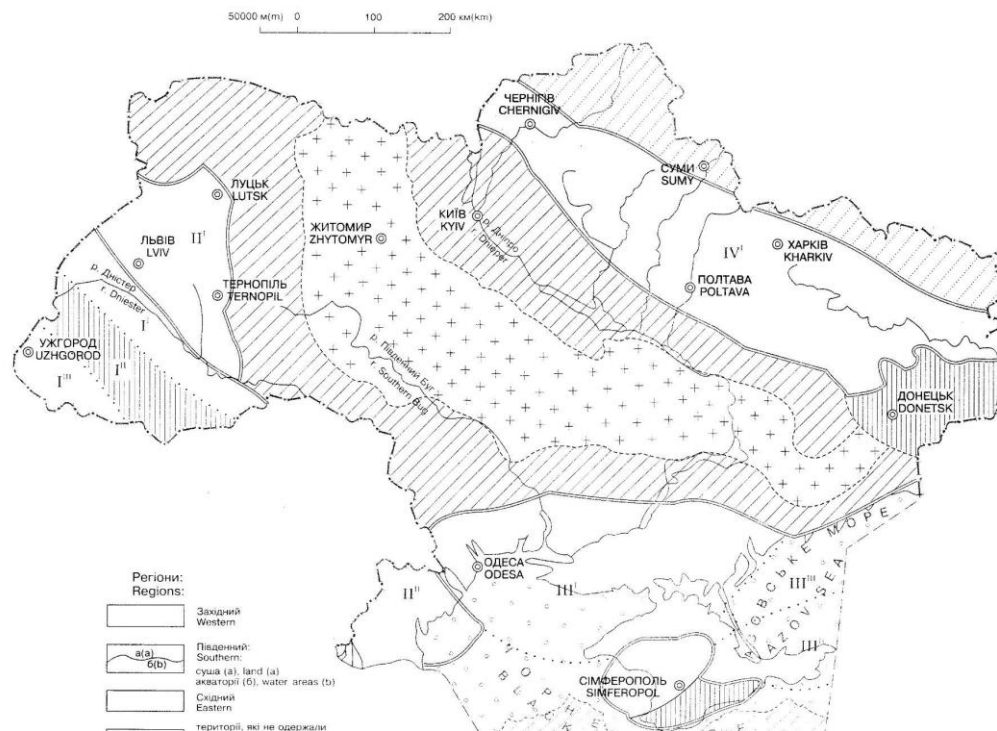


Рис. 1.1 – Геологічна карта нафтогазоносних зон України. Східний нафтогазоносний регіон, а саме ДДз позначено номером IV [1].

Франський ярус має різний літологічний склад, що включає пісковики, алевроліти, аргіліти, органігенні вапняки та доломіти, а також вулканогенні, вулканогенно-осадові та соленосні відклади. Фаменський ярус також складно побудований, з міжсольовою, середньою соленою і верхньою надсольовою товщинами, які разом можуть досягати висоти до 3-4 км.

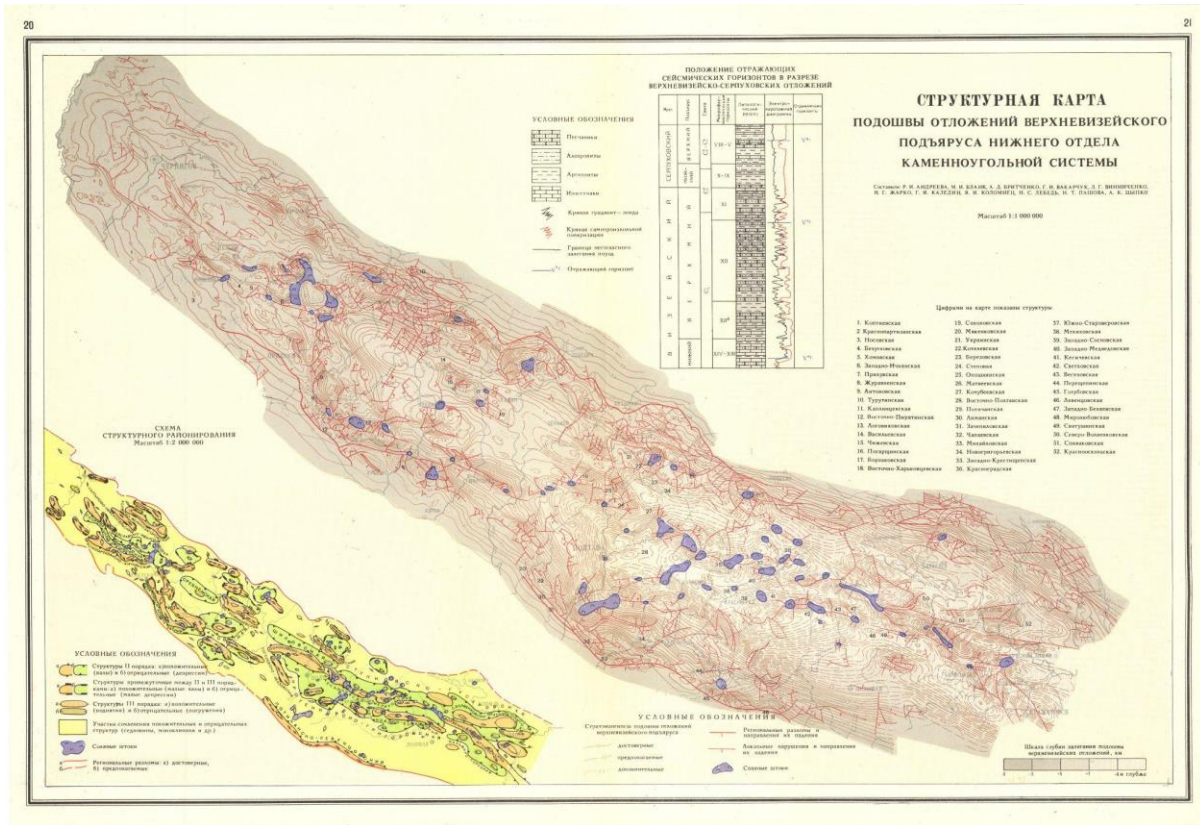


Рис. 1.2 – Структурна карта візейських відкладів ДДЗ [1].

У ДДЗ кам'яновугільна система складає понад 60% осадового чохла, її товщина сягає 10 км і більше в центральній частині западини. Відкладення системи залягають з кутвою незгідністю на різновікових горизонтах девону та протерозою, представлені нижнім, середнім і верхнім відділами, які поділяються на мікрофауністичні горизонти. Нижній карбон включає турнейський, візейський і серпуховський яруси.

Турнейський ярус складається з вапняків з домішками аргілітів, алевролітів та карбонатних пісковиків нижнього під'ярусу, та глинисто-піщаної та вапняково-глинистої товщі верхнього під'ярусу. Візейський ярус (Рис.1.2) поділяється на нижній та верхній під'яруси, де нижній складається з морських відкладів теригенно-карбонатного походження та континентальних утворень, а верхній - з аргілітів, доманікітів, горючих сланців та пісковиків, які перекриваються паралічною формацією. Серпуховський ярус також поділяється на нижній та верхній під'яруси, де

нижній містить аргіліти з алевролітами, дрібнозернистими пісковиками та вугіллям, а верхній - пісковики, алевроліти, аргіліти з вапняками та пропластками вугілля.

У середньому карбоні існують два яруси: башкирський та московський. Башкирський ярус має нижній та верхній під'яруси. Нижній складається з піщано-глинистих відкладів, покритих глинисто-карбонатною морською товщею. Верхній складається з перешарування пісковиків і глин з карбонатними та вугільними прошарками. Московський ярус складений переважно пісковиками і аргілітами, рідше вапняками і пластами вугілля. У верхньому карбоні відкладення розвинені менше, але все ж представлені чергуванням пісковиків і аргілітів з прошарками карбону.

Пермська система включає Асельський ярус та низи Сакмарського ярусу. Товщина цієї системи змінюється від 10 до 100 м на північному заході до 2500-2700 м на південному сході в центральній частині Орчиківської депресії. Асельський ярус складений алевролітами, аргілітами та пісковиками луганської світи товщиною від 130 до 350 м. Також він містить червоноколірні алевроліти та глини з прошарками вапняків картамиської світи, пласти кам'яної солі з ангідритами, доломітами та темнозбарвленими глинистими карбонатами микитівської і слов'янської світ. Сакмарському ярусу відповідає краматорська світа, складена сіллю з прошарками магнезійно-калійних солей і ангідритів.

Мезозой представлений трьома періодами - тріасом, юрою та крейдою, і кожен з них має свої відклади, такі як глини, піски, вапняки тощо, з різною товщиною.

Кайнозойська Ера поділяється на три періоди: палеоген, неоген і четвертинну систему. Палеоген складається з морських відкладів

палеоцену, еоцену та олігоцену, які мають товщину до 400 метрів і складаються з різних матеріалів, таких як глини, мергелі, піски тощо. Неоген представлений пісками міоцену та пліоцену з прошарками вапняків та мергелів, а також глинами. Четвертинна система складається з відкладів плейстоцену та голоцену, таких як льодовикові, лесові, алювіальні відклади, ґрунти та інші, товщина яких може сягати до 35-40 метрів.

Головна особливість тектоніки Дніпрово–Донецької западини полягає у виокремленні чіткої поздовжньої зональності, яка обумовлена особливостями геологічної будови. Ця зональність включає приосьову зону та прибережні північну та південну зони, а також північні та південні борти [4].

1.2 Північного борту нафтогазоносний район.

Північного борту нафтогазоносний район — належить до Східного нафтогазоносного регіону України і знаходиться на Північному боці Дніпровсько-Донецької западини, який прилягає до північного крайового розлому. Тут потужність осадових порід досягає 4500 м, а промислові запаси нафти та газу були виявлені відкладів середнього і нижнього карбону. Крім того, на Хухрянській площі є невелике скупчення нафти в корі вивітрювання кристалічного фундаменту.

Однією з особливостей Північного борту Дніпровсько-Донецької западини є відсутність значної частини девонських відкладів та неглибоке залягання кристалічних порід фундаменту 3000-4500 м. Ці породи перекриті турнейськими, нижньовізейськими та верхньовізейськими відкладами відповідно в східній, центральній та західній частині району. Найбільш повний розріз кам'яновугільних відкладів знаходиться між містами Харків і Богодухів. Ширина борту зменшується з південного сходу на північний захід, і турнейські та нижньовізейські відклади виклинаються. На північно-

східному напрямку кам'яновугільні відклади поступово зменшуються і перекиваються тріасовими або більш молодими мезозойськими і кайнозойськими відкладами.

Більшість структур осадового чохла на Північному борту утворилися внаслідок складки облягання блоків фундаменту, які відображають його рельєф. Це може бути пов'язано з авлакогенним етапом розвитку Дніпровського грабену, який був характеризований високою тектонічною активністю. Ця тектонічна активність тривала від раннього карбону до пізньовізейського віку, коли схил Воронезької антеклізи був втягнутий у прогинання. Тому верхньовізейські відклади на Північному борту лежать на нерівній поверхні кристалічного фундаменту, який був викладений і пройшов денудацію, незважаючи на те, що він був сушею на протязі довгого часу.

Осадкові комплекси пов'язані з тектонічними процесами та розломно-блоковою тектонікою, що максимально проявлялися під час відкладання серпуховських і башкирських відкладень. З початку пізнього візейського періоду і до палеогену, на території борту відбувалось загальне опускання, супроводжуючись значним локальним тектогенезом.

Опис елементів розломно-блокової тектоніки на Північному борту складається з трьох мегаблоків: Подільсько-Брянського, Дніпровсько-Курського та Приазовсько-Білгородсько-Росошанського, які розділені міжмегаблоховими шовними зонами. Кожен мегаблок містить два-три блоки, які відокремлені розломами. Ці порушення, за даними сейсмозвідки та інших досліджень, ускладнюють будову блоків і поділяють їх на менші елементи. На території Північного борту чітко виділяються дві основні субширотні силові лінії - узгоджені та неузгоджені скиди. Вони утворюють паралельні крайовому розлому горсти, які іноді

ускладнені діагональними та субмеридіональними розломами головних диз'юнктивів.

Утворення Північного борту було обумовлено дією розломно-блокової тектоніки, яка успадкувала елементи Воронежського масиву та Дніпровсько-Донецького грабену. Це призвело до появи різноманітних локальних форм в межах структурних зон. Серед цих форм розвинені антиклінальні структури зі зрізаними північними крилами та виположеними протяжними південними, напівантиклінальні структури, тектонічно екрановані блоки та літологічно обмежені структури. Антиклінальні та куполовидні структури мають другорядне значення та простежуються в перших ізогіпсах склепінних частин крупних блоків [3].

1.3 Геологічна будова Юліївсько-Коробочкинської зони.

Юліївсько-Коробочкинська зона є частиною північного борту Дніпровсько-Донецької западини, яка включає в себе різні структури, в тому числі нафтогазові родовища, такі як Юліївське, Скворцівське та Коробочкинське. Юліївське родовище було виявлене в 1982 році, а Скворцівське - в 1983-1988 роках. Коробочкинське родовище було виявлене у 1976 році. Вони знаходяться в різних частинах Харківської області і пов'язані з тектонічними блоками та невеликими підняттями. Родовища зустрічаються в верхніх візе, відстань між містами і структурами складає 15-16 км, а їх амплітуда коливається від 100 до 200 метрів [2].

Найбільш ефективні геологорозвідувальні роботи проводяться в зоні Юліївсько-Коробочкинської, що приурочена до Богодухівського виступу кристалічного фундаменту. Групи структурно-тектонічних елементів утворюють субширотні поздовжні структурно-тектонічні зони - диз'юнктивні вали, що були виділені у кам'яновугільних відкладах за результатами геолого-геофізичних досліджень. Відомо, що зворотні або незгідні скиди мали значний вплив на формування покладів вуглеводнів

(ВВ) в цій зоні. Згідно з палеотектонічними дослідженнями (Рис. 1.3), Юліївсько-Коробочкинська площа розвивалася монокліналі у візейському і серпухівському віці, але в башкирський вік почалося інтенсивне ускладнення будови площі або значна зміна її структурного плану, яка продовжувалася в усі наступні періоди. Це зумовило появу тектонічних порушень і літологічного вклинювання, що могло вплинути на формування скупчень ВВ. Логічним продовженням геологорозвідувальних досліджень на цій площі стало вивчення та аналіз інформації про нафтогазоносність відкладів, які були розкриті свердловинами, і формулювання відповідних висновків [4].

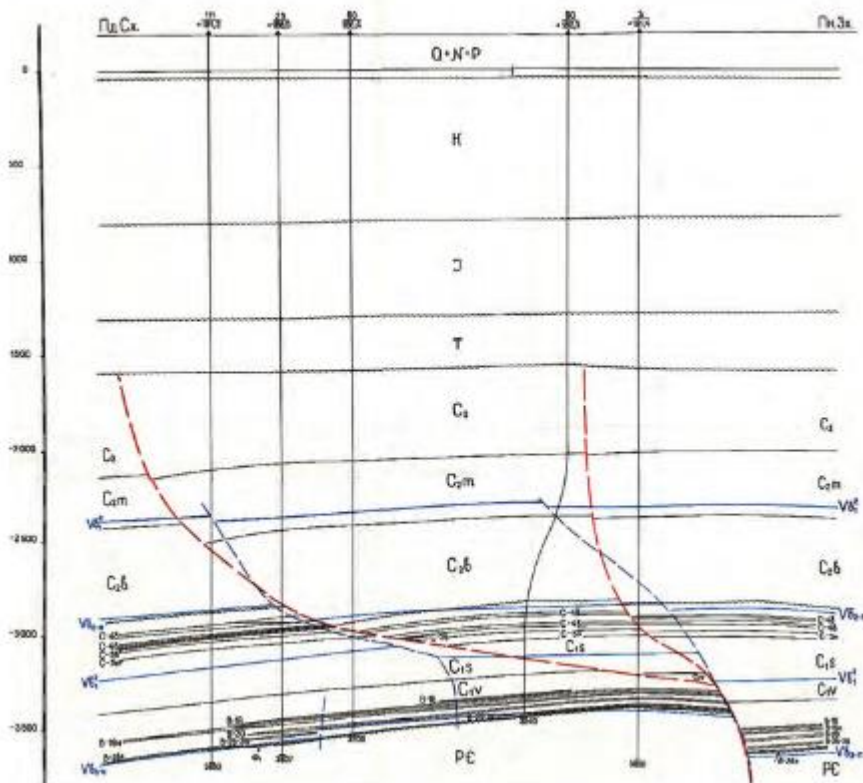


Рис. 1.3 – Сейсмогеологічний розріз по лінії свердловин Юліївсько-Коробочкинської площі [2].

РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ПИЛИПІВСЬКОЇ ПЛОЩІ

2.1 Загальна характеристика Пилипівської площі

Північний борт ДДз на сучасній стадії пошуково-розвідувальних робіт оцінюється, як район з великими потенційними можливостями відносно нафтогазоносності. Особливо перспективною вважається його центральна частина, де відкрито в останній час цілий ряд покладів вуглеводнів на Пилипівській площі.

Пилипівська площа входить до складу Юліївсько-Коробочкинської зони нафтогазонакопичення.

В тектонічному відношенні Пилипівська площа розташована в центральній частині північного борту ДДз. Поверхня кристалічного фундаменту в межах площі досліджень являє собою монокліналь субширотного простягання, яка поступово заглиблюється з північного сходу на південний захід в бік центральної частини грабену від 3,25 до 3,75 км. В свердловинах №1 та №3 Пилипівської площі покрівля кристалічного фундаменту розкрита на глибині 3365 м та 3337 м відповідно [7].

Осадова товща північного борту, успадковуючи загальні риси будови кристалічного фундаменту, також моноклінально занурюється в бік центральної частини грабену, поступово збільшуючи свою товщину за рахунок появи окремих пластів і стратиграфічних горизонтів. Її товщина в межах площі досліджень становить 3300-3700 м. Для цієї зони північного борту характерна наявність багаточисельних розривних порушень різного характеру та типу, в основному, субширотного напрямку, які обумовили складну розривно-блокову тектоніку та наявність поздовжніх за простяганням структурно-тектонічних зон. В геологічній будові Пилипівської площі беруть участь породи кристалічного фундаменту, на

яких залягають осадові утворення палеозойського, мезозойського та кайнозойського віку. Глибини залягання розкритих свердловинами стратиграфічних комплексів приведені в таблиці

Поклади вуглеводнів приурочені до московського і башкирського ярусів середнього карбону, серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону.

