

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

(інститут)  
Факультет природничих наук і технологій (заочно)  
(факультет)  
Кафедра Геології і розвідки родовищ корисних копалин  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
кваліфікаційної роботи ступеня бакалавра  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Вівюрко Валерії Олександрівни  
(ПІБ)  
академічної групи 103-19зск-1  
(шифр)  
спеціальності 103 Науки про Землю  
(код і назва спеціальності)  
спеціалізації<sup>1</sup> за освітньою програмою «Геологія»  
(за наявності)  
(офіційна назва)  
на тему Характер метаноносності вугільного пласта с<sub>4</sub> поля  
шахти Самарська  
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Хоменко Н.В.	82 бали	добре	
розділів:				
Загального				
Спеціального				
<b>Рецензент</b>	Шевченко С.В.			
<b>Нормоконтролер</b>	Хоменко Н.В.			

Дніпро  
2022

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

Геології і розвідки родовищкорисних копалин

(повна назва)

Жильцова І.В.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« 18 » квітня 2022 року

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

Студенту Вівюрко В.О. академічної групи 103-19зск-1  
 (прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 103 Науки про Землю

спеціалізації<sup>1</sup> за освітньою програмою «Геологія»  
 (за наявності)

на тему Характер метаноносності вугільного пласта с<sub>4</sub> поля шахти Самарська

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.04.2022 № 202-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Загальний	Аналітичний огляд джерел про метан вугільних родовищ, процеси утворення і накопичення та збереження газів в них.	21.04.22 - 06.05.22
	Геологічна будова, тектоніка гідрогеологічні умови району досліджень та поля шахти Самарська.	09.05.22 - 19.05.22
Спеціальний	Вибір методів розв'язання задачі	20.05.22 – 25.05.22
	Закономірності змінення параметрів та метаноносності вугільного пласта с <sub>4</sub>	26.05.22 – 13.06.22

Завдання видано

(підпис керівника)

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 20.04.2022

Дата подання до екзаменаційної комісії

16.06.2022

Прийнято до виконання

(підпис студента)

(прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 48 стор., 8 рис., 4 табл., 10 джерел, 5 додатків.

МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ, ЗАХІДНИЙ ДОНБАС,  
ВУГЛЕНАСИЧЕНІСТЬ, МЕТАНОНОСНІСТЬ, ТЕКТОНІКА.

Об'єкт дослідження – вугільний пласт с<sub>4</sub> поля шахти Самарська, Павлоградсько-Петропавлівського геолого-промислового району.

Предмет – метаноносність вугільного пласта с<sub>4</sub>.

Мета роботи – вивчення та аналіз закономірностей змінення метаноносності вугільного пласта с<sub>4</sub> на площі шахти.

Результати та їх новизна. Встановлено закономірності зміни метаноносності вугільного пласта с<sub>4</sub> поля шахти Самарська. Побудовані карти глибини залягання пласта його регіональної та локальної складової, карта метаноносності вугільного пласта та карта локальних структур метаноносності пласта с<sub>4</sub>. Проведено кореляційний аналіз між показниками та встановлені основні закономірності.

Результати дослідження можуть бути використані для прогнозу ділянок з підвищеним вмістом метану у вугільних пластах в межах шахтного поля, що підвищить безпечне ведення гірничих робіт та збільшить продуктивність праці шахтарів.

Практичне застосування результатів роботи буде корисним при вивченні глибоких горизонтів шахти Самарська.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ...	7
1.1 Процеси утворення і накопичення вуглеводневих газів.....	7
1.2 Вплив геологічних чинників на газонасиченість .....	8
2 КОРОТКА ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ .....	14
2.1 Геологічна характеристика поля шахти Самарська.....	18
2.2 Тектонічна будова.....	19
2.3 Вугленосність.....	20
2.4 Газоносність.....	21
2.5 Гідрогеологічні умови.....	23
3 МЕТОДИКА РОБІТ .....	26
4 ЗАКОНОМІРНОСТІ ЗМІНЕННЯ МЕТАНОНОСНОСТІ ВУГІЛЛЯ ПЛАСТА с <sub>4</sub> ШАХТИ САМАРСЬКА.....	28
4.1 Змінення глибини залягання вугільного пласта.....	30
4.2 Змінення метаноносності .....	34
4.3 Закономірності зміни метаноносності .....	37
ВИСНОВКИ .....	41
ДЖЕРЕЛА ІНФОРМАЦІЇ.....	43
ДОДАТОК А Відомості матеріалів кваліфікаційної роботи .....	44
ДОДАТОК Б Відгук керівника кваліфікаційної роботи .....	45
ДОДАТОК В Рецензія .....	46
ДОДАТОК Г Декларація академічної доброчесності.....	47
ДОДАТОК Д Протокол перевірки на рівень запозичень .....	48

## ВСТУП

Як перспективний енергетичний ресурс метан вугіленосних відкладів почав розглядатися з кінця XX століття. До останнього часу видобування метану з вугільних пластів зумовлювалося переважно вимогами безпеки та задоволення енергетичних потреб шахт. Видобування метану здійснюється системами підземної і поверхневої дегазації через свердловини, пробурені в підземних гірничих виробках і з поверхні землі.

Метан відноситься до парникових газів, що безперервно виділяється в процесі метаморфізму вугілля, а також в ході його видобування і переробки. Розвиток виробництва та високі вимоги до охорони навколишнього середовища висувають завдання до залучення в господарський обіг великих ресурсів метану вугільних пластів та зниження викидів метану в атмосферу. Тож, проблема видобутку метану з вугільних пластів має три аспекти: забезпечення безпеки проведення гірничих робіт, видобування метану як енергоносія, зниження емісії метану в атмосферу землі. [1].

Систематичне вивчення газонасиченості вугільних пластів території Західного Донбасу почалося з середини 20-го сторіччя. У геологічних звітах про результати робіт наводиться стратиграфія, тектоніка, характеристика газонасиченості вугільних пластів, були встановлені склад газів та газову зональність, вугленосність товщі досліджено вплив покриваючих відкладів та обводнення вміщуючих порід. Детально вивчені колекторські та фізико-механічні властивості порід що вміщують вугільні пласти, підраховані ресурси метану. Роботи по вивченню газонасиченості вуглевміщуючих порід та вугілля проводились в Західно-Донбаській комплексній геолого-гідрогеологічній партії ДРГП «Донецькгеологія» на полях шахт «ДТЕК Павлоградвугілля».

За геолого-тектонічними умовами Павлоградсько-Петропавлівський район Західного Донбасу віднесено до родовищ вугільного метану

субплатформенного типу, для якого характерні: невисокі показники регіональної дислокованості, потужність вугленосної товщі до 3км, невелика кількість вугільних пластів, низький ступінь катагенетичних перетворень, підвищена пористість (8-10%) та проникність [2]. Колекторами газу-метану є вугільні пласти та пісковики, загальні ресурси вуглеводневих газів у вугленосній товщі нижнього карбону Павлоградсько-Петропавлівський вуглепромислового району складають 47,7 млрд.м<sup>3</sup>, сумарні ресурси вуглеводневих газів порід 42,3 млрд.м<sup>3</sup> [3].

За таких умов територія району може розглядатися як перспективна для формування скупчень метану та його видобутку. Для України видобуток метану вугільних родовищ може стати альтернативою природному газу і дати поштовх для економічного розвитку країни. Тому вивчення метаноносності вугільних пластів, встановлення закономірностей розташування перспективних ділянок для видобутку метану на шахтних полях району потребує вивчення.

103-193СК-1

## 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

### 1.1 Процеси утворення і накопичення вуглеводневих газів

Про походження метану вугільних пластів, на сьогодні існують дві основні гіпотези: сингенетична і глибинна. Вважається, що джерелами постачання метану можуть бути як зовнішні фактори – газогенерувальні пласти, що залягають нижче, зруйновані поклади вуглеводнів і метан з мантії, так і внутрішні – органічна речовина самого вугільного пласта, що перетворилася на газ у процесі вуглефікації.

Згідно сингенетичної гіпотези, метан у вугленосних відкладах, утворюється при фізико-хімічному перетворенні органічної речовини вугілля під впливом високого тиску та температур. Після вуглефікації він зберігається під високим тиском у вугільних пластах і породах, де міститься в сорбованому, водорозчинному і вільному стані. Частка сорбованого метану у вугіллі та вуглистих породах становить 85–92 % для вугілля всього ряду метаморфізму. Газоносність вугілля змінюється від 5–10 до 35–45 м<sup>3</sup> на тонну сухої беззольної маси. Кількість виділення метану в процесі перетворення вугілля залежить від стадії вуглефікації.

Відповідно глибинній гіпотезі, при дегазації Землі метан у сланцях і у вугільних пластах утворюється внаслідок реакції глибинного водню, що надходить з мантії, з органікою вугілля та сланців. Іншим джерелом надходження вуглеводнів у вугільні пласти може бути газ із більш глибоко занурених покладів вуглеводнів, які були зруйновані внаслідок тектонічної інверсії. Підвищений вміст у складі вугільних газів гелію, важких вуглеводнів і збагачення метану та діокису вуглецю ізотопом <sup>13</sup>C, свідчить на користь глибинної гіпотези походження метану. Підтверджені випадки поповнення родовищ у процесі розробки. За своєю будовою вугільні пласти неоднорідні, це також стосується і газонасичення. Насичені газом ті ділянки вугільного пласта, які перетиналися вертикальним міграційним потоком вуглеводнів.

Періодична зміна напружень сприяє відкриттю і закриттю зон деструкції, що є основним механізмом пульсаційно-послідовної міграції вуглеводневих систем глибинного генезису. Метанонасичення вугленосних товщ залежить від ступеня їхньої тріщинуватості та інтенсивності глибинних дегазаційних потоків, пов'язаних з глибинними тектонічними розломами [4].

Вугільні пласти вміщують гази у вигляді суміші метаморфогенних газів та газових компонентів, причому метан складає 0-99%, вуглекислий газ 0-20%, етан 0-3% та мікродомішки (бутан, пропан, пентан, водень, сірководень, ксенон, аргон, гелій та ін.) не менше 1%.

## 1.2 Вплив геологічних чинників на газонасиченість

Поширення метану у вугленосній товщі нерівномірне. Воно обумовлено одночасним впливом багатьох природних геологічних факторів, які за характером впливу на газонасиченість поділяються на три групи: 1) фактори утворення газів – вміст і ступінь метаморфізму органічної маси; 2) фактори накопичення газів – ступінь метаморфізму, речовинно-петрографічний склад вугільних пластів, наявність літологічних, стратиграфічних, структурно-тектонічних пасток, а також склад порід вміщуючої товщі, динаміка та хімізм вод; 3) фактори дегазації вугільних пластів – тектонічна будова вугленосної товщі, фільтраційні особливості порід та вугілля, тривалість та швидкість дегазації [5].

Гази у вугільних пластах та вміщуючі породах знаходяться у вільному та сорбованому стані. Вільний газ займає поровий простір (гранулярний і тріщинний), його кількість залежить від пористості та тиску. Кількість вільного газу, що знаходиться у сорбованому стані збільшується з глибиною, але більша його частина пов'язана з вугільними пластами, що залягають на глибинах до 1000-1500 м, це пов'язано з сорбційними властивостями вугілля. Метан вугільних пластів є зв'язаним, сорбованим газом. Сорбційна здатність кам'яного вугілля збільшується з збільшенням ступеня метаморфізму та залежить від петрографічного складу вугілля. Газонасичення вугільного



пласта це результат абсорбції, тобто об'ємного злиття двох речовин, що перебувають у різних агрегатних станах газу і вугілля. Фізична природа абсорбції полягає у взаємному притяганні молекул газу і вугілля, тобто речовини, що абсорбується (газу), і тіла, що абсорбує (вугілля) [4[http://www.geol.univ.kiev.ua/lib/Mykhailov\\_2016.pdf](http://www.geol.univ.kiev.ua/lib/Mykhailov_2016.pdf)]. Кількість газу, що сорбується вугіллям збільшується з підвищенням тиску та зниженням температури та вологості. Середній вміст газу-метану у вугільних пластах залежить від марки вугілля (Табл.1.1).

