

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

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

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

студента _____ Мартиненко Юрія Вікторовича _____
(ПІБ)
академічної групи _____ 103-18-1 _____
(шифр)
спеціальності _____ 103 Науки про Землю _____
(код і назва спеціальності)
спеціалізації за освітньою програмою _____ «Геологія» _____
(за наявності) (офіційна назва)

на тему: _____ Аналіз морфології, зольності та вмісту сірки вугільного пласта І₃ _____
поля шахти «Стаханова» _____
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинго- вою	інститу- ційною	
кваліфікаційної ро- боти	Жильцова І.В.			
розділів:				
загального	Жильцова І.В.			
спеціального	Жильцова І.В.			
Рецензент	Терешкова О.А.			
Нормоконтролер	Хоменко Н.В.			

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

Геології і розвідки родовищ

корисних копалин

(повна назва)

Жильцова І.В.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« 18 » квітня 2022 року

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

ступеня бакалавра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Мартиненко Юрію Вікторовичу

(прізвище та ініціали)

академічної групи

103-18-1

(шифр)

спеціальності

103 Науки про Землю

(код і назва спеціальності)

спеціалізації¹ за освітньою програмою

(за наявності)

«Геологія»

(офіційна назва)

на тему: Аналіз морфології, зольності та вмісту сірки вугільного пласта І₃

поля шахти «Стаханова»

(назва за наказом ректора)

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.04.22 № 203-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Загальний	Аналітичний огляд літератури та вибір напрямку досліджень. Характеристика геологічної будови району досліджень.	25.04.22-10.05.22
Спеціальний	Вибір методів вирішення завдання.	11.05.22-15.05.22
	Дослідження речовинного складу вугілля пласта І ₃ поля шахти «Стаханова»	16.05.22-24.05.22
	Аналіз морфології, зольності та вмісту сірки вугільного пласта І ₃	25.05.22-31.05.22
	Кореляційний аналіз параметрів залягання та речовинного складу вугілля пласта І ₃ .	01.06.22-10.06.22

Завдання видано

(підпис керівника)

Жильцова І.В.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі: 25.04.2022

Дата подання до екзаменаційної комісії 16.06.2022

Прийнято до виконання

(підпис студента)

Мартиненко Ю.В.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 62 стор., 15 рис., 12 табл., 5 додатків, 10 джерел.
ВУГІЛЛЯ, СІРЧИСТІСТЬ ВУГІЛЛЯ, ЗОЛЬНІСТЬ ВУГІЛЛЯ, МОРФО-
МЕТРИЧНИЙ АНАЛІЗ, КОРЕЛЯЦІЯ.

Об'єкт дослідження – характер зміни морфології, зольності та вмісту сірки вугільного пласта l_3 поля шахти «Стаханова» (Донецька обл.).

Предмет дослідження – будова та речовинний склад вугільного пласта l_3 поля шахти «Стаханова».

Мета кваліфікаційної роботи: провести аналіз морфології, зольності та вмісту сірки вугільного пласта l_3 поля шахти «Стаханова».

Результати та їх новизна – досліджено будову та умови залягання вугільного пласта l_3 поля шахти «Стаханова». Виконано морфометричний та кореляційний аналізи параметрів залягання та речовинного складу вугілля пласта l_3 .

Взаємозв'язок з іншими роботами – продовження наукової діяльності кафедри геології і розвідки родовищ корисних копалин Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» в сфері вивчення особливостей будови та речовинного складу вугілля поля шахти «Стаханова».

Сфера застосування – роботи з визначення речовинного складу та будови вугільного пласта l_3 поля шахти «Стаханова» з метою визначення перспектив його використання.

Практичне значення роботи складається в дослідженні змінення якісних показників вугілля в межах шахти «Стаханова». Для підготовки родовища до подальшого освоєння необхідно більш детально вивчити умови залягання вугільного пласта l_3 .

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 СТАН ВИВЧЕНОСТІ ТА ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ	7
1.1 Огляд, аналіз та оцінка раніше проведених робіт	7
1.2 Стисла геологічна характеристика Донецького вугільного басейну...	9
1.3 Геологічна будова поля шахти «Стаханова»	17
1.4 Характеристика якісних показників вугілля	23
2 МЕТОДИКА ВИКОНАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ	37
3 АНАЛІЗ МОРФОЛОГІЇ, ЗОЛЬНОСТІ ТА ВМІСТУ СІРКИ ВУГІ- ЛЬНОГО ПЛАСТА l_3 ПОЛЯ ШАХТИ «СТАХАНОВА»	39
3.1 Аналіз гіпсометричного плану.....	41
3.2 Зміна на шахтному полі потужності вугільного пласта l_3	41
3.3. Розподіл вмісту золи у вугільному пласті l_3	44
3.4 Розподіл вмісту сірки у вугільному пласті l_3	46
4 КОРЕЛЯЦІЙНИЙ АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ ВУГІЛЬНОГО ПЛАСТА l_3	49
ВИСНОВОК	55
СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ	56
Додаток А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи	57
Додаток Б Відгук керівника кваліфікаційної роботи	58
Додаток В Рецензія	60
Додаток Г Декларація академічної доброчесності.....	62

ВСТУП

Площа дослідження розміщена в Червоноармійському вугленосному районі Донбасу. Адміністративно входить в состав Донецької області.

Головною метою кваліфікаційної роботи являлося дослідження параметрів залягання, сірчистості та зольності вугілля пласта l_3 поля шахти «Стаханова».

Актуальність теми дипломної роботи обумовлена необхідністю більш детального визначення речовинного складу та будови вугільного пласта l_3 поля шахти «Стаханова» з метою визначення перспектив його використання.

Геологічні задачі і послідовність їх вирішення:

- вивчити геологічну будову шахтного поля за результатами буріння свердловин;
- дослідити характер змін морфології вугільного пласта l_3 ;
- дослідити характер змін зольності та вмісту сірки вугільного пласта l_3 в межах поля шахти «Стаханова».

Шахта «Стаханова» здана в експлуатацію в 1974 році з проектною потужністю 4000 тис. тонн на рік. В даний час виробнича потужність шахти планова 650 тис.т, фактичний видобуток за 2006 рік склав 953 тис. тонн.

Програмою розвитку шахти на 2000-2030 р.р. намічалось відпрацювання пласта l_3 в південній частині шахтного поля в межах від мінус 650 до мінус 950 м. Саме в цій частині шахтного поля пласт l_3 з витриманого стає відносно витриманим через наявність розвиненого тут розмиву пласта і істотного його стоншування. Невивченість контурів розмивів пласта l_3 позбавила змоги правильно проектувати і планувати напрямок гірських робіт, у зв'язку з чим і виникла необхідність проведення додаткових досліджень в межах поля шахти. Роботи були зосереджені в центральній частині шахтного поля на площі близько 10 км².

Поле шахти «Стаханова» входить до складу Червоноармійського адміністративного району Донецької області України.

Надра поля шахти належать виробничому об'єднанню «Червоноармійськвугілля» Мінпаливенерго України.

Географічне положення поля шахти визначається координатами: 48°15'07"- 48°22'54" північної широти і 37°5'29 " - 37°24'59" східної довготи; координати центру площі: 4819'29 "північної широти і 37°20'47" східної довготи.

Загальна площа поля шахти становить 70,1 км² і займає в районі вигідне географо-економічне становище, розташовуючись поблизу інших діючих вугільних шахт: «Краснолиманської», «Родинської» №1 і №2, «Новатор», №1 «Центральної», №3 -3-біс, №5-6 ім. Димитрова.

103-18-1

Ф

1 СТАН ВИВЧЕНОСТІ ТА ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1 Огляд, аналіз та оцінка раніше проведених робіт

Шахта «Стаханова» здана в експлуатацію в 1974 році з проектною потужністю 4000 тис. тонн на рік [1]. До здачі в експлуатацію були підготовлені до відпрацювання пласти ℓ_7 і ℓ_3 , в 1985 році він втягнутий в відпрацювання пласт ℓ_1 , а в 1996 році - пласт k_5 .

В даний час виробнича потужність шахти планова 650 тис.т, фактичний видобуток за 2006 рік склав 953 тис. тонн.

Проведена з 1984 до 1992 року дорозвідка пласта ℓ_3 південного крила шахтного поля не вирішила всі завдання, які виникли перед шахтою за цей період. Основні запаси по пластах ℓ_3 і ℓ_7 до ізогіпс мінус 850 м відпрацьовані і намічається освоєння запасів до ізогіпс мінус 1100м.

Тому в 1992 році було проведено коригування проекту дорозвідки поля шахти «Стаханова», яке виконано на підставі геологічного завдання виробничого об'єднання «Укруглегеологія» і заявки ВО «Красноармійськвугілля» № 9-6-45 від 3.12.1991 року.

Розвідка шахтного поля виконана силами Дмитрівської ГРЕ в період з 1984 по 2007 роки в межах, узгоджених з ВО «Красноармійськвугілля». Затверджений проектом обсяг робіт склав 65759 пог.м - 58 розвідувальних свердловин.

Геологічний звіт про розвідку і переоцінки запасів кам'яного вугілля поля шахти «Стаханова» ДП «Красноармійськвугілля» (ліцензія № 3344 від 13.07.2004г., Державний реєстраційний номер У-99-36/14) складений за результатами геологорозвідувальних робіт з використанням геологічної інформації по свердловинах минулих років і даних гірничо-експлуатаційних робіт шахти «Стаханова» і сусідніх шахт.

У зв'язку з різким скороченням обсягів фінансування з операційних коштів держбюджету геологорозвідувальні роботи в 2002 році були законсервовані. На момент консервації було пробурено 35 свердловин загальним обсягом 33686 пог.м.

При підрахунку запасів загальнебасейнові кондиції для вугілля марок Г і Ж з доповненням відносно мінімальної потужності розділяє прошарку 2м для роздільного відпрацювання та оцінки запасів нижньої пачки матеріалів, що розщеплюються пластів і 0,40м - для оцінки запасів верхньої пачки, а також виділенням зони не підрахунку поблизу Глибокоярського скидання (Н-30-70м) - 100м, в зоні більш дрібних порушень - 50м.

Для підрахунку балансових запасів прийняті:

- для марки Г, Ж (кокс) - мінімальна потужність - 0,55м, максимальна зольність - 40%;
- для марки Г, Ж (Ен.) - мінімальна потужність - 060, м, максимальна зольність -35%.

Для підрахунку позабалансових запасів прийняті:

- для марки Г, Ж (кокс, енерг.) - мінімальна потужність - 0,45,
- для марки Г, Ж (кокс) - максимальна зольність - 45%;
- для марки Г, Ж (Ен.) - максимальна зольність 40%.

Межі шахтного поля відповідають гірничо-відвідному акту № 1306 від 11.12.2006г. і узгоджені з ВП «Шахта «Стаханова»».

В теперішню мить (за станом на 1.01.2017р.) на балансі шахти вважаються 146905 тис.т балансових запасів категорії А + В + С1 і 8048 тис.т позабалансових запасів. Промислові запаси по полю складають 114297 тис.т. Розробляються пласти ℓ_7 , ℓ_3 , ℓ_1 , k_5 . З моменту останнього затвердження запасів по всіх чотирьох пластів погашено (видобуток, втрати, списання) - 70917 тис.т.

1.2 Стисла геологічна характеристика Донецького вугільного басейну

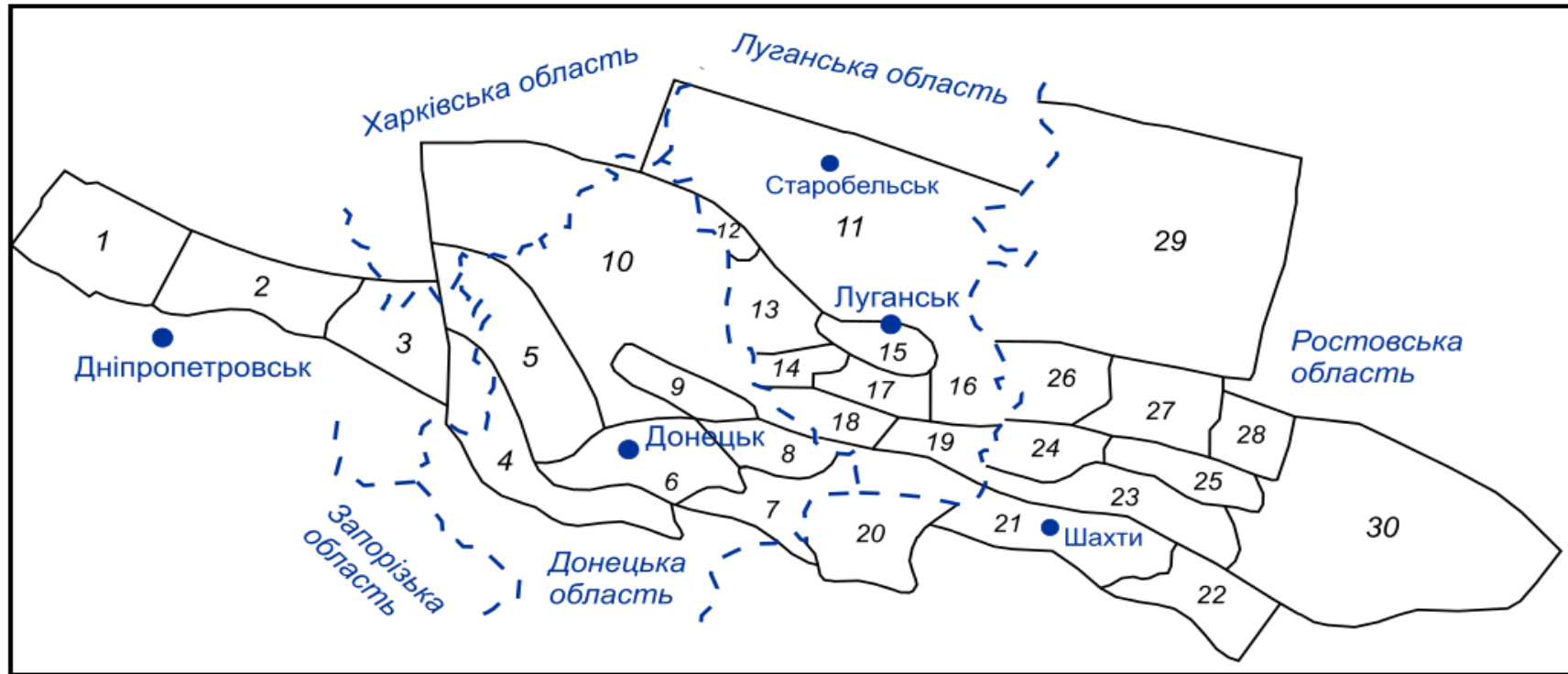
Донецький вугільний басейн (див. рис. 1.1.) є найважливішим вугільним басейном України. Він розташовується на території Дніпропетровської, Донецької та Луганської областей [2,3].

З урахуванням тектонічної структури, марочного складу вугілля, умов залягання вугільних пластів, а також географічних, економічних та історичних особливостей української частини Донбасу виділені 16 геолого-промислових районів (Петропавлівський, Красноармійський, Донецько-Макіївський, Чистяково-Сніжнянський, Центральний, Лисичанський, Краснодонський, Луганський, Довжано-Равенецький і ін.). Розробку вугільних пластів здійснюють 165 шахт, що входять до складу 19 державних підприємств, 2 відкритих акціонерних товариств, 1 державної холдингової компанії; 28 шахт самостійні (дані на 1 січня 2005 року).

Загальна площа басейну у вигляді смуги, витягнутої в широтному напрямку на 650 км при максимальній ширині близько 200 км, становить близько 60 тис. км².

Розвідані запаси вугілля промислових категорій складають 57,5 млрд. т, перспективних - 18,3 млрд. т. Вони представлені всіма основними марками кам'яного вугілля - від довгополум'яних до антрацитів, а також перехідними від бурого вугілля до довгополум'яних. Вугілля відноситься до класу гуммітов, іноді містить сапропелево-гумусові прошарку.

