

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

Факультет природничих наук та технологій
(факультет)
Кафедра геології та розвідки родовищ корисних копалин
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеня магістра
(бакалавра, магістра)

Студента Тушмінцева Сергія Ігоровича
(ПІБ)
академічної групи 103М-23-1
(шифр)
спеціальності 103 Науки про Землю
(код і назва спеціальності)
за освітньо-професійною програмою «Геологія, гідрогеологія, геофізика»
(офіційна назва)
на тему: Аналіз структури та потужності продуктивної товщі Березівського
газоконденсатного родовища
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Приходченко.В.Ф.			
розділів:				
Загальний	Приходченко.В.Ф.			
Спеціальний	Приходченко.В.Ф.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Хоменко Н.В.			

Дніпро
2024

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

Геології і розвідки родовищкорисних копалин

(повна назва)

Жильцова І.В.

(прізвище, ініціали)

(підпис)

«02» вересня 2024 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеня магістра
 (бакалавра, магістра)

студенту Тушмінцеву С. І. академічної групи 103м-23-1
 (прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 103 Науки про Землю

за освітньо-професійною програмою «Геологія, гідрогеологія, геофізика»
 (за наявності)

на тему Аналіз структури та потужності продуктивної товщі Березівського

газоконденсатного родовища

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 02.09.2024 № 1135-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Загальний	Огляд, аналіз і оцінка раніше проведених досліджень.	13.10.2024 - 25.10.2024
	Геологічна характеристика об'єкта робіт.	26.10.2024 – 06.11.2024
Спеціальний	Методологія проведення досліджень	07.11.2024 – 16.11.2024
	Аналіз структури та потужності продуктивної товщі Березівського газоконденсатного родовища	17.11.2024 – 09.12.2024
	Висновки	10.12.2024 – 14.12.2024

Завдання видано

(підпис керівника)

Приходченко В.Ф.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 24.09.2024Дата подання до екзаменаційної комісії 16.12.2024

Прийнято до виконання

(підпис студента)

Тушмінцев С.І.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 63 стор., 26 рис., 13 літературних джерел.

ГАЗОКОНДЕНСАТНЕ РОДОВИЩЕ, ГАЗОНОСНІ ГОРИЗОНТИ, ЛОКАЛЬНІ СТРУКТУРИ, ІЗОПАХІТИ, КОНСЕДИМЕТАЦІЙНА СКЛАДЧАСТІСТЬ.

Актуальність теми кваліфікаційної роботи - необхідність нарощування енергетичних запасів України.

Об'єкт дослідження – продуктивні поклади Березівського газоконденсатного родовища Дніпровсько- Донецької западини.

Предмет досліджень – тектоніка та потужність продуктивних товщ Березівського газоконденсатного родовища.

Мета кваліфікаційної роботи – аналіз закономірностей у зміні параметрів будови продуктивних товщ по площі Березівського газоконденсатного родовища.

Наукова новизна – досліджена складчаста структура Березівського газоконденсатного родовища на різних рівнях генералізації, проаналізовано параметри зміни потужностей продуктивних покладів по площі родовища, зроблено висновки по взаємозалежності цих параметрів.

Взаємозв'язок з іншими роботами – продовження наукової діяльності кафедри геології і розвідки родовищ корисних копалин Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» щодо вивчення закономірностей локалізації газонасних покладів різного типу.

Практичне значення роботи полягає у можливості врахування зв'язків між параметрами родовища при пошукових роботах.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ВИВЧЕННЯ ПРОЦЕСІВ УТВОРЕННЯ ГАЗОВИХ ТА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ	6
1.1 Геологічні фактори та умови, що визначають формування газових і газоконденсатних родовищ	6
1.2 Принципи й особливості розташування та геологічного формування газових і газоконденсатних родовищ	8
1.3 Аналіз вивченості умов формування газоконденсатних покладів Березівського газоконденсатного родовища	15
1.4. Особливості будови газоконденсатних покладів Березівського родовища	17
1.4.1 Стратиграфічна і літолого-фізична характеристика розрізу	17
1.4.2 Тектоніка	20
1.4.3 Газоносність	22
2 МЕТОДОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ	25
3 АНАЛІЗ СТРУКТУРИ ТА ПОТУЖНОСТІ ПРОДУКТИВНОЇ ТОВЩІ КАРБОНУ БЕРЕЗІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА	27
3.1 Складчастість різного рівня продуктивної товщі об'єкта досліджень ...	27
3.2 Мінливість потужності продуктивної товщі об'єкта досліджень	43
ВИСНОВОК	62
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ	63
Додаток А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи	65
Додаток Б Відгук керівника роботи	66
Додаток В Рецензія	67

ВСТУП

Березівське газоконденсатне родовище є одним із важливих об'єктів нафтогазової галузі України, розташованим у Краснокутському районі Харківської області. Це родовище знаходиться в межах центральної частини приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини, яка є провідною нафтогазоносною провінцією України. Геологічно воно належить до Березівсько-Котелевського валу, що визначає його високу перспективність для видобутку вуглеводнів.

Родовище було відкрите у 1978 році, і перші промислові припливи газоконденсатної суміші підтвердили його значний ресурсний потенціал. Протягом наступних десятиліть дослідження та розробка родовища дозволили встановити газоносність у відкладах верхнього серпуховського, верхнього і нижнього візейського, а також турнейського віків. Це створює широкий спектр можливостей для подальшого нарощування видобутку та підвищення ефективності використання залишкових запасів.

Актуальність дослідження Березівського родовища зумовлена потребою забезпечення енергетичної безпеки України шляхом нарощування видобутку власних енергоресурсів. Умови складної геологічної будови, наявність диз'юнктивних порушень та значні залишкові ресурси створюють передумови для подальшого удосконалення геологічної моделі родовища і розробки нових технологій видобутку.

Метою роботи є аналіз закономірностей у зміні параметрів будови продуктивних товщ по площі Березівського газоконденсатного родовища.

Геологічні задачі, послідовність і методи їх вирішення: – вивчити геологічну будову Березівського газоконденсатного родовища; – застосовуючи тренд-аналіз дослідити складчасту структуру Березівського газоконденсатного родовища на різних рівнях генералізації; - проаналізувати параметри зміни потужностей продуктивних покладів по площі родовища, зробити висновки по взаємозалежності досліджених параметрів.

1 ВИВЧЕННЯ ПРОЦЕСІВ УТВОРЕННЯ ГАЗОВИХ ТА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

1.1 Геологічні фактори та умови, що визначають формування газових і газоконденсатних родовищ

Газоконденсат і горючі гази накопичуються в земній корі в породах-колекторах, які оточені слабопроникними породами. Ці колектори створюють природні резервуари, де умови зберігання визначаються співвідношенням пористих і слабопроникних порід. За формою та будовою колектори поділяють на три основні типи: пластові, масивні та складної форми. Усі вони зазвичай ізольовані літологічними бар'єрами, які запобігають втратам вуглеводнів.

Колектори — це гірські породи, здатні утримувати рідини та гази і забезпечувати їх переміщення. Основними характеристиками таких порід є пористість і проникність. Пористість визначає об'єм пустот, доступних для зберігання флюїдів, і поділяється на загальну (включає всі пустоти) та відкриту (лише ті пори, які дозволяють рух рідини чи газу). Проникність характеризує здатність породи пропускати флюїди. Хоча абсолютно непроникних порід не існує, умовно породи поділяють на проникні та слабопроникні. Саме останні створюють ізоляційні умови для утримання вуглеводнів.

У природних умовах весь поровий простір порід-колекторів заповнений водою, нафтою або газом. Частина води залишається у пластах навіть після надходження газу чи нафти. Ця залишкова вода є стабільною складовою, яка утримується в породі капілярними силами. Найпоширеніші породи-колектори представлені пісковиками, пісками, вапняками та доломітами, які становлять понад 95% усіх колекторів. Інші породи, такі як ангідрити чи тріщинуваті магматичні породи, зустрічаються рідше.

Слабопроникні породи, які обмежують рух вуглеводнів угору, називають покритками або флюїдоупорами. Вони створюють умови для утворення пасток, які утримують газ і нафту. Газ, маючи меншу густину порівняно з нафтою та водою, переміщується до верхніх частин пластів до моменту, поки його рух

не блокується покриттяю. Таким чином формуються структурні пастки, які є резервуарами для накопичення вуглеводнів. У межах пасток відбувається розподіл речовин за густиною: газ займає верхню частину, нафта — середню, а вода залишається внизу.

Комплекси порід-колекторів і покриттів формують нафтогазоносні світи, які можуть містити кілька пластів, розділених зонами без вуглеводнів. Поклади газу чи нафти є локальними скупченнями в пастках, що контролюються літологічними або тектонічними бар'єрами. У межах пастки газ і нафта утворюють однорідну фазу, яка займає певний об'єм порового простору.

Родовища газу можуть містити різну кількість покладів. Наприклад, у деяких родовищах, таких як Болівар у Венесуелі, у межах одного родовища може бути понад 100 покладів. Продуктивна товща родовищ може містити як газові, так і нафтові поклади. За фазовим станом родовища класифікуються як газові, нафтогазові або нафтові. У випадку, якщо газове родовище багате на конденсат, його класифікують як газоконденсатне. Назва комплексного родовища визначається домінуючим компонентом, наприклад, газонафтове або нафтогазоконденсатне.

Родовища також класифікують за запасами: дрібні (до 10 млрд м³ газу), середні (10–50 млрд м³), великі (50–100 млрд м³), величезні (100–500 млрд м³), гігантські (500–1000 млрд м³) та унікальні (понад 1000 млрд м³). Визначення запасів і фазового стану родовищ є критично важливим для розробки стратегій їх видобутку та використання.

Класифікація нафтогазоносних площ була вперше розроблена американським геологом Ф. Г. Кланом у 1910–1930-х роках, а пізніше вдосконалена провідними фахівцями в галузі нафтогазової геології, такими як Е. Блюмер, В. Г. Лілей, І. М. Губкін та інші. Сучасна класифікація враховує геологічну будову, структурні типи пасток і фазовий стан вуглеводнів, що дає змогу ефективніше досліджувати та експлуатувати родовища [1, 2].

1.2 Принципи й особливості розташування та геологічного формування газових і газоконденсатних родовищ

Нафтогазоносні райони класифікують за геологічною будовою, виділяючи три основні класи газових і газоконденсатних родовищ: платформних, складчастих і перехідних областей. Кожен із цих класів має свої характерні риси, зумовлені геологічними, структурними та тектонічними особливостями.

Платформні родовища характеризуються незначними кутами падіння порід і малою кількістю диз'юнктивних порушень. Вони пов'язані з антиклінальними структурами (купольними, брахіантиклінальними), які часто мають неправильну форму. Також поширені дрібні малоамплітудні підняття невеликої площі (кілька квадратних кілометрів). Ці родовища часто включають карбонатні комплекси, включаючи рифогенні утворення, а також галогенні та сульфатні товщі, пов'язані з проявами соляного діапіризму. Поклади тут формуються масивного типу і розташовуються в літологічних та стратиграфічних пастках.

Платформні родовища відзначаються нормальними градієнтами тисків і температур, а їхні запаси газу й нафти становлять понад 90% світових ресурсів. Саме в платформних районах розташовані унікальні за обсягами родовища, які мають стратегічне значення для видобутку вуглеводнів.

Родовища в складчастих областях формуються в умовах крутих кутів падіння порід і значної кількості тектонічних порушень. Вони тісно пов'язані з лінійно витягнутими або брахіантиклінальними складками. Часто спостерігаються прояви глинистого і соляного діапіризму, грязьового вулканізму та соляної тектоніки. У породах переважають теригенні утворення, що формують пластові, склепінчасті й тектонічно-екрановані поклади. Масивно-пластові поклади мають підпорядковане значення.

Для складчастих областей характерні аномально високі пластові тиски. Нафтових покладів у таких родовищах більше, ніж газових. Здебільшого вони мають складну багатоярусну будову і невеликі або середні запаси

вуглеводнів.

Перехідні області займають проміжне положення між платформами та складчастими областями, часто розташовуючись у крайових прогинах. Їхня будова варіюється залежно від зони:

- Зовнішня зона прилягає до платформ і характеризується малою кількістю тектонічних порушень, пологими складками та низькою інтенсивністю тектонічних рухів.
- Внутрішня зона межує зі складчастими районами і відзначається інтенсивною дислокованістю порід та значним впливом горизонтальних тектонічних рухів.

Обидві зони мають різний вік формування і відмінності в структурній будові, що зумовлює різні особливості газоносності. Газоносні товщі в цих областях формуються в різні геологічні епохи.

Родовища класифікують залежно від їхньої генези та структурної будови. Виділяють такі основні типи:

- Антиклінальні підняття, які можуть бути нормальними, захороненими, безкореневими чи ускладненими.
- Насунені покриви, які виникають внаслідок тектонічних переміщень.
- Монокліналі, що включають зони розломів, стратиграфічних незгідностей та інші структурні ускладнення.
- Рифогенні й ерозійні виступи, які часто пов'язані з карбонатними породами.
- Синклінальні прогини, що є зонами акумуляції вуглеводнів.

Часто складні родовища поєднують елементи кількох типів, що формує комбіновані структури. Такі родовища іноді виділяють в окрему класифікаційну категорію.

Геологічна будова нафтогазоносних районів визначає особливості формування родовищ, їхні запаси та продуктивність. Родовища платформних, складчастих і перехідних областей мають свої специфічні характеристики, які

враховуються при плануванні розвідки та розробки. Розуміння генезису та структури родовищ є ключовим для ефективного використання ресурсів і збільшення видобутку нафти та газу.

Родовища антиклінальних піднять поширені у всіх нафтогазоносних регіонах світу і зустрічаються як у складчастих, так і в платформних умовах. Вони є основними накопичувачами розвіданих світових запасів нафти та газу, оскільки забезпечують сприятливі умови для утворення й збереження великих покладів.

Основними типами покладів у таких родовищах є пластові склепінчасті та масивні. Газонафтові поклади формуються в антиклінальних структурах різних форм і конфігурацій. Це можуть бути як складні складки з численними тектонічними порушеннями та ускладненнями, так і прості куполоподібні чи класичні антиклінальні підняття. Така різноманітність форм забезпечує широке поширення родовищ цього типу та їхню важливість для видобутку нафти й газу.

Найпростішими серед родовищ антиклінальних піднять є родовища нормальних антиклінальних піднять, які представлені структурами, що простягаються на значні глибини. Вони поділяються на дві підгрупи: непорушені і порушені підняття. Непорушені антиклінали зазвичай формуються в платформних умовах і рідше – у складчастих областях. Вони характеризуються куполоподібними підняттями, які містять кілька покладів, здебільшого пластових склепінчастих або масивних.

Унікальні родовища нафти та газу часто пов'язані з великими валоподібними підняттями, які є характерними для складчастих і перехідних областей. У цих родовищах зустрічаються тектонічно-екрановані, склепінчасті та масивно-пластові поклади. Структури окремих горизонтів у таких родовищах можуть збігатися або бути зміщеними, що стає важливим фактором при наявності перерв в осадонакопиченні або різких змін літологічного складу порід.

Родовища захоронених антиклінальних піднять переважно формуються в межах платформ. У цих структурах слабодислоковані породи нижнього комплексу із малими кутами падіння залягають незгідно над дислокованими породами верхнього комплексу. Такі родовища можуть бути представлені підняттями, перекритими насувами або поверхнею стратиграфічних незгідностей.

Безкореневі антиклінальні підняття не зустрічаються у нижніх чи верхніх горизонтах, що, ймовірно, пов'язано з тектонічними факторами або нерівномірним ущільненням порід різного літологічного складу. Ці структури зазвичай мають малу амплітуду і включають один або кілька газоконденсатних покладів.

Ускладнені антиклінальні підняття поділяються на ті, що ускладнені дайками або трапами вивержених порід, глинистим чи соляним діапіризмом, або грязьовим вулканізмом. Найпоширенішими є родовища, ускладнені соляним діапіризмом, який утворює соляні штоки або роздуття.

Діапіри класифікують на два типи:

- Відкриті діапіри – ядро протикання досягає або майже досягає поверхні.
- Криптодіапіри – ядро залишається на значних глибинах і прориває лише частину вищезалягаючих порід.

Коли крила складок або перикліналі ускладнені штоками, утворюються міжкупольні антиклінальні структури, які пов'язані з родовищами міжкупольних піднять. Ядра діапірів можуть мати витягнуту форму, якщо сіль піднімається вздовж розломів, або ізометричну, штокоподібну форму.

Комбінація структурних елементів діапірів сприяє утворенню зон екранування пластів-колекторів, що створює сприятливі умови для накопичення нафтогазових покладів.

Родовища насунених покривів здебільшого формуються у складчастих областях і передгірських прогинах, а в платформних зонах зустрічаються дуже рідко. Ці родовища мають особливості будови, пов'язані з тектонічними

процесами, що зумовлюють їхню структуру і тип пасток. Залежно від характеру покладів, родовища насунених покривів поділяють на два основних типи: пластові склепінчасті та пластові тектонічно-екрановані

Родовища нафти та газу, які формуються в монокліналях і гомокліналях, виникають у різних геотектонічних умовах у товщах порід, що залягають моноклінально. Монокліналі характеризуються нахилом пластів у одному напрямку, а коли нахил пластів залишається постійним на значних територіях, структура отримує назву гомокліналь. У таких структурах утворюються сприятливі умови для накопичення та утримання вуглеводнів, що дозволяє формувати різноманітні родовища.

Родовища нафти і газу цього типу тісно пов'язані з зонами розломів та іншими структурними ускладненнями, такими як зони перетину різноспрямованих розломів і флексури. Ці геологічні утворення створюють сприятливі умови для утворення пасток завдяки ізолювальній функції розломів, які виконують роль екранів. У результаті таких процесів формуються тектонічно-екрановані поклади.

Родовища цього типу часто мають складну структуру, де пастки створені комбінацією геологічних і тектонічних чинників. Яскравим прикладом є Північноголубівське родовище, де тектонічно-екрановані поклади виникли завдяки взаємодії зон розломів і зміни літологічного складу порід. Такі родовища є важливими об'єктами для нафтогазової галузі, оскільки вони часто містять значні запаси вуглеводнів і потребують детальних геофізичних досліджень для їх точної локалізації.

Родовища, пов'язані із зонами виклинювання пластів-колекторів, утворюються під контролем змін літологічного складу порід. У цій групі переважають пластові літологічно-екрановані поклади, де ізоляція забезпечується переходом колекторів у слабопроникні або непроникні породи. Вкрай рідко зустрічаються поклади, які літологічно обмежені з усіх боків. Прикладом такого типу є Шереметівське родовище, розташоване в Передкарпатському прогині. Окрему групу утворюють так звані "рукавоподібні" поклади, які

формується в руслових осадах і часто пов'язані з процесами перекристалізації вапнякових порід.

Ще одна значна група родовищ пов'язана із зонами стратиграфічних незгідностей. У таких родовищах поклади контролюються поверхніми незгідностей, які перекриті більш молодими, майже непроникними породами, що виконують роль природних покришок. Типовим прикладом є родовище Мідуей-Сансет. Ці родовища відрізняються складною будовою і часто мають унікальні умови формування, що робить їх важливими об'єктами для розвідки і розробки.

Родовища, пов'язані з рифогенними і ерозійними виступами, є важливими накопичувачами значних запасів нафти і газу, особливо в межах рифогенних структур. Рифові масиви слугують природними пастками для покладів вуглеводнів, забезпечуючи умови для їхнього утримання завдяки своїй пористості та здатності виконувати роль резервуарів.

Після занурення і захоронення рифів під товщею перекриваючих порід, навколо них утворюються структури облікання, які часто мають склепінну форму. Такі структури є сприятливими для формування пасток, де відбувається акумуляція нафти та газу. Водночас, рифові масиви можуть бути розташовані й на антиклінальних підняттях, що створює додаткові можливості для утворення покладів. У таких випадках під рифовими масивами також можуть формуватися пастки, сприятливі для накопичення вуглеводнів.

