

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

Факультет природничих наук та технологій  
(факультет)

Кафедра Геології і розвідки родовищ корисних копалин  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

Кваліфікаційної роботи ступеня магістра  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Ковалю Володимира Олександровича  
(ПІБ)

академічної групи 103М-23-1  
(шифр)

спеціальності 103 Науки про Землю  
(код і назва спеціальності)

за освітньою програмою «Геологія, гідрогеологія, геофізика»  
(офіційна назва)

на тему Латеральна відмінність фізико-літологічної характеристики порід-колекторів горизонту С-5 нижнього карбону, Південно-Коломацької площі  
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Шевченко С.В.			
розділів:				
Загальний	Шевченко С.В.			
Спеціальний	Шевченко С.В.			
Рецензент	Нікітенко І.С.			
Нормоконтролер	Хоменко Н.В.			

Дніпро  
2024

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри  
Геології і розвідки родовищ  
корисних копалин  
(повна назва)

\_\_\_\_\_ Жильцова І.В.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

«02» вересня 2024 року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
ступеня \_\_\_\_\_ магістра  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Ковалю В. О. академічної групи 103М-23-1  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності \_\_\_\_\_ 103 Науки про Землю  
(код і назва спеціальності)

за освітньою програмою \_\_\_\_\_ «Геологія, гідрогеологія, геофізика»  
(офіційна назва)

на тему \_\_\_\_\_ Латеральна відмінність фізико-літологічної характеристики порід-  
колекторів горизонту С-5 нижнього карбону, Південно-Коломацької площі \_\_\_\_\_

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

Розділ	Зміст	Терміни виконання
Загальний	Геологічна характеристика площі	01.10 - 01.11.2024
Спеціальний	Методика робіт	01.11 - 15.11.2024
	Закономірності зміни фізико-літологічного складу горизонту С-5	15.11 - 06.12.2024

Завдання видано \_\_\_\_\_  
(підпис керівника)

Шевченко С.В.  
(прізвище, ініціали)

Дата видачі 05.09.2024

Дата подання до екзаменаційної комісії 12.12.2024

Прийнято до виконання \_\_\_\_\_  
(підпис студента)

Коваль В.О.  
(прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 72 стор., 3 табл., 18 рис., 30 джерел.

РОДОВИЩЕ, ГАЗ, СВЕРДЛОВИНА, ПРОДУКТИВНИЙ ГОРИЗОНТ,  
СТРАТИГРАФІЯ, ТЕКТОНІКА, ІНТЕРПРЕТАЦІЯ, ПОКЛАД, КОЛЕКТОР

Об'єкт дослідження: геологічна будова Південно-Коломацької площі, розташованої в межах Богодухівського району Харківської області, з акцентом на нижньокам'яновугільний горизонт С-5 як перспективний об'єкт на нафту та газ.

Мета роботи: аналіз фізико-літологічних характеристик порід-колекторів горизонту С-5. Визначення впливу геологічних факторів на розподіл їх колекторських властивостей і аналіз властивостей вуглеводнів.

Методи дослідження. У роботі використовується комплексний підхід, який включає в себе: аналіз даних буріння та каротажу свердловин; літолого-стратиграфічне дослідження порід горизонту С-5; аналіз фізичних властивостей порід-колекторів (пористості, проникності і т.п.); побудову кореляційних карт з використанням програми Surfer.

Результати та їх новизна. В ході дослідження було встановлено, що породи-колектори горизонту С-5 володіють значною латеральною неоднорідністю, яка визначається мінливістю складу породи, пористістю та проникністю. Новизна дослідження полягає у виявленні закономірностей латеральної неоднорідності фізико-літологічних властивостей, що дозволяє більш точно прогнозувати потенціал покладів нафти і газу.

Практична значимість кваліфікаційної роботи. Результати даної роботи можуть бути використані для удосконалення геологічної моделі горизонту С-5, підвищення ефективності видобутку вуглеводнів за рахунок більш точного визначення перспективних ділянок, розробку методологічного підходу для аналізу латеральної неоднорідності порід-колекторів Дніпровсько-Донецького басейну.

Результати дослідження висвітлювались на студентській науково-технічній конференції «Молодь: наука та інновації» (листопад 2024 р.).

## ЗМІСТ

Вступ .....	5
Скорочення та умовні позначки.....	7
1. Геологічна характеристика площі.....	8
1.1 Географо-економічні умови .....	8
1.2 Геологічна вивченість .....	10
1.3 Геологічна будова площі .....	14
1.3.1 Стратиграфія та літолого-фізична характеристика розрізу...	14
1.3.2 Тектоніка .....	28
1.3.3 Нафтогазоносність .....	30
1.3.4 Гідрогеологічна характеристика розрізу .....	34
2. Методика робіт .....	39
3. Закономірності зміни фізико-літологічного складу горизонту С-5.....	41
3.1 Морфологія та умови залягання горизонту .....	41
3.2 Потужність горизонту .....	45
3.3 Щільність порід-колекторів .....	47
3.4 Пористість порід-колекторів .....	49
3.5 Питома вага порід-колекторів .....	51
3.6 Закономірності розповсюдження .....	53
Висновки.....	63
Список джерел інформації .....	66
Додаток А. Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	70
Додаток Б. Відгук керівника кваліфікаційної роботи.....	71
Додаток В. Рецензія на кваліфікаційну роботу.....	72

## ВСТУП

Розвиток нафтогазової галузі України тісно пов'язаний з детальним вивченням фізичних та петрологічних властивостей порід-колекторів, основною метою яких є накопичення і зберігання вуглеводнів. Однією з важливих завдань сучасної геології є визначення характеру формування та просторового розподілу таких порід, щоб більш точно оцінити потенційні запаси вуглеводнів.

Південно-Коломацька площа, розташована в межах Дніпровсько-Донецької западини, одного з найбільших нафтогазоносних басейнів України, є перспективним об'єктом для детального вивчення. У цьому регіоні нижньокам'яно-вугільний горизонт С-5 привертає особливу увагу завдяки породам його колекторів, які характеризуються складною латеральною неоднорідністю. Ця неоднорідність є результатом осадових, тектонічних та діагенетичних процесів, які впливають на утворення гірських порід різного геологічного віку.

Актуальність даного дослідження полягає в тому, що з метою вдосконалення геологічної моделі горизонту С-5 необхідно детальне вивчення фізичних властивостей (пористості, проникності, щільності), петрологічного складу і просторового розподілу порід-колекторів. Латеральні відмінності в фізико-петрологічних властивостях цих порід істотно ускладнюють роботу моделювання колекторів і оцінки їх продуктивності, а також ефективного управління розробкою родовищ.

Метою роботи є виявлення закономірностей латеральних змін фізичних і петрологічних властивостей порід-колекторів горизонту С-5 нижнього карбону Південно-Коломацької площі. Досягнення цієї мети передбачає вирішення наступних завдань:

1. Аналіз петрологічного складу порід горизонту С-5 та їх фізичних властивостей.

2. Визначення латеральної неоднорідності порід-колекторів в межах ділянки.
3. Проведення кореляційних підрахунків та знаходження взаємозв'язків окремих параметрів.
4. Побудова карт горизонту С-5 з урахуванням отриманих даних.

Практична значимість даної роботи полягає в можливості застосування її результатів для підвищення ефективності геологорозвідувальних і гірничо рудних робіт. Зокрема, детальне знання фізичних і петрологічних властивостей порід-колекторів дозволить не тільки поліпшити прогнозування зон з підвищеною пористістю і проникністю, а й виявити межі продуктивних колекторів.

Таким чином, дана робота сприяє розширенню геологічних знань про низьковуглецевий горизонт Дніпровсько-Донецької западини та сприяє вирішенню актуальних проблем вітчизняної нафтогазової галузі.

## СКОРОЧЕННЯ ТА УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

ВВ	- вуглеводні
ГКР	- газоконденсатне родовище
гор.	- горизонт
ГПУ	- газопромислове управління
ГРП	- гідравлічний розрив пласта
ГТД	- геолого-технологічні дослідження
ДДЗ	- Дніпровсько-Донецька западина
ДС	- діаметр свердловин
НГБ	- нафтогазоносний басейн
ПТС	- профілеметрия трубна свердловинна
Проф.	- профілеметрия
Рез.	- резистивиметрія
РК	- радіоактивний каротаж
св.	- свердловина
СКО	- соляно-кислотна обробка
снт	- селище міського типу
сп	- сейсмопартія
Терм.	- термометрія
ТОВ	- товариство з обмеженою відповідальністю
тп	- тематична партія
ТЦ	- тематичний центр
ФА	- фонтанна арматура
хв.	- хвилина

## 1 ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛОЩІ

### 1.1 Географо-економічні умови

В адміністративному відношенні Сніжківський пошуковий об'єкт розташований в межах Богодухівського району Харківської області України (рис. 1.1).

Район робіт густонаселений. У межах площі робіт знаходяться села Сніжків, Заміське, Минківка. Найближчі крупні населені пункти – м. Валки (10 км на північний схід), смт Коломак (13 км на захід), м. Богодухів (40 км на північ, районний центр) і м. Харків (50 км на схід, обласний центр). Основне сполучення відбувається автомобільними шляхами, шосейними та поліпшеними ґрунтовими дорогами. Через м. Валки проходить шосейна траса М-03 Харків-Полтава. В 15 км на північ від площі проходить залізниця сполученням Харків-Київ. Найближча (15 км) від площі залізнична станція Ков'яги. На схід від площі на відстані 1 км проходить газопровід Шебелинка-Полтава-Київ діаметром труби 1200 мм.

За орографічним районуванням площа належить вододілу річок Орчик та Мож, які впадають в річки Оріль та Сіверський Донець і протікають в південній частині площі. Площа являє собою лісостепову рівнину, яка щільно розчленована чисельними ярами та балками. Максимальні абсолютні відмітки рельєфу відносяться до вододілу річок, де сягають 180-200 м над рівнем моря. Мінімальні належать заплавам річок і не перевищують 130 м.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура повітря складає  $+6^{\circ}\text{C}$  -  $+9^{\circ}\text{C}$ , максимальна температура сягає  $+35^{\circ}\text{C}$  (липень-серпень), мінімальна  $-30$  -  $-32^{\circ}\text{C}$  (січень). Глибина промерзання ґрунту більш ніж 1,0 м. Середньорічна кількість опадів 500 мм, переважно влітку і восени. Основний напрямок вітрів – північно-західний і західний. Тривалість опалювального сезону складає 5,5-6 місяців.



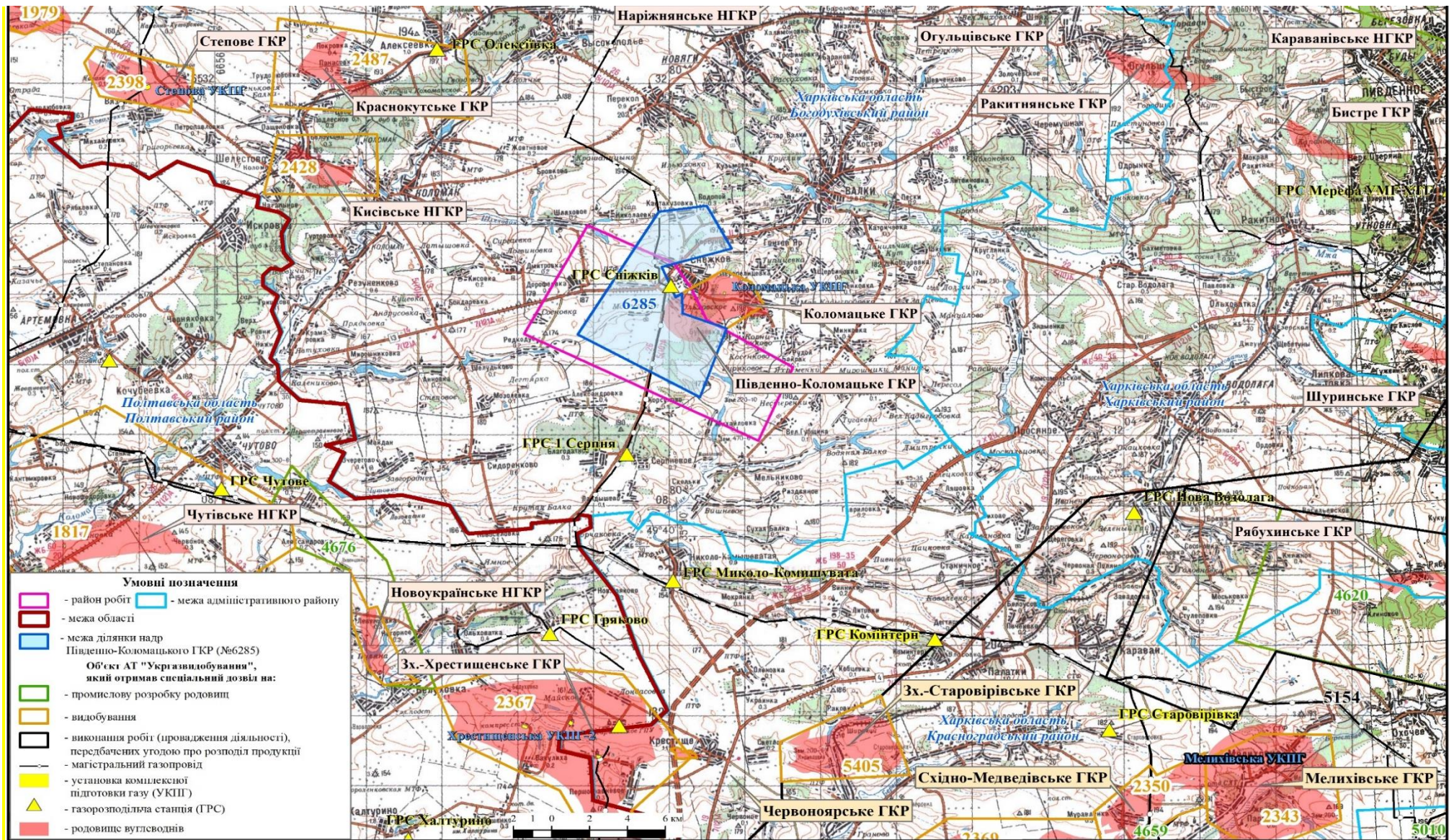


Рисунок 1.1 – Оглядова карта району робіт [5]



Тривалість зимового періоду з температурою повітря нижче 0 °С складає 120 днів. Висота снігового покриву 10-80 см.

Богодухівський район – сільськогосподарський з легкою переробною промисловістю. Вирощуються, головним чином, зернові культури, цукровий буряк, картопля, соняшник тощо. Також розвинуте садівництво.

У районі активно ведуться пошуково-розвідувальні роботи на нафту та газ. Відкрито значну кількість родовищ вуглеводнів, що обумовлює розвиток у районі нафтогазовидобувної промисловості.

Площа робіт розташована в зоні розвитку багатопластових газових родовищ. Найближчі родовища, що розробляються: на півночі – Наріжнянське, на північному заході – Качалівське, Сахалінське, Мар’їнське, Карайкозівське, Краснокутське, на заході – Кисівське, на півдні – Західно-Хрестищенське, Західно-Старовірівське.

## 1.2 Геологічна вивченість

Вивчення Коломацької площі розпочато у 50-х роках минулого століття.

Геологічна будова Коломацької структури вивчалась за допомогою комплексу геофізичних досліджень, картувального, структурного та пошуково-розвідувального буріння.

У 1952-1953 рр. трестом “Укрсхіднафтогазрозвідка” було проведене структурно-картувальне буріння, за результатами якого по підшві мергелів кийської світи палеогену виявлене Коломацьке підняття [1].

В період 1954-1958 рр. гравіметричними дослідженнями північної крайової частини Дніпровсько-Донецького грабену, які здійснювались трестом “Укрнафтогазгеофізика”, було виявлено Богодухівський максимум сили тяжіння [2].

В цих же роках структурно-картувальним бурінням вивчено особливості геологічної будови підняття у відкладах верхньої крейди [3].

За допомогою електро- і сейсмозв'язки були виділені самостійні Західно- і Східно-Коломацьке підняття. Їх будова детально вивчалась по горизонтах відбиття мезозою і палеозою.

У 1963 р. за результатами тематичних робіт по узагальненню результатів буріння (Є. А. Крюнер) виконано структурні побудови по покрівлі відкладів нижньої пермі.

Протягом 1965-1971 рр. на площі з метою деталізації будови Коломацької площі у відкладах мезозою, пермі та нижнього карбону проводились сейсмозв'язувальні дослідження МВХ, за результатами яких визначено, власне, Коломацьку складку (східна частина площі) та Турівський виступ (західна частина площі) [4, 5, 6].

Пошукові роботи на площі розпочаті у 1972 р. За період 1972-1978 рр. на Коломацькому піднятті пробурено дві пошукові свердловини: №№ 21 та 22.

У 1971-1987 рр. трестом “Укргеофізрозвідка” СУГРЕ сп 35/71, 31/77, 31/78, 37/86 проведені сейсмозв'язувальні роботи з метою вивчення геологічної будови Коломацької структури у нижньокам'яновугільних відкладах і уточнення пермських структурних планів [6, 7, 8].

У 1980-1984 рр. на Коломацькій площі проводилися повторні деталізаційні сейсмічні дослідження (сп 40/80, 40/82, 40/84), якими уточнено місцезнаходження склепіння Коломацької структури по горизонтах відбиття карбону, а також встановлено, що свердловини №№ 21 та 22 виявилися пробуреними в межах південно-східного крила структури в несприятливих структурних умовах [9, 10, 11].

У 1988-1990 рр. в склепінній частині підняття пробурено пошукову свердловину № 24 глибиною 5750 м (С<sub>1</sub>С<sub>2</sub>). При випробуванні пластів С-5<sub>1</sub>, С-5<sub>2</sub>, С-5<sub>3</sub> в інтервалі глибин 5455-5522 м отримано приплив газу дебітом 313,7 тис. м<sup>3</sup>/добу на штуцері діаметром 8,0 мм. Свердловиною № 24 відкрито Коломацьке родовище з промисловою газоносністю горизонту С-5 серпуховського ярусу нижньокам'яновугільних відкладів.

Тематичними роботами 1996 р. підтверджено і уточнено геологічну будову Коломацької і Турівської структур у відкладах серпуховського і башкирського ярусів [12].

В дослідно-промислову розробку родовище введено в липні 1999 р. свердловиною № 24 згідно “Плану дослідної експлуатації свердловини № 24 Коломацького родовища”.

У 2003 р. на Дмитренківській площі, в склад якої входить і Коломацька, Київською геофізичною експедицією ДГП “Укргеофізика” (сп 1/2003) проведені сейсмозвідувальні роботи МСГТ з метою уточнення геологічної будови площі по відкладах нижньої пермі, вивчалися умови залягання відкладів московського і башкирського ярусів середнього карбону та верхньосерпуховських утворень нижнього карбону для уточнення моделі Коломацького ГКР [13].

В результаті проведених сейсмозвідувальних робіт виконані структурні побудови за горизонтом відбиття  $V_{B_1}^1$  – середня частина верхньосерпуховського під'ярусу та покрівлі пісковика продуктивного горизонту С-5. Нові дані суттєво змінили попередні уявлення про будову Коломацької структури, що сприяло внесенню коректив до плану подальшої розвідки родовища.