Донецький кам'яновугільний басейн виник на південному краї Російської платформи. Довгий і вузький прогин утворився в середньому девоні в результаті регіональних розломів між Воронезьким і Українським кристалічними масивами.



Умовні позначення: 1 - Петриківський, 2 - Новомосковський, 3 - Петропавлівський, 4 - Південнодонбаський, 5 - Червоноармійський, 6 - Донецько-Макіївський, 7 - Амвросіївський, 8 - Чистяково-Сніжнянський, 9 - Центральний, 10 - Північно-західний, 11 - Старобельський, 12 - Лисичанський, 13 - Алмазно-Мар'їнський, 14 - Селезнівський, 15 - Луганський, 16 - Краснодонський, 17 - Оріхівський, 18 - Боково-Хрустальний, 19 - Довжано-Ровенецький, 20 - Міуський, 21 - Шахтино-Несвітаєвський, 22 - Задонський, 23 - Сулино-Садківський, 24 - Гуково-Звірівський, 25 - Червонодонецький, 26 - Каменсько-Гундорівський, 27 - Білокалитвенський, 28 - Тацінський, 29 - Міллерівський, 30 - Цимлянський

Рисунок 1.1 - Вугленосні райони Донецького басейну [3]

Осадова товща, що складається з відкладень девону, карбону, пермі, тріасу, юри, крейди, третинних і четвертинних, починаючи з середнього девону, відкладалася на докембрійском фундаменті, що складається з комплексу вивержених і метаморфізованих порід.

Кам'яновугільні відкладення, що перекривають відкладення верхнього девону, представлені повним розрізом кам'яновугільної системи і мають всі три відділи безперервного розрізу опадів. Нижня частина розрізу представлена товщею суцільних вапняків потужністю 300-600 метрів. Вище вапнякової товщі, аж до кордону з пермью, залягає товща перешарування пісковиків і сланців (алевролітів і аргілітів) з підлеглими їм пластами і прошарками вапняків і вугілля. Загальна потужність цієї товщі досягає 18 кілометрів.

Потужність кам'яновугільних відкладень, що залягають в центральній частині прогину, в осьовій частині Донбасу досягає 5-18 кілометрів. Відкладення нижнього карбону збільшуються від 1,8 до 6 кілометрів, середнього карбону - від 2 до 8 кілометрів і верхнього карбону - від 1,2 до 4 кілометрів. Товща кам'яновугільних відкладень розподілена на 5 свит нижнього карбону, 7 свит середнього карбону і 3 свити верхнього карбону.

В результаті частоті циклової зміни опадів сформувалася багатопластова піщано-глиниста товща з прошарками вугілля (понад 300 метрів) і вапняків (до 250 метрів). Аргіліти і алевроліти переважають в геологічному розрізі донецького карбону, досягаючи 60-70%, пісковики складають 25-40%, вапняки 1-1,5% і вугілля 1-2%.

В тектонічному відношенні Донбас є ряд великих складок (див. рис. 1.3, 1.4), витягнутих переважно в напрямку з північного заходу на південний схід і ускладнених численними розривами. Окремі райони басейну, наприклад, Чистяково-Сніжнянський, Боково-Хрустальський, Несветаевській і інші, мають в загальному слабку прояву тектоніки, в той

час як Донецько-Макиївський, Алмазно-Мар'ївський і вся смуга промислового Донбасу у його північній околиці вельми дислоковані.

Система	Відділ	Ярус	Світа	Маркірувальні вапняки	Пласт вугілля	Потужність світи, м
Пермська	Нижній P_1	Слав'янський	P_1^{sl}	T_1 S_1	-	220-600
		Микитівський	P_1^{mk}	R_1 Q_8 Q_1 P_1	-	100-250
Кам'яновугільна	Верхній C_3	Гжельський	Карта-мишська	O_1	-	500-1200
			C_3^3	N_2	-	450-975
		C_3^2	N_1	o_1-o_3	350-1000	
		Касимівський	C_3^1	m_1-p_4	375-900	
			Середній C_2	Московський	M_1	m_1-m_3
	L_1	l_1-l_8			140-780	
	K_1	k_1-k_8			250-1300	
	Башкирський	I_1		i_1-i_3	165-710	
		H_1		h_1-h_2	160-1300	
		G_1		g_1-g_3	125-820	
		F_1		f_1	60-560	
		E_1		e_1	50-1250	
		C_2^1				
	C_2^2					
	C_2^3					
	C_2^4					
	C_1^5					
	Нижній C_1	Серпухівський	C_1^4	D_1	d_1	200-850
			C_1^3	C_1	c_1-c_{12}	75-560
			C_1^2	B_1	b_1-b_3	50-520
Візейський		C_1^1	A_1	-	80-530	
				Турнейський		

Рисунок 1.2 - Стратиграфічна схема карбонових відкладів Донбасу

[3]

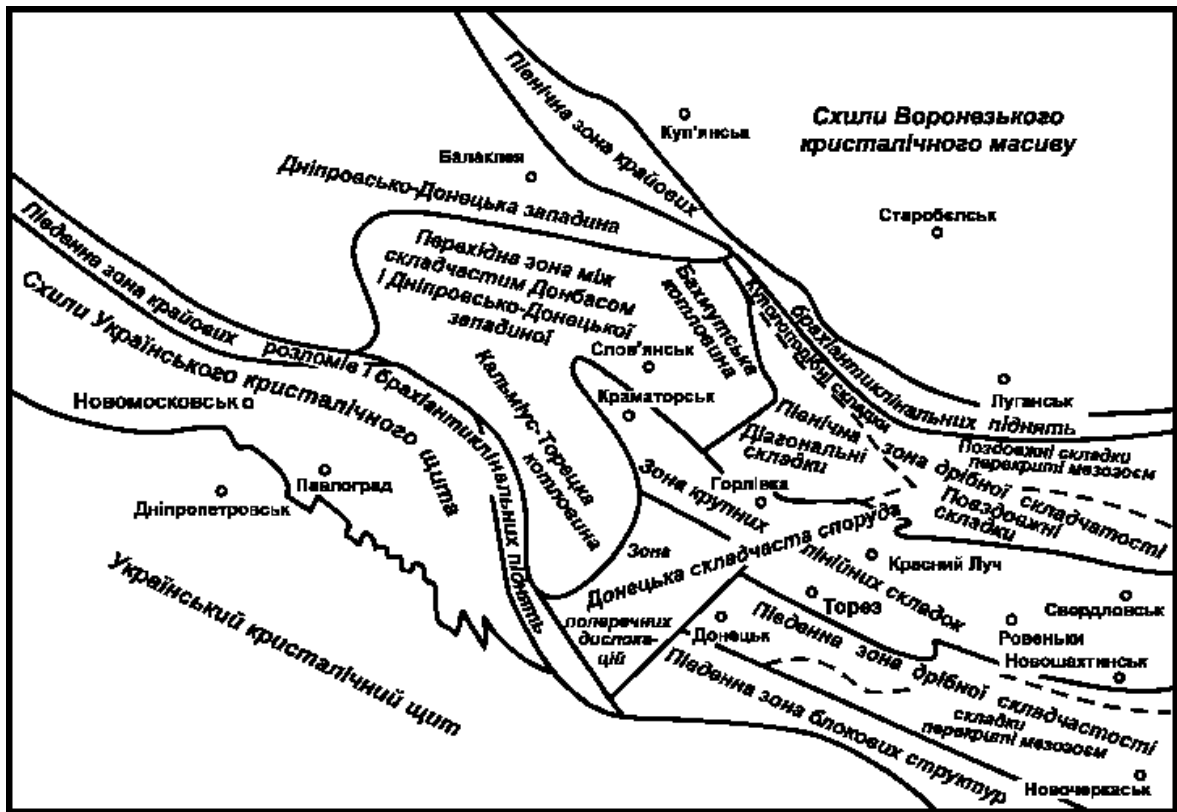


Рисунок 1.3 - Тектонічне районування Донецького басейну [2]

Переважною формою розривних тектонічних порушень в басейні є насування. Скиди значно менш розвинені і представлені меншими амплітудами. Амплітуди тектонічних порушень коливаються в широких межах від десятків часток метра до 1000 метрів. Найбільшого поширення мають насуви з амплітудами від 30-50 до 200-300 метрів.

Крім великих тектонічних порушень, в басейні має значний розвиток середня і дрібна тектоніка з амплітудами розриву до декількох десятків метрів. На всіх шахтних полях розвинена мікротектоніка, що створює істотні труднощі при веденні гірничих робіт.

У вугленосній товщі Донбасу залягає 310 вугільних пластів робочої і неробочої потужності, з яких 95 пластів відносяться до відкладів нижнього карбону, 200 пластів до середнього карбону і 15 пластів до верхнього карбону.



Рисунок 1.4 - Геологічний розріз Донецького басейну [3]



Сумарна кількість вугільних пластів, що досягають робочої потужності, в середньому становить 120 пластів, в тому числі у відкладеннях нижнього карбону залягає 29 пластів, в середньому карбоні - 87 пластів і в верхньому карбоні - 4 пласта. У басейні розробляється 70 пластів, в тому числі по різних районах від 40 до 2 пластів. Більшість вугільних пластів (до 70%) має складну будову. Просту будову мають пласти потужністю до 0,6-0,7 метра. Прошарки в вугільних пластах представлені переважно глинистими сланцями.

Потужність робочих вугільних пластів по Донбасу коливається у широких межах: від 0,5 до 1,5-1,8м, при середній потужності пластів, що розробляються 0,7-1 метра. Потужність деяких вугільних пластів досягає 2-2,5 м, але це відноситься переважно до окремих невеликих ділянок або груп шахтних полів. У Донбасі переважають пологі пласти вугілля. Круті пласти залягають в Центральному та Кадіївському районах і на окремих ділянках в інших районах.

Основними водоносними горизонтами в кам'яновугільної товщі Донбасу є вапняки і пісковики. В окремих районах басейну крейдиані відкладення і обводнені третинні піски також є великими водоносними горизонтами. Найвищу водовіддачу мають вапняки завдяки своїй тріщинуватості і дрібної закарстованості.

Пісковики мають меншу тріщинуватість, але значно більшу потужність, яка досягає 80-120 метрів, і є найбільше великими водоносними горизонтами, поширеними на площі всього басейну. Глинисті сланці та вугільні пласти практично не водоносні, частково водоносними є тріщинуваті піщані сланці.

Рух підземних вод в кам'яновугільної товщі відбувається по тріщинах гірських порід. Водообільність порід знижується з глибиною. У межах басейну виявлено понад 130 витриманих водоносних горизонтів зі значними притоками. Деякі водоносні горизонти витримуються на більшій частині басейну, а частина їх простежується тільки на території ок-

ремий його районів. За хімічним складом води дуже різноманітні. У Центральній частині басейну переважають води сульфатно-карбонатного, сульфатного і сульфатно-хлоридного складу, а по катіонам - кальцієво-натрієві, натрієво-кальцієві і натрієво-кальцієво-магнієві. З глибиною мінералізація вод підвищується.

Вміщуючи породи розроблюваних вугільних пластів мають середню стійкість. Переважаючими бічними породами вугільних пластів є глинисті сланці. В окремих районах басейну в зв'язку зі зміною літологічного складу порід, що складають окремі свити, переважаючими бічними породами є пісковики і піщані сланці, значно рідше вапняки. Механічна міцність гірських порід вкрай нерівномірна і коливається в широких межах.

Вугілля Донецького басейну відносяться до гумусових. Сапропелітові різниці вугілля зустрічаються тільки у вигляді окремих лінз і вугільних прошарків. Вугілля пластів, що залягають у відкладеннях середнього і верхнього карбону, мають майже однакову материнську рослинну речовину, але мають різні якісні показники, що пояснюється в основному їх різним ступенем вуглефікації, різним ступенем відновлення і окислення в процесі їх формування, а також неоднаковою зольністю і сірчистістю.

Вміст фосфору у вугіллі досить незначно. Вихід летких речовин коливається в широких межах - від 2% (антрацити) до 50% (довгополум'яне вугілля). Теплота згоряння вугілля знаходиться в межах від 7500 до 8750 ккал/кг. Найбільш чисті і малосірчисті вугілля є в західному секторі Великого Донбасу (Південний і Західний Донбас) і відносяться до відкладів нижнього карбону. У Донбасі встановлено закономірна зміна змісту летючих речовин у вугіллі зі зменшенням їх вмісту в напрямку з північного заходу на південний схід і від стратиграфічно верхньолежачих до нижньолежачих.

Зольність і вміст сірки в вугіллі коливаються в широких межах. Середній вміст природної золи в більшості вугільних пластів знаходиться в межах 7-20%. Малозольного вугілля з зольністю до 7-8% в басейні трюхи. У Донбасі переважає вугілля среднесернисте (1,5-3%). Вугілля Донецького басейну в основному мають легку і середню збагачуваність.

У Донецькому кам'яновугільному басейні поширені всі основні марки кам'яного вугілля: довгополум'яне (Д), газове (Г), жирне (Ж), коксове (К), отощено спікаюче (ОС), пісне (Т), полуантрацити (ПА) і антрацити (А), а також перехідні від бурого вугілля до довгополум'яних. Петрографічний склад вугілля досить однорідний.

1.3 Геологічна будова поля шахти «Стаханова»

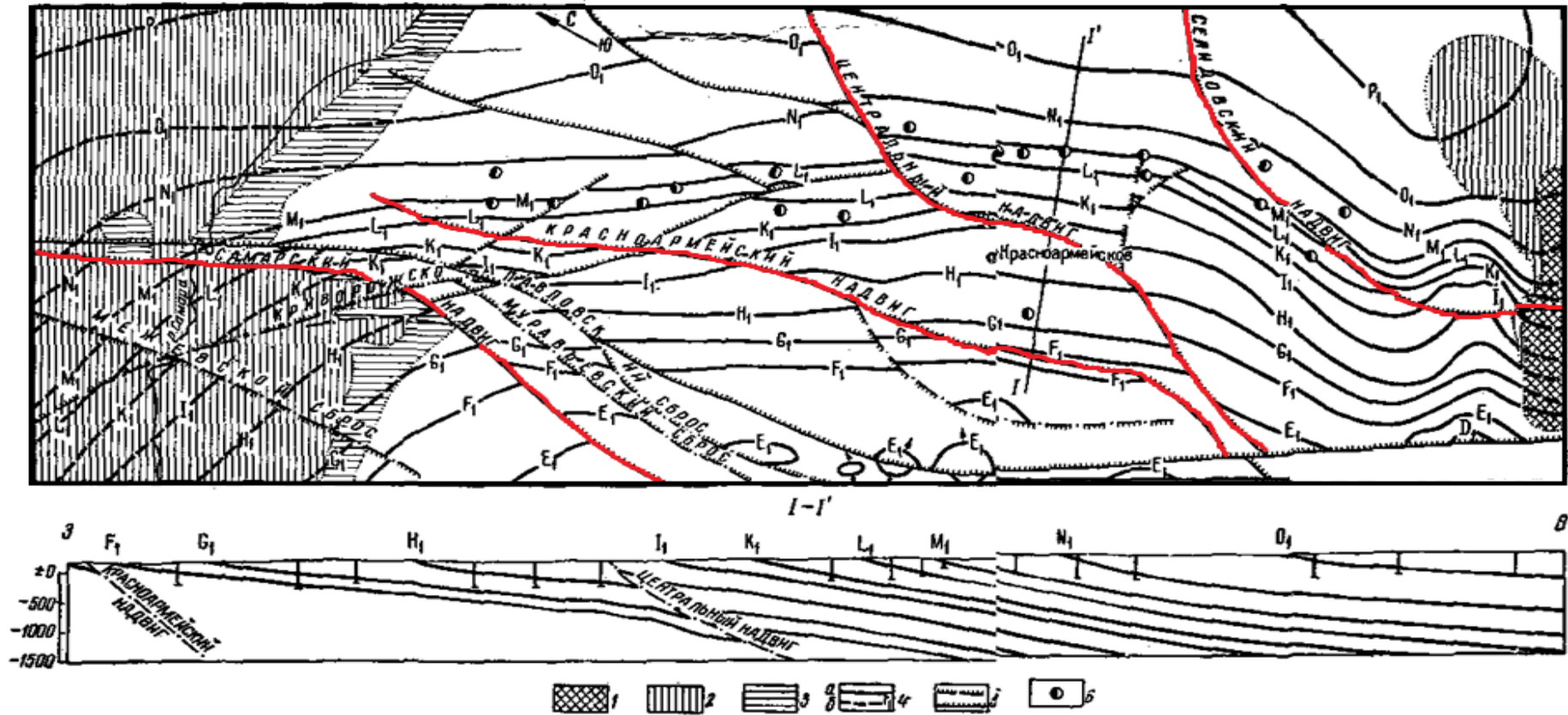
Поле шахти «Стаханова» розташовано в центральній частині Червоноармійського геолого-промислового району Донецького басейну [1,4].