Ця група родовищ має велике значення для нафтогазової галузі, оскільки рифогенні виступи часто пов'язані з великими та унікальними запасами. Родовища такого типу вимагають ретельного вивчення, оскільки їхня складна структура і специфічні умови формування обумовлюють необхідність застосування сучасних методів розвідки та розробки.

Рифогенні комплекси порід характеризуються різкою літофаціальною мінливістю, яка суттєво впливає на величину проникності пластів і продуктивність свердловин. Рифові масиви можуть досягати значної висоти — від 500 до 1000 м, маючи круті схили з кутами нахилу до 60°. Ці масиви зазвичай

перекриті глинистими, а іноді й соленосними породами, які виконують функцію природних покришок, ізолюючи поклади нафти та газу. У структурній будові родовищ цього типу переважають масивні нафтогазові поклади

Більшість родовищ рифогенного типу мають відносно просту геологічну будову й зазвичай містять один поклад. Завдяки своїм особливостям, такі родовища часто характеризуються високою продуктивністю. Нафтогазові родовища, утворені в межах рифових виступів, виявлені у багатьох нафтогазоносних провінціях, зокрема в Пермській (США), Західноканадській і Мексиканській. Їх значна кількість і великі запаси роблять рифогенні родовища важливими об'єктами розвідки та розробки вуглеводнів.

Родовища ерозійних виступів тісно пов'язані з особливостями палеорельєфу. Вони утворюються внаслідок інтенсивної ерозії порід різного віку, складу та генезису. Продуктивні горизонти таких родовищ можуть формуватися у вигляді пластових покладів у корі вивітрювання, що виникає в результаті вилуговування верхньої частини ерозійного або рифового виступу. Подібні родовища виявлені і в Україні, наприклад, Юліївське родовище, розташоване в межах Дніпровсько-Донецької западини. Хоча процес формування порід-колекторів у зоні денудації зрозумілий, їхнє виникнення всередині кристалічного фундаменту є складнішим для пояснення і потребує додаткових досліджень.

Родовища в синклінальних прогинах є рідкісними. Поклади нафти в таких структурах формуються на дні синкліналі, переважно через дію гравітаційних сил, у пластах, де відсутня вільна вода. Такі поклади можуть виникати за рахунок літологічного екранування в прибортових частинах синкліналей. Прикладом є родовища в Апалацькій западині (США), де ці структури мають локальне значення.

Зрідка поклади нафти та газу трапляються в сідловинах, які розташовані між окремими склепіннями великих піднять. Вони за характеристиками схожі на поклади в синкліналях, але відрізняються тим, що літологічно обмежені з усіх боків. Формування таких покладів у шаруватих зонах синкліналі вказує

на наявність пасток літологічного типу, які створюють сприятливі умови для акумуляції вуглеводнів. Ці родовища потребують детального геологічного аналізу через їх складну будову і відносно рідкісну поширеність [1, 2].

1.3 Аналіз вивченості умов формування газоконденсатних покладів Березівського газоконденсатного родовища

Березівське газоконденсатне родовище в адміністративному відношенні знаходиться в межах Краснокутського району Харківської області України, в 20 км на південний захід від смт Краснокутськ (Рис. 1.1).

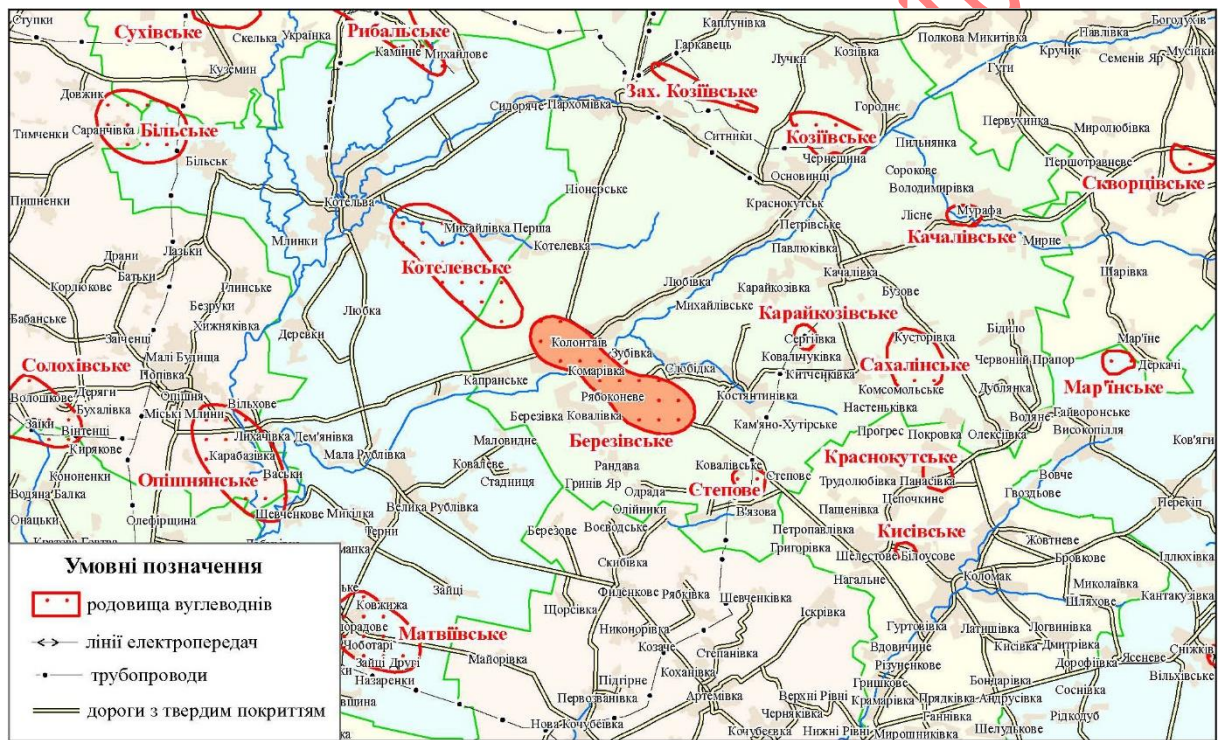


Рисунок 1.1 – Оглядова карта району робіт, масштаб 1:300 000 [5, 10]

Протягом попередніх років на родовищі виконано комплекс геолого-геофізичних досліджень, включаючи сейсмозв'язку, гравіметрію, магнітометрію, геохімію та електророзвідку. Проводилося структурне картування, параметричне, пошуково-розвідувальне та експлуатаційне буріння. До 1952 року дослідження мали регіональний характер і були спрямовані на вивчення геологічної структури Дніпровсько-Донецької западини. Після 1952 року роботи

зосередилися на антиклінальних структурах для підготовки їх до буріння, що мало на меті відкриття нафтових і газових покладів.

У 1957–1958 роках проведено сейсмозвідку й буріння, які підтвердили існування Колонтаївської антиклінальної складки, а також виявили Колонтаївські та Карайкозівські соляні штоки. У період 1957–1960 років буріння підтвердило валоподібний характер Колонтаївського підняття, у межах якого виділено склепіння: Колонтаївське і Березівське. У 1959 році розпочато глибоке буріння на Колонтаївській площі, під час якого розкрито нижньопермські й верхньокам'яновугільні відклади. Попри численні ознаки нафтогазоносності, промислових покладів не виявлено через велику глибину залягання перспективних горизонтів.

У 1961–1962 роках проведені сейсмозвідувальні дослідження, що в 1974 році стали основою для пошуку вуглеводнів у нижньокам'яновугільних горизонтах. У 1974 році розпочато буріння свердловини №14 на Котелевському піднятті, що в 1976 році дало промисловий приплив газу з конденсатом із серпуховських відкладів. Це стало важливим відкриттям, яке сприяло розширенню геологорозвідувальних робіт.

У 1975 році пробурено параметричну свердловину №485 на Західно-Березівському склепінні, яка забезпечила промисловий приплив газу з глибини 4635–4646 метрів, підтвердивши перспективність Березівського родовища. Починаючи з 1976 року, проведено детальну сейсмозвідку, яка уточнила структуру Котелевської та Березівської площ. У Західно-Березівському та Східно-Березівському склепіннях пробурено низку свердловин, які дали припливи газу з серпуховських, візейських і турнейських горизонтів. У 1982 році розпочато промислову розробку серпуховських покладів, а в 1988 році — експлуатацію газу верхньовізейських горизонтів.

У 1992–1994 роках проведено сейсмозвідувальні роботи за методом МСГТ, які уточнили будову Березівського родовища. На основі цих даних пробурено свердловини, що підтвердили газоносність горизонтів В-21-26 і Т-1 у Західно-Березівському склепінні. З 80-х років ХХ століття систематично

виконувалося буріння на горизонти С-5, В-16, В-21-26 і Т-1. У 2008–2011 роках проведено масштабні сейсморозвідувальні роботи методом 3-D, які дали змогу створити тривимірну модель родовища, що включала серпуховські, візейські й турнейські горизонти. У 2012 році розроблено блокову модель продуктивних горизонтів С-5, В-16 і В-25-26.

Запаси Березівського родовища затверджено Державною комісією запасів України по горизонтах С-5 і В-16 (у 1990–1993 роках) і В-21-26 і Т-1 (у 2012 році). Станом на 2015 рік у промисловій розробці перебувають поклади серпуховського (С-5), візейського (В-16, В-21-26) і турнейського (Т-1) ярусів. [3]

1.4. Особливості будови газоконденсатних покладів Березівського родовища

1.4.1 Стратиграфічна і літолого-фізична характеристика розрізу

Пошуковими, розвідувальними та експлуатаційними свердловинами, пробуреними на території Березівського родовища, було розкрито відклади, які належать до палеозойської, мезозойської та кайнозойської ер. Серед них особливий інтерес становлять кам'яновугільні відклади, представлені відкладеннями нижнього, середнього та верхнього відділів.

Нижній відділ кам'яновугільної системи (С₁)

До складу нижнього карбону входять турнейський, візейський і серпуховський яруси, які є перспективними для видобутку вуглеводнів.

Турнейський ярус (С_{1t}) залягає трансгресивно на породах протерозою та девону. У меж Березівського родовища ці відклади були розкриті свердловинами №№ 71, 200, 201, 202, 204, 205. Вони представлені перешаруванням аргілітів і пісковиків із незначними прошарками вапняків. Пісковики характеризуються сірим кольором, кварцовим складом, дрібнозернистою структурою і високою міцністю, із чітко вираженою вертикальною тріщинуватістю. У верхній частині ярусу свердловинами №№ 71, 200 і 201 було виявлено промисловий поклад газу, пов'язаний із продуктивним горизонтом Т-1а. Товщина

турнейських відкладів змінюється в межах від 23 м (свердловина № 205) до 116 м (свердловина № 201).

Візейський ярус (C_{1V}) залягає зі стратиграфічною незгідністю на турнейських відкладах і включає нижній і верхній під'яруси.

- Нижньовізейський під'ярус (C_{1V1}) складається з вапняків із прошарками кварцових пісковиків, які мають світло-сірий колір, дрібнозернисту текстуру, а місцями грубозернисту структуру. Пісковики утворилися в умовах мілководного морського середовища. У нижній частині під'ярусу спостерігається збільшення товщини пісковиків та поліпшення їхніх фільтраційно-ємнісних властивостей. У межах під'ярусу виявлено три газові поклади, які на Державному балансі зазначені як В-26а, В-26б та В-26в, хоча за кореляційними даними вони відносяться до літологічної пачки В-25-26, що містить горизонти В-25-26а, В-25-26б і В-25-26в. Товщина відкладів цього під'ярусу варіюється від 123 м (свердловина № 205) до 158 м (свердловина № 200).

- Верхньовізейський під'ярус (C_{1V2}) виявлений у багатьох свердловинах (№№ 32, 35, 36 та інші) і представлений перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів із незначними прошарками вапняків (до 1 м). Пісковики мають сірий колір із коричнюватим відтінком, дрібнозернисту структуру, дуже міцні, із включеннями глинистих частинок і чіткою вертикальною тріщинуватістю. Потужність пісковиків сягає 20–30 м.

- Серпуховський ярус (C_{1S}) складається з двох під'ярусів: нижньосерпуховського, представленого аргілітами з прошарками пісковиків і алевролітів, та верхньосерпуховського, в якому основні поклади газу зосереджені в горизонті С-5. Товщина ярусу варіюється від 260 до 493 м.

Середній карбон (C_2) включає башкирський і московський яруси:

- Башкирський ярус (C_{2b}) представлений теригенними породами з вапняками та вугіллям. Товщина залягань залежить від ступеня розмиву і коливається від 492 до 695 м.

- Московський ярус (C_{2m}) відомий своїми потужними піщаними горизонтами, які чергуються з алевролітами та аргілітами. Товщина ярусу змінюється від 295 до 516 м. У цьому ярусі зафіксовано прояви нафти.

Верхній карбон (C_3) представлений касимовським і гжельським ярусами, які характеризуються перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. Товщина верхньокам'яновугільних відкладів сягає 700 м.

Пермська система (P)

Нижньопермські відклади поділяються на картамиську, микитівську та слов'янську світи. Картамиська світа представлена піщано-глинистими породами, а микитівська та слов'янська включають доломіти, ангідрити та глини з прошарками кам'яної солі. Загальна товщина відкладів становить 253–330 м.

Тріасова система (T)

Тріасові породи поділяються на кілька світ: шебелинську, коренівську, сребрянську та протопівську. Вони представлені переважно глинами, пісковиками і карбонатними породами, товщина яких досягає 930 м.

Юрська система (J)

Юрські відклади залягають на тріасових породах зі стратиграфічною незгідністю. Середній відділ (J_2) представлений глинами та пісковиками, а верхній (J_3) — пісковиками та алевролітами. Товщина юрських відкладів коливається в межах 521–645 м.

Крейдова система (K)

Крейдові відклади, що включають нижній і верхній відділи, характеризуються переважно піщаними і глинистими породами. Верхня крейда складається з білої крейди та мергелів. Товщина крейдових порід становить 770–895 м.

Кайнозойська система (P, N, Q)

Палеогенові, неогенові та четвертинні відклади складають верхній осадовий чохол, представлені переважно пісками, глинами, мергелями та лесовидними суглинками. Їхня товщина становить 244–335 м [4,5,6,8].

1.4.2 Тектоніка

У тектонічному плані Західно-Березівське та Березівське підняття розташовані в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини. Ця частина западини має складну тектонічну будову. Характерною ознакою є наявність значних валоподібних піднять, які пов'язані з протяжною зоною виступів фундаменту, що межують із південної сторони з Пархомівською западиною. В осадовій товщі їй відповідає компенсаційна мульда, яка, у свою чергу, ускладнена Колонтаївським і Карайкозівським соляними штоками з передпалеогеновими рівнями прориву девонської солі.

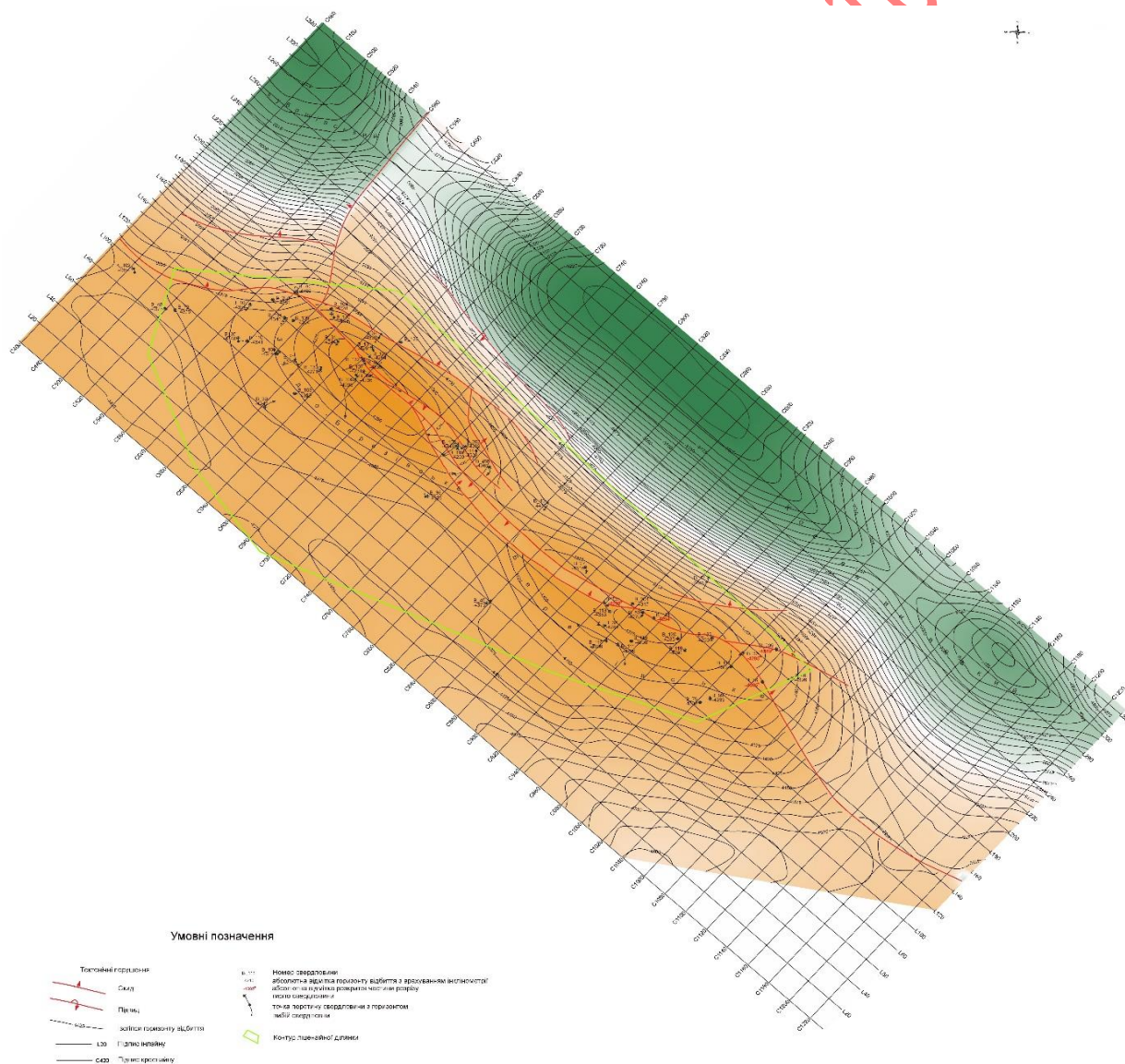


Рисунок 1.2 - Тектонічна схема Березівського газоконденсатного родовища [5]

Перехідна позиція між північною прибортовою зоною та приосьовою частиною западини зумовлювала її високу тектонічну активність протягом усієї геологічної історії.

За розташуванням на кристалічному фундаменті досліджувана територія перебуває в найбільш зануреній західній частині протяжного Колонтаївського виступу, якому в осадовій товщі відповідає північне крило Котелевсько-Березівського валу. Цей вал витягнутий із північного заходу на південний схід на 40 км у довжину та 6 км у ширину. Його південне крило є пологим і переходить у північний схил Шилівського прогину, що відокремлює його від Солохівсько-Диканського валу. Натомість північне крило крутіше та коротше, переходячи в південний схил Кубашівського та Константинівського прогинів, розділених Колонтаївським соляним штоком. Уздовж північного крила простежується подовжній скид із падінням площини на північ і амплітудою 50 -100 м.

Котелевсько-Березівський вал складається з кількох склепінь: Українського, Котелевського, Західно-Березівського, Східно-Березівського та Степового. Структурні особливості цих склепінь залежать від стратиграфічних рівнів. У палеозойських відкладах виділяється п'ять локальних піднять, тоді як у мезозойських шарах простежується лише Котелевське. Українське підняття поховане під північно-західною частиною Котелевської структури, а між Західно-Березівським і Березівським склепіннями у мезозойських відкладах сформувалася Колонтаївська антиклінальна складка.