Вони пов'язані, в основному, з пологими брахіантиклінальними та з напівантиклінальними складками, що екрануються по повстанню шарів незгідними скидами. Площина скиду забезпечує екранування флюїдонасичених пластів пісковиків в нижньо- та середньокам'яновугільній товщі, а також в корі вивітрювання докембрійського фундаменту. Безпосередньо в межах Пилипівського родовища пошуковими свердловинами 1 та 3 встановлені поклади вуглеводнів у башкирських, серпуховських і візейських відкладах карбону. Найбільша кількість запасів вуглеводнів Юліївсько-Коробочкинської зони нафтогазонакопичення пов'язана з візейськими відкладами.

На Пилипівському родовищі газоконденсатні поклади виявлені в горизонтах Б-5, Б-9, Б-10, С-4в, С-4с, С-5н, В-16, В-17в (Рис. 2.1), В-17н, В-24, В-25-26 (Рис. 2.2). Ця інформація висвітлена в Розділі

“Нафтогазоносність”



Рис. 2.1 – Структурна карта по покрівлі горизонту В-17в [7].

Пилипівська структура виявлена по відкладах нижнього карбону в 1981 році за результатами сейморозвідувальних досліджень.



Рис. 2.2 – Структурна карта по покрівлі горизонту В-25-26[7]

Пилипівське підняття сформовано під впливом підйому в палеозойський час горстоподібного блоку фундаменту, що обумовило розвиток в осадовій товщі густої сітки розривних порушень скидового типу [9].

В зв'язку з дослідженнями в наступних розділах виявлено що багатими покладами на вуглеводні є башкирські, серпуховські і візейські відклади карбону. В роботі буде розглянуто умови формування цих нафтогазоносних товщ.

Осади, що заповнюють басейн ДДз в візейсько-серпуховсько-башкірський період, характеризуються циклічністю, що включає повторення трансрегресій та регресій на основі коротких циклів, що мають товщину близько 50 м. Короткі цикли згруповані в довгі цикли, які містять в середньому 4-6 коротких циклів. Однак, поганий контроль часу ускладнює визначення тривалості циклів та причин змін відносного рівня моря.

2.2 Стратиграфія

В зв'язку з потужними покладами нафти і газу які приурочені до башкирських, серпуховських і візейських відкладів карбону як було досліджено в цьому і наступних розділах, в роботі буде розглянуто умови формування цих нафтогазоносних товщ, але все ж в даному пункті було розглянуто кореляцію всієї стратиграфічної колонки і верств які залягають на Пилипівському родовищі від протерозойського кристалічного фундаменту до відкладів неогену.

В геологічній будові Пилипівської площі приймають участь породи протерозойської, палеозойської і мезокайнозойської ератем.

Породи кристалічного фундаменту розкриті свердловинами №1 та №3 на глибинах 3366 м та 3337 м відповідно. Породи представлені гранітами,

плагіогранітами сірими, темно-сірими, рожево-сірими, крупнокристалічними і дрібнокристалічними, міцними, тріщинуватими, в нижній частині розкритого інтервалу – амфіболітами плагіоклазовими, гнейсами біотит-епідотовими.

Відклади палеозойської ератеми зі стратиграфічною та кутовою незгідністю залягають на розмитих породах кристалічного фундаменту, представлені кам'яновугільною системою. Пермські відклади на даній території відсутні.

Відклади кам'яновугільної системи представлені нижнім, середнім та верхнім відділами. Нижній відділ представлений візейським та серпуховським ярусами.

Відклади візейського ярусу C_{1v} за своїми літолого-фаціальними і фауністичними особливостями підрозділяються на два під'яруси – нижній і верхній.

Літологічно представлені в верхній частині під'ярусу глинисто-карбонатною пачкою, складеною перешаруванням вапняків і аргілітів, в нижній частині під'ярусу – аргіліто-піщаною пачкою, складеною перешаруванням пісковиків і аргілітів.

Породи згруповані в літологічні пачки В-26-25, В-24. У відкладах літопачки В-26-25 відкрито газонасичений горизонт. Товщина нижньовізейського під'ярусу 37-46 м. Верхньовізейський під'ярус, C_{1v2} Відклади верхньовізейського під'ярусу виділяються в об'ємі нерозчленованих окремо XII і XI мікрофауністичні горизонти, відклади XII мікрофауністичних горизонтів в розрізах свердловин №1 та №3 Пилипівської площі відсутні. За своїми літолого-фаціальними

особливостями підрозділяються на 3 товщі: нижню, переважно теригенну, середню – карбонатну і верхню – переважно аргілітову.

Породи верхньої товщі групуються в літологічні пачки В-15, В-14. По покрівлі літологічної пачки В-14 проводиться верхня границя верхньовізейського під'ярусу.

Відклади серпуховського ярусу на досліджуваній площі виділяються в об'ємі двох під'ярусів – нижнього і верхнього, які значно відрізняються за літологічним складом і між якими встановлена регіональна стратиграфічна незгідність.

Відклади нижньосерпуховського під'ярусу розглядаються в об'ємі VIII-IX мікрофауністичних горизонтів і літологічно представлені глинистою товщею, складеною аргілітами з тонкими прошарками алевролітів, пісковиків і вапняків. Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, вапнисті, щільні з лінзовидними прошарками алевролітів сірих, темно-сірих, слюдистих. Породи під'ярусу згруповані в літологічні пачки С-16-23.

Відклади верхньосерпуховського під'ярусу залягають на розмитих породах нижньосерпуховського під'ярусу, виділяються в об'ємі VIII, VII-V мікрофауністичних горизонтах.

Відклади VIII мікрофауністичного горизонту об'єднані у літопачки С-9-8, С-7-6. Літологічно представлені чергуванням аргілітів, алевролітів з малопотужними пластами пісковиків і ще більш рідкими і тонкими пропластками вапняків.

У складі VII-V та V мікрофауністичних горизонтів виділяються літологічні пачки С-5, С-4, С-3-2 з літопачками С-5, С-4 пов'язані газові поклади. За даними геофізичних досліджень свердловин відклади представлені в

нижній частині пластом пісковиків з прошарками аргілітів, а в верхній частині розрізу переважно алевролітами, аргілітами з прошарками глинистих вапняків і глинистих пісковиків.

Середній відділ, C_2 представлений башкирським та московським ярусами.

Відклади башкирського ярусу C_2 в представлені нижнім і верхнім під'ярусами.

Нижньобашкирський під'ярус. Відклади під'ярусу виділені в об'ємі світ C_2^1 і C_1^5 і з стратиграфічною незгідністю залягають на підстилаючих відкладах серпуховського ярусу. В літологічному відношенні розріз складений карбонатно-глинистими відкладами з більш рідкими алевролітами і пісковиками.

Породи групуються в літологічні горизонти Б-14 – Б-10. До літопачки Б-10 приурочений газовий поклад.

У верхньобашкирському під'ярусі виділені аналоги світ C_2^2 , C_2^3 , C_2^4 , літологічно складені переважно теригенними породами – перешаруванням пісковиків, алевролітів з аргілітами і рідкими малопотужними пластами вапняків. Деякі пласти вапняків чітко виражені на каротажних діаграмах, простежуються на значні відстані і є маркуючими.

Породи згруповані в літологічні пачки Б-9 – Б-1. До літопачок Б-9, Б-5 приурочені газонасичені пісковики.

Відклади московського ярусу виділяються в об'ємі аналогів світ C_2^5 , C_2^6 , C_2^7 і нижньої частини C_3^1 , літологічно складені перешаруванням алевролітів, пісковиків, аргілітів, вапняків, вугілля.

Вапняки сірі, світло-сірі, прихованокристалічні і органогенно-детритусові, часто доломітизовані. Породи згруповані в літологічні пачки М-7–М-1.

Верхньокам'яновугільні відклади виділені в об'ємі світ C_3^1 , C_3^2 , C_3^3 , літологічно складені перешаруванням потужних пачок пісковиків з аргіліто-алевролитовими пачками і рідкими тонкими вапняками [7][9].

Мезозойська та Кайнозойська ери представлені товстим шаром осадового чохла, але в зв'язку з предметом даної роботи детальне висвітлення стратиграфічної послідовності цих відкладів не стоїть на меті.

в цьому розділі представлений опис найбільш продуктивних на вуглеводні порід, з якими в подальшому в цій роботі буде представлено результати інтерпретації даних.

Тому важливо виділити саме нафтогазоносні товщі і їх стратиграфічні розбивки по свердловинам, в підрозділі “Нафтогазоносність площі” представлена детальна інформація що до цих глибин по різних свердловинах.

2.3 Тектоніка.

Пилипівська структура розташована в центральній частині північного борту ДДз.

Структура виділена по відбиваючих горизонтах в відкладах середнього та нижнього карбону і відноситься до Юліївсько-Коробочкинської структурно-тектонічної зони (Рис. 2.3), що складається з ряду невеликих за розмірами антиклінальних піднять субширотного простягання. Більшість піднять мають асиметричну будову, їх південні крила круті, чітко прослідковуються, північні – ледь помітні, а в основному, відсутні.

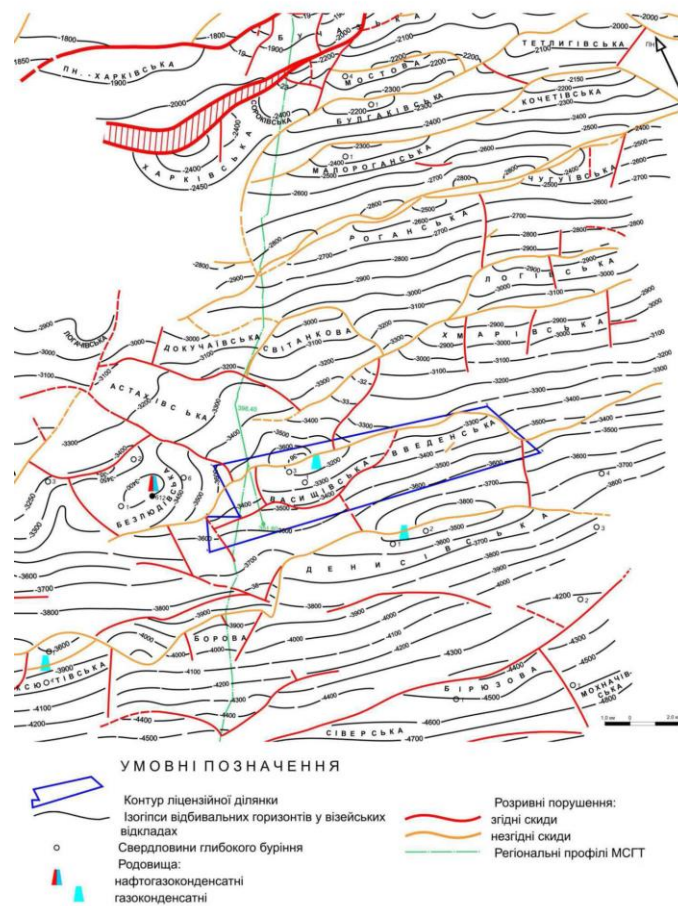


Рис. 2.3 – Оглядова структурна карта Пилипівської площі та сусідніх площ[6].

Поверхня кристалічного фундаменту в районі робіт являє собою монокліналь, яка занурюється в південному напрямку. Монокліналь розбита тектонічними порушеннями на окремі блоки. Серед порушень переважають незгідні скиди субширотного простягання, деякі з них мають регіональний характер. Один з таких скидів обмежує Пилипівську структуру з північного сходу і має амплітуду по поверхні фундаменту понад 500 м. Прослідковується це порушення і по всій товщі кам'яновугільних відкладів. На північному сході від Пилипівської площі знаходиться Чугуївський виступ фундаменту. Покрівля кристалічного фундаменту на Пилипівській структурі розкрита на глибині 3366 м та 3337 м відповідно в свердловинах 1 та 3. На поверхні кристалічного фундаменту незгідно

залягають породи осадового чохла. Товщина їх поступово змінюється в північно-східному напрямку внаслідок скорочення і випадання окремих стратиграфічних комплексів [6].

По відбиваючому горизонту C_1v_1 Пилипівська площа являє собою напівантиклінальну структуру субширотного напрямку, розвинуту вздовж незгідного скиду, північні крила якої зрізані тектонічним порушенням, а південні видовжені і поступово переходять в монокліналь. Площа складається з трьох структурних елементів: західного тектонічного блоку, Пилипівської напівантиклінальної складки та Введенського елемента. Дані структури обмежені з півночі незгідним тектонічним порушенням амплітудою від 175 м на заході, до 330 м а апікальній частині Пилипівської складки і до 50 м на південному сході. В південній частині площі також простежується ряд тектонічних порушень, одне з яких те, що обмежує північну частину Денисівської площі. Амплітуди їх коливаються від 25 м до 300 м. Пилипівська складка знаходиться гіпсометрично вище Введенського та Денисівського структурних елементів.

По відбиваючому горизонт C_1v_2 , який відноситься до верхньовізейських відкладів, геологічна будова Пилипівської площі майже не змінюється, лише амплітуда північного зворотнього скиду зменшується в апікальній частині площі до 300 м. Введенське підняття у відкладах візейського ярусу нижнього карбону являє собою структурно-тектонічний блок, екранований незгідним скидом.

Субпаралельне незгідному скиду розривне порушення згідного типу, що ускладнює південне крило Пилипівського підняття, в місці зчленування Пилипівської та Введенської структур змінює своє простягання з субширотного на північно-східне і примикає до екрануючого скиду, тим

самим відмежовуючи вищеназвані структури одна від одної. Амплітуда скиду становить 20-50 м.

Від розташованого на південному сході підняття Введенський структурно-тектонічний блок відокремлений поперечним розломом амплітудою 20-30 м.

Структурні особливості на глибинному горизонті C_{1s2} відрізняються від попередньо описаних. Відсутність західного порушення з'єднує західний блок та Пилипівську складку. Амплітуда зворотного скиду в апікальній частині зменшується до 50 м. В північному крилі Пилипівської структури з'являється ще один незгідний скид, який примикає до основного на рівні нижньосерпуховських відкладів. Цей незгідний скид відрізняє блок свердловини №1 Пилипівська від Пилипівської складки, утворюючи окремий тектонічний блок, та змінює напрямок в межах Введенського блоку, створюючи терасоподібний виступ [12].

2.4 Нафтогазоносність площі

Як було вказано раніше - Пилипівське газоконденсатне родовище розташоване в центральній частині нафтогазоносного району Північного борту. Загальний поверх нафтогазоносності Північного борту охоплює відклади від середньокам'яновугільних до розуцільнених порід кристалічного фундаменту включно. Основні запаси вуглеводнів даного нафтогазоносного району пов'язані з відкладами серпуховського і візейського ярусів, а також з розуцільненими утвореннями фундаменту.

На родовищі за результатами інтерпретації матеріалів буріння пошукових свердловин 1 та 3 встановлені поклади вуглеводнів у башкирських,

серпуховських, візейських відкладах. Поклади пов'язані з теригенними колекторами гранулярно-порового типу.

Відклади башкирського ярусу не відносяться до регіонально нафтогазоносних. На Пилипівському родовищі продуктивність башкирських відкладів встановлена лише за даними геофізичних досліджень у свердловинах, поклади вуглеводнів виявлені в продуктивних горизонтах Б-5, Б-9 та Б-10 [10].

Значні запаси вуглеводнів Юліївсько-Коробочкінської зони нафтогазонакопичення пов'язані з відкладами серпуховського ярусу.

На Пилипівському родовищі встановлена газоносність продуктивних горизонтів С-4в, С-4с та С-5н, причому поклад горизонту С-5н є промисловим.

Найбільша кількість запасів вуглеводнів Юліївсько-Коробочкінської зони нафтогазонакопичення пов'язано з візейськими відкладами.

На Пилипівському родовищі газоконденсатні поклади встановлені у відкладах В-16, В-17в, В-17н, В-24 та В-25-26 продуктивних горизонтів. У будові покладу продуктивного горизонту В-25-26 частково беруть участь також утворення кори вивітрювання.

Стратиграфічні розбивки нафтогазоносних товщ Пилипівського родовища Б-5. и розкриті свердловиною 3 в інтервалі 2301,4-2322,4 м. Нижче в інтервалі 2322,4-2332,8 м.

Б-9. В межах продуктивності розкритий 3 свердловиною 2493,6-2496,0 м. Нижня границя визначеної продуктивності покладу прийнята по подошві цього пласта.

Б-10. Газонасичений за даними геофізичних досліджень свердловин пласт розкритий в свердловині 3 в інтервалі 2525,2-2528,6 м. В свердловині 1 горизонт Б-10 ущільнений. По підшві газонасиченого за даними геофізичних досліджень свердловин пласта на абсолютній відмітці -2412,9 м прийнята НГВП для покладу горизонту Б-10.

Як було зазначено раніше значні запаси вуглеводнів Юліївсько-Коробочкинської зони нафтогазонакопичення пов'язані з відкладами серпуховського ярусу.

С-4в. В межах продуктивності розкритий свердловиною 3, де за даними геофізичних досліджень свердловин виділений газонасичений пласт в інтервалі 2815,4-2822,0 м.

С-4с. Газонасичені за даними геофізичних досліджень свердловин пласти розкриті свердловиною 1 в інтервалах 2792,0-2794,4 м та 2799,8-2806,0 м.

С-5н. За результатами інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин газонасичені пласти виділені в свердловині 1 в інтервалі 2900,0-2905,4 м.

Найбільша кількість запасів вуглеводнів Юліївсько-Коробочкинської зони нафтогазонакопичення пов'язано з візейськими відкладами.

В17в. Газонасичений пласт розкритий свердловиною 1 в інтервалі 3244,4-3250,8 м.

В17н. Газонасичений за даними геофізичних досліджень свердловин пласт розкритий в свердловині 3 в інтервалі 3276,6-3284,8 м.

В24. В межах продуктивності розкритий в свердловині 3 в інтервалі 3309,6-3312,2 м.

В-25-26. За результатами інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин газонасичені пласти виділені в свердловині 3 в інтервалах 3317,0-3323,0 м, 3323,8-3327,4 м, 3328,0-3334,6 м. Розбивки глибин залягання різних свердловин позначено на рисунку схемі(Рис. 1.6) [13].