В південно-західній частині площі сейсмозвідкою виявлено інше склепіння, відокремлене від опошукваного (Коломацького склепіння) площиною скиду, яке було назване Південно-Коломацьке.

Також уточнено геологічну модель будови Коломацького та Південно-Коломацького склепінь по відкладах серпуховського ярусу нижнього карбону, мережу тектонічних порушень.

У 2020-2021 рр. на Коломацькій – Південно-Коломацькій площі проведені широкоазимутальні сейсмозвідувальні роботи за технологією 3D з подальшою інтерпретацією матеріалів ТОВ “ВІКОІЛ ЛТД”, на яких ґрунтується сучасна структурно-тектонічна модель площі робіт. В результаті

виконаних робіт уточнено геологічну будову Коломацької та Південно-Коломацької структур [14]. Побудовано структурні карти по горизонтах відбиття  $V_{b_2}^{3-p}$  (в підошовній частині відкладів башкирського ярусу середнього карбону),  $V_{v_1}^1$  (нижня частина відкладів верхньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону (покрівля продуктивного горизонту С-5),  $V_{v_1}^2$  (в підошовній частині відкладів верхньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону),  $V_{v_2}^1$  (верхня частина відкладів верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону) та  $V_{v_3}$  (відклади нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону) в масштабі 1:25 000. Побудовано карти товщин між цільовими горизонтами, карти ізохрон та швидкостей до відповідних горизонтів, а також сейсмічні та геологічні профілі. Підготовлено паспорт на Східно-Коломацький перспективний об'єкт [15].

У 2023-2024 рр. Центром обробки DMT Petrologic GmbH Co. & KG переоброблені польові сейсмічні дані 2020-2021 рр.

На основі переоброблених даних впродовж 2023-2024 рр. проведено роботи з виявлення та підготовки до пошукового буріння перспективних об'єктів фахівцями АТ "Укргазвидобування": департаментом геофізичного супроводу (В. Антонюк, Л. Мартинюк), департаментом стратегічних офшорних проєктів (А. Жадан) та департаментом традиційних ресурсів ДДЗ (І. Карпенко, В. Репринцев). Для локального прогнозу неантиклінальних пасток ВВ комбінованого типу на Сніжківській площі використані сучасні технології обробки і інтерпретації сейсмічних даних.

Сніжківський пошуковий об'єкт виявлено і науково обґрунтовано у межах південного схилу Коломацької структури за аномаліями типу поклад у розрізі асельського ярусу нижньої пермі (А-8), гжельського ярусу верхнього карбону (Г-10) та московського ярусу середнього карбону (М-3).

У 2024 р. за матеріалами виконаних робіт в УкрНДІгазі створено геолого-геофізичну 3D модель Сніжківського об'єкту і складено "Паспорт на Сніжківський пошуковий об'єкт" [16].

### 1.3 Геологічна будова площі

У відповідності до схеми регіонального тектонічного районування Сніжківський пошуковий об'єкт розташований у південно-східній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини (рис. 1.2).

У складі Коломацького підняття Сніжківський пошуковий об'єкт є південно-східним продовженням Котелевсько-Березівсько-Кисівської групи брахіантиклінальних підняттяв. Входить до складу Рябухинсько-Північно-Голубівського газоносного району Східного нафтогазоносного регіону України [17].

#### 1.3.1 Стратиграфія та літолого-фізична характеристика розрізу.

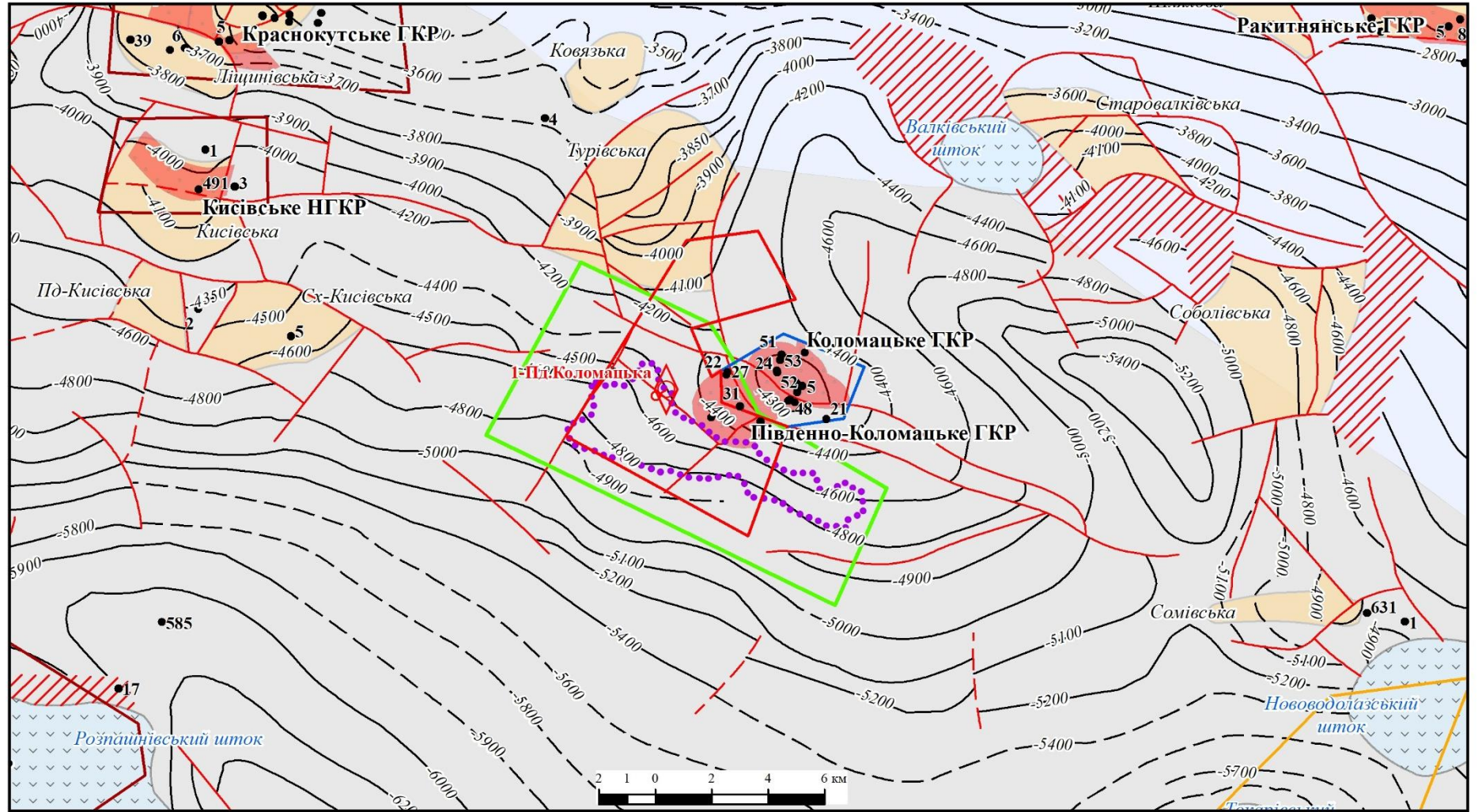
Найдавніші відклади, що розкриті свердловинами у межах Коломацької структури, це утворення пізньосерпуховського віку. Розріз вивчений до глибини 5805 м.

На ділянці досліджень свердловинами розкрито комплекси осадових порід серпуховського ярусу нижнього карбону, башкирського та московського ярусів середнього карбону, касимовського та гжельського ярусів верхнього карбону, пермської системи палеозою, тріасової, юрської та крейдової системами мезозою, палеогенові, неогенові та четвертинні утворення кайнозойського віку.

В межах Сніжківського об'єкта пошуково-розвідувальним бурінням передбачається розкрити верхи московського ярусу середнього карбону, відклади верхнього карбону, пермі, тріасу та кайнозою.

В геологічній будові Сніжківського об'єкта приймають участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем.





- |                                       |   |                              |                                       |  |  |
|---------------------------------------|---|------------------------------|---------------------------------------|--|--|
| <b>Об'єкт АТ "Укргазвидобування":</b> |   | <b>Умовні позначення:</b>    |                                       | <b>Регіональне тектонічне районування:</b> |  |
|                                       | Коломацьке родовище (№5967)                       |                              | - ізогіпси горизонту відбиття карбону |  | - приюсова зона                          |
|                                       | Південно-Коломацьке родовище (№6285)              |                              | - тектонічне порушення                |  | - північна Прибортова зона               |
|                                       | на який отримано спеціальний дозвіл (видобування) |                              | - зона втраги кореляції               |  | - район робіт                            |
|                                       | на який отримано спеціальний дозвіл (УРП)         | <b>Свердловина проєктна:</b> |                                       |  | - контур АТП продуктивного горизонту А-8 |
|                                       |   |                              | - устя                                |  | - вибій                                  |
|                                       |   |                              |                                       | 1, 2, 3, 4, ..., 10                        | ● - пробурена свердловина                |

Рисунок 1.2 – Оглядова структурно-тектонічна схема району робіт

## Палеозойська ератема (PZ)

Палеозойська ератема розглядається в об'ємі кам'яновугільної та пермської систем.

## Кам'яновугільна система (C)

Кам'яновугільна система представлена нижнім, середнім та верхнім відділами.

### Нижній відділ (C<sub>1</sub>)

Нижньокам'яновугільні відклади представлені утвореннями трьох ярусів: турнейського, візейського і серпуховського.

### Турнейський ярус (C<sub>1t</sub>)

Відклади турнейського ярусу розкриті свердловинами на Високопольському та Качалівському родовищах. Складені теригенними і карбонатними породами, товщина яких значно змінюється як за рахунок нерівномірного осадконакопичення, так і розмивів.

Товщина становить від 72 м до 216 м.

### Візейський ярус (C<sub>1v</sub>)

Візейські відклади представлені нижнім та верхнім під'ярусами.

Розріз складений вапняками та аргілітами з рідкими прошарками алевролітів та пісковиків.

Аргіліти темно-сірі до чорних, шаруваті, іноді слюдисті, міцні, з великою кількістю обвугленого рослинного детриту, зі стягненнями піриту з прошарками пісковиків.

Пісковики світло-сірі, щільні, дрібнозернисті, кварцові, з кварцово-карбонатно-каолінітовим цементом.

Вапняки темно-сірі до чорних, приховано кристалічні, подекуди глинисті, з наявністю окременилих спікул губок, з кристалами альбіту по уривках криноїдей, брахіопод.

Нижньовізейські відклади згруповані у літологічні пачки В-26-27 та В-24-25.



Розкрита товщина відкладів нижньовізейського під'ярусу складає 119-183 м.

#### Верхньовізейський під'ярус (C<sub>1</sub>V<sub>2</sub>)

Верхньовізейські відклади розглядаються в об'ємі X-XI мікрофауністичних горизонтів і представлені продуктивними горизонтами В-16, В-15, які літологічно складені чергуванням заплаво-затокових алевролітів та аргілітів з прошарками пісковиків і вапняків; та горизонтом В-14, літологічно відмінним від нижчезалягаючих відкладів, який характеризується зменшенням глинистих різновидів і являє собою перешарування пісковиків та алевролітів з малопотужними прошарками вапняків та аргілітів.

Пісковики сірі, світло-сірі, дрібнозернисті, нерівномірно-алевритові, з косохвилястою та лінзовидною шаруватістю. Алевроліти сірі до темно-сірих, слюдисті, з горизонтально хвилястою шаруватістю та з гідрослюдисто-карбонатним цементом. Аргіліти темно-сірі до чорних, ділянками алевроитові, шаруваті, щільні, ділянками з дзеркалами ковзання. Вапняки сірі, з коричневим відтінком та темно-сірі, криноїдні, з домішкою піщано-алевритового матеріалу та залишками органічного детриту остракод, брахіопод, гастропод, коралів, моховаток, голками морських їжаків та поодинокими форамініферами: *Endothyra similis* Raus. Et Reitl., *Loeblichia af. Ukrainica* Brazhn., *Howchinia gibba* Moell., *Archaediscus krestovnikovi* Raus., *Eostaffella mosquensis var. Acuta* Raus., *Pseudoendothyra ex gr illustria* Viss.

#### Серпуховський ярус (C<sub>1</sub>S)

Серпуховські відклади представлені нижнім та верхнім під'ярусами.

#### Нижньосерпуховський під'ярус (C<sub>1</sub>S<sub>1</sub>)

Відклади нижньосерпуховського під'ярусу у межах Коломацької структури не розкриті свердловинами, у межах Краснокутської – розкриті і відносяться до IX мікрофауністичного горизонту. Всі різновиди порід згруповані в горизонти С-23, С-22, С-21, С-19-20, С-17-18 та С-16, які літологічно складені алевроито-глинистими породами з прошарками пісковиків

та вапняків. Пісковики сірі та темно-сірі, дрібнозернисті, міцноцементовані, з великою кількістю стилітових швів та з запахом вуглеводнів. Алевроліти сірі, темно-сірі, вапнисті, з тонкими прошарками глинистого та піщаного матеріалу, міцні, щільні, з уламками макрофауни. Аргіліти темно-сірі до чорних, тонковідмучені, на окремих ділянках алевритові, вапнисті, з вуглистим детритом. Вапняки сірі, з коричневим відтінком та темно-сірі, криноїдні, з різнозернистою, від крупно- до дрібнозернистою текстурою, та з ділянками перекристалізації, з домішкою піщано-алевритового матеріалу та залишками остракод, брахіопод, гастропод, моховаток, коралів, голок морських їжаків та поодинокими форамініферами: *Endothyra ex gr. Bradyi* Mikh., *Archaediscus ex gr. Krestovnikovi* Raus., *Eosigmoilina minuta* Brazhn.

Товщина нижньосерпуховського під'ярусу становить 466 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C<sub>1</sub>S<sub>2</sub>)

Верхньосерпуховський під'ярус трансресивно залягає на розмитих нижньосерпуховських відкладах і представлений в об'ємі VIII та V-VII мікрофауністичних горизонтів. Верхня і нижня границі під'ярусу приурочені до перерви в осадконакопиченні. В розрізах свердловин Південно-Коломацького родовища підшва верньосерпуховського під'ярусу не розкрита. Вік мікрофауністичного горизонту встановлений на основі фауністичних досліджень вапняків.

Літологічно розріз представлений чергуванням піщаних та глинистих пачок з прошарками вапняків, подекуди мергелю. В керні вивчені всі різності порід.

Пісковики білі, світло-сірі, середньо-, дрібнозернисті, алевритисті, слюдисті, ущільнені, з міліметровими прошарками вуглистої речовини, середньо-, міцноцементовані регенераційно-кварцовим та вапняним цементом, з субгоризонтальними сутурними швами, виповненими вуглистою речовиною, з субгоризонтальною плитчастою окремістю, з вуглефікованим рослинним детритом, тріщинуваті.

Аргіліти темно-сірі до чорних, чорні, вуглисті, вапнисті, тонкослюдисті, алевритисті з прошарками алевроліту, мергелю, пісковика, з детритом брахіопод, двостулкових молюсків, криноїдей, з стилітовими швами, горизонтально шаруваті, середньої міцності, ущільнені, з шкарлупуватою, плитчастою окремістю, скабистим та черепашковим зломом, з відбитками вуглистої рослинності, з конкреціями сидериту, тонкопіритизовані, з прихованою тріщинуватістю.

Алевроліти сірі, коричнево-сірі, місцями глинисті, полого-, хвилясто-шаруваті, з конкреціями піриту, щільні, з численними вуглефікованими відбитками рослин.

Мергель світло-сірий до сірого, брекчієвидний, щільний.

Вапняки темно-сірі, тонко-, мікрозернисті, органогенно-детритові (криноїдні), шаруваті, тріщинуваті, глинисті, доломітові, з органічними залишками, перекристалізованими, піритизованими, доломітизованими, кородованими (криноїдеї, дрібні поодинокі остракоди, голкошкірі, уламки брахіопод, гастропод, спікули губок, коралів, моховаток, водоростей) та форамініферами.

В свердловинах Коломацького родовища у відкладах VIII мікрофауністичного горизонту визначені форамініфери: *Earlandia vulgaris* Raus. Et Reitl., *Tuberitina* sp., *Pseudoglomospira elegans* Reitl., *Loeblichia* sp., *Endothyra* ex gr. *Brady* Mikh., *Archaediscus moelleri* Raus., *Archaediscus cornuspiroides* Brazhn. Et Vdov., *Archaediscus* sp., *Eostaffella mirifica* Brazhn., *Eostaffella constricta* Gan., *Eostaffella* sp.

Максимальна розкрита товщина VIII мікрофауністичного горизонту в межах площі робіт становить 96.

V-VII мікрофауністичні горизонти незгідно залягають на утвореннях VIII мікрофауністичного горизонту. По каротажній характеристиці та даних літологічних досліджень в межах V-VII мікрофауністичних горизонтів виділені горизонти С-5, С-4, С-3, С-2.

Літологічно ці горизонти складені чергуванням пісковиків та аргілітів з одиничними прошарками алевролітів та поодиноких вапняків, причому домінуюча роль належить пісковикам. До пісковиків горизонтів С-4, С-5 приурочені поклади вуглеводнів.

В керні представлені всі різності порід.

Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, горизонтально-шаруваті, іноді пологохвилясто- та дрібнолінзовидно шаруваті, середньої міцності та аргіліти чорні, вуглисті, вапнисті, з численним детритом криноїдей та брахіопод.

Пісковики сірі, з попільним відтінком, середньо-, дрібнозернисті, міцно-, середньо зцементовані глинисто-кварцовим цементом, косошаруваті, з різноспрямованими прожилками чорного глинисто-вуглистого матеріалу та пісковики світло-сірі, тонкозернисті до алевроліту крупнозернистого, міцнозцементовані глинистим цементом, полого-, хвилясто шаруваті, щільні, по глинисто-вуглистих прошарках тріщинуваті.

Вапняки світло-сірі, мікрокристалічні, з макрофауною брахіопод, щільні, міцні.

Алевроліти сірі, з коричневим відтінком, міцнозцементовані глинистим цементом, шаруваті, з вуглефікованими відбитками рослин.

Горизонти С-3, С-2 літологічно складені переважно аргілітовою товщею з малочисельними та малопотужними прошарками пісковиків, алевролітів та подекуди вапняків. За даними геофізичних досліджень пісковики та алевроліти ущільнені.

В керні вивчені піщано-глинисті різності порід.

Пісковики світло-сірі, середньо-, дрібнозернисті з вуглисто-слюдистими прошарками, полого-, хвилясто-, косошаруваті, міцнозцементовані переважно глинистим, глинисто-карбонатним цементом, з крупними вуглефікованими рештками.

Аргіліти темно-сірі до чорних, чорні, алевритисті вуглисті, горизонтально-шаруваті, полого-, хвилясто-, дрібнолінзовидношаруваті з

прошарками світло-сірого алевроліту, з численними фрагментами дзеркал ковзання, з вуглефікованим рослинним детритом, з субгоризонтальними та субвертикальними тріщинами, з плитчастою окремістю, з відбитками і ядрами двостулкових молюсків.