В геологічному відношенні поле шахти «Стаханова» приурочено до південно-західного крила Кальміус-Торецької улоговини Донецького кам'яновугільного басейну і розташоване в межах блоку між Центральним і Селидівським надвигами, які є одними з найбільших тектонічних порушень Червоноармійського вугленосного району (рис. 1.5).

В геологічній будові оцінюваної площі беруть участь відкладення свит C_3^2 , C_3^1 , C_2^7 , C_2^6 , C_2^5 верхнього і середнього відділу карбону.

Літологічні вугленосні відкладення представлені чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків, що включають малопотужні прошарки вугілля і вапняків.

Вугленосні відкладення повсюдно перекриті більш молодими утвореннями кайнозойського віку - неогеновими і четвертинними відкладеннями.



1- верхня крейда; 2 – юра; 3 – триас; 4- граничні вапняки свит карбона (а – під кайнозоєм; б – під мезозоєм); 5 – надвиги та скиди; 6 - шахти

Рисунок 1.5 - Геологічна карта Червоноармійського вугленосного району (відклади кайнозоя зняті) [1]

Четвертинні утворення представлені червоно-бурими глинами, рідше суглинками з вапняними і гіпсовими включеннями. Прикриті ці відкладення ґрунтовим шаром. Потужність четвертинних відкладень від 0,5 до 30м.

Неогенові відклади залягають безпосередньо на породах карбону і представлені тонко і дрібнозернистими кварцовими пісками світло-сірого або білого кольору. Нижня частина їх часто обводнена. Потужність неогену від 1,0 до 25,0 м, обводнених пісків - 0-25,0 м.

Кореляція стратиграфічних горизонтів проводиться чітко.

Характеристика стратиграфічної будови оцінюваної площі наводиться в таблиці 2.1 та 2.2, а літологічний і хімічний склад порід - в таблицях 2.3 і 2.4.

Таблиця 1.1- Характеристика стратиграфічної будови площі дослідження [1,4]

Світа	Потужність, м	Кількість пластів		Промислові вугільні пласти	
		Всього	Робочих ($m > 0.45$ м)	Основні	Обмеженого розповсюдження
C^1_3	580	10	4	n_1	n^3_0, n^1_1, n^2_1
C^7_2	400	20	11	m_2, m_3, m^0_4	m^1_5, m^1_6, m^2_6, m_7
C^6_2	210	13	11	l_1, l_3, l_6, l_7, l_8	l_4, l_5, l^1_8, l^2_8
C^5_2	270	22	10	k_5, k_7, k_8	k_6
C^4_2	220	10	5	—	i^5_1, i_3
C^3_2	315	10	7	h_1, h_{10}	$h^1_4, h_6, h_7, h^1_{10}$
C^2_2	310	8	3	g_1	g^1_1, g^2_1
C^1_2	200	6	1	f_1	—

Таблиця 1.2 - Відомості про стратиграфічну будову оцінюваної площі [4]

Ера	період (система)	Елоха (відділ)	Століття (ярус)	Світа	Потужність розкритої частини свити, м	Літологічний склад порід, %				Маркіруючі горизонти (вугільні пласти, вапняки), індекси	Сумарна потужність вугільних пластів, м	Сумарна потужність робочих вугільних пластів, м	Загальний коефіцієнт вугленості	Робочий коефіцієнт вугленості
						сланці пісч. і глиністі	пісковики	вапняки	вугілля					
Кайнозойська	четвертинний				0,50-30,0									
	Неоген				1-25									
Палеозойська	Кам'яновугільний	Верхня	Московський		вскрыта в інт.					$O_4^1-O_1$				
				Исаївська	614	63	35	1,1	0,9	Вапняки: N ₂ , N ₁ ⁷ , N ₁ ⁶ Група пластів вугілля n ₁ и n ₁ ¹	5,50	0,50	1,0	0,2
				Горлівська	423	58	36,5	3,4	2,1	Вапняки: M ₇ ¹ , M ₇ , M ₅ , M ₄ ¹ , M ₃ , M ₁ ; вугільні пласти m ₄ ² , m ₄ , m ₂ ; пісковик m ₄ ² Sm ₄ ^o	8,88	2,36	2,1	0,46
				Алмазна	241	46	47	3,3	3,7	Вапняки L ₇ , L ₁ ; вугільні пласти l ₈ , l ₇ , l ₆ ^B , l ₅ , l ₄ , l ₃ , l ₁ ; пісковики l ₈ ² S l ₈ ; l ₁ SL ₁	8,9	5,81	3,7	2,80
				Каменська	342	57	38	2,3	2,7	Вапняки K ₇ , K ₆ , K ₂ , K ₁ ; вугільні пласти k ₈ ^H , k ₇ , k ₅ ¹ , k ₅ ^B ; пісковики k ₇ ⁵ SK ₉ ; k ₁ SK ₁	9,20	3,31	2,7	0,97

Таблиця 1.3 - Відомості про мінералогічний склад гірських порід [1]

Мінерали	Вміст в %	
	від	до
Кварц	52	74
Польовий шпат	14	27
Серицит, мусковіт	4	9
Біотит	0,5	2
Хлорит	0,5	1,0
Каолініт	-	4,0
Пірит	-	-
Лимоніт	0,6	2
Карбонати	2	12
Обвуглені рослинні залишки	0,7	7
Уламки гірських порід	0,5	2,7
Акцесорні мінерали	0,04	0,35

Таблиця 1.4 - Хімічний склад гірських порід (пісковиків) [1]

Оксиди	Вміст в %	
	от	до
SiO ₂	63	85
TiO ₂	0,10	0,50
Al ₂ O ₃	4	15
Pb ₂ O ₃	0,55	3,8
FeO	0,2	1,8
MgO	0,3	1,1
CaO	0,4	8,0
Na ₂ O	1,8	3,0
K ₂ O	1,5	3,0
K ₂ O>105°	1,9	3,4
K ₂ O<105°	0,2	10,0
CO ₂	0,0	2,0
FeS ₂	0,0	0,3

У тектонічному відношенні поле шахти «Стаханова» розміщено в центральній частині тектонічного блоку між Центральним та Селідовським надвигами, с амплітудами 200-500 м. Блок характеризується монолітним заляганням порід з падінням на північний схід під кутом 7-11°. Площа поля шахти - 60 км² (17 км по простяганню і 3.5 км по падінню).

Залягання кам'яновугільних порід в межах шахти, як і в районі моноклинальне, з падінням на схід і північний схід під кутами від 4° до 15°. Деяке збільшення кутів спостерігається тільки поблизу тектонічних порушень.

Простягання порід змінюється від північного до північно-західного з азимутом 320-350°.

Порівняно спокійне залягання порід в межах шахтного поля ускладнюється порушеннями диз'юнктивного і плікативного характеру.

З північної і північно-східної сторони поле шахти обмежено Глибокоярським скидом. У західному напрямку він перетинає в північній частині поле шахти «Краснолиманська».

Скид підсічено свердловинами №№2787, 2883, НН-5657 біля кордонів поля шахти і свердловинами №№2226 і 2887 за межами технічних меж, а також свердловинами НН-231, К-215, К-239, К-575, К-279, К-280, пробурених на ділянці Північ-Родинському № 2. Свердловина №2788 підсікла скид на забої.

У межах поля шахти «Стаханова» зона Глибокоярського скида має простягання в межах 260-330° і кут падіння 70-85°.

Потужність подрібнених порід в зоні скида досягає 31м.

У крайній північній частині поля шахти розвинений Краснолиманський скид. Він розкритий за межами оцінюваної площі на поле шахти «Краснолиманська» розвідувальними свердловинами №№ 1872 1894, 2225, 2723; стволами і гірничими роботами шахти, за якими спостерігається випадання товщі порід порядку 14-20м. В межах шахти поля «Стаханова» амплітуда скида очікується в межах 11-20м. Простягання скида

від північно-західного до західного з азимутом 290-270°. Падіння площини сместителя північне і північно-східне під кутом 53-80°.

У південній частині поля «Стаханова» можливо прояв Центрального скидання. На оцінюваній площі скидання він зафіксований в гірських виробках на верхніх горизонтах по пластах ℓ_7 , ℓ_1 , k_8 шахти № 5-6 ім. Димитрова і по пласту k_5 шахти № 3-3-біс.

Скид має північно-західне простягання з азимутом 280-300°, падіння площини зміщення північно-східне під кутом 75-80°. Амплітуда скида змінюється від 0 до 5,5 м.

Кам'яновугільні відкладення оцінюваної площі представлені свитами $C_3^2, C_3^1, C_2^7, C_2^6$ і C_2^5 верхнього і середнього карбону, а промислова вугленосність пов'язана з відкладеннями світ C_2^7, C_2^6, C_2^5 середнього карбону. В межах площі вивчення розвинуті пласти: $\ell_8, \ell_7^B, \ell_7^{H+B}, \ell_7^H, \ell_6^B, \ell_5, \ell_4, \ell_3, \ell_1^B, \ell_1^{(a+B),(a-C)}, k_8^H, k_7, k_5^{1H}, k_5^B, k_5^H$. Синоніміка зазначених вище пластів відповідає прийнятій схемі індексації пластів в Червоноармійському вугленосному районі.

1.4 Характеристика якісних показників вугілля

При вивченні властивостей вугілля проводять технічний і елементний аналіз, встановлюють коксуємість, спікаємість, вихід смоли тощо. Переважаюча більшість з цих показників регламентується ДГСТ 12113–94, ДСТУ 7724:2015 та ДСТУ 3528–97 (ISO 334–92) [5,6,7].

До найважливіших властивостей вугілля належать: вологість, зольність, вихід летючих речовин, сірчаність, елементний склад.

Вологість (W) - відношенню маси загальної вологи до маси вугілля (%), поділяється на загальну або робочу (W^r), що міститься у вугіллі в природних умовах (забої) і лабораторну або аналітичну (W^a), яка зберігається у вугіллі за нагрівання до 105 °С. Загальна вологість - один з основних показників якості вугілля, вона досягає в торфі 90 %, у бурому вугіллі - 16-60 %, кам'яному - 4-6 %, антрацитах - 3-8 %.

Зольність (A) - відношення маси твердого негорючого залишку, отриманого після спалювання вугілля в стандартних умовах до маси палива. На практиці використовують зольність сухого палива A^a .

За вмістом золи вугілля поділяється на малозольне (A^d менше 10 %), середньозольне (A^d - 10-20 %) і високозольне (A^d більше 20 %). Підвищення зольності зменшує питому теплоту згоряння, негативно відбивається на технології коксування, якості коксу. Верхня межа зольності сухого палива для різних типів вугілля і басейнів становить 40-45 %, вище якої порода називається вуглисто-глинистою.

Вихід летючих речовин - кількість газо- і пароподібних продуктів, що виокремлюються з вугілля під час його нагрівання до 850°C у стандартних умовах без доступу кисню. До складу цих речовин належить вода, легкі вуглеводні, гази ($\text{CO}_2, \text{CO}, \text{H}_2, \text{NH}_3$). Вихід летючих речовин перераховують на суху і бензольну, так звану горючу масу (V^{daf} , %), яка є основним класифікаційним параметром вихідного вугілля, що змінюється від 67-41 % (буре вугілля) до 10 % (антрацити).

Сірчаність (S) - відношення маси загальної сірки (S^{dt}) до маси вугілля. Загальна сірка містить сульфідну (значно переважає), сульфатну, органічну й елементарну сірку. За вмістом загальної сірки вугілля поділяється на малосірчане (0,5-1,5 %), середньосірчане (1,6-2,5), сірчане (2,6-4,0) і високосірчане (більше 4 %) [9]. Визначення сірчаності є обов'язковим для характеристики вугілля.

Елементний склад вугілля - хімічні елементи вугілля:

- вуглець - визначає теплотворну здатність вугілля, вміст залежить від стадії вуглефікації: торф - 55-60 %, буре вугілля - 63-77, кам'яне - 74-92, антрацит - 89-97 %;

- водень також є джерелом тепла, його теплоємність в 4,2 рази більше вуглецю; вміст визначається складом вихідної речовини (гуміти - 1,0- 6,5%, сапропеліти - 7-12 %) і стадією вуглефікації (торф - 4,6-6,5 %, буре вугілля - 4,0-6,3, кам'яне вугілля - 3,7-5,1, антрацит - 1,0-3,7 %);

- кисень і азот - баластні компоненти вугілля, їх вміст вимірюється на горючу масу і зменшується зі збільшенням ступеня вуглефікації;
- фосфор належить до шкідливих домішок, оскільки з коксу він переходить у чавун і різко знижує якість отриманого металу.

Важливою характеристикою вугілля є *питома теплота згорання* - кількість теплоти, що виділяється при повному спаленні одиниці маси вугілля (в мегаджоулях на кілограм).

У ході петрографічних досліджень вугілля (вуглепетрографія) вивчають мікро- і макрокомпоненти.

Виділяється три групи органічних мікрокомпонентів:

- *геліфіковані* (вітриніт) - мікрокомпоненти, які утворилися в результаті геліфікації вихідного рослинного матеріалу; в прохідному світлі мають рожевий, червоний або коричневий колір; відбивна здатність вітриніту прийнята за еталонну;
- *фюзенізовані* (фюзиніт, інертиніт) - продукт фюзенізації лігніноцелюлозних тканин з повним або частковим збереженням клітинної структури; в прохідному світлі непрозорі, у відбитому - жовто-білі;
- *ліпідні* (ліптиніт) - стійкі під час розкладу, гуміфікації і фюзенізації елементи вищих рослин (спори, смоляні тіла, кутікули, корові тканини); у шліфах колір від жовтого до червоного, низька відбивна здатність.

Макрокомпоненти (літотиби) вугілля - його складові частини, які розрізняються неозброєним оком за фізичними властивостями (блиском, кольором, зломом, структурою, текстурою, тріщинуватістю). У гумолітах виділяють такі основні літотиби:

- *вітрен* (скляний) - складений компонентами групи вітриніту, утворює в пластах вугілля вузькі лінзоподібні прошарки (3-20 мм), характеризується чорним кольором, сильним блиском, раковистим зломом, добре вираженою ендегенною вертикальною тріщинуватістю;
- *кларен* (блискучий) - складений компонентами групи вітриніту

(більше 75 %), меншою мірою ліптиніту та інертиніту; утворює потужні верстви, іноді пласти вугілля; за фізичними властивостями близький до вітрину, відрізняється від нього слабкішим блиском;

- *дюрен* (твердий) - складається із компонентів групи ліптиніту та інертиніту в різних співвідношеннях, сумарна кількість яких може сягати 75 %, присутні геліфіковані цементуючі компоненти (вітриніт) - 10-25 %; характеризується щільною однорідною будовою, матовим і жирним блиском, високою твердістю і в'язкістю;

- *фюзен* (витягнутий, волокнистий) - складений компонентами групи інертиніту, які зцементовані невеликою кількістю вітриніту, за зовнішнім виглядом нагадує деревне вугілля, сірого, темно-сірого кольору, матовий, волокнистий, з низькою механічною міцністю; утворює в пластах вугілля лінзи, гнізда, примазки (до 1-2 см), деколи пласти.