Площа	Васищівська	Васищівська	Васищівська	Безлюдівська	Денисівська
№ свердловини	1	3	5	612	2
Вибій	3708	3376	3380	3580	3677
Альтитуда	113,0	115,7	106,72	113,3	145,0
Q+N	48	62	51	64	–
P	192	200	199	207	245
K ₂	673	683	686	677	727
K ₁	748	761	751	753	804
J _{3km}	914	919	899	925	971
J _{3o}	959	963	955	967	1010
J _{2k}	979	983	970	990	1032
J _{2bt}	1123	1125	1108	1130	1182
J _{2b}	1161	1159	1148	1166	1214
T _Г	1185	1185	1178	1206	1241
T _{пк}	1223	1222	1210	1247	1272
T _п	1256	1266	1271	1279	1318
T _{пг}	1348	1344	1325	1370	1390
C ₃ ³	1551	1580	1511	1582	1639
C ₃ ²	1796	1815*	1772	1806	1923
C ₃ ¹	1862	1838	1841	1885	2031
C _{2m}	2286	2223	2181	2294	2472
C _{2b}	2780	2693	2696	2783	2934
C _{1s2}	3024	3052*	2990	3155	3225?
C _{1s1}	3125	3106	3095	3280	3410
C _{1v2}	3332	3309	3301	3519	3607
C _{1v1}	3365	3337	3335	3552	3660
PC	3708*	3376*	3380*	3580*	3677*
Скиди	1348/30-35	1815/50-60	1465/30-40		2840/50
	2780/130	1958/30	2130/50		3180/80-90
	2826/20	3052/90	2972/60		–

Рис. 2.4 – Стратиграфічні розбивки Пилипівського родовища та сусідніх Безлюдівської та Денисівської площ [13].

РОЗДІЛ 3. МАТЕРІАЛИ І МЕТОДИ ПАЛЕОГЕОГРАФІЇ.

3.1 Методи Палеогеографії.

Палеогеографія - це наука, яка досліджує давню природу земної поверхні, вивчає, як змінювалися географічні умови на протязі часу та відтворює їхні складові частини. Основне завдання палеогеографії - це визначення етапів розвитку земної поверхні та відтворення її природних особливостей на кожному з цих етапів.

Палеогеографія досліджує геологічні шари та їхні палеонтологічні рештки з комплексом властивих ознак як об'єкт свого дослідження. Відтворення давньої ландшафтної оболонки та її складових на основі їхніх решток та ознак є завданням палеогеографії. Це відрізняє її методіку від фізико-географічних досліджень, які базуються на вивченні сучасних об'єктів. Принцип актуалізму, запропонований Чарльзом Лайелем, знаходить відображення у палеогеографії, але її методи збору та інтерпретації даних є головним чином геологічними [15].

Геологія вивчає сучасну будову та історію земної кори, тоді як палеогеографія досліджує складові давньої географічної оболонки, яка включає давню земну кору. У геології реконструкція є допоміжним методом, а у палеогеографії вона є основною методологією. Важливу роль у палеогеографії відіграє стратиграфія - наука, яка вивчає послідовність залягання осадових шарів, кожен з яких відповідає певному етапу розвитку давньої географічної оболонки. Без стратиграфії не було б можливої розвитку палеогеографії як науки про послідовність етапів розвитку географічної оболонки.

Літолого-фаціальний склад осадових відкладів дозволяє встановити умови їх утворення, такі як геологічну будову, рельєф, екзогенні процеси,

водойми, біоту та клімат давніх часів. Крім того, палеогеографічні пам'ятки є індикаторами палеоландшафтів. Кожне геологічне тіло в осадовій оболонці, таке як його генезис, склад, будова, властивості та умови залягання, може бути використано для встановлення ландшафту часу та місця його утворення, а також пам'яткою морфолітогенного та ґрунтового компонентів цього ландшафту [17].

Основним завданням палеогеографії є відновлення географічних умов, що панували у минулому. Це досягається через палеогеографічні реконструкції, які засновані на спеціальних методиках та прийомах. Принцип аналогій, який використовується в палеогеографії, ґрунтується на принципі актуалізму, тобто на використанні наших знань про сучасну природу для вивчення природи минулого. В основі методології лежать загальнофілософські принципи розвитку, історизму та взаємодії, а процес дослідження полягає у реконструкції етапів розвитку географічної оболонки минулого.

Щоб відтворити давню природу та ландшафти минулого, необхідно застосовувати систему методів з різних наукових галузей, які взаємно доповнюють, уточнюють та контролюють один одного. Ці методи базуються на різних філософських принципах, таких як історизм, причинність, цілісність, взаємодія та аналогія. Палеогеографія є прикордонною наукою, яка вивчає історію розвитку сучасної природи, середовища існування людського суспільства та взаємодію природи і суспільства.

Палеогеографія - це галузь історичної геології, яка вивчає географічні умови відрізків геологічної історії для розуміння того, як формувалися та розподілялися геологічні об'єкти в минулому. Хоча це не єдине визначення палеогеографії, але воно просте і зрозуміле, і не провокує дискусій, які можуть відволікти від наукових досліджень у цій галузі. Важливо

вказати, що незалежно від підходу до палеогеографії, географи повинні пояснювати сучасні риси природи поверхні Землі в ході будь-яких палеогеографічних досліджень.

Палеогеографія має головною метою вивчення фізико-географічних умов минулого, зокрема в районах, де відбувалося відкладення стародавніх осадів, і реконструкцію поширення різних порід. Це досягається за допомогою комплексного аналізу гірських порід для з'ясування умов їх утворення. Отримані дані дозволяють припустити про розповсюдження певних осадових порід та корисних копалин у недоступних для прямих спостережень зон земної кори.

Методи які використані в даній роботі для ідентифікації умов утворення фацій які розглянуті базуються на засадах теорії літогенезу та фаціального аналізу.

Вчення про літогенез є важливою складовою палеогеографії, оскільки дозволяє зрозуміти процеси, які призводять до формування різних типів порід. Літогенез вивчає процеси відкладення та трансформації мінеральних та органічних матеріалів, що входять до складу порід. Методика використання вчення про літогенез в палеогеографії полягає в аналізі відкладень, які накопичувалися на досліджуваній території в минулому. За допомогою літогенетичних критеріїв можна встановити тип відкладень та їхні умови утворення, а також зробити висновки про давні середовища накопичення матеріалу. Наприклад, відкладення пісків свідчать про існування умов вітрового транспорту, а відкладення глини свідчать про наявність водних об'єктів. Крім того, аналіз типу та структури мінеральних компонентів може дати інформацію про те, звідки матеріал був транспортований та які були його джерела. Комбінуючи дані, отримані за допомогою вчення про літогенез з даними, отриманими за допомогою інших палеогеографічних методів, можна побудувати моделі формування порід та відтворити історію розвитку території в минулому. Це дозволяє

отримати значиму інформацію про кліматичні, геологічні та біологічні процеси, що відбувалися в минулому на досліджуваній території [16].

Літологофаціальний аналіз є важливим методом у палеогеографічних реконструкціях. Цей метод полягає в вивченні складу та структури відкладень, які накопичувалися на землі та морському дні в минулому. Зіставляючи різні літологічні одиниці (формації), можна зробити висновки про геологічну історію території. Літологофаціальний аналіз дозволяє встановити характер відкладення та умови, за яких вони накопичувалися. Наприклад, відкладення глинистих порід свідчать про наявність великих водних об'єктів, відкладення вапняків - про наявність морських чи озерних умов. Крім того, за допомогою літологофаціального аналізу можна встановити границі геологічних часових періодів та зробити висновки про рух літосферних плит. Отже, літологофаціальний аналіз в палеогеографічних реконструкціях дозволяє відтворити географічні умови території в минулому та зробити висновки про її геологічну історію. Комбінуючи результати літологофаціального аналізу з іншими палеогеографічними методами, можна отримати докладну інформацію про те, як виглядала земля в минулому та як вона еволюціонувала протягом історії.

Палеонтологічний аналіз є важливим методом в палеогеографії для встановлення віку та еволюції досліджуваної території. Цей аналіз ґрунтується на вивченні скам'янілостей, тобто залишків давніх організмів, які збереглися у гірських відкладеннях.

Палеонтологічний аналіз може допомогти встановити, коли досліджувана територія була під водою, а коли на ній була суша. За допомогою визначення віку скам'янілостей можна встановити послідовність

геологічних подій, що мали місце на цій території у минулому. Також палеонтологічний аналіз може допомогти встановити кліматичні умови та природні середовища, які існували на досліджуваній території в минулому.

Для палеонтологічного аналізу використовуються різні методики, зокрема, визначення видового складу та кількості скам'янілостей у гірських відкладеннях, порівняння з іншими відкладеннями в регіоні, а також аналіз біомаркерів та інших ознак, що можуть свідчити про певні природні умови та події [19].

Вчення про фації в палеогеографії вивчає характеристики та властивості відкладень, зокрема їхній склад, структуру та властивості, які дозволяють встановити умови утворення та середовища їхнього накопичення. Фації - це певні групи порід, що мають спільні ознаки та характеристики. Вони утворюються внаслідок певних процесів та умов, які діяли на території у певний період часу. Кожна фація має свої особливості та характеристики, що дозволяють встановити умови її утворення та середовище накопичення. Методика використання вчення про фації в палеогеографії полягає в аналізі складу та структури відкладень. За допомогою фаціальних аналізів можна встановити тип та умови утворення відкладень на певній території в минулому. Наприклад, фація морських відкладень може свідчити про те, що на території в минулому існувало морське середовище. Фація річкових відкладень може свідчити про існування річкових систем. Крім того, фації дозволяють встановити зміни умов накопичення відкладень на певній території, що дає можливість відтворити історію її розвитку. Отже, вчення про фації є важливим інструментом в палеогеографії, оскільки дозволяє встановити тип та умови накопичення відкладень на досліджуваній території в минулому, а також зробити висновки про середовища та процеси, які діяли на цій території [18].

3.2 Принципи палеогеографії.

Головний принцип палеогеографії полягає у тому, що простір і час є нерозривно пов'язаними, що добре можна відобразити у матричній формі. Час відіграє важливу роль у палеогеографії, оскільки чим старіші події, тим менше зберігається інформації про них, що робить висновки загальнішими. Дослідники палеогеографії працюють зі сотнями та мільйонами років, тому чим більш пізніми є події, тим більш детальну інформацію простіше отримати.

Принцип синхронності та метасинхронності в палеогеографії вказує на загальну тенденцію розвитку процесів, але конкретний прояв може мати місцевий характер.

Принцип комплексності палеогеографії полягає в тому, що непрямі матеріали про минулі події пов'язані між собою і важливі для отримання інформації.

Принцип актуалізму в палеогеографії означає використання сучасних знань про географічні процеси і їх перенесення на минуле, але потребує коректного застосування, оскільки не завжди можна вважати, що те, що відбувається зараз, точно відображає минулі події.

Виконаний літогенетичний, літолого-фаціальний аналізи та інші з урахуванням результатів мінералого-геохімічного вивчення керну став основою для палеогеографічних досліджень візейських, серпуховських та башкірських відкладів Пилипівського родовища. За результатами їх аналізу вдалось встановити основні риси палеогеографії ДДЗ протягом візейського-башкірського віку [15].

3.3 Матеріали роботи

В роботі використано матеріали які були отримані під час проходження практики, а саме зібрано дані з кернавого матеріалу та описано керна, використано літогенетичний метод та описано шліфи попередньо виготовлені з цього матеріалу і примінено для опису петрографічний та палеонтологічний метод.

Під час розвідки матеріалу було проведено ряд досліджень. Геофізичні та в подальшому геохімічні та виявили нафтогазоносність шарів В-16, В-17в, В-17н, В-24 та В-25-26 в Візейському ярусі, На Пилипівському родовищі встановлена газоносність продуктивних горизонтів С-4в, С-4с. На Пилипівському родовищі продуктивність башкірських відкладів та поклади вуглеводнів виявлені в продуктивних горизонтах Б-5, Б-9 та Б-10.

Був отриманий фактичний матеріал з чотирьох свердловин, а саме 1,3,7 та 10 (Рис. 3.1).

Керновий матеріал являється основою для отримання найбільш достовірної інформації, а результати його комплексного дослідження повинні забезпечити надійну геолого-геофізичну інформацію під час пошуків, розвідки.



Рис. 3.1 – Керновий матеріал з свердловини №10 [12]

При укладанні керну в ящики проводився його попередній літологічний опис з метою віднесення його до того чи іншого літотипу, фіксація наявності чи відсутності каверн і тріщин, встановлення ступені макрооднорідності, візуальної оцінки характеру насичення.

Макроопис було виконано в керноскровищі. Опис проведено в наступному порядку: назва породи, колір, структура, склад і характер цементу, міцність цементації, наявність видимих пустот. Текстура породи, особливості мінерального складу, вміст кальциту і доломіту, наявність конкрецій і включень, наявність і умови залягання залишків організмів, потужність окремих прошарків і характер їх чергування, наявність, орієнтація, розкриття і заповнення тріщин.

Теоретико-методичні аспекти дослідження

На сучасному етапі розвитку палеогеографічних досліджень основним методологічним підходом є комплексність досліджень.

Звичайно бажаним є застосування максимального доцільного комплексу методів, спрямованих на поетапну реконструкцію природних умов минулого.

Нами у рамках комплексного палеогеографічного підходу до вивчення товщ було розвинено і використано для палеогеографічних реконструкцій такі важливі його складові як палінологічний та літологічний аналіз, зокрема, вивчення гранулометричного складу відкладів.

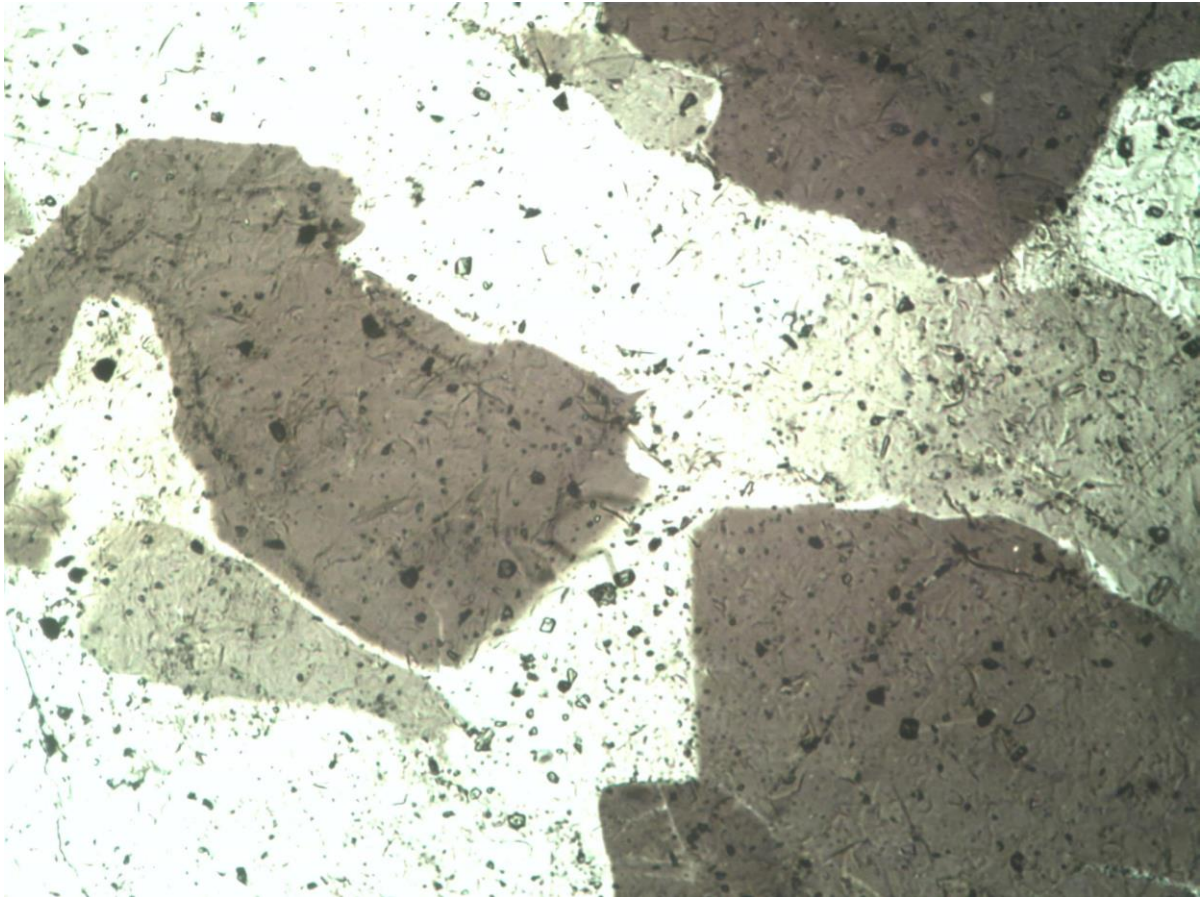


Рис. 3.2 – приклад фото шліфу з 1 свердловини; інт. 3228,4-3336,2м;[12]

У нашому дослідженні паралельне застосування цих двох методів як палеогеографічних індикаторів і взаємна верифікація отриманих результатів слугує підвалиною обґрунтування достовірності останніх.

Звичайно, іншою важливою основою перевірки достовірності палеогеографічних реконструкцій за палінологічними та літологічними даними є порівняння із результатами, отриманими іншими методами мультидисциплінарного підходу: палеонтологічними, палеогеоморфологічним тощо, а для визначення віку відкладів – палеомагнітним, радіовуглецевим тощо.

РОЗДІЛ 4. ІНТЕРПРИТАЦІЯ ТА ВИКОРИСТАННЯ ДАНИХ. МОДЕЛЮВАННЯ ПЛОЩ.

4.1 Інтерпретація та використання даних.

Літологічний аналіз та палеогеографічна інтерпретація даних

Нами було проінтерпретовано зразки кернового матеріалу з чотирьох свердловин, а саме 1, 3, 5 та 10. Даний літологічний аналіз допоможе розкрити сутність формування нафтогазоносних площ, розкрити питання утворення та формування цих відкладів.