В свердловинах площі у відкладах V-VII мікрофауністичних горизонтів в породах виявлені дрібні органічні залишки, представлені криноїдеями, остракодами, моховатками, голками брахіопод, голкошкірими, форамініферами. Визначені: *Earlandia vulgaris* Raus. Et Reitl., *Tuberitina* sp., *Ammodiscus multivolutus* Reitl., *Tolypamma ex gr. Complicata* Reitl., *Ammovertella* sp., *Endothyra spirilliniformis* Brazhn. Et Pot., *Globivalvulina* sp., *Archaediscus subcylindricus* Brazhn. Et Pot., *Neoarchaediscus* sp., *Asteroarchaediscus subbaschkiricus* Reitl., *Asteroarchaediscus postrugosus* Reitl., *Asteroarchaediscus* sp., *Eostaffella pseudostruvei* Raus. Et Bell., *Eostaffella postmosquens* Kir., *Eostaffella* sp.

Товщина V-VII мікрофауністичних горизонтів коливається в межах 262 м – 372 м.

Середній відділ (C<sub>2</sub>)

Середній відділ кам'яновугільної системи на площі досліджень представлений башкирським та московським ярусами.

Башкирський ярус (C<sub>2</sub>b)

Башкирські відклади залягають зі стратиграфічною незгідністю на розмитих серпуховських утвореннях і розглядаються в об'ємі світ C<sub>1</sub><sup>5</sup>, C<sub>2</sub><sup>1</sup>, C<sub>2</sub><sup>2</sup>, C<sub>2</sub><sup>3</sup> та C<sub>2</sub><sup>4</sup>.

Світа C<sub>1</sub><sup>5</sup> літологічно представлена аргілітами, пісковиками з прошарками алевролітів, вапняків, згрупованих в літологічні пачки Б-12-13 та Б-11.

В літофаціальному відношенні відклади прибережно-морського генезису.

В башкирському відкладі на глибині 5286-5287 м, відібрано вапняк темно-сірий, детритусово-шламовий, який складається із залишків криноїдей, пелеципод, остракод, мшанок та черепашок наступних форамініфер:

*Neoarchaediscus postrudosus* Reitl., *Eostaffella* sp., *Archaediscus donetzianus* Sosn., *Tetrataxis* cf. *Acutiformis* Pot., *Tuberitina maljavkini* Mikh., *Eostaffella pseudostruvei* Raus. Et Bel. Var. *Neoarchaediscus* cf. *Akchimensis* Jrozd, Arch. *Subcylindricus* Brazh. Et Pot. Var. *Compacta* Man.

Комплекс форамініфер характерний для світи  $C_1^5$ .

В керні вивчені аргіліти чорні, вапнисті, горизонтально-шаруваті з черепашковим детритом, з вуглефікованими відбитками рослинності, ядрами молюсків, фрагментами дзеркал ковзання.

Алевроліти світло-сірі.

Товщина світи  $C_1^5$  становить 163-185 м.

Світа  $C_2^1$  літологічно складена чергуванням вапняків та аргілітів з прошарками пісковиків та алевролітів, згрупованими в літологічну пачку Б-10. Нижня границя світи проведена в підшві маркуючого вапняку  $F_1$ .

Вапняки сірі, прихованокристалічні, глинисті, детритові, з включенням вуглистою матеріалу.

Аргіліти сірі, темно-сірі, слюдисті, щільні.

Пісковики сірі, зеленувато-сірі, дрібно-, середньозернисті, поліміктові, слабовуглисті.

Алевроліти сірі, слабоглинисті, місцями слюдисті, міцнозцементовані.

Товщина світи  $C_2^1$  складає 103-122 м.

Світа  $C_2^2$  літологічно представлена аргілітами з прошарками алевролітів та вапняків, згрупованих в літологічні пачки Б-9 та Б-8. Нижня границя світи проведена в підшві маркуючого вапняку  $G_1$ .

Аргіліти сірі, темно-сірі, слюдисті, щільні.

Алевроліти сірі, слабоглинисті, місцями слюдисті, міцнозцементовані.

Вапняки сірі, прихованокристалічні, глинисті, детритові з включенням вуглистою матеріалу.

Товщина світи  $C_2^2$  складає 139-144 м.

Світа  $C_2^3$  літологічно складена аргілітами, алевролітами та пластами пісковиків, які мають мінливий характер розвитку. Нижня границя світи

проведена в підосві маркуючого вапняку  $H_1$ . Всі різновиди порід згруповані в літологічні пачки Б-6-7, Б-3-4-5.

Аргіліти сірі, темно-сірі, слюдисті, щільні.

Пісковики сірі, зеленувато-сірі, дрібно-, середньозернисті, поліміктові, слабовуглисті.

Алевроліти сірі, слабоглинисті, місцями слюдисті, міцнозцементовані.

Вапняки сірі, прихованокристалічні, глинисті, детритові з включенням вуглистого матеріалу.

Товщина світи  $C_2^3$  складає 225-242 м.

Світа  $C_2^4$  літологічно представлена перешаруванням алевролітів, пісковиків та аргілітів у складі літологічних пачок Б-1-2. Нижня границя світи проведена в підосві маркуючого вапняку  $J_1$ .

Пісковики сірі, зеленувато-сірі, дрібно-, середньозернисті, поліміктові, слабовуглисті.

Алевроліти сірі, слабоглинисті, місцями слюдисті, міцнозцементовані.

Вапняки сірі, прихованокристалічні, глинисті, детритові з включенням вуглистого матеріалу.

Аргіліти сірі, темно-сірі, слюдисті, щільні.

Товщина світи  $C_2^4$  складає 116-135 м.

Загальна товщина башкирського ярусу на площі робіт, що розкрита свердловинами, складає 599-744 м.

Московський ярус ( $C_2m$ )

Московський ярус залягає зі стратиграфічною незгідністю на башкирських відкладах. В літофаціальному відношенні московські відклади представлені субконтинентальними утвореннями – чергуванням потужних пластів пісковиків, алевролітів та аргілітів з прошарками вапняків, серед яких в розрізах добре простежується маркуючий вапняк  $M_9$ . Всі різновиди порід згруповані в літологічні пачки М-6-7, М-4-5, М-2-3, М-1.

Пісковики світло-сірі і сірі, середньозернисті, погано відсортовані, слабозцементовані глинистим цементом. З інтервалу глибин 4467-4479 м



(горизонт М-7) відібрано пісковик сірий, мезоміктовий, погано відсортований, середньозернистий, алевритовий, з глинистим цементом (35-38 %), гідрослюдиного складу, базально-порового, контактено-порового та плівково-порового типів.

Алевроліти темно-сірі, дрібнозернисті, місцями слабовапнисті, міцні, слабослюдисті, з вуглистим детритом.

Аргіліти сірі, темно-сірі, щільні, плитчасті, слабоалевритисті, слабослюдисті, з прошарками глинистих вапняків.

Вапняки сірі, дрібнозернисті та алевритисті, збагачені фауністичними рештками.

Розкрита товщина ярусу по площі складає 646-689 м. У проєктних свердловинах буде розкрито 300-345 м відкладів верхньої частини московського ярусу, подошва не розкриватиметься.

Верхній відділ (С<sub>3</sub>)

Верхній відділ представлений касимовським та гжельським ярусами.

Касимовський ярус (С<sub>3k</sub>)

Касимовський ярус розглядається в об'ємі верхньої частини ісаївської та авилівської світ.

Ісаївська світа (С<sub>3</sub><sup>1</sup>) згідно залягає на московських відкладах. Нижня границя світи проводиться в подошві вапняку N<sub>2</sub>, який в розрізах свердловин Коломацького родовища заміщується пісковиками. Літологічно світа представлена аргілітами з прошарками пісковиків та алевролітів.

Аргіліти сірі, темно-сірі, майже чорні, щільні, слюдисті.

Пісковики світло-сірі, зеленувато-сірі, різнозернисті, місцями конгломератовидні, слюдисті, середньо-, міцнозцементовані.

Алевроліти сірі, ущільнені, сильнослюдисті.

Вапняки темно-сірі, сірі, міцні, дрібнозернисті, глинисті, алевритисті (10-15 %), з фауністичними залишками поганої схоронності – стінки черепашок перекристалізовані. Встановлені уламки пелеципод, членики трилобітів.



В шліфах спостерігаються примазки органічної речовини темно-коричневого кольору.

Товщина світи  $C_3^1$  складає 77-81 м.

Авилівська світа ( $C_3^2$ ) складена пісковиками та аргілітами з малочисельними прошарками алевролітів, вапняків. Нижня границя світи проведена в підшві вапняку  $O_1$ .

Пісковики сірі, середньо-, крупнозернисті, слюдисті, середньозцементовані.

Аргіліти темно-сірі, сірі, буро-коричневі, щільні, слюдисті, з прошарками вапняків та алевролітів.

Вапняки сірі, прихованокристалічні, міцні.

Товщина світи  $C_3^2$  складає 345-371 м.

Гжельський ярус ( $C_{3g}$ )

Гжельський ярус представлений в об'ємі араукаризованої та картамиської світи.

Араукаризова світа ( $C_3^3$ ) літологічно складена чергуванням потужних пластів пісковиків та аргілітів з малочисельними прошарками алевролітів. Нижня границя світи проведена в підшві вапняку  $P_1$ . Всі різновиди порід згруповані в літологічні пачки Г-13-Г-10, Г-9-Г-7.

Аргіліти сірі, коричнювато-сірі, зеленувато-сірі, слюдисті.

Алевроліти і пісковики коричневато-сірі, зеленувато-сірі, різнозернисті, середньозцементовані.

Товщина світи  $C_3^3$  становить 248-291 м.

Картамиська світа ( $C_{3kt}$ ) завершує розріз верхньокам'яновугільних відкладів і представлена нижньою її частиною. За геофізичною характеристикою розріз світи відрізняється від підстилаючих відкладів збільшенням глинистості і літологічно світа представлена алеврито-глинистими породами з прошарками пісковиків. Товщина світи  $C_{3kt}$  складає 84-110 м.

Розкрита товщина відкладів  $C_3^3+C_3kt$  становить 675-812 м, у проєктних свердловинах очікується 805-870 м.

Пермська системв (P)

На площі пермські відклади представлені нижнім відділом.

Нижній відділ ( $P_1$ )

Нижній відділ в межах площі досліджень представлено асельським і сакмарським ярусами.

Асельський ярус ( $P_{1a}$ )

До складу асельського ярусу входять пермська частина картамиської світи, микитівська та слов'янська світи.

За літологічними ознаками нижньопермські відклади розділяються на дві товщі: нижню – теригенну, яка відповідає картамиській світі Донбасу (верхня частина) та верхню – хемогенну, яка є аналогом микитівської, слов'янської та краматорської світ Донбасу.

Картамиська світа ( $P_{1kt}$ ) представлена верхньою її частиною, літологічно складена аргілітами коричнево-бурими, темно-сірими, слюдистими, щільними, з прошарками алевролітів темно-сірих, слюдистих, щільних та пісковиків коричнево-бурих, різнозернистих, слюдистих, середньо-, слабозцементованих. Всі різновиди порід згруповані в літологічну пачку А-8-А-7.

Товщина світи  $P_{1kt}$  становить 135-170 м.

Микитівська світа ( $P_{1nk}$ ) представлена чергуванням ангідритів, кам'яної солі, сірих доломітів, прошарками вапняків, темно-коричневих глин. Нижня границя світи впевнено проведена в підосві вапняку  $Q_8$ , який чітко фіксується на каротажних діаграмах. Всі різновиди порід згруповані в літологічну пачку А-5-А-4.

Товщина світи  $P_{1nk}$  становить 185-190 м.

Слов'янська світа ( $P_{1sl}$ ) складена чергуванням ангідритів, кам'яної солі, сірих доломітів, темно-коричневих глин. Всі різновиди порід згруповані в літологічні пачки А-3-А-2, А-1. Товщина світи  $P_{1sl}$  становить 265-285 м.

### Сакмарський ярус ( $P_{1s}$ )

Сакмарський ярус представлений крматорською світою.

Крматорська світа ( $P_{1km}$ ) представлена переважно кам'яною сіллю сірою, прозорою, з прошарками ангідритів. Товщина світи  $P_{1km}$  становить 190-215 м.

Розкрита свердловинами на площі робіт товщина нижньопермських порід дорівнює 758-819 м. Очікувана товщина порід нижньої пермі – 775-860 м.

### Мезозойська ератема (MZ)

Мезозойська ератема представлена тріасовою, юрською та крейдовою системами.

### Тріасова система (T)

Тріасові відклади залягають на розмитій поверхні ранньопермських утворень з різкою кутовою та стратиграфічною незгідністю. Представлена в об'ємі дронівської світи нижнього ( $T_1$ ) та середнього-верхнього ( $T_{2-3}$ ) відділів.

Відклади дронівської світи ( $T_{1dr}$ ) складені перешаруванням строкатобарвистих глин, щільних, слюдистих, піщанистих, пісковиків сірих, алевролітів строкатобарвистих, глинистих.

На дронівській світі з розмивом залягають середньо- і верхньотріасові відклади ( $T_{2-3}$ ), які представлені перешаруванням пісковиків сірих, зеленувато-сірих, дрібно-, крупнозернистих, вапнистих, слюдистих, які чергуються з глинами строкатобарвистими та алевролітами.

Загальна товщина розкритих на площі тріасових відкладів коливається в межах від 666 м до 687 м. У проектних свердловинах очікувана товщина відкладів складає 650-705 м.

### Юрська система (J)

На Південно-Коломацькій площі відклади юрської системи представлені середнім та верхнім відділами.

### Середній відділ ( $J_2$ )

Середньоюрські відклади незгідно залягають на тріасових утвореннях, представлені перешаруванням пісковиків блакитно-сірих, сірувато-

коричневих, бурувато-червоних, кварцових та глин строкатобарвистих, сірих, світло-сірих, алевритистих, щільних, з прошарками алевролітів сірих.

#### Верхній відділ (J<sub>3</sub>)

Представлений глинами строкатобарвистими (червоно-бурими, бурувато-коричневими, блакитно-сірими, зеленувато-сірими), піщанистими, слюдистими, пісковиками з прошарками алевролітів сірих, з прошарками вапняків сірих, зеленувато-сірих, місцями піщанистих.

Загальна розкрита товщина юрських відкладів складає від 581 м до 594 м. У проєктних свердловинах прогнозується товщина 565-635 м.

#### Крейдова система (K)

Крейдова система на Коломацькому родовищі представлена нижнім та верхнім відділами.

### 1.3.2 Тектоніка

Сніжківський об'єкт виявлений в межах південної зануреної частини Коломацької структури. В тектонічному відношенні знаходиться в південно-східній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини на південно-східному зануренні Котелевсько-Березівсько-Кисівського структурного валу. З півночі через Валківський прогин структура межує з Валківським соляним штоком, а з півдня – через велику монокліналь з Хрещищенським підняттям. В північно-західному напрямку від Коломацької структури розташована Турівська структура, а в південно-східній частині – Оленівська.

Згідно структурної карти по горизонту  $d_0^k$  (поверхня фундаменту  $p\epsilon$ ), що заломлюється (Манюта М. Г. та ін.), площа досліджень розташована над південно-східним закінченням Богодухівського виступу та південно-західним схилом Валківської западини. Фундамент в цій частині розбитий на блоки субширотними розломами.

За результатами регіональних сейсмічних досліджень (РП МСГТ Холми – Савинці) встановлено, що в межах досліджуваної площі поверхня

кристалічного фундаменту знаходиться на глибинах 10,5-11,5 км і шаблеподібно занурюється до вісі западини по системі згідних скидів, а в ядрі Коломацької складки, в інтервалі глибин приблизно 8,5-11,5 км, виділяється соляний купол девонської солі (за результатами сейсмозв'язувальних робіт 2020 р. тіло картується з глибини 6800 м), який ускладнений системою скидових порушень.

На фундаменті залягає осадова товща, яка розбита різноспрямованими скидовими порушеннями на окремі тектонічні блоки. На тлі залягання порід в осадовому чохлі розвинені позитивні структурні форми, які ускладнені диз'юнктивними дислокаціями.

У геологічній будові площі досліджень виділяються п'ять структурно-тектонічних поверхів: нижньовізейський, верхньовізейський, нижньосерпуховський, верхньосерпуховсько-нижньопермський та мезокайнозойський.

Район робіт характеризується проявами процесів соляного тектогенезу, що підтверджується наявністю тут соляних штоків (Валківський, Нововодолазький, Токарівський).

Коломацька структура у відкладах карбону та нижньої пермі розглядається, як частина протяжної геміантикліналі південно-східного простягання, яка обмежена порушеннями, що утворюють грабен просідання в межах центрального блоку структури, де закартовано Коломацьке та Південно-Коломацьке склепіння. Коломацька структура поступово виположується вгору по розрізу, а розвиток ділянки, в основному, пов'язаний з процесами галокінезу.

У відкладах верхньовізейського під'ярусу розміри центрального блоку Коломацької структури по покрівлі продуктивного горизонту В-16 в межах замкненої ізогіпси мінус 6300 м та обмежуючих його розривних порушень та складають 1,2 км × 4,6 км, амплітуда – 150 м, площа – 4,7 км<sup>2</sup>. Амплітуда скидів змінюється від 25 м до 250 м.

У відкладах верхньосерпуховського під'ярусу структура успадковує основні геологічні риси. Амплітуда порушень коливається від 25 м до 125 м, Розміри центрального блоку Коломацької структури по покрівлі основного продуктивного горизонту С-5 в межах замкненої ізогіпси мінус 5325 м та обмежуючих його розривних порушень складають 3,0 км × 8,6 км, амплітуда – 350 м, площа – 21,3 км<sup>2</sup>.

У відкладах башкирського ярусу середнього карбону розміри центральної частини збільшуються. Амплітуда обох скидів коливається від 25 м до 100 м. Розміри центрального блоку Коломацької структури по підшві башкирського ярусу середнього карбону в межах замкненої ізогіпси мінус 5100 м та обмежуючих його розривних порушень складають 3,7 км × 7,8 км, амплітуда – 325 м, площа – 15,4 км<sup>2</sup>.

Згідно структурних побудов по відкладах московського ярусу ( $Vb_1^1$ ) Коломацька структура ускладнюють дугоподібні системи розломів типу зсуво-скидів двох діагональних напрямів: південно-східного та південно-західного. Вертикальні амплітуди порушень, які поділяють її на окремі тектонічні блоки, варіюють від 30 м до 100 м, зменшуючись уверх за розрізом. Горизонтальна компонента зміщень за розломами не встановлена.

По відкладах верхнього карбону ( $Va_2$ ) та нижньої пермі ( $IV\Gamma_1$ ) Коломацька структура успадковує загальні риси будови, проте постає більш пологою, перетворюючись на структурну терасу. При цьому амплітуди більшості розломів згасають, через що окремі блоки вже не виокремлюються.

### 1.3.3 Нафтогазоносність

Площа робіт, в межах якої розташовані Південно-Коломацьке та Коломацьке газоконденсатні родовища, належить до Рябухинсько-Північно-Голубівського газоносного району Східного нафтогазоносного регіону України [17].

Поклади газу на Коломацькому родовищі за даними результатів ГДС та випробування пробурених свердловин приурочені до продуктивних

горизонтів С-4, С-5<sub>1</sub>, С-5<sub>2</sub>, С-5<sub>3</sub>, С-5<sub>4</sub>, С-6, С-7 верхньосерпуховського під'ярусу нижньокам'яновугільних відкладів, на Південно-Коломацькому – до продуктивних горизонтів С-5<sub>1</sub>, С-5<sub>2</sub>, С-5<sub>3</sub>.