Для аналізу структури Березівського родовища по ранньовізейських відкладах використано результати буріння, сейсморозвідку за методикою 3D, проведену ТОВ «Вікоіл» (2009 р.), та її інтерпретацію (ТОВ «Юсейс», 2011–2012 рр.). Основою є карта відбиваючого горизонту Vв3, який трактується на рівні покрівлі С1t або на 30 -40 м нижче.

По карті горизонту Vв3 Березівське родовище представлено Західно-Березівським і Березівським склепіннями з низкою тектонічних порушень. Основним є скид I, амплітуда якого на рівні горизонту Vв3 сягає 150 м, поступово зменшуючись у верхніх шарах. Західно-Березівське склепіння додатково

ускладнене порушенням, інтерпретованим як скид, з амплітудою до 140 м. Вищоамплітудні порушення I та III згасають у тріасових відкладах.

Сейсморозвідка також виявила поперечні скиди (IV–VII) з амплітудою до 50 м, які ще не підтверджені бурінням. Повздовжній скид VIII ускладнює південно-західне крило Березівського склепіння, проте ці порушення частково нивелюються верхньовізейським розмивом [4,5,6,7,8].

1.4.3 Газоносність

Березівське родовище розташоване в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини, яка відома своєю газоносністю ранньокам'яновугільних відкладів.

За інформацією Державного балансу, газоносність родовища пов'язана з відкладами верхньосерпуховського віку, де виділено продуктивні горизонти С-5 і С-5а3, а також верхньовізейського віку з горизонтами В-14, В-16а1, В-16а2, В-16а3, В-16б, В-21-22а та В-21-22б. Газоносні пласти також присутні в нижньовізейських відкладах (горизонти В-26а, В-26б, В-26в) і турнейських відкладах (горизонти Т-1а та Т-1б). Нафтоносність у родовищі виражена слабо й обмежується окремими проявами в горизонті М-4 московського ярусу середнього карбону.

У 2012 році, за результатами геолого-економічної оцінки, Державною комісією із запасів України були затверджені запаси продуктивних горизонтів, серед яких виділяються В-21-22а, В-21-22б, В-26а, В-26б, В-26в, Т-1 і Т-1б.

За матеріалами геофізичних досліджень свердловин (ГДС) поклади горизонту В-21-22а було виявлено в свердловині 205, де в інтервалі 5817–5822 м було розкрито пласт із коефіцієнтом пористості 0,075–0,08 і коефіцієнтом газонасиченості 0,76–0,9. У межах горизонту В-21-22б виділяється три окремих поклади. Один із них розташований у Західно-Березівському склепінні й визначений за результатами ГДС у свердловині 200, де в інтервалі 5615–5624,4 м розкрито газоносний пласт із коефіцієнтом пористості 0,087 і газонасиченості 0,88. Другий поклад цього горизонту, екранований тектонічно, виявлено

за результатами ГДС у свердловинах 71 і 201. У свердловині 71 пласт розкрито в інтервалі 5787,8–5801,2 м (три прошарки з пористістю 0,078–0,089 і газонасиченістю 0,88–0,9). У свердловині 201 газонасні прошарки розташовані в інтервалі 5787,8–5800 м (пористість 0,07–0,081, газонасиченість 0,80–0,84). Третій поклад горизонту В-21-22б розташований у Березівському склепінні й виявлений за результатами ГДС у свердловині 205 в інтервалі 5842–5851,8 м.

Поклади горизонту В-26а (скоригований як В-25-26а) виявлені лише у свердловині 200, де в інтервалі 5733,6–5782,4 м виділено два газонасні прошарки з сумарною ефективною товщиною 4 м. Показники пористості в цих пластах становлять 0,07–0,072, газонасиченість — 0,8–0,89.

Горизонт В-26б має найширше поширення серед інших горизонтів родовища. У Західно-Березівському склепінні цей горизонт визначено в кількох свердловинах. У свердловині 201 він розкритий у інтервалі 5924,4–5943,4 м, де виявлено п'ять газонасних прошарків із сумарною ефективною потужністю 8 м, коефіцієнтом пористості 0,078–0,099 і газонасиченості 0,7–0,9. У цій свердловині приплив газу склав 353 тис. м³/добу на 8 мм діафрагмі. У свердловині 204, розташованій у межах Березівського склепіння, пласт цього горизонту представлений у інтервалі 5956–5961,6 м. Він характеризується пористістю 0,113 і газонасиченістю 0,92 при ефективній товщині 2,8 м, але при його випробуванні отримано лише приплив пластової води зі слабким газом.

У Західно-Березівському склепінні продуктивний горизонт В-26в (перекорельований як В-25-26в) розкрито в кількох свердловинах, серед яких свердловина 71 демонструє найкращі колекторські властивості. У цій свердловині пласт пісковику залягає в інтервалі 5954–5963,4 м із коефіцієнтом пористості 0,123, газонасиченістю 0,93 і ефективною товщиною 4 м. При випробуванні отримано приплив газу дебітом 197,7 тис. м³/добу. У свердловині 200 пласт цього горизонту виявлено в інтервалі 5779,8–5782,4 м із пористістю 0,115, газонасиченістю 0,83 і товщиною 2 м. У Березівському склепінні колекторські властивості покладів цього горизонту значно гірші.

Продуктивний горизонт Т-1а встановлено лише в Західно-Березівському склепінні. У свердловині 71 пласт цього горизонту розкрито в інтервалі 5993–6000,6 м із пористістю 0,112, газонасиченістю 0,94 і товщиною 3 м. У свердловині 200 поклад горизонту Т-1а залягає в інтервалі 5806,8–5815 м, де виділяються два прошарки пісковика з пористістю 0,079–0,101, газонасиченістю 0,86–0,93 і товщиною 1,2 і 1,8 м відповідно.

У результаті уточнень і кореляції встановлено, що поклад горизонту Т-1а у свердловині 200 розташовується глибше, ніж передбачалося раніше. Горизонти В-26а та В-26в обмежені тільки блоком свердловини 200, а горизонт В-26б має найширше поширення, охоплюючи як Західно-Березівське, так і Березівське склепіння. Перерозподіл запасів між окремими горизонтами суттєво не вплинув на їх загальний обсяг, але дозволив уточнити особливості поширення кожного горизонту в межах родовища.

Аналіз вивченості умов формування газоконденсатних покладів Березівського газоконденсатного родовища дозволив виявити недостатньо вивченні питання, сформулювати мету та завдання магістерської роботи.

Метою роботи є аналіз закономірностей у зміні параметрів будови продуктивних товщ по площі Березівського газоконденсатного родовища.

Геологічні задачі:

- вивчити геологічну будову Березівського газоконденсатного родовища та не вирішені питання;
- застосовуючи тренд-аналіз дослідити складчасту структуру Березівського газоконденсатного родовища на різних рівнях генералізації;
- проаналізувати параметри зміни потужностей продуктивних покладів по площі родовища, зробити висновки по взаємозалежності досліджених параметрів параметрів. [4,5,6,8,9]

2 МЕТОДОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

Метою роботи є аналіз закономірностей у зміні параметрів будови продуктивних товщ по площі Березівського газоконденсатного родовища.

Для досягнення цієї мети передбачалося виконання таких завдань:

- вивчити геологічну будову Березівського газоконденсатного родовища;
- застосовуючи тренд-аналіз дослідити складчасту структуру Березівського газоконденсатного родовища на різних рівнях генералізації;
- проаналізувати параметри зміни потужностей продуктивних покладів по площі родовища, зробити висновки по взаємозалежності досліджених параметрів параметрів.

Для виконання завдань було застосовано комплекс методів, зумовлений специфікою поставлених завдань та умовами дослідження. Джерелом інформації стали офіційно опубліковані матеріали, що стосуються геологічної будови Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною провінції, а також фондові дані щодо газоконденсатних покладів Березівської площі.

Особлива увага приділялася характеристикам, отриманим при бурінні розвідувальних та експлуатаційних свердловин. Враховувались координати свердловин, глибина розкриття покрівлі основних продуктивних горизонтів, потужність продуктивних горизонтів різного віку. Зібрані дані використовувалися для аналізу умов залягання та локалізації газоконденсатних покладів.

У процесі дослідження застосовувалися такі методи:

- тренд-аналіз;
- порівняльно-геологічний аналіз,
- графічні методи обробки інформації,

Було виконано морфометричний аналіз 4 газоносних горизонтів Березівської площі, використовуючи дані 44 розвідувальних свердловин. Для аналізу застосовувалося програмне забезпечення SURFER від компанії Golden Software, що дозволило побудувати комплекти карт, а саме:

- карта гіпсометрії ;
- карта тренду рельєфу покрівлі продуктивного горизонту;
- карта локальних структур;
- карта ізопахіт;
- карта тренда зміни потужності продуктивного горизонту;
- карта локальних відхилень потужності.

Для кожного дослідженого продуктивного горизонту було побудовано та проаналізовано комплект із 6 карт. Досліджено було 4 продуктивних горизонти - С2b (башкірський ярус), С1s2 (серпуховський ярус), С3 (верхній карбон), С2m (московський ярус). Загальна кількість карт побудованих та проаналізованих при виконанні магістерської роботи – 24.

Застосування такого методичного підходу дозволило досягти поставлену мету, та вирішити поставлені завдання – вивчити геологічну будову Березівського газоконденсатного родовища; застосовуючи тренд-аналіз дослідити складчасту структуру Березівського газоконденсатного родовища на різних рівнях генералізації; проаналізувати параметри зміни потужностей продуктивних покладів по площі родовища, зробити висновки по взаємозалежності досліджених параметрів параметрів.

3 АНАЛІЗ СТРУКТУРИ ТА ПОТУЖНОСТІ ПРОДУКТИВНОЇ ТОВЩІ КАРБОНУ БЕРЕЗІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

Для дослідження умов залягання продуктивних горизонтів було побудовано та проаналізовано карти гіпсометрії, тренду гіпсометрії, локальних структур, ізопахіт, тренду потужності, локальних відхилень потужності від поверхні тренду продуктивних горизонтів для наступних продуктивних горизонтів: C_{2b} (башкірський ярус), C_{1s2} (серпуховський ярус), C_3 (верхній карбон), C_{2m} (московський ярус). Всього 24 карти.

3.1 Складчастість різного рівня продуктивної товщі об'єкта досліджень

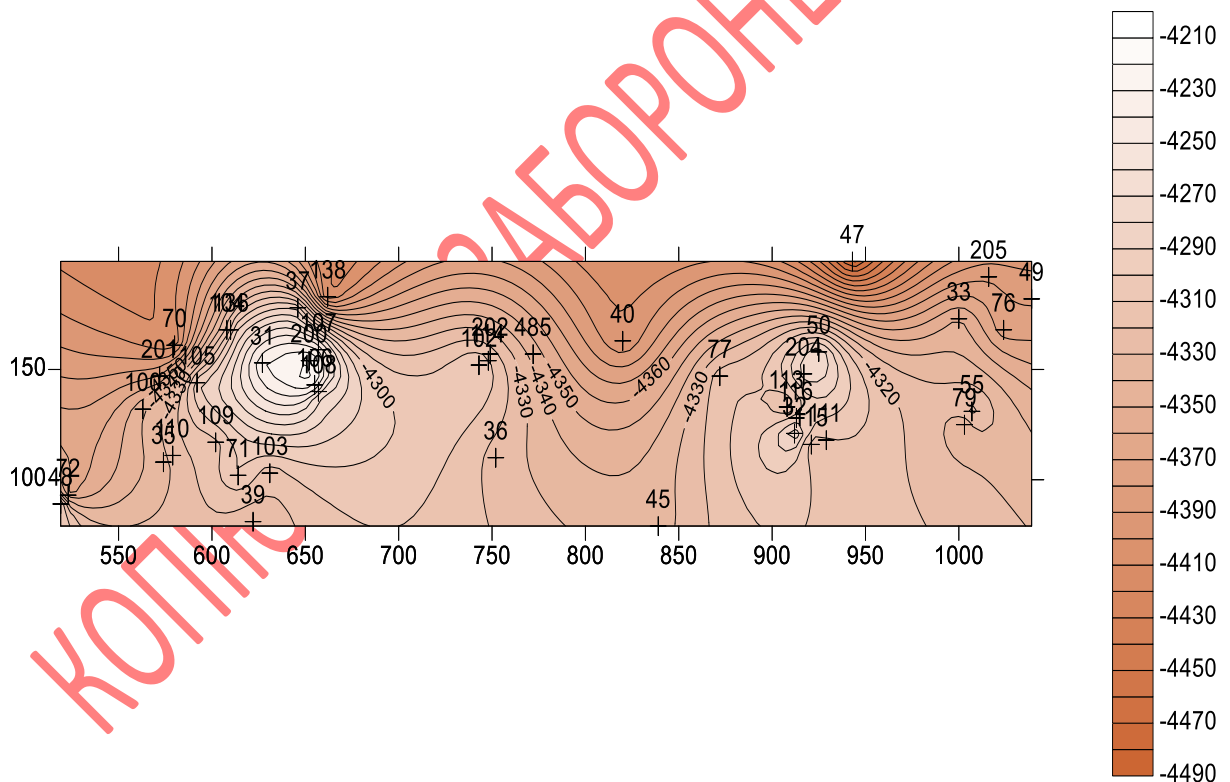


Рисунок 3.1 – Карта гіпсометрії пласта C_{2b}

На рис. 3.1 відображені глибини залягання покрівлі пласта C_{2b} , які представлені у вигляді гіпсометричних ізоліній з відповідними числовими позначками. Глибини вказані в метрах, і їх значення змінюються по території. Ізолінії

показують лінії рівних глибин: чим ближче вони розташовані одна до одної, тим стрімкіші перепади глибин, а на ділянках, де вони розходяться, спостерігаються пологі схили.

На заході спостерігається чітко виражене локальне підняття, де ізолінії щільно змикаються, утворюючи куполоподібну структуру з мінімальною глибиною близько 4200 м. Це підняття виділяється на загальному фоні, що може вказувати на потенційно перспективну зону накопичення газу або газоконденсату. З півночі на південь карти глибини залягання змінюються більш плавно, ізолінії розташовані на значній відстані, що свідчить про пологий характер рельєфу. На сході карта показує ще одне локальне підняття, яке є менш вираженим порівняно із західним. Глибини тут варіюються в межах 4320–4350 м.

На карті позначені свердловини з номерами, такими як 31, 70, 201, 204, 138, 485. Свердловини слугують основними контрольними точками, за якими виконувалася побудова карти. Біля кожної свердловини помітно локальні зміни у положенні ізоліній, що вказує на особливості глибин залягання покривлі пласта у цих точках.

Колірна шкала, розташована праворуч, наочно демонструє зміни глибин: світлі відтінки відповідають меншим глибинам, а темні відтінки вказують на ділянки з більшими глибинами. Таким чином, підняття представлені світлішими кольорами, а западини – темнішими.

Загальна будова пласта С2в відрізняється складним рельєфом. Західне локальне підняття чітко виділяється як потенційна пастка для газу або газоконденсату, а центральна і східна частини показують більш згладжені зміни глибин із локальними пониженнями. Глибини пласта коливаються в межах 4200–4400 м, що дозволяє визначити перспективні ділянки для подальших досліджень і розвідки [11,12,13].

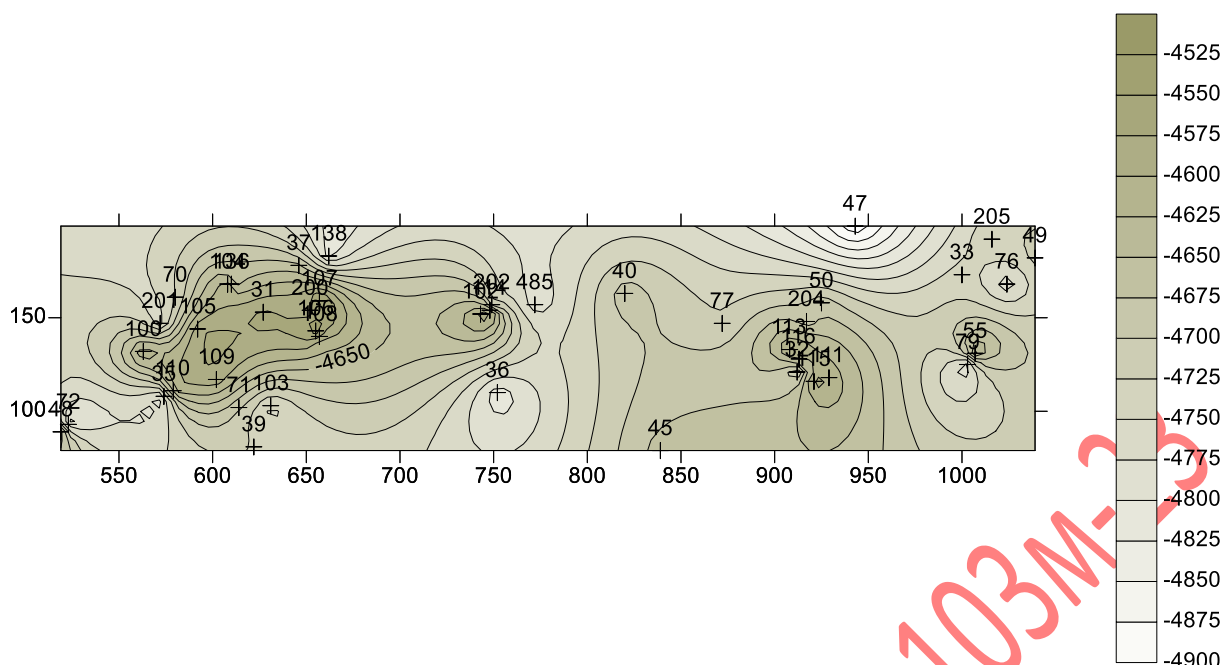


Рисунок 3.2 – Карта гіпсометрії пласта C_{1s2}

Карта гіпсометрії пласта C_{1s2} відображає глибини залягання покрівлі продуктивного горизонту C_{1s2} у межах досліджуваної території. Значення глибин показані у метрах та представлені у вигляді ізолій, які з'єднують точки з однаковими значеннями.

На карті спостерігаються кілька ключових особливостей рельєфу. У західній частині карти видно локальне підняття, де глибини зменшуються до 4650 м, що підтверджується щільно зімкнутими ізоліями. Це підняття має куполоподібну форму й оточене зонами з більшими значеннями глибин, що вказує на можливе накопичення вуглеводнів у пастці антиклінального типу.

Центральна частина карти демонструє більш пологий рельєф з глибинами, що поступово збільшуються до 4700 м. Ізолії тут розташовані відносно рідко, що свідчить про плавний перепад глибин і стабільний характер покрівлі пласта. У східній частині карти видно ще одне локальне підняття з глибинами близько 4700 м, де ізолії знову змикаються, формуючи компактну структуру.

На карті також позначені свердловини з номерами (31, 70, 109, 204, 50, 55, 485, 36), що використовувалися для визначення контрольних точок під час побудови ізолій. Ці свердловини підтверджують локальні особливості

залягання покрівлі пласта та допомагають деталізувати загальну геологічну будову території.

Колірна шкала, розташована праворуч від карти, дозволяє візуально оцінити глибини пласта. Світліші відтінки відповідають зонам з меншими глибинами, а темніші відображають ділянки з більшими значеннями глибин.

Загалом карта показує складний рельєф покрівлі пласта C_{1S2} з локальними підняттями та зонами пониження. Виявлені підняття є перспективними ділянками для дослідження газоносності та накопичення вуглеводнів. Найбільш цікаві для подальшого вивчення ділянки розташовані на західній і східній частині карти, де спостерігаються чітко виражені куполоподібні структури.