Данні глибин та горизонтів які були використані в палеогеографічній реконструкції - Свердловина №1 2853-2855 С-6-7; 2855-2863 С-6-7; 2863-2941 С-6-7; 3268-3271 В-16-17; 3271-3278 В-17; Свердловина №3 2705-2712 С-4в; 2815-2821,4 С-4с; 3246-3248 В-17в; Свердловина №5 2390-2400 Б-6-7; 2985-2997 С-5; 3035-3045 С-16-23; 3220-3238 В-16-17; Свердловина №10 2370-2388 Б-5; 3036-3046 С-16-23; 3219-3237 В-16;

Горизонти відповідають позначенням Б-5 С2б; С-4в С1s2; С-4с С1s2; С-5н С1s2; В-16 С1v2; В-17в С1v2; В-17н С1v2(Рис. 4.1); В-24 С1v1; В-25-26 С1v1 (Рис. 4.2);

Єдина стратиграфічна шкала				Регіональні стратиграфічні підрозділи			Дніпровсько-Донецька западина					Східно-Європейська платформа		
система	відділ	ярус	під'ярус	горизонт	підгоризонт	зона вапняк	світа	МФГ	продуктивний горизонт	глинисті перемички	маркуючі репери	надгоризонт	горизонт	підгоризонт
СЕРПУХОВСЬКИЙ		верхній		Старобішевський	нижній запалтубинський	D ₁	абазівська	V	C-1	c-1	s ₁ , s ₂ , s ₃ , s ₄ , s ₅ , s ₆ , s ₇ , s ₈ , s ₉ , s ₁₀ , s ₁₁ , s ₁₂ , s ₁₃ , s ₁₄ , s ₁₅ , s ₁₆ , s ₁₇ , s ₁₈ , s ₁₉ , s ₂₀ , s ₂₁ , s ₂₂ , s ₂₃ , s ₂₄ , s ₂₅ , s ₂₆ , s ₂₇ , s ₂₈ , s ₂₉ , s ₃₀ , s ₃₁ , s ₃₂ , s ₃₃ , s ₃₄ , s ₃₅ , s ₃₆ , s ₃₇ , s ₃₈ , s ₃₉ , s ₄₀ , s ₄₁ , s ₄₂ , s ₄₃ , s ₄₄ , s ₄₅ , s ₄₆ , s ₄₇ , s ₄₈ , s ₄₉ , s ₅₀ , s ₅₁ , s ₅₂ , s ₅₃ , s ₅₄ , s ₅₅ , s ₅₆ , s ₅₇ , s ₅₈ , s ₅₉ , s ₆₀ , s ₆₁ , s ₆₂ , s ₆₃ , s ₆₄ , s ₆₅ , s ₆₆ , s ₆₇ , s ₆₈ , s ₆₉ , s ₇₀ , s ₇₁ , s ₇₂ , s ₇₃ , s ₇₄ , s ₇₅ , s ₇₆ , s ₇₇ , s ₇₈ , s ₇₉ , s ₈₀ , s ₈₁ , s ₈₂ , s ₈₃ , s ₈₄ , s ₈₅ , s ₈₆ , s ₈₇ , s ₈₈ , s ₈₉ , s ₉₀ , s ₉₁ , s ₉₂ , s ₉₃ , s ₉₄ , s ₉₅ , s ₉₆ , s ₉₇ , s ₉₈ , s ₉₉ , s ₁₀₀	старобішевський	верхній	
						C _{1se}		D ₆	VI	C-2				c-2
						D ₅		VI	C-5	c-3				
					середній новолубівський	C _{1sd}	D ₄	абазівська	VIII	C-6		c-6		
						C _{1s}	D ₃			C-7		c-7		
						C _{1sc}	D ₂			C-8		c-8		
					нижній прохорівський	C _{1sb}	D ₁	абазівська	VIII	C-9		c-9		
						C _{1s}	D ₁			C-14-16		c-14-16		
					нижній самарський	C _{1sa}	D ₁	луценківська новомиколаївська	IX	C-14-23		c-23		
						B ₁₂	C ₁							
											забарівський	стешівський тарусський		

Рис. 4.1 – Стратиграфічна схема серпуховського ярусу Дніпровсько-Донецької западини [3].

ВІЗЕЙСЬКИЙ	верхній	Сфремівський	межівський	C_1vg	B_5	василівська	X	В-14	в-14	V_2^{16}	ОКСЬКИЙ	всньовський
				C_1vg	B_4	перекопівська	XI	В-15	в-15	V_2^{17}		михайлівський
					B_3	юліївська		В-16	в-16	V_2^{18}		
			донецький	C_1vf_2	андріяшівська	XII	В-17	в-17	V_2^{19}	алексінський		
							В-18	в-18	V_2^{20}			
							В-19	в-19	V_2^{21}			
	В-20	в-20					V_2^{22}					
	стильський	C_1vf_1	солохівська	XIIa	В-21	в-21	V_2^{23}	тульський				
					В-22в	в-22в	V_2^{24}					
	глибоківський	C_1ve_2	рудівські шари	XIIa-XIIIв	В-22н	в-22н	V_2^{25}	бобриківський				
					В-23	в-23	V_2^{26}					
	нижній	Сленівський	сухинський	C_1vd_2	яблунівська	XIII	В-24в	в-24в	V_2^{27}	КОЖИМСЬКИЙ	радаєвський	
							В-24н	в-24н	V_2^{28}			
В-25							в-25	V_2^{29}				
верхня			C_1vd_1	вська	XIIIв	В-26в	в-26в	V_2^{30}				
						В-26н	в-26н	V_2^{31}				

Рис. 4.2 – Стратиграфічна схема візейського ярусу Дніпровсько-Донецької западини [3].

Літологічний аналіз та палеогеографічна інтерпретація даних зі свердловини № 1

Літологічна інтерпретація по зразках керну №1 свердловини №1 2853-2855, С-6-7

Пісковик крупнозернистий, поліміктовий (граувакка) з регенераційно-кварцевим, крустифікаційним сидеритовим та поровим каоліновим цементом. До 40% складають уламки кварцитів та опалізованих туфогенних, частина яких бітумінізована до буро-чорного забарвлення. На деяких опалізованих уламках помітні округлі форми кварцину. Сидерит в крустифікаційних облямівах у формі дрібних кристаликів. Каолініт в порах – прозорий.

Пісковик крупнозернистий з грауваккою, регенераційно-кварцевим цементом, крустифікаційним сидеритовим цементом та поровим каолінітовим цементом свідчить про його походження в басейновій області.

Уламки кварцитів та опалізованих туфогенних з певною часткою бітумінізації свідчать про те, що в цій області відбувалося накопичення органічних матеріалів.

Прозорий каолінит в порах свідчить про хімічний вплив на осадову породу. Ймовірно, з водних розчинів осаду проникали розчини, які розчиняли та осаджували мінерали, утворюючи прозорий каолінит.

Загалом, на підставі цих ознак можна зробити припущення, що дана порода формувалася в басейновій області, де відбувалося накопичення органічних матеріалів та хімічний вплив на осадову породу. Утворилися в морських прибережних умовах

Літологічна інтерпретація по зразках керну №2 зі свердловини №1 2855-2863. С-6-7

Пісковик крупнозернистий, поліміктовий (граувакковий), з регенераційно-кварцевим, каолінітовим та баритовим цементом. До 35-40% складають уламки кварцитів та опалізованих, окварцованих та бітумінізованих туфів. Кварц регенерований часто до ідіоморфних кристалів. Окремнення по частинках туфів часто спостерігається у формі сітчастих тріщинок та облямівок. В окремих порах – кальцит кристалічний з яскравими кольорами інтерференції – червоним, бордовим, зеленим, властивим TR – карбонатам. Спостерігаються також згустки тонкозернистого сидериту буро-чорного. Зерна лейкоксену. Тонкі листочки хлориту по кварцитах. Каолінит прозорий. Пори займають до 15-20% площі шліфа. Локально

спостерігається також кальцит кристалічний звичайний, з блідо-жовтими кольорами інтерференції, кальцит цементує пори. По окремих опалізованих уламках – лейкоксенізація у формі чорного покращення.

За даними про пісковик можна зробити висновок, що він утворився в умовах морського дна. Наявність регенераційного кварцу та окремих включень кальциту свідчить про те, що пісковик утворився в морі де було досить велике освітлення, яке сприяло утворенню карбонатних включень. Наявність уламків туфів та згустків сидериту може свідчити про вулканічну активність та відкладення залізистих мінералів в дні моря. Також можливо, що пісковик був утворений в умовах прибережної зони, де наявність листочків хлориту та прозорого каолініту свідчать про наявність прилеглих територій зі скельними відкладами. Утворився в умовах прибережної зони.

Літологічна інтерпретація по зразках керну №3 зі свердловини №1

1838-06, к-3 - к-8, 2863-2941. С-6-7

Аргіліт опалізований, алевритистий, збагачений тонкодисперсним вуглистим детритом, тонкозернистим сидеритом та піритовою вкрапленістю. Чітко виражені споро-пилкові форми жовтувато-коричневого забарвлення. Фрагменти дрібних архедискусів.

Дані про аргіліт свідчать про його походження в результаті осадження в морі. Опалізація та наявність тонкозернистого сидериту та піриту свідчать про підвищену концентрацію кисню в середовищі, де відбувалося осадження. Утворились в умовах віддаленого від берега частини шельфу

Літологічна інтерпретація по зразках керну №10 зі свердловини №1, 3268-3271. В-16-17

Алевроліт кварцевий, піритизований, з вуглистим детритом. Базис – пелітоморфна суміш гідрослюд, опалу, сидериту, піриту. В окремих шліфах уламки кварцу дрібно- та середньозернистої структури (від 1-2% до 10-15%).

На основі складу алевроліту можна зробити припущення про те, що він формувався в морському середовищі на дні океану або моря, біля континентального схилу. Наявність гідрослюд, опалу та сидериту також свідчить про те, що у той час в цьому регіоні панували відносно низькі рівні кисню, оскільки ці мінерали утворюються при низьких рівнях кисню в середовищі. Сформовані в умовах морського середовища поблизу континентального схилу

Літологічна інтерпретація по зразках керну №11 зі свердловини №1, 3271-3278. В-17

Пісковик середньозернистий, кварцевий, з сидеритовим цементом та з залишками гілчастих водоростей. Кварц вільно розташований в сидеритовому базисі. Тип цементації – базальний, кородуючий. Сидерит кристалічно-зернистий, ділянками – у формі видовжених кристалів-скаленоєдрів. Водорості – видовжені гілки розміром до 2см, товщиною 0,5-1,5мм зруднені сидеритом, піритом, гематитом. Структура соми водорості – дрібно-комірчаста, органогенна.

Наявність гілчастих водоростей та їх структури свідчать про відкладення пісковиків в мілководних умовах, де рослинні залишки мали можливість

рости та зберігатись. Такі умови можуть відповідати прибережній зоні, де заселялися гілчасті водорості.

Наявність сидериту у пісковикі також може свідчити про умови відкладення. Сидерит – мінерал, що утворюється в умовах обмеженої доступності кисню. Це може вказувати на те, що пісковик був відкладений в умовах з низьким рівнем кисню, в мілкій морській затоці. Утворились в прибережній зоні, мілкій морській затоці.

Літологічний аналіз та палеогеографічна інтерпретація даних зі свердловини № 3

Літологічна інтерпретація по зразках керну №1 свердловини №3 інт. 2705-2712м;

Пісковик середньозернистий, поліміктовий, з полімінеральним цементом. Структура псамітова. Текстура слабоорієнтована.

Мінеральний склад: кварц, плагіоклаз, кварцити, кремністі уламки, мусковіт, уламки ефузивів та інші, змінені. Кварцеві уламки опалізовані по контуру, польові шпати пелітизовані, часто уламки зруднені плямисто, лейкоксенізовані, кородовані карбонатом, тріщинуваті.

Цемент контактово-поровий, карбонатний (анкеритовий), зрідка – баритовий. Помітні дрібні плями бітумоїдів. Цемент складає 20-25% породи. В окремих порах – каолінит прозорий.

Акцесорні мінерали – гранат, сфен.

Даний пісковик з полімінеральним цементом та слабоорієнтованою текстурою може свідчити про відкладення в нерівномірних умовах, наприклад, в місцях періодичної дії води чи прибою. Також наявність

кварцевих уламків, опалізованих по контуру та пельтизованих польовими шпатами, може свідчити про механічне руйнування породи та перенесення її водним потоком.

Наявність карбонатного цементу (анкериту) та бітумоїдів може свідчити про дію діагенетичних процесів, таких як карбонатування та катагенез.

Акцесорні мінерали, такі як гранат та сфен, можуть свідчити про метаморфічний походження породи. Утворився в умовах прибережної зони.

Літологічна інтерпретація по зразках керну №2 свердловини №3 інт. 2815-2821,4м;

Пісковик середньозернистий, поліміктовий, з полімінеральним цементом. Структура псамітова. Текстура слабоорієнтована.

Мінеральний склад: від 30 до 50% складають уламки порід – кварцитів, кремнистих, аргілітів, слюдисто-кварцевих агрегатів.

Решта – кварц, польовий шпат, мусковіт. Уламки несортовані за розміром, кутасто-оскільчасті, напівзруйновані, вивітрені. Залишки біотиту зрідка помітні в агрегатах бурого сидериту. Окремі таблички польового шпату заміщені кальцитом з залишком фрагментів. Поверхня польових шпатів пелітизована, частково лейкоксенізована. Уламки, переважно, тріщинуваті.

Дрібні акцесорні (мало) – епідот, анатаз, згустки лейкоксену.

Сполучення уламків безцементне, в якості цементуючих – уламки гідрослюдистих аргілітів, які затиснуті та деформовані в інтерстиціях. 2-3% пор виповнені анкеритом кристалічним, поодинокі пори з каолінітом.

З опису породи видно, що пісковик був утворений з досить грубого матеріалу, який складається з уламків різних порід, зокрема кварцитів, кремнеземів та аргілітів. Уламки несортвані за розміром, що може свідчити про транспортування матеріалу водним потоком.

Цементуючий матеріал - аргіліти, які затиснуті в інтерстиціях. Це може свідчити про незначну глибину осадконакопичення та неповну компактність породи.

Дрібні акцесорні мінерали також присутні, що може свідчити про наявність поблизу джерела утворення породи. Утворився в умовах прибережної зони.

Літологічна інтерпретація по зразках керну №3 свердловини №3 інт. 3246-3248м;

Пісковик середньозернистий, кварцевий з регенераційно-кварцевим цементом.

Структура псамітова. Текстура кварцитовидна.

Мінеральний склад: кварц 98-100%, одиничні релікти польового шпату. Кварцеві зерна добре відсортовані за розміром, форма зерен – кутааста, зрідка округла, з'єднання конформно-регенераційне. Одиничні вкраплення кристаликів анкериту, піриту. В окремих шліфах – тонкі мікростилоліти, які супроводжуються акцесорними – турмаліном та чорнимит рудними.

Відкладення пісковика є результатом вітрового або водного транспорту високоякісних кварцевих зерен, які були добре відсортовані за розміром і формою. Наявність рідкісних вкраплень польового шпату, анкериту та піриту свідчить про походження матеріалу з різних джерел. Акцесорні

мінерали, такі як турмалін та чорнимит, можуть вказувати на контакт з метаморфічними породами.

Структура псамітова та текстура кварцитовидна, що може свідчити про високу консолідацію відкладу. Присутність регенераційно-кварценового цементу свідчить про подальшу діагенезу та перекристалізацію відкладу. Утворився в умовах прибережної зони.

Літологічний аналіз та палеогеографічна інтерпретація даних зі свердловини № 5

Літологічна інтерпретація по зразках керну № 1, зі свердловини № 5

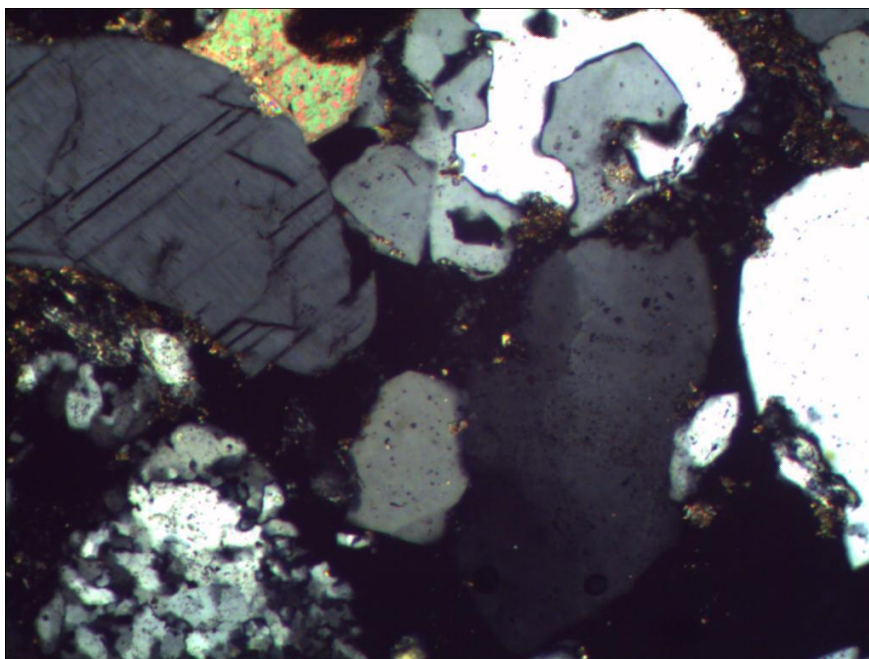


Рис. 4.3 - керн № 1, зі свердловини № 5 [9].

Відклади продуктивних горизонтів Б-6-7 Пилипівського родовища, що досліджені в інтервалі 2390-2400 м, можна пов'язати з алювіально-лагунним середовищем формування. Пісковики сірі та світло-сірі, міцні, масивні та місцями косо-шаруваті. Під мікроскопом зразки виявилися різнозернистими, поліміктовими та містять кварц, польові шпати, слюду та уламки порід з карбонатно-глинистим цементом. Зерна кварцу несортвані.

Багата акцесорна мінералізація та присутність включень вуглефікованого рослинного детриту підтверджують наявність можливості наявності вуглеводнів в цих відкладах.

За палеогеографічними умовами, на момент формування відкладів продуктивних горизонтів Б-6-7, на території Пилипівського родовища могла існувати алювіально-лагунна дельта річки, що впадала у море або океан. Алювіальні відклади формуються внаслідок транспортування матеріалу річковим стоком та його відкладення в басейні. Лагунні відклади формуються у водоймах з обмеженим обміном води з оточуючими водними тілами. Утворились в умовх алювіально-лагунної дельти річки.