По сусідству розташовані Наріжнянське, Краснокутське, Західно-Хрестищенське, Мар'їнське та Медведівське газоконденсатні родовища, Качалівське, Сахалінське та Кисівське нафтогазоконденсатні родовища, на яких поклади вуглеводнів встановлені в нижньопермсько-верхньокам'яновугільному (Медведівське, Сахалінське, Західно-Хрестищенське), середньокам'яновугільному (Сахалінське, Наріжнянське), верхньовізейсько-серпуховському (Наріжнянське, Краснокутське, Мар'їнське, Качалівське, Сахалінське, Кисівське) продуктивних комплексах.

Перспективи газоносності площі обумовлюються як приуроченістю її до регіональної нафтогазоносної зони ДДЗ, так і присутністю у розрізі перспективних горизонтів, продуктивність яких доведена на багатьох площах і родовищах.

Газоносність нижньопермських та верхньокам'яновугільних відкладів досить добре вивчена бурінням свердловин в межах Західно-Соснівського родовища та Шосейної площі. Газоносні горизонти встановлені в асельському ярусі нижнього відділу пермі та гжельському ярусі верхнього карбону.

У продуктивному горизонті А-8 виділяється два продуктивних пласта: А-8в та А-8н. Представлені піщано-алевритовими різницями. Ефективні газонасичені товщини пласта А-8в змінюються від 2,8 м до 18,2 м, пористість змінюється від 9,0 % до 15,6 %, газонасиченість – від 50,0 % до 74,6 %.

Ефективна газонасичена товщина пласта А-8н змінюється від 1,6 м до 11,4 м; пористість змінюється від 9,0 % до 18,3 %, газонасиченість – від 50,3 % до 83,7 %.

Цей горизонт на родовищі є одним з найбільш продуктивних – для нього характерні найбільші абсолютно вільні дебіти газу: 422 тис. м<sup>3</sup>/добу та 812 тис. м<sup>3</sup>/добу.



Газоносність горизонту доведена випробуванням у 29-ти свердловинах. Промислові припливи газу отримали в усіх свердловинах. При сумісному випробуванні I та II об'єктів (горизонти А-5н-А-8н) отримано промислові припливи газу абсолютно вільним дебітом від 42,5 тис. м<sup>3</sup>/добу до 64,9 тис. м<sup>3</sup>/добу. При випробуванні горизонту А-8н в інтервалі 3680-3690 м отримали приплив газу з конденсатом дебітом 36,2 тис. м<sup>3</sup>/добу на шайбі діаметром 5,7 мм.

На Західно-Соснівському родовищі продуктивний горизонт Г-11 складається із двох пластів – Г-11в та Г-11н. Колекторами є пісковики та алевроліти.

Ефективна газонасичена товщина пласта Г-11в змінюється від 1,6 м до 8,4 м, пористість змінюється від 10,0 % до 11,3 %, газонасиченість – від 78,6 % до 88,7 %.

Горизонт Г-11н повністю розкритий. Ефективна газонасичена товщина пласта Г-11н змінюється від 0,6 м до 9,0 м, пористість змінюється від 10,0 % до 13,3 %, газонасиченість – від 51,0 % до 85,0 %.

При сумісному випробуванні горизонтів Г-7н, Г-8в, Г-8н, Г-9в, Г-9, Г-10, Г-11в, Г-11н отримано приплив газу абсолютно вільним дебітом 2,146 тис. м<sup>3</sup>/добу. Горизонт Г-11н випробувано та отримано слабкий приплив газу (дебітом до 4 тис. м<sup>3</sup>/добу) та приплив газу (дебітом 7,2 тис. м<sup>3</sup>/добу на шайбі діаметром 8 мм) відповідно.

На Моспанівському ГКР встановлена газоносність московських, башкирських та верхньосерпуховських відкладів.

Газоносними виявилися горизонти М-3 (з ГВК), М-5, М-6, Б-1в.

Продуктивний горизонт М-3 газоносний за даними ГДС та представлений пісковиком в інтервалі глибин 2402,0-2412,4 м. Загальна товщина – 10,4 м, пористість – 18-22 %, газонасиченість – 65-72 %. В інтервалі глибин 2412,4-2416,2 м – перехідна зона, нижче, в інтервалі глибин 2416,2-2429,4 м, залягає водоносний глинистий пісковик пористістю 16-22 %.



Продуктивний горизонт М-5 газonosний за даними ГДС та представлений пісковиком в інтервалі глибин 2509,8-2514,8 м, алевролітом в інтервалі 2527,0-2536,0 м та глинистим пісковиком в інтервалі глибин 2536,0-2543,8 м. Загальна товщина – 21,8 м, пористість – 14-22 %, газонасиченість – 56-70 %.

Продуктивний горизонт М-6 газonosний за даними ГДС та представлений пісковиком в інтервалі глибин 2634,2-2638,6 м. Загальна товщина – 4,4 м, пористість – 22 %, газонасиченість – 82 %.

За результатами ГДС виділено 46 пластів, серед яких шість газonosних, один – ущільнено-газонасичений та 3 невизначених за характером насичення.

Продуктивний горизонт М-1 представлений за даними ГДС невизначеним за характером насичення пластом в інтервалі 2304,4-2306,4 м, пористістю 12,9 %, газонасиченістю 40 %.

Продуктивний горизонт М-3 газonosний за даними ГДС та представлений пісковиком в інтервалі 2419,7-2433,7 м. Загальна товщина – 14,0 м, пористість – 19,3 %, газонасиченість – 70 %.

Продуктивний горизонт М-5 газonosний за даними ГДС та представлений пісковиками в інтервалах 2528,2-2532,4 м, 2533,0-2535,2 м, 2549,5-2561,8 м, ущільнено-газонасичений за даними ГДС і представлений пісковиком в інтервалі глибин 2569,6-2571,0 м та невизначений за характером насичення в інтервалі глибин 2572,0-2573,4 м і 2574,5-2580,3 м. Загальна газонасичена товщина газonosних пісковиків – 16,2 м, пористість – 16,3-17,1 %, газонасиченість – 66-70 %. Загальна товщина ущільнено-газонасиченого пісковика – 1,4 м, пористість – 15,1 %. При випробуванні в експлуатаційній колоні продуктивного горизонту М-5 в інтервалах 2528,0-2535,0 м та 2550,0-2562,0 м отримано приплив газу дебітом 264,3 тис. м<sup>3</sup>/добу на шайбі діаметром 8 мм.

Продуктивний горизонт М-6 газonosний за даними ГДС та представлений пісковиками в інтервалах 2644,2-2646,2 м та 2657,5-2659,2 м. Загальна товщина – 3,7 м, пористість – 15,1-15,3 %, газонасиченість – 64-70 %. Нижче, в інтервалі 3817,0-3830,0 м, залягає водоносний пісковик з пористістю 17 %.

Застосування новітніх можливостей обробки і кількісної інтерпретації сейсмічних даних 3D підвищують ступінь геолого-геофізичної вивченості надр. Цей метод дає можливість виявляти та картувати неантиклінальні та комбіновані пастки, що має підвищити їх долю в запасах вуглеводнів.

В ході комплексної інтерпретації сейсмічних даних 3D та наявної геолого-геофізичної інформації (АТ “Укргазвидобування”, 2023-2024 рр.) були визначені регіональні умови осадконакопичення та локальні моделі седиментації, що пояснюють та підтверджують наявність порід колекторів, флюїдоупорів та материнських порід в межах зануреної частини південного схилу Коломацької структури.

Аномалії хвильового поля пов’язуються з покращенням колекторських властивостей та газонасиченням порід. Згідно розробленої концептуальної моделі осадконакопичення на схилі структури формувались локальні масиви пісковиків, які відокремлені від пачок піщаних порід, розкритих в межах присклепінної частини складки.

Наявність на ділянці досліджень аномалій типу поклад (Сніжківській об’єкт) та відмічені вище ознаки нафтогазоносності у відкладах карбону і пермі, які зустрічаються на суміжних площах, підтверджують перспективність ділянки досліджень щодо нафтогазоносності. Перспективи слід пов’язувати з продуктивними горизонтами асельського ярусу нижньої пермі, гжельського ярусу верхнього карбону та московського ярусу середнього карбону.

#### 1.3.4 Гідрогеологічна характеристика розрізу

У гідрогеологічному відношенні площа досліджень знаходиться в межах північного схилу Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. Осадова товща за гідрогеодинамічними та гідрогеохімічними особливостями водоносних комплексів за моделлю вертикальної гідрогеологічної зональності [18] розділяється на два гідрогеологічні поверхи – верхній та нижній.

До складу верхнього гідрогеологічного поверху входять водоносні комплекси кайнозою, крейди і частково юри. Комплекси генетично пов’язані

з супісками і пісками антропогенезу, пісками новоберексько-петрівської світи неогену, межигірсько-обухівської та бучацької світ палеогену, тріщинуватою крейдово-мергельною товщею та грубозернистими пісковиками сеноманського ярусу верхньої крейди.

Кайнозойські води прісні, за хімічним складом – сульфатні та гідрокарбонатні натрієві. Їх мінералізація становить 1,2-1,5 г/дм<sup>3</sup>, води використовуються для питного водопостачання. Характеризуються напірним режимом (дебіти досягають 60,0 м<sup>3</sup>/добу).

Водоносний комплекс верхньої крейди залягає в інтервалі глибин 310,0-1030,0 м і містить також напірні прісні води переважно гідрокарбонатного натрієвого складу.

Водоносні горизонти верхньої юри приурочені до невеликих за товщиною пластів пісковиків та вапняків оксфордського і келовейського ярусів та характеризуються невеликою багатоводністю. Води напірні прісні та слабосолонуваті. Мінералізація пластових вод досягає 2,5 г/дм<sup>3</sup>.

Під юрським флюїдоупором залягає нижній гідрогеологічний поверх, який містить водоносні комплекси і горизонти середньої юри, тріасу, нижньої пермі і карбону.

За класичними уявленнями науковців (І. Зіненко, О. Заріцький [18], О. Карцев [19], В. Колодій [20], Л. Капченко [21], В. Терещенко [22]) у структурі нижнього гідрогеологічного поверху нафтогазоносних басейнів виділяються дві гідрогеологічні зони – елізійна (ЕГЗ) та термодегідратаційна (ТДГЗ). Ці зони розділяються перехідною зоною, яка зазвичай залягає у температурному інтервалі 110,0-120,0 °С і отримала назву катагенетичного флюїдоупору (КФУ). Його утворення пояснюється з одного боку елізійним ущільненням глин, з другого – цементацією флюїдотривкої товщі силікатними і карбонатними речовинами, які виносяться з глибинних зон термодегідратації глинистих порід і мінералів. Важливим є те, що під КФУ набуває розвитку високотемпературна глибинна зона переважного газонакопичення, з якою генетично пов'язана низка аномальних явищ: аномально високі пластові тиски

(АВПТ), гідрохімічна інверсія, розвиток зон вторинного розущільнення, відроджених агресивних термодегідратаційних вод та інші. Таким чином, КФУ є своєрідним бар'єром, що розділяє елізійну та термодегідратаційну гідрогеологічні зони нижнього гідрогеологічного поверху, зони раннього та пізнього катагенезу, основну зону нафтогазонакопичення з фоновими гідростатичними тисками та глибинну зону переважного газонакопичення з АВПТ.

Середньоюрські водоносні горизонти приурочені до пісковиків бату та байосу, пластові води за хімічним складом – хлоридні натрієві та кальцієві, їх мінералізація дорівнює 50,0-70,0 г/дм<sup>3</sup>.

Триасовий водоносний комплекс пов'язаний з пісковиками. Пластові води – напірні. Дебіти сягають 8,5-26,0 м<sup>3</sup>/добу. За хімічним складом пластові води – хлоридні кальцієві та магнієві з мінералізацією 75,0-83,0 г/дм<sup>3</sup>, іноді – до 140,0 г/дм<sup>3</sup>.

Нижньопермський-верхньокам'яновугільний водоносний комплекс приурочений до товщ пісковиків, які розділяються потужними шарами глин та аргілітів картамиської світи. Комплекс залягає під регіональним водоупором пермських евапоритів. Пластові води за хімічним складом – хлоридні натрієві з мінералізацією 110,0-115,0 г/дм<sup>3</sup>, серед мікрокомпонентного складу виділяється йод – 8,5 мг/дм<sup>3</sup>, бром – 257,3 мг/дм<sup>3</sup>, бор – 8,5 мг/дм<sup>3</sup>, аміак – 90,0 мг/дм<sup>3</sup>.

У відкладах московського і башкирського ярусів середнього карбону водоносними є потужні пласти пісковиків товщиною до 40,0 м і вапнякові шари.

Колектори містять міцні хлоридні кальцієві розсоли з густиною 1110,0-1140,0 кг/м<sup>3</sup> та мінералізацією 200,0-227,0 г/дм<sup>3</sup>.

Пластові води напірні, дебіти можуть досягати 20,0 м<sup>3</sup>/добу та більше.

Під глинисто-карбонатною товщею башкирської плити залягає найнижчий з розкритих на Коломацькому родовищі флюїдоносних комплексів – серпуховського ярусу нижнього карбону. Водоносні горизонти пов'язані з

різнозернистими пісковиками пластів С-3-С-9 верхнього серпухова. Пласти мають мінливий характер залягання по площі і невисокі дебіти при випробовуванні 2,0-2,5 м<sup>3</sup>/добу. За хімічним складом пластові води являють собою міцні розсоли хлоридного кальцієвого типу з мінералізацією 205,0-250,0 г/дм<sup>3</sup>. Серед мікрокомпонентів переважають йод та бром.

Дані про хімічний склад підземних вод в межах площі наведені в таблиці.

КОПІЮВАТИ ЗАБОРОНЕНО 103М-23

Таблиця – Хімічний склад пластових вод у розрізі Коломацького та Південно-Коломацького ГКР

№ св.	Інтервал перфорації, м горизонт	М, г/дм <sup>3</sup> густ., кг/м <sup>3</sup> рН	Компонентний склад: мг/л, мг-екв/л, %-екв						$\frac{J}{Br^-}$ , мг/л	$\frac{rNa/rCl}{rCa/rMg}$	Примітка
			Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>			
24- Коломацька	C <sub>2</sub>	226,52 1156,0 4,5	140067,00 3950,00 49,98	8,23 0,17 0,01	73,20 1,20 0,01	65006,50 2826,37 35,78	195339,00 975,00 12,33	1824,00 150,00 1,89		0,72 6,50	
24- Коломацька	C <sub>2</sub>	194,68 1137,0 5,0	120564,00 3400,00 49,89	344,75 7,18 0,10	48,80 0,80 0,01	55958,50 2432,98 35,70	15030,00 750,00 11,00	2736,00 225,00 3,30		0,72 3,33	
24- Коломацька	5624-5635 C <sub>1s2</sub> , C-7	241,24 1170,0 5,3	151719,00 4278,60 49,94		329,40 5,40 0,06	56892,30 2473,69 28,88	26160,02 1305,39 15,23	6139,77 504,92 5,89	29,93 48,73	0,58 2,59	B <sup>3+</sup> = 27,09 мг/дм <sup>3</sup>
51- Коломацька	5471-5528 C-5	245,53 1169,0 6,05	156024,00 4400,00 49,84	314,31 6,54 0,07	378,20 7,87 0,09	57831,43 2514,41 28,48	20040,00 1000,00 11,33	10944,00 900,00 10,19	3,39 434,16	0,57 1,11	CO <sub>2</sub> = 695,0 мг/дм <sup>3</sup>
31-Південно- Коломацька	5440-5475 C-5	79,7 1052,0 6,6	49644,00 1400,00 49,70	52,66 1,10 0,04	451,40 7,40 0,26	19745,50 858,50 30,48	8016,00 400,00 14,20	1824,00 150,00 5,32	1,27 26,80	0,61 2,67	
31-Південно- Коломацька	5440-5475 C-5	116,2 1065,0 5,4	70920,00 2000,00 49,60	264,12 5,49 0,14	658,00 10,80 0,26	35564,67 1546,29 38,35	7815,60 390,00 9,67	972,30 80,00 1,98	1,27 18,76	0,77 4,87	
34-Південно- Коломацька	5397-5560	252,7 1205,0 4,5	156024,00 4400,00 49,81	655,93 13,67 0,15	207,40 3,40 0,04	67552,61 2937,07 33,25	26052,00 1300,00 14,72	2188,80 180,00 2,03	10,58 -	0,67 7,22	

## 2 МЕТОДИКА РОБІТ

При виконанні кваліфікаційної роботи необхідно було зібрати дані з фактичного матеріалу, їх узагальнення, систематизацію, кореляцію, а також побудову карт, що відображають фізико-літологічні характеристики порід-колекторів горизонту С-5 нижнього карбону на Південно-Коломацькій площі. Карти будувалися з урахуванням пористості, проникності, потужності колекторів та інших параметрів, що мають значення для геологорозвідувальних і видобувних робіт.

Для роботи з даними було обрано пакет програм «Microsoft Office», зокрема «MS Excel», для первинної обробки даних та створення бази. Для побудови карт використовувалася програма «Surfer», яка дозволяє ефективно інтерполювати дані та будувати ізолінії.

Невід'ємної частинної роботи став морфологічний аналіз. Вивчення порід-колекторів передбачало:

1. Морфографію – опис форми та структури пластів, їх латеральну мінливість;
2. Морфометрію – вимірювання параметрів, таких як товщина, пористість, проникність;
3. Морфогенез – аналіз процесів формування порід-колекторів, що дає змогу оцінити вплив тектоніки та седиментаційних умов.

Ці аспекти дозволили нам оцінити зміну властивостей горизонту С-5 у просторі та дати характеристику його перспективності.

Зібрані фактичні дані систематизувалися в табличній формі за допомогою «MS Excel», що дозволило створити базу для подальшого аналізу. Основні показники, що підлягали узагальненню, були пористість, проникність, товщина порід.

Для обробки геологічних даних застосовувався метод середніх величин, що дозволяє визначити узагальнені характеристики досліджуваних

параметрів. Цей метод надає можливість згладжування випадкових відхилень і виявлення закономірностей.

Після підготовки бази даних було побудовано карти у програмі «Surfer-21». Основні етапи включали в себе: інтерполяція даних, побудова ізоліній, аналіз латеральних змін.

Метод ізоліній, завдяки своїй наочності, дозволив виявити області з підвищеною пористістю чи проникністю, що є перспективними для подальших досліджень.

Поєднання морфологічного аналізу, математико-статистичних методів і програмного забезпечення (MS Excel та Surfer) виявилось ефективним для вивчення латеральних змін фізико-літологічних характеристик порід-колекторів горизонту С-5.

КОПІЮВАТИ ЗАБОРОНЕНО 103М-23



### 3 ЗАКОНОМІРНОСТІ ЗМІНИ ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНОГО СКЛАДУ ГОРИЗОНТУ С-5

#### 3.1 Морфологія та умови залягання горизонту

Горизонт С-5 залягає у межах Лівобережно-Дніпровської низовини. Тут переважають рівнинні та слабо хвилясті ландшафти з широкими долинами та балками. Ця місцевість входить до складу Дніпровсько-Донецької западини, яка характеризується значною потужністю осадових порід, переважно кайнозойського та мезозойського віку.