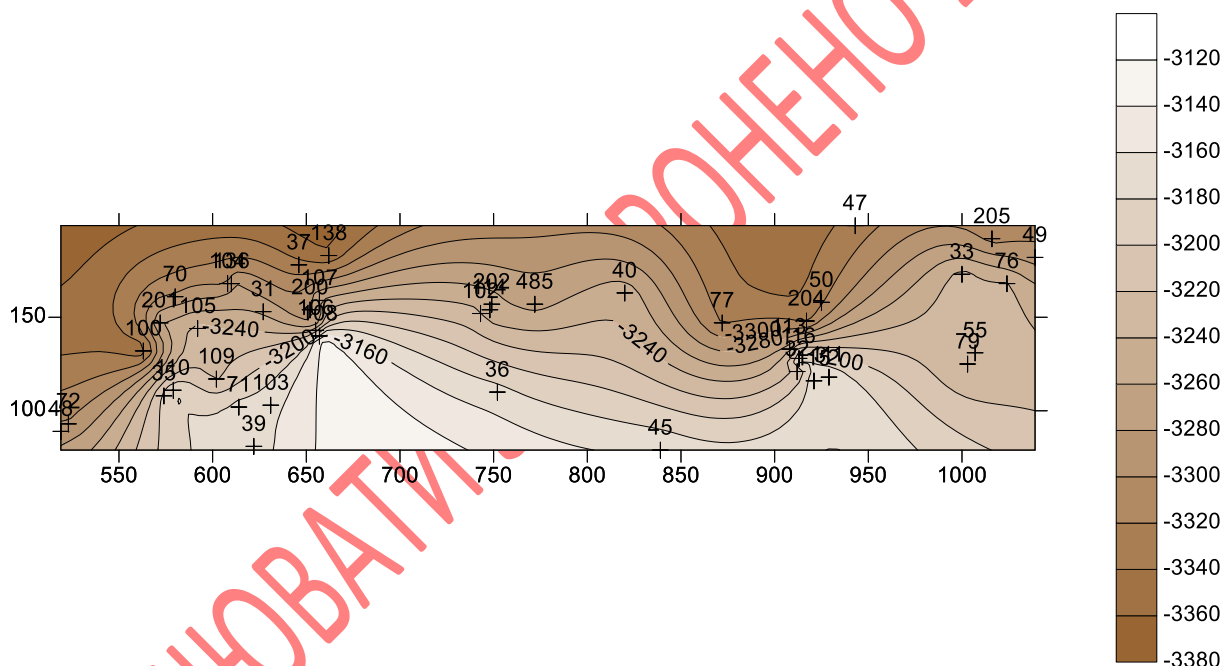


Рисунок 3.3 – Карта гіпсометрії пласта C_3

Карта гіпсометрії пласта C_3 відображає глибини залягання покрівлі продуктивного пласта C_3 у межах досліджуваної території. Ізолінії на карті з'єднують точки з однаковими значеннями глибин, а числові позначення (наприклад, 3160 м, 3200 м, 3240 м, 3280 м) вказують абсолютні відмітки у метрах. Колірна шкала, розташована праворуч, допомагає візуалізувати зміни глибин:

темніші відтінки позначають ділянки з більшою глибиною, а світліші – з меншою.

У західній частині карти спостерігається локальне підняття, де глибини становлять близько 3160–3200 м, про що свідчить згущення ізоліній та їх замкнута форма. Це підняття є типовим для антиклінальних структур і може вказувати на перспективну зону для накопичення вуглеводнів. Навколо цієї ділянки глибини збільшуються, що підтверджується поступовим переходом до більш темних відтінків.

Центральна частина карти характеризується відносно пологим рельєфом, де значення глибин коливаються у межах 3200–3240 м. Ізолінії розташовані більш рівномірно, що свідчить про стабільний характер залягання пласта.

У правій частині карти видно ще одне підняття, де ізолінії формують чітко виражену замкнуту структуру. Глибини у цій ділянці змінюються від 3280 м у периферійній зоні до 3240 м у центрі підняття. Це підняття також є перспективним для подальших досліджень.

На карті позначені контрольні свердловини, такі як 31, 70, 204, 50, 55, 485, 77, які використовувалися для визначення глибин залягання покрівлі пласта. Локальні зміни глибин поблизу свердловин дозволяють деталізувати загальну будову пласта та уточнити його морфологічні особливості.

Загалом карта демонструє складний рельєф покрівлі пласта С3, який характеризується двома основними локальними підняттями у західній та східній частинах карти та більш пологими ділянками у центрі. Такі підняття є важливими з точки зору можливого накопичення вуглеводнів, оскільки вони утворюють сприятливі умови для газових або газоконденсатних пасток. Глибини пласта варіюються у межах 3160–3280 м залежно від структурних особливостей досліджуваної території. [11,12,13]

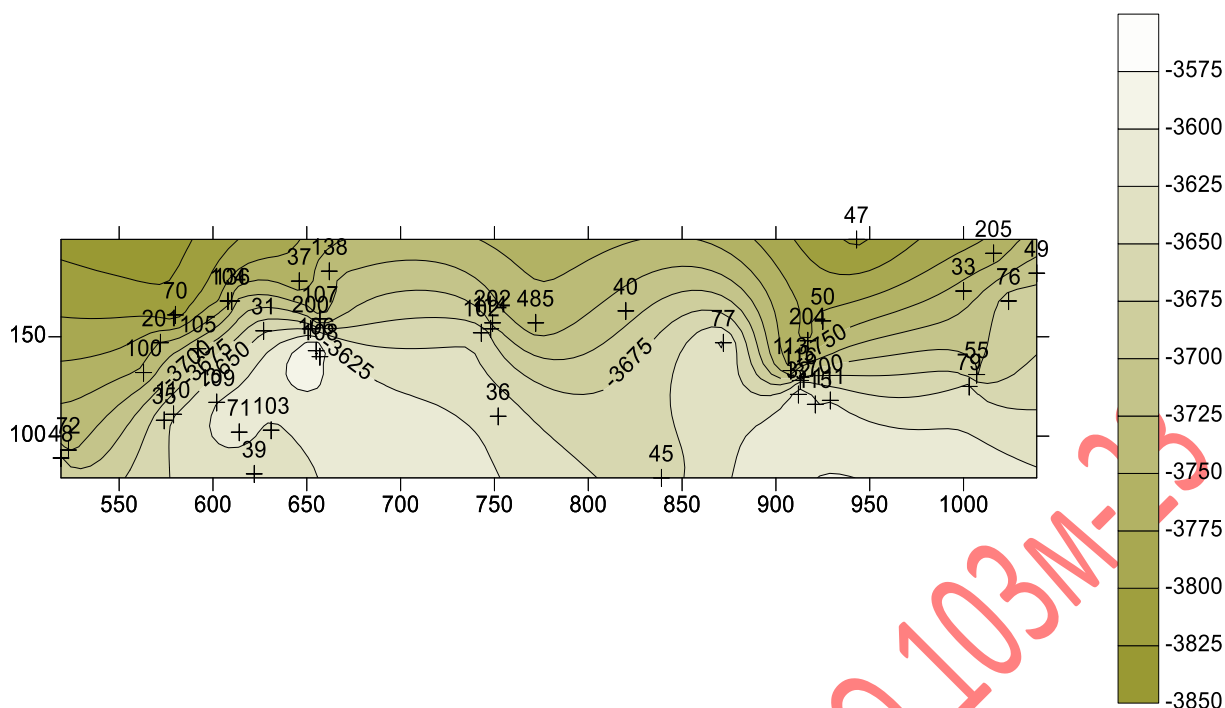


Рисунок 3.4 – Карта гіпсометрії пласта C_{2m}

Карта гіпсометрії пласта C_{2m} відображає глибини залягання покрівлі продуктивного горизонту C_{2m} у межах досліджуваної площі. Глибини вказані в метрах та представлені у вигляді ізоліній, які з'єднують точки з однаковими значеннями. Числові значення на ізолініях (наприклад, 3625 м, 3650 м, 3675 м) відображають абсолютні глибини залягання покрівлі пласта. Колірна шкала праворуч від карти демонструє зміну глибин: світлі відтінки відповідають меншим глибинам, а темніші – більшим.

У західній частині карти спостерігається різко виражене підняття, де глибини залягання покрівлі пласта зменшуються до 3625 м. Щільне скупчення ізоліній у цій зоні свідчить про крутий перепад глибин і куполоподібну структуру, яка може слугувати пасткою для вуглеводнів. У центрі карти глибини поступово збільшуються, ізолінії розташовані ширше, що вказує на пологий рельєф. Значення глибин у цій ділянці досягають 3650–3675 м.

На сході карта демонструє ще одне локальне підняття, де глибини зменшуються до 3650 м. Ця структура має замкнену форму, що підтверджується ізолініями, які концентруються навколо центру підняття. Поблизу свердловин

204, 50, 55 спостерігаються локальні зміни глибин, що дозволяє деталізувати геологічну будову пласта.

На карті також позначені свердловини (31, 70, 105, 77, 50, 109), які слугують контрольними точками для побудови ізоліній. Дані цих свердловин допомогли визначити зміни у глибині покрівлі пласта та уточнити особливості його рельєфу.

Загалом карта гіпсометрії пласта C_{2b} показує складний рельєф покрівлі з локальними підняттями у західній і східній частинах та пологими ділянками у центральній частині. Глибини залягання пласта варіюються від 3625 м у зонах підняття до 3675 м у зонах пониження. Такі підняття є перспективними для дослідження на предмет можливого накопичення вуглеводнів, оскільки вони утворюють сприятливі умови для пасток антиклінального типу. [11,12,13]

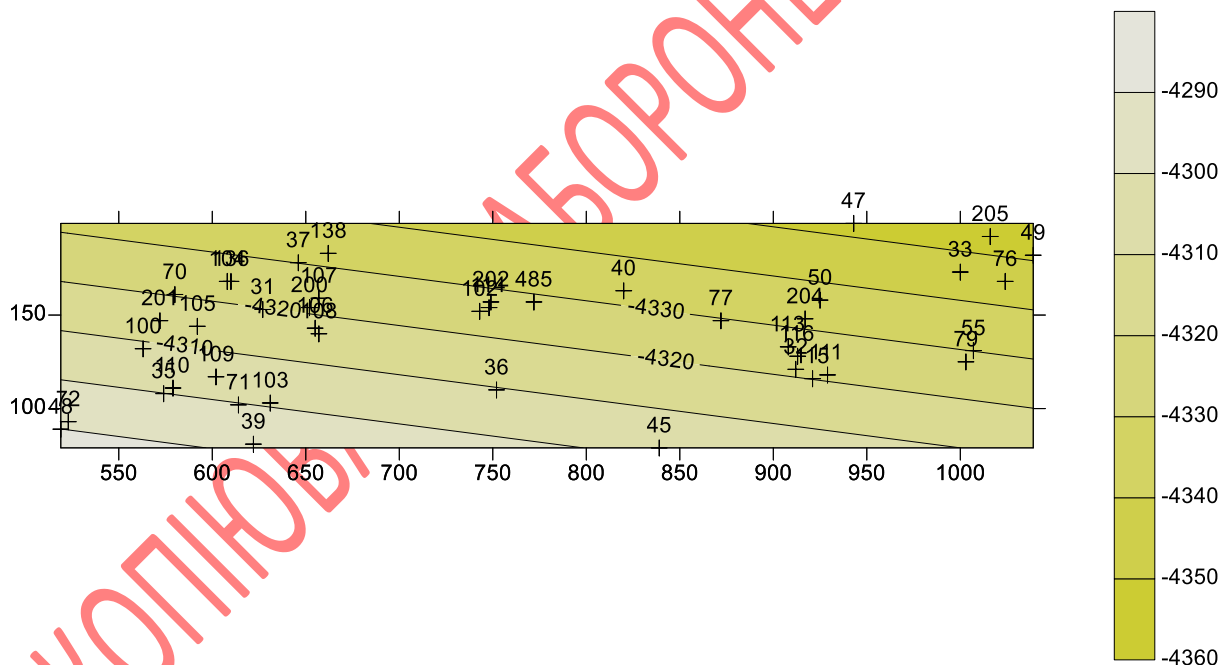


Рисунок 3.5 – Карта тренду гіпсометрії пласта C_{2b}

Карта тренду гіпсометрії пласта C_{2b} відображає загальну тенденцію зміни глибин залягання покрівлі продуктивного горизонту C_{2b} на досліджуваній площі. Лінії тренду представлені у вигляді ізоліній із числовими позначками глибин (наприклад, 4320 м, 4330 м, 4340 м), які з'єднують точки з

однаковими значеннями абсолютних відміток у метрах. Колірна шкала праворуч демонструє градієнт глибин: світлі відтінки відповідають меншим глибинам, а темніші – більшим.

На карті спостерігається загальний нахил тренду глибин у напрямку південного заходу на північний схід. Глибини поступово збільшуються від 4320 м у північній частині карти до 4340 м та більше у південній частині. Ізолінії розташовані досить рівномірно та паралельно одна одній, що вказує на стабільний і пологий характер зміни глибин залягання пласта.

Контрольні свердловини, позначені на карті (31, 70, 105, 204, 50, 77, 55), дозволяють підтвердити тенденцію нахилу покрівлі горизонту. Локальні зміни у глибинах біля свердловин мінімальні, що свідчить про загальний тренд гіпсометрії без значних структурних порушень.

Загальний висновок: Карта тренду гіпсометрії пласта C_{2b} демонструє регіональне поступове і стабільне збільшення глибин у напрямку з північного заходу на південний схід. Це вказує на однорідний характер зміни рельєфу покрівлі пласта, що важливо для подальшої оцінки геологічної будови та планування буріння у межах досліджуваної площі. [11,12,13]

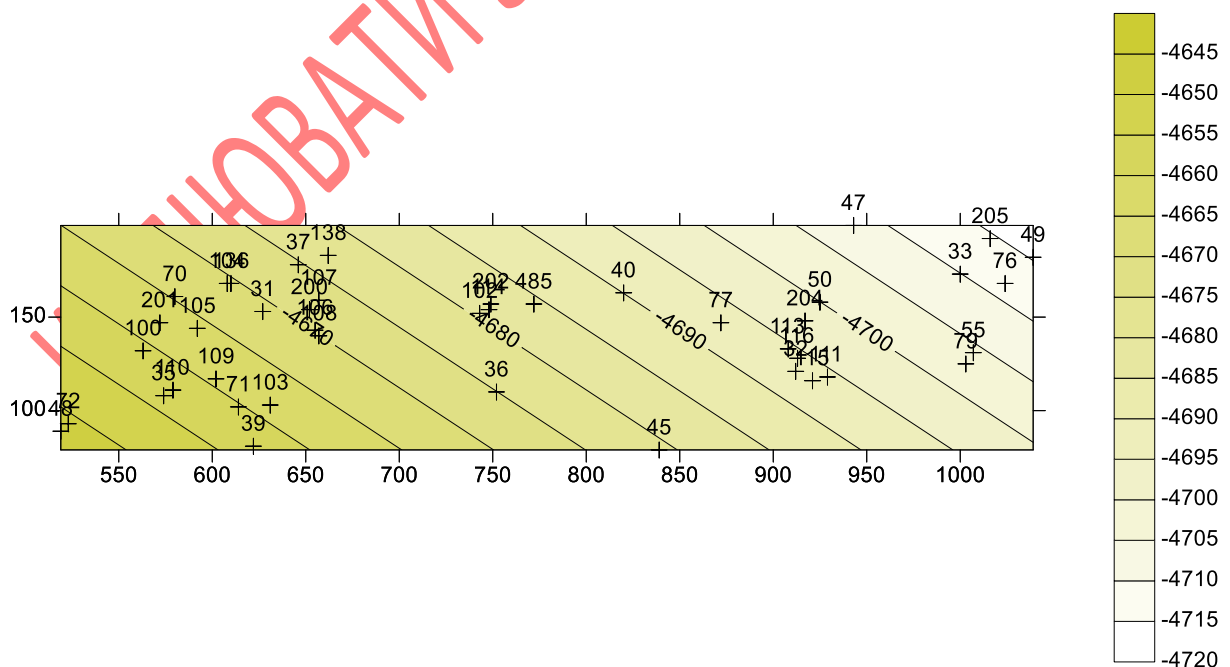


Рисунок 3.6 – Карта тренду гіпсометрії пласта C_{1s2}

Карта тренду гіпсометрії пласта C_{1S_2} демонструє загальну тенденцію зміни глибин залягання покрівлі продуктивного горизонту C_{1S_2} на досліджуваній території. Ізолінії на карті відображають значення абсолютних глибин у метрах (наприклад, 4680 м, 4690 м, 4700 м), з'єднуючи точки з однаковими глибинами. Колірна шкала праворуч ілюструє тренд глибин: від темно-жовтих відтінків у місцях менших глибин до світлих у зонах максимальних значень.

На карті чітко простежується загальний тренд нахилу поверхні пласта у напрямку південного заходу – північного сходу. Глибини поступово збільшуються з 4680 м на південному заході до 4700 м та більше у північно-східній частині карти. Ізолінії розташовані паралельно та рівномірно, що свідчить про стабільний і пологий характер зміни рельєфу покрівлі пласта без різких локальних відхилень.

На карті позначені контрольні свердловини (31, 105, 109, 204, 50, 55, 77), які підтверджують загальну тенденцію нахилу глибин. Локальні зміни у значеннях глибин незначні, що вказує на однорідність тренду залягання покрівлі горизонту C_{1S_2} .

Висновок: Карта тренду гіпсометрії пласта C_{1S_2} показує регіональне плавне збільшення глибин у напрямку з південного заходу до північного сходу. Такий однорідний характер зміни поверхні пласта дозволяє оцінити його структурну будову та є важливим для подальших геологічних досліджень і планування бурових робіт. [11,12,13]

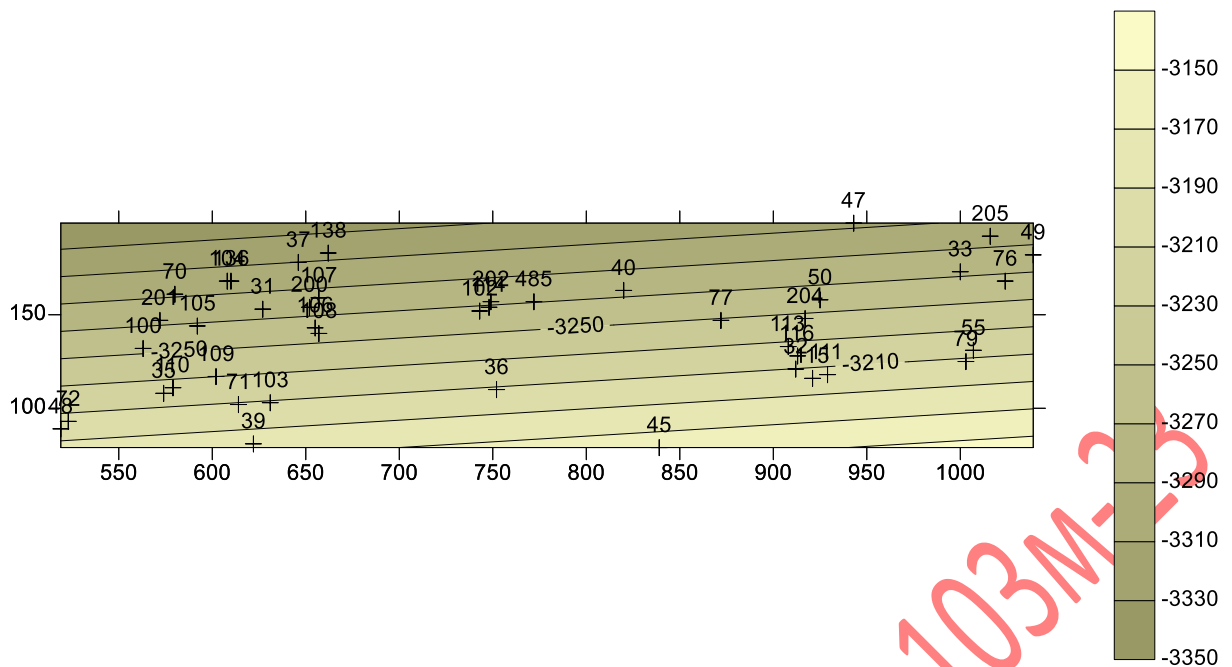


Рисунок 3.7 – Карта тренду гiпсометрiя пласта С₃

Карта тренду гiпсометрiя пласта С₃ показує загальну тенденцію зміни глибин залягання покрiвлi продуктивного горизонту С₃ на досліджуваній території. На карті представлені ізолінії з числовими значеннями глибин у метрах (наприклад, 3210 м, 3250 м, 3260 м) та колiрна шкала, що ілюструє градієнт зміни глибин: світліші відтінки відповідають меншим значенням, а темніші – більшим.