Петрографічна характеристика вугілля оцінюваної площі проводиться за результатами дослідження проб, відібраних з керна розвідувальних свердловин в доотчетний період, а також по свердловинах НН-3956 і НН-3959.

Петрографічні дослідження проводилися по пластах l_8 , l_7^B , l_7^{H+B} , l_7^H , l_6^B , l_5 , l_3 , l_1^{a+b} , k_8 , k_5^B , k_5^H .

За мікроскопічною будовою вугілля оцінюваної площі коливаються від кларенових з тонкими прошарками кларено-дюрена до ультракларенових.

Основна геліфіцірована маса нерівномірно насичена обривками фюзенізованих і слабофюзенізованих тканин, ліптоїдними компонентами, представленими спорами.

З фюзенізованих тканин найчастіше зустрічаються лінзочки фюзена, рідше - мікрін.

З групи кутінізованих компонентів багато суперечка, часто зустрічаються кутикули, іноді макроспори. Більшість суперечка з тонкою оболонкою, але зустрічаються і дуже товсті.

Всі кутнізовані компоненти жовтого, рідше - оранжево-жовтого, іноді - оранжевого кольорів.

Мінеральні включення представлені глиною, зернами піриту, рідко - одиничними включеннями карбонатів і кварцу.

Мікрокомпонентний складу вугілля поля шахти «Стаханова» представлено в таблиці 1.5.

За зв'язку структури геліфіцированої речовини і його забарвлення з технологічними властивостями вугілля поділяються на такі типи по відновленості:

«а» - слабковідновлене;

«б» - перехідні;

«в» - відновлені і близькі до них.

До типу «а» відносять вугілля пластів ℓ_8 , ℓ_7 , k_8^H , k_7 і k_5^B , що складаються з однорідної геліфіцированої речовини бурого кольору, малосірчисті, зі зниженим вмістом летких речовин і зниженою спіктивістю. Пласт ℓ_6^B є слабковідновленим, що тяжіє до перехідного типу «аб-б» і «б».

До типу «в» з оцінюваних пластів відносяться пласти ℓ_5 і k_5^H з грудкуватої ксіловітренової структурою червонуватих тонів геліфіцированої речовини, багатосірчисті, з високим вмістом летких речовин і підвищеною спікаємістю.

Таблиця 1.5 - Мікрокомпонентний склад вугілля поля шахти «Стаханова» [1]

Синоніміка	Органічна речовина	Минеральні вclusions				Речовинний склад					ΣОК	Марка вугілля
		Глиніст. Включ.	Сульфід заліза	Карбонати	Кварц	Вітрині	Семи-вітрин.	Фюзеніт	Лейптиніт	Мікстиніт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	16
ℓ ₈	<u>87-91</u> 89(2)	<u>7-12</u> 9(2)	<u>1-2</u> 1,5(2)	-	-	<u>87-92</u> 89,5(2)	<u>Ед.-1</u> 1(2)	<u>5-6</u> 5,5(2)	<u>2-7</u> 4,5(2)	-	<u>6-6</u> 6(2)	Г
ℓ ₇	<u>77-96</u> 87,8(5)	<u>3-22</u> 10,6(5)	<u>1-2</u> 1,2(5)	<u>0-1</u> 0,4(5)	-	<u>85-93</u> 90,8(5)	<u>0-2</u> 0,8(5)	<u>4-7</u> 5(5)	<u>2-7</u> 4,0(5)	-	<u>4-7</u> 5(5)	Г
ℓ ₆	<u>84-87</u> 85,5(2)	<u>12-13</u> 12,5(2)	<u>1-1</u> 1(2)	<u>0-1</u> 0,5(2)	<u>0-1</u> 0,5(2)	<u>90-92</u> 91(2)	<u>1-1</u> 1(2)	<u>4-5</u> 4,5(2)	<u>3-4</u> 3,5(2)	-	<u>4-6</u> 5,5(2)	Г
ℓ ₅	84(1)	12(1)	3(1)	1(1)	-	91(1)	1(1)	4(1)	4(1)	-	5(1)	
ℓ ₃	<u>82-92</u> 88,2(5)	<u>6-12</u> 8,4(5)	<u>1-5</u> 3(5)	<u>0-1</u> 0,4(5)	-	<u>80-87</u> 82,8(5)	<u>1-2</u> 1,2(5)	<u>8-10</u> 9,4(5)	<u>3-8</u> 6,4(5)	<u>0-1</u> 0,2(5)	<u>9-12</u> 10,4(5)	Г
ℓ ₁	<u>79-89</u> 84,5(4)	<u>10-14</u> 11,0(4)	<u>1-5</u> 3,0(4)	<u>0-1</u> 0,75(4)	<u>0-1</u> 0,6(5)	<u>0,83-0,91</u> 88,8(4)	<u>1-2</u> 1,25(4)	<u>6-7</u> 6,25(4)	<u>1-9</u> 3,75(4)	-	<u>7-8</u> 7,25(4)	Г
К ₈	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Г
К ₇	83(1)	16(1)	1(1)	-	-	93(1)	1(1)	3(1)	3(1)	-	4(1)	Г
К _{5^В}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Г, Ж
К _{5^Н}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Г, Ж

Вугілля інших пластів (ℓ_4 , ℓ_3 , ℓ_1 , k_5^{1H}) є перехідними, що тяжіють до слабковідновлене, то до відновлених типу «аб-б», «б-бв».

Показників відбиття вітриніту вугілля вивчених пластів коливається від 0,77 до 0,99%.

Згідно ДГСТ 12113–94 [5] це відповідає II і II-III стадіях метаморфізму, 12 і 13 класів.

Середній показник відбиття вітриніту вугілля поля шахти по пластах складає 0,82-0,99%, вихід летких - 32,3-37,9%, а товщина пластичного шару - від 9 до 24 мм.

Згідно із зазначеним ДСТУ [5] вугілля оцінюваних пластів були віднесені до марок Г (групи G_6 і G_{16}) і Ж (групи J_{13} і J_{21}).

У цьому звіті марочний склад вугілля визначається згідно з нині чинним Державним стандартом України - ДСТУ 3472-96:2015 [8].

Основними класифікаційними показниками для вугілля згідно з цим стандартом є середній показник відбиття вітриніту ($R_o, \%$), вихід летких речовин ($V^{daf}, \%$) і товщина пластичного шару (y , мм).

Середній показник відбиття вітриніту по оцінюваним пластах становить 0,82-0,96%, вихід летких - 34,2-37,9%, товщина пластичного шару для більшості пластів - 9-15мм, а для пластів k_5^B і k_5^H - 14 -24мм (табл. 1.5).

З огляду на основні класифікаційні показники, вугілля оцінюваних пластів віднесені до марки Г. Вугілля пластів k_5^B і k_5^H - до марки Г і Ж, лінія марочного складу за цими пластах проводилася, в основному, за значеннями виходу летких, оскільки величина товщини пластичного шару по більшості пластопересеченій перевищує 16мм.

Елементний склад органічної маси кам'яного вугілля поля шахти ім. А.Г.Стаханова визначався по 170 керновим пробам. Середні значення компонентів наведені в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 - Елементний склад органічної маси вугілля [1]

Синоніміка пласта	Елементний склад від - до Середнє (кількість визначень),%			
	Co ^{daf}	Ho ^{daf}	(N+O) ^{daf}	No ^d (Co) _H ⁰
1	2	3	4	5
ℓ ₈	<u>82,4-86,5</u> 83,9(12)	<u>5,2-5,6</u> 5,4(12)	<u>6,9-10,6</u> 8,7(12)	<u>1,8-2,9</u> 2,4(2)
ℓ _{7^B}	<u>83,2-84,2</u> 83,5(4)	<u>5,3-5,6</u> 5,4(4)	<u>7,5-8,8</u> 12,5(3)	<u>2,7-3,7</u> 3,2(2)
ℓ _{7^{B+H}}	<u>82,2-84,1</u> 83,4(6)	<u>5,2-5,4</u> 5,4(6)	<u>9,0-10,2</u> 9,9(6)	-
ℓ _{7^H}	<u>81,2-85,4</u> 83,6(8)	<u>5,2-5,9</u> 5,5(8)	<u>6,2-9,0</u> 8,0(8)	<u>1,3-2,4</u> 1,8(2)
ℓ ₆	<u>82,1-85,0</u> 83,8(5)	<u>5,2-5,6</u> 5,5(5)	<u>7,4-8,7</u> 8,0(4)	-
ℓ ₅	<u>80,6-84,0</u> 82,1(6)	<u>5,4-5,9</u> 5,6(6)	<u>7,2-9,8</u> 8,9(4)	-
ℓ ₄	<u>81,8-85,3</u> 83,8(7)	<u>5,2-5,7</u> 5,5(7)	<u>6,8-10,3</u> 8,1(7)	3,1(1)
ℓ ₃	<u>77,1-85,5</u> 83,4(33)	<u>4,9-6,0</u> 5,4(33)	<u>5,9-10,5</u> 7,4(30)	<u>3,0-3,7</u> 3,2(4)
ℓ _{1^c} (ℓ ₂)	<u>84,1-84,7</u> 84,4(6)	<u>5,3-5,7</u> 5,5(6)	<u>5,7-8,0</u> 7,2(6)	2,6(1)
ℓ _{1^{a+b}}	<u>80,9-84,9</u> 83,4(39)	<u>5,2-5,9</u> 5,5(39)	<u>5,3-9,6</u> 7,7(37)	2,67(1)
k _{8^H}	<u>82,6-86,6</u> 84,7(17)	<u>4,9-5,6</u> 5,4(17)	<u>6,0-9,6</u> 8,0(17)	1,4(1)
k ₇	<u>84,8-86,7</u> 85,7(9)	<u>5,2-5,7</u> 5,4(9)	<u>6,6-9,0</u> 7,5(9)	-
k _{5^{1H}}	<u>83,6-84,1</u> 83,8(2)	<u>5,5-5,6</u> 5,6(2)	<u>6,7-8,5</u> 7,6(2)	-

Аналітична волога оцінюваних пластів невисока і складає від 1,1 до 1,7%, лише для пласта k_{5^H} трохи нижче - 0,8-0,9%.

Максимальна вологоємність вугілля за даними кернавого випробування вище аналітичної і становить 1,7-4,3%, а для пласта k_{5^H} по одному визначенню - 1,2%.

Робоча волога за даними пластово-промислових проб їх гірничих виробок шахти «Стаханова», що відпрацьовує пласти ℓ_{7^{B+H}}, ℓ₃, ℓ_{1^{a+b}}, k_{5^B}, практично така ж, як і максимальна вологоємність і становить 2,2-3,5% (табл. 1.7).

При підрахунку запасів враховано максимальну вологоємкість, а для розроблюваних пластів - робочу вологоємкість вугілля.

Вугілля оцінюваних пластів характеризуються як мало - і середньозольні, 1-4 групи.

До малозольних відносяться вугілля пластів ℓ_7^B , ℓ_7^{B+H} , k_7 и k_5 ; інші пласти - до середньозольних (см. табл. 1.8).

Характер зольності вугільних пачок як основних вугільних пластів, так і резервних (ℓ_8 , ℓ_6 , k_8 , k_7 , k_5^H) витриманий.

Таблиця 1.7 - Величина вологості вугілля по пластах [4]

Синоніміка пласта	Марка вугілля	Волога аналітична, $W^a, \%$	Максимальна вологоємкість, $W^{max}, \%$	Робоча вологоємкість, $W^p, \%$
ℓ_8	Г	0,2-2,6 1,7(29)	2,8(2)	-
ℓ_7^B	Г	1,2-1,9 1,5(7)	-	-
ℓ_7^H	Г	0,7-1,5 1,2(5)	3,8(1)	-
ℓ_7^{B+H}	Г	0,6-2,5 1,72(21)	4,3(1)	1,9-4,3 3,7(25)
ℓ_6^B	Г	0,9-2,3 1,48(32)	1,2-4,46 3,2	-
ℓ_3	Г	0,8-1,7 1,1(62)	1,4-4,1 2,0(9)	1,2-4,4 2,2(42)
ℓ_1^B	Г	0,8-2,3 1,25(12)	1,5-3,9 2,7(2)	-
$\ell_1^{(a+B)(a-c)}$	Г	0,7-2,3 1,3(75)	1,5-3,9 2,1(6)	1,8-3,3 2,3(24)
K_8	Г	0,9-2,2 1,46(63)	1,8-2,3 2,0(3)	-
K_7	Г	0,8-1,8 1,3(14)	1,4-1,8 1,7(3)	-
K_5^B	Г, Ж	0,8-2,1 1,2(19)	1,7-1,8 1,75(2)	1,7-3,4 2,2(6)
K_5^H	Г, Ж	0,5-1,1 0,9(15)	1,2(1)	-

Таблиця 1.8 - Характеристика зольності вугільних пластів за даними кернового випробування і пробам з гірських робіт [4]

Синоніміка	Марка вугілля	Зольність, %			
		На площі балансових запасів			
		Вугільних пачек	Група за ДСТУ 8184-70	З урахуванням засорення	Група за ДСТУ 8184-70
1	2	3	4	5	6
ℓ ₈	Г	-	-	-	-
ℓ _{7^В}	Г	<u>2,5-14,6</u> 8,0(9)	1	<u>2,5-41,6</u> 26,2(11)	7
ℓ _{7^Н}	Г	<u>7,8-25,0</u> 14,1(8)	4	<u>7,8-25,0</u> 16,9(8)	5
ℓ _{7^{Н+В}}	Г	<u>1,6-21,3</u> 6,4(55)	1	<u>1,6-33,1</u> 8,3(55)	2
ℓ _{6^В}	Г	<u>5,4-15,9</u> 10,9(9)	3	<u>5,4-29,0</u> 19,9(9)	5
ℓ ₃	Г	<u>3,6-34,0</u> 10,9(104)	3	<u>3,6-46,8</u> 16,4(123)	5
ℓ _{1^В}	Г	<u>6,4-20,1</u> 13,7(13)	4	<u>6,4-44,0</u> 15,8(13)	5
ℓ _{1^{а+В}}	Г	<u>3,7-21,1</u> 9,5(96)	2	<u>4,0-40,1</u> 19,3(101)	5
ℓ _{1^{а-с}}	Г	<u>7,0-15,4</u> 9,7(5)	2	<u>30,6-38,2</u> 35,4(5)	8
к _{5^В}	Ж	<u>2,8-9,6</u> 5,2(8)	1	<u>2,8-9,6</u> 5,2(8)	1
к _{5^В}	Г	<u>2,2-26,9</u> 5,7(23)	1	<u>2,2-26,9</u> 6,5(23)	1
к _{5^Н}	Ж	<u>9,1-12,0</u> 10,4(5)	2	<u>9,1-12,0</u> 10,4(5)	2
к _{5^Н}	Г	<u>6,1-15,7</u> 10,3(7)	2	<u>6,1-15,7</u> 10,3(7)	2

За рахунок середньопластових породних прошарків, а також вуглистих аргілітів в покрівлі або ґрунті пласта зольність збільшується. Збільшення зольності для пластів з переважно простою будовою (ℓ₈, ℓ_{7^Н}, ℓ_{7^{В+Н}}, к₈, к₇, к_{5^В}) незначне і становить 0,2-3,6%. Для пластів з переважно складною будовою збільшення зольності складає 5,0-8,3% (пласти ℓ₆, ℓ₃, ℓ_{1^В}, ℓ_{1^{а+В}}), до 18,2-27,9% (пласти ℓ_{7^В}, ℓ_{1^{а-с}}, ℓ_{1^{а+В}}).

Площинна зміна зольності основних вугільних пластів ℓ₃, ℓ_{7^{В+Н}}, ℓ_{1^{а+В}}, к_{5^В} з урахуванням засмічення ілюструється картами якості.

Зольність товарного вугілля при відпрацюванні вугільних пластів шахтою «Стаханова» вище, ніж розрахункова за рахунок засмічення при видобутку нестійких і слабостійких порід покрівлі і склала за 2006 рік при відпрацюванні пластів ℓ_7 і ℓ_1 - 41,9%. За рахунок засмічення породою з підготовчих гірничих виробок зольність гірської маси збільшується до 49,3%.