Горизонт С-5 є частиною осадової товщі, яка сформувалася в результаті дій фізико-геологічних та кліматичних факторів. Для даного горизонту характерні такі особливості:

1. Колір - від сірувато-бурого до світло-сірого, що може свідчити про наявність оксидів заліза та вапна.
2. Текстура – шарувата або псевдошарувата структура, яка утворилася внаслідок послідовного осадження дрібнозернистого матеріалу (пилуватих часток, піску, мулу).
3. Щільність - помірно ущільнений горизонт із явними ознаками вторинного ущільнення (можливо, через вплив палеогідрологічних умов).

Горизонт переважно складений лесовидними суглинками, які мають високий вміст кварцу, польового шпату та карбонатів, домішків глинистих мінералів (каолініту або моньморилоніту), які впливають на пластичність.

Горизонт С-5 залягає на глибині від 3000 м до 5500 м. На глибину і морфологію горизонту впливають ґрунтові води. Ґрунтові води можуть бути досить близькими (3-5 м), що впливає на процеси вторинного засолення та вимивання.

Для виконання кореляційного аналізу було відібрано конкретні свердловини. Відбір цих свердловин базувався на таких критеріях:

1. Дані свердловин розташовані в різних частинах площі, що дозволяє охопити латеральну відмінність фізико-літологічних характеристик;
2. Відстань між свердловинами дає змогу оцінити, як змінюються параметри порід;
3. Дані по цих свердловинах містять необхідну інформацію про пористість, проникність, щільність, мінералогічний склад та інші;
4. Дані свердловин пройшли попередню обробку (каротаж, лабораторні дослідження керн), забезпечують високий рівень точності.

На підставі цих даних була побудована таблиця фізико-літологічних характеристик (Таб.3.1).

КОПІЮВАТИ ЗАБОРОНЕНО 103М-23

Таблиця 3.1 - Фізико-літологічна характеристика свердловин

№	Родовище	Підосва плата, м.	Потужність пласта, м.	Об'ємна щільність, г/см <sup>3</sup>	Мінеральна щільність, г/см <sup>3</sup>	Коефіцієнт пористості, %	Об'ємна питома вага, г/см <sup>3</sup>	Мінеральна питома вага, г/см <sup>3</sup>
100	Південно-Коломацького ГКР	3616	16	2,14	2,66	16,97	3,01	3,21
40	Коломацького ГКР	5563,5	20,2	2,1	2,78	10,8	2,5	2,78
41	Коломацького ГКР	5687,1	18,1	3,11	3,05	8,8	2,99	3,06
43	Коломацького ГКР	5546,2	11,2	3	2,56	13	2,43	2,53
45	Коломацького ГКР	5635,4	12	2,89	3,01	2,67	2,46	2,54
48	Коломацького ГКР	5616,1	3	2,2	2,56	3,31	2,48	2,56
53	Коломацького ГКР	5523,6	10	2,56	2,7	9,5	2,36	2,48
30	Коломацького ГКР	5554	25	2,35	2,69	7,5	2,11	2,32
31	Південно-Коломацького ГКР	5486	26	2,44	2,62	10,5	2,5	2,72
34	Коломацького ГКР	5394	20	2,83	3,26	8,7	2,33	2,59
52	Коломацького ГКР	5516,4	7,2	2,49	3,13	8	2,46	2,86

Відповідно фактичних даних побудовано гіпсометричний план глибини горизонту С-5 (рис. 3.1).

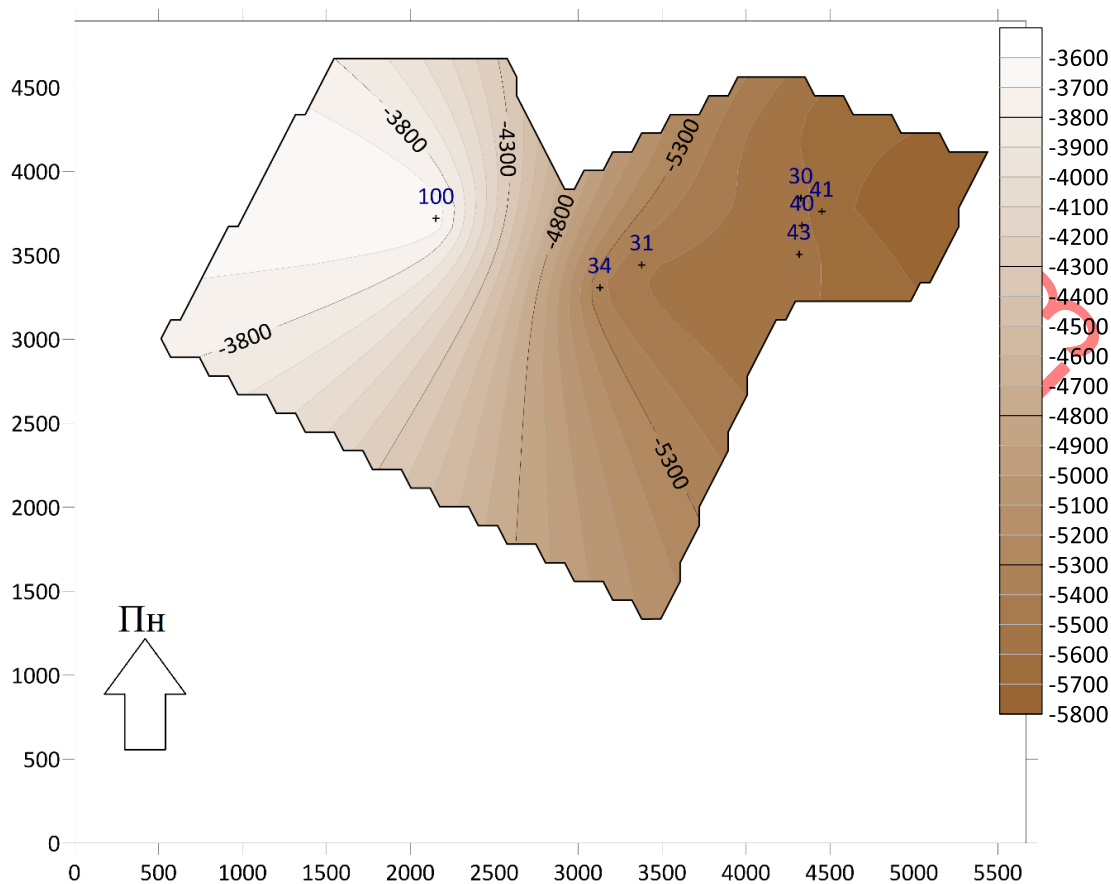


Рисунок 3.1 – Гіпсометричний план глибини горизонту С-5

Картування гіпсометричного плану наочно показало, що пласт занурюється в напрямку південного заходу. Найглибше пласт залягає в північно-східній частині району, де абсолютні відмітки досягають значень близько - 5700 м. Найменші абсолютні відмітки спостерігаються в північно-східній частині з висотами близько 3700 м.

Пласт загалом занурюється поступово, але в центральній частині району простежується різкий нахил, що свідчить про збільшення кута падіння в цій зоні. Зони глибокого залягання характеризуються темнішими відтінками на карті, тоді як мілководні зони відображені світлішими тонами.

### 3.2 Потужність горизонту

Однією з найбільших геологічних характеристик газоносного пласта є його потужність, яка впливає на оцінку об'ємів запасів газу та вибору методу розробки. Виділяються такі типи потужності пласта:

1. Нормальна потужність – вимірюється по нормалі від покрівлі до підшови пласта. Цей тип потужності найбільш важливий для гірничо-технологічних розрахунків, оцінки потенційної продуктивності пласта та підрахунку запасів газу в надрах.
2. Вертикальна потужність - визначається у вертикальному напрямку між покрівлею та підшовою пласта.
3. Горизонтальна потужність – це ширина пласта в горизонтальній проекції.

У випадку складної будови пласта часто виділяють загальну потужність яка складає сумарну потужність усіх продуктивних зон пласта, включаючи прошарки пустої породи, газоводяні зони та інші непроникні інтервали. Також виділяють корисну потужність яка є лише потужністю продуктивних зон, які містять газ, без урахування непродуктивних прошарків.

У деяких випадках пласт розробляється не повністю через нерівномірну продуктивність окремих зон. В інших – до експлуатації залучають і менш продуктивні частини пласта, наприклад, нижчі прошарки, якщо це економічно виправдано.

Вивчення потужності пласта газоносної площі є необхідним для підрахунку запасів по ньому, в економічному плані дає змогу розуміти чи буде підприємство рентабельним в даний час та економічній ситуації в світі. Вирішує проблему з плануванням розробки та експлуатації пласта, дає змогу більш точно спроектувати хід робіт для підприємства.

Відповідно фактичних даних побудовано карта потужності горизонту С-5 (рис.3.2).

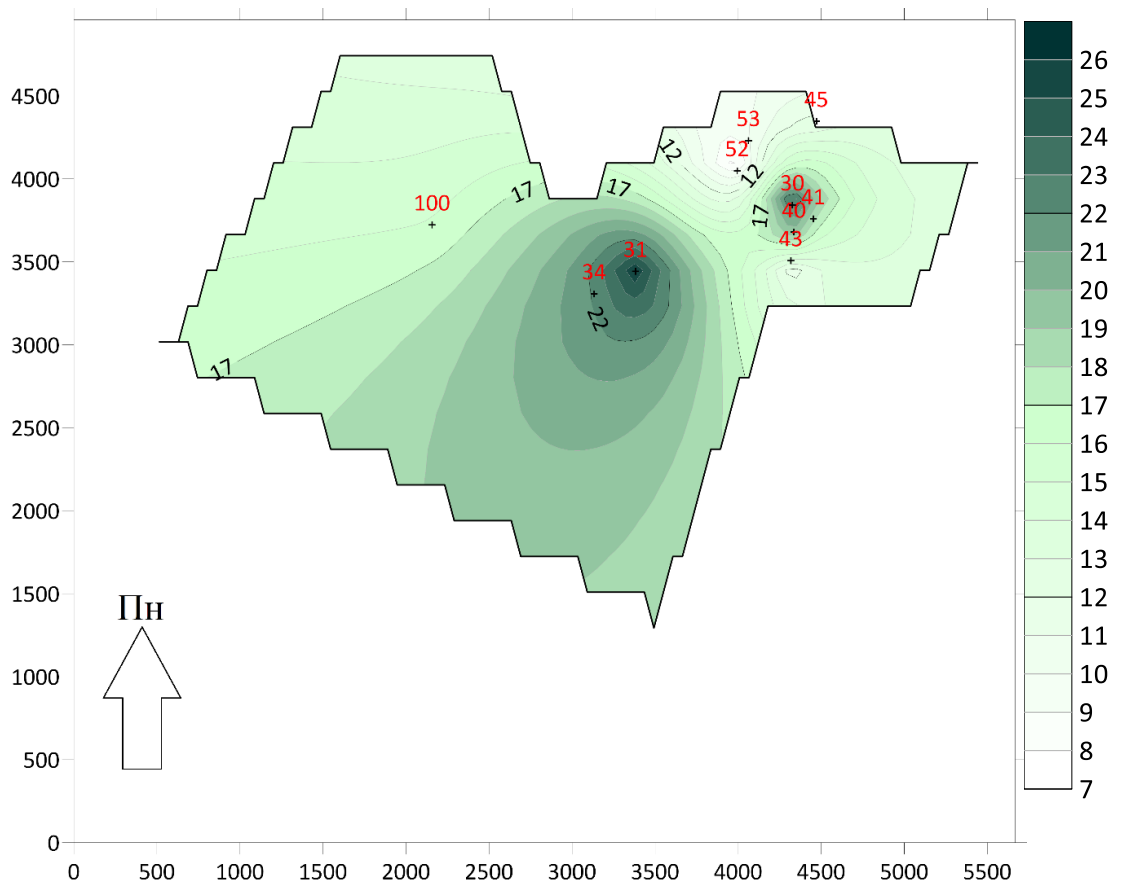


Рисунок 3.2 – Карта потужності горизонту С-5

Дана карта демонструє абсолютні точки потужності газоносного пласта на досліджуваній території.

Максимальні абсолютні значення потужності (25-26 м) спостерігаються у центральній частині району, що позначено темно-зеленим кольором. Ця зона є найперспективнішою для розробки пласта через значну товщину.

Мінімальні абсолютні значення потужності сягають від 7 м до 10 м знаходять в північно-східних та північно-західних частинах карта, що позначено світло-зеленим кольором.

Абсолютні точки потужності мають концентричний характер у центральній частині, що свідчить про локальне зосередження найпотужнішої частини пласта. Зони з меншою потужністю поширені довкола і пласт стає тоншим у напрямку до периферії карти.

Найперспективнішими для видобутку є центральна частина карти із максимальною потужністю пласта. Зони з меншою потужністю потребують



вибору економічно доцільних методів розробки або обмеження їх експлуатації.

### 3.3 Щільність порід-колекторів

Однією з ключових характеристик порід колекторів є щільність, яка впливає на якість і ефективність розробки газонасиченого пласта. Щільність визначається масою породи в одиниці об'єму і залежить від мінералогічного складу, структури, текстури, ступеня тріщинуватості, а також пористості та насичення флюїдами (газом, нафтою, водою).

Для газоносного пласта особливе значення має ефективна щільність, яка враховує щільність материнської породи, а також щільність і об'єм порового простору, заповненого газом. Менша щільність зазвичай свідчить про високу пористість і більший обсяг накопиченого газу, тоді як більш висока щільність вказує на низько пористі або ущільнені колектори.

Врахування щільності порід-колекторів дозволяє:

1. Оцінити якість газового пласта та спрогнозувати продуктивність свердловин;
2. Уточнити об'єм газу, що міститься в пласті, під час геофізичних досліджень;
3. Змоделювати процеси видобутку газу та поведінку пласта під час розробки.

Щільність також впливає на вибір методів буріння та експлуатації. Для порід зі значною щільністю можуть знадобитися спеціальні технологічних рішення для ефективного видобутку газу.

Відповідно фактичних даних побудовано карта щільності порід-колекторів горизонту С-5 (рис.3.3).

Картування показує розподіл щільності порід-колекторів у межах даної території. Район найвищої щільності знаходиться у північно-східній частині карти. Щільність в цій зоні сягає від  $2,9 \text{ г/см}^3$  до  $3,4 \text{ г/см}^3$ , що характерно для сильно ущільнених порід із низькою пористістю.

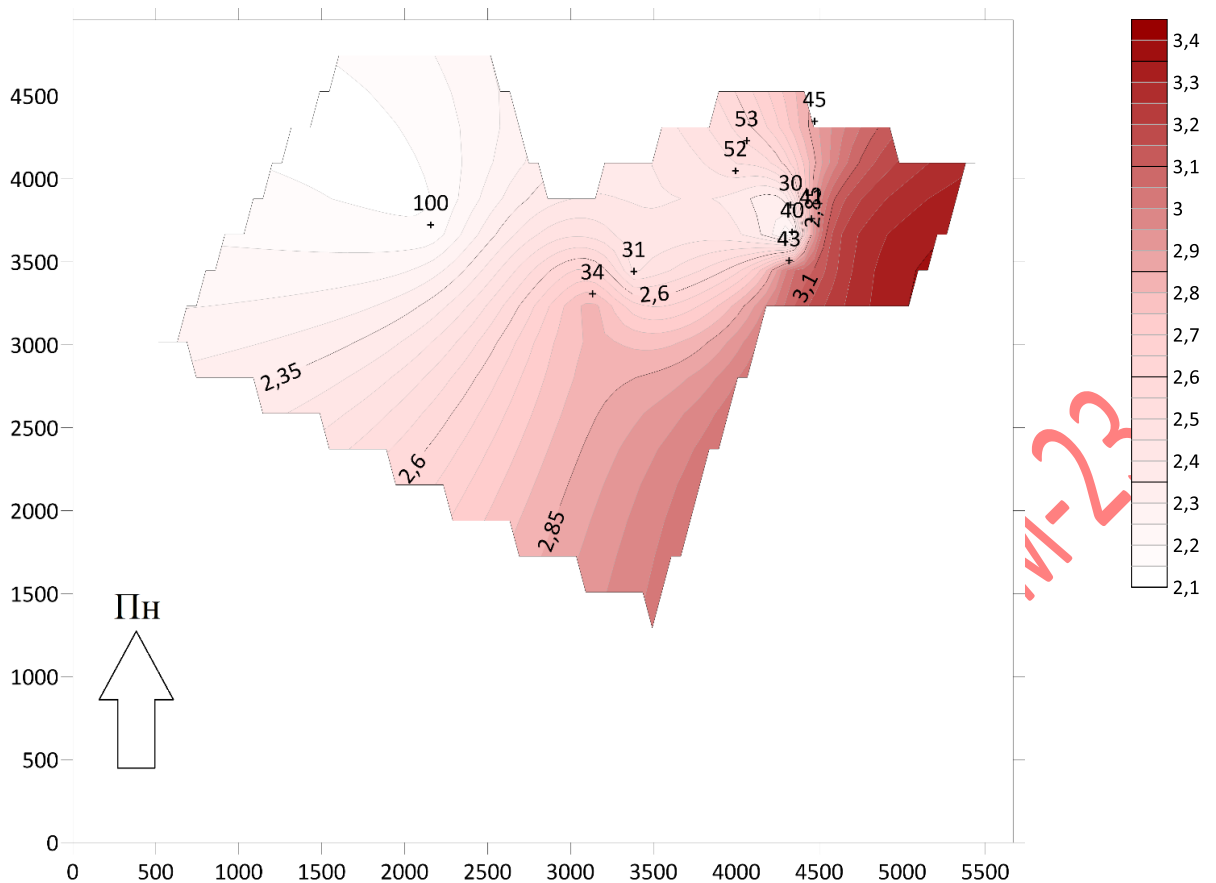


Рисунок 3.3 – Карта щільності порід-колекторів горизонту С-5

Район найменшої щільності зосереджений у західній частині карти. Щільність у цій зоні коливається в межах 2,1-2,3 г/см<sup>3</sup>, що є характерним для порід з високою пористістю, які є перспективними для накопичення і транспортування газу.

На південному заході спостерігається перехід від низьких до середніх значень щільності 2,3-2,7 г/см<sup>3</sup>. В центральній частині району зміна щільності стає більш різкою, це свідчить про наявність зон тектонічного порушення або неоднорідності у структурі порід.

Мінералогічна щільність – це фізична характеристика, яка показує масу мінерального матеріалу, що припадає на одиницю його об'єму, без урахування пористості порід чи вмісту рідких і газоподібних речовин.

Відповідно фактичних даних побудовано карту мінералогічної щільності порід-колекторів горизонту С-5 (рис..3.4).