Загальна тенденція глибин демонструє нахил поверхні пласта у напрямку пiвденного заходу – пiвнiчного сходу. Глибини поступово зменшуються від 3260 м у пiвденно-захiдній частині карти до 3210 м у пiвнiчно-схiдній частині. Ізолінії мають паралельний і рiвномiрний характер, що вказує на стабільну зміну глибин без значних структурних порушень або локальних пiднятть.

Контрольні свердловини, позначені на карті (31, 70, 105, 109, 204, 50, 55), слугують опорними точками для пiдтвердження тренду глибин. Локальні відхилення у значеннях незначні, що свiдчить про однорiдний характер рельєфу покрiвлi горизонту С₃.

Висновок: Карта тренду гіпсометрії пласта C_3 демонструє регіональне плавне зменшення глибин у напрямку з південного заходу до північного сходу. [11,12,13]

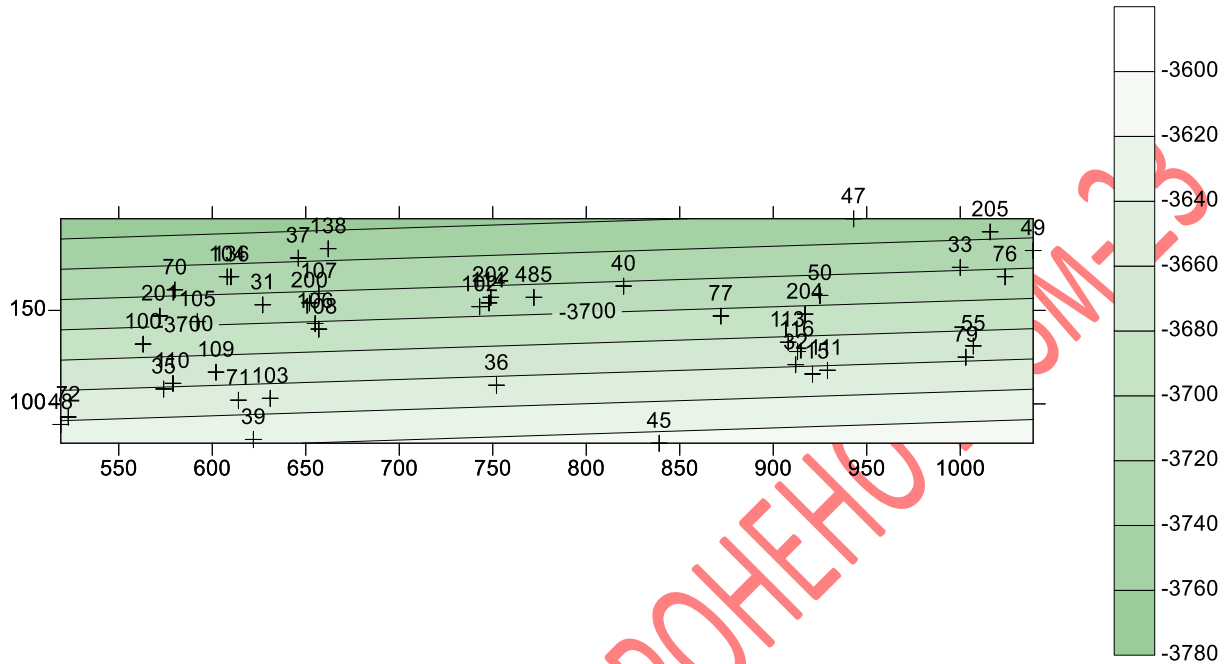


Рисунок 3.8 – Карта тренду гіпсометрії пласта C_{2m}

Карта тренду гіпсометрії пласта C_{2m} показує загальну тенденцію зміни глибин залягання покрівлі продуктивного горизонту C_{2m} на досліджуваній території. Ізолінії з числовими позначками глибин (наприклад, 3700 м, 3710 м) відображають лінії рівних значень, а колірна шкала праворуч демонструє градієнт глибин: від світлих відтінків у зонах менших глибин до темніших у більш глибоких частинах.

На карті чітко простежується загальний тренд зниження глибин у напрямку північного заходу – південного сходу. Глибини покрівлі пласта збільшуються від 3700 м у північній частині до значень понад 3720 м у південній частині карти. Ізолінії розташовані рівномірно та паралельно одна одній, що свідчить про стабільний, пологий характер нахилу поверхні горизонту.

Контрольні свердловини, позначені на карті (31, 105, 204, 50, 55, 77), є основними точками, що підтверджують гіпсометричний тренд. Локальні

відхилення незначні, а загальна картина свідчить про однорідну будову покрівлі пласта C_{2m} .

Висновок: Карта тренду гіпсометрії пласта C_{2m} демонструє поступове і рівномірне збільшення глибин у напрямку з північного заходу на південний схід. Паралельність і рівномірність ізоліній вказують на стабільний характер зміни рельєфу поверхні пласта, що є важливим для оцінки геологічної будови та перспектив буріння в межах досліджуваної території. [11,12,13]



Рисунок 3.9 – Карта локальних структур пласта C_{2b}

Карта локальних структур пласта C_{2b} демонструє рельєф покрівлі продуктивного горизонту C_{2b} та локальні структурні особливості досліджуваної території. Ізолінії, що з'єднують точки з однаковими значеннями глибин, показують контури структурних елементів. Колірна шкала праворуч візуалізує зміни глибин: світлі відтінки відповідають вищим (менш глибоким) значенням, а темніші рожеві тони – нижчим (більш глибоким) ділянкам.

На карті чітко виділяються дві основні локальні структурні підняття у межах пласта:

Західна частина карти – локальне підняття поблизу свердловин 31, 105, 109, 200. Це підняття має замкнуті ізолінії зі значеннями глибин, що

зменшуються до центру (близько 4950 м). Воно має куполоподібну форму, що є сприятливою для можливого накопичення вуглеводнів.

Східна частина карти – локальне підняття у районі свердловин 204, 50, 151. Тут ізолінії також змикаються, утворюючи антиклінальну структуру з глибинами близько 4950 м у центрі підняття.

Між цими підняттями розташована зона структурного пониження у центральній частині карти, де ізолінії більш розріджені, а глибини поступово збільшуються.

Контрольні свердловини на карті (31, 204, 50, 105, 109) допомагають деталізувати будову структури та підтверджують наявність локальних піднять і зон пониження.

Висновок: Карта локальних структур пласта C_2b показує наявність двох чітко виражених піднять у лівій та правій частинах карти, які є перспективними для накопичення вуглеводнів. Центральна зона з пониженням вказує на структурний спад між цими підняттями. Такий характер рельєфу свідчить про складну геологічну будову пласта, що потребує детальнішого вивчення для оцінки його потенціалу. [11,12,13]

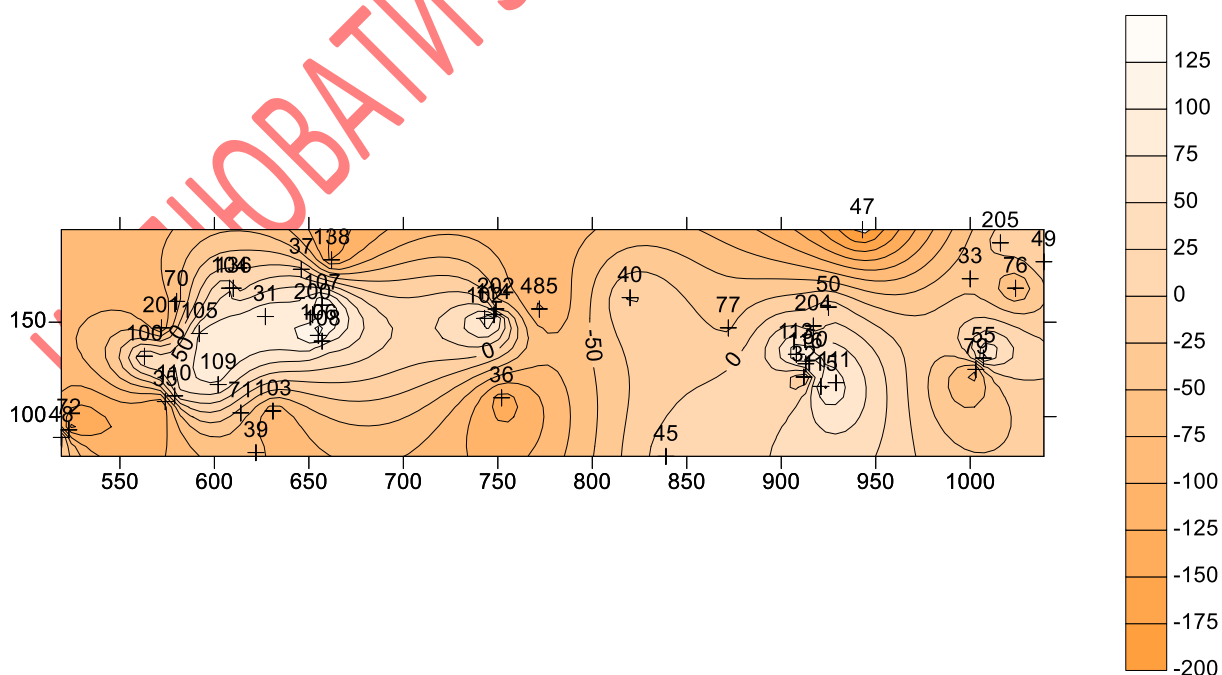


Рисунок 3.10 – Карта локальних структур пласта C_1S_2

Карта локальних структур пласта C_{1s2} відображає рельєф покрівлі продуктивного горизонту C_{1s2} , а також локальні структурні особливості досліджуваної території. Ізолінії на карті показують лінії однакових значень, а градієнт кольорів вказує на зміни глибин: світлі відтінки відповідають меншим глибинам (вищі ділянки), а темніші – більш глибоким зонам.

На карті чітко виділяються три основні локальні підняття:

Західна частина карти: локальне підняття в районі свердловин 31, 105, 109, 200. Ця ділянка має замкнуті ізолінії та форму купола, де значення глибин досягають мінімуму.

Центральна частина: спостерігається незначне підняття поблизу свердловин 485, 40. Тут ізолінії утворюють невелике локальне підвищення, оточене більш глибокими зонами.

Східна частина карти: локальне підняття в районі свердловин 204, 50, 151. Тут ізолінії концентруються навколо центру підняття, що створює антиклінальну структуру, характерну для зон можливого накопичення вуглеводнів.

Між цими підняттями спостерігаються зони структурного пониження, де ізолінії розташовані рідше, а кольори стають темнішими, що свідчить про більші глибини залягання пласта.

Висновок: Карта локальних структур пласта C_{1s2} виявляє три основні підняття, які мають антиклінальну форму та є потенційно перспективними для накопичення вуглеводнів. Зони пониження між підняттями вказують на структурний спад, що дозволяє більш детально оцінити геологічну будову пласта та визначити перспективні ділянки для подальших досліджень [11,12,13].

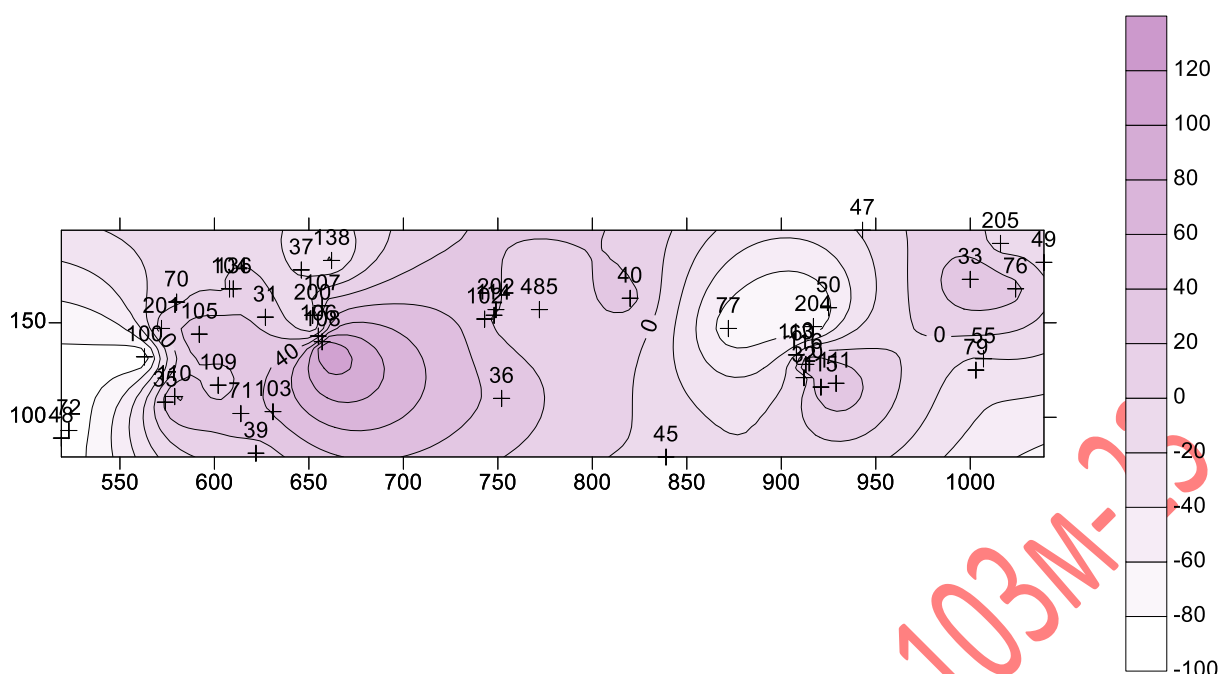


Рисунок 3.11 – Карта локальних структур пласта C_3

Карта локальних структур пласта C_3 відображає рельєф покрівлі продуктивного горизонту C_3 та локальні структурні особливості досліджуваної території. Ізолінії з числовими позначками демонструють значення глибин залягання пласта, а колірна шкала праворуч ілюструє градієнт глибин: світлі відтінки відповідають меншим глибинам (вищі ділянки), а темніші фіолетові відтінки – більшим глибинам (нижчі ділянки).

На карті виділяються дві основні структурні підняття та зони пониження:

Західна частина карти: у районі свердловин 31, 105, 109, 200 спостерігається локальне підняття з мінімальними значеннями глибин у центрі (замкнуті ізолінії). Ця область має форму купола, що є типовою для структур, які потенційно можуть накопичувати вуглеводні.

Східна частина карти: локальне підняття формується в районі свердловин 204, 50, 151. Ізолінії концентруються навколо центру, створюючи антиклінальну структуру, характерну для перспективних зон зберігання вуглеводнів.

Центральна частина карти: тут переважає зона структурного пониження з більш розрідженими ізолініями, що вказує на збільшення глибин залягання пласта.

Контрольні свердловини (31, 50, 55, 77, 204) підтверджують наявність підняття та понижень на структурі пласта C_3 .

Висновок: Карта локальних структур пласта C_3 демонструє два чітко виражених структурних підняття у західній та східній частині карти, що є перспективними для пошуку та накопичення вуглеводнів. Центральна зона з пониженням відділяє ці підняття, вказуючи на складний структурний рельєф покрівлі пласта. Детальне вивчення цих структур дозволить точніше оцінити потенціал пласта C_3 для подальшої розвідки [11,12,13].

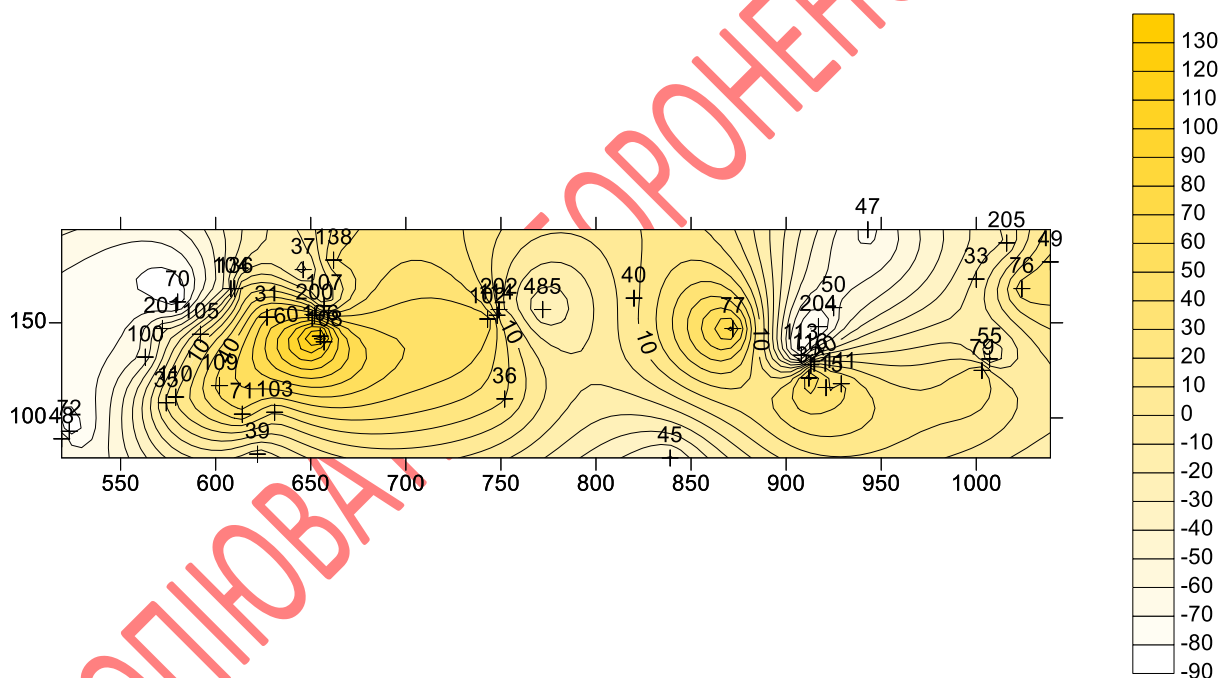


Рисунок 3.12 – Карта локальних структур пласта C_{2m}

Карта локальних структур пласта C_{2m} відображає рельєф покрівлі продуктивного горизонту C_{2m} із детальним поділом на локальні структурні особливості. Ізолінії показують лінії однакових значень глибин залягання пласта, а колірна шкала праворуч демонструє градієнт глибин: від світлих відтінків

(менші глибини, вищі ділянки) до темно-жовтих (більші глибини, нижчі ділянки).

На карті можна виділити два основні локальні підняття, які є перспективними структурами:

Західна частина карти: у районі свердловин 31, 105, 109, 200 чітко виділяється антиклінальне підняття з концентрованими ізолініями, що утворюють замкнуті контури. Глибина в центрі підняття є мінімальною, а кольори стають найтемнішими, що вказує на високий структурний рівень.

Східна частина карти: у районі свердловин 204, 50, 151 спостерігається ще одне локальне підняття, яке також характеризується замкнутими ізолініями та зменшенням глибин до центру. Ця структура має куполоподібну форму, що є сприятливою для можливого накопичення вуглеводнів.)

Центральна частина карти: тут спостерігається зона структурного пониження, де ізолінії менш щільно розташовані, а глибини поступово збільшуються. Ця ділянка є перехідною між двома локальними підняттями.

Контрольні свердловини (31, 105, 204, 50, 55) допомагають підтвердити розташування та характер локальних структур, показуючи деталі їх будови.