Літологічна інтерпретація по зразках керну № 2, зі свердловини № 5
Пилипівська

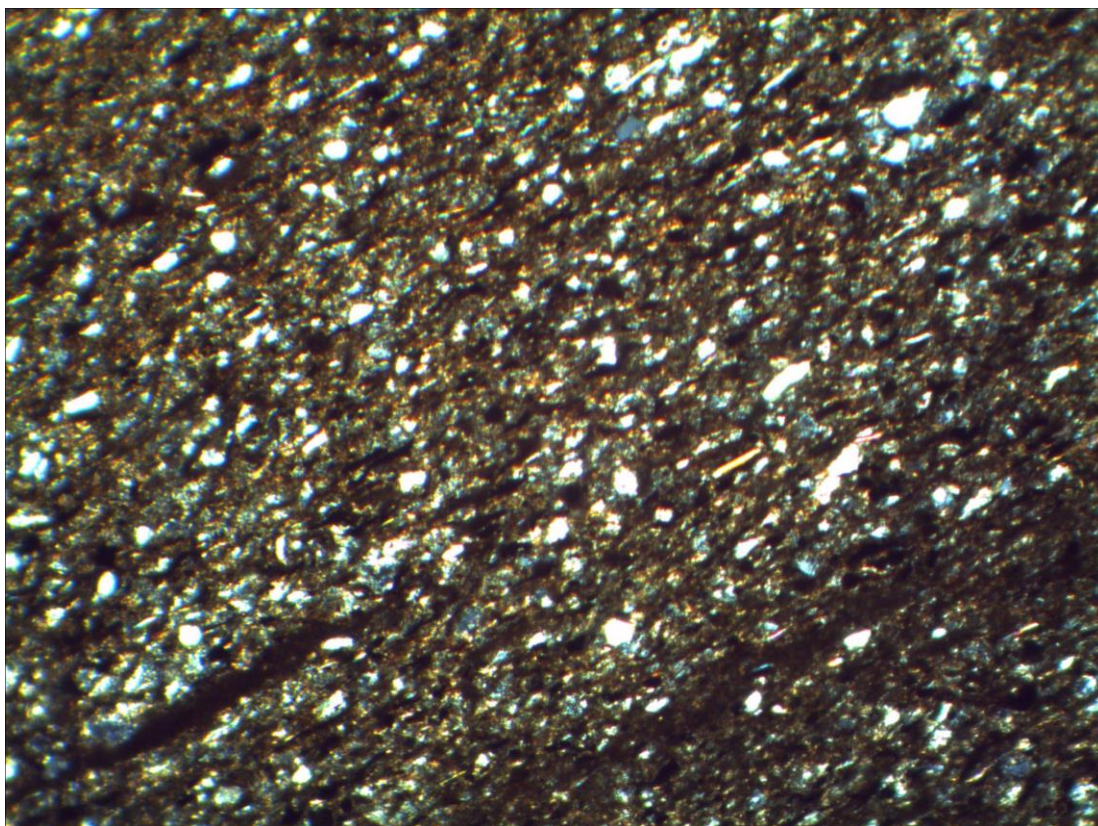


Рис. 4.4 – зразок керну № 2, зі свердловини № 5 [9].

Дослідження порід продуктивного горизонту С-5 (низ) у розрізі 2985-2997 м вказують на їх мілководно-морське походження. Аргіліти, що складають цей горизонт, є темно-сірими, пелітоморфними, середньої міцності, крихкими та тріщинуватими, з відбитками вуглефікованих стебел та фрагментів рослин. Під мікроскопом вони мають алевритисту структуру та гідро-слюдистого складу з лінзовидною текстурою. Домішка алевритової фракції від 10 до 20%, карбонату 15-20%. Породи містять значну кількість вуглефікованого рослинного детриту та помірний вміст рудних мінералів.

Кліважоподібна відокремленість порід свідчить про динаміку процесу осадконакопичення. Присутність зрідка дзеркал ковзання та вторинна карбонатна мінералізація свідчать морські умови утворення.

Отже, за даними дослідження продуктивних горизонтів С-5 (низ) у розрізі 2985-2997 м, можна зробити висновок про існування мілководного морського середовища на території родовища. Це може бути пов'язано зі змінами рівня моря в епоху, коли відбувалися відкладення цих порід. Утворились в умовах мілководного морського середовища.

Літологічна інтерпретація по зразках керну № 3, зі свердловини № 5 Пилипівська

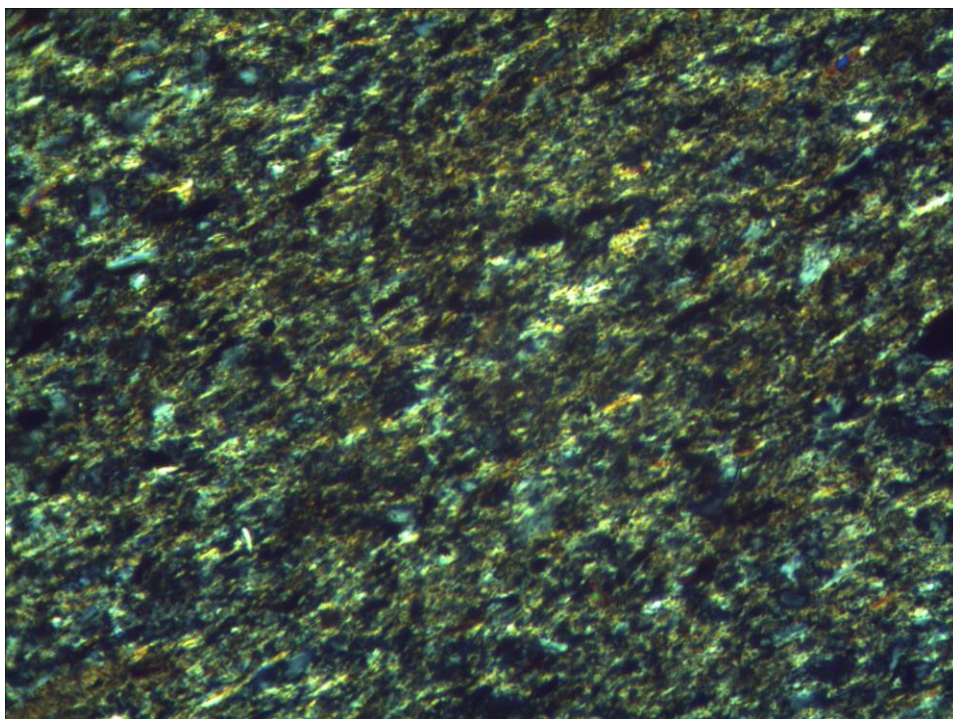


Рис. 4.5 – зразок керну № 2, зі свердловини № 5 [9].

За даними дослідження відкладів продуктивних горизонтів С-16-23 в інтервалі 3035-3045 м, можна зробити наступні висновки про палеогеографічні умови в той період часу:

Породи відкладів складаються з темно-сірих до чорних аргілітів, що є типовими для мілководно-морського середовища.

Включення конкрецій сидериту та мушельних та рослинних детритів свідчать про наявність органічного матеріалу в донніх відкладах та можуть вказувати на наявність мілководних біотопів.

Наявність мінералізованих тріщин та мінералів, таких як пірит, свідчить про наявність гідротермальних процесів, які можуть бути пов'язані з гідротермальною діяльністю в районі мілководного берега.

На основі аналізу відкладів продуктивних горизонтів С-16-23 в інтервалі 3035-3045 м, можна зробити висновок, що у той період часу на досліджуваній території були мілководно-морські умови з наявністю органічного матеріалу та гідротермальної діяльності. Утворились в умовах мілководно-морського середовища.

Літологічна інтерпретація по зразках керну № 4, зі свердловини № 5

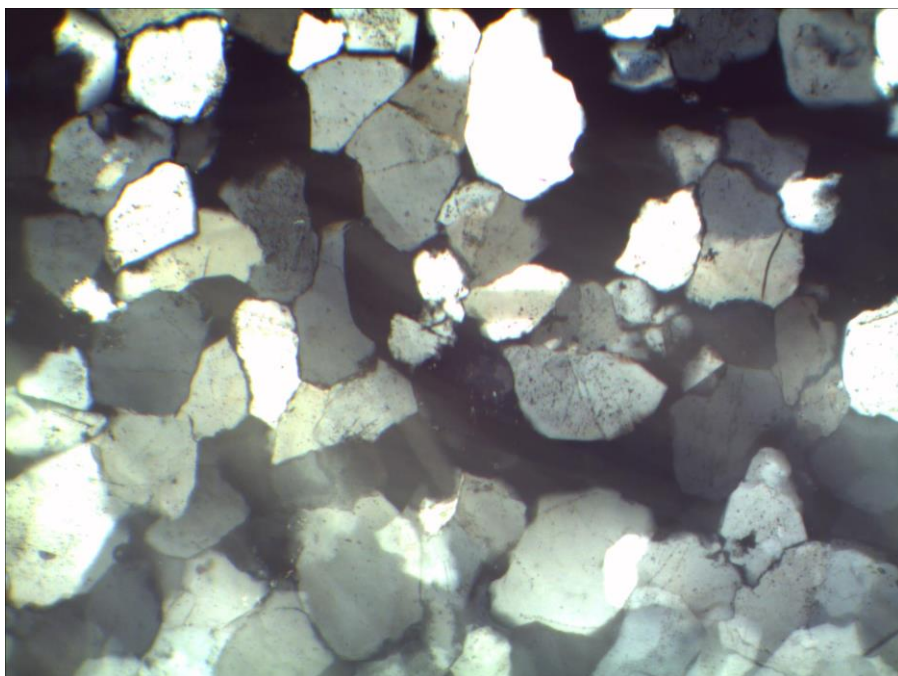


Рис. 4.6 – Зразок керну 4 інтервал 3220-3238 м [9]

Відклади в інтервалі 3220-3238 м, продуктивних горизонтів В-16-17, свідчать про більш глибоководні умови з більшою динамікою накопичення

відкладів. Інформація про пісковики з прошарками аргілітів та вапняків, а також мінералізовані глинистою речовиною тріщини та стиліти вказують на дію води під час утворення цих відкладів. Різнозернистість пісковиків, наявність карбонатного та сульфатного цементу свідчать про зміну умов накопичення відкладів у час, що може бути пов'язано з руслово-дельтовим процесом.

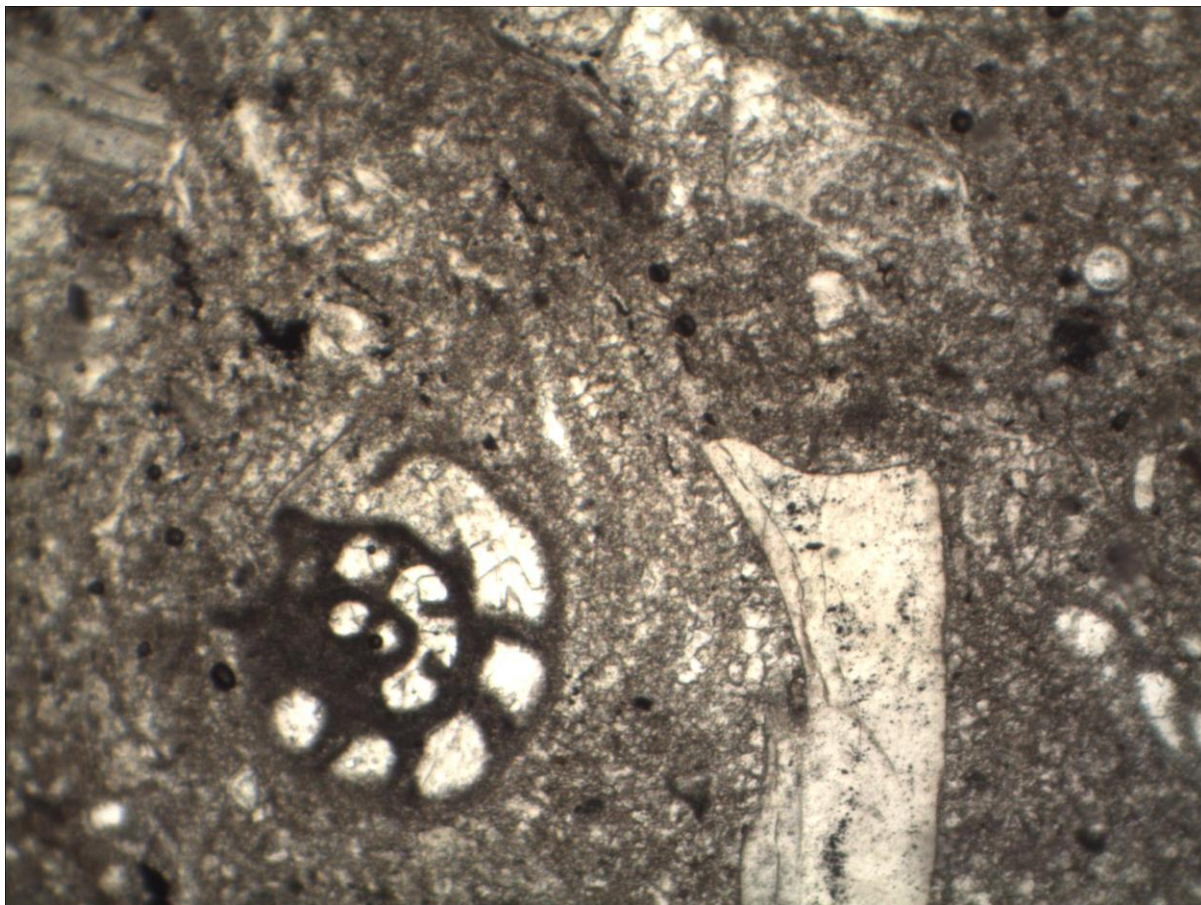


Рис. 4.6 – Зразок керну інтервал 2985-2997 м [9].

Отже, за описом відкладів можна зробити висновок про те, що в досліджуваному регіоні у ранніх етапах накопичення відкладів (інтервал 2985-2997 м) діяли більш мілководні, берегові умови, а в пізніші періоди умови ставали глибоководнішими з дією води під час утворення відкладів.

Утворились за умов на ранніх етапах мілководного моря а з часом в зв'язку з трансгресією та підвищення рівня моря умови змінилися на глибоководне море.

Літологічний аналіз та палеогеографічна інтерпретація даних зі свердловини № 10

Літологічна інтерпретація по зразках керну №1 зі свердловини № 10



Рис. 4.7 – Шліф к-1; інт. 2370-2388 м; [9].

Пісковик дрібно-тонкозернистий, поліміктовий з карбонатним цементом.

Структура псамітова, текстура невпорядкована.

В складі породи: кварц 30%, польові шпати 20%, слюда 10%, цемент 40%. Кварц розміром 0,05-0,25 мм, зерна неправильної форми, кутасті, оскількичасті, кородовані по контуру карбонатом. Польові шпати каолінізовані, часто у формі реліктів, кородовані карбонатом. Слюда – мусковіт, біотит, лусочки видовжені, короткі, на кінцях розщеплені, частково гідратовані, суборієнтовані. Спостерігається хлоритизація.

Акцесорні – анатаз. Рудні – лейкоксен, гематит.

Цемент базального типу, карбонатний, представлений кальцит-анкеритом.

Зустрічаються фрагменти вуглефікованого, рослинних залишків.

Присутність карбонатного цементу та певних видів мінералів (кальцит-анкерит) свідчить про те, що порода утворилася в умовах водних середовищ. Зерна кварцу та польових шпатів не є дуже великими, а їх форма неправильна, що свідчить про те, що вони пройшли певну транспортацію перед утворенням породи.

На основі цих даних можна зробити висновок, що пісковик був утворений у зоні морського узбережжя з наявністю джерела карбонатів. Це свідчить про те, що у формуванні породи брали участь як суша, так і морське середовище. Утворення породи пов'язане з поліміктовим осадовим процесом, що свідчить про те, що в процесі накопичення в породі могли бути представлені матеріали з різних джерел. Утворені в зоні морського узбережжя з наявністю джерела карбонатів, можливо лагун

Літологічна інтерпретація по зразках керну №2 зі свердловини № 10

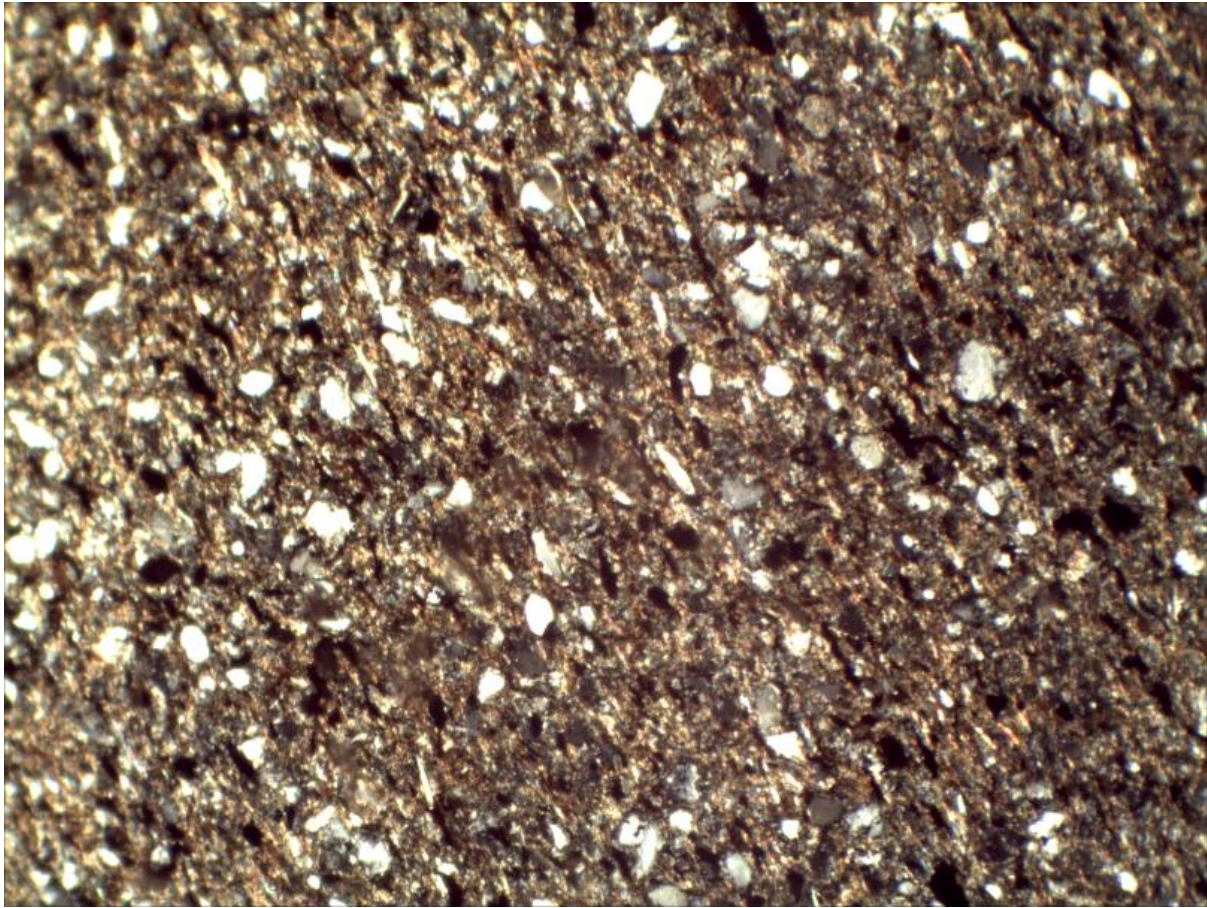


Рис. 4.8 – Шліф к-2; інт. 3036-3046 м; [9].

Аргіліт алевритовий. Структура алевро-пелітова, текстура невпорядкована. Порода складена гідрослюдою, оптично орієнтованою, домішка алевритової фракції становить 30%. В складі кластичної частини кварц, польові шпати. Спостерігається значна кількість вуглефікованого рослинного детриту. Рудні – пірит, лейкоксен.