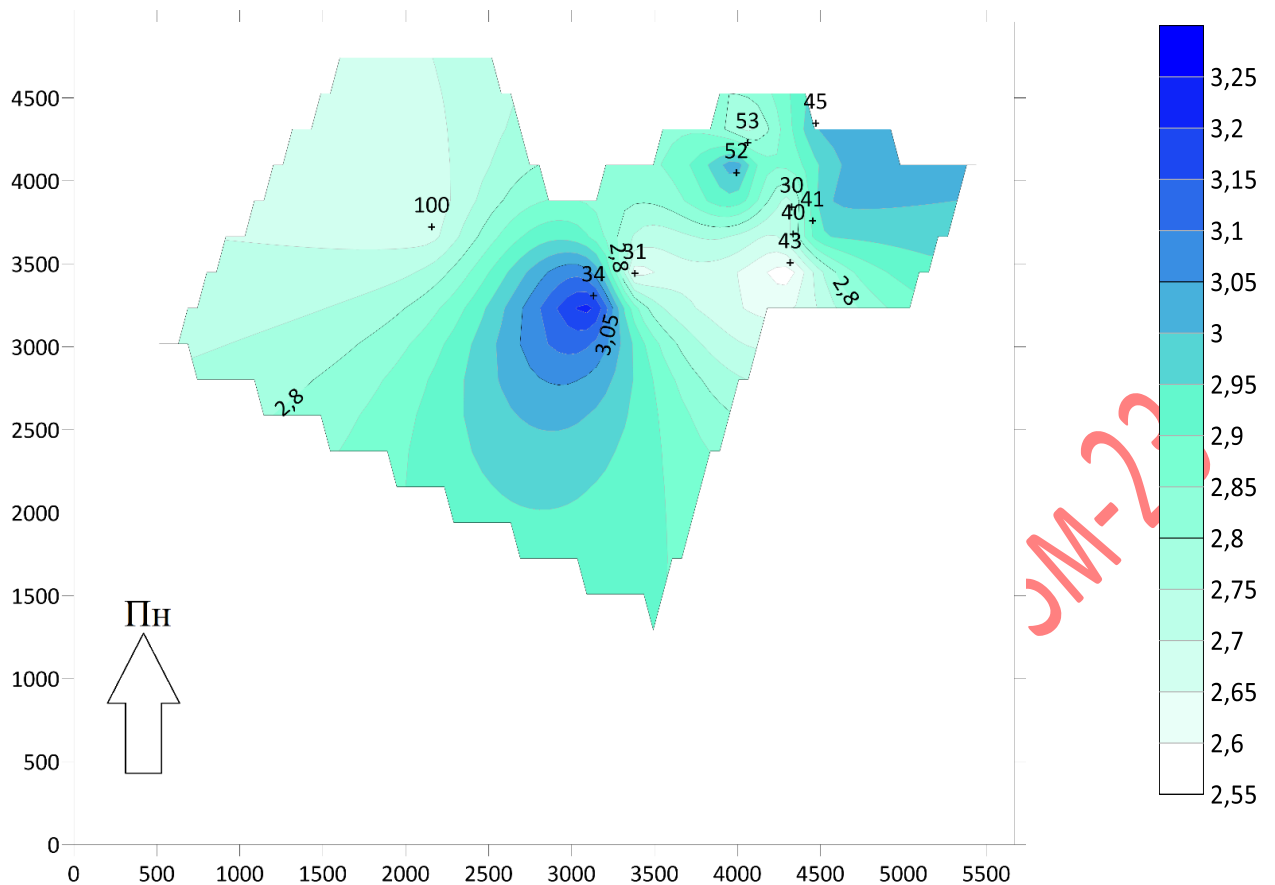


Рисунок 3.4 – Карта мінералогічної щільності порід-колекторів горизонту С-5

На даній карті спостерігається варіативність щільності порід у досліджуваній області.

Максимальні значення щільності ( $\sim 3,2$  г/см<sup>3</sup>) спостерігаються в центральній частині району, які мають насичено-синій колір. Ця зона має породи із підвищеним вмістом важких мінералів, таких як кварц або польовий шпат.

Мінімальні значення щільності ( $\sim 2,55$  г/см<sup>3</sup>) розташовані у південно-східній частині карти, позначені світло-зеленим кольором. Ці області вказують на наявність менш щільних порід або порід з вищою пористістю.

### 3.4 Пористість порід-колекторів

Пористість порід-колекторів – визначає здатність породи утримувати та пропускати газ або рідини.

Первинна пористість виникає під час осадо накопичення та характеризується порожнинами між зернами породи. Вторинна пористість формується внаслідок геологічних процесів, таких як розчинення мінералів, утворення тріщин або інтенсивна тектонічна активність.

Пористість визначає, наскільки ефективно порода може служити резервуаром для зберігання і транспортування рідини чи газу.

Відповідно фактичних даних побудовано карту пористості порід-колекторів горизонту С-5 (рис. 3.5).

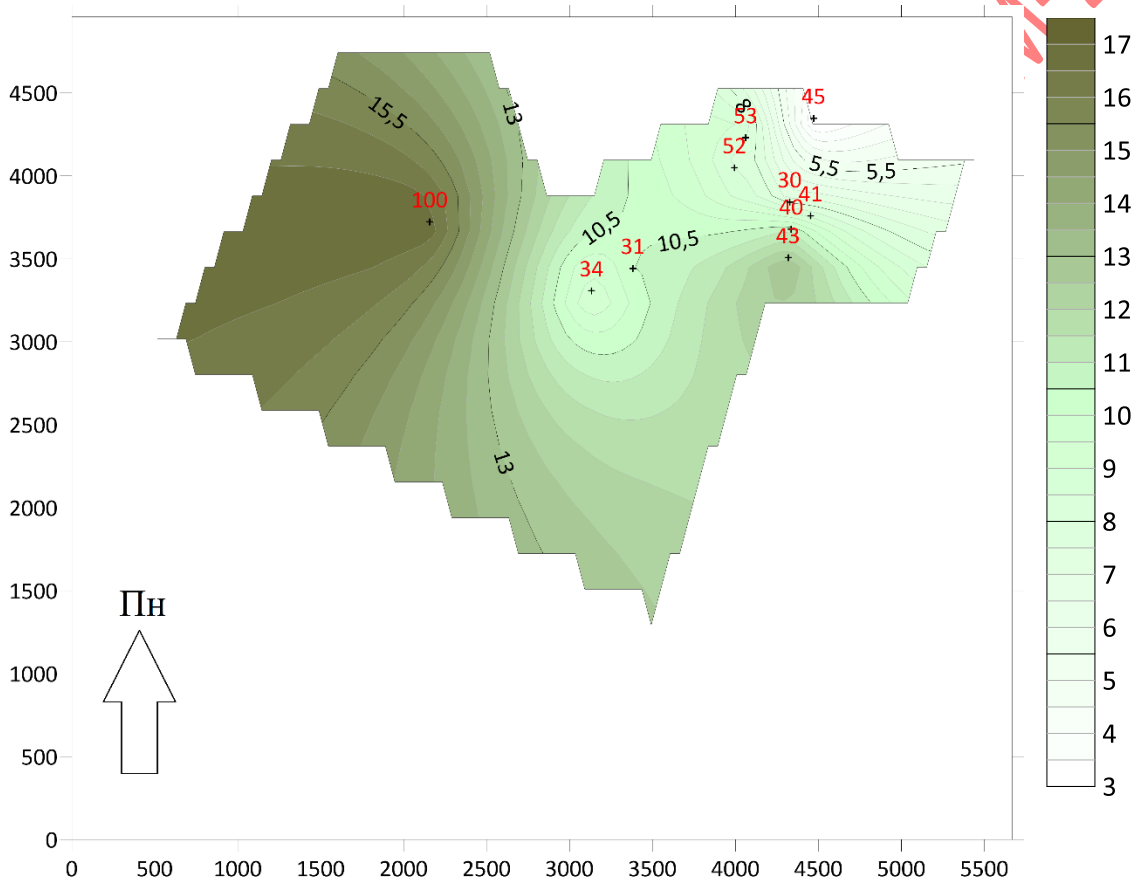


Рисунок 3.5 – Карта мінералогічної пористості порід-колекторів горизонту С-5

На даній карті продемонстровані абсолютні значення пористості порід-колекторів на досліджуваній території.

Максимальні значення пористості (15-17%) знаходяться у північно-західній частині карти, відмічені темно-зеленим кольором. Ці зони є найперспективнішими для видобутку бо висока пористість сприяє накопиченню флюїдів.

Мінімальні значення пористості (3-6%) розташовані у східній та південно-західній частині карти, які позначені світло-зеленим кольором. Ці зони менш придатні для видобутку через низьку ефективну пористість.

### 3.5 Питома вага порід-колекторів

Питома вага порід-колекторів – характеризує відношення маси породи до її об'єму. Цей показник є важливим при оцінці властивостей порід-колекторів, зокрема їх здатність накопичувати флюїди, такі як газ, нафта чи вода.

Питома вага враховує як тверду фазу породи, так і порожнини, які можуть бути заповнені флюїдами.

Породи-колектори мають нижчу питому вагу порівняно з ущільненими породами через наявність великої кількості пор. Чим більша пористість і насиченість газом чи нафтою, тим менша питома вага, так як флюїди мають меншу густину порівняно з мінералами.

Карта об'ємної питомої ваги демонструє просторовий розподіл густини в межах даного району досліджень. На ній видно, що значення варіюються від 2,19 до 3,05 г/см<sup>3</sup>, причому спостерігається поступове збільшення цього показника з південного заходу до північного сходу (рис.3.6).

Найменші абсолютні відмітки питомої ваги 2,19-2,45 г/см<sup>3</sup> зосереджені в південно-західній частині карти, яка позначена світло-жовтим кольором. Найвищі значення (до 3,05 г/см<sup>3</sup>) спостерігаються в північно-східній частині ділянки.

Карта мінеральної питомої ваги демонструє розподіл значень цього параметра в межах досліджуваної ділянки. Значення питомої ваги варіюються від 2,35 до 3,2 г/см<sup>3</sup>, що відображено через кольорову шкалу (рис.3.7).

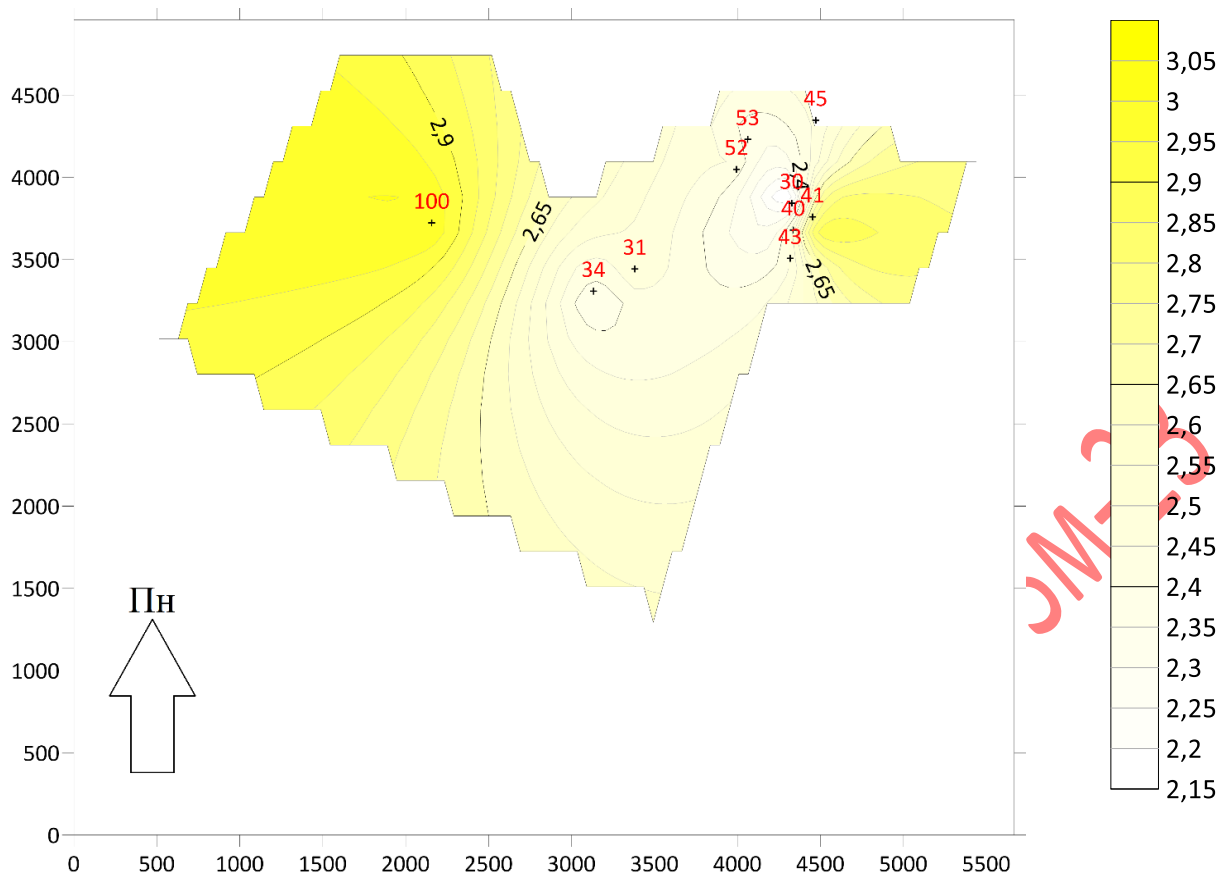


Рисунок 3.6 – Карта об'ємної питомої ваги порід-колекторів горизонту С-5

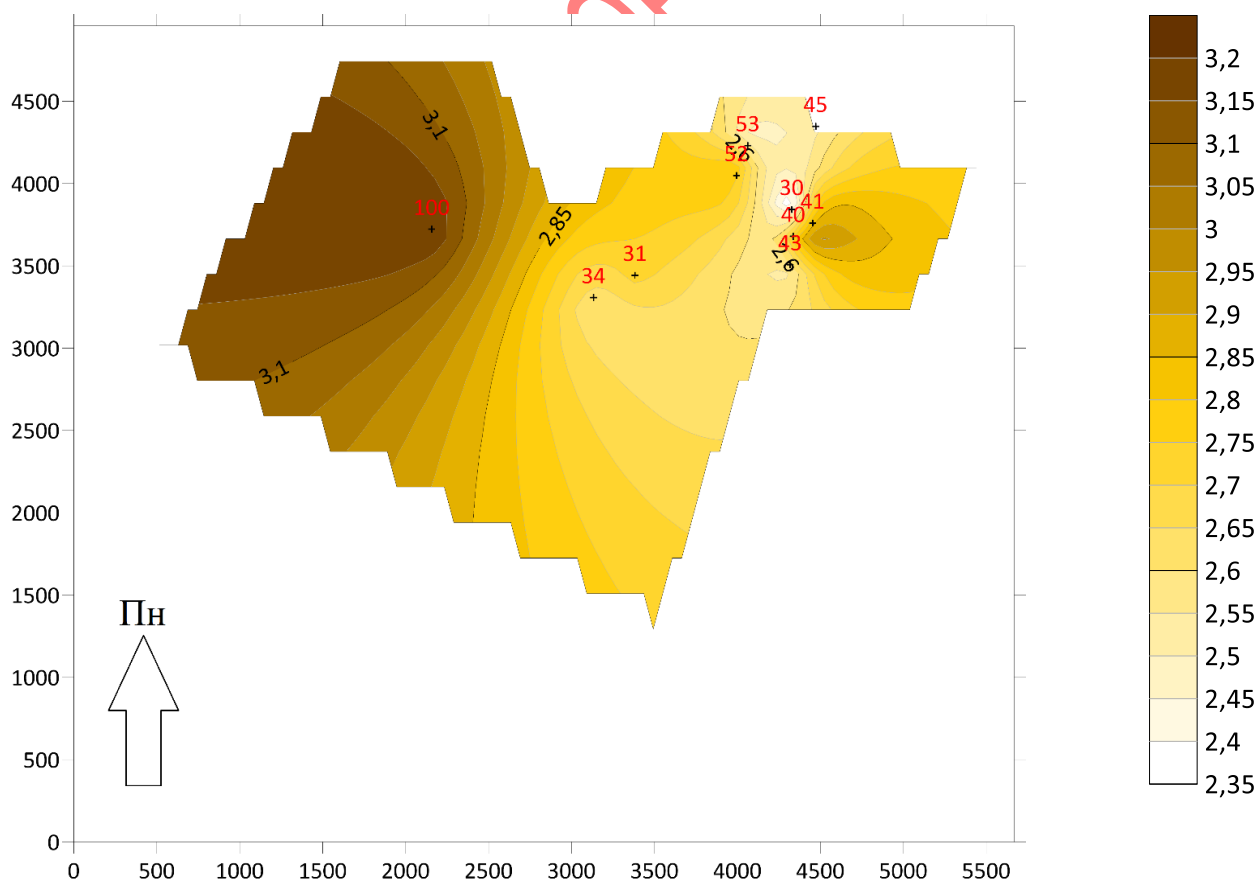


Рисунок 3.7 – Карта мінеральної питомої ваги порід-колекторів горизонту С-5



Найменші значення мінеральної питомої ваги (2,35-2,55 г/см<sup>3</sup>) переважають у східній частині ділянки, яка виділена світло-жовтим і білим кольором. Найвищі значення (3,0-3,2 г/см<sup>3</sup>) зосереджені в західній частині, що підкреслюється коричневими тонами. Центральна зона характеризується поступовими переходами від середніх (2,7-2,85 г/см<sup>3</sup>) до високих значень, які розташовані ближче до західного краю карти.

### 3.6 Закономірності розповсюдження

Кореляційний аналіз, як математичний метод, виник у XIX столітті двома видатними вченими: Френсіса Гальтона та Карла Пірсона. Вони проводили дослідження статистичних зв'язків між змінними, щоб зрозуміти складні явища природи, суспільства та спадковості.

Френсіс Гальтон є засновником поняття «кореляції». Він вивчав спадковість ознак, намагаючись зрозуміти, як фізичні чи психологічні характеристики передаються від батьків до дітей. А Карл Пірсон став розробником форуми він формалізував підхід до вимірювання кореляції, розробивши «коефіцієнт кореляції Пірсона». Цей метод став основою сучасної статистики і використовується для оцінки лінійного зв'язку між двома змінними[30].

Найпоширенішою мірою кореляції є коефіцієнт Пірсона ( $r$ ), який вимірює силу лінійного зв'язку між двома змінними  $x$  і  $y$ .

Дана формула для обчислення виглядає так:

$$r = \frac{\sum(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x_i - \bar{x})^2 * \sum(y_i - \bar{y})^2}} \quad (3.1)$$

де:

1.  $x_i$  і  $y_i$  – значення змінних  $X$  і  $Y$  відповідно;
2.  $\bar{x}$  і  $\bar{y}$  – середні значення  $X$  і  $Y$ ;
3.  $\sum$  – сума всіх елементів.

Коефіцієнт  $r$  приймає значення від -1 до 1:

1.  $r = 1$ : повна позитивна кореляція (збільшення однієї змінної сприяє збільшенню іншої).
2.  $r = -1$ : повна негативна кореляція (збільшення однієї змінної супроводжується зменшенням іншої).
3.  $r = 0$ : відсутність лінійного зв'язку між змінними.

На сьогоднішній день кореляційний аналіз є одним із найпоширеніших і простих, методів оцінки взаємозв'язку між змінними. Це дозволяє зрозуміти силу та напрямок зв'язку, що є корисним для досліджень.