Висновок: Карта локальних структур пласта S_{2m} виділяє дві основні антиклінальні структури, які розташовані у західній та східній частині карти і є потенційно перспективними для накопичення вуглеводнів. Центральна зона пониження вказує на структурний спад між підняттями. Ці дані є важливими для подальшого геологічного вивчення та оцінки продуктивності пласта S_{2m} [11,12,13].

3.2 Мінливість потужності продуктивної товщі об'єкта досліджень

Карта ізопакіт пласта S_{2b} показує розподіл товщини продуктивного горизонту S_{2b} у межах досліджуваної території. Ізолінії на карті позначають лінії однакової товщини (в метрах), а градієнт кольорів, представлений на шкалі праворуч, демонструє зміни значень: від світлих відтінків для меншої товщини до темно-зелених для більшої товщини.

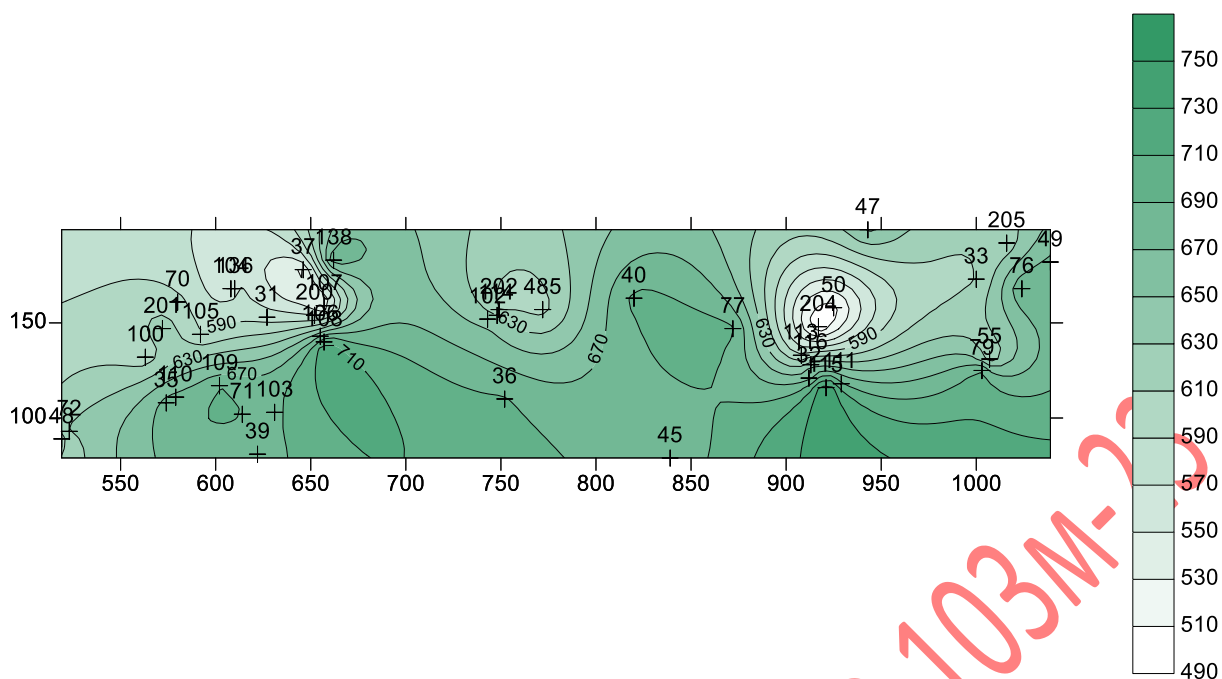


Рисунок 3.13 – Карта ізопахіт пласта С_{2b}

На карті спостерігаються дві основні області підвищення товщини:

Західна частина карти: у районі свердловин 31, 110, 100, 200 зафіксована максимальна товщина пласта (до 710 м). Тут ізолінії щільно концентруються, утворюючи область локального збільшення товщини, що свідчить про більш інтенсивне накопичення відкладів.

Східна частина карти: в районі свердловин 204, 50, 111 також спостерігається збільшення товщини пласта до 590–630 м. Щільність ізоліній вказує на різкий перехід між зонами товщини.

Південно-західна частина карти: у районі свердловин 103, 39, 107 спостерігається зменшення товщини пласта до 350–390 м. Рідке розташування ізоліній вказує на плавний перехід між зонами товщини, що свідчить про поступове зменшення обсягу накопичених відкладів та стабільні умови осадо накопичення.

Північно-східна частина карти: у районі свердловин 33, 55, 76 також спостерігається зменшення товщини пласта до 330–400 м. Помірна щільність ізоліній свідчить про відносно рівномірний перехід між зонами товщини, що вказує на менш інтенсивний процес накопичення відкладів у цій ділянці.

Центральна частина карти демонструє зону зменшення товщини (близько 530–590 м), де ізолінії розташовані рідше, що вказує на більш плавний перехід між ділянками з максимальною та мінімальною товщиною.

Контрольні свердловини (31, 105, 204, 50) підтверджують ці значення, слугуючи опорними точками для визначення товщини пласта C_2b .

Висновок: Карта ізопахіт пласта C_2b демонструє наявність двох локальних ділянок з максимальною товщиною у західній і східній частині карти, що є перспективними зонами для подальших досліджень. Центральна частина характеризується зменшенням товщини, утворюючи перехідну область. На карті також спостерігаються зони мінімальних товщин у південно-західній та північно-східній частинах території, де товщина пласта зменшується до 330–400 м. Рідке розташування ізоліній у цих зонах свідчить про плавний і рівномірний перехід товщини, що вказує на менш інтенсивний процес накопичення відкладів.

Такий розподіл товщини свідчить про нерівномірний процес накопичення осадів у межах досліджуваного пласта C_2b . Зони з максимальною товщиною є найбільш перспективними для подальших досліджень, тоді як області зменшеної товщини вказують на ділянки з меншою кількістю накопичених відкладів.

Такий розподіл товщини свідчить про нерівномірний процес накопичення осадів у межах досліджуваного пласта [11,12,13].

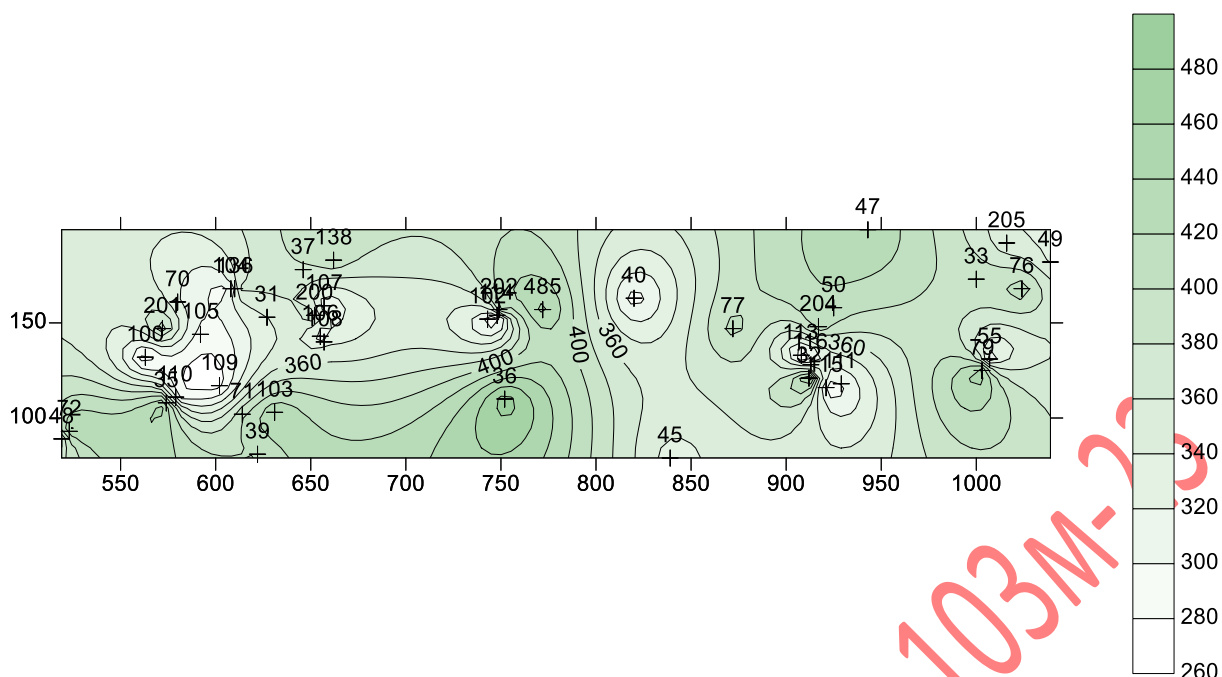


Рисунок 3.14 – Карта ізопакіт пласта C_{1s2}

Карта ізопакіт пласта C_{1s2} показує розподіл товщини продуктивного горизонту C_{1s2} на досліджуваній території. Ізолінії з числовими позначками (наприклад, 360 м, 400 м) вказують на лінії однакової товщини, а колірна шкала праворуч демонструє градієнт товщини: від світлих відтінків (мінімальні значення) до темно-зелених (максимальні значення).

На карті виділяються три основні області з різною товщиною:

Західна частина карти: у районі свердловин 31, 105, 109 спостерігається локальне збільшення товщини до 360–400 м. Замкнуті ізолінії щільно концентруються навколо центральної області, що вказує на чітко виражене локальне потовщення горизонту.

Центральна частина карти: у районі свердловин 485, 40 спостерігається зона помірного потовщення, де товщина пласта досягає 400 м, оточена менш потовщеними ділянками (360 м).

Східна частина карти: у районі свердловин 204, 50, 151, 55 зафіксовані локальні зони збільшеної товщини до 360 м. Ізолінії утворюють замкнуті контури навколо цих ділянок, що вказує на локальну неоднорідність товщини горизонту.

На карті також спостерігаються зони мінімальної товщини, які розташовані у південно-західній частині (район свердловин 103, 39, 62) та північно-східній частині (район свердловин 33, 76). У цих ділянках товщина пласта зменшується до 330–350 м. Рідке розташування ізоліній свідчить про плавний і рівномірний перехід товщини, що вказує на менш інтенсивне накопичення осадів або стабільні умови формування горизонту.

Зони зменшеної товщини пласта (світліші області) спостерігаються між локальними потовщеннями, утворюючи перехідні ділянки з рівномірно розташованими ізолініями.

Висновок: Карта ізопакіт пласта C_{1S2} демонструє нерівномірний розподіл товщини з чітко вираженими локальними потовщеннями у західній, центральній та східній частинах карти. Найбільші значення товщини до 400 м фіксуються у центральній частині (район свердловин 485, 40) та у західній і східній частинах (район свердловин 31, 105, 204, 50).

Зони зменшеної товщини спостерігаються у південно-західній і північно-східній частинах карти, де товщина пласта знижується до 330–350 м. Плавний характер ізоліній у цих областях свідчить про стабільні геологічні умови та менш інтенсивний процес накопичення осадів.

Такий розподіл товщини вказує на неоднорідний процес накопичення відкладів у межах пласта C_{1S2} та дозволяє виділити перспективні ділянки для подальших геологічних досліджень [11,12,13].

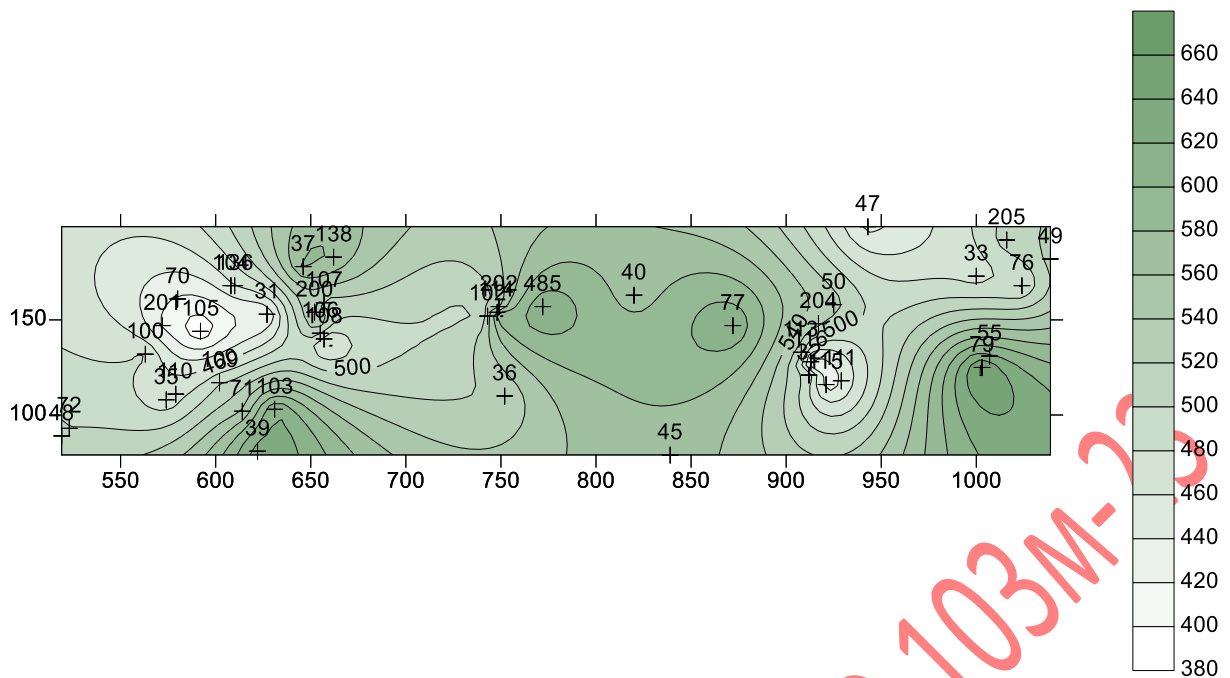


Рисунок 3.15 – Карта ізопакіт пласта С₃

Карта ізопакіт пласта С₃ демонструє розподіл товщини продуктивного горизонту С₃ на досліджуваній території. Ізолінії на карті з'єднують точки однакової товщини пласта (значення в метрах), а колірна шкала праворуч відображає зміни товщини: від світлих відтінків (менша товщина) до темно-зелених (більша товщина).

На карті виділяються три основні області з локальним збільшенням товщини:

Західна частина карти: в районі свердловин 31, 105, 109, 200 фіксується максимальне потовщення пласта до 500 м. Щільна концентрація ізоліній навколо цього регіону свідчить про різкий перехід товщини та добре виражену локальну зону накопичення відкладів.

Центральна частина карти: у районі свердловин 485, 40 товщина пласта сягає 400 м. Ізолінії розташовані більш плавно, що вказує на рівномірний перехід між ділянками з різними значеннями товщини.

Східна частина карти: в районі свердловин 204, 50, 151, 55 спостерігається локальне потовщення до 500 м. Щільність ізоліній навколо цих

ділянок підкреслює різкий контраст товщини, що характерно для локальних структур.

У південно-західній частині карти поблизу свердловин 103, 39 товщина пласта знижується до 340–400 м. Розташування ізоліній є більш рівномірним, що свідчить про плавний перехід товщини та стабільний процес накопичення осадів.

У північно-східній частині карти поблизу свердловин 33, 76 товщина пласта також зменшується до 360–400 м, ізолінії розташовані рідше, вказуючи на більш спокійні умови осадо накопичення.

Рівномірний перехід між ізолініями у цих ділянках вказує на стабільні умови накопичення осадів.

Висновок:

Карта ізопахіт пласта S_3 демонструє три локальні зони потовщення товщини пласта: у західній, центральній та східній частинах карти. Максимальні значення товщини до 500 м фіксуються у західній частині поблизу свердловин 31, 105, 109, 200 та у східній частині поблизу свердловин 204, 50, 151, 55. У центральній частині карти в районі свердловин 485, 40 товщина досягає 400 м із плавнішим переходом між значеннями.

Між цими ділянками потовщень виділяються зони зменшеної товщини, де товщина пласта знижується до 340–400 м. Такі ділянки спостерігаються у південно-західній та північно-східній частинах карти. Рівномірний характер ізоліній у цих зонах вказує на стабільні умови осадо накопичення.

Такий розподіл свідчить про нерівномірний процес накопичення відкладів у межах пласта S_3 . Локальні зони потовщення є перспективними для подальших детальних досліджень та оцінки продуктивності горизонту [11,12,13].

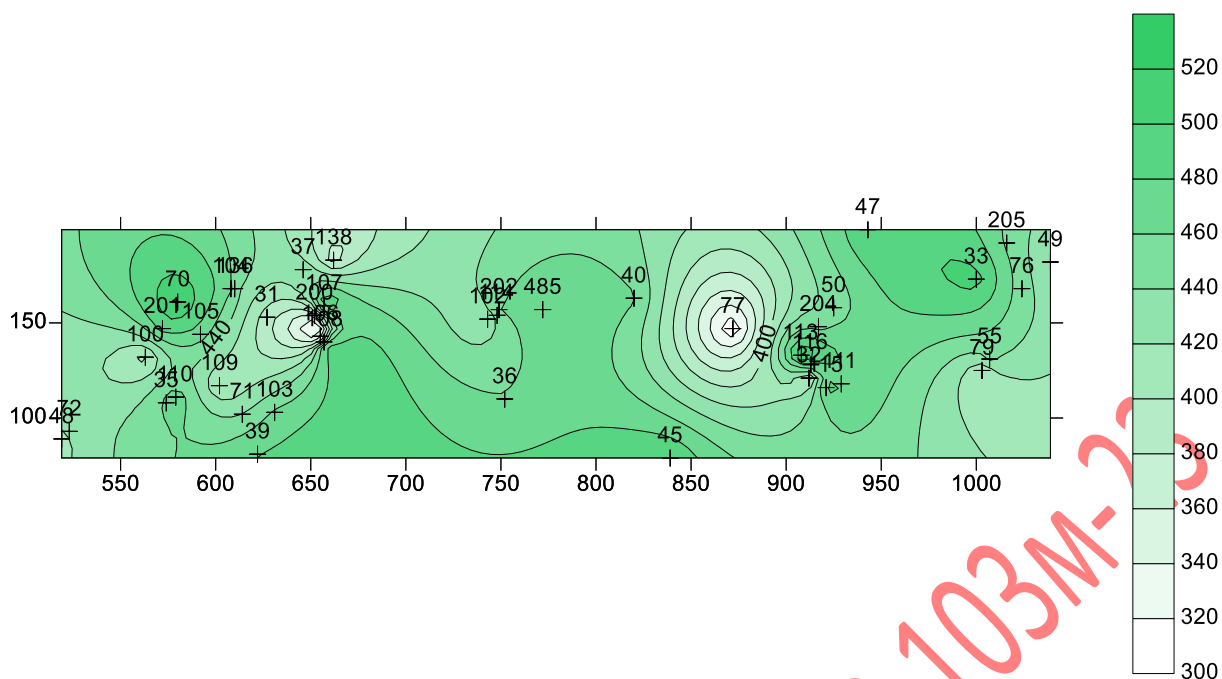


Рисунок 3.16 – Карта ізопакіт пласта С_{2m}

Карта ізопакіт пласта С_{2m} відображає розподіл товщини продуктивного горизонту С_{2m} на досліджуваній площі. Ізолінії на карті з'єднують точки однакової товщини пласта, а колірна шкала праворуч демонструє зміни: від світлих відтінків (менші значення товщини) до темно-зелених (максимальні значення товщини).

На карті виділяються дві основні ділянки з максимальними значеннями товщини:

Західна частина карти: у межах свердловин 31, 105, 109, 200 спостерігається локальне потовщення пласта. Значення товщини сягають 410–430 м, що підтверджується щільною концентрацією ізоліній навколо центральної зони. Це свідчить про активний процес накопичення відкладів у цьому районі.

Східна частина карти: поблизу свердловин 204, 50, 111 зафіксовано ще одне помітне потовщення пласта. Товщина досягає 410 м, а ізолінії формують замкнуті контури, що вказує на локальне збільшення товщини.