Таблиця 1.1- Середній вміст газу-метану у вугільних пластах в залежності від марки вугілля [6]

Марка	Вміст метану, м <sup>3</sup> на тонну сухої беззольної маси
Д (довгополуменева)	0–5
Г (газове)	5–15
Ж (жирне)	10–20
К (коксівне)	10–25
Т (пісне)	10–30
А (антрацити)	15–35

У процесі формування вугленосної товщі відбувалось утворення газів та їх видалення за рахунок міграції до поверхні, паралельно з цими відбувався зустрічний рух атмосферних газів на глибину. Таке переміщення газів відобразилося у вигляді газової зональності. Газові зони по вертикалі змінюються, кожна зона характеризується відповідним співвідношенням газових компонентів - метану, азоту і вуглецю (Табл.1.2). У поверхні розвинені зони газового вивітрювання, зазвичай вугілля та породи тут деметанізовані та збагачені вуглецем та азотом. Нижче кількість метану зростає, а в метановій зоні він переважає. Сучасна природна метаноносність вугільних пластів залишкова. Значна частина метану, що утворювалась на стадіях формування родовища, не збереглась. Потужність газових зон по вертикалі коливається від 0-100 метрів. Швидкість та інтенсивність міграції

газів залежить від будови родовища, газопроникності вугілля і вміщуючи порід, від зміни тиску газів [6].

Таблиця 1.2 – Газова зональність та хімічний склад підземних вод [6]

Зона		Хімічний склад та вміст основних газів у вугільному пласті					Хімічний склад підземних вод
		N <sub>2</sub> , %	CH <sub>4</sub> , %	CH <sub>4</sub> , м <sup>3</sup> /т	CO <sub>2</sub> , %	CO <sub>2</sub> , м <sup>3</sup> /т	
Газового вивітрювання	Азотно-вуглецевих газів	0 - 50	-		50 - 100	> 2,0	Гідрокарбонатно-магнієво-кальцієвий
	Вуглецево-азотних газів	50 - 100	-		0 - 50	> 1,0	Гідрокарбонатно-кальцієвий та сульфатно-гідрокарбонатно-натрієво-кальцієвий
	Метано-азотних газів	50 - 100	0 - 50	> 1	0 - 20	> 0,5	Гідрокарбонатно-сульфатно-натрієвий і гідрокарбонатно-натрієво-кальцієвий
	Азотно-метанових газів	50 - 20	50 - 80	> 2-5	0 - 20	> 0,5	Гідрокарбонатно-кальцієво-натрієвий і гідрокарбонатно-натрієвий
Метанових газів		20 - 0	80 - 100	< 2-5	0 - 5	> 0,5	Гідрокарбонатно-натрієвий, гідрокарбонатно-хлоридно-натрієвий і хлоридно-натрієвий

Основними факторами, що визначають газонасиченість і склад газів у вугленосній товщі, вважається історія геологічного розвитку басейну, тектонічна будова родовища, вугленасиченість, гідрогеологічні та гідрохімічні умови, літологічний склад вміщуючи порід та їх колекторські властивості, потужність і склад покриваючих відкладів, ступінь метаморфізму і петрографічний склад вугілля.

Історія геологічного розвитку басейну визначає етапи ерозії та дегазації вугленосних відкладів, що обумовлені характером орогенічних фаз складчастості чи коливальними рухами. Так, з додатними формами руху

земної кори пов'язані денудація і деметанізація відкладів, з від'ємними рухами навпаки перекриття вугленосних товщ молодими відкладами, затримка або припинення деметанізації (регенерація зони метанових газів) в раніше деметанізованих відкладеннях.

Тектонічна будова визначає розподіл газів в межах родовищ, оскільки умови міграції у антиклінальних та синклінальних структурах не однакові. Так, на однакових глибинах метаноносність вугільних пластів в приосьових та осьових частинах антикліналей більша, ніж на монокліналях та крилах складок що виходять під наноси, у синкліналях газоносність вугільних пластів знижена. Пласти що мають круте залягання деметанізуються на більшу глибину по падінню чим пологі. Характер змінення метаноносності в межах симетричних структур в крилах однакова, у асиметричних - пологі крила більш металоносні [6].

Диз'юнктивні порушення в залежності від ступеня їх газопроникності можуть бути і шляхами міграції газів так і екранами що сприяють накопиченню газів. Газопроникність порушень визначається його типом, амплітудою, кутом падіння зміщувача, потужністю зони дроблення і літологічним складом порід в цій зоні. Диз'юнктивні порушення закритого типу - діагональні та орієнтовані по простяганню (особливо згідні), насуви, при відсутності зон дроблення здебільшого, сприяють підвищенню газоносності у крилах структур, що не виходять під наноси. Диз'юнктивні порушення відкритого типу – що орієнтовані вхрест простягання, незгідні з падінням товщі, скиди, переважно дегазують вугленосну товщу. Локальні порушення, що знаходяться в метановій зоні та не мають виходів на поверхню, сприятливі для формування скупчень вільного газу.

Вугленасиченість вугленосної товщі напряму впливає на її загальну газонасиченість. Чим більша кількість вугільних пластів та їх потужність у стратиграфічному розрізі і чим вищий вміст органічної речовини у вміщуючи породах, тим вище буде загальна газонасиченість на родовищі.

Підземні води циркулюючи переважно дегазують вугленосну товщу. Вугільні пласти в зонах активного водогазообміну характеризуються низькими показниками газоносності. Хімічний склад підземних вод змінюється паралельно з газовою зональністю (див. Таблиця 1.2).

Літологічний склад вміщуючих порід має значний вплив у районах, де розвинені слабометаморфізовані, пологозалягаючі вугленосні відклади з простою тектонічною будовою. Вугільні пласти, що залягають серед добре проникних, слабозцементованих порід (пісковиків, алевролітів, тріщинуватих вапняків), більше дегазовані, ніж пласти що пов'язані з комплексами глинистих порід, тому по простяганню вони можуть характеризуватися різною газоносністю. У районах, де відклади сильно метаморфізовані, літологічний склад вміщуючих порід не впливає на процеси дегазації, бо їх газопроникність мінімальна. Але, у випадку коли, вміщуючи породи характеризуються високими колекторськими показниками та мають газонепроникний екрана, можуть бути колекторами метану.

Метаморфізм вугілля один з основних факторів, що визначає сучасну газоносність вугільних пластів. З підвищенням ступеню метаморфізму сорбційна газоемність вугілля збільшується до максимальних значень на стадії антрацитів. Однак природна метаноносність вугільних пластів збільшується до стадії низькометаморфізованих антрацитів, далі різко зменшується з переходом до високометаморфізованих антрацитів. Ступінь метаморфізму вугілля визначає інтенсивність розвитку тріщин кліважу, відповідно і газопроникність вугілля. Тріщинуватість вугілля неоднакова, найбільшою тріщинуватістю характеризується вугілля середніх стадій метаморфізму, тому і міграція газів відбувається більш інтенсивно по пластам з вугілля марок Ж, К и ПС.

Вплив петрографічного складу на метаноносність вугілля більше за все проявляється у вугіллі марок Г, Ж, К. Їх метаноємність збільшується з підвищенням вмісту в них мікрокомпонентів групи фюзиніту. Петрографічний склад вугілля марок Д, П, ПС, А на метаноносність майже

не впливає. Збільшення газопроникності відбувається зі збільшенням у вугіллі мікрокомпонентів групи вітриніту, за рахунок збільшення кількості тріщин [6].

Покриваючі відклади в залежності від потужності, літологічного складу, фаціальної витриманості та часу їх накопичення, по різному впливають на розподіл газів в вугленосній товщі. Газонепроникні відклади вугленосної товщі, унеможливають деметанізацію родовища, міграція метану з вугільних пластів призводить до формування скупчень метану у вільній фазі, безпосередньо під покриваючими відкладами. Тож, родовища закритого типу характеризуються більш високими показниками газоносності ніж відкриті.

Висновки за розділом.

Про походження метану вугільних пластів існують дві гіпотези. Згідно сингенетичної гіпотези, метан утворюється при фізико-хімічному перетворенні органічної речовини вугілля під впливом високого тиску та температур. Відповідно глибинній гіпотезі, при дегазації Землі метан утворюється внаслідок реакції глибинного водню, що надходить з мантиї, з органікою вугілля та сланців.

Гази у вугільних пластах та вміщуючи породах знаходяться у вільному та сорбованому стані. Поширення метану нерівномірне і обумовлено одночасним впливом багатьох природних геологічних факторів, а саме: вміст і ступінь метаморфізму органічної маси, ступінь метаморфізму, речовинно-петрографічний склад вугільних пластів, наявність структурно-тектонічних пасток, а також склад порід вміщуючої товщі, динаміка та хімізм вод, тектонічна будова вугленосної товщі, фільтраційні особливості порід та вугілля, тривалість та швидкість дегазації.

## 2 КОРОТКА ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ

Павлоградсько-Петропавлівський геолого-промисловий район у геоструктурному відношенні займає центральну і східну частини Самарської глиби. Осадкові відклади незгідно залягають на кристалічному фундаменті і характеризуються західним та північно-західним простяганням з пологим зануренням на північ, північний схід під кутом 3-5°. Залягання порід ускладнене порушеннями скидового характеру з амплітудами від декількох метрів до 350 м і кутами падіння 45-80° [7].

У стратиграфічному розрізі району присутні осадові відклади палеозойського, мезозойського, кайнозойського віку та кристалічні породи докембрію.

Кам'яновугільні відклади характеризується невеликою потужністю – від 240 м на заході до 1220 м на сході та північному-сході. Промисловими є відклади верхньо-візейського ярусу (світи  $C_1^2$ -  $C_1^4$ ) нижнього карбону.

Світа  $C_1^2$  – підвугільна, складена дрібноуламкуватим матеріалом піщано-глинистого складу. У розрізі свити зустрічаються прошарки вугілля, які мають робочу потужність на невеликих площах.

Світа  $C_1^3$  – вугленосна, складена переважно алевролітовими породами які вміщують до 64 вугільних пластів та прошарків, 17 з яких мають робочу потужність. Вугільні пласти відносяться до категорії тонких, мають стійку будову та потужність, коефіцієнт вугленосності свити 0,2-3,8%. Вугілля відноситься до змішаного типу дюрен-кларенового чи кларен-дюренового, мало та середньо відновлене. За марочним складом відноситься до марок Г та перехідних від Г до Ж. Вугілля малозольне (4-12%) та мало сірчане (0,5-3%)

Світа  $C_1^4$  складена вапняками, вугільні пласти мають неробочу потужність.

В структурному плані району відокремлюються три великі блоки Павлоградський грабен, Самарський горст та Центральний грабен. На площі Центрального грабену розташована більша частина шахтних полів району.

Поле шахти Самарська розташоване у прибортовій частині південно-західного крила Дніпровсько-Донецької западини і належить до південної частини Центрального грабена. Грабен обмежується Шевченківським і Богданівським скидами, які мають близьке до північного простягання й амплітуди 250 і 350 м, з зустрічним падінням зміщувачів. Розміри грабену по простягання більше 100 км по падінню до 20 км. Південна частина грабену порушена середньо- і мало амплітудними скидами, які сполучаються між собою під різними кутами [8].

Найбільшими скидами Центрального грабену є Богданівський, Південно-Тернівський, Подовжний, Петропавлівський.

Богданівський скид в межах району простягається з північного-заходу на південний схід з амплітудою зміщення 265-340 м та кутом падіння  $50^\circ$  за азимутом від  $10^\circ$  до  $45^\circ$ . Характеризується зростанням амплітуди у східному південно-східному напрямку. По простягання він розщеплюється на три гілки: власне Богданівський скид, Тернівський скид з північним падінням і Подовжний скид, який простягається у південно-східному напрямку з неузгодженим падінням площини зміщувача.

Південно-Тернівський скид має північно-західне простягання з падінням площини зміщувача на північний схід під кутом  $45-55^\circ$ . Амплітуда його змінюється від 15 до 150 м. Від скиду відхиляється апофіза, з амплітудою 15 м.

Тернівський скид простежується на південь від Богданівського скиду, має південно-західне падіння зміщувача під кутом  $45-50^\circ$  та простягається з північного заходу на південний схід з амплітудою до 40 м.

Благодатненський скид розташовується майже паралельно Богданівському скиду в 3,5 км на північний схід. Простягання скиду



північно-західне, з опущеним північно-східним крилом. Падіння зміщувача північно-східне під кутом  $70^\circ$ . Амплітуда зміщення крил від 15 до 30 м.