Хімічний склад золи вугілля оцінюваних пластів вивчався в по одній пробі з розвідувальної свердловини НН-5643 (пласт ℓ_7) і за двома пробами з гірських виробок пласта k_5^B . Переважаючими компонентами мінеральної частини вугілля на полі шахти «Стаханова» є оксиди SiO_2 , Al_2O_3 і Fe_2O_3 , тобто зола вугілля є кременистої, кремнисто-залізистої (табл. 1.9). При утриманні Fe_2O_3 , що перевищує 20%, зола вугілля, при необхідності, може бути використана для отримання залізорудних концентратів. Таким вимогам відповідає зола вугілля пласта ℓ_7 ($Fe_2O_3 = 21,9\%$). Оксиди кальцію, магнію, сірки, калію, натрію, титану мають другорядне значення.

Таблиця 1.9 - Відомості про показники, що визначають напрямок використання золи вугілля

Синоніміка пласта	$\frac{SiO_2+Al_2O_3}{MgO+Fe_2O_3+CaO}, \%$	$Fe_2O_3+Al_2O_3+CaO, \%$	$\frac{SiO_2+Al_2O_3+TiO_2}{Fe_2O_3+CaO+MgO+K_2O}, \%$	Середня зольність по пласту	Тип золи по В.Р. Клеру
ℓ_7	$\frac{59,8}{23,98}=2,49$	45,55	$\frac{71,23}{26,68}=2,67$	21,3	Залізіста
K_5	$\frac{68,25}{24,02}=2,84$	44,83	$\frac{68,96}{25,86}=2,67$	2,3	Залізіста
K_5	$\frac{69,53}{15,08}=4,61$	44,32	$\frac{41,36}{16,39}=2,52$	5,3	Залізіста

Плавкість золи вугілля поля шахти «Стаханова» вивчалася на попередніх етапах розвідки. За даними цих робіт зола всіх пластів середнеплавкая і тугоплавка. Температура початку деформації вугільної речо-

вини (t_1°) коливається в межах 1042-1146 $^\circ$, а для пласта ℓ_4 за даними одного визначення - 970 $^\circ$; температура розм'якшення (t_2°) - 1140-1400 $^\circ$, а температура плавлення, в основному, більше 1400 $^\circ$. ому, в разі використання вугілля поля шахти в якості енергетичної сировини, будуть виникати певні труднощі при видаленні утворюються шлаків в топках.

Сірчистість вугілля поля шахти вивчена за даними аналізів кернових проб з розвідувальних свердловин, а пластів ℓ_3 , ℓ_7^{B+H} , ℓ_1^{a+B} і k_5^B - і по пробам з гірських виробок шахти. Середні і граничні значення сірчистості, а також розподіл за видами наведено в таблицях 1.10 і 1.11.

Таблиця 1.10 - Характеристика сірчистості вугілля по пластах [4]

Синоніміка пласта	Марка вугілля	На площі балансових запасів		На площі забаланс. запасів	
		Вміст сірки, %	Розподіл по групах	Вміст сірки, %	Розподіл по групах
1	2	3	4	5	6
ℓ_8	Г	-	-	<u>0,94-3,95</u> 2,0(34)	Середньосірчасті, 3
ℓ_7^B	Г	<u>0,9-2,5</u> 1,5(9)	Малосірчасті, 1	-	-
ℓ_7^H	Г	<u>1,02-2,28</u> 1,5(4)	-, -	1,9(1)	Середньосірчасті, 2
ℓ_7^{B+H}	Г	<u>0,66-3,41</u> 1,28(55)	-, -	-	-
ℓ_6^B	Г	<u>0,8-4,16</u> 1,50(9)	-, -	<u>0,8-5,6</u> 2,6(32)	Середньосірчасті, 3
ℓ_3	Г	<u>1,4-7,0</u> 4,0(122)	Підвищеносірчасті, 6	-	-
ℓ_1^B	Г	<u>2,0-4,4</u> 3,2(13)	Підвищеносірчасті, 5	-	-
ℓ_1^{a+B}	Г	<u>1,3-4,8</u> 2,8(101)	Середньосірчасті, 4	<u>2,6-6,27</u> 4,0(6)	Підвищеносірчасті, 6
ℓ_1^{a-c}	Г	<u>3,2-4,1</u> 3,7(5)	Підвищеносірчасті, 6	-	-
K_8	Г	<u>0,8-6,4</u> 1,62(50)	Середньосірчасті, 2	<u>1,1-4,1</u> 1,58(14)	Середньосірчасті, 2
K_7	Г	<u>0,9-1,8</u> 1,2(11)	Малосірчасті, 1	<u>0,8-4,5</u> 1,4(8)	Малосірчасті, 1
K_5^B	Ж	<u>0,7-0,9</u> 0,8(8)	-, -	-	-
K_5^B	Г	<u>0,6-1,4</u> 0,9(23)	-, -	-	-
K_5^H	Ж	<u>4,0-5,9</u> 4,9(6)	Підвищеносірчасті, 6	-	-

Як видно з таблиці 1.10 на площі з балансовими запасами переважають вугілля мало і підвищеної сірчисті. На площі позабалансових запасів вугілля середньо- і підвищеносірчисті, рідше - мало і високосірчисті. За характером мінливості сірчистості на оцінюваній площі пласти ℓ_7 і k_5^B можна віднести до витриманих, пласти ℓ_3 , ℓ_1 , k_8 - до відносно витриманих, інші пласти невитримані.

Розподіл сірки по видам в вугіллі приведено в таблиці 1.11

Таблиця 1.11 - Хімічний аналіз вугілля [4]

Синоніміка пласта	Кількість визначень	S_c^d	S_o^d	S_{so4}^d
1	2	3	4	5
ℓ_8	5	<u>0,01-01</u> 0,03	<u>0,8-1,1</u> 0,94	<u>0,4-1,9</u> 1,16
ℓ_7^{H+B}	5	<u>0,01-0,02</u> 0,01	<u>0,6-0,9</u> 0,74	<u>0,04-0,8</u> 0,31
ℓ_7^B	2	<u>0,004-0,04</u> 0,022	<u>0,8-0,9</u> 0,85	<u>2,0-2,6</u> 2,30
ℓ_7^H	2	<u>0,02-0,06</u> 0,04	<u>0,78-0,83</u> 0,80	<u>0,46-0,75</u> 0,60
ℓ_6	4	<u>0,009-0,06</u> 0,027	<u>0,30-0,80</u> 0,63	<u>0,8-4,91</u> 1,55
ℓ_5	11	<u>0,02-0,58</u> 0,23	<u>0,6-1,9</u> 1,24	<u>1,9-8,0</u> 3,92
ℓ_4	3	<u>0,11-0,27</u> 0,20	<u>0,92-1,29</u> 1,06	<u>1,74-2,99</u> 2,50
ℓ_3	31	<u>0,03-0,94</u> 0,18	<u>0,9-1,8</u> 1,36	<u>1,52-7,71</u> 3,13
ℓ_1^{a+b}	9	<u>0,02-1,71</u> 0,74	<u>0,01-1,18</u> 0,46	<u>0,82-5,71</u> 1,92
k_8^H	2	0,07	<u>0,59-0,94</u> 0,76	<u>0,29-0,44</u> 0,36
k_7	1	0,09	0,86	0,85
k_5^B	1	0,09	0,77	0,04

У складі сірки в вугіллі пластів ℓ_8 , ℓ_7^B , ℓ_6 , ℓ_5 , ℓ_4 , ℓ_1^{a+b} переважає сульфідний різновид, а в пластах ℓ_7^H , ℓ_7^{B+H} , k_8^H , k_7 и k_5 – органічний. Сульфатна сірка коливається від 0,01 до 0,74%. Вміст фосфору в вугіллі незначне і становить від 0,004 до 0,027% (пласт k_8^H).

Висновки до розділу:

1. Залягання кам'яновугільних порід в межах шахти, як і в районі моноклинали, з падінням на схід і північний схід під кутами від 4° до 15° . Деяке збільшення кутів спостерігається тільки поблизу тектонічних порушень.

2. Пласт має переважно складну будову. За рахунок середньопластових породних прошарків, а також вуглистих аргілітів в покрівлі або ґрунті пласта ℓ_3 зольність збільшується до 5,0-8,3%.

3. На площі досліджень вугілля пласта ℓ_3 має підвищену сірчистість. За характером мінливості сірчистості на оцінюваній площі пласт ℓ_3 можна віднести до відносно витриманих.

103-18-1

ФІЛІА

2 МЕТОДИКА ВИКОНАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

Характеристика вугільного пласта l_3 , який оцінюються в цій роботі, наведена за результатами досліджень проб вугілля, отриманих з керна розвідувальних свердловин і проб, відібраних з гірських виробок шахти «Стаханова».

Для проведення морфометричного аналізу використовувались данні 31-ї розвідувальної свердловини, що розміщуються в центральній частині поля шахти «Стаханова»: абсолютні відмітки підшви вугільного пласта, потужність пласта, вміст у ньому сірки та зольність вугілля.

Карти, які характеризують зміну параметрів корисної копалини у просторі, найчастіше наводять у вигляді зображення в ізолініях. Побудова карти в ізолініях може бути виконана вручну шляхом традиційної інтерполяції та екстраполяції даних фактичних замірів, а може бути здійснена при допомозі спеціальних пакетів програм на ПЕОМ. Існує достатньо широке коло таких програм, але найбільш поширеним та відомим є пакет програм «SURFER» фірми «Golden Software» різних модифікацій.

Для дослідження змінення якісних показників вугілля було проведено кореляційний аналіз між геологічними параметрами вугільного пласту l_3 центральної частини поля шахти «Стаханова». З цією метою було побудовано крапкові діаграми. За допомогою кореляційного поля крапок знаходилась приблизна оцінка коефіцієнту кореляції.

Форма й орієнтування кореляційного поля крапок дозволяють судити про наявність кореляційного зв'язку, про її характер (прямий чи зворотній) та вид (лінійний чи нелінійний). Якщо зв'язок між досліджуваними властивостями існує, то кореляційне поле крапок має форму витягнутого еліпса, довга вісь якого нахилена щодо осей координат.

По напрямку нахилу визначається характер зв'язку: позитивна (пряма), чи негативна (зворотна). Коли зв'язок відсутній, кореляційне поле крапок має ізометричну форму чи являє собою еліпс, довга вісь якого паралельна однієї з осей координат. Наявність перегинів осі кореляційного поля крапок указує на нелінійний вид зв'язку.

Кореляційне поле крапок дозволяє також перевірити однорідність вибіркової сукупності. Аномальні значення різко знижують точність оцінок показників сили зв'язку і коефіцієнтів рівнянь регресії, тому їх доцільно виключити з вибірки.

Значимість емпіричної оцінки коефіцієнта кореляції при довірчій ймовірності 0,95 і обсязі вибірки (N), більш за 50 пар, можна оцінити шляхом порівняння з критичним значенням (r_k), що обчислюється по формулі:

$$r_k = (\sqrt{1/N}) \cdot 1,96$$

Відповідно для кожної з діаграм: $r_k = 0,27$.

Якщо $|r| > r_k$, то в даній виборці значень має місце кореляційна залежність між параметрами.

В результаті зіставлення значень коефіцієнту кореляції з критичними його значеннями для кожного варіанту розрахунків можна стверджувати що між параметрами існує або відсутня кореляційна залежність.

Висновки до розділу:

Вибір методів дослідження продиктований змістом перерахованих завдань і реальними умовами їх виконання.

Досягненню поставленої мети сприяло вирішення наступних завдань:

- 1) вивчення речового складу вугілля;
- 2) проведення морфометричного аналізу вугільного пласта l_3 ;
- 3) проведення кореляційного аналізу між геологічними параметрами вугільного пласту l_3 центральної частини поля шахти «Стаханова».

3 АНАЛІЗ МОРФОЛОГІЇ, ЗОЛЬНОСТІ ТА ВМІСТУ СІРКИ ВУГІЛЬНОГО ПЛАСТА l_3 ПОЛЯ ШАХТИ «СТАХАНОВА»


Основне завдання роботи полягало в виконанні аналізу змінення параметрів залягання та якісних показників вугілля пласта l_3 в межах центральної ділянки поля шахти «Стаханова»: корисної потужності вугільного пласта, вмісту сірки та золи, гіпсометрії підосви вугільного пласта.

Пласт l_3 у Красноармійському вугленосному районі відпрацьовується багатьма шахтами. Як правило, має складну будову. На полі шахти «Стаханова» пласт розкритий свердловинами в основному із складною будівлею, частіше з 2 вугільних пачок. Ще рідше пласт має просту будову. Потужність його змінюється в межах 0,15-2,3 м.

У межах шахтного поля пласт відносно витриманий. Промислову цінність представляє майже на всій його площі, а характерна потужність 1,3-1,8 м. Є основним пластом шахти, на більшій частині поля витриманий.

В даній роботі аналіз параметрів вугільного пласта здійснюється за фактичними даними (табл. 3.1) розвідувальних свердловин за допомогою ПЕОМ.

Для проведення досліджень використовувались данні 31-й розвідувальної свердловини, що розміщуються в центральній частині поля шахти «Стаханова»: абсолютні відмітки підосви вугільного пласта, потужність пласта, вміст у ньому сірки та зольність вугілля.



Таблиця 3.1 - Вихідні данні по розвідувальним свердловинам

№	№ св.	X	У	Абс. відм. підпош- ви ву- гіль. пласту	По- туж- ність, м	Золь- ність %	Сірчис- тість %
1	10274	17,9	26,7	-1087,6	1,4		
2	2717	7,2	41	-1012,2	0,35	16,20%	4,20%
3	4840"бис"	14,4	42,5	-966,9	1,06		
4	4895	16,4	49,1	-907,5	1,06		
5	5150	2	51,3	-944,9	0,91		
6	3956	15,9	57,6	-324,6	1,25		
7	5126	1,2	59,5	-846,2	1,18		
8	2705	8,3	60,7	-804,5	0,37	29,10%	3,20%
9	5125	1,2	63,4	-802	0,56		
10	10268	18,5	71,7	-697,3	1,84	14,10%	2,20%
11	10267	27,5	45,8	-935	0,3	11,30%	3,30%
12	3713	27,8	54,2	-869,2	1,8	21,40%	4,00%
13	3959	21,5	60	-809,2	1,71		
14	2708	28,3	62	-804,7	1,8	44,30%	6,10%
15	3714	37,8	61,4	-798,3	1,51	20,60%	3,00%
16	5155	28,7	67,5	-739,9	1,19		
17	10276	38,7	71,7	-794,5	1,09	20,80%	3,80%
18	10238	45,7	20,6		1,55	14,40%	4,40%
19	2718	47,1	40,5	-971,3	2,01		
20	3443	47,2	41,2	-958,9	1,74	17,20%	4,10%
21	10248	57,3	69,5	-703,12	1,67	8,40%	4,60%
22	2703	49,1	80,6	-592,9	1,15	6,20%	2,60%
23	10250	66,7	20	-1019,3	1,29	13,80%	6,60%
24	3441	76,3	55,9	-807,2	1,48	11,70%	4,40%
25	2716	68,5	61,9	-750	1,6	18,30%	4,90%
26	10288	79,2	67,5	-691,3	0,95	7,10%	3,50%
27	2771	90,5	74,6	-624,5	0,25		
28	2719	87,2	35,3	-946,7	0,4	18,60%	7,60%
29	3707	85,7	27,7	1008,83	0,44	19,80%	6,30%
30	10239	83,6	20	-1062,2	1,35	17,10%	3,40%
31	3437	80,4	5,5	-1140,8	0,95	9,30%	4,40%

3.1 Аналіз гіпсометричного плану

По побудованому гіпсометричному плану (рис. 3.1) можна визначити наступне: вугільний пласт залягає в межах глибин ~ 530 — 1120 м.; являє собою моноклиналь із середнім азимутом падіння 17° ; середній кут падіння якої змінюється від 5° до 11° ; азимут простягання міняється від 297° на північному сході до 300° на південному сході. Також має не постійну величину і кут падіння, максимальні значення якого характерні для центральної і північної частини шахтного поля (11°), а мінімальна - південної (5°).