Центральна частина карти характеризується зменшенням товщини пласта (близько 360–370 м), що проявляється у більш розріджених ізолініях та

світліших відтінках. Ця область є перехідною між двома зонами максимального потовщення.

У південно-західній частині карти, поблизу свердловин 103, 39, 71, товщина пласта також зменшується до 360–370 м. Ізолінії у цій ділянці мають менш щільний характер, що свідчить про менш інтенсивне накопичення відкладів у порівнянні з локальними зонами потовщення.

Розташування контрольних свердловин (31, 105, 204, 50, 55) дозволяє уточнити дані щодо товщини пласта та підтверджує локальні зміни у його розподілі.

Висновок: карта ізопакіт пласта S_{2m} демонструє дві основні області потовщення у західній частині карти (свердловини 31, 105, 109, 200) та східній частині (свердловини 204, 50, 151) із товщиною до 410–430 м. Центральна частина карти, у районі свердловин 485, 40, 77, та південно-західна частина, поблизу свердловин 103, 39, 71, характеризуються мінімальними значеннями товщини до 360–370 м.

Світліші відтінки та рідке розташування ізоліній у цих зонах вказують на плавний перехід товщини та стабільні умови осадо накопичення. Такий розподіл товщини відображає нерівномірний процес накопичення осадів у межах пласта S_{2m} . Зони максимального потовщення залишаються перспективними для подальших досліджень продуктивності горизонту [11,12,13].

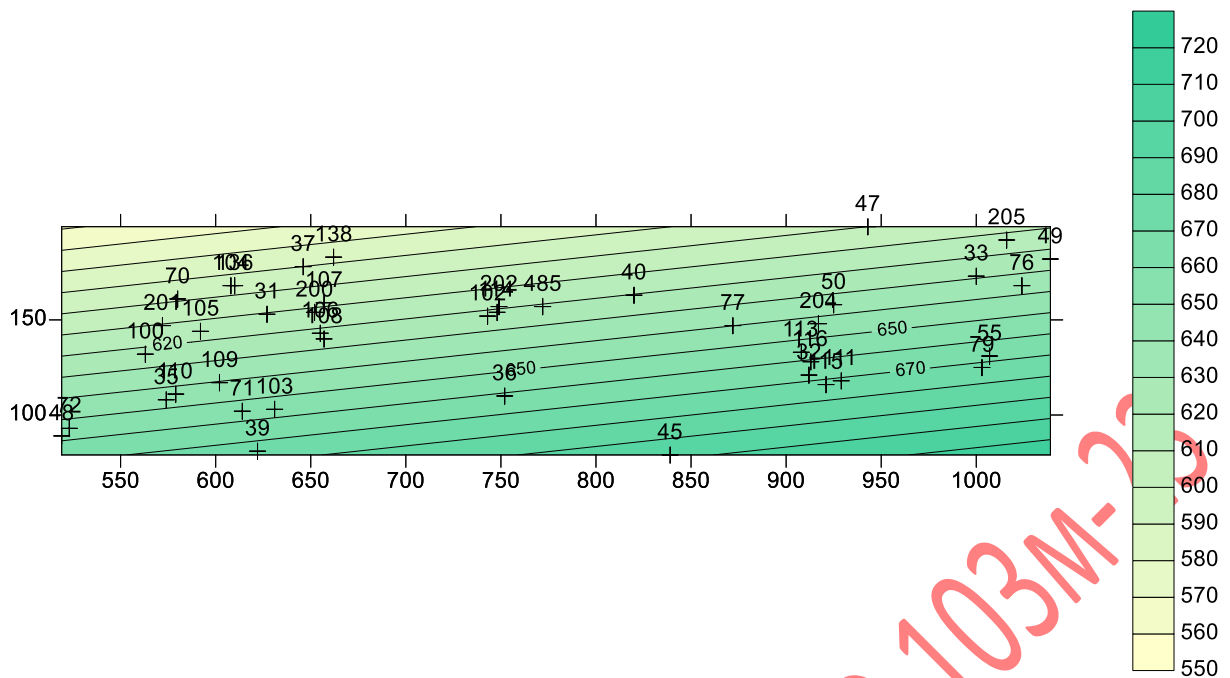


Рисунок 3.17 – Карта тренду потужностей пласта C_{2b}

Карта тренду потужностей пласта C_{2b} демонструє загальну тенденцію зміни товщини продуктивного пласта C_{2b} у межах досліджуваної території. Лінії тренду, позначені числовими значеннями (наприклад, 620, 650, 670 м), відображають потужності пласта в метрах. Колірна шкала праворуч показує градієнт змін товщини: світлі відтінки відповідають мінімальним значенням, а темніші зелені – максимальним.

На карті спостерігається загальний тренд збільшення потужностей у напрямку північного заходу – південного сходу. Значення товщини поступово зростають від 620 м у північній частині до 670 м у південно-східній частині карти.

Висновок: Карта тренду потужностей пласта C_{2b} демонструє поступове збільшення товщини у напрямку з північного заходу на південний схід. Рівномірність ізоліній та плавність тренду свідчать про стабільний розвиток пласта, що є важливим для оцінки його продуктивності та подальшого планування розробки [11,12,13].

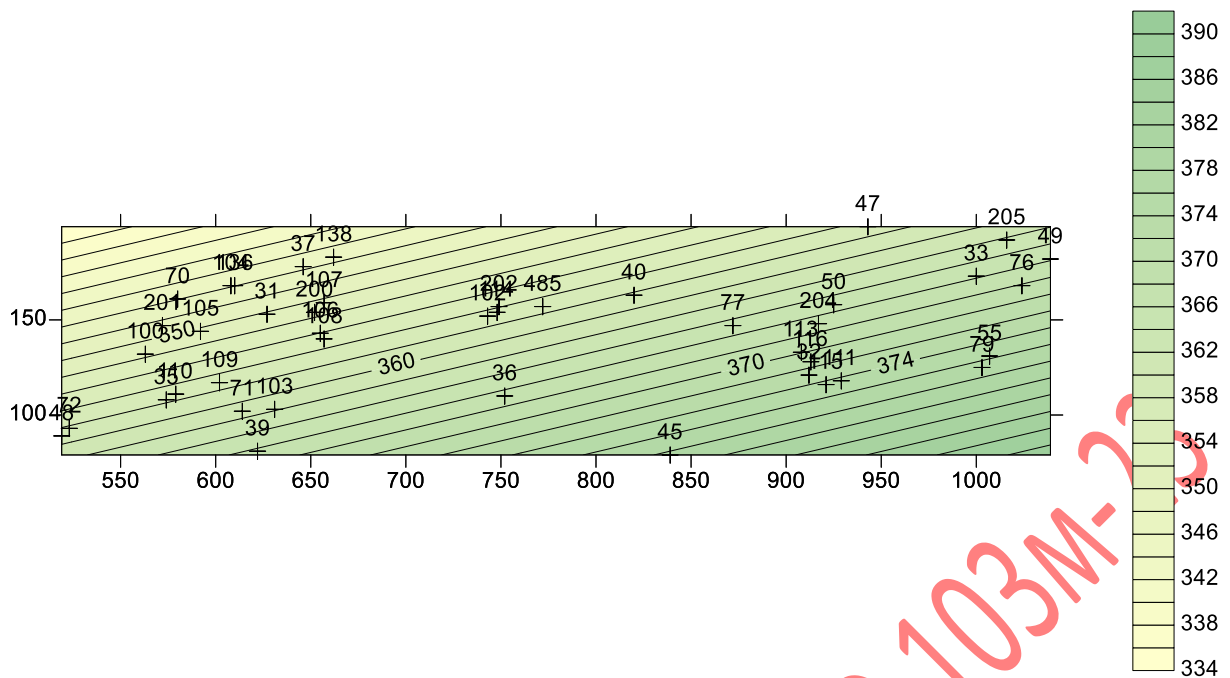


Рисунок 3.18 – Карта тренду потужностей пласта C₁S₂

Карта тренду потужностей пласта C₁S₂ демонструє загальний розподіл потужностей продуктивного горизонту C₁S₂ у межах досліджуваної території. Ізолінії на карті позначають значення потужностей у метрах (наприклад, 350, 360, 370, 374 м) і з'єднують точки з однаковими значеннями. Колірна шкала праворуч показує градієнт зміни товщини пласта: світлі відтінки відповідають мінімальним значенням, а темніші зелені тони – максимальним.

На карті чітко простежується загальний тренд збільшення потужностей у напрямку північного заходу – південного сходу. Значення товщини пласта поступово зростають від 350 м у північній частині до 374 м у південно-східній частині карти. Ізолінії розташовані паралельно та рівномірно, що свідчить про стабільну та плавну зміну потужностей без різких локальних коливань.

Контрольні свердловини (31, 105, 109, 204, 50, 55) слугують точками для перевірки даних, підтверджуючи загальну тенденцію зростання товщини.

Висновок: Карта тренду потужностей пласта C₁S₂ показує рівномірне збільшення товщини горизонту у напрямку з північного заходу на південний схід [11,12,13].

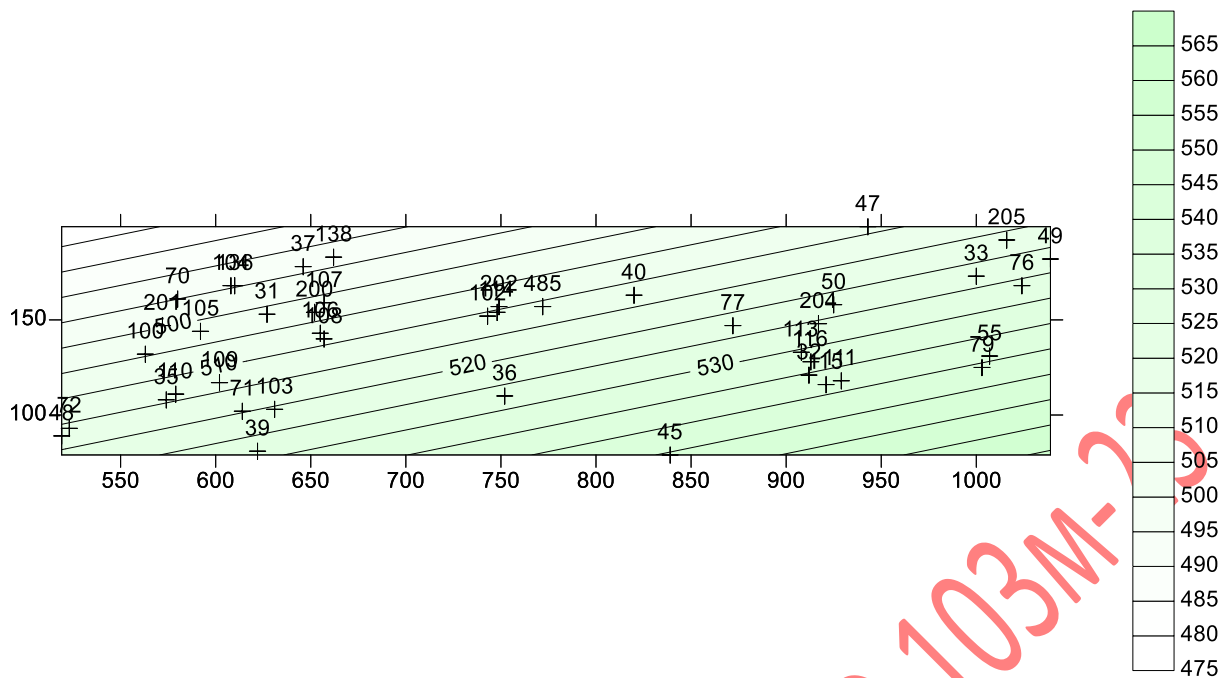


Рисунок 3.19 – Карта тренду потужностей пласта C_3

Карта тренду потужностей пласта C_3 демонструє загальну тенденцію зміни товщини продуктивного горизонту C_3 у межах досліджуваної території. На карті представлені ізолінії, що з'єднують точки з однаковими значеннями потужностей (наприклад, 500 м, 520 м, 530 м). Колірна шкала праворуч ілюструє градієнт товщини: світлі відтінки відповідають меншим значенням, а темніші – більшим.

На карті чітко простежується тренд збільшення потужностей у напрямку північного заходу – південного сходу. Значення товщини пласта поступово зростають від 500 м на північному заході до 530 м у південно-східній частині карти. Ізолінії розташовані рівномірно та паралельно, що вказує на стабільний характер зміни потужностей без різких локальних коливань.

Контрольні свердловини (31, 105, 109, 204, 50, 55) підтверджують плавність і рівномірність тренду. Локальні зміни незначні, що свідчить про однорідний розвиток товщини пласта C_3 по всій площі дослідження.

Висновок: Карта тренду потужностей пласта C_3 демонструє стабільне та рівномірне збільшення товщини у напрямку з північного заходу на південний схід [11,12,13].

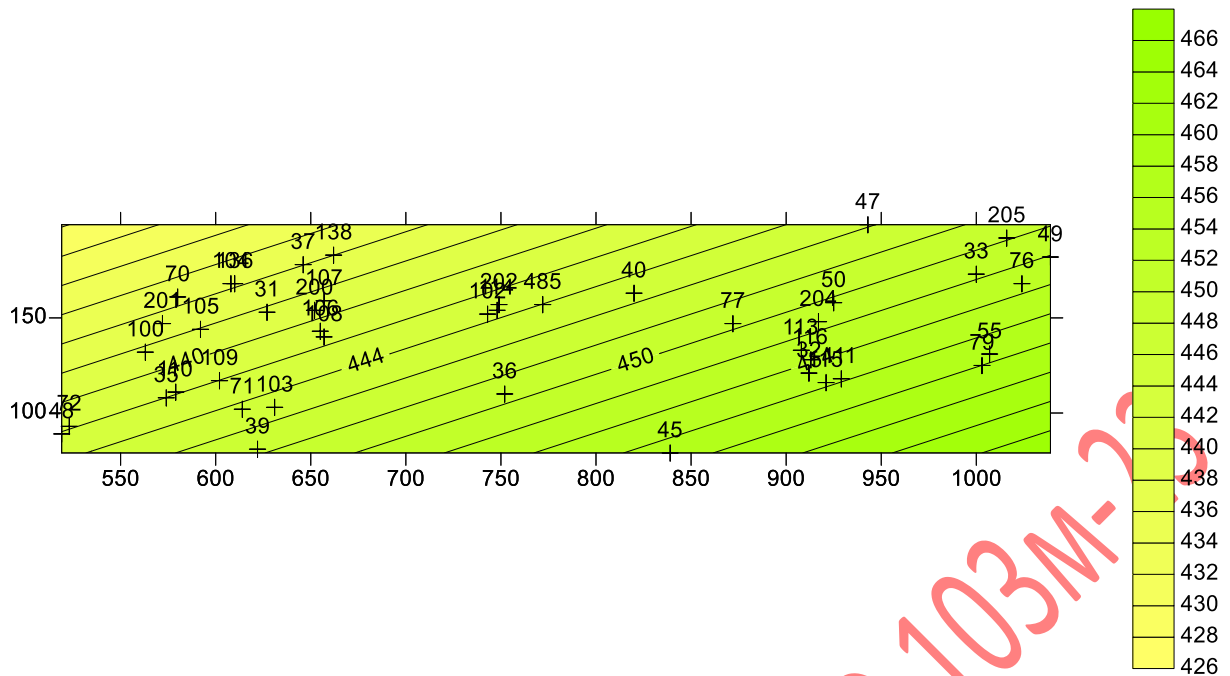


Рисунок 3.20 – Карта тренду потужностей пласта С_{2m}

Карта тренду потужностей пласта С_{2m} демонструє загальну тенденцію зміни товщини продуктивного горизонту С_{2m} на досліджуваній території. Ізолінії, позначені числовими значеннями (наприклад, 444 м, 450 м), відображають лінії однакової товщини пласта. Колірна шкала праворуч візуалізує градієнт товщини: світло-жовті відтінки відповідають меншим значенням, а яскраво-зелені – більшим.

На карті простежується стабільний тренд збільшення товщини пласта у напрямку північного заходу – південного сходу. Значення товщини поступово зростають від 444 м у північному заході до 450 м і більше у південно-східній частині. Ізолінії мають рівномірне та паралельне розташування, що вказує на поступову й однорідну зміну товщини пласта без різких локальних коливань.

Контрольні свердловини, позначені на карті (31, 70, 105, 204, 50, 55), слугують точками підтвердження даних. Товщина пласта між ізолініями змінюється рівномірно, без значних відхилень, що вказує на стійкий розвиток горизонту С_{2m}.

Висновок: Карта тренду потужностей пласта C_{2m} показує рівномірне збільшення товщини у напрямку північного заходу – південного сходу [11,12,13].

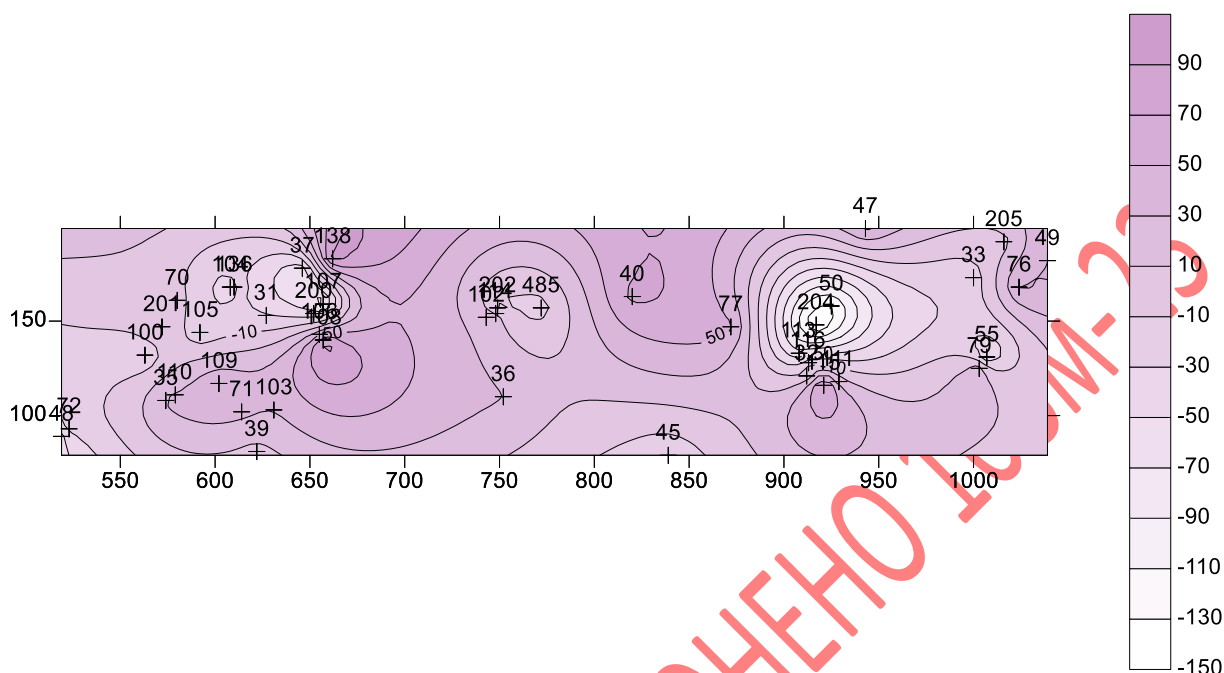


Рисунок 3.21 – Карта локальних відхилень потужностей C_{2b}

Карта локальних відхилень потужностей пласта C_{2b} відображає варіації потужностей продуктивного горизонту C_{2b} у межах досліджуваної території. Ізолінії на карті показують значення відхилень у метрах, а градієнт кольорів допомагає наочно відобразити їх зміни: світлі відтінки відповідають мінімальним значенням, а темніші – максимальним відхиленням потужностей.