Метою даного дослідження було виявлення кореляційних взаємозв'язків між геофізичними та геологічними характеристиками пласта. Для аналізу використовувалися такі параметри:

1. Глибина подошви пласта (м);
2. Потужність пласта (м);
3. Об'ємна густина (г/см<sup>3</sup>);
4. Мінералогічна густина (г/см<sup>3</sup>);
5. Коефіцієнт пористості (%);
6. Об'ємна питома маса (г/см<sup>3</sup>);
7. Мінеральна питома вага (г/см<sup>3</sup>).

Матриця кореляції була складена на основі емпіричних даних, де значення коефіцієнтів кореляції ( $r$ ) інтерпретувалися таким чином:

1.  $|r| \geq 0,7$ ;  $|r| \geq 0,7$ : сильний зв'язок;
2.  $0,3 \leq |r| < 0,7$ ;  $0,3 \leq |r| < 0,7$ : помірний зв'язок;
3.  $|r| < 0,3$ ;  $|r| < 0,3$ : слабкий зв'язок або відсутність зв'язку.

Дані про аналіз сили зв'язку між змінними горизонту С-5 наведені в таблиці 3.2.

Відповідно фактичних даних були побудовані карти локального розподілу показників.

Таблиця 3.2 – Таблиця значень аналізу сили зв'язку між змінними горизонту С-5

	Підосва пласта м	Потужність м	Об'ємна щільність г/см <sup>3</sup>	Мінералогічна щільність г/см <sup>3</sup>	Коефіцієнт пористості %	Об'ємна питома вага г/см <sup>3</sup>	Мінеральна питома вага г/см <sup>3</sup>
Підосва пласта м.	----	-0,066823524	0,403222812	0,189944362	-0,68767058	-0,55588996	-0,610584367
Потужність м	-0,066823524	----	-0,036823846	0,042236597	-0,68767058	-0,057865506	0,030285103
Об'ємна щільність г/см <sup>3</sup>	0,403222812	-0,036823846	----	0,458336	-0,171279312	0,061335207	-0,10000362
Мінералогічна щільність г/см <sup>3</sup>	0,189944362	0,042236597	0,458336	----	-0,27828004	0,041314946	0,184997325
Коефіцієнт пористості %	-0,68767058	-0,68767058	-0,171279312	-0,27828004	----	0,435639365	0,530178975
Об'ємна питома вага г/см <sup>3</sup>	-0,55588996	-0,057865506	0,061335207	0,041314946	0,435639365	----	0,922166568
Мінеральна питома вага г/см <sup>3</sup>	-0,610584367	0,030285103	-0,10000362	0,184997325	0,530178975	0,922166568	----

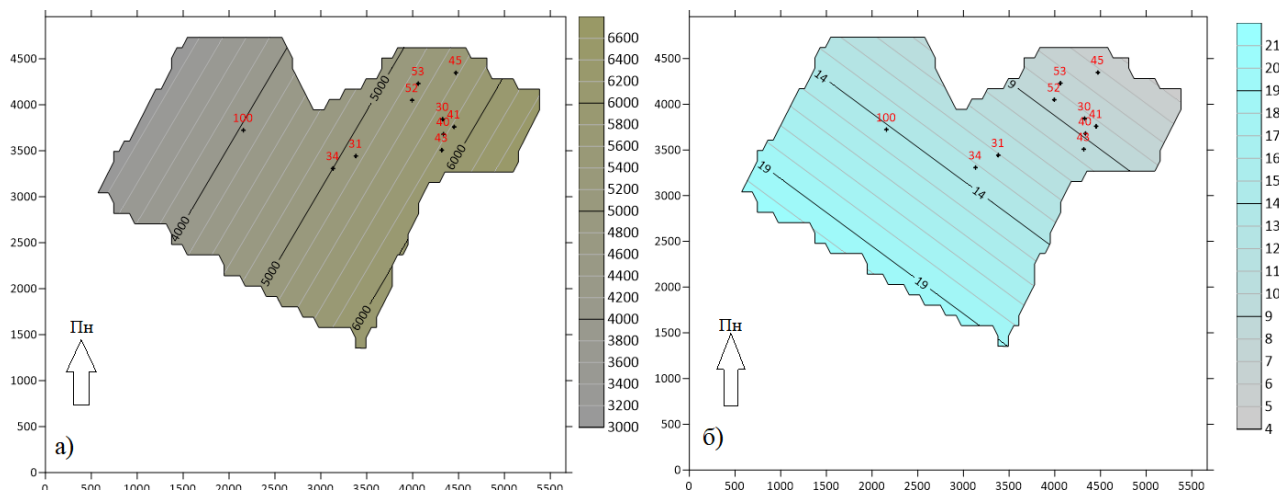


Рисунок 3.8 – Співставлення локального розподілу глибини залягання (а) та коефіцієнта пористості (б) горизонту С-5

Коефіцієнт пористості сильно негативно корелює глибиною підшови пласта  $r=-0,6877$ .

На карті глибини залягання (рис.3.8 а) видно, що максимальні значення глибини (6600-6400 м) розташовані у південно-східній частині ділянки. У цих же зонах на карті коефіцієнта пористості (рис.3.8 б) спостерігається найменші значення пористості (4-6%), а найменші значення розташовані у північно-західній частині, де глибина підшови пласта є найменшою (3000-4000 м), коефіцієнт пористості сягає максимальних значень (19-21%).

Це все свідчить про те, що із зростанням глибини знижується коефіцієнт пористості, підтверджуючи сильну негативну кореляцію.

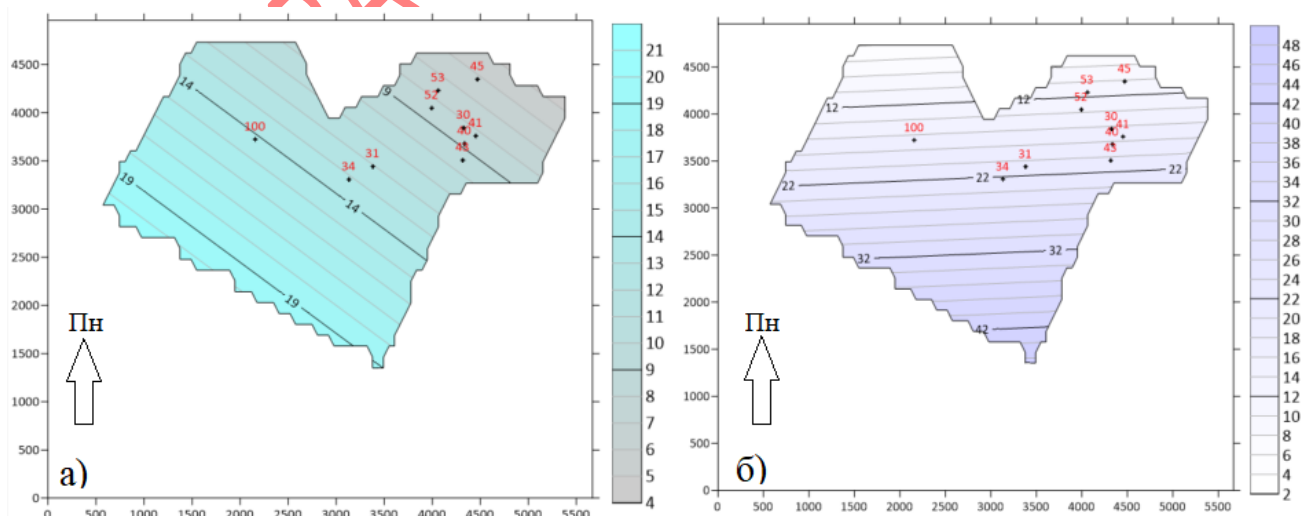


Рисунок 3.9 – Співставлення локального розподілу коефіцієнта пористості (а) та потужності пласта (б) горизонту С-5

У північно-західній частині карти (рис. 3.9 б) потужність пласта невелика (12-22 м), що свідчить про меншу кількість матеріалів, які могли б ущільнитися. В результаті, породи менш щільні та мають високий коефіцієнт пористості (19-21%).

У південно-східній частині потужність пласта значно більша (42-48 м), що вказує на накопичення великого об'єму осадового матеріалу. Високий тиск верхніх шарів і процеси ущільнення сприяють зменшенню пористості до 4-6%.

Коефіцієнт пористості і потужність пласта мають сильну негативну кореляцію  $r=-0,6877$ , через те, що більша потужність викликає сильніше ущільнення і цементацію порід, що знижує обсяг порового простору.

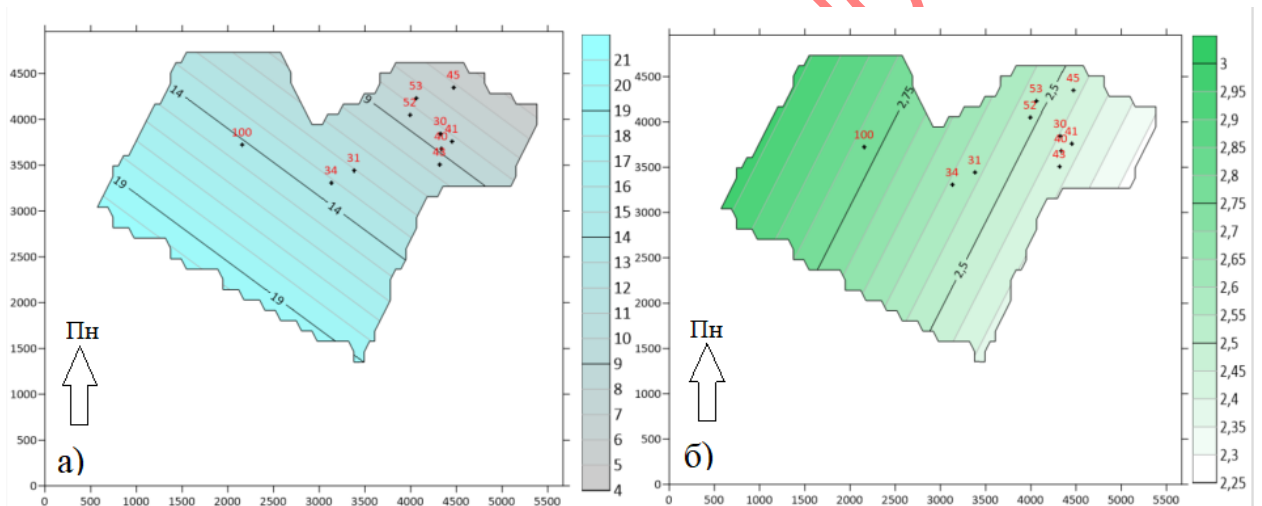


Рисунок 3.10 – Співставлення локального розподілу коефіцієнта пористості (а) та об'ємної питомої ваги (б) горизонту С-5

У північно-західній частині карти (рис.3.10 а) коефіцієнта пористості значення найвищі 19-24%, що свідчить про велику частку порового простору, а на карті (рис. 3.10 б) питомої ваги в тій же точці значення мінімальні 2,25-2,5г/см<sup>3</sup>, що вказує на породи з меншою щільністю. В південно-східній частині карти питомої ваги розташовані максимальні значення 2,9-3,0 г/см<sup>3</sup>, що свідчить про щільні, ущільнені породи з мінімальним поровим простором.

Низька пористість та висока об'ємна вага свідчать про високий ступінь ущільнення порід, коли пори заповненні мінералами або флюїдами. Висока

пористість та низька вага вказують на те, що породи мають значний обсяг відкритих пор, які не заповнені ущільнюючими матеріалами.

Коефіцієнт пористості і об'ємної питомою ваги мають сильну негативну кореляцію  $r=-0,1713$  і пояснюється тим, що ущільнення, збільшення мінералізації та тиску зменшують пористість і одночасно підвищують питому вагу, що чітко відображено на картах.

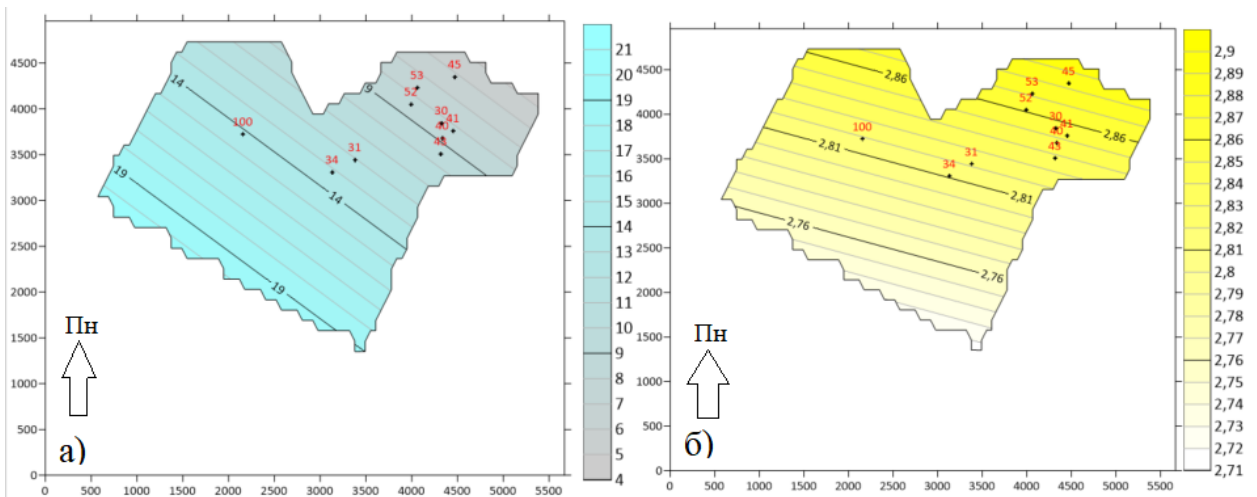


Рисунок 3.11 - Співставлення локального розподілу коефіцієнта пористості (а) та мінералогічної щільності (б) горизонту С-5

Найвища мінералогічна щільність 2,86-2,86 г/см<sup>3</sup> знаходиться в північній частині території (рис.3.10 б), де пористість найменша (рис. 3.10 а). Ці зони характеризуються щільним мінеральним складом і низьким вмістом пор. Найменша щільність 2,71-2,76 г/см<sup>3</sup> спостерігається в південній частині там коефіцієнт пористості максимальний.

Висока пористість означає, що в породі більше порожнин і менше щільного мінерального матеріалу через це її щільність зменшується. А низка пористість, навпаки, свідчить про меншу кількість порожнин.

Коефіцієнт пористості і мінералогічною щільністю пласта мають сильну негативну кореляцію  $r=-0,2783$ .

Об'ємна питома вага має негативний зв'язок з глибиною підшови пласта (а)  $r= -0,5559$ , що вказує на зниження щільності у більш глибоких пластах.



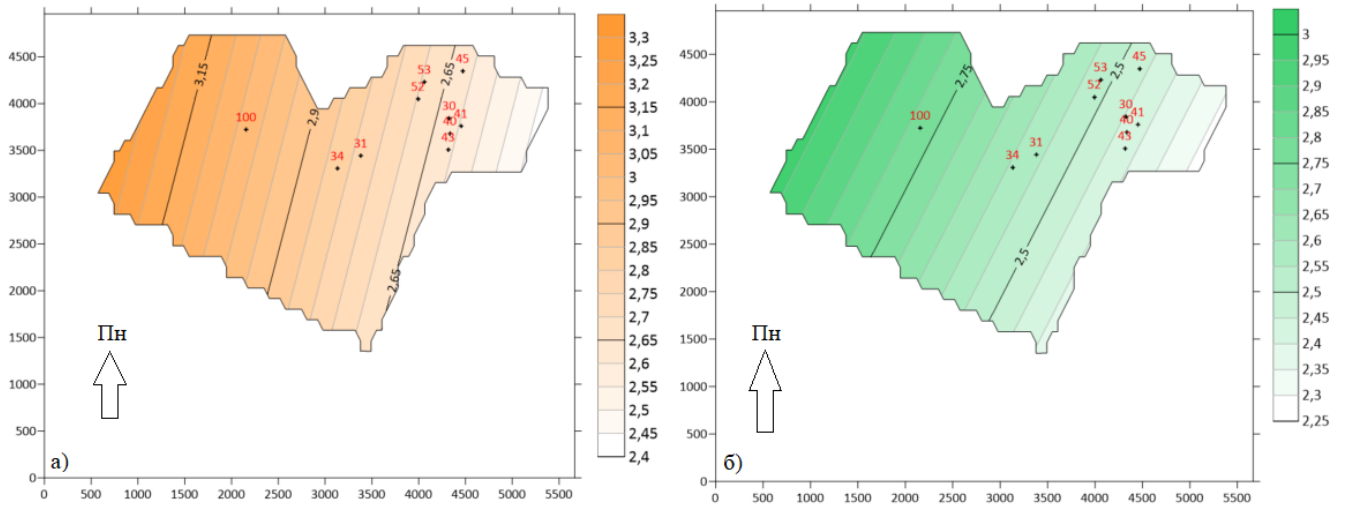


Рисунок 3.12 - Співставлення локального розподілу мінеральної питомої ваги (а) та об'ємної питомої ваги (б) горизонту С-5

Максимальні значення мінеральної питомою ваги ( $3,15-3,55 \text{ г/см}^3$ ) та об'ємної питомої ваги ( $2,65-2,75 \text{ г/см}^3$ ) спостерігаються в західній частині карти де породи щільні, мінімальні значення розташовані у східній частині де вмісти щільних мінералів менший.

Мінеральна питома вага тісно пов'язана з об'ємною питомою вагою  $r=0,9222$ . Цей результат підкреслює взаємозалежність цих характеристик, що є очікуваним з їхнього фізичного сенсу.