Наявність гідрослюди та домішки алевритової фракції може свідчити про формування відкладів в зоні берегової лінії з невисокою енергією хвиль та течій. Наявність вуглефікованого рослинного детриту може свідчити про багату рослинність у джунглях або на берегах річок, які протікали через територію, де відбувалося осадження аргіліту.

Присутність рудних мінералів, таких як пірит та лейкоксен, може свідчити про наявність мінеральних ресурсів у відкладах та належати до корисних копалин. Однак, їх кількість може бути недостатньою для економічного видобутку.

Отже, можна припустити, що аргіліт алевритовий утворився в зоні берегової лінії з невисокою енергією хвиль та течій, де протікали річки з багатою рослинністю. Також можна припустити, що на території, де відбувалося осадження аргіліту, були корисні копалини у вигляді піриту та лейкоксену. Сформувались відклади в зоні берегової лінії.

Літологічна інтерпретація по зразках керну №3 зі свердловини № 10

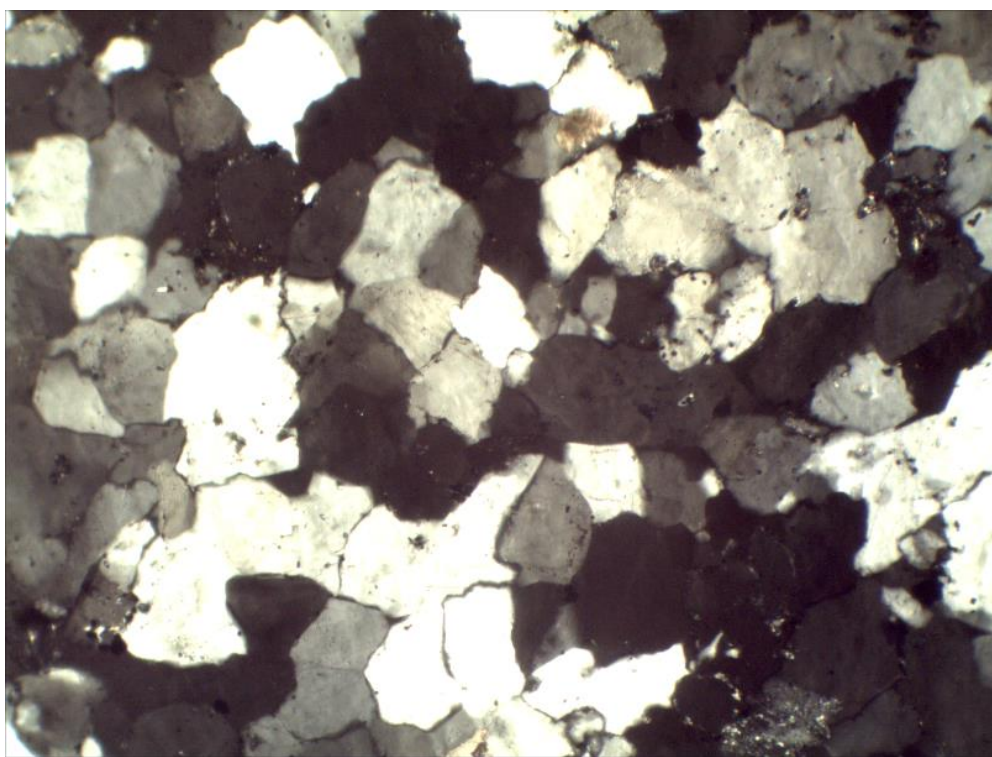


Рис. 4.9 – Шліф з к-3; інт. 3219-3237 м; [9].

Пісковик різнозернистий, поліміктовий з карбонатним цементом. Структура псамітова, текстура невпорядкована.

В складі породи: кварц 80%, польові шпати 10%, слюда 3-5%, цемент 5%. Кварц розміром 0,05-0,3 мм, зерна неправильної форми, кутасті, з регенераційними облямітками, конформно-інкорпораційно з'єднані. Польові шпати каолінізовані. Слюда – мусковіт, лусочки видовжені, короткі, розщеплені, гідратовані, неорієнтовані.

Акцесорні – анатаз, турмалін. Рудні – пірит, лейкоксен.

Цемент контактово-порового типу, карбонатний, представлений кальцит-анкеритом.

За даними можна зробити припущення, що порода утворилася в морських умовах. Наявність карбонатного цементу свідчить про наявність води з високим вмістом CO₂, що підтверджує твердження про морський походження породи.

Розмір зерен показує далеку транспортну дистанцію, тому ці породи, швидше за все, були перенесені до цієї області з іншого місця. Наявність рослинного детриту вказує на наявність рослинності у джерелі детриту.

За наявністю руд і акцесорів можна сказати, що у породах були тектонічні порушення в районі їх формування, можливо, зумовлені наявністю вулканічної активності або зсувів.

Отже, на підставі даних можна зробити припущення, що породи утворилися в морських прибережних умовах підвищеної активності хвиль з далекого джерела з тектонічними порушеннями в районі формування порід. Утворилися в морських прибережних умовах Мікропалеонтологічний аналіз та інтерпретація даних

В нас є данні по опису палеонтологічних залишків лише з двох свердловин 5 та 10, вони допоможуть відтворити давню обстановку утворення нафтогазоносних шарів.

Мікропалеонтологічний аналіз та інтерпретація даних свердловини №5

к-4; інт. 3220-3238 м; Під мікроскопом вапняк органогенно-детритовий, піритизований. Пірит розсіяний в породі та по органічних рештках. По полю шліфа помітні розгалужені, сліпі переривчасті тріщини. Також помітні прожилки, заповнені ВВ.

Із органічних решток виявлені криноїдеї, фрагменти водоростей, моховатки, мушельні стулки, брахіоподи, остракоди, гастроподи, спікули, багато недіагностованих форм.

Вік: даний комплекс форамініфер відповідає XII Мікрофауністичному горизонту

на досліджуваній території малоімовірно були глибоководні умови, оскільки відклади складаються з вапняків, що містять значну кількість органічних залишків;

присутність піриту та розгалужених тріщин може свідчити про відкладення у водних умовах з наявністю піритоутворюючих бактерій та газів;

наявність вапняків органогенної природи та фрагментів різних організмів свідчить про наявність рифових екосистем та багатого морського життя;

Отже, можна стверджувати, що на досліджуваній території існувала рифова екосистема з багатим морським життям, а відкладення утворювалися в водних умовах з наявністю піритоутворюючих бактерій та газів.

Утворились в умовах прибережно-лагунної системи або у мілкій морській затоці.

к-4; інт. 3220-3238 м;

Під мікроскопом вапняк органогенно-детритовий, піритизований. По полю шліфа – вуглеводневі прожилки.

Органічні рештки представлені мушельними стулками, фрагментами мушель, коралами, поодинокими спікулами, моховатками, брахіоподами, окремненими губками та іншою проблематикою.

Вік: визначений комплекс форамініфер характерний для XII Мікрофауністичний горизонт.

З опису можна зробити припущення, що дані вапняки утворилися у місцевості, де було затока чи мілководдя з рифами, які слугували місцем життя та формували біологічні валуни. Органічні рештки свідчать про наявність різноманітного морського життя, зокрема моллюсків, коралів та інших безхребетних. Інтерпретуючи палеогеографічну обстановку на той час, можна припустити, що ці вапняки утворилися у мілкій морській затоці. Утворились в умовах прибережно-лагунної системи або у мілкій морській затоці.

73-15; к-4; інт. 3220-3238м;

Під мікроскопом вапняк органогенно-детритовий, піритизований, тріщинуватий. Пірит в глобулах та по органічних рештках. Тріщини порожні.

Серед органічних решток виявлені брахіоподи, остракоди, криноїдеї, водорості (комірчасті, трубчасті), мушельні стулки, корали. Відповідає XII Мікрофауністичному горизонту.

Пірит та органічні рештки свідчать про наявність у водоймі аноксичних умов, що може бути пов'язано з низькою кисневою насиченістю води або з її низькою глибиною.

Наявність органічних решток, зокрема мушель, коралів та брахіопод, свідчить про наявність рифових та шельфових угруповань у відкладеннях.

Порожні тріщини можуть свідчити про періоди дії тектонічних процесів у районі, які можуть бути пов'язані з підняттям та зниженням рівня моря, або з іншими геодинамічними подіями.

З урахуванням наявності криноїдів та водоростей, можна зробити припущення, що у відкладеннях була наявна поблизу берега лагуна або острівного архіпелагу в затоці або морській протоці. Утворились в умовах прибережно-лагунної системи або у мілкій морській затоці.

Мікропалеонтологічний аналіз та інтерпретація даних свердловини №10

Мікропалеонтологічний аналіз шліфів керну №3 свердловини № 10

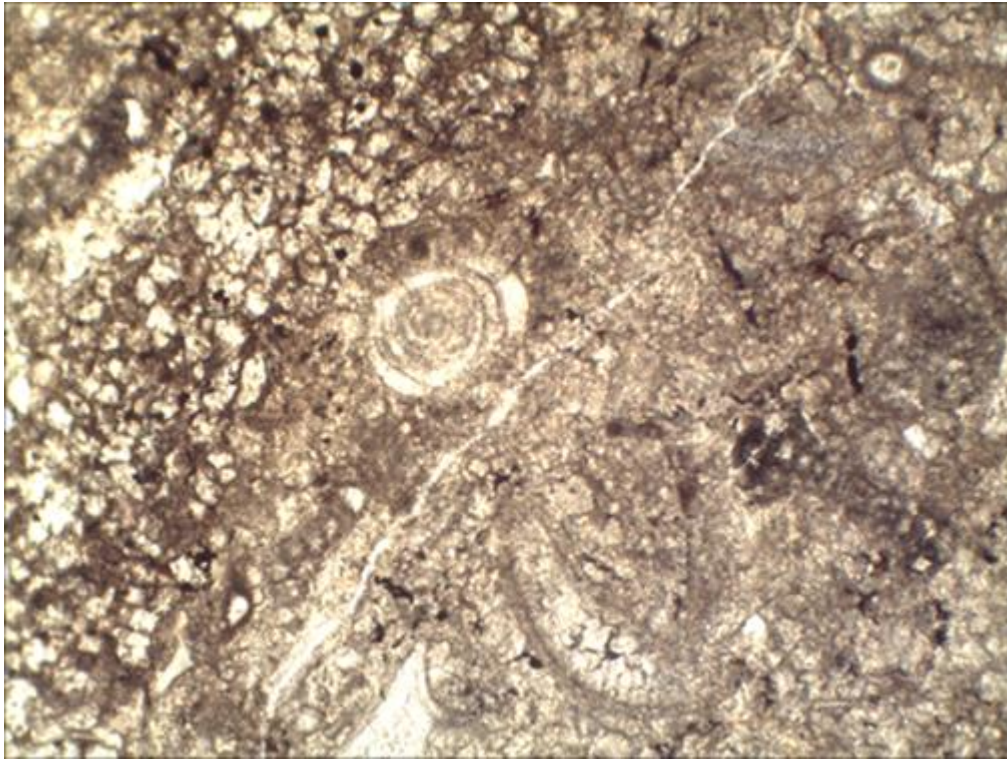


Рис. 4.10 – Шліф; к-3; інт. 3219-3237; [9].

Під мікроскопом вапняк органогенно-детритовий, водоростевий, місцями покраплений піритом та сидеритизований. Пірит в глобулах по органічних рештках та по полю шліфа.

Органічні рештки представлені мушельним детритом, брахіоподами, фрагментами моховаток, водоростями комірчастими та трубчастими, мушельними стулками, спікулами, криноїдеями і іншою проблематикою.

З огляду на наявність органічних решток та мінералів, можна висунути припущення, що відклади утворилися в умовах морського дна. Знаючи вік відкладів (верхньовізейський під'ярус), можна припустити, що на території, де вони знаходяться, був океан або море, що існувало в період верхнього візейського періоду.

З огляду на наявність мушельного детриту, водоростей та брахіопод, можна висунути припущення, що на території, де відбувалось осадження, існували рифові та коралові екосистеми. Присутність форамініфер свідчить про глибинне морське середовище.

Таким чином, можна зробити висновок, що на досліджуваній території в період верхнього візейського періоду існувало глибинне морське середовище з рифовими та кораловими екосистемами.

Утворилась на дні морського заливу або на континентальному схилі.

Шліф к-3; інт. 3219-3237;



Рис. 4.11 – Шліф к-3; інт. 3219-3237; [9].

Під мікроскопом вапняк органогенно-детритовий. Порода покращена

піритом. По полю шліфа спостерігаються прожилки, пігментовані речовиною бурого кольору.

Органічні рештки представлені фрагментами комірчастих та трубчастих водоростей, мушлями брахіопод, моховатками, остракодами, криноїдеями, сферками та іншою проблематикою.

Наявність вапняку свідчить про те, що на території, де відбувалося накопичення цієї породи, було море або інший водний об'єкт з високим рівнем карбонатної насиченості. Органогенний характер породи та наявність органічних залишків свідчать про наявність багатой тваринної та рослинної фауни та флори. Наявність піриту може свідчити про наявність оксигенбедних умов у водоймі, де відбувалося накопичення породи.

Прожилки, пігментовані речовиною бурого кольору, можуть бути ознакою наявності різних видів водоростей або інших мікроорганізмів, які формували ці прожилки.

Наявність органічних залишків різних видів тварин та рослин свідчить про те, що на території, де відбувалося накопичення цієї породи, існували різні екосистеми з різними умовами. Наприклад, наявність мушель брахіопод та криноїдів може свідчити про існування мілководних донних екосистем, тоді як наявність фрагментів водоростей та інших мікроорганізмів може свідчити про існування планктонних екосистем.

Утворилась на дні морського заливу або на континентальному схилі.

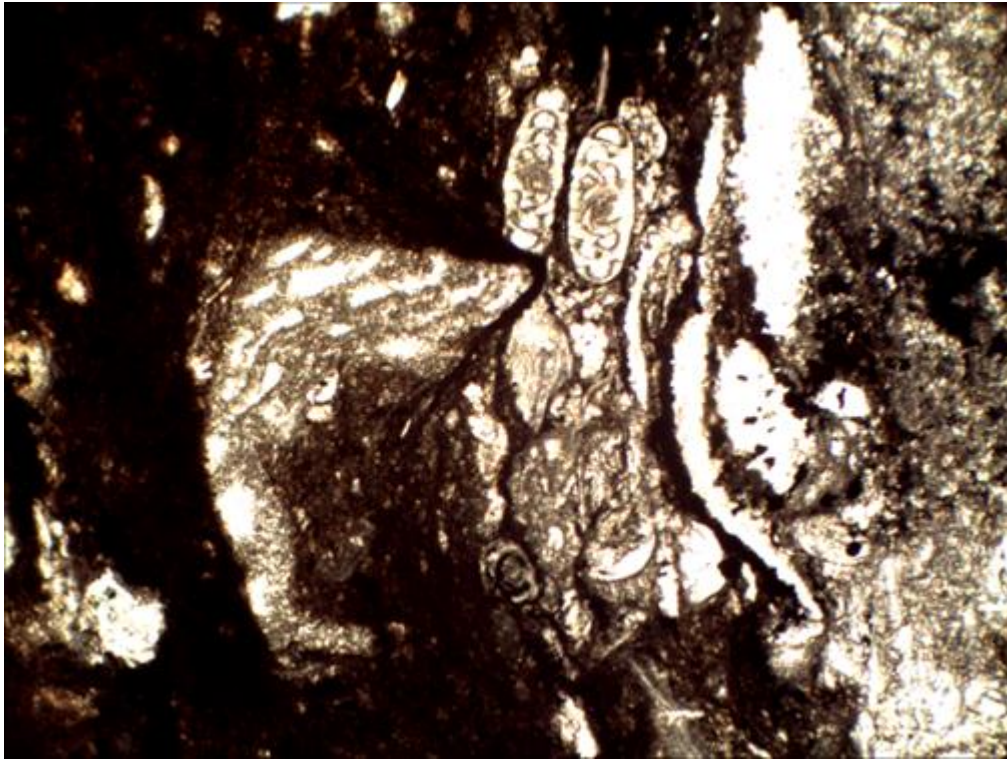


Рис. 4.6 – Шліф к-3; інт. 3219-3237; [9].

Під мікроскопом вапняк органогенно-детритовий, піритизований.

Органічні рештки представлені мушельним детритом, мушельними стулками, уривками комірчастих та трубчастих водоростей, мушлями брахіопод, брахіоподами, моховатками, криноідеями, сферками, форамініферами та їх фрагментами, та іншою недіагностованою проблематикою.

За даними, наданими, можна зробити наступні висновки щодо палеогеографічної реконструкції.

Порода, що містить вапняковий матеріал та органічні рештки, свідчить про відкладення на дні океану або моря. Відомо, що у відкритому океані швидкість вітрового змішування досить велика, тому можна припустити, що ця порода була відкладена на континентальному схилі або на дні морського заливу, де змішування слабше.

Наявність мушельних детритів та мушельних стулок свідчить про домінування морських безхребетних, таких як брахіоподи, моховатки, криноїдеї та інші. Утворилась на дні морського заливу або на континентальному схилі.

Було проінтерпретовано дані і в наступному розділі утворено загальні модулі що до умов формування цих товщ.

4.2 Палеогеографічне моделювання умов формування нафтогазоносних товщ

Формування горизонтів які є найбільш продуктивними на Пилипівській площі було висвітлено в минулому розділі. Завдяки даним які були отримані та інтерпритовані ми можемо використати їх для побудови палеогеографічної моделі

В минулому розділі було досліджено Літологічний і палеонтологічний склад порід.

Далі було проінтерпретовано данні які вдалось отримати по 4 сведловинах, їх співставити і на основі співставлення вдалось створити 10 графічних моделей які представляють собою спрощені моделі умов накопичень відкладів різних ярусів.

це підтверджується палеогеографічними картами України. Як можна побачити на карті (Рис. 4.12) - умови в візейській період на терреторії родовища були морськими що підтверджується нашими дослідженнями.