Падіння порід ускладнено системою паралельних та діагональних (до простягання порід) скидів, з амплітудами від 5 до 50 метрів.

Глибина залягання вугільного пласту збільшується в південно-західному напрямку.

3.2 Зміна на шахтному полі потужності вугільного пласта l_3

По побудованій карті потужності (див. рис. 3.2) можна зробити наступні висновки: у цілому для шахтного поля характерна середня потужність шару 1,17 м. Мінімальне значення потужності складає 0,25 м. (св. № 2771 на заході району). Максимальне значення потужності – 2,1 м. (св. № 2714 на сході району).

Досить різке зменшення потужності спостерігається на заході шахтного поля (значення потужності зменшується в західному напрямку), для іншої території не характерні різкі коливання потужності.



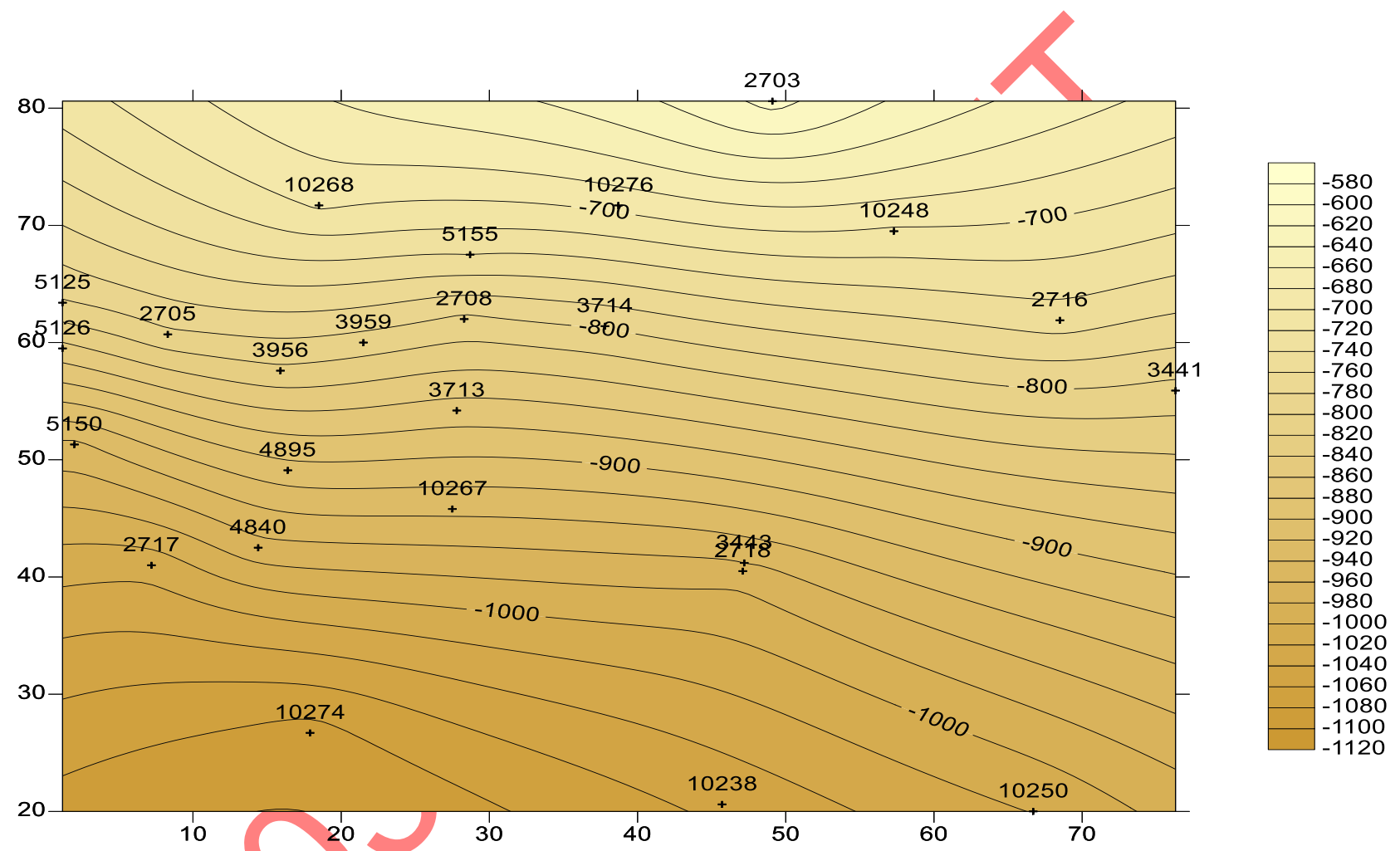


Рисунок 3.1 - Гіпсометричний план вугільного пласта l_3 поля шахти «Стаханова»

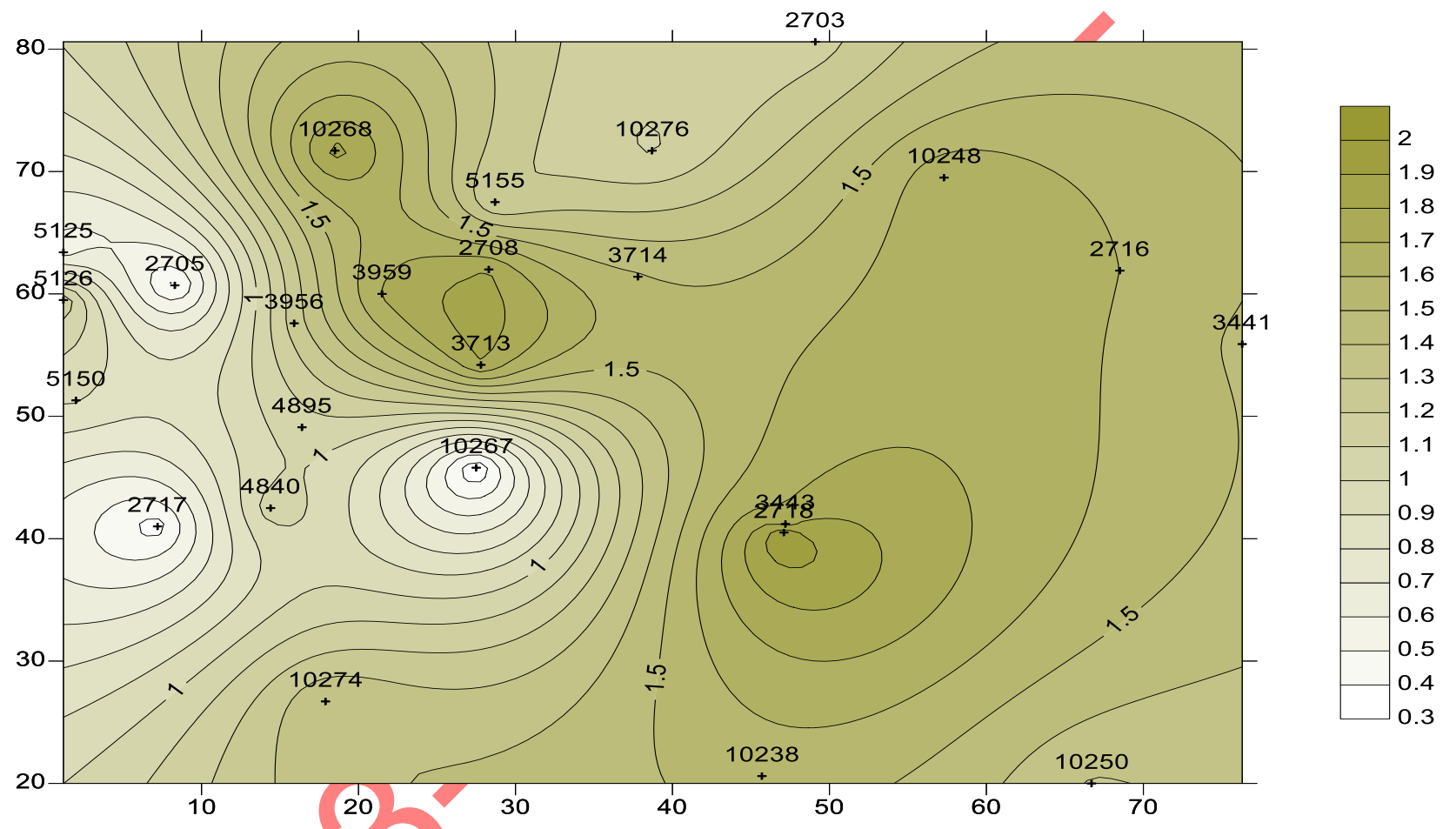


Рисунок 3.2 - Карта потужності вугільного пласта l_3 поля шахти «Стаханова»

103

Плавне збільшення потужності спостерігається в центральній частині району з поступовим зменшення на північ і схід. Також спостерігаються невеликі зміни потужності в окремих свердловинах у центрі району (св. №2705).

Також слід зазначити, що на карті потужності (так само як і на гіпсометричному плані) не можна вважати ізолінії достовірними, непідтверджені даними буровлення; вони є ймовірними.

3.3 Розподіл вмісту золи у вугільному пласті l_3

В результаті аналізу карти розподілу зольності (рис. 3.3) зміну цього параметра в загальному можна визначити як зменшення значень у північно-східному напрямку. Таким чином, навіть при візуальному зіставленні зміни зольності з характером гіпсометрії шару можна визначити наступну залежність: зменшення зольності зв'язане з збільшенням потужності вугільного шару.

При більш детальному розгляді, можна укласти наступне: середній вміст золи складає 16%, що характерно для середньо-зольного вугілля.

Максимальне значення зольності характерно для північно-західної частини шахтного поля і складає в середньому 26%.

Мінімальне значення зольності характерне для північно-східної та південної частини шахтного поля і складає 5%.

У цілому для шахтного поля характерно різке зниження значення зольності: у східній частині, та поступове зниження у центральній частині - у південно-західному та південному напрямках.

На півдні району зменшується інтенсивність зміни зольності. Невелике нехарактерне збільшення зольності спостерігається в північній частині шахтного поля (св. 10248, 10288).

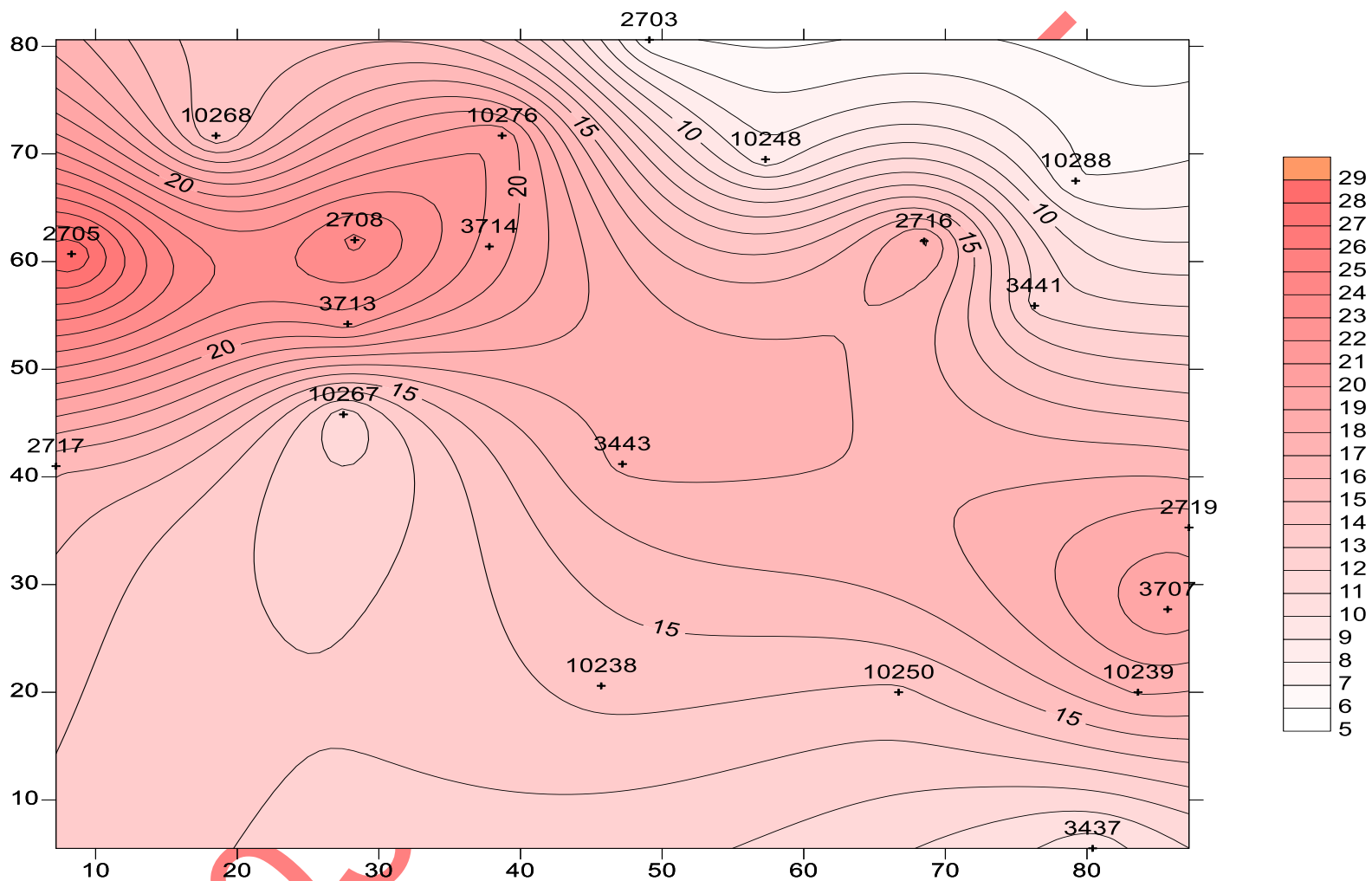


Рисунок 3.3 - Карта розподілу вмісту золи у вугільному пласті I_3 поля шахти «Стаханова»

3.4 Розподіл вмісту сірки у вугільному пласті l_3

В результаті аналізу карти розподілу вмісту сірки (рис. 3.4) можна зробити наступні висновки: у цілому для шахтного поля характерний середній вміст сірки – 4,33%. Мінімальне значення вмісту сірки складає 2,3%. (св. № 10268 на заході району). Максимальне значення вмісту сірки – 7,6%. (св. № 2719 на півдні району).

За вмістом загальної сірки вугілля поділяється на малосірчане (0,5-1,5 %), середньосірчане (1,6-2,5), сірчане (2,6-4,0) і високосірчане (більше 4 %).

Оскільки для шахтного поля характерний середній вміст сірки – 4,33%, вугілля пласта l_3 слід кваліфікувати як високосірчане (більше 4 %).

Досить різке збільшення вмісту сірки спостерігається в західній частині шахтного поля (в межах св. № 2708) для якої характерне збільшення потужності вугільного покладу.

Плавне зменшення вмісту сірки спостерігається в центральній частині району з поступовим збільшення на північний захід і північ. Також спостерігаються невеликі зміни вмісту сірки в окремих свердловинах у центрі району (св. 2708).

Зміну цього параметра в цілому можна визначити як збільшення значень у західній частині району для якої характерна збільшена потужність пласту вугілля.