Повздожній скид простягається в південно-східному напрямку більш ніж на 25 км, падіння площини зміщувача південно-західне під кутом  $60-70^\circ$ , амплітуда зміщення порід коливається від 50 до 165 м. Вздовж скиду виділяються скиди апофізи - Петровський, Діагональний, Брагіновський та інші.

Плікративні форми тектоніки генетично пов'язані з формуванням розривів і розвинуті на порушених ділянках. Вони фіксуються у вигляді куполоподібних структур, хвилястого залягання, дрібної складчасті, їх розміри по простяганню складають від сотні до тисяч метрів, падіння крил  $3-5^\circ$ , вісі складок збігаються з напрямком головних розломів [8].

Природна газоносність вугільних пластів Павлоградсько-Петропавлівського району, вивчена на прикладі вугільних пластів  $c_6^b$  та  $c_1$ , і не перевищує  $15 \text{ м}^3/\text{т г.м.}$  За даними Забигайло В.Е. [7] газоносність росте у напрямку збільшення ступеня метаморфізму, з південного-заходу на північний-схід та утворює локальні зони підвищеної газоносності поблизу тектонічних порушень. Локальні зони підвищеної газоносності більш характерні для опущених крил тектонічних порушень. Змінення газоносності з глибиною відбувається нерівномірно

За хімічним складом природні гази вугільних пластів представлені сумішшю метану ( $\text{CH}_4$ ), азоту ( $\text{N}_2$ ) і вуглекислого газу ( $\text{CO}_2$ ), присутні також рідкісні гази (Ar, He), важкі вуглеводні метанової групи та водень.

Метан у вугільних пластах присутній у всіх відібраних пробах, його частка в складі вугільних газів становить  $0,01 - 98,40 \text{ об. \%}$ , зі збільшенням глибини відбувається і збільшення вмісту метану, середній вміст метану у вугільних пластах, що залягають глибше 350 м понад 80%. Середній вміст метану в складі вугільних газів змінюється по площі, на тих самих глибинах його більше у східній частині району, це збігається з підвищенням ступеня метаморфізму і зменшенням вологості вугілля. Вміст азоту та вуглекислого



газу у складі вугільних газів зі збільшенням глибини, зменшується. Вміст важких вуглеводів складає 0,001 - 0,920 об. %. Їх розподіл нерівномірний, в північній частині, де вугільні пласти знаходяться на більшій глибині він вищий, а у південній частині району нижчий, виявлена також тенденція до зростання вмісту важких вуглеводів у складі вугільних газів з глибиною.

Глибина залягання верхньої границі метанових газів змінюється нерівномірно, що пов'язано з блоковою будовою площі. В цілому глибина залягання верхньої границі метанових газів збільшується з південного-заходу на північний схід, значний вплив мають скиди [7].

Більшість вугільних пластів, які розташовані у південно-західній частині району знаходяться у зоні газового вивітрювання, глибина залягання верхньої границі метанових газів складає 90-180 м. Тут відбувається активний водогазообмін, про що свідчить невисока мінералізація вод до 12 г/л. та хімічний склад підземних вод (сульфатно-хлоридно-гідрокарбонатно-натрово-кальцієві та хлоридно-сульфатно-натрово-кальцієві).

Вугільні пласти, які поширені на північ від Богданівського скиду знаходяться в зоні метанових газів. Глибина залягання верхньої границі метанових газів коливається з 230 до 800 м. Підземні води тут хлоридно-натрового складу мають повільний водогазообмін та високу мінералізацію до 56,6 г/л. Вміщуючі породи характеризуються слабкими колекторськими властивостями їх газоносність низька.

## 2.1 Геологічна характеристика поля шахти Самарська

У геоструктурному відношенні поле шахти розташоване у прибортовій частині південно-західного крила Дніпровсько-Донецької западини і належить до південної частини Центрального грабена [10].

Поле шахти знаходиться на південний схід від шахти Тернівська, у лежачому крилі Богданівського скиду. Північно-східною границею шахтного поля є Олефірівський та Тернівський скиди, південно-західною Богуславський скид. На південному сході поле шахти граничить по Богданівському скиду з полем шахти ім. Сташкова, а на північному заході з

полем шахти Тернівська та Павлоградськими дільницями № 2, 3. Відносна метанозбагаченість шахти 2,5-14,8 м<sup>3</sup>/т на глибинах 210-325 м, що відповідає III категорії по газу-метану. Робочу потужність мають шість вугільних пластів: с<sub>1</sub>, с<sub>4</sub>, с<sub>4</sub><sup>1</sup>, с<sub>4</sub><sup>2</sup>, с<sub>5</sub>, с<sub>6</sub> марки Г. Вугільні пласти мають переважно просту будову з потужністю 0,9-1,1 м, часто розмиті та заміщені пісковиками та аргілітами. Залягання моноклінальне з падінням у північному та північно-східному напрямках під кутом 2-4°, в зонах тектонічних порушень до 7-10°, у західній частині та біля тектонічних порушень утворюються пологі вигини.

Великоамплітудний Богданівський скид простягається на північний-захід з амплітудою зміщення від 35 до 320 м і кутом падіння зміщувача 45-60°. Середньоамплітудні Тернівський та Олєфірівський скиди простягаються з південного заходу на північний схід, перший з амплітудою 15-50 м та кутом 70°, другий з амплітудою 15-50 м та кутом 75° є північною границею шахтного поля. Південно-Тернівський скид з амплітудою зміщення 15-30 м, північно-східним падінням під кутом 60-65° та Богуславський скид з амплітудою 3-130 м, і північно-східним падінням зміщувача під кутом 60-65° поділяють шахтне поле на блоки. Малоамплітудні скиди є апофізами великих скидів та поширені у центральній та західній частинах шахтного поля та біля Південно-Тернівського скиду.

Глибина залягання верхньої межі метанової зони встановлена на глибині 150 м. Метаносність вугільних пластів поля шахти рівномірно зростає з глибиною і в середньому складає в інтервалі 150-200 м – 3 м<sup>3</sup>/т с.б.м. та 7 м<sup>3</sup>/т с.б.м в інтервалі 200-300 м. Шахта відпрацьовує вугільні пласти с<sub>5</sub>, с<sub>4</sub>, с<sub>1</sub> на глибинах 170-220 м. Вугільні пласти с<sub>5</sub>, с<sub>4</sub><sup>1</sup> і с<sub>4</sub> (глибина залягання від 50 до 200 м) на більшій частині площі знаходяться в зоні газового вивітрювання. Зростання значень метаносності спостерігається на північ від Південно-Тернівського скиду, на глибинах залягання вугілля більш 150-200 м.

Ресурси метану в пластах вугілля в інтервалі с<sub>1</sub> – с<sub>4</sub> шахти Самарська складають 29,4 млн.м<sup>3</sup> [10].

## 2.2 Тектонічна будова

Будова поля шахти складна, з розвитком диз'юнктивних та плікативних форм дислокації. Останні найбільш розповсюджені у західній частині та біля тектонічних порушень (Південно-Тернівський скид) і утворюють пологі складки з амплітудами до перших метрів [10].

Диз'юнктивні порушення показані крупними і малоамплітудними скидами. До крупноамплітудних скидів належать: Богданівський скид ( $A=35-320\text{м}$ ,  $\angle 45-60^\circ$ ), Тернівський скид ( $A=15-50\text{м}$ ,  $\angle 70^\circ$ ), Олефірівський скид ( $A=15-50\text{м}$ ,  $\angle 75^\circ$ ), Богуславський скид ( $A=70-145\text{м}$ ,  $\angle 60-65^\circ$ ), Південно-Тернівський скид ( $A=3-130\text{м}$ ,  $\angle 45-65^\circ$ ), які є природними межами блоків шахтного поля. Малоамплітудні скиди є апофізами великих. Малоамплітудні скиди найбільш розповсюджені у центральній та західній частинах шахтного поля та біля Південно – Тернівського скиду.

В цілому шахтне поле характеризується спокійним заляганням осадочних відкладів з падінням у північному та північно-східному напрямку під кутом  $2-4^\circ$ , який збільшується в зонах тектонічних порушень до  $\angle 7-10^\circ$ .

## 2.3 Вугленосність

Основною продуктивною товщею поля є вугільні відклади самарської світи нижнього карбону ( $C_1^3$ ), яка нараховує 25 вугільних пластів і прошарків. Робочу потужність мають 8 вугільних пластів:  $c_1$ ,  $c_4$ ,  $c_4^1$ ,  $c_4^2$ ,  $c_5$ ,  $c_6$ ,  $c_7^B$ ,  $c_8^B$ , але вугільні пласти  $c_7^B$  і  $c_8^B$  розташовані вище межі безпечного ведення гірничих робіт під покровними відкладами і зняті з балансу шахти Самарська.

В теперішній час шахта відпрацьовує вугільні пласти  $c_5$ ,  $c_4$ ,  $c_1$  на глибинах 170-220м.

Вугільний пласт  $c_5$  – відносно витриманий. Потужність змінюється від 0,72 до 1,30м, переважно 0,9-1,10м. Будова пласта, в основному, проста, тільки по одиничних свердловинах – складна. При складній будові прошарок аргіліту має потужність 0,04-0,33м. Вугільний пласт  $c_5$

розповсюджений у висячому крилі Південно-Тернівського скиду. На площі між Богуславським і Південно-Тернівським скидами вугільний пласт  $c_5$  заміщений пісковиком.

Пласт  $c_4^2$  - на більшій частині шахтного поля розмитий; промислова потужність (0,64-1,10м) присутня тільки в східній частині. Будова вугілля, в основному, проста.

Пласт  $c_4^1$  на всій площі має невелику потужність 0,52-0,65 м. Найменша потужність - на півдні (на виході пласта під посткарбоніві відклади). У крайній південно-західній частині поля пласт відсутній (розмитий). Будова пласта проста.

Пласт  $c_4$  - має робочу потужність 0,8-1,05м і просту будову в центральній та західній частині шахтного поля. На сході і північному сході будова пласта стає складною: дві пачки вугілля з прошарком аргіліту, потужністю 0,1-0,54м і до 1,0м. На шахтному полі є руслові (центральна і південна частина) та локальні розмиви вугільного пласта  $c_4$ .

Пласт  $c_1$  – відносно витриманий та невитриманий. На більшій частині поля шахти має промислову потужність 0,8-1,0м і просту будову. Характерним для пласта є наявність в покрівлі потужного (до 28,0м) водонасиченого пісковика, що дуже ускладнює відпрацювання вугільного пласта. В центральній та південній частині спостерігається русловий розмив до 200-500м.

#### 2.4 Газоносність

Вихідними даними для оцінки газоносності вугільних пластів і вміщуючих порід в межах поля шахти Самарська є результати вуглегазового випробування за допомогою газокернабійників КА-61 по матеріалах геологічних звітів [10].

Глибина залягання верхньої межі метанової зони встановлена на глибині 150м. Максимальні значення природної метаноносності вугільного пласта  $c_5$  складають 4,5-4,8 м<sup>3</sup>/тс.б.м., вугільних пластів  $c_4^2$ ,  $c_4^1$ ,  $c_4$  і  $c_1$  – 7,8-10,5

$\text{м}^3/\text{тс.б.м.}$  найбільші значення метаноносності у межах шахтного поля зафіксовані по вугільних пластах  $c_4^1$ ,  $c_4$  – до  $9,2-10,5 \text{ м}^3/\text{тс.б.м.}$  Метаноносність вугільних пластів поля шахти Самарська, в цілому, рівномірно зростає з глибиною і складає в інтервалах:

до 150м – зона газового вивітрювання ( $M < 2\text{м}^3/\text{тс.б.м.}$ );

150-200м –  $2-5 \text{ м}^3/\text{тс.б.м.}$ , в середньому –  $3 \text{ м}^3/\text{тс.б.м.}$

200-300м –  $5-10 \text{ м}^3/\text{тс.б.м.}$ , в середньому –  $7 \text{ м}^3/\text{тс.б.м.}$ .