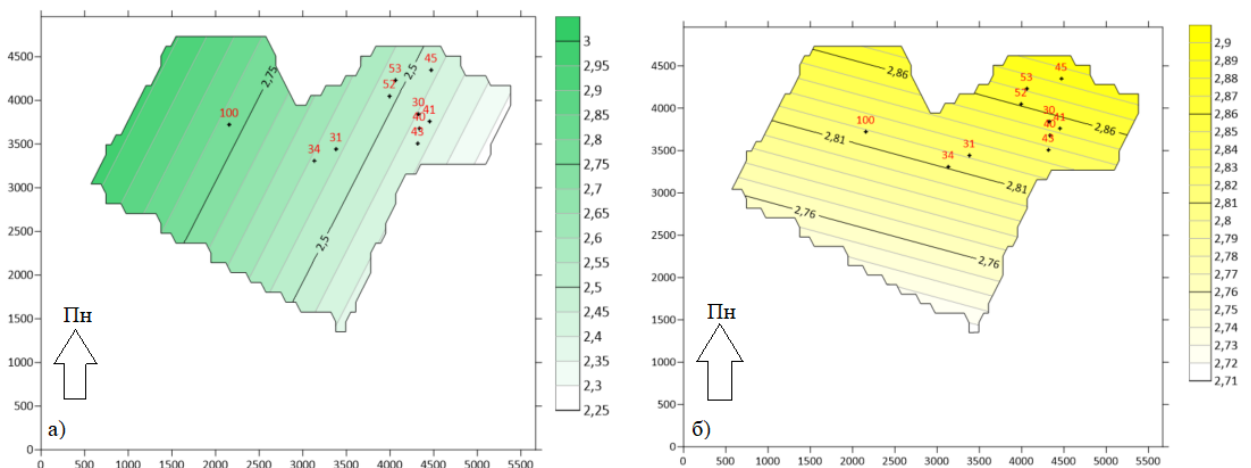


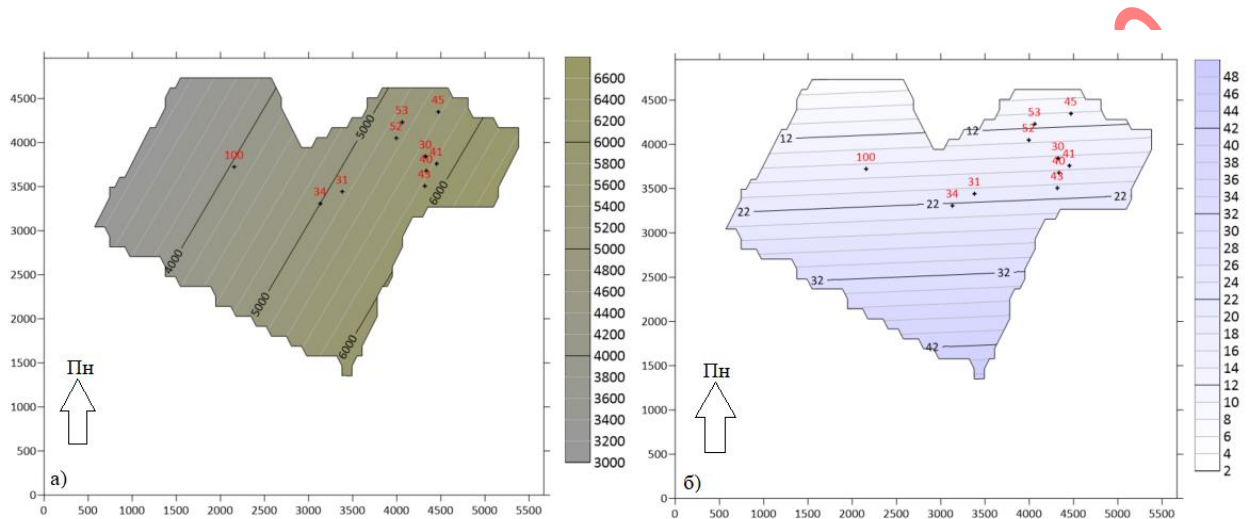
Рисунок 3.13 – Співставлення локального розподілу об'ємної питомої ваги (а) та мінералогічної щільності (б) горизонту С-5

Максимальні значення об'ємної питомої ваги (рис.3.13 а) в східній частині збігаються з максимальними значеннями мінералогічної щільності

(рис. 3.13 б). Обидва показники мають підвищені значення 2,86-2,89 г/см<sup>3</sup>, що свідчить про домінування щільних мінералів у породі низький рівень пористості.

Обидва низькі показники знаходяться у західній частині карти. Це зумовлено меншою щільністю мінералів і більшою пористістю.

Об'ємна питома вага помірно корелює з мінералогічною щільністю



$r=0,4583$ , що відображає лінійну залежність між цими параметрами.

Рисунок 3.14 - Співставлення локального розподілу глибини підосви (а) та потужності (б) горизонту С-5

Глибина підосви пласта змінюється з заходу (від 3000 м) на схід до 6600м, що свідчить про тектонічні фактори, а потужність пласта варіює в межах від 12 м до 48 м і не демонструє жодної закономірності, пов'язаної з глибиною підосви пласта.

Між глибиною підосви пласта потужністю спостерігається слабкий або відсутній зворотній зв'язок  $r= -0,0668$ , що вказує на їхню незалежність.

Відсутність кореляції між даними показниками пояснюється такими факторами:

1. Глибина залежить від тектонічних процесів.
2. Потужність визначається умовами осадконакопичення.

Потужність пласта також слабо корелює з об'ємною питомою вагою  $r=-0,0368$  та мінералогічною щільністю  $r=0,0422$ , що може свідчити про відсутність прямого впливу потужності на щільні характеристики (рис.3.15-3.16).

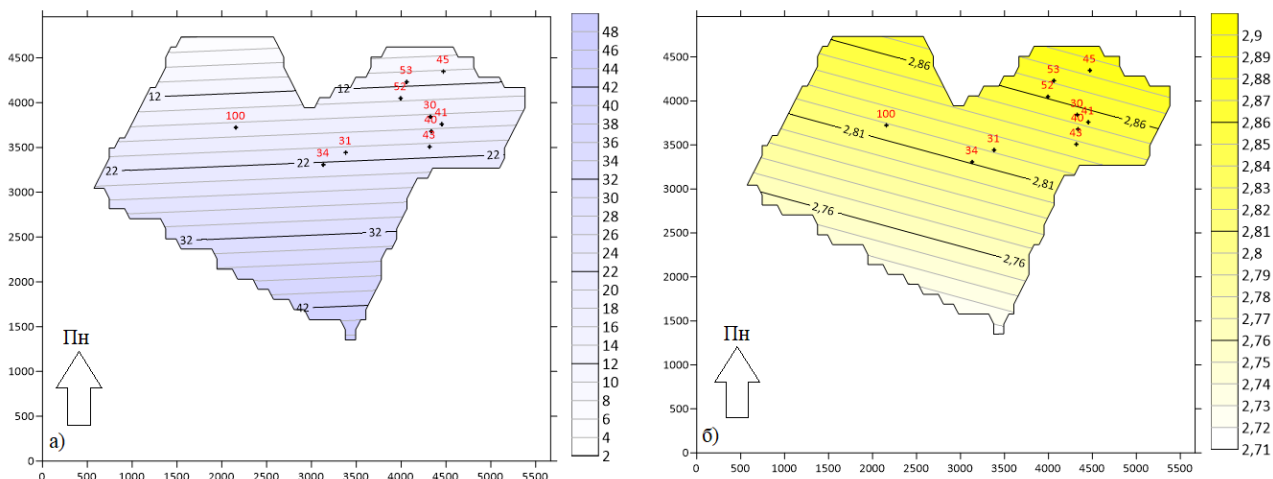


Рисунок 3.15 - Співставлення локального розподілу потужності пласта (а) та об'ємною питомою ваги (б) горизонту С-5

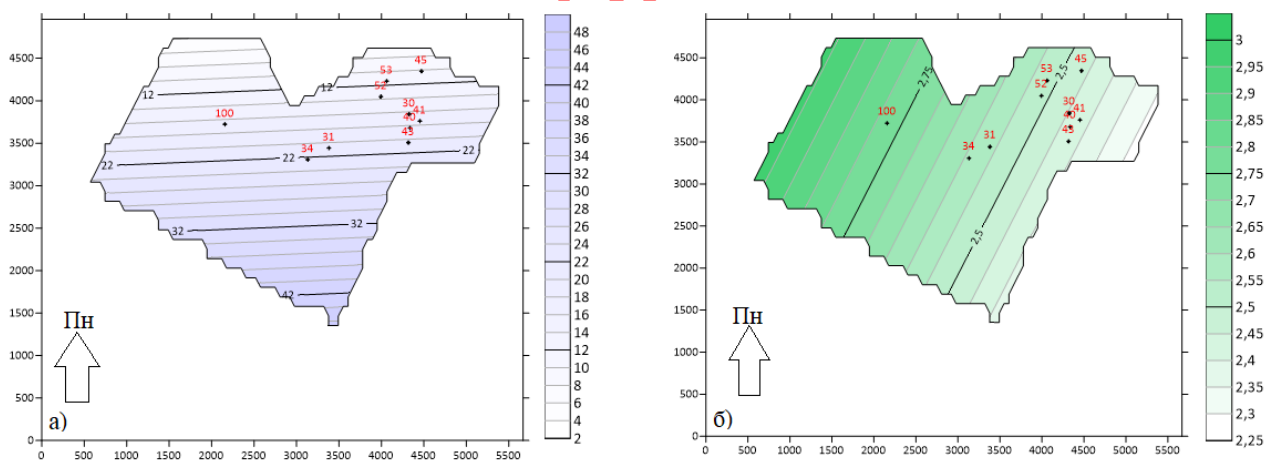


Рисунок 3.16 - Співставлення локального розподілу потужності пласта (а) та мінералогічної щільності (б) горизонту С-5

Отримані дані завдяки кореляційному аналізу можуть допомогти створити моделі для прогнозування властивостей порід залежно від параметрів, які легко вимірюються, таких як глибина чи щільність. На основі отриманих даних можна передбачити пористість, щільність та інші

властивості в областях, які ще не були досліджені. Знання взаємозв'язків між параметрами дозволить зменшити обсяги робіт і сфокусуватися на дослідженнях більш перспективних зонах.

КОПІЮВАТИ ЗАБОРОНЕНО 103М-23

## ВИСНОВКИ

В адміністративному відношенні Коломацького родовище розташоване в межах Богодухівського району Харківської області України.

Найдавніші відклади, що розкриті свердловинами у межах Коломацької структури, це утворення пізньосерпуховського віку. Розріз вивчений до глибини 5805 м.

На ділянці досліджень свердловинами розкрито комплекси осадових порід серпуховського ярусу нижнього карбону, башкирського та московського ярусів середнього карбону, касимовського та гжельського ярусів верхнього карбону, пермської системи палеозою, тріасової, юрської та крейдової системами мезозою, палеогенові, неогенові та четвертинні утворення кайнозойського віку.

В тектонічному відношенні знаходиться в південно-східній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини на південно-східному зануренні Котелевсько-Березівсько-Кисівського структурного валу. З півночі через Валківський прогин структура межує з Валківським соляним штоком, а з півдня – через велику монокліналь з Хрестищенським підняттям. В північно-західному напрямку від Коломацької структури розташована Турівська структура, а в південно-східній частині – Оленівська.

Район робіт характеризується проявами процесів соляного тектогенезу, що підтверджується наявністю тут соляних штоків (Валківський, Нововодолазький, Токарівський).

Поклади газу на Коломацькому родовищі за даними результатів ГДС та випробування пробурених свердловин приурочені до продуктивних горизонтів С-4, С-5<sub>1</sub>, С-5<sub>2</sub>, С-5<sub>3</sub>, С-5<sub>4</sub>, С-6, С-7 верхньосерпуховського під'ярусу нижньокам'яновугільних відкладів, на Південно-Коломацькому – до продуктивних горизонтів С-5<sub>1</sub>, С-5<sub>2</sub>, С-5<sub>3</sub>.

Продуктивний горизонт С-5 нафтогазоносний та представлений пісковиками в інтервалах 5500-5600 м та 5700-6000 м.

Відповідно результатів проведення робіт по вивченню розповсюдження якісних характеристик горизонту С-5 можна зробити висновки:

1. Горизонт С-5 занурюється в напрямку південного заходу. Найглибше пласт залягає в північно-східній частині району, де абсолютні відмітки досягають значень близько - 5700 м. Найменші абсолютні відмітки спостерігаються в північно-східній частині з висотами близько 3700 м;
2. Максимальні значення щільності порід-колекторів знаходиться на північному-сході і сягає від  $2,9 \text{ г/см}^3$  до  $3,4 \text{ г/см}^3$ , а найменша щільності зосереджений у західній частині  $2,1-2,3 \text{ г/см}^3$ , що є характерним для порід з високою пористістю, які є перспективними для накопичення і транспортування газу. В центральній частині району щільність змінює більш різкою, це є проявом тектонічного порушення або неоднорідності у структурі порід;
3. Потужність пласта змінюється від 25-26 метрів, середня потужність пласта 18,5 метрів, зафіксовано збільшення потужності пласта у центральній частині району;
4. Підрахований коефіцієнт залежності для пари об'ємна питома вага-глибиною підшви пласта становить  $r = -0,5559$  це вказує на негативний зв'язок.
5. Підрахований коефіцієнт залежності для пари мінеральна питома вага-об'ємна питома вага становить  $r = 0,9222$ , це вказує на сильну позитивну кореляцію;
6. Підрахований коефіцієнт залежності для пари об'ємна питома вага-мінералогічна щільність становить  $r = 0,4583$ , це відображає лінійну залежність між цими параметрами.
7. Сильно негативну кореляційну залежність зафіксовано у п'ятьох парах де коефіцієнт пористості негативно корелює з глибини залягання, потужністю, об'ємною питомою вагою, мінеральної щільністю.



8. Також підраховано коефіцієнт кореляції для пар глибина підшви і потужність, потужність і мінералогічна щільність, але коефіцієнти склали менше 0,1 це надто малі залежності, відповідно у них залежність відсутня.

КОПІЮВАТИ ЗАБОРОНЕНО 103М-23

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Паламарчук О. Геологічна будова міжріччя Мерли, Коломака, Орчика та Берестової Полтавська та Харківська області : звіт тресту “Укрсхіднафтогазрозвідка”. Полтава, 1954. 725 с.
2. Волковська Г. Звіт про результати робіт Куп'янської гравіметрової партії № 21/53, виконані у північно-західній частині Переддонецького прогину : звіт Українського розвідувального геофізичного тресту. Київ, 1954. 67 с.
3. Радзиковська Л. Результати структурно-картувального буріння в басейнах верхніх течій річки Коломак та річки Мерли – правих приток річки Ворскли : звіт тресту “Укрсхіднафтогазрозвідка”. Київ, 1958. 542 с.
4. Ільницький І. Зведений звіт про роботи Коломакської 46/65, Чутовської 47/65, Західно-Хрестищенської 48/65, Північно-Хрестищенської 49/65, Валківської 53/65, Люботинської 54/65, Медведівської 50/65, Єфремівської 51/65 сейморозвідувальних партій: звіт Полтавської геофізичної експедиції тресту “Укргеофізрозвідка”. Розсошенці, 1966. 284 с.
5. Серебрякова З. Звіт про роботи Сніжківської 35/69-70 та Коломакської 35/70 сейморозвідувальних партій : звіт Полтавської геофізичної експедиції тресту “Укргеофізрозвідка”. Рассошенці, 1972. 70 с.
6. Ігнатова Г., Серебрякова З. Звіт про роботи Східно-Коломакської сейморозвідувальної партії 35/71: звіт ВУГРЕ тресту “Укргеофізрозвідка”. Балаклія, 1972. 55 с.
7. Колотій А., Мікушова А. Звіт про роботи на Північно-Хрестищенській площі, виконані сейморозвідувальною партією 31/77 у 1977–1978 роках : звіт ВУГРЕ тресту "Укргеофізрозвідка". Розсошенці, 1978. 91 с.
8. Індутна В., Колотій А. Звіт про роботи на Токарівській площі, виконані сейморозвідувальною партією 31/78 у 1978–1979 роках : звіт ВУГРЕ тресту "Укргеофізрозвідка". Балаклія, 1979. 86 с.
9. Мошель В. Звіт про роботи на Коломакській площі, виконані сейморозвідувальною партією 40/80 у 1980–1982 рр. : звіт ВУГРЕ тресту “Укргеофізрозвідка”. Рассошенці, 1982. 80 с.

10. Мошель В., Нестерова Є. Звіт про роботи на Північно-Валківській площі, виконані сейсморозвідувальною партією 40/82 у 1982–1983 рр. : звіт ВУГРЕ тресту "Укргеофізрозвідка". Рассошенці, 1984. 89 с.
11. Мошель В. Звіт про роботи на Водянівській площі, виконані сейсморозвідувальною партією 40/84 у 1984–1987 рр. : звіт ВУГРЕ тресту "Укргеофізрозвідка". Розсошенці, 1987. 111 с.
12. Мартинюк О., Постнікова Н., Винокуров О. Тематичні роботи по узагальненню даних сейсморозвідки, буріння та ГДС на Кисівсько-Коломацькій площі ДДЗ тематичної партії 102 у 1994–1995 рр. : звіт тематичної партії 102/92-94 ДГП "Укргеофізика". Київ, 1996.
13. Ночвай М. Звіт про виконання сейсморозвідувальних робіт МСГТ на Дмитренківській площі в 2003–2004 рр. : звіт ТЦ ДГП "Укргеофізика". Київ, 2005. 115 с.
14. Виконання сейсморозвідувальних робіт на Коломацькій-Південно-Коломацькій площі за технологією 3D : звіт ТОВ "ВІКОІЛ ЛТД" по договору № 520/20. Київ, 2020. 715 с.
15. Вакарчук С., Філюшкін К. та ін. Паспорт на Східно-Коломацький об'єкт, підготовлений до глибокого буріння : звіт ТОВ "ВІКОІЛ ЛТД" : Київ, 2021. 18 с.
16. Ковшиков А., Волик О., Сурков С. та ін. Паспорт на Сніжківський пошуковий об'єкт : звіт УкрНДІгазу згідно шифру НДР 44.0000998 : Харків, 2024.
17. Іванюта М. Атлас родовищ нафти і газу України : звіт Української нафтогазової академії : Львів, 2000. 1181 с.
18. Зарицький О., Зіненко І. Взаємозв'язок гідрогеологічної зональності з газоносністю Дніпровсько-Донецької западини : ВНИИГаз, 1991. 69–80 с.
19. Карцев А. Гідрогеологія нафтових та газових родовищ : Гостоптехіздат, 1963. 353 с.

20. Колодій В., Нудик Б. Гідрогеохімічні та геотермобаричні умови у глибоко занурених горизонтах карбону південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини : Геологія нафти і газу. 1980. 41–48 с.
21. Капченко Л. Гідрогеологічні основи теорії нафтогазононакопичення : Надра, 1983. 263 с.
22. Терещенко В. Гідродинамічна структура нижнього гідрогеологічного поверху Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. *Вісник Харківського університету*. 1987. № 306. 48–50 с.
23. СОУ 09.1-30019775-328-4:2020. Частина 4. Геофізичні дослідження (каротаж) свердловини. Київ : АТ “Укргазвидобування”, 2020.
24. Методичні вказівки щодо застосування комплексів досліджень у опорних, параметричних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних (з функціями розвідувальних) свердловин нафтогазоносних регіонів УРСР. Київ, 1982.
25. СОУ 09.1-30019775-206:2013. Свердловини на нафту і газ. Геологічні дослідження та випробування нафтогазових свердловин. Порядок проведення. Київ : ПАТ “Укргазвидобування”, 2013.
26. Інструкція з відбору, документації, обробки, зберігання, скорочення та ліквідації керна свердловин колонкового буріння. Київ : АТ “Геоінформмарк”, 1994. 29 с.
27. СОУ 11.2-30019775-113:2021. Свердловини на газ і нафту. Газогідродинамічні дослідження. Київ : АТ “Укргазвидобування”, 2021.
28. СОУ 09.1-30019775-218:2013. Свердловини на нафту і газ. Дослідження керна нафтових та газових свердловин. Порядок проведення. Київ : ПАТ “Укргазвидобування”, 2013.
29. Шимановська Т., Гусаров С., Белінський М. та ін. Повторна геолого-економічна оцінка Коломацького газоконденсатного родовища Харківської області України з метою розширення меж спеціального дозволу (станом на 01.08.2023) : звіт УкрНДІгазу згідно шифру НДР 33.0000689. Харків, 2023. 646 с.

30. Farebrother, RW. Теорія рішень комітету та метод подвійної медіани, Обчислювальна статистика та аналіз даних. 1987. 437-442 с. -URL: [https://encyclopediaofmath.org/wiki/Galton,\\_Francis](https://encyclopediaofmath.org/wiki/Galton,_Francis) (дата звернення: 25.11.2024)

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	72	
			Графічні матеріали		Електронний ресурс
			Презентація Microsoft PowerPoint		Слайди

КОПІЮВАТИ ЗАБОРОНЕНО 103М-23