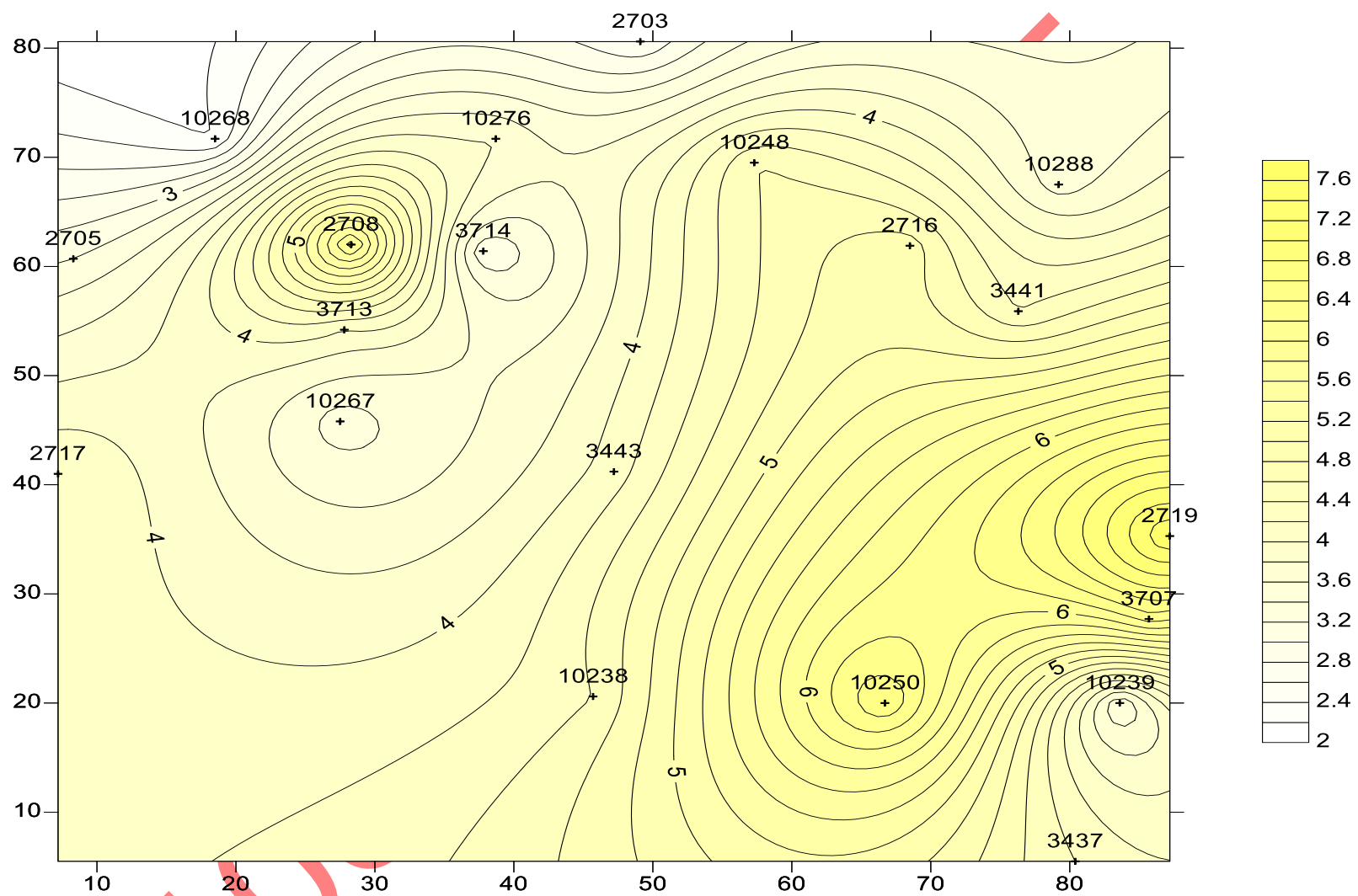


Рисунок 3.4 - Карта розподілу вмісту сірки в вугільному пласті l_3 поля шахти «Стаханова»

Висновки до розділу:

По побудованому гіпсометричному плану (рис. 3.1) можна визначити наступне: вугільний пласт залягає в межах глибин ~ 530 — 1120 м.; являє собою моноклиналь із середнім азимутом падіння 17° ; середній кут падіння якої змінюється від 5° до 11° ; азимут простягання міняється від 297° на північному сході до 300° на південному сході.

За вмістом золи на площі поля шахти переважає середньо-зольне вугілля (A^d - 10-20 %).

За вмістом загальної сірки вугілля пласта ℓ_3 відноситься до сірчаного (2,6-4,0%)

Північно-східна, південно-західна частини вугільного покладу складені середньозольним та середньосірчастим вугіллям.

Збільшення зольності приурочене до зон тектонічних порушень, розщеплення та розмивання пластів.

103-18

4 КОРЕЛЯЦІЙНИЙ АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ ВУГІЛЬНОГО ПЛАСТА І₃

Для дослідження змінення якісних показників вугілля було проведено кореляційний аналіз залежності між геологічними параметрами вугільного пласту І₃ центральної частини поля шахти «Стаханова». З цією метою було побудовано крапкові діаграми представлені на рисунках 4.5-4.15. За допомогою кореляційного поля крапок знаходилась приблизна оцінка коефіцієнту кореляції.

Для попередньої оцінки сили зв'язку на крапкових діаграмах проведено трендові лінії.

При зіставленні значень потужності і значень абсолютної відмітки залягання підшви вугільного пласту сильного зв'язку між цими параметрами не встановлено (рис. 4.1).

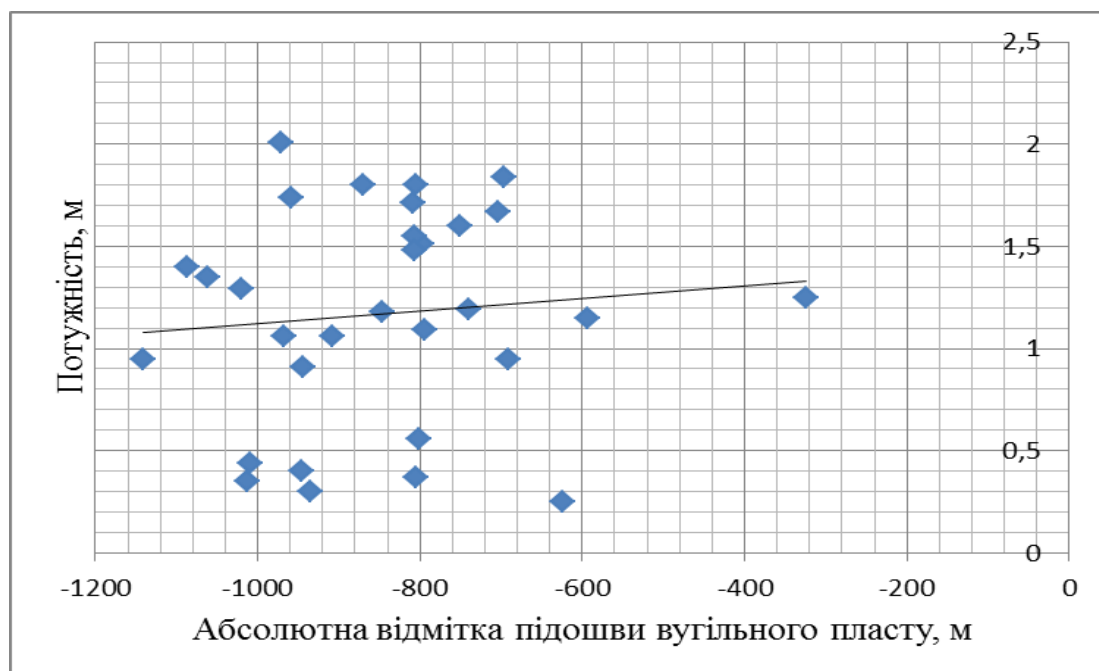


Рисунок 4.1 - рафік кореляції між потужністю та абсолютною відміткою підшви вугільного пласту

Досить слабкий зв'язок підтверджує невелике значення коефіцієнта кореляції - 0,099. Такий результат може вказати, що потужність вугілля залежить у першу чергу не від процесів регіонального метаморфічного перетворення, які можуть бути зв'язані з глибиною, тому що тиск може бути недостатнім на таких глибинах, а скоріше від кількості вихідної речовини для утворення вугілля.

Також в результаті зіставлення значень вмісту золи і значень абсолютної відмітки підшови вугільного пласту зв'язку між цими параметрами не встановлено (рис. 4.2). Коефіцієнт кореляції між цими параметрами дорівнює мінус 0,15.

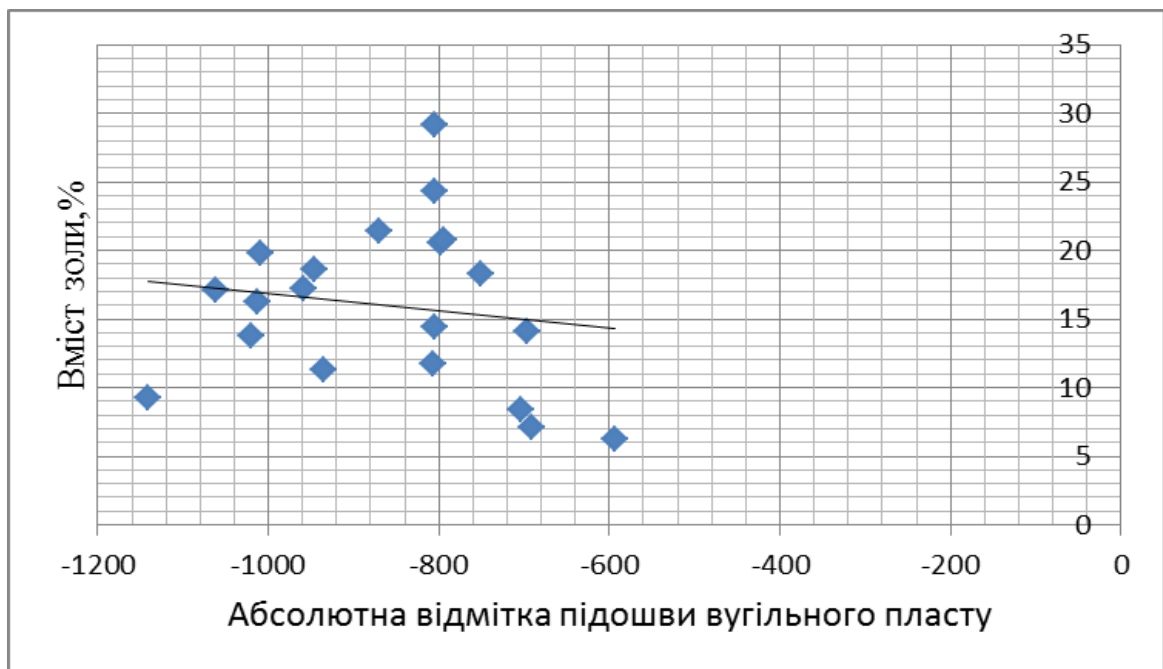


Рисунок 4.2 - Графік кореляції між вмістом золи та абсолютною відміткою підшови вугільного пласта

В свою чергу при зіставленні значень вмісту сірки і значень абсолютної відмітки підшови вугільного пласту (рис. 4.3) було виявлено зворотню значиму кореляційну залежність. Коефіцієнт кореляції між цими параметрами дорівнює -0,41.

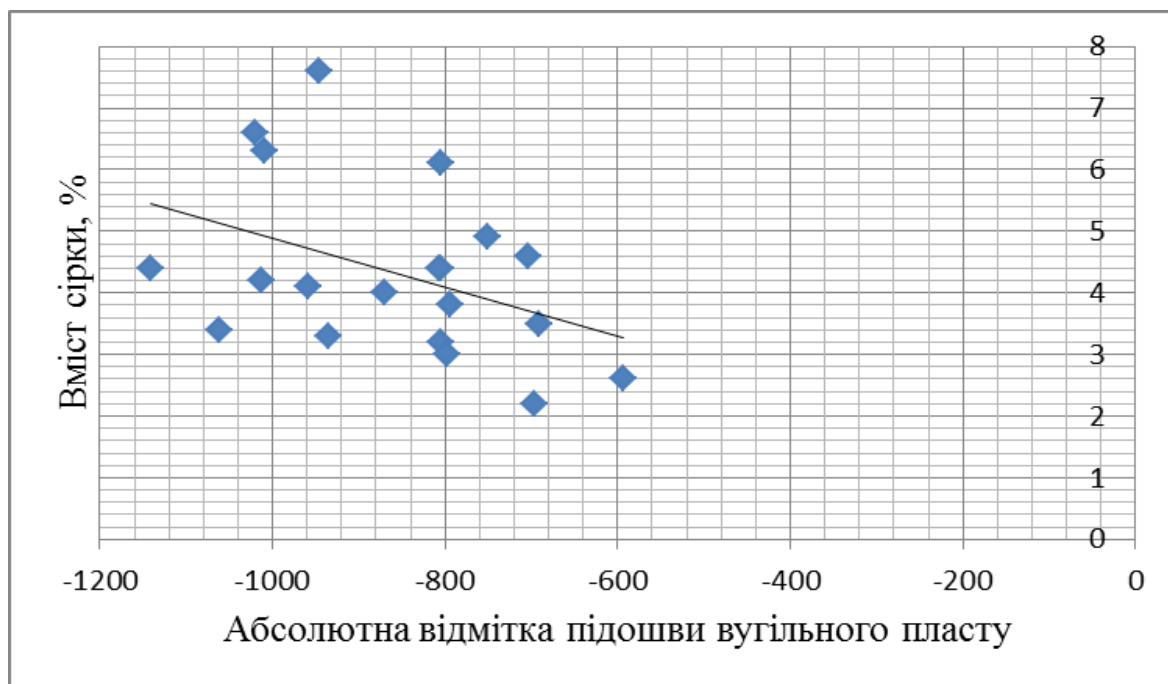


Рисунок 4.3 - Графік кореляції між вмістом сірки та абсолютною відміткою підосви вугільного пласта

При подальшому проведенні дослідної роботи було розглянуто кореляційне співвідношення значень вмісту зольності і потужності вугільного пласту (див. рис. 4.4). При зіставленні цих значень встановлено незначна зворотня кореляційна залежність. Коефіцієнт кореляції між цими параметрами склав – - 0,053.

Визначити, які фактори могли вплинути на встановлення такої залежності, дуже складно. Але при зіставленні розподілу ізоліній на картах потужності та розподілу золи вугільного пласта кореляційний зв'язок між цими параметрами не просліджується. Тобто при зростанні потужності вугільного пласта в межах досліджуваної ділянки закономірної зміни значень зольності не проявляється.

При зіставленні значень вмісту сірки та потужності вугільного пласта, була виявлена слабка зворотня залежність (див. рис. 4.5).