У західній частині карти спостерігаються локальні зниження значень потужностей, що видно по щільному змиканню ізоліній і темнішому забарвленню. Свердловини 31, 70, 105, 109 у цій ділянці підтверджують наявність відносно менших потужностей горизонту. У центрі карти виділяється зона знижених значень потужностей, що має світліше забарвлення, а ізолінії розташовані більш розріджено, що вказує на стабільний і менш змінний характер товщини пласта.

У східній частині карти спостерігається ще одна ділянка з локальним зменшенням потужностей поблизу свердловин 204, 50, 55. Тут ізолінії

формують замкнену структуру, яка вказує на підвищену варіативність товщини пласта. Значення потужностей у цій зоні максимальні, що позначено більш темним відтінком.

Загалом карта демонструє нерівномірний розподіл потужностей пласта C_2b із двома основними зонами локальних зменшень у західній і східній частині карти. У центрі спостерігається зона відносного зменшення потужностей. Такі відхилення можуть бути пов'язані з особливостями седиментації або тектонічною активністю в районі, що вплинуло на формування товщини продуктивного горизонту. Співставлення карт гіпсометрії, локальних структур та локальних потужностей горизонту C_2b показує суттєве зменшення потужності на антикліналях. Це є ознакою конседиментаційного формування складчистості. Карта дозволяє детальніше оцінити особливості розподілу потужностей пласта та визначити перспективні ділянки для подальшого дослідження [11,12,13].

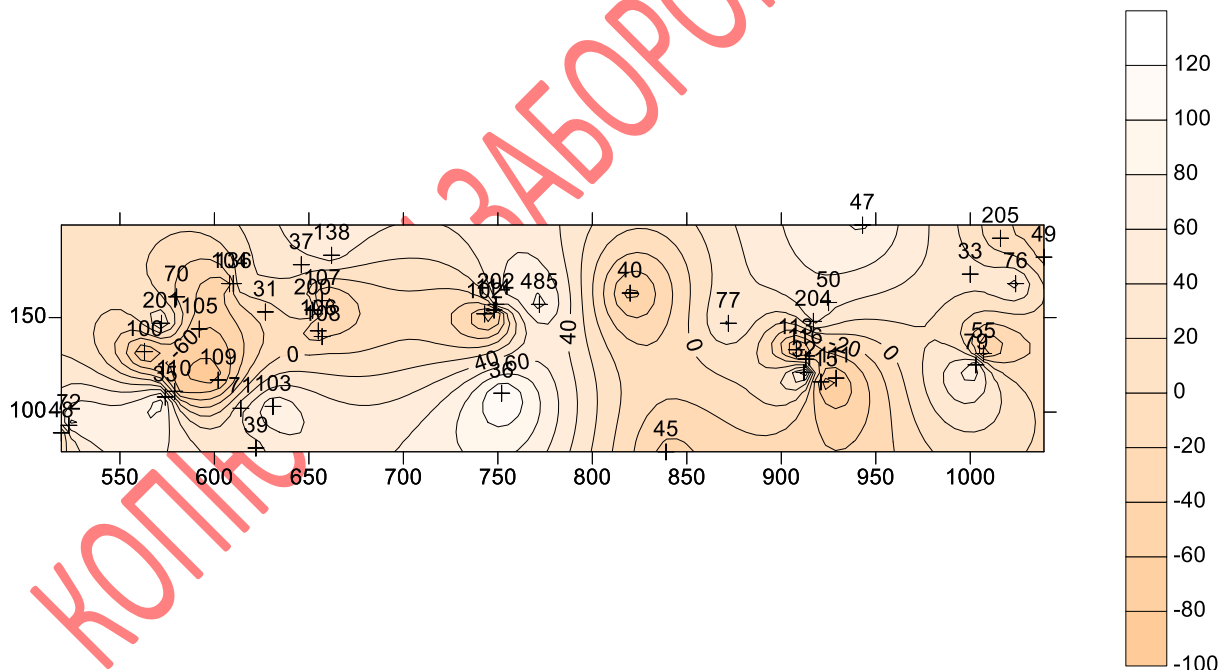


Рисунок 3.22 – Карта локальних відхилень потужностей C_1S_2

Карта локальних відхилень потужностей пласта C_1S_2 відображає зміни потужностей продуктивного горизонту C_1S_2 у межах досліджуваної площі. На карті представлені ізолінії, що з'єднують точки з однаковими значеннями

відхилень, а числові позначки вказують значення у метрах. Колірна шкала праворуч демонструє градієнт відхилень: світлі відтінки відповідають мінімальним значенням, а темніші – максимальним.

У західній частині карти спостерігається зона із зниженнями значеннями потужностей, де ізолінії щільно концентруються навколо свердловин 105, 109, 31. Локальне підняття у цій області відображено більш темним відтінком, що вказує на максимальні відхилення потужностей у цьому регіоні.

У центральній частині карти помітні ділянки зі збільшеними значеннями потужностей. Тут ізолінії розташовані більш розріджено, що свідчить про стабільний характер зміни товщини пласта. Значення відхилень потужностей у цій зоні близькі до нуля, що підтверджується світлішим забарвленням.

У східній частині карти фіксується ще одна зона з локальним збільшенням потужностей поблизу свердловин 204, 50, 55. Ізолінії формують замкнену структуру, а забарвлення стає більш інтенсивним, що вказує на підвищення відхилень у цій ділянці.

Загалом карта показує нерівномірний розподіл потужностей пласта C_{1s_2} із вираженими зонами зменшень у західній та східній частинах території. Центральна частина характеризується відносною стабільністю товщини пласта. Такі локальні відхилення можуть бути пов'язані з особливостями седиментації, тектонічною активністю або процесами ущільнення порід у різних частинах площі. Карта дозволяє детально оцінити зміни потужностей пласта та визначити перспективні ділянки для подальших досліджень. Співставлення карт гіпсометрії, локальних структур та локальних потужностей горизонту C_{1s_2} показує суттєве зменшення потужності на антикліналях. Це є ознакою конседиментаційного формування складчастості у нижньому карбоні [11,12,13].

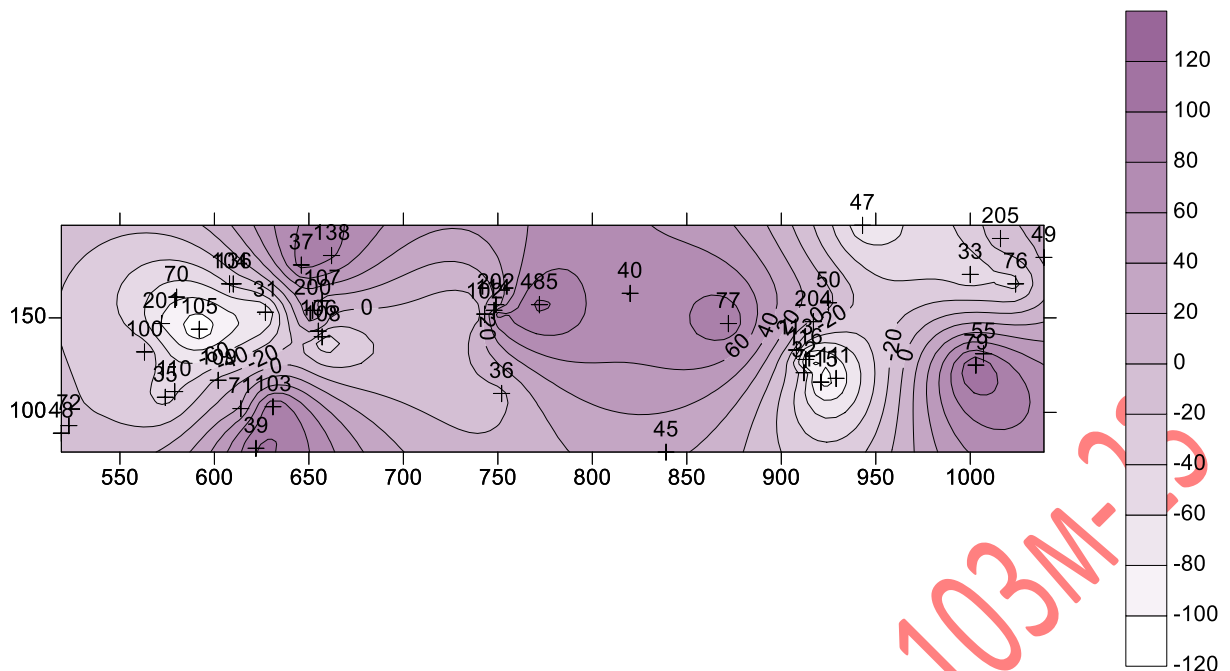


Рисунок 3.23 – Карта локальних відхилень потужностей C_3

Карта локальних відхилень потужностей пласта C_3 показує розподіл значень відхилень потужностей продуктивного горизонту C_3 на досліджуваній площі. Ізолінії з числовими позначками відображають значення відхилень у метрах, а градієнт кольорів допомагає візуалізувати ці зміни: світлі відтінки відповідають меншим значенням, а темніші – вищим.

У західній частині карти спостерігається зона з максимальними відхиленнями, що відображено концентрованими ізолініями та темнішим забарвленням. Локальне зниження значень потужностей розташоване в районі свердловин 105, 31, 70, 100, де значення сягають максимальних значень. Ця ділянка має чітко виражену куполоподібну структуру.

Центральна частина карти характеризується помірними значеннями відхилень, що підтверджується більш рівномірним розташуванням ізоліній та світлішим забарвленням. Тут відсутні різкі перепади значень, що вказує на стабільність товщини пласта у цій ділянці. Значення близькі до 0–20 м, що є мінімальними для цього пласта.

У східній частині карти виділяється ще одна зона з локальним зменшенням значень відхилень поблизу свердловин 204, 50, 55. Ізолінії тут щільно

концентруються, а темніше забарвлення вказує на підвищення потужностей пласта у цій ділянці, де значення досягають 60–70 м.

Загалом карта демонструє нерівномірний розподіл відхилень потужностей пласта C_3 . Дві основні ділянки з зниженими відхиленнями розташовані у західній і східній частині території, тоді як центральна частина залишається відносно стабільною. Локальні підняття можуть бути пов'язані з особливостями седиментації чи тектонічними процесами, які вплинули на формування товщини пласта. Співставлення карт гіпсометрії, локальних структур та локальних потужностей горизонту C_3 показує суттєве зменшення потужності на антикліналях. Це є ознакою конседиментаційного формування складчастості у верхньому карбоні. Карта дозволяє виділити перспективні зони для подальшого аналізу і вивчення структури пласта C_3 [11,12,13].

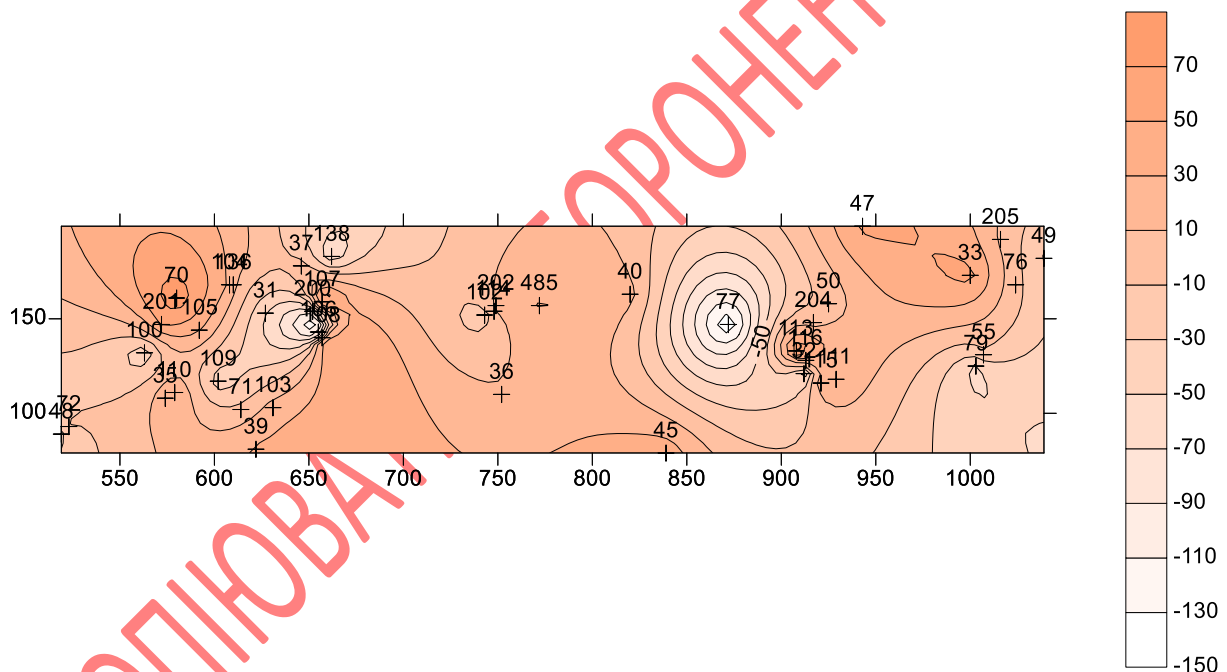


Рисунок 3.24 – Карта локальних відхилень потужностей C_{2m}

Карта локальних відхилень потужностей пласта C_{2m} показує просторовий розподіл змін у потужностях продуктивного горизонту C_{2m} на досліджуваній площі. Ізолінії, що з'єднують точки з однаковими значеннями, та числові позначки відображають значення відхилень у метрах. Колірна шкала

праворуч ілюструє варіації потужностей: світлі відтінки відповідають меншим значенням, а темніші – вищим.

У західній частині карти спостерігається зона з локальними підвищеннями значень потужностей, що підтверджується щільним скупченням ізоліній і темнішим забарвленням. У районі свердловини 100 контролюють мінімальні значення потужностей. Центр підвищення має куполоподібну структуру, де значення потужностей сягають максимуму.

Центральна частина карти демонструє зниження відхилень, де ізолінії розташовані більш полого та рівномірно. Значення відхилень потужностей у цій ділянці близькі до 0 м, що вказує на стабільність товщини пласта.

На сході карти видно ще одну ділянку локального зменшеннями потужностей у районі свердловин 77, де ізолінії щільно концентруються, а забарвлення стає темнішим. Це вказує на значні позитивні відхилення товщини пласта в цій області.

Загальний аналіз карти свідчить про нерівномірний характер розподілу потужностей пласта C_{2m} із чітко вираженими локальними підвищеннями у західній та східній частині карти та відносною стабільністю у центральній зоні. Локальні зміни можуть бути пов'язані з особливостями седиментації та тектонічною активністю, що вплинули на формування товщини пласта. Співставлення карт гіпсометрії, локальних структур та локальних потужностей горизонту C_{2m} показує суттєве зменшення потужності на антикліналях. Це є ознакою конседиментаційного формування складчастості у середньому карбоні. Карта дозволяє виділити перспективні ділянки для подальших досліджень і детальнішого аналізу будови продуктивного горизонту [11,12,13].

Висновок. Співставлення карт гіпсометрії, локальних структур та локальних потужностей горизонту показує суттєве зменшення потужності на антикліналях. Це спостерігається для усіх досліджених горизонтів - C_{1s2} , C_{2m} , C_{2b} , C_3 - для нижнього, середнього та верхнього карбону. Це є ознакою конседиментаційного формування складчастості у всьому карбоні.

ВИСНОВОК

Під час виконання кваліфікаційної роботи на тему: «Аналіз структури та потужності продуктивної товщі Березівського газоконденсатного родовища» були детально вивчено складчасту тектоніку на закономірності змінення потужностей продуктивних покладів карбону Березівського газоконденсатного родовища Дніпровсько- Донецької западини на різних рівнях генералізації.

Джерелом інформації стали офіційно опубліковані матеріали, що стосуються геологічної будови Дніпровсько-Донецької нафтогазоносною провінції, а також фондові дані щодо газоконденсатних покладів Березівської площі. Особлива увага приділялася характеристикам, отриманим при бурінні розвідувальних свердловин.

Виконано морфометричний аналіз 4 газоносних горизонтів Березівського родовища, використовуючи дані 44 розвідувальних свердловин. Для кожного горизонту побудовано та проаналізовано карти гіпсометрії, тренду рельєфу покрівлі продуктивного горизонту, локальних структур, ізопахіт, тренда зміни потужності продуктивного горизонту, локальних відхилень потужності. Загальна кількість карт побудованих та проаналізованих при виконанні магістерської роботи – 24. Доведено суттєве зменшення потужності на локальних антикліналях для усіх досліджених горизонтів нижнього, середнього та верхнього карбону, що є ознакою конседиментаційного формування складчастості у всьому карбоні.

Виконано поставленні завдання – вивчити геологічну будову Березівського газоконденсатного родовища; застосовуючи тренд-аналіз дослідити складчасту структуру Березівського газоконденсатного родовища на різних рівнях генералізації; проаналізувати параметри зміни потужностей продуктивних покладів по площі родовища, зробити висновки по взаємозалежності досліджених параметрів параметрів.

Практичне значення роботи полягає у можливості врахування зав'язків між параметрами родовища при пошукових роботах.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

1. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко, Л.С. Мончак, В.В. Огар, В.М. Загнітко, О.В. Омельчук, В.В. Шунько, В.М. Гулій. К.: КНТ, 2009. 376 С.
2. Нафтогазопромислова геологія: Підручник / Орлов О.О., Євдошук М.І., Омельченко В.Г. та ін. – К.: Наук. думка, 2005.
3. Звіт про виконані сейсмозвідувальні роботи 3-D на Березівській площі в центральній частині ДДз / Г.Г. Маркова, Т.В. Пархоменко. – Київ: ТОВ «Вікоіл ЛТД», 2011
4. Геологічний проект пошуково-розвідувальних робіт у відкладах візейського ярусу нижнього карбону на Березівському родовищі (Харківська область, УРСР) / Є.А. Крюнер та ін. – смт Опішня: «Полтава-нафтогазогеологія», 1984. – 75 с.
5. Проект розвідки нижньовізейських горизонтів В-25-26 Березівського ГКР: Звіт УкрНДІгазу по темі № 52.251/2002-2003 за договором 100 ХГВ/2003-2003 / А. Лагутін, А. Некрасов. – Харків, 2003. – 91 с
6. Геологія та нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. Глибинні розломи та комбіновані нафтогазоносні пастки / Гавриш В.К., Недовшовенко О.І., Рябчун Л.І. та ін – К.: Наук. думка, 1991.
7. Геологія та нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. Методика вивчення глибинних структур та нафтогазоносності / Гавриш В.К., Соллогуб В.Б., Недовшовенко О.І. та ін – К.: Наук. думка, 1987.
8. Геологія та нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. Нафтогазоносність / Кабишев Б.П., Шпак П.Ф., Білик О.Д. та ін – К.: Наук. думка, 1989. .
9. Петрофізичні дослідження газоконденсатних покладів // Нафтогазова геологія України. – Київ: Наукова думка, 2013. – С. 120–138.
10. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Українська нафтогазова академія. - Львів, 1999.- Т. III: Східний нафтогазоносний регіон - 424с

11. Методи тренд-аналізу геологічних даних // Праці Інституту нафтогазової геології. – Київ: Геоінформ, 2012. – С. 78–92.

12. Морфометричний аналіз структур. – Львів: ЛНУ ім. І. Франка, 2013. – 250 с.

13. Графічні методи обробки геологічної інформації. – Івано-Франківськ: НУНГ, 2015. – 215 с

КОПІЮВАТИ ЗАБОРОНЕНО 103М-23

Додаток А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
			Документація		
1	A4	ТСТ.ОПІМ.24.12.ПЗ	Пояснювальна записка	67	
2			Графічні матеріали		Електронний ресурс
3			Презентація Microsoft PowerPoint		Слайди

КОПІЮВАТИ ЗАБОРОНЕНО 1034-23

Додаток Б

Відгук керівника кваліфікаційної роботи

КОПІЮВАТИ ЗАБОРОНЕНО 103М-23

Додаток В

Рецензія

КОПІЮВАТИ ЗАБОРОНЕНО 103М-23