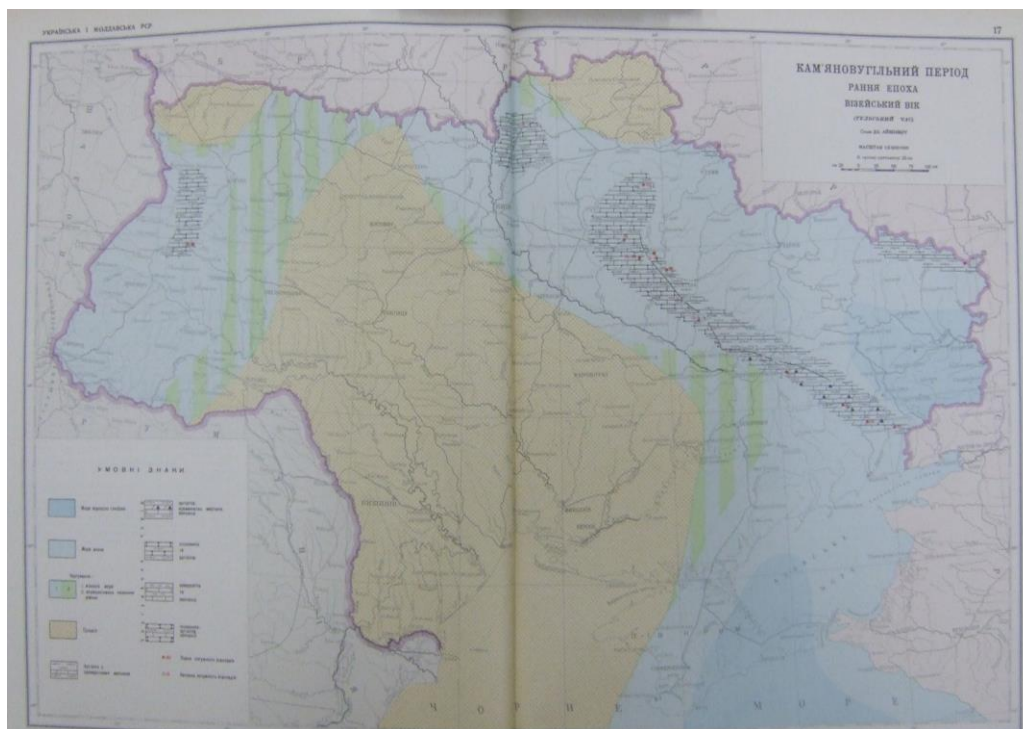


Рис. 4.12 – Палеогеографічна карта України, Кам'яновугілий період, Візейський вік [20].

Далі, на основі отриманих даних про літологію та палеонтологію, було здійснено кореляцію зі стратиграфічною колоною регіону та інших джерел даних. Це дозволило побудувати палеогеографічну модель території родовища.

Згідно з цією моделлю, на території родовища у візейський час існувала шельфова ділянка з невеликими морськими заливами та лагунами. У цих умовах відбувалися процеси накопичення відкладів вапняків, пісковиків та аргілітів, що утворили північно-західне напрямом відкладень на родовищі.

Отже, палеогеографічна модель дозволяє визначити умови, в яких відбувалися процеси формування товщ нафтогазоносних порід на родовищі. Вона дає змогу врахувати важливі геологічні та геофізичні параметри при пошуку та розробці нафтових та газових родовищ, що підвищує ефективність геологорозвідувальних робіт та знижує ризики неуспішного пошуку.

		Свердл.№1		Свердл.№3		Свердл.№5		Свердл.№10			
Б-5	С2б							2370-2388	Б-5	прибережної зони.	
С-4в	С1с2			2705-2712м	С-4в	2985-2997	Б-6-7			лагунної дельти	
С-4с	С1с2			2815-2821,4	С-4с						
С-5н	С1с2					3035-3045	С-5			мілководного моря	
		2853-2855	С-6-7							прибережної зони.	
		2855-2863	С-6-7							прибережної зони.	
		2863-2941	С-6-7							віддаленого шельфу	
В-16	С1в2					3220-3238	С-16-23		3036-3046	С-16-23	прибережної зони.
									3219-3237	В-16	континентальному схи
		3268-3271	В-16-17			3220-3238	В-16-17				лагунної системи
							В-16-17				глибоководного моря
В-17в	С1в2			3246-3248	В-17в						прибережної зони.
		3271-3278	В-17								прибережній зоні

Рис. 4.13 – Кореляційна модель 4 свердловин Пилипівського родовища, чим темніший колір ти глибші умови осадконакопичення були в той час.

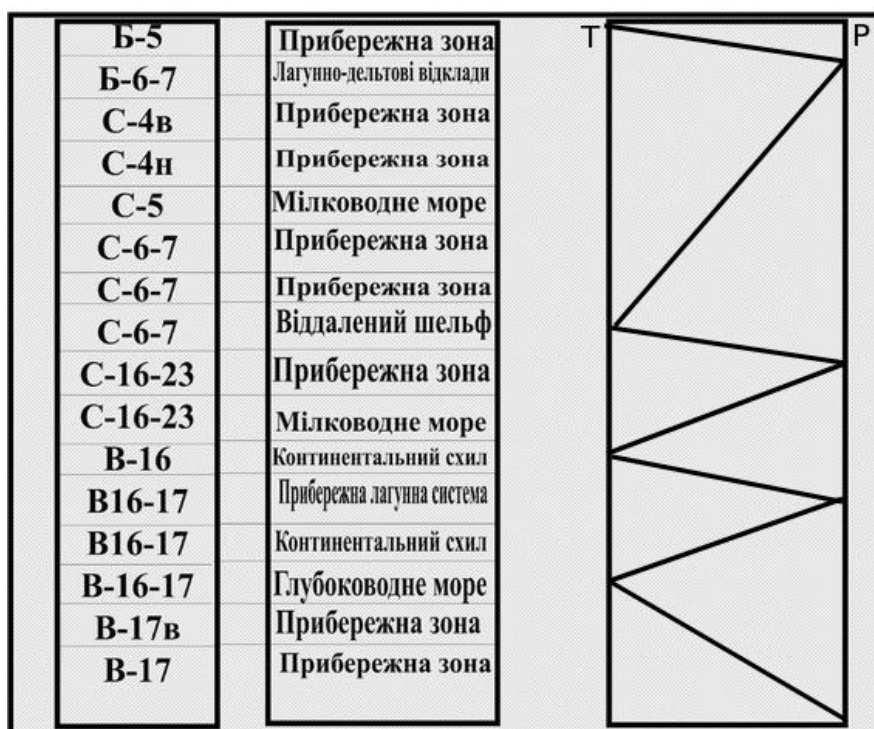


Рис. 4.14 – Схема змін рівня моря на території Пилипівського родовища між В-17 та Б-5

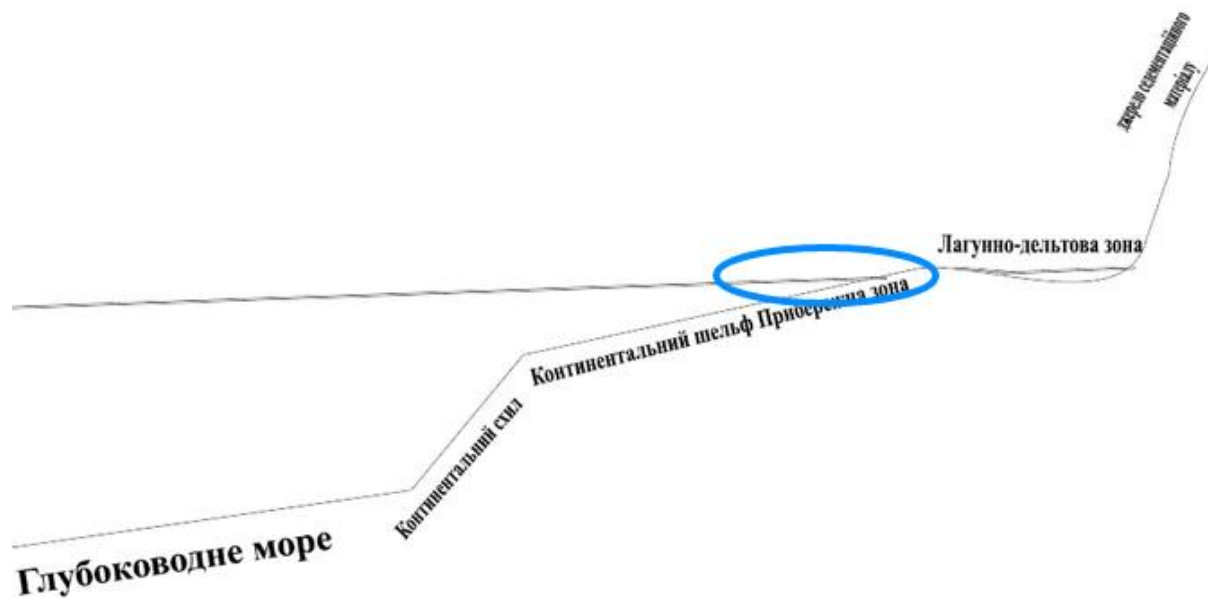


Рис. 4.15 – Графічна модель умов накопичення відкладень В17 та В-17в
 На цьому графіку найстаріш горизонти, за даними які були отримані
 можна встановити що відклади накопичувались в прибережній зоні.

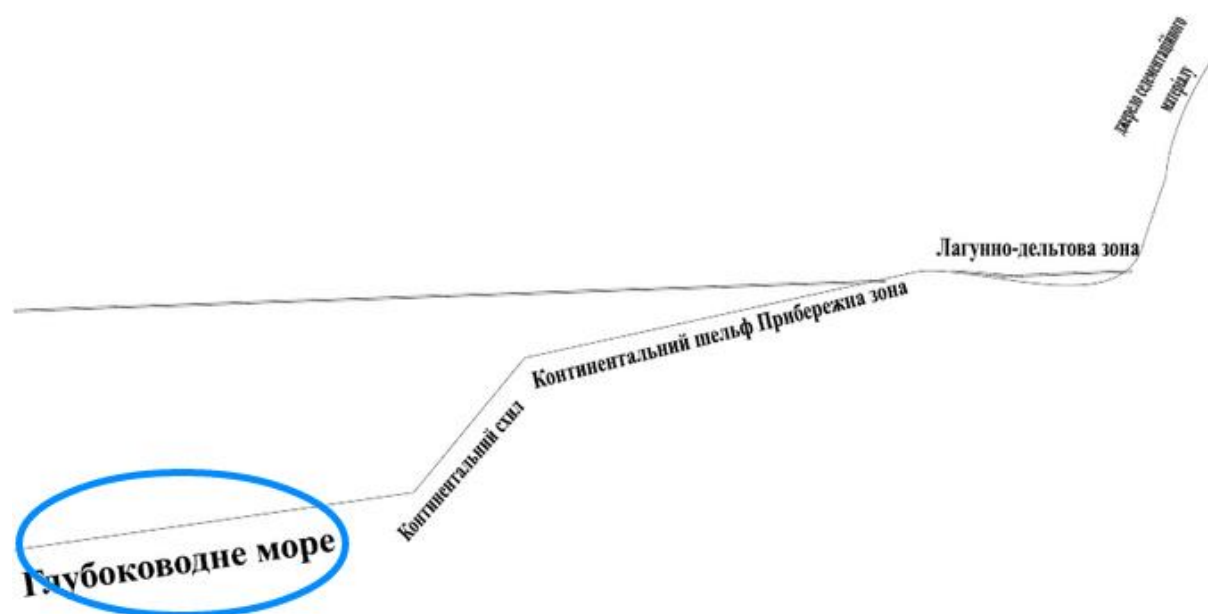


Рис. 4.16 – Графічна модель умов накопичення відкладень В16-17

В порівнні з минулою моделлю в даний час відбувалась трансгресія моря до умов глибоководного.

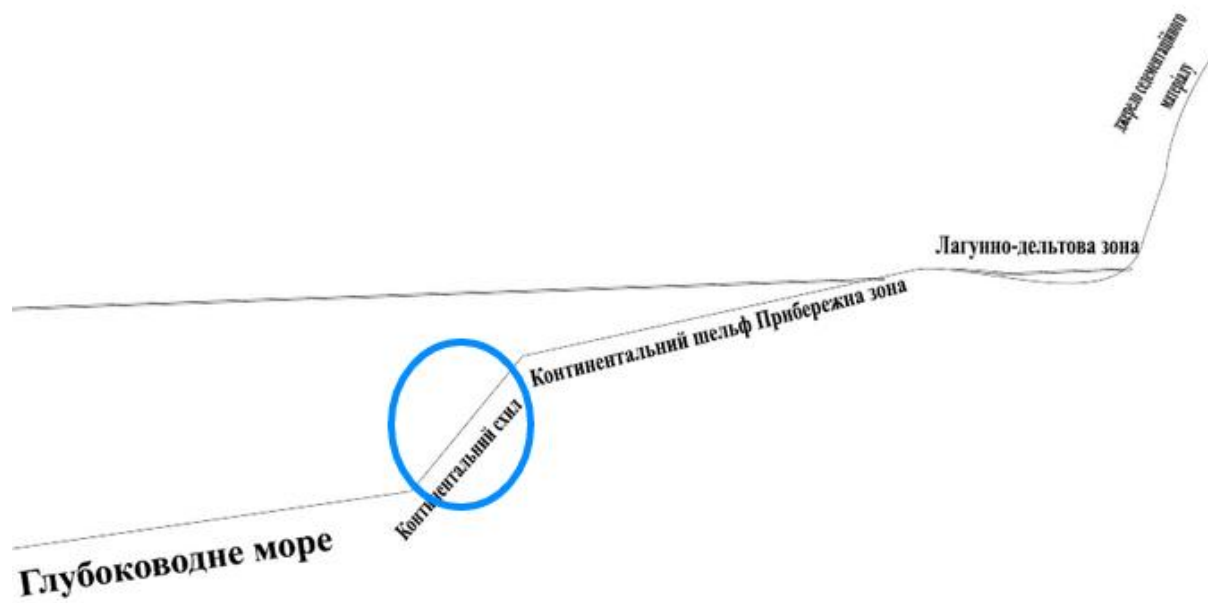


Рис. 4.17 – Графічна модель умов накопичення відкладень В16-17

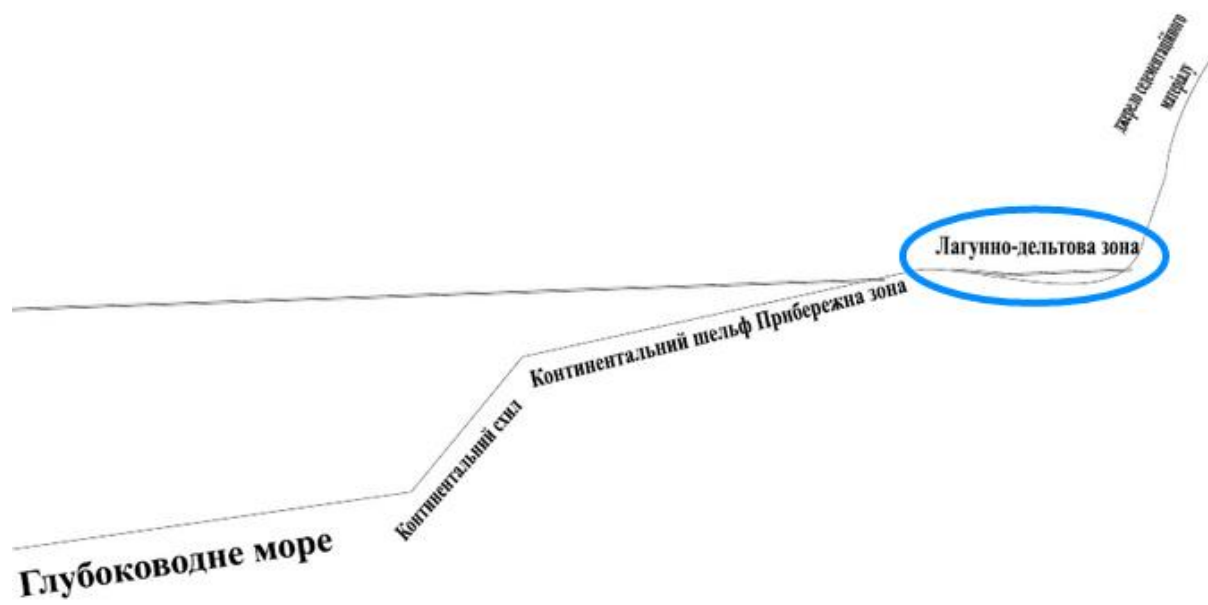


Рис. 4.18 – Графічна модель умов накопичення відкладень В16-17

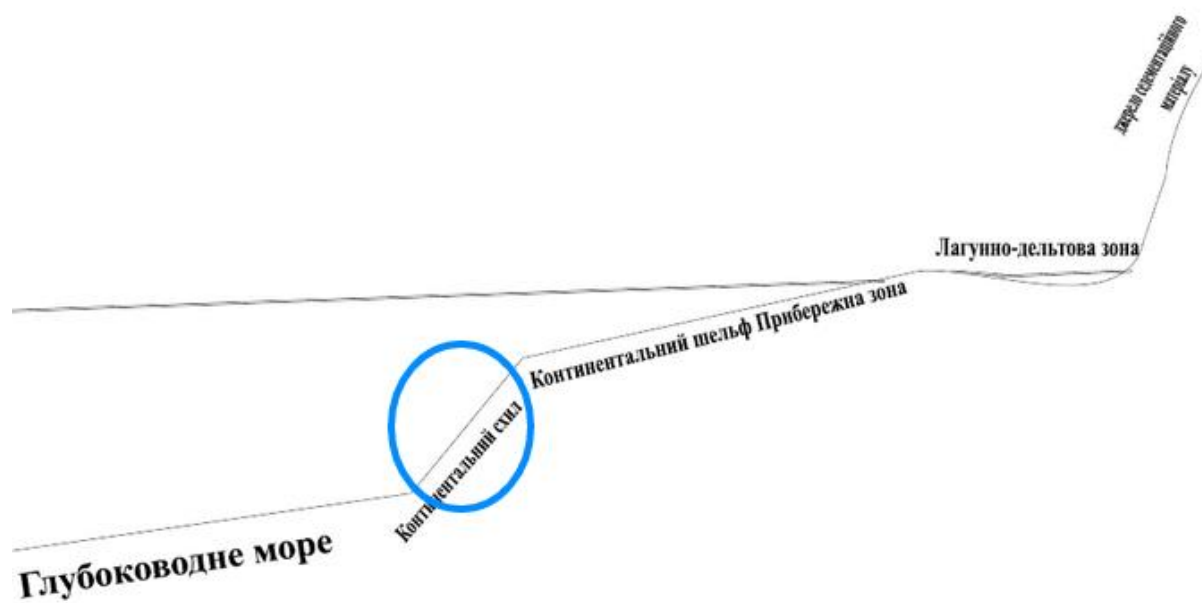


Рис. 4.19 – Графічна модель умов накопичення відкладень В16

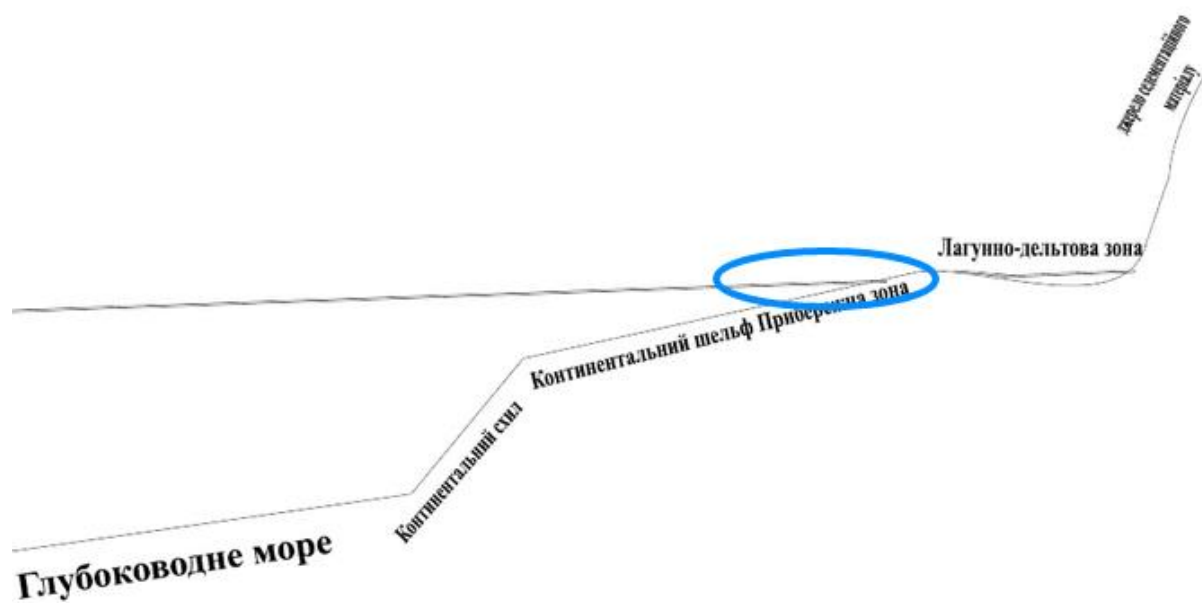


Рис. 4.20 – Графічна модель умов накопичення відкладень С-16-23

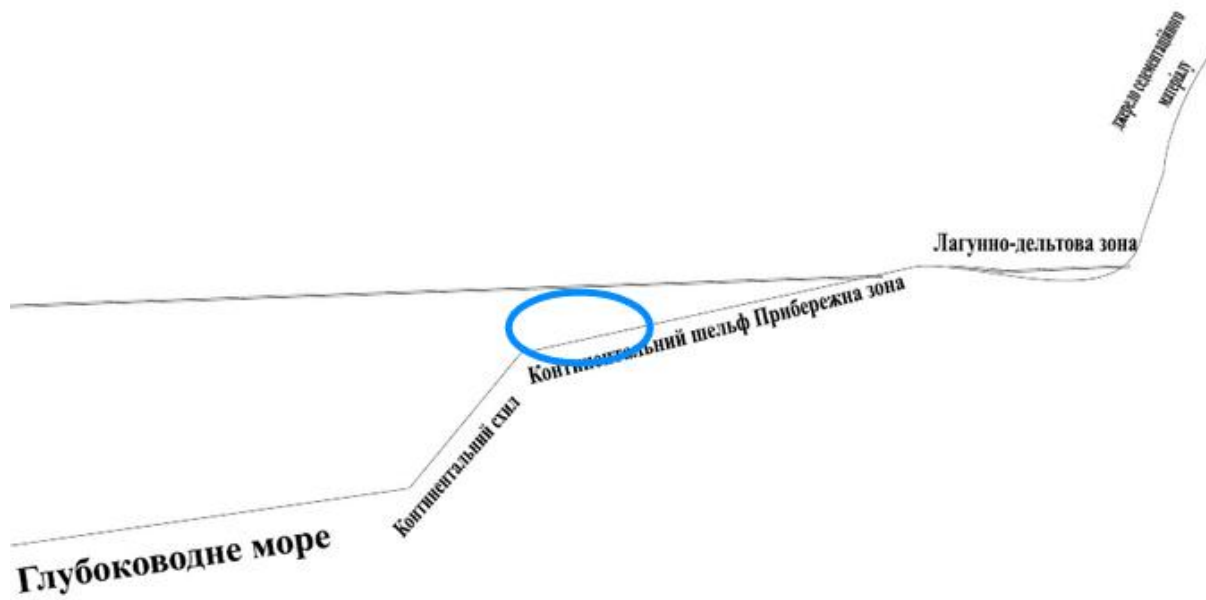


Рис. 4.21 – Графічна модель умов накопичення відкладень С-6-7 віддалена від берегу частина шельфу

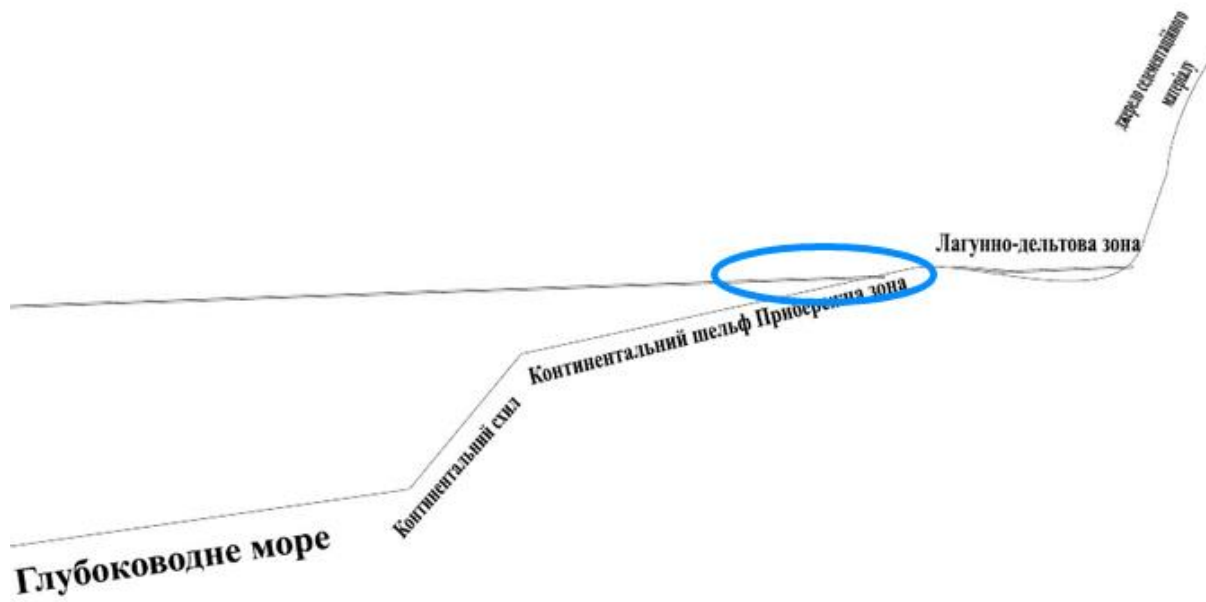


Рис. 4.22 – Графічна модель умов накопичення відкладень С-6-7; С-5; С-4н та С-4в.

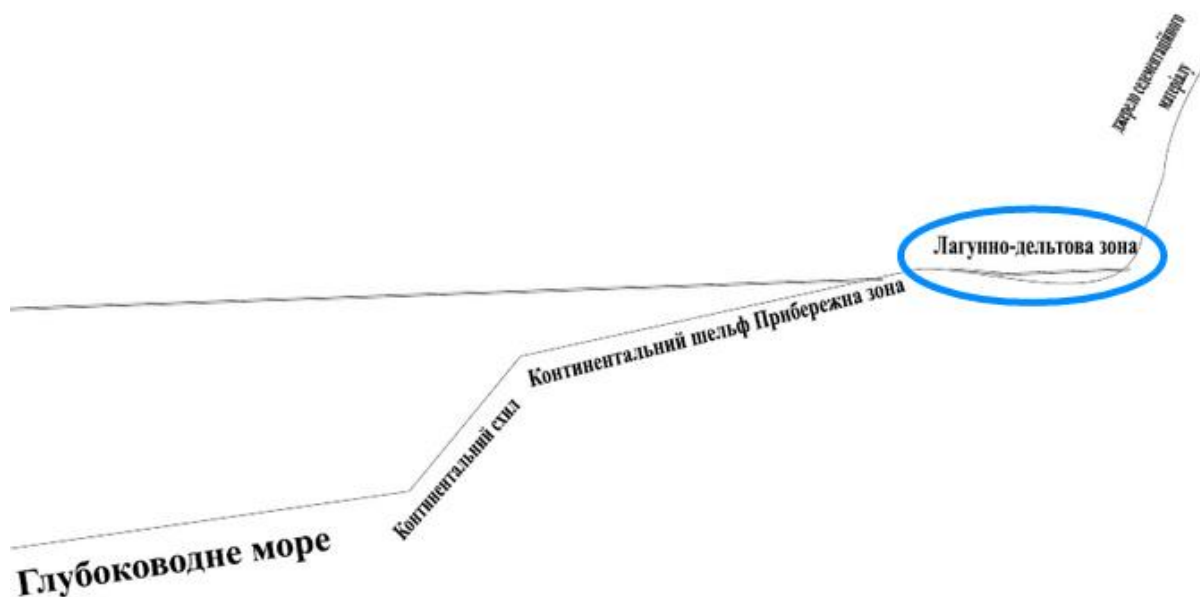


Рис. 4.23 – Графічна модель умов накопичення відкладень Б-6-7

Ці відклади не дали на практиці стабільних дебітів вуглеводнів і ці горизонти є водоносними, хоча дані ГДС висвітлювали вуглеводневий потенціал цих шарів.

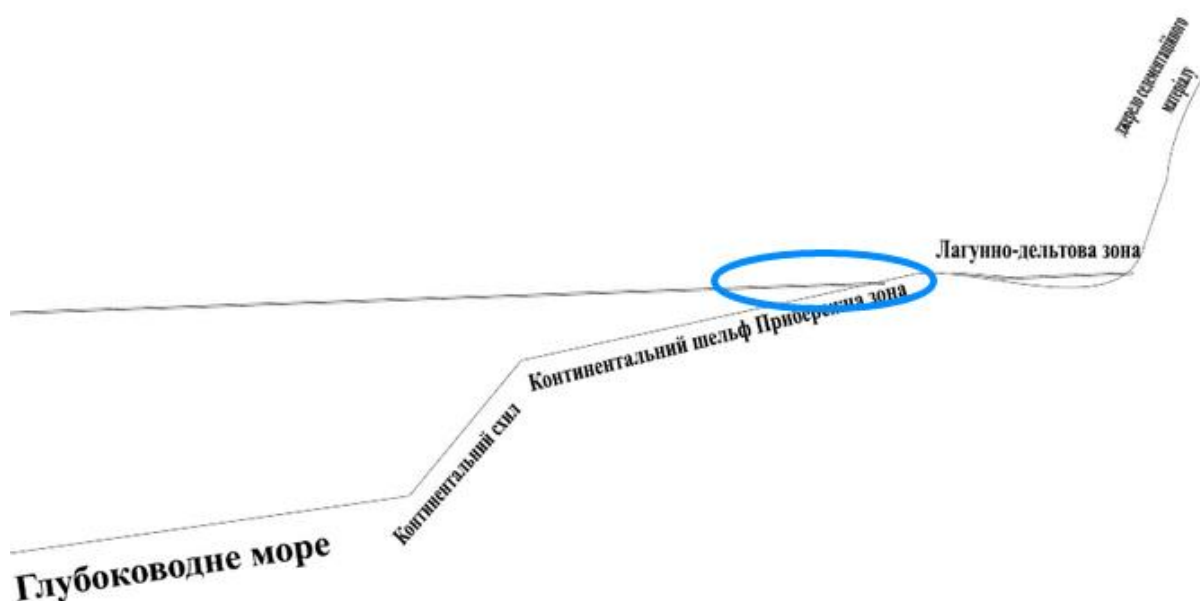


Рис. 4.24 – Графічна модель умов накопичення відкладень Б-5

В даних моделях можна побачити 9 великих змін положення рівня моря з В17 до Б-5. відповідні умови осадконакопичення є морськими, з деякими змінами. період В-16-17 мав найшвидші часові зміни в умов осадконакопичення.

Підсумовуючи роботу яка була пророблена можна сказати що дане дослідження підтвердило деякі попередні дослідження палеогеографічної реконструкції цього регіону. Але цією роботою було доповнено інформативність палеогеографічної реконструкції.

Можна впевнено сказати що нафтогазоносні горизонти пов'язані з морськими відкладами, і ми можемо це побачити під час кореляції чотирьох свердловин, що ці дані отримані на різних горизонтах ті котрі є найбільш продуктивними ті і пов'язані з морськими відкладами, деякі з моделей є не зовсім морським припущено що це були малоактивні місця можливо лагуни. за даними ГДС вони нафтогазоносні але під час розробки пошукових свердловин ці горизонти не дали продуктивних дебітів. тому знову підсумовуючи дану роботу, що перед пошуками нових родовищ мають бути дослідженні попередні напрацювання в сфері палеогеографії і це може бути позитивним при майбутніх пошуках нафтогазоносних в регіоні ДДЗ.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській роботі було розглянуто наукові основи палеогеографічних досліджень приділена увага поняттю палеогеографія та принципам цієї науки, розглянуто методологію проведення даних досліджень та закономірності формування нафтогазоносних товщ в карбонівому періоді, у результаті виконання дослідження було встановлено, що Пилипівське родовище нафти та газу, сформувалося в умовах морського дна палеозойської ери, а в процесі геологічних змін зазнало змін у складі та структурі. У загальному розумінні, дане дослідження є важливим внеском у розуміння палеогеографічної еволюції та умов формування нафтогазових осадових відкладень.

Було розглянуто важливу тему палеогеографічних досліджень, яка є ключовою для розуміння формування нафтогазових родовищ та їх розподілу у глибинах Землі. Результати дослідження вказують на те, що палеогеографічні умови, які існували в минулому, мають значення для розуміння геологічних процесів та подальшого пошуку корисних копалин.

У цій роботі було використано різноманітні методи та підходи до дослідження палеогеографії, такі як палеонтологічний, літологічний та стратиграфічний аналіз, вивчення різних типів копалин. Такі методи дозволяють отримати комплексну інформацію про геологічну історію та процеси, які призвели до формування нафтогазоносних родовищ.

Отже, можна стверджувати, що дана магістерська робота є важливим внеском у розвиток галузі палеогеографії та виконує важливу роль у формуванні наукових знань про процеси формування нафтогазоносних товщ. Результати дослідження можуть бути використані як основа для подальшого вивчення геологічної структури та пошуку нових родовищ нафти та газу.

Основна мета курсової роботи була досягнута та вивчена. Завдання, котре полягало у вивченні, аналізі та встановленні головних факторів розвитку та утворення нафтогазоносних горизонтів та створення палеогеографічної моделі на цій основі було успішно досягнуто.

Було створено моделі яку можуть використовуватись в майбутніх пошках нафтогазоносних структур, тому задачі які стояли перед цією роботою виконані.

Список використаних джерел

1. Іванюта М. М. Атлас родовищ нафти і газу України : у 6 т. — Львів : Центр Європи, 1998.
2. Іванишин В.А. Про геологічний розвиток Юліївсько-Караванівської площі в Дніпровсько-Донецькій западині (ДЗЗ) / В.А. Іванишин // Тектоніка і стратиграфія. – 2009. – Вип. 36. – С. 48-53
3. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія : у 8 кн. Кн. IV. Східний нафтогазоносний регіон : аналітичні дослідження / В. А. Михайлов, С. А. Вижва, В. М. Загнітко, В. В. Огар, О. М. Карпенко, І. І. Онищук, С. С. Куровець, М. В. Гладун, О. О. Андрєєва. – К. : Видавничо-поліграфічний центр "Київський університет", 2014.
4. Геологія України: Навчальний посібник: Михайлов В.А. К.: ВПЦ «Київський університет», 2023.
5. Білецький В.С. Мала гірнича енциклопедія, т. 2 – Донецьк: Донбас, 2007.
6. Караваєва Т.Є., Геологічна будова фундаменту північного борту Дніпровсько-Донецької западини і його нафтогазоносність. Київ, 1996.
7. Геологічний проект пошукового розвідувального буріння на Пилипівській площі (ДП“Полтава РГП”, 2008)
8. Сологуб Т.І., Данилюк О.В. Звіт про сейморозвідувальні дослідження МСГТ на Пилипівській площі. Східно-Українська ГРЕ , ДГП "Укргеофізика", с.Розсошенці 2011р.
9. О.Г. Голуб.«Доповнення до проекту пошуково-розвідувального буріння на Пилипівській площі». ДП «Полтава РГП», 2010 р.
- 10.Макогон В.В. Літолого-палеогеографічні карти турнейсько-візейських нафтогазоносних відкладів Дніпровсько-Донецької западини на основі їх сучасної стратифікації. // Збірник наук. праць УкрДГРІ. – 2007. – №2. – С. 148–160

- 11.Макогон В.В. Фаціальні типи та зональність нафтогазоносних відкладів XII мікрофауністичного горизонту ДДЗ // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. – Вип. 5. – Київ: ДП “Науканафтогаз”, 2007. – С. 23–28.
- 12.Д.Левішко Паспорт на Пилипівську структуру, підготовлену до глибокого пошуково-розвідувального буріння на нафту і газ. Сейсмічні дослідження СУГРЕ партії 31/92 за 1992 р. – с.Розсошенці, 1992.
13. Програма проведення польових сейморозвідувальних досліджень за технологією 3D зйомки на Пилипівському родовищі. Київ – 2016
- 14.Sedimentary cycles and paleogeography of the Dnieper Donets Basin during the late Visean-Serpukhovian based on multiscale analysis of well logs, E.S. Dvorjanin, A.P. Samoyluk. Available online 25 June 1998. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(96\)00235-1](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(96)00235-1)
- 15.Основи палеогеографії : навчальний посібник / автори-укладачі :С.Г. Половка, Д.О. Панкратенкова. – Умань : 2015.
- 16.Стрижак Л. І., Алексєєнкова М. В., Стрижак В. П. Літогенез теригенних порід та його вплив на фільтраційно-ємнісні властивості нижньокам'яновугільних колекторів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. Збірник наукових праць Інституту геологічних наук НАН України. 2020. Том 13. С. 80–88.
- 17.Павлова О.О. Базові терміни та поняття в літології. Довідковий посібник з «Основ літології» для студентів 2 курсу за спеціальністю «Науки про Землю» / Павлова О.О., Павлов Г.Г. – К.:2018.
- 18.Павлов Г.Г., Гожик А.П. Основи літології. Посібник. - К.: КНУ, 2009.
- 19.Методики палеонтологічних та літологічних досліджень.- Київ:„Наукова думка”, 1989.- 110 с.

20. Атлас палеогеографічних карт Української РСР і Молдавської РСР (з елементами літофацій). Масштаб 1:2 500 000 / За ред. акад. АН УРСР В. Г. Бондарчука. — К.: Видавництво АН УРСР, 1960.