Газоносність вугільних пластів і вміщуючих порід за даними газового каротажу приведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Газоносність вугільних пластів і вміщуючих порід за даними газового каротажу по шахті Самарська [10]

Сіноніміка горизонту	№ свердловини	Глибина, м	Потужність, м	Метаноносність вугілля, $\text{м}^3/\text{тс.б.м.}$	Газоносність порід, $\text{м}^3/\text{т}$
Вугільні пласти					
$c_4^1$	12696	178,95	0,62	5,5	
-“-	12573	79,90	0,50	1,1	
$c_4$	12696	197,20	0,83	7,2	
-“-	12611	122,55	0,77	3,7	
-“-	12573	98,55	0,85	2,8	
$c_1$	12696	240,00	1,06	6,7	
-“-	12611	171,65	0,83	6,0	
-“-	12573	145,70	0,85	2,8	
Пісковики					
$c_1Sc_3$	12611	165,6	2,0		1,20
-“-	12573	112,5	5,0		0,32
-“-	-“-	122,5	3,0		0,20
-“-	-“-	132,0	4,0		0,25

В минулі роки вивчалась газоносність, як правило, тільки вугільних пластів, і на базі цих даних визначалась категорія безпечності шахти по газу. З аналізу фактичної метанозбагаченості шахт Західного-Донбасу випливає, що значна частина природного газу у видобувній виробки поступає з вміщуючих порід. В деяких випадках газоносність вміщуючих порід (пісковиків) перевищує газоносність вугільних пластів.

За даними газового каротажу на полі шахти Самарська, породи можуть мати підвищену газонасиченість і на малих глибинах при наявності надійних покришок.

## 2.5 Гідрогеологічні умови

Гідрогеологічні умови поля шахти в значній мірі пов'язані з її геологічною будовою. Насамперед, це розвиток потужної товщі покривних порід палеогенової та неогенової систем. При відсутності на полі шахти екрануючих юрських та тріасових глин, пласти пісковиків та вугілля нижнього карбону виходять під піски та пісковики бучака, в результаті чого відбувається безпосереднє живлення водоносних горизонтів карбону за рахунок запасів підземних вод покривних відкладів. На шахтному полі розвинені поверхневі, підземні і шахтні води [10].

### Поверхневі води.

Представлено р. Самара та Тернівка. Води річок характеризуються коливанням рівня води, який залежить від кількості опадів. Мінералізація в межах від 1,7 до 3 г/дм<sup>3</sup>. На формування водоприпливів у гірничі виробки поверхневі води впливати не будуть.

### Підземні води.

Поширені у четвертинних, неогенових, палеогенових і кам'яновугільних відкладах.

*Водоносний горизонт у відкладах четвертинної системи – Q.*

Розвинений у лесових суглинках потужністю від 2,5 до 7м- на вододілі, а в долинах річок - алювіальними пісками потужністю в середньому до 10м.

Мінералізація вод коливається від 1,2 до 3,2 г/дм<sup>3</sup>. Дебіт в середньому становить 0,2л/с. Обмежене поширення та підвищена мінералізація не дозволяють використовувати води горизонту для водопостачання.

*Водоносний горизонт у відкладах берекського та новопетрівського регіоярису - P<sub>3br</sub>-N<sub>1np</sub>.*

Розвинений у жовто-сірих пісках і зеленувато-бурих глинах. Потужність їх коливається від 0 до 35м і в середньому складає 10м. Мінералізація вод змінюється від 3,2 до 4,0 г/дм<sup>3</sup>. Практичного значення для водопостачання води цих горизонтів не мають. На ведення гірничих робіт ці води впливати не будуть.

*Водоносний горизонт у відкладах київсько-межигірського регіоярису.*

Розвинений повсюдно і представлений пісками, іноді дуже глинистими, а також глинистими пісковиками. Водомісткими породами являються кварцові піски і тріщинуваті пісковики потужністю від 9 до 45м. Мінералізація підземних вод київсько-межигірських відкладів змінюється на площі шахтного поля від 0,8 до 17 г/дм<sup>3</sup>. Таке збільшення мінералізації підземних вод пов'язане з впливом скиду шахтних вод у балку Таранова. Дебіт коливається в межах від 0,3 до 0,7 л/с. В процесі відробки вугільних пластів цей водоносний горизонт буде приймати участь у формуванні водопривлів лише в місцях виходів вугільних пластів і пісковиків під обводнені кайнозойські відклади.

*Водоносний горизонт у відкладах буцацького регіоярису - P<sub>2bc</sub>.*

Розвинений у дрібнозернистих та середньозернистих кварцевих пісках. Води бучака мають напір, який досягає 50м під покрівлю. Верхнім водоупором є сильно глинисті піски київсько-межигірського регіоярису, нижнім - аргіліти та алевроліти карбону. Мінералізація вод змінюється від 0,6 до 1,7 г/дм<sup>3</sup>. Водоносність бучацьких пісків різноманітна, внаслідок непостійного гранулометричного складу. Питомий дебіт змінюється від 0,005 до 0,6 л/с, а коефіцієнт фільтрації від 0,038 до 8,8 м/добу. При проведенні гірничих робіт цей водоносний горизонт буде приймати участь у формуванні



водоприпливів лише в місцях виходів вугільних пластів і пісковиків під обводнені відклади кайнозою.

*Водоносний горизонт у відкладах кам'яновугільної системи – С.*

Представлений алевролітами, аргілітами, пісковиками, вапняками і пластами вугілля. Водовмісткими являються пісковики, пласти вугілля та вапняки. Потужність цього водоносного горизонту коливається від 18 до 100 м. Цей водоносний горизонт тріщинно-пластового типу. Висота напору досягає 76м. Водоносність кам'яновугільних відкладів невелика. Питомий дебіт коливається в межах від 0,00045 до 0,103л/с. Коефіцієнт фільтрації змінюється від 0,0026-0,43 м/добу. Мінералізація водоносного горизонту складає 1 - 30 г/дм<sup>3</sup>.

*Шахтні води.*

Являються видозміненими підземними водами, котрі попадають у гірничі виробки і під впливом рудничної атмосфери та взаємодії з гірничими породами змінюють свої властивості і склад. Мінералізація шахтних вод на протязі всього періоду експлуатації практично не змінювалась. При відпрацюванні вугільного пласта с<sub>4</sub> вона складає 16г/дм<sup>3</sup>, а по пласту с<sub>1</sub> – 18 г/дм<sup>3</sup>. Склад шахтових вод в бремзберговій частині шахтного поля формується за рахунок покривних відкладів. Це гідрокарбонатно-сульфатно-хлоридно-натрієві води з мінералізацією до 7г/дм<sup>3</sup>. Мінімальна мінералізація відмічалась у східній частині шахтового поля, де вугільні пласти і вище розташовані породи виходять безпосередньо під покривні відклади. Шахтні води в ухилі хлоридно-натрієвого складу з мінералізацією до 27г/дм<sup>3</sup>. За технічними показниками води дуже жорсткі, піняві, слабо лужні. По відношенню до бетонів - неагресивні, до металів – середньо і сильно агресивні. В усіх пробах шахтної води відмічається підвищений вміст завислих речовин та нафтопродуктів, котрі перевищують МДК у 3 -7 раз. Шахтні води непридатні для зрошення та меліорації [10].



Висновки за розділом.

У геоструктурному відношенні поле шахти Самарська розташоване у прибортовій частині південно-західного крила Дніпровсько-Донецької западини і належить до південної частини Центрального грабена.

Будова поля шахти складна, з розвитком диз'юнктивних та плікативних форм дислокації. Залягання моноклінальне з падінням у північному та північно-східному напрямках під кутом 2-4°, в зонах тектонічних порушень до 7-10°. Вугільні пласти мають просту будову з потужністю 0,9-1,1 м, часто розмиті та заміщені пісковиками та аргілітами. Робочу потужність мають шість вугільних пластів:  $c_1$ ,  $c_4$ ,  $c_4^1$ ,  $c_4^2$ ,  $c_5$ ,  $c_6$  марки Г.

Відносна метанозбагаченість шахти 2,5-14,8 м<sup>3</sup>/т на глибинах 210-325 м, що відповідає III категорії по газу-метану.

Гідрогеологічні умови поля шахти пов'язані з її геологічною будовою. За рахунок потужної товщі покривних порід палеогенової та неогенової систем. При відсутності на полі шахти екрануючих юрських та тріасових глин, пласти пісковиків та вугілля нижнього карбону виходять під піски та пісковики бучака, в результаті чого відбувається безпосереднє живлення водоносних горизонтів карбону за рахунок запасів підземних вод покривних відкладів. На шахтному полі розвинені поверхневі, підземні і шахтні води.

### 3 МЕТОДИКА РОБОТИ

Робота виконувалась у три етапи. На першому етапі було зібрано та проаналізовано інформацію що до метаноносності вугільних пластів. На другому етапі було обрано об'єкт дослідження та зібрана інформація що до геологічних умов району та шахтного поля. У якості об'єкта досліджень обрано вугільний пласт с<sub>4</sub> шахти Самарська, що знаходиться в межах Павлоградсько-Петропавлівського геолого-промислового району Західного Донбасу. На третьому етапі виконувалась побудова карт та їх аналіз.

Головними задачами були аналіз та узагальнення результатів замірів газоносності за допомогою визначення газоносності вугільних пластів за допомогою кернагазонабірника КА-61. Метод дає можливість отримати данні про склад газів, кількість метану на стадії геологорозвідувальних робіт. Фактичною базою для виконання роботи слугували данні що були отримані для пласта с<sub>4</sub> шахти Самарська при проведенні розвідувальних робіт.

Сумарний замір природної газоносності у пробі кернагазонабірника, за даними [7], складається з трьох складових – газ, що пов'язаний з регіональними геологічними чинниками, газ - пов'язаний з локальними геологічними чинниками, та вплив помилок при застосуванні методу. Для встановлення цих частин застосовується метод апроксимації, який дозволяє здійснювати аналітичний опис поверхні. На практиці застосовуються поліноми трьох перших ступенів. Апроксимаційний поліном першого ступеня являє собою похилу площину (аналог моноклінального залягання гірських порід), другого ступеня – поверхню з одним перегином (аналог простої синкліналі чи антикліналі), третього ступеня – поверхню з двома перегинами (аналог більш складних складчастих поверхонь).

Визначення ступеня апроксимації полінома здійснювалась на базі геологічних уявлень про модель природного чинника. В цілому, вугільні пласти Павлоградсько-Петропавлівського району характеризуються західним

та північно-західним простяганням з пологим зануренням на північ, північний схід під кутом 3-5° і мають моноклінальну будову. Але на фоні монокліналі інколи спостерігаються слабо проявлені складчасті структури. Для виявлення таких локальних складок було застосовано поліном першого ступеня. Перший ступінь поліному був прийнятий, виходячи з моноклінальної будови пластів, тому що найбільш відповідає природній поверхні пласта на шахті. Частина природної газоносності, яка описувалась поліномом, вважалась складовою, що зумовлена зміною регіональних чинників. По відхиленням між розрахованими та фактичними замірами покрівлі пласта будувались карти локальних структур в ізолініях.

Під час виконання роботи було зібрано необхідний матеріал в вигляді відносних координат свердловин, в яких виконувався замір відміток підосви вугільного пласта (використано данні буріння 244 розвідувальних свердловин) та результати замірів газоносності вугільного пласта керногазонабірником КА-61 (41 замір).

Для візуалізації отриманих результатів використано пакет програм Golden Software Surfer. Було побудовано та проаналізовано 3 карти із зображенням підосви вугільного пласта, регіональної та локальної її складових та 3 карти метаноносності пласта, регіональної та локальної складових.

Кореляційні зв'язки між показниками розраховані у програмі Microsoft Excel.

#### 4 ЗАКОНОМІРНОСТІ ЗМІНЕННЯ МЕТАНОНОСНОСТІ ВУГІЛЛЯ ПЛАСТА с<sub>4</sub> ШАХТИ САМАРСЬКА

Для з'ясування змінення метаноносності вугільного пласта с<sub>4</sub> на полі шахти використано 41 замір газоносності вугільного пласта за допомогою керногазозбірником КА-61 (Табл. 4.1). Застосувавши програмний пакет Golden Data Software побудовано карти в ізолініях, що характеризують змінення показників глибини залягання та метаноносності вугільного пласта та їх похідних (регіональної та локальної складової). Аналіз побудованих карт дає змогу виявити характер зміни метаноносності, регіональні та локальні закономірності розміщення скупчень метану в межах шахтного поля.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані для побудови карт

№	№ свердловини	X	Y	Абсолютна позначка підшви вугільного пласта	Газоносність, м <sup>3</sup> /т г.м.
1	6749	131,6	52	-156,1	0,48
2	6803	77,7	59,7	-134,5	4,47
3	7938	61,2	79,3	-120,1	0,38
4	7957	79,7	105	-69,6	0,03
5	7958	67	77,8	-118,4	3,36
6	8014	75,5	96	-80,8	0,14
7	12395	70,1	66,3	-133,7	2,74
8	12415	66,8	61	-132,8	0,03
9	12428	46	71,1	-139,4	3,61
10	12461	50,5	84	-119,5	4,57

Продовження табл. 4.1

11	12462	23,2	81,8	-145,5	6,04
12	12500	35,9	91,1	-123,7	0,6
13	12520	28,2	127,4	-70,2	0,83
14	12543	39,3	138,3	-45,9	0,11
15	12544	18,1	103	-118,6	3,27
16	12562	29,9	96,8	-117,1	2,17
17	12570	35,4	106,5	-92,9	3,57
18	12571	58	136,2	-41,3	0,02
19	12572	51,4	125,3	-58,5	0,1
20	12607	21,6	113,5	-96,2	2,13
21	12626	59,8	110	-75,2	0,52
22	12633	110,3	100,6	-95,5	0,53
23	12634	86,2	97,7	-78,6	1,9
24	12647	80,6	89,2	-84,2	2,55
25	12653	89,6	87,6	-89,7	0,99
26	12655	98,7	100	-93,6	0,41
27	12659	84,9	84	-89,8	2,34
28	12667	108,9	75,2	-123,4	1,74
29	12693	103,5	59,9	-126,8	1,66
30	12694	105,6	66,1	-123,9	1,53
31	12696	101,4	62,7	-126,7	1,08
32	12698	97	51,8	-132,8	1,88
33	12701	139,9	69,5	-156,9	0,96
34	12702	126,6	74,9	-149,8	1,98

35	12769	111,1	42,7	-158,1	4,7
36	12778	110,7	47	-155,4	2,54
37	12793	108,4	51,9	-151,1	2,91
38	12805	68,7	63,8	-132,8	3,61
39	12890	54,8	106,9	-80,7	0,46
40	12940	133,6	14,6	-155,6	3,58
41	13052	143,1	36,5	-133,7	4

#### 4.1 Змінення глибини залягання вугільного пласта

Для побудови карти використано данні буріння 244 розвідувальних свердловин. Глибина залягання пласта с<sub>4</sub> шахти Самарська змінюється від -20 м на півдні до -170 м на півночі, перепад глибин в межах поля 150 м. Будова пласта у південній частині поля проста, залягання моноклінальне, при наближенні до скидів ускладнюється пологими локальними брахіструктурами. Північна частина пласта ускладнена пологими вигинами синклінального типу, неправильної або ізометричної форм (рис. 4.1).

На карті регіональної складової змінення поверхні вугільного пласта – спостерігаємо площину з нахилом на північ (рис.4.2). Тож, пласт поступово занурюється у північному напрямку у бік великоамплітудного Богданівського скиду.

На карті локальних структур поверхні вугільного пласта с<sub>4</sub> відокремились локальні структури, що відповідають пологим антиклінальним та синклінальним вигинам. Так, у східній частині поля спостерігаємо частину синклінального вигину, що утворився вздовж великоамплітудного Богданівського скиду. Ще одна інтенсивна синклінальна структура знаходиться у західній частині поля, між Богуславським та Південно-Тернівським скидами. У Центральній та південній частині пласт має антиклінальну будову, як на півночі і північному заході (рис. 4.3).

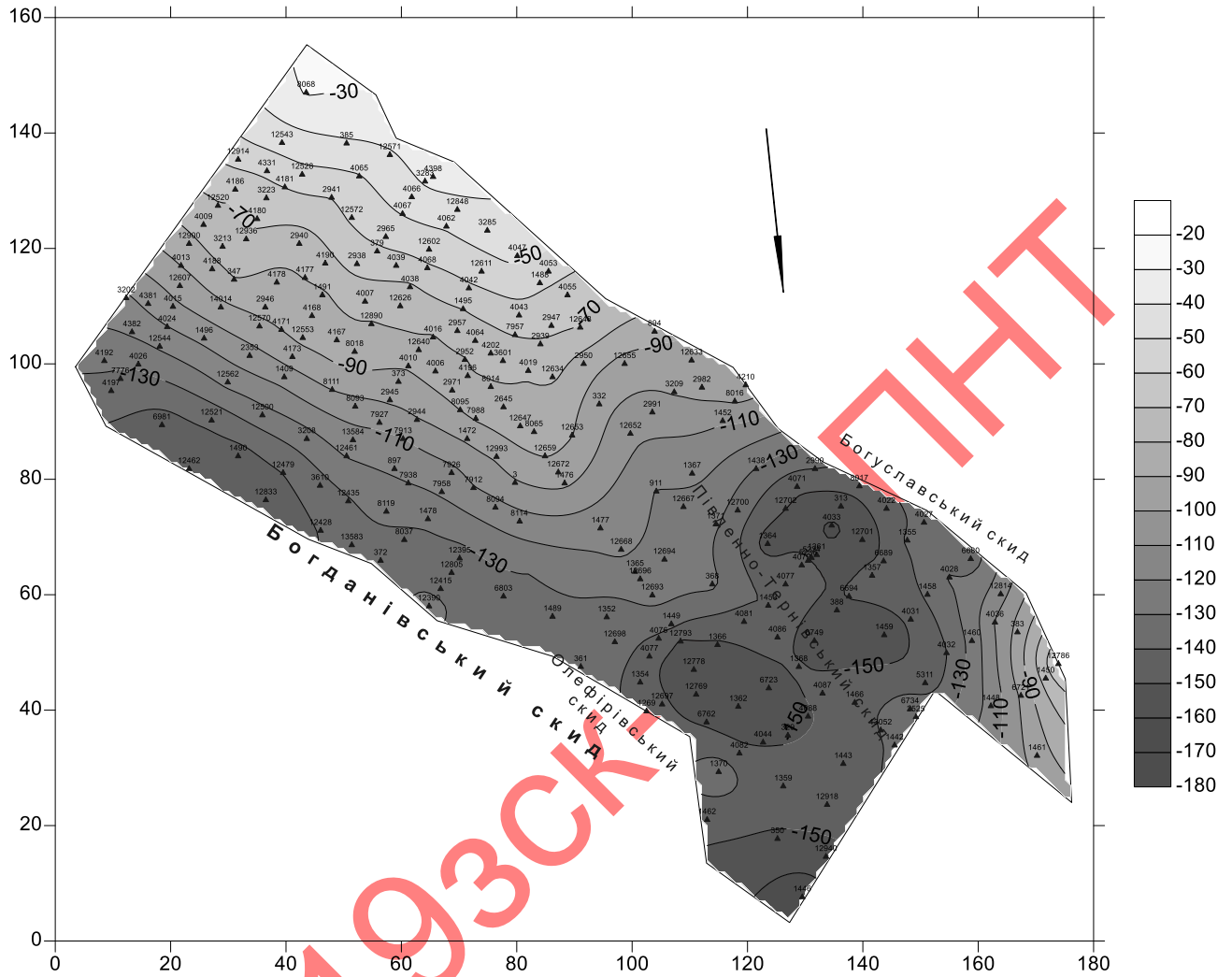


Рисунок 4.1 – Карта поверхні вугільного пласта с<sub>4</sub> шахти Самарська

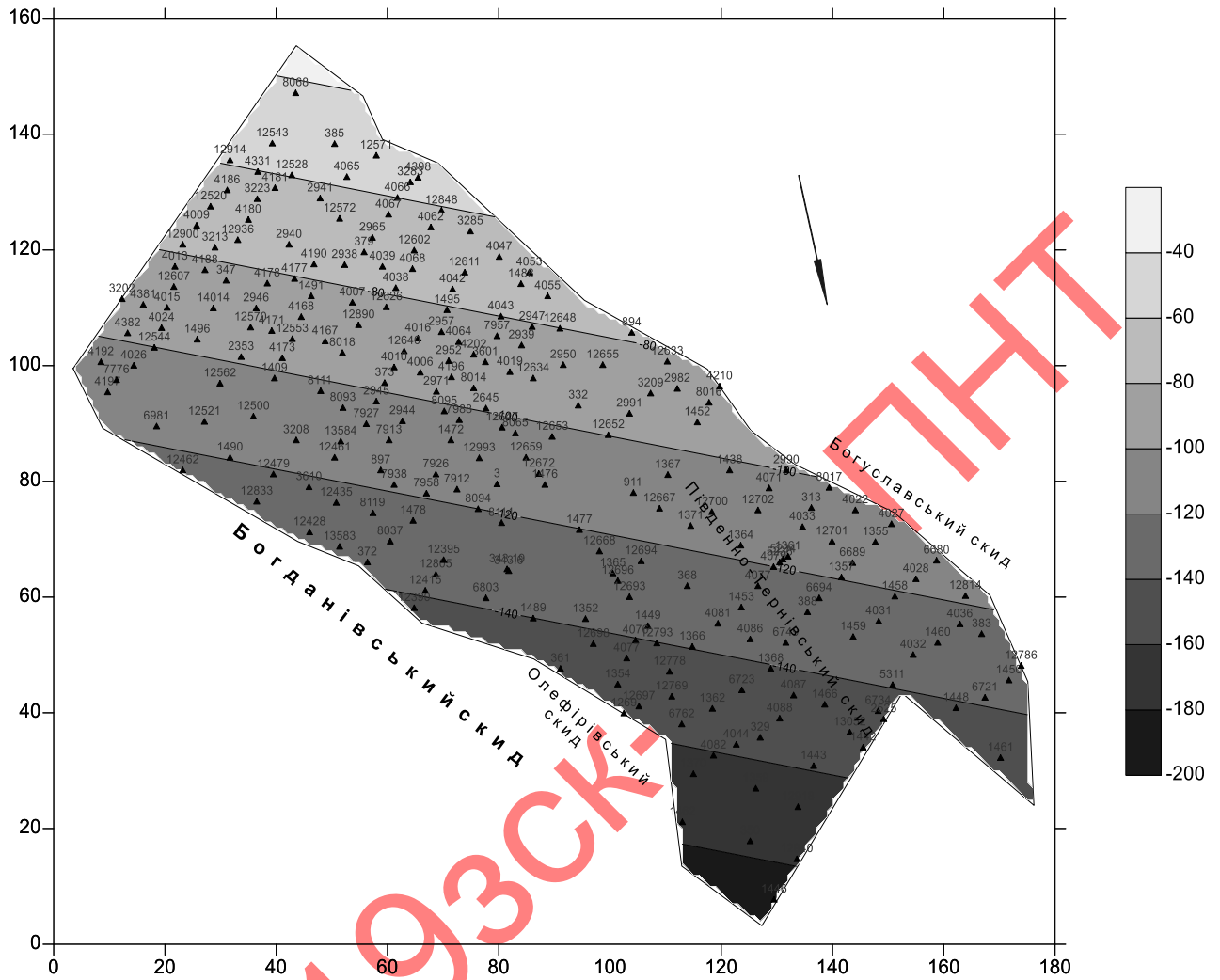


Рисунок 4.2 – Карта регіональної складової змінення поверхні вугільного пласта с<sub>4</sub> шахти Самарська



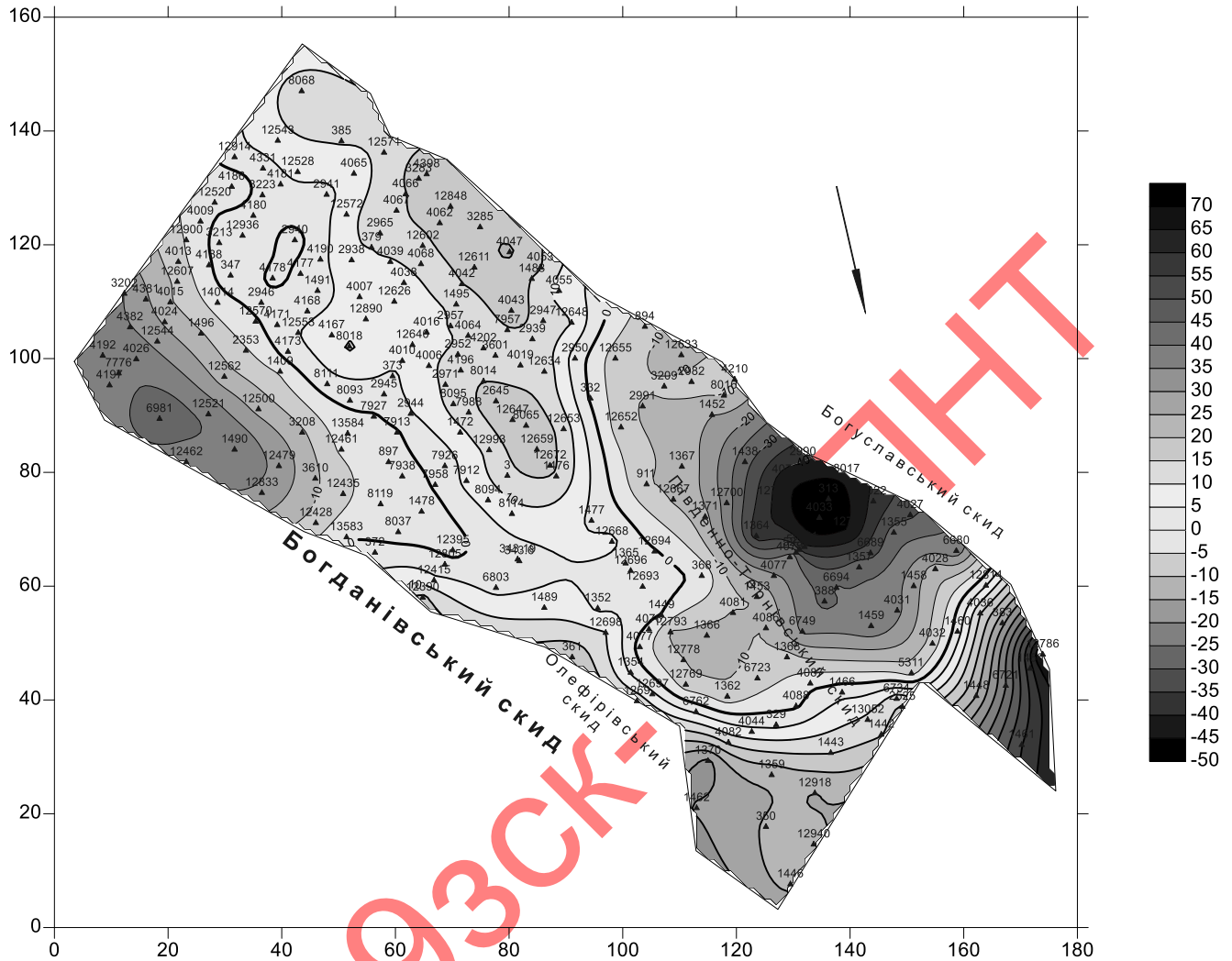


Рисунок 4.3 – Карта локальних структур поверхні вугільного пласта  $s_4$  шахти Самарська

## 4.2 Змінення метаноносності

На полі шахти Самарська метаноносність вугільного пласта  $c_4$  коливається у межах 0-6 м<sup>3</sup>/т г.м. переважають значення 1-3 м<sup>3</sup>/т г.м. Зростання метаноносності спостерігається у північному північно-східному напрямках (рис. 4.4). Найвищий показник понад 6 м<sup>3</sup>/т г.м. відмічено у північно-східній частині шахтного поля. Мінімальна газоносність спостерігається вдовж південно-східної границі шахтного поля 0,5-1,5 м<sup>3</sup>/т Г.М.

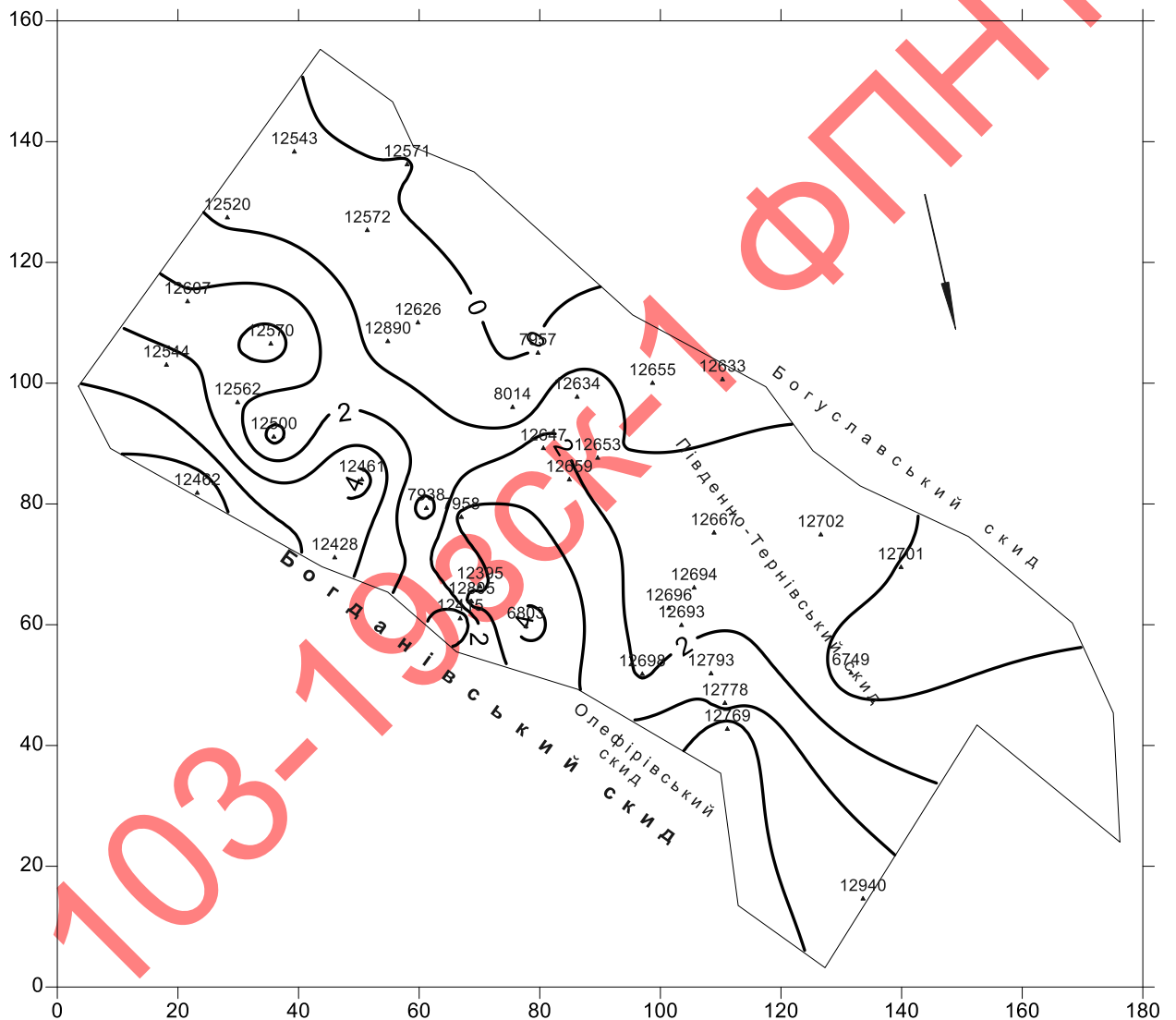


Рисунок 4.4 – Метаноносність вугільного пласта  $c_4$  поля шахти Самарська

За даними аналізу регіональна складова метаноносності вугільного пласта  $c_4$  змінюється від 0-3,5 м<sup>3</sup>/т г.м. Загальне зростання її відбувається у північно-східному напрямку. Ізогази мають лінійну форму і розміщуються на

однаковій відстані одна від одної (рис.4.5). Положення ізогаз не співпадає з розміщенням ізогіпс вугільного пласта. Зростання глибини залягання вугільного пласта відбувається у північному напрямку, а регіональної складової газоносності у північно-східному.

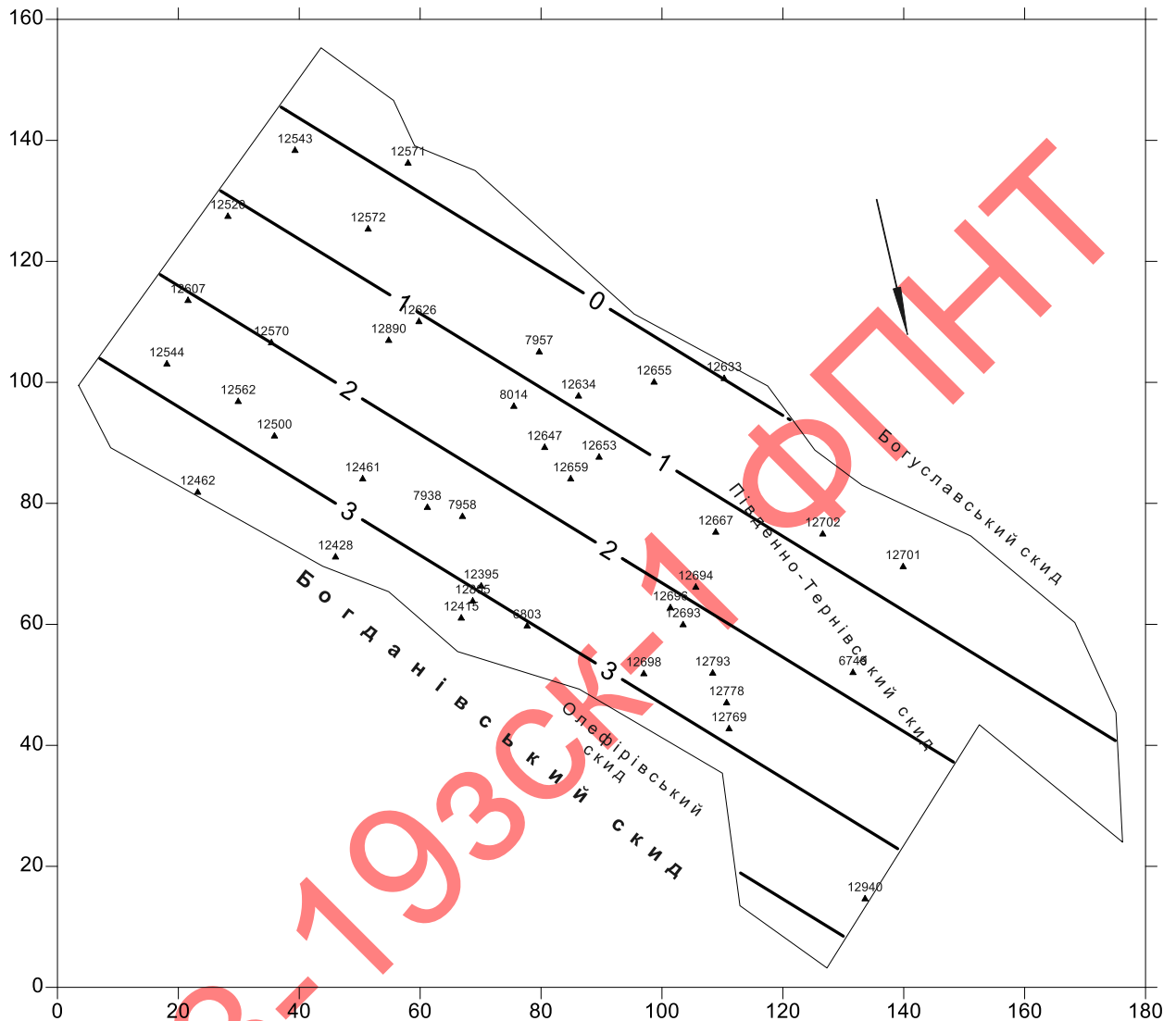


Рисунок 4.5 – Регіональна складова метаносності вугільного пласта с<sub>4</sub> поля шахти Самарська

На полі шахти Самарська локальні відхилення метаносності вугільного пласта с<sub>4</sub> від регіонального фону зафіксовані на десяти ділянках (рис 4.6), з них п'ять позитивних та п'ять негативних. Найбільша негативна аномалія  $-3 \text{ м}^3/\text{т}$  г.м. розташована на півночі шахтного поля біля Олефірівського та Богданівського скидів. Інші негативні аномалії мають відхилення від регіонального фону у межах  $-1$  до  $-1,5 \text{ м}^3/\text{т}$  г.м. та знаходяться

у східній, центральній та західній частинах шахтного поля. Положення західної від'ємної аномалії  $-1 \text{ м}^3/\text{т}$  г.м. співпало з Південно-Тернівським скидом. Центральна від'ємна аномалія  $-0,5 \text{ м}^3/\text{т}$  г.м. має овальну форму витягнуту з північного-сходу на південний-захід, розміщується поблизу зони малоамплітудних розривів субширотного простягання.

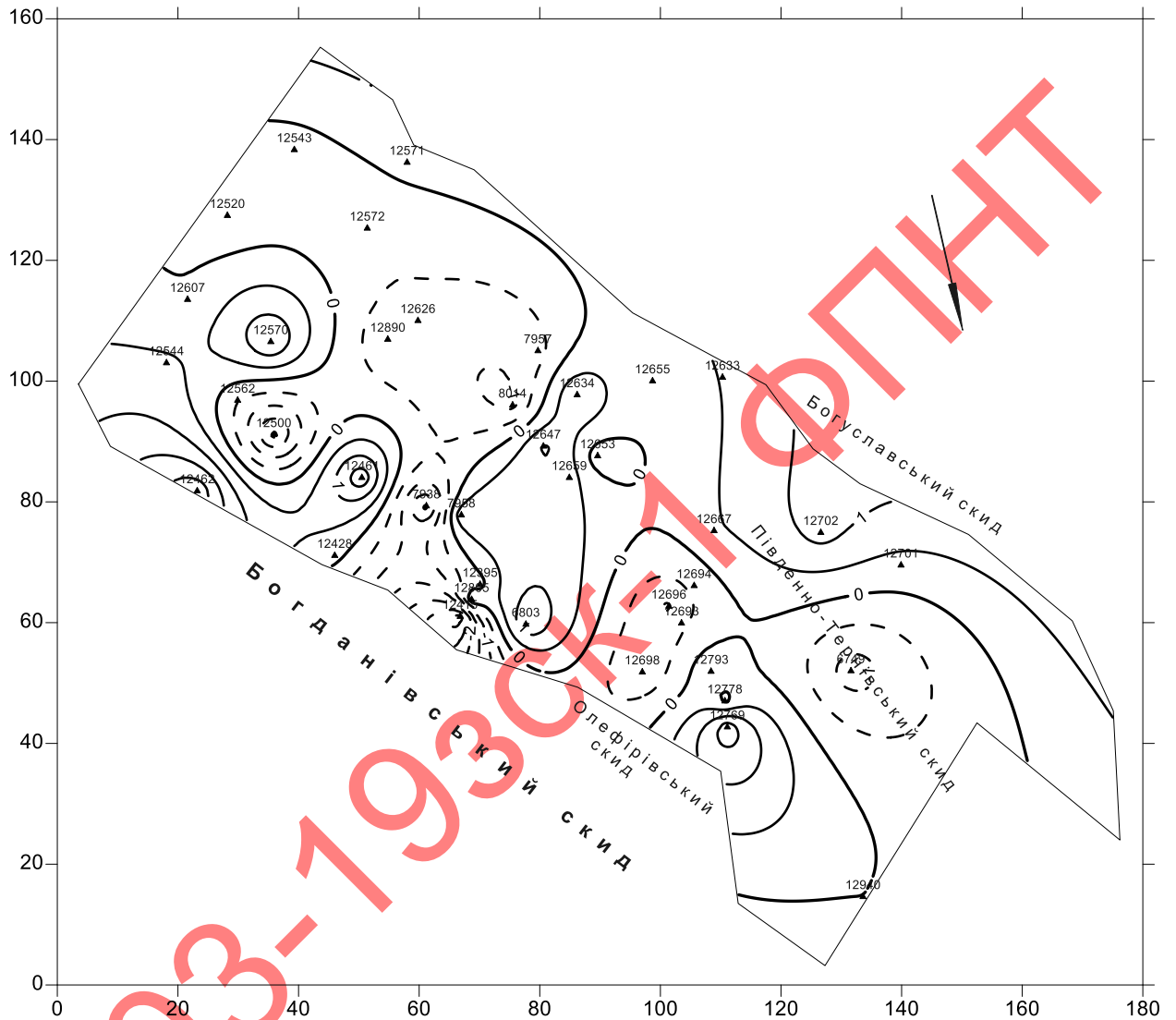


Рисунок 4.6 – Локальна складова метаноносності вугільного пласта  $s_4$  поля шахти Самарська

Найбільша за площею від'ємна аномалія  $-1 \text{ м}^3/\text{т}$  г.м. розташована в південно-східній частині шахтного поля, у тектонічному плані її положення співпадає з крилом антиклінальної складки, яку видно на карті локальних відхилень гіпсометрії вугільного пласта. Північно-східна від'ємна аномалія  $-1,5 \text{ м}^3/\text{т}$  г.м., є продовженням південно-східної аномалії, її положення

співпадає з серією тектонічних порушень. Східна від'ємна аномалія  $-1,5 \text{ м}^3/\text{т}$  г.м. знаходиться між синклінальним та антиклінальними вигинами вугільного пласта. Більшість від'ємних аномалій на полі шахти розміщуються у зоні впливу малоамплітудної порушеності.

Позитивні газові аномалії спостерігаються у західній, північно-східній, центральній та північно-східній частинах шахтного поля. Західна аномалія  $1 \text{ м}^3/\text{т}$  г.м. простягається вздовж границі шахтного поля біля Богуславського скиду. Північно-східна аномалія має значення відхилення газоносності вугільного пласта від регіонального фону  $1,5 \text{ м}^3/\text{т}$  г.м. знаходиться в зоні малоамплітудних розривів, які пов'язані з Олефірівським середньо амплітудним скидом. Центральна позитивна аномалія  $1 \text{ м}^3/\text{т}$  г.м. витягнута у північно-західному напрямку, її положення на карті локальних відхилень гіпсометрії вугільного пласта співпадає з антиклінальним вигином. Північно-східна група позитивних аномалій, має значення відхилення від регіонального фону  $1-1,5 \text{ м}^3/\text{т}$  г.м. На карті локальних відхилень гіпсометрії вугільного пласта від регіонального фону вона знаходиться у крилі локальної синклінальної складки, яка простягається вздовж північної границі шахтного поля.

Метаноносність вугільного пласта  $s_4$  змінюється від 0 до 6 (у середньому  $3,1$ )  $\text{м}^3/\text{т}$  г.м., зростання відбувається у північному напрямку, аномалії метаноносності розміщуються хаотично.

#### 4.3 Закономірності зміни метаноносності

Для аналізу змінення метаноносності пласта спів ставимо карти локальних відхилень гіпсометрії пласта з картою локальних відхилень його метаноносності (рис. 4.7). Так, карта демонструє, що позитивна південно-західна аномалія сформована в склепінні синклінального вигину біля Богуславського скиду, північно-східна знаходиться в зоні дії Олефірівського скиду в крилі синклінального вигину, що має продовження у антиклінальному вигині. Центральна витягнута у північному напрямку



Тож, позитивні аномалії метаносності пов'язані: з синклінальною структурою, що супроводжує Богданівський скид; синклінальним вигином в крилі Богуславського скиду; зоною що порушена серією малоамплітудних розривів біля Олефірівського скиду. Велика за площею позитивна аномалія знаходиться в пологому крилі антиклінальної структури в центральній частині шахтного поля.

Для встановлення зв'язку ступеня метаносності пласта з глибиною його залягання розраховано коефіцієнт кореляції між показниками. Встановлено, що коефіцієнт кореляції складає  $R^2=0,28$ , це вказує на прямий зв'язок цих показників. З глибиною метаносність пласта зростає.

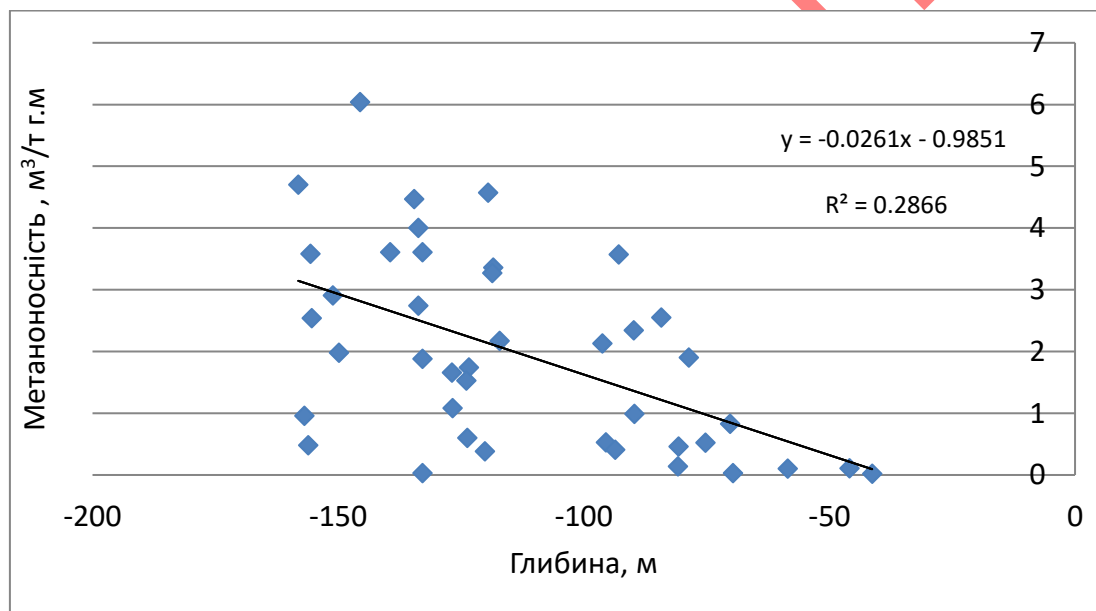


Рисунок 4.8 - Графік залежності ступеня метаносності з глибиною

Висновки за розділом.

Глибина залягання пласта  $s_4$  змінюється від -20 м на півдні до -170 м на півночі, перепад глибин в межах поля 150 м. Будова пласта у південній частині поля проста, при наближенні до скидів ускладнюється пологими локальними брахіструктурами, північна частина пласта ускладнена пологими вигинами синклінального типу. На карті регіональної складової змінення поверхні вугільного пласта відбувається у північному напрямку. На карті

локальних структур поверхні відокремились локальні структури антиклінального та синклінального типів.

Метаноносність вугільного пласта  $s_4$  коливається у межах 0-6 м<sup>3</sup>/т г.м. Зростання спостерігається у північному північно-східному напрямках. Регіональна складова показала, що зростання її відбувається у північно-східному напрямку. Локальні відхилення метаноносності вугільного пласта від регіонального фону зафіксовані на десяти ділянках з них п'ять позитивних та п'ять негативних.

Аналіз суміщених карт показав що, позитивні аномалії метаноносності пов'язані: з синклінальною структурою, що супроводжує Богданівський скид; синклінальним вигином в крилі Богуславського скиду; зоною що порушена серією малоамплітудних розривів біля Олефірівського скиду. Велика за площею позитивна аномалія знаходиться в пологому крилі антиклінальної структури в центральній частині шахтного поля.

103-193СК-1



## ВИСНОВКИ

1. Про походження метану вугільних пластів існують дві гіпотези. Згідно сингенетичної гіпотези, метан утворюється при фізико-хімічному перетворенні органічної речовини вугілля під впливом високого тиску та температур. Відповідно глибинній гіпотезі, при дегазації Землі метан утворюється внаслідок реакції глибинного водню, що надходить з мантії, з органікою вугілля та сланців.

2. Гази у вугільних пластах та вміщуючи породах знаходяться у вільному та сорбованому стані. Поширення метану нерівномірне і обумовлено одночасним впливом багатьох природних геологічних факторів, а саме: вміст і ступінь метаморфізму органічної маси, ступінь метаморфізму, речовинно-петрографічний склад вугільних пластів, наявність структурно-тектонічних пасток, а також склад порід вміщуючої товщі, динаміка та хімізм вод, тектонічна будова вугленосної товщі, фільтраційні особливості порід та вугілля, тривалість та швидкість дегазації.

3. У геоструктурному відношенні поле шахти Самарська розташоване у прибортовій частині південно-західного крила Дніпровсько-Донецької западини і належить до південної частини Центрального грабена. Будова поля шахти складна, з розвитком диз'юнктивних та плікативних форм дислокації. Залягання моноклінальне з падінням у північному та північно-східному напрямках під кутом 2-4°, в зонах тектонічних порушень до 7-10°. Вугільні пласти мають просту будову з потужністю 0,9-1,1 м, часто розмиті та заміщені пісковиками та аргілітами. Робочу потужність мають шість вугільних пластів:  $c_1$ ,  $c_4$ ,  $c_4^1$ ,  $c_4^2$ ,  $c_5$ ,  $c_6$  марки Г. Гідрогеологічні умови поля шахти пов'язані з її геологічною будовою. За рахунок потужної товщі покривних порід палеогенової та неогенової систем. При відсутності на полі шахти екрануючих юрських та тріасових глин, пласти пісковиків та вугілля нижнього карбону виходять під піски та пісковики бучака, в результаті чого

відбувається безпосереднє живлення водоносних горизонтів карбону за рахунок запасів підземних вод покривних відкладів.

4. Під час виконання роботи було зібрано необхідний матеріал в вигляді відносних координат свердловин, в яких виконувався замір відміток підосви вугільного пласта (використано данні буріння 244 розвідувальних свердловин) та результати замірів газоносності вугільного пласта керногазонабірником КА-61 (41 замір).

5. Глибина залягання пласта  $s_4$  змінюється від -20 м на півдні до -170 м на півночі, перепад глибин в межах поля 150 м. Будова пласта у південній частині поля проста, при наближенні до скидів ускладнюється пологими локальними брахіструктурами, північна частина пласта ускладнена пологими вигинами синклінального типу. На карті регіональної складової змінення поверхні вугільного пласта відбувається у північному напрямку. На карті локальних структур поверхні відокремились локальні структури антиклінального та синклінального типів.

6. Метаноносність вугільного пласта  $s_4$  коливається у межах 0-6 м<sup>3</sup>/т г.м. Зростання спостерігається у північному північно-східному напрямках. Регіональна складова показала, що зростання її відбувається у північно-східному напрямку. Локальні відхилення метаноносності вугільного пласта від регіонального фону зафіксовані на десяти ділянках з них п'ять позитивних та п'ять негативних.

7. Встановлено, що, позитивні аномалії метаноносності пов'язані: з синклінальною структурою, що супроводжує Богданівський скид; синклінальним вигином в крилі Богуславського скиду; зоною що порушена серією малоамплітудних розривів біля Олефірівського скиду. Велика за площею позитивна аномалія знаходиться в пологому крилі антиклінальної структури в центральній частині шахтного поля.

Результати дослідження можуть бути використані для прогнозу ділянок з підвищеним вмістом метану у вугільних пластах в межах шахтного поля.

## ДЖЕРЕЛА ІНФОРМАЦІЇ

1 Видання "Енергетика: історія, сучасність і майбутнє" Книга 1. Від вогню та води до електрики.

<http://energetika.in.ua/ua/books/book-1/part-2/section-8/8-2/8-2-4>

2 Плужнікова В. Л., Вергельська Н. В. Структурно-тектонический фактор формування газоносності в углепородних масивів Донбасу/ Мінеральні ресурси України 2015 № 4 . с. 22–25.

3 Лукинов В.В. Типизация региональных геологических условий гоного массива/ В.В. Лукинов, Л.И. Пимоненко, Н.Э. Капланец [и др.] //Геотехническая механика. –Днепропетровск, 2002. –Вып.32. –С.184–190.

4 Горючі корисні копалини України та їхня геолого-економічна оцінка: підручник / В. А. Михайлов, О. М. Карпенко, М. М. Курило та ін. – К. : ВПЦ "Київський університет", 2018. – 655 с. Розділ 2. Метан газовугільних родовищ С.123.

[http://www.geol.univ.kiev.ua/lib/Mykhailov\\_2016.pdf](http://www.geol.univ.kiev.ua/lib/Mykhailov_2016.pdf)].

5 Булат А.Ф. Углепородный массив Донбасса как гетерогенная среда. /А.Ф. Булат, Е.Л. Звягильский, В.В. Лукинов [и др.]. – К.: Наукова думка, 2008. – 410с.

6 Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах, М., «Недра», 1977 г. 96 с.

7 Забигайло В.Е. Проблемы геологии газов угольных месторождений/В.Е. Забигайло, А.З. Широков – К.: Наукова думка, 1972. –172с.

8 Лидин Г.Д. Миграция газов и газовая зональность/ Г.Д. Лидин, А.И. Кравцов// Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. –Том 3. –М.: Надра,1980. –С.56–73.

9 Лішин В.П., Шайдорова І.М. Висновок по газонасиченості вуглевміщуючої товщі по полю шахти "Самарська"//Західно-Донбаська комплексна ГПП, ДРГП «Донецькгеологія», Павлоград. – 2003 р. – 47с.

## ДОДАТОК А

## Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
			Документація		
1	A4	ТСТ.ОППМ.22.06.ПЗ	Пояснювальна записка	47	
2			Графічні матеріали		Електронний ресурс
			Презентація Microsoft PowerPoint	18	Слайди

103-193СК-1

## ДОДАТОК Б

## ВІДГУК

керівника кваліфікаційної роботи бакалавра за спеціальністю 103 Науки про Землю  
за освітньою програмою «Геологія»  
на тему: «Характер метаноносності вугільного пласта с<sub>4</sub> поля шахти Самарська»  
студентки гр.103-19зск-1 Вівюрко Валерії Олександрівни

Завдання кваліфікаційної роботи відповідає вимогам освітньо-професійної програми Геологія рівня бакалавр з Наук про Землю.

Об'єктом вивчення обрано вугільний пласт с<sub>4</sub> поля шахти Самарська, Павлоградсько-Петропавлівського геолого-промислового району та його метаноносність.

Зміст роботи відповідає дескрипторам національної рамки кваліфікації - знання і розуміння основних процесів, історії та складу Землі як природної системи. При виконанні роботи застосовані основні професійні компетентності бакалавра - здатність детально вивчати, аналізувати геологічну будову вугільного родовища, виконувати збір та підготовку текстової, числової та графічної геологічної інформації необхідної для складання звіту. Виконувати обробку інформації в ПЕОМ з використанням спеціального пакету програмного забезпечення.

Мета роботи – вивчення та аналіз закономірностей змінення метаноносності вугільного пласта с<sub>4</sub> на площі шахти та встановлення закономірностей його поширення.

Актуальність теми полягає у перспективній оцінці ділянок з підвищеним вмістом метану у вугільних пластах в межах шахтного поля, для безпечного ведення гірничих робіт.

Результати та їх новизна. Встановлено закономірності зміни метаноносності вугільного пласта с<sub>4</sub> поля шахти Самарська. Побудовано пакет карт що характеризує глибину залягання пласта його регіональну та локальну складові, пакет карт що характеризує метаноносність пласта його регіональну та локальну складові та карту співставлення локальних структур підшови пласта з аномаліями метаноносності. Проведено кореляційний аналіз між показниками. Застосовані методи досліджень дали змогу встановити закономірності просторового розподілення аномалій метаноносності та встановити зв'язок показника з морфологією та сучасною тектонічною будовою пласта с<sub>4</sub> поля шахти Самарська.

Практичне застосування результатів роботи буде корисним при прогнозуванні ділянок з підвищеним вмістом метану при вивченні глибоких горизонтів шахти Самарська.

Кваліфікаційна робота характеризує уміння застосовувати знання в практичній діяльності. Виконавець показав здатність вивчати, аналізувати геологічну будову родовища, виконувати збір та підготовку текстової, числової та графічної геологічної інформації необхідної для складання звіту. Розв'язування поставлених завдань з використанням сучасної комп'ютерної програми Golden Software Surfer та аналіз отриманих результатів показав недостатню компетентність виконавця. При виконанні роботи були допущені помилки та неточності, які були усунуті.

Пояснювальна записка, як і презентація, оформлена з урахуванням діючих стандартів вчасно та охайно.

Рекомендована оцінка за умови активного захисту «добре» (82 В).

Студентка Вівюрко Валерія Олександрівна заслуговує присвоєння кваліфікації бакалавр з Наук про Землю.

Керівник роботи

ст.викладач

Хоменко Н.В.

## ДОДАТОК В

## РЕЦЕНЗІЯ

рецензента кваліфікаційної роботи бакалавра за спеціальністю 103 Науки про Землю  
за освітньою програмою «Геологія»  
на тему: «Характер метаноносності вугільного пласта с<sub>4</sub> поля шахти Самарська»  
студентки гр.103-19зск-1 Вівюрко Валерії Олександрівни

Завдання кваліфікаційної роботи відповідає вимогам освітньо-професійної програми Геологія рівня бакалавр з Наук про Землю.

Об'єкт вивчення метаноносність вугільного пласт с<sub>4</sub> поля шахти Самарська, Павлоградсько-Петропавлівського геолого-промислового району.

Актуальність теми пов'язана з перспективою розвитку вугільної промисловості, залученням до розробки метану вугільних родовищ для забезпечення енергетичної незалежності держави та безпечного ведення гірничих робіт.

Робота виконана на основі реальних даних та має практичну значимість. Отримані результати дали змогу з'ясувати закономірності просторового розподілу аномалій метаноносності у пласті та встановити зв'язок метаноносності з морфологією та сучасною тектонічною будовою пласта с<sub>4</sub> поля шахти Самарська. Ці данні можна використовувати для прогнозу ділянок з підвищеним вмістом метану, що забезпечить безаварійне ведення гірничих робіт.

Зміст роботи відповідає дескрипторам національної рамки кваліфікації. Виконавець показав знання і розуміння основних процесів, історії та складу Землі як природної системи. Показав здатність аналізувати геологічну будову родовища, виконувати збір та підготовку текстової, числової та графічної геологічної інформації необхідної для складання звіту. Отримані результати осмислені, правильні та обґрунтовані.

Виконання обробки інформації із застосуванням спеціального програмного пакету та інтерпретація отриманих матеріалів викликало зауваження керівника роботи.

Пояснювальна записка, як і презентація, оформлена з урахуванням діючих стандартів.

Рекомендована оцінка за умови активного захисту «добре» (82 В).

Студентка Вівюрко Валерія Олександрівна заслуговує присвоєння кваліфікації бакалавр з Наук про Землю.

Рецензент

зав. каф. Загальної і структурної геології

канд. геол.наук , доцент

Шевченко С.В.

## ДОДАТОК Г

## ДЕКЛАРАЦІЯ

академічної доброчесності здобувача вищої освіти  
НТУ «Дніпровська політехніка»

Я, Вівюрко В.О., студентка 4-го курсу, заочної форми навчання, освітнього рівня «бакалавр», спеціальності 103 Науки про Землю, освітньої програми «Геологія»:

– підтверджую, що написана мною кваліфікаційна робота на тему «Характер метаноносності вугільного пласта  $c_4$  поля шахти Самарська» відповідає вимогам академічної доброчесності та не містить порушень, що визначені у статті 42 Закону України «Про освіту», зі змістом яких ознайомлений;

– згодна на перевірку моєї роботи на відповідність критеріям академічної доброчесності у будь-який спосіб, у тому числі за допомогою інтернет системи, а також на архівування роботи в базі даних цієї роботи.

08.06.2022

Вівюрко В.О.

## ДОДАТОК Д

ПРОТОКОЛ  
перевірки на рівень запозичень

Ім'я користувача:  
Наталія Хоменко

ID перевірки:  
1011519163

Дата перевірки:  
09.06.2022 12:50:05 EEST

Тип перевірки:  
Doc vs Internet

Дата звіту:  
09.06.2022 12:51:46 EEST

ID користувача:  
100008829

Назва документа: Диплом\_Вівюрко

Кількість сторінок: 47 Кількість слів: 8874 Кількість символів: 66683 Розмір файлу: 2.00 MB ID файлу: 1011382971

## 18.2% Схожість

Найбільша схожість: 7.32% з Інтернет-джерелом (<https://core.ac.uk/download/pdf/48401014.pdf>)

18.2% Джерела з Інтернету

153

Сторінка 49

Пошук збігів з Бібліотекою не проводився

## 0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

## 0% Вилучень

Немає вилучених джерел

## Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи

1