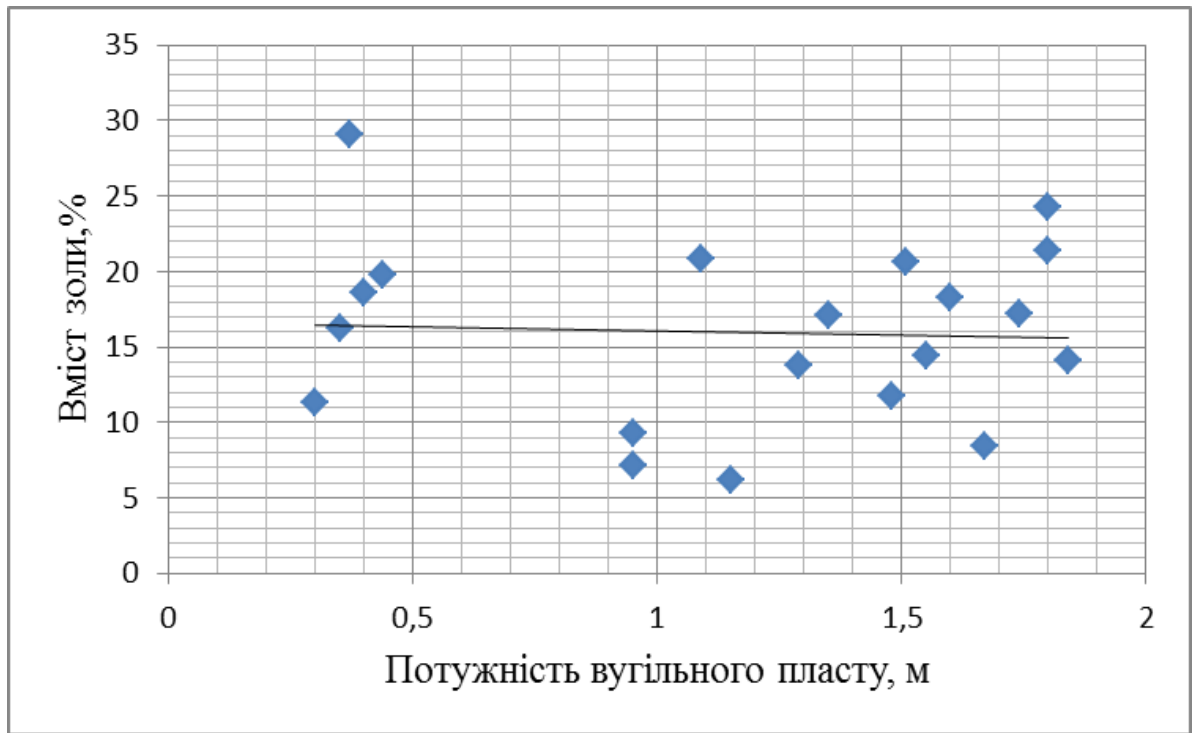


Рисунок 4.4 - Графік кореляції між вмістом золи та потужністю вугільного пласта

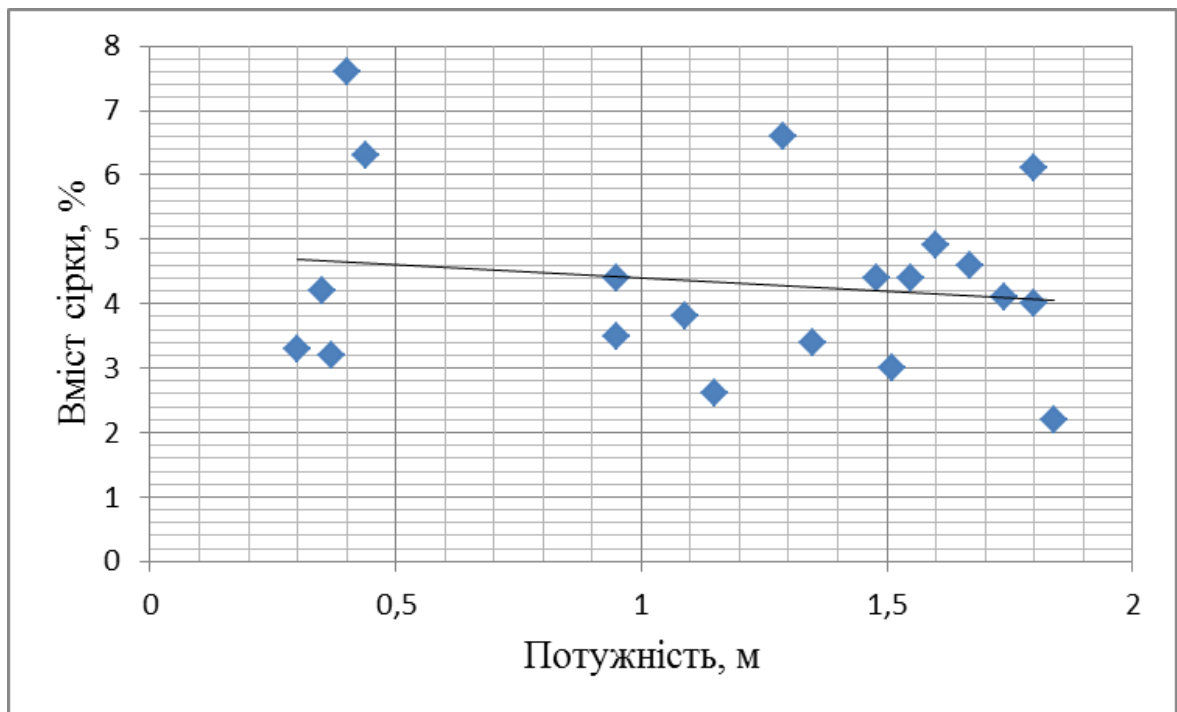


Рисунок 4.5 - Графік кореляції між вмістом сірки та потужністю вугільного пласта

Коефіцієнт кореляції між вмістом сірки та потужністю вугільного пласта в межах досліджуваної ділянки склав – $-0,163$. Отже при зростанні потужності вугільного пласта зменшується вміст сірки.

На останньому етапі дослідження було проведено зіставлення значень розподілу вмісту сірки та золи в межах ділянки. З цією ціллю розглянуто кореляційну діаграму представлену на рисунку 4.6. Коефіцієнт кореляції між вмістом сірки та золи вугільного пласта склав – $+0,195$.

Зіставити ці два параметри можна і візуально за допомогою карт розподілу золи і сірки, де спостерігається поступове зниження зольності вугілля і зменшення вмісту сірки в центральній частині ділянки.

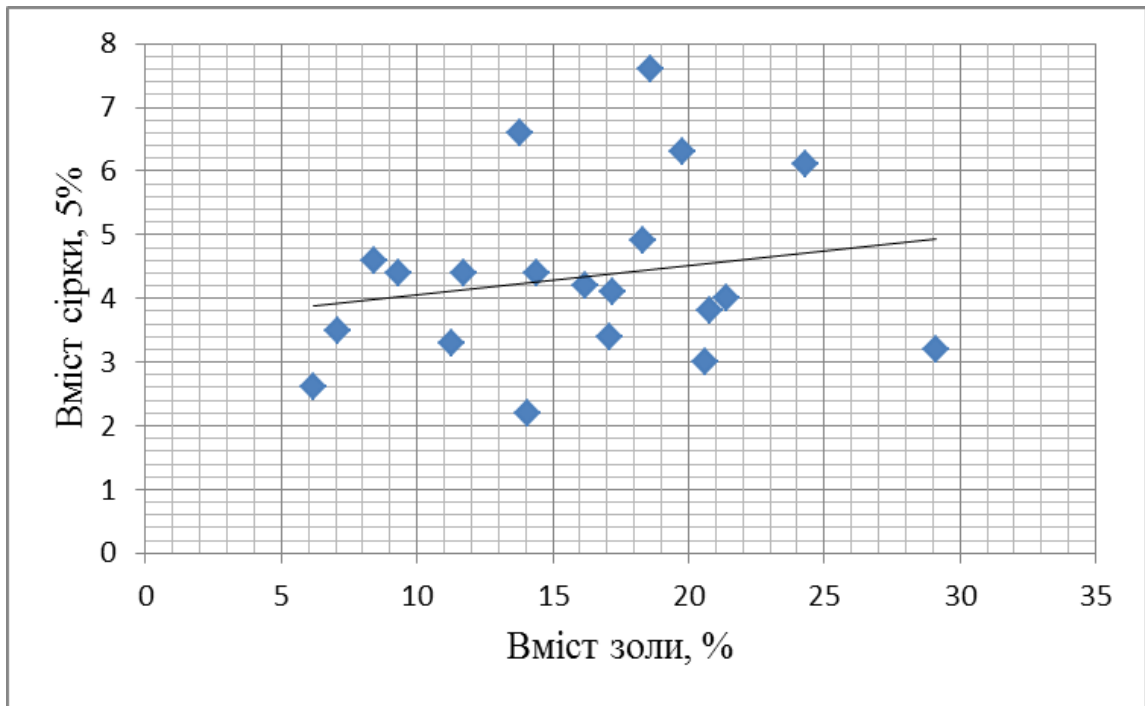


Рисунок 4.6 - Графік кореляції між вмістом сірки та золи вугільного пласта

В результаті зіставлення значень коефіцієнту кореляції з критичним його значенням ($r_k = 0,34$) для кожного варіанту розрахунків можна стверджувати що між вмістом золи в вугільному пласті l_3 та глибиною залягання пласта існує значима, а між потужністю і вмістом сірки не

значима зворотня кореляційна залежність, а також між вмістом сірки і золи в вугільному пласті l_3 існує не значима пряма залежність.

Висновки до розділу:

Між вмістом сірки та вмістом золи в вугільного пласта l_3 існує пряма кореляційна залежність. Тобто зі зростанням зольності вугілля зростає і вміст в ньому сірки.

Між потужністю вугільного пласта l_3 та вмістом в ньому сірки і золи в межах поля шахти існує слабка зворотня кореляційна залежність: зі зменшенням потужності пласту зростає вміст в ньому сірки та золи.

103-18-1

ФЕЛ

ВИСНОВОК

В процесі виконання кваліфікаційної роботи проведено морфометричний та кореляційний аналізи з використанням параметрів вугільного пласта ℓ_3 в межах поля шахти «Стаханова».

В результаті виконаних досліджень можна зробити наступні висновки:

За вмістом золи на площі поля шахти переважає середньо-зольне вугілля (A^d - 10-20 %).

За вмістом загальної сірки вугілля пласта ℓ_3 відноситься до сірчаного (2,6-4,0%)

Між вмістом сірки та вмістом золи в вугільного пласта ℓ_3 існує пряма кореляційна залежність. Тобто зі зростанням зольності вугілля зростає і вміст в ньому сірки.

Між потужністю вугільного пласта ℓ_3 та вмістом в ньому сірки і золи в межах поля шахти існує слабка зворотня кореляційна залежність: зі зменшенням потужності пласту зростає вміст в ньому сірки та золи.

Північно-східна, південно-західна частини вугільного покладу складені середньозольним та середньосірчастим вугіллям.

Збільшення зольності приурочене до зон тектонічних порушень, розщеплення та розмивання пластів.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

1. Свєрбіхін Ю.Г., Козорог Н.М. Геологічний звіт про розвідку поля шахти «Стаханова». Текстові та табличні додатки., Червоноармійськ, 2002р.
2. Геологическая история территории Украины. Палеозой / [под ред. П.Д. Цегельнюка]. - К. : Наукова думка, 1993. - 199 с.
3. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР: в 12 т. М. : Госнаучтехиздат, 1963. - Т. 1: Угольные бассейны и месторождения юга и европейской части СССР. - 1963. - 1210 с.
4. Ієговський К.А. та інші. Геологічний звіт про дорозвідку та переоцінку запасів кам'яного вугілля поля шахти «Стаханова» ПО «Червоноармійськвугілля», м. Донецьк, 1981 р., - 265 с.
5. ДСТУ 7724:2015 Вугілля кам'яне для коксування. Технічні умови. К.: ДП «УкрНДНЦ». 2016. 6 с.
6. ДСТУ 3528–97 (ISO 334–92) Паливо тверде мінеральне. Визначення загальної сірки. Метод Ешка: – [Чинний від 1997–07–04]. – К.: Держстандарт України, 1997. – 9 с. – (Національний стандарт України).
7. ГОСТ 12113–94 Угли бурые, каменные, антрациты твёрдые рассеянные органические вещества и углеродистые материалы. – Киев: Госстандарт Украины, 1996. – 19 с.
8. ДСТУ 3472-96:2015 «Вугілля буре, кам'яне та антрацит. Класифікація». К.: ДП «УКРНДНЦ». 2015. - 4 с.
9. Нагорний Ю.М., Нагорний В.М., Приходченко В.Ф. Геологія вугільних родовищ – Дніпропетровськ, НГУ, 2005. – 338 с.
10. Стандарт вищого навчального закладу. Кваліфікаційні роботи випускників. Загальні вимоги до дипломних проектів і дипломних робіт /В.О. Салов, О.М. Кузьменко, В.І. Прокопенко. – Дніпропетровськ: НГА України, 2000. – 52с.

Додаток А

Відомості матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1	A4	ТСТ.ОППМ.22.06.ПЗ	Пояснювальна записка	62	
2			Графічні матеріали		Електрон-ний ресурс
3			Презентація Microsoft PowerPoint	20	Слайди

103-18-1

ФІЛІА

Додаток Б

ВІДГУК

керівника кваліфікаційної роботи

на тему: «Аналіз морфології, зольності та вмісту сірки вугільного пласта

l₃ поля шахти «Стаханова».

студента групи 103-18-1 Мартиненко Юрія Вікторовича

Завдання кваліфікаційної роботи відповідає вимогам освітньо-професійної програмі підготовки бакалаврів за спеціальністю 103 Науки про Землю.

Об'єктом вивчення є характер зміни морфології, зольності та вмісту сірки вугільного пласта l₃ поля шахти «Стаханова» (Донецька обл.).

Мета роботи – провести аналіз морфології, зольності та вмісту сірки вугільного пласта l₃ поля шахти «Стаханова»..

Актуальність теми кваліфікаційної роботи визначена необхідністю всебічного розвитку мінерально-сировинної бази України в умовах незалежності.

Тема кваліфікаційної роботи безпосередньо пов'язана з об'єктом діяльності бакалавра за спеціальністю 103 Науки про Землю.

Зміст роботи в повному обсязі відповідає дескрипторам національної рамки кваліфікації – знання і розуміння основних процесів, історії та складу Землі як природної системи. При виконанні роботи застосовані основні професійні компетентності фахівця в галузі геології.

З визначеними задачами автор кваліфікаційної роботи впорався як кваліфікований фахівець.

Іноваційність отриманих результатів полягає у дослідженні змінення якісних показників вугілля в межах шахти «Стаханова».

Кваліфікаційна робота виконана самостійно, під час виконання застосовані комп'ютерні програми Wjgd, Excel, Surfer, Statistica

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

Таким чином, урахуваючи позитивні результати, кваліфікаційна робота при умові активного захисту заслуговує оцінки „добре”, а автор Мартиненко Юрій Вікторович присвоєння кваліфікації фахівець в галузі геології.

Керівник кваліфікаційної роботи,
доцент кафедри РРКК, к. г. н.

І.В. Жильцова

103-18-1
ФПНТ

Додаток В

РЕЦЕНЗІЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра на тему
на тему: «Аналіз морфології, зольності та вмісту сірки вугільного
пласта l_3 поля шахти «Стаханова».
студента групи 103-18-1 Мартиненко Юрія Вікторовича

Кваліфікаційна робота присвячена дослідженню будови та речовинного складу вугільного пласта l_3 поля шахти «Стаханова».

Завдання кваліфікаційної роботи відповідає вимогам ОПП підготовки бакалаврів за спеціальністю 103 Науки про Землю.

Об'єктом вивчення є характер зміни морфології, зольності та вмісту сірки вугільного пласта l_3 поля шахти «Стаханова» (Донецька обл.).

Актуальність теми обумовлена необхідністю розширення сучасної сировинної бази України.

В роботі застосовані технологічна та проектувальна компетентності фахівця в галузі геології. Продемонстровано здатність розробляти геологічні завдання; вивчати і аналізувати геологічну будову родовища; виконувати збір та підготовку текстової, числової та графічної геологічної інформації необхідної для складання звіту; виконувати обробку інформації в ПЕОМ з використанням математичних методів.

Практичне значення роботи складається в дослідженні змінення якісних показників вугілля в межах шахти «Стаханова». Для підготовки родовища до подальшого освоєння необхідно більш детально вивчити умови залягання вугільного пласта l_3 .

Стиль та мова роботи відповідають загальним вимогам до якості кваліфікаційних робіт. Список використаних джерел інформації підтверджує поглиблене вивчення автором проблеми досліджень. Особ-

ливо слід відзначити грамотну постанову проблеми та завдань досліджень та оригінальну інтерпретацію отриманих результатів.

Пояснювальна записка і презентація оформлені у відповідності до стандартів НТУ «Дніпровська політехніка».

Рекомендована оцінка « » балів.

Доцент кафедри
загальної та структурної геології,
кандидат геол. наук, доцент

Терешкова О.А.

103-18-1
ФПНТ

Додаток Г

ДЕКЛАРАЦІЯ

академічної доброчесності

Я Мартиненко Ю.В.. студент 4-го курсу, денної форми навчання, освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр», спеціальності 103 Науки про Землю, освітньої програми «Геологія»:

– підтверджую, що написана мною кваліфікаційна робота на тему «Аналіз морфології, зольності та вмісту сірки вугільного пласта I₃ поля шахти «Стаханова» відповідає вимогам академічної доброчесності та не містить порушень, що визначені у статті 42 Закону України «Про освіту», зі змістом яких ознайомлений;

– згоден 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 програми.

15.06.2022

Мартиненко Ю.В.