

УДК 552.574.576.1.550.84:622.73.74 (477)

№ держреєстрації 0110U000526

Інв. №

Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України
Державний вищий навчальний заклад «Національний гірничий університет»

(Державний ВНЗ «НГУ»)

49005, м. Дніпропетровськ, пр. Карла Маркса, 19

тел./ факс (0562) 47-32-09; E-mail: Shevchsergey@gmail.com

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з наукової роботи,
чл-кор. НАН України, д-р техн. наук, проф.

О.С. Бешта

« _____ » _____ 2012р.

ЗВІТ

про науково-дослідну роботу

ГЕОЛОГІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СИРОВИННОЇ БАЗИ ВИРОБНИЦТВА
ШТУЧНОГО РІДИННОГО ПАЛИВА З ВУГІЛЛЯ ПІВНІЧНОГО
ВУГЛЕНОСНОГО РАЙОНУ ДОНЕЦЬКОГО БАСЕЙНУ

(заключний)

по темі ГП-433

Начальник НДЧ,
канд. техн. наук, доц.

Р.О. Дичковський

Науковий керівник, зав. каф. ГРРКК
доктор геол. наук, проф.

В.Ф. Приходченко

Рукопис роботи закінчено 10 грудня 2012 р.
Результати роботи розглянуті науково-технічною радою, протокол № 2 від
14.12.2012 р.

2012

СПИСОК АВТОРІВ

Головний науковий співробітник,

професор каф. ГРРКК,
доктор геологічних наук,

В.С. Савчук
(реферат, вступ,
висновки, розд. 1-3)

Старший науковий співробітник,

доцент каф. ГРРКК,
кандидат геол.-мін. наук,

І.В. Жильцова
(розд. 3)

Старший науковий співробітник,

доцент каф. ТРРКК,
кандидат технічних наук,

Ю.Л. Кузін
(розд. 3)

Молодший науковий співробітник,

асистент каф. ГРРКК,

О.О. Кузьменко
(вступ, висновки,
розд. 1-4)

Нормоконтролер

Л.С. Шломіна

РЕФЕРАТ

Звіт про НДР: 194 с., 98 рис., 26 табл., 3 додатки, 177 джерел.

Об'єкт дослідження – вугілля Північного вугленосного району Донецького басейну.

Мета роботи – комплексна оцінка складу і якості вугілля Північного Донбасу, встановлення закономірностей і чинників їх зміни та визначення за їх допомогою придатності вугілля для отримання рідкого палива.

Методи дослідження – вуглепетрографічні, хімічні та технологічні. Застосовувалися також порівняльний, статистико-аналітичний, інформаційний та інші методи.

Визначено петрогенетичні та хіміко-технологічні властивості вугілля Північного вугленосного району Донбасу як сировини для отримання рідкого палива. За діючою в Україні методикою встановлено ступінь придатності вугілля до гідрогенізації. Встановлено стратиграфічні та латеральні її зміни.

Доведено, що головним напрямом використання вугілля є отримання синтетичного палива.

ВУГІЛЛЯ, МАЦЕРАЛЬНИЙ СКЛАД, ЕЛЕМЕНТНИЙ СКЛАД, ХІМІЧНИЙ СКЛАД ЗОЛИ, ТЕХНОЛОГІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ, ПРИДАТНІСТЬ ДО ГІДРОГЕНІЗАЦІЇ.

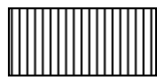
ЗМІСТ

	Стор.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ І ТЕРМІВ	5
ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1. МЕТОДИКА, ЗАСОБИ ТА ОБСЯГИ ДОСЛІДЖЕНЬ	8
РОЗДІЛ 2. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ З ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ СТАРОБІЛЬСЬКОГО ВУГЛЕНОСНОГО РАЙОНУ.....	13
2.1 Стратиграфія.....	13
2.2 Тектоніка.....	15
2.3 Вугленосність.....	16
РОЗДІЛ 3. ХАРАКТЕРИСТИКА ВЛАСТИВОСТЕЙ ВУГІЛЛЯ ЯК БАЗА ВСТАНОВЛЕННЯ ЙОГО ПРИДАТНОСТІ ДО ГІДРОГЕНІ- ЗАЦІЇ	20
3.1 Загальні петрографічні та хіміко-технологічні характе- ристики вугілля пластів.....	20
3.1.1 Пласти світи C_2^3	20
3.1.2 Пласти світи C_2^5	33
3.1.3 Пласти світи C_2^6	60
3.1.4 Пласти світи C_2^7	81
3.2 Стратиграфічні та латеральні зміни показників якості.....	103
3.3 Регіональні обливості складу та якості.....	114
3.4 Геохімічні особливості формування торфовищ.....	132
3.5 Марочний склад.....	141
РОЗДІЛ 4. ОБҐРУНТУВАННЯ ПРИДАТНОСТІ ВУГІЛЛЯ ДО ГІД- РОГЕНІЗАЦІЇ.....	146
ВИСНОВКИ.....	170
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	172
ДОДАТОК А. Довідка про впровадження результатів досліджень у виробництво.....	190
ДОДАТОК Б Витяг з протоколу засідання науково-технічної ради.....	191
ДОДАТОК В Рецензія.....	193

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ І ТЕРМІВ

Vt – мацеральна група вітриніту;	I _{sf} – семіфюзиніт;
Vt _k – колініт;	I _{id} – інертодетриніт;
Vt _t – телініт;	I _{mi} – мікриніт;
Vt _{vd} – вітродетриніт;	I _{sk} – склеротиніт;
Sv – мацеральна група семівітриніту;	L – мацеральна група ліптиніту;
Sv _t семітелініт;	L _{sp} – спориніт;
Sv _k семіколініт;	L _{kt} – кутиніт;
I – мацеральна група інертиніту;	L _{id} – ліптодетриніт;
I _f – фюзиніт;	L _r – резиніт;
I _{ma} – макриніт;	L _{al} – альгініт.

Зони за придатністю вугілля для спалювання:

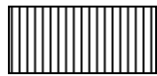


придатне;



не придатне.

Зони за придатністю вугілля для гідрогенізації:



I група придатності;



II група придатності;



III група придатності.

ВСТУП

Підвищення енергетичної безпеки країни та покращення структури паливно-енергетичного балансу є пріоритетними напрямками енергетичної політики України, що відображується в Державній програмі «Українське вугілля» та постановах Кабінету міністрів в енергетичній сфері. Відповідно до головних напрямів енергетичної стратегії до 2030 року особлива увага повинна приділятися заміщенню газу твердим паливом на комунальних та промислових об'єктах. За геологічними запасами вугілля Україна посідає третє місце в Європі та восьме у світі. Це дозволить задовольнити потреби енергетики та промисловості в найближчі 200 – 300 років. Однак, кількість енергетичного вугілля, що видобувається в Україні, є недостатньою для забезпечення цього процесу. Такий стан можливо компенсувати за рахунок залучення до експлуатації нових родовищ, що вже розвідані, але дотепер не підлягали промислому освоєнню.

Одним з перспективних для видобутку вугілля є Старобільський вугленосний район, де сконцентровані значні запаси енергетичного вугілля, які поки що не залучені до промислового використання.

Розвиток енергетики, а також підвищення енергетичної безпеки країни в значній мірі ґрунтується на комплексному та ефективному використанні вугілля як енергетичного палива. Але воно неможливе на основі старих технологій. Тому актуального значення наразі набуває визначення напрямів раціонального використання вугілля за допомогою нових технологій, що потребує всебічного комплексного вивчення і системного узагальнення показників складу та якості вугілля, встановлення їх генетичних особливостей, визначення стратиграфічних та латеральних закономірностей їх зміни.

У роботі проведені дослідження спрямовані на обґрунтування сировинної бази виробництва штучного рідинного палива з вугілля Північного вугленосного району Донецького басейну.

Метою роботи є комплексна оцінка складу і якості вугілля Північного Донбасу, встановлення закономірностей і чинників їх зміни та визначення за їх допомогою придатності вугілля для отримання рідкого палива.

Для досягнення поставленої мети були вирішені наступні задачі:

- Розроблені нові методологічні засади комплексної оцінки складу та якості вугілля з метою визначення його придатності для отримання рідкого палива;

- Визначені петрогенетичні особливості вугілля, які впливають на ефективність процесів їх гідрогенізації;

- Вивчені головні показники складу та якості вугілля, які контролюють можливість отримання з вугілля рідкого палива;

- Виявлені латеральні і стратиграфічні закономірності їх зміни;

- Надана оцінка сировинної бази виробництва штучного рідкого палива з вугілля Північного Донбасу.

РОЗДІЛ 1

МЕТОДИКА, ЗАСОБИ ТА ОБСЯГИ ДОСЛІДЖЕНЬ

Практичне розв'язання задачі вивчення складу і якості вугілля і встановлення раціональних напрямів його використання вимагає застосування сукупності геологічних методів. При цьому першочергового значення набуває диференціація ознак, що характеризують склад і якість вугілля, на головні, другорядні та допоміжні.

Проблема використання вугілля передбачає залучення широкого кола показників із застосуванням значної кількості нормативних документів. Системний підхід до комплексного використання геологічних методів вивчення складу і якості вугілля передбачає створення інформаційно-аналітичної бази даних, яка в повному обсязі відтворила б весь спектр даних, необхідних для прийняття рішень щодо напрямів використання вугільних запасів.

Автоматизована база даних досить об'ємна і має складну структуру, яка включає в себе повний комплекс показників складу і якості вугілля. Для забезпечення надійного і компактного зберігання даних, а також своєчасного їх коригування та можливості швидкого пошуку у відповідь на запит користувача необхідно залучення сучасних інформаційних технологій, які надали б можливість автоматизувати рішення функціональних завдань.

Всебічний аналіз аспектів, необхідних для вирішення завдань, що пов'язані зі встановленням напрямів комплексного використання вугілля, з урахуванням можливостей сучасних інформаційних технологій зумовив обробку результатів досліджень на базі системи підтримки прийняття рішень (СППР) [67, 83, 130, 135, 138].

Дослідження проводилися у декілька етапів, що передбачали залучення певних засобів, які застосовуються під час системного аналізу складу і якості вугілля. Перший етап – збирання інформації та вивчення складу вугілля з використанням петрографічних методів. Другий етап – виконання аналізу та узагальнення показників з подальшим прогнозом. На цьому етапі виявлено

особливості складу та якості вугілля, а також закономірності зміни показників по площі розповсюдження пластів і в стратиграфічному розрізі з урахуванням попередньо узагальнених даних. Завершальний етап – приведення показників складу та якості вугілля у відповідність з вимогами до його використання, визначення та обґрунтування найбільш раціональних напрямів.

З використанням петрографічних методів надано детальну макроскопічну та мікроскопічну характеристику складу вугілля, визначено ступінь його відновленості та вуглефікації. Особливу увагу приділено показнику відбиття вітриніту, одному з основних під час проведення класифікації вугілля на марки [2, 14, 20, 28, 35, 46 – 48, 92, 114, 147]. Аналіз показників відбиття вітриніту доповнювався детальним розглядом мацерального складу вугілля. З метою уточнення зон метаморфізму і марочного складу проведено комплексні вуглепетрографічні дослідження, що виконувались в прохідному світлі за значною кількістю проб [87, 88, 97, 98, 108 – 112, 149]. Вивчення розрізів окремих пластоперетинів за допомогою шліфів надало змогу визначити стратиграфічні особливості петрографічного складу вугілля. Під час мікроскопічного дослідження визначався не узагальнений, а розширений петрографічний склад. Це дало змогу визначити генетичні особливості вугілля, виявити регіональні закономірності зміни петрографічного складу і встановити вплив окремих мацералів на технологічні властивості вугілля [3, 69, 96, 145, 159, 160]. Для проведення робіт був застосований мікроскоп тринокулярний «Полар 312». Шліфи вугілля для вивчення у кількості більш ніж 400 штук надано Старобільською ГРЕ.

Типи вугілля визначались відповідно до петрографічної класифікації ВСЕГЕІ [27] та петрографічної класифікації Ю.А. Жемчужникова [51, 52].

Визначення відновленості виконане петрографічним способом і за методикою, розробленою І.В. Єрьоміним для основних басейнів СНД [37, 46, 117, 136, 165].

Стадії та класи метаморфізму визначено за значеннями показників відбиття вітриніту згідно з ГОСТ 21489-76 [150].

Для вивчення вугілля Старобільського вугленосного району використано матеріали геологорозвідувальних та науково-дослідних робіт, проведених в період 1958 – 2002 рр. Старобільською геологорозвідувальною експедицією, Дніпропетровським хіміко-технологічним інститутом (ДХТІ), Дніпропетровським гірничим інститутом (ДГІ). Розподіл обсягів досліджень показаний у таблиці 2.1.

Основні хіміко-технологічні показники, що досліджувались в роботі: волога робоча та волога аналітична, зольність, сірчистість, вихід летких речовин, теплота згоряння вугілля.

Хімічний склад золи вугілля представлений діоксидами кремнію та титану, оксидами алюмінію, заліза, кальцію, магнію, калію, натрію, фосфору та триоксидом сірки [144]. Для характеристики складу золи вугілля використано модулі золи: А ($\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3$), кремнієвий В ($\text{Al}_2\text{O}_3/\text{SiO}_2$), С (CaO/MgO), D ($\text{CaO}/\text{Fe}_2\text{O}_3$), кислотний М ($(\text{Al}_2\text{O}_3+\text{SiO}_2)/(\text{CaO}+\text{MgO}+\text{Fe}_2\text{O}_3)$), N ($(\text{CaO}+\text{MgO} - \text{Fe}_2\text{O}_3) / (\text{CaO}+\text{MgO}+\text{Fe}_2\text{O}_3)$), глиноземний G ($\text{Al}_2\text{O}_3/ \text{Fe}_2\text{O}_3$), силікатний S ($\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3+\text{Fe}_2\text{O}_3$), К – коефіцієнт Вернера (Ca/Mg) [11, 30, 42, 45, 48, 166 – 169].

Тип золи вугілля визначається за вмістом певних оксидів та співвідношень модулів золи. Класифікація золи вугілля регіону була проведена за В.Р. Клером [65, 66], Н.П. Очкур [106] та М.О. Доброгорським [36].

Сірчистість вугілля характеризується масовою долею загальної сірки (S_t^d) у вугіллі. Дослідження сірчистості вугілля включало групування вугілля за вмістом масової частки загальної сірки за групами сірчистості та вивчення видового складу сірки за різновидами: органічна (S_o^d), сульфідна (піритна) (S_s^d), сульфатна (S_{so4}^d) [64, 170].

Як базове програмне забезпечення використано операційну систему Windows, Microsoft Office, зокрема Access для розробки бази даних, Excel для розрахункових робіт та побудови графіків та діаграм. Коефіцієнти кореляції, діаграми частотного розподілу показників та описова статистика виконані в програмі STATISTICA.

Таблиця 1.1 – Обсяг проаналізованих даних для вугілля Старобільського вугленосного району

Показники	Старобільський вугленосний район				Сватівська площа		Старобільська площа		Петровське родовище		Богданівське родовище		
	Усього	h ₈	k ₂ ^н	l ₇	m ₃	k ₂ ^н	l ₇	m ₃	k ₂ ^н	l ₇	m ₃	h ₈	k ₂ ^н
Волога робоча (W _r ⁱ , %)	1143	77	811	101	154	66	46	42	42	46	45	77	46
Волога аналітична (W ^a , %)	2138	104	1720	119	195	66	64	42	127	64	86	104	40
Зольність з урахуванням за- смічення (A ^d _{пл} , %)	2415	51	2013	106	245	66		49	129	50	73	51	388
Зольність вугільних пачок (A ^d _{в.п.} , %)	2415	51	2013	106	245	66		49	129	50	73	51	388
Сірчистість (S _t ^d , %)	2553	103	2093	111	246	59		51	126	52	68	103	431
Вихід легких речовин (V ^{daf} , %)	1954	51	1617	130	156	57		45	102	64	47	51	39
Петрографічний склад, %	492	42	256	74	120	37		35	43	39	42	42	39
Показник відбиття вітриніту (R _o , %)	486	42	238	82	124	37		35	43	39	44	42	40
Потужність пластів, м	2127	125	1786	95	121	59		42	97	40	43	125	48
Глибина залягання пластів, м	2801	184	2219	137	261	69		42	125	77	74	184	409
Хімічний склад золи, %	1151	72	781	90	208	66		49	40	37	40	72	334
Елементний склад, %	474	39	182	102	151	35		48	47	57	64	39	40
Вища теплота згоряння (Q _s ^{daf} , МДж/кг)	1238	122	893	90	133	40		41	48	37	48	122	49
Нижча теплота згоряння (Q _f , МДж/кг)	606	72	318	90	126	40		41	43	39	42	72	46

Прикладне забезпечення організації автоматизованої обробки комплексу завдань, пов'язаних з побудовою карт виконано за допомогою програми Surfer.

Для підвищення ефективності використання даних, що отримані в результаті узагальнення, застосовано автоматизовану інформаційну систему узагальнення складу та якості вугілля. На її основі створено базу даних, що містить дані хіміко-технічного аналізу та речовинного складу більш ніж 2650 свердловин (3200 пластоперетинів). На основі розробленої системи, побудованих карт ізоліній основних показників, аналізу статистичних даних вугільним пластам площі було надано узагальнену характеристику, виявлено особливості їх складу та якості, встановлено регіональні закономірності їх змін. Серед інших методів, що застосовувались для досягнення поставленої мети, слід відмітити хронологічний, порівняльний, статистичний, інформаційний тощо.

На завершальному етапі проведення досліджень застосовувався відповідний концептуальний підхід. Він ґрунтувався на узагальненні, синтезі всіх критеріїв (закономірностей), отриманих прямими, побічними, логічними і методологічними прийомами.

У роботі застосовані методики оцінки придатності вугілля для отримання рідкого палива, запропоновані І.В. Єрєміним, М.М. Улановим, та розроблені на їх основах методики ДО УкрГІМР та ІГТМ АН України [46, 118, 155].

Основна оцінка, на базі якої зроблено висновки щодо придатності вугілля Старобільського вугленосного району для гідрогенізації, виконана на основі методик оцінки придатності вугілля України для отримання рідкого палива, що були розроблені в ДО УкрГІМР та ІГТМ АН України. [118].

РОЗДІЛ 2

ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ З ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ СТАРОБІЛЬСЬКОГО ВУГЛЕНОСНОГО РАЙОНУ

2.1 Стратиграфія

Старобільський вугленосний район розташований на південному схилі Воронезького кристалічного масиву. Займає площу більше 5150 тис. км² у північній частині Луганської області. Адміністративно на заході межує з Донецькою та Харківською областями, на сході – з Ростовською областю. Південною межею є краєві розриви (Сєверодонецький, Глибокинський насуви) складчастого Донбасу, північною межею можна вважати проекцію виходу вугільного пласта k₂^н на поверхню карбону. У результаті проведення пошуково-розвідувальних робіт за геологічними особливостями на території Старобільського вугленосного району виділені Сватівська (2652 км²) та Старобільська (1190 км²) перспективні площі, Богданівське (500 км²) та Петровське (815 км²) родовища (рис. 3.1) [6, 60, 61, 115, 156].

Старобільський вугленосний район – складова частина південного схилу Воронезької антеклізи, що складена породами докембрію, карбону, тріасу, верхньої крейди, палеогену, неогену і четвертинними.

Породи кристалічного фундаменту слугують основою, на якій залягають осадові породи кам'яновугільної формації та більш молоді утворення мезо-кайнозойського комплексу. У загальному плані поверхня фундаменту занурюється в бік відкритої частини Донбасу під кутом 3 – 10°. Докембрійські відклади представлені породами гранітоїдного ряду.

Карбонова товща, яка розташована в межах району, та відклади, що її перекривають, знаходяться у структурно-тектонічному взаємопідпорядкуванні та утворюють певні структурні поверхи.

Карбон представлений трьома відділами. Відклади нижнього карбону мають платформний характер, середнього та верхнього – зберігають риси

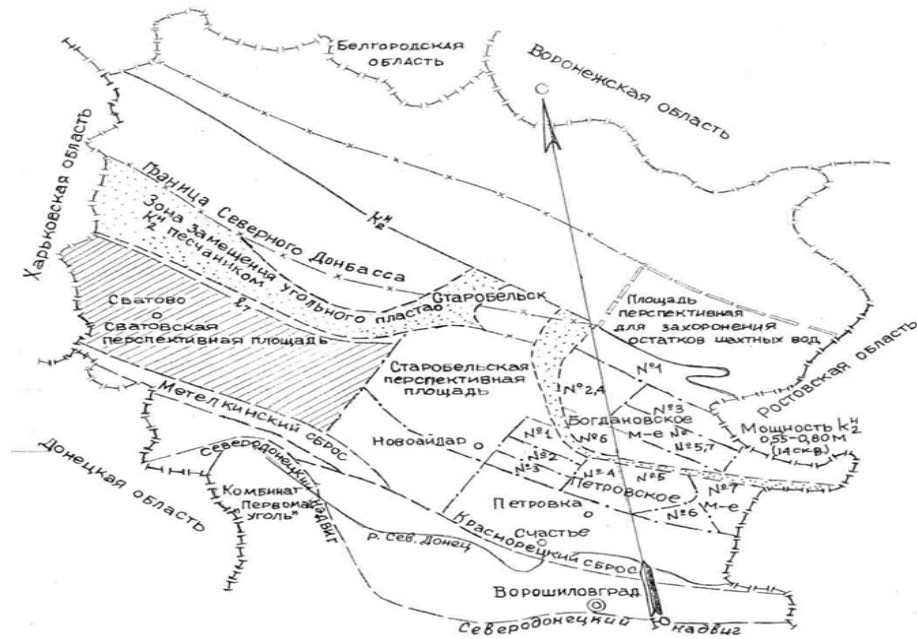


Рисунок 2.1 – Схема Старобільського вугленосного району [115]

відкритої частини Донбасу та характеризуються чітко вираженою циклічною будовою. Промислова вугленосність пов'язана з середнім відділом карбону. У складі порід у всіх світах переважають аргіліти, пісковики, алевроліти з підпорядкованою кількістю вапняків та вугілля.

Відклади тріасу, що перекривають кам'яновугільні, розповсюджені лише в південній та в південно-західній частинах площі, де займають найбільш занурені ділянки платформного схилу. Представлені червоно-бурими та блакитно-сірими алевритистими глинами з прошарками слабо зцементованих пісковиків. Потужність поступово зменшується з півдня на північ від 140 м до повного вклинювання, переважають потужності 40 – 50 м.

Відклади верхнього відділу крейди незгідно перекривають породи середнього, верхнього карбону та тріасові. Представлені переважно білими мергелями різного складу, крейдою, глинами. Сумарна середня потужність верхньокрейдяних відкладів складає 430 м [6, 10, 24].

Палеогенові та неогенові відклади залягають на розмитій поверхні верхньої крейди з незначною кутовою незгодою, покривають вододільні простори. Складені кварцовими пісковиками, глинами. Середня потужність 60 м.

Четвертинна система представлена нижнім, верхнім та сучасним відділами. Відклади складені суглинками, пісковиками, галечниками. Сучасні відклади представлені ґрунтово-рослинним шаром, перевіяними пісками, супісками. Великі площі покривають піски лівобережних четвертинних терас Сіверського Донця, що сягають потужності 30 м. Потужність відкладів змінюється від 0 до 8 м, в середньому – 3 м.

2.2 Тектоніка

Тектоніка району тісно пов'язана з формуванням великих геотектонічних елементів – Донецької складчастої структури та Воронежського кристалічного масиву. Вплив останнього спостерігався під час накопичення осадків платформного типу протягом турнейського та візейського часу. Геосинклінальний характер розвитку, що властивий Донецькій складчастій структурі, проявляється з середньокам'яновугільного часу. Про його прояви свідчать, по-перше, явно виражений циклічний характер осадконакопичення та, по-друге, наявність хвилястості, а також наявність регіональних та локальних розривних порушень.

За структурними особливостями в районі можна виділити дві частини: південну, що прилягає до відкритої частини басейну та обмежується на півночі зоною Південного, Чермоховського та Східного скиду, та північну, обмежену на півночі лінією виклинювання кам'яновугільних відкладів.

Південна частина характеризується порівняно високою частотою розривних порушень типу скидів, іноді насувів з приуроченими до їх опущених крил ланцюжками брахіантиклінальних складок, що витягнуті паралельно скидам. На північному борту басейну у фундаменті встановлено наявність поперечних складок, що отримали назву «виступи». Спостерігаються інші більш дрібні підняття. Ці тектонічні форми позначилися на більш молодих відкладах. Північна частина району характеризується пологим заляганням порід ($1 - 3^\circ$), яке ускладнене слабкою хвилястістю, рідше малоамплітудними

брахіскладками та розривами, що виявлені в північній і східній частинах Богданівського родовища та в північній та центральній частинах Петровського родовища [6, 10, 24].

2.3 Вугленосність

Вугленосність Старобільського вугленосного району пов'язана з товщою відкладів середнього карбону (C_2). У них нараховується до 80 вугільних пластів та прошарків. Промислова вугленосність Старобільського вугленосного району приурочена до світ $C_2^3 - C_2^7$ середнього карбону. У товщі цих світ залягає близько 55 вугільних пластів та прошарків, 14 з яких сягають потужності більше 0,8 м. Серед основних пластів, що представляють інтерес, виділяють: h_8 , k_2^H , l_7 , m_3 . Деякі з вказаних пластів поширені на більшості площі Старобільського вугленосного району, інші мають локальне розповсюдження на площі. Пласт k_2^H залягає на всій площі, що досліджується. Вивчення показників якості цього пласта надало можливість дослідити регіональний характер їх змін та виявити латеральні закономірності.

Потужність вугленосних товщ в межах площі неоднакова – вона зменшується до склепіння Воронежської антекклізи від 1500 – 1600 м біля меж складчастого Донбасу до 150 – 200 м на широті Старобільськ – Біловодськ – Міллерове. В північному напрямку більшість пластів вугілля виклинюється до неробочого стану.

Пласти мають як складну, так і просту будову. Потужність породних прошарків, що розділяють вугільні пачки, змінюється в межах 0,02 – 0,3 м, іноді може сягати 0,95 м. Прошарки представлені аргілітом, рідше аргілітом вуглистим, що частіше залягає в покрівлі та підшві пласта. За потужністю пласти відносяться до тонких та середніх.

Крім пластів, що мають промислове значення, у стратиграфічному розрізі площі доволі значна кількість неробочих вугільних пластів та прошарків. Деякі з них сягають потужності 0,60 м на незначних за площею ділянках.

Таблиця 2.1 – Відомості про вугільні пласти та прошарки за світами C_2

[24, 115]

Світа	Перелік вугільних пластів та прошарків	Вугільні пласти, що оцінюються
C_2^7	$m_1, m_2, m_3, m_3^1, m_4, m_4^1, m_5, m_5^2, m_6, m_6^1, m_6^2, m_6^3, m_7, m_7^1$	m_7^1, m_3
C_2^6	$l_1, l_1^1, l_2, l_2^1, l_3, l_4, l_4^1, l_5, l_6, l_6^B, l_7, l_7^B, l_8$	l_7, l_6^B, l_4, l_2^1
C_2^5	$k_1, k_1^1, k_2, k_2^H, k_2^1, k_3, k_3^1, k_4, k_4^1, k_4^2, k_5, k_5^1, k_6, k_7, k_7^1, k_7^2, k_7^4, k_8$	k_8, k_2^H
C_2^4	$i_1, i_1^1, i_1^2, i_1^3, i_2, i_3, i_3^1, i_3^2, i_3^3$	–
C_2^3	$h_1, h_1^1, h_2, h_3, h_4, h_4^1, h_5, h_6, h_7, h_8, h_8^1, h_{10}^1, h_{10}, h_{11}$	h_8
C_2^2	$g_1, g_1^1, g_1^2, g_1^3, g_1^4, g_2, g_2^1, g_2^2, g_3, g_3^1, g_3^2, g_3^3$	–

Найбільше промислове значення мають пласти k_2^H та h_8 , які характеризуються відносно стійкою потужністю та розповсюджені на значній площі.

Доволі стабільний тектонічний режим північної частини території, що розглядається, який обумовлений близьким розташуванням склепіння Воронезької антеклізи, та більш мобільний режим (велика швидкість прогинання) на півдні території сприяли простій будові та великій потужності пластів h_8 , k_2 на півночі та їх ускладненню та розщепленню на півдні.

Основні відомості щодо вугленосності продуктивних світ середнього карбону Старобільського вугленосного району за площами викладено в таблицях 2.2 та 2.3. На рисунку 2.2 зображено графік коефіцієнтів вугленосності в стратиграфічному розрізі. На рисунку 2.3 представлена залежність коефіцієнтів вугленосності від потужності світи.

Коефіцієнт вугленосності для району в цілому невисокий – 0,4 – 1,34. Потужність більшості вугільних пластів 0,6 – 1,2 м, будова проста (рідше складна). Відстань між пластами, що оцінюються як робочі, складає 50 – 200 м. Основний робочий пласт району – k_2^H з потужністю, що сягає 2 – 3,35 м.

Таблиця 2.2 – Вугленосність продуктивних світ C_2

Світа	Середня потужність світи, м	Сумарна потужність вугільних пластів та прошарків, м		Коефіцієнт вугленосності, %	
		Усіх пластів	Які оцінювались	Загальний	Робочий
C_2^3	213	2,48	0,9	1,17	0,43
C_2^5	190	2,83	1,61	1,58	0,89
C_2^6	140	2,93	1,79	2,14	1,34
C_2^7	160	2,84	1,14	2,11	0,76
Середнє	175,75	2,77	1,36	1,75	0,86

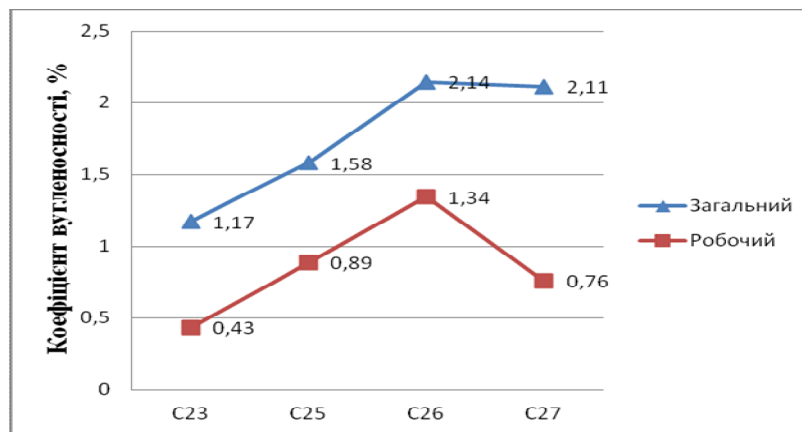


Рисунок 2.2 – Графік зміни коефіцієнтів вугленосності в стратиграфічному розрізі

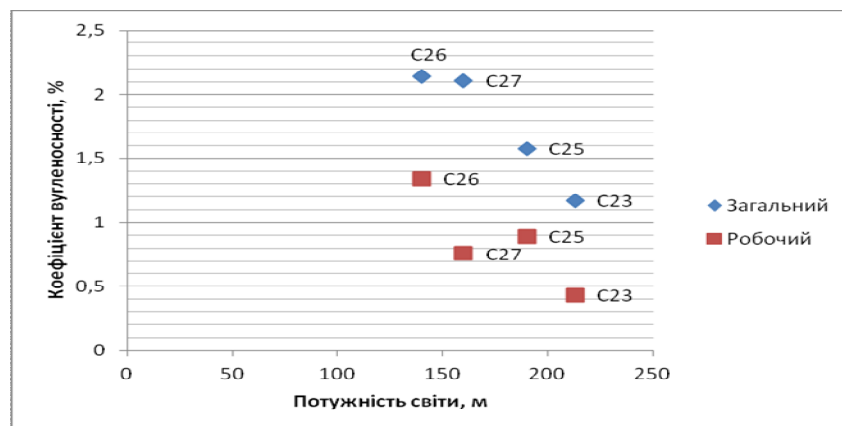


Рисунок 2.3 – Залежність коефіцієнтів вугленосності від потужності світи

Таблиця 2.3 – Вугленосність продуктивних світ середнього карбону

Світа	Ділянка	Середня потужність світи, м	Кількість пластів		Індекси пластів, що оцінюються	Сумарна потужність вугільних пластів та прошарків, м		Коефіцієнт вугленосності, %	
			У світі	З них оцінюється		Усіх пластів	Які оцінювались	Загальний	Робочий
C ₂ ³	Богданівське родовище	213	8	1	h ₈	2,48	0,9	1,17	0,43
C ₂ ⁵	Богданівське родовище	194	7	1	k ₂ ^H	2,94	1,62	1,51	0,82
	Петровське родовище	246	13	1	k ₂ ^H	2,78	1,37	1,12	0,54
	Старобільська площа	180	9	2	k ₈ , k ₂ ^H	1,9	1,65	1,0	0,91
	Сватівська площа	138	9	2	k ₈ , k ₂ ^H	3,7	1,8	2,7	1,3
	Середнє для світи	190	-	-	-	2,83	1,61	1,58	0,89
C ₂ ⁶	Петровське родовище	139	7	1	l ₇	2,2	1,08	1,49	0,75
	Старобільська площа	149	8	3	l ₇ , l ₆ ^B , l ₄	3,66	2,51	2,8	1,93
	Середнє для світи	140	-	-	-	2,93	1,79	2,14	1,34
C ₂ ⁷	Петровське родовище	197	5	1	m ₃	1,92	0,74	1,03	0,41
	Старобільська площа	185	5	2	m ₇ ¹ , m ₃	2,91	1,86	1,5	1,0
	Сватівська площа	97	10	1	m ₃	3,7	0,83	3,8	0,86
	Середнє для світи	160	-	-	-	2,84	1,14	2,11	0,76

РОЗДІЛ 3

ХАРАКТЕРИСТИКА ВЛАСТИВОСТЕЙ ВУГІЛЛЯ

ЯК БАЗА ВСТАНОВЛЕННЯ НАПРЯМІВ ЙОГО ВИКОРИСТАННЯ

3.1 Загальні петрографічні та хіміко-технологічні характеристики вугілля пластів

3.1.1 Пласти світи C_2^3

У розрізі світи відмічено до 8 вугільних пластів та прошарків, з яких промислове значення має пласт h_8 . Також на обмежених ділянках розповсюджені пласти h_4 та h_8^1 з робочою потужністю. Зрідка зустрічаються пласти вугілля, що мають наближену до робочої потужність: $h_6 - 0,25 - 0,58$ м, $h_{10}^1 - 0,42$ м, $h_{10} - 0,37 - 0,45$ м, $h_{11} - 0,20 - 0,56$ м. Відклади світи виявлені на півночі та північному сході регіону (північ Старобільської площі та територія Богданівського родовища). Основним робочим пластом світи є h_8 .

Пласт h_8 залягає на глибині від 170 до 800 м, поступово занурюється з півночі на південь. Пласт доволі невитриманий як по площі, так і у розрізі. Робоча потужність коливається в межах 0,60 – 1,50 м, у центральній частині Богданівського родовища потужність сягає 2,25 м. Переважає складна двопачкова будова. Потужність вугільних пачок змінюється від 0,20 до 0,80 м, породного прошарку, що представлений аргілітом, аргілітом вуглистим, від 0,07 до 0,70 м. Нижня вугільна пачка зберігає складну будову. Верхня пачка в районі ділянки Богданівської № 2 – 4 відгалужується в південному напрямку та стає окремим пластом h_8^1 . Аналіз будови та характеру залягання пласта дозволив зробити висновок, що сформований пласт зазнавав епігенетичних розмивів, часто спостерігається часткове або повне розмиття пласта. Покрівлею та подошвою зазвичай є аргіліти, алевроліти, часто зустрічаються пісковики. Вугільний пласт віднесений до категорії невитриманих. Загальний кое-

фіцієнт вугленосності змінюється в межах від 1,00 до 1,28, робочий – в інтервалі 0,33 – 0,56 [125, 131].

Макроскопічно пласт складений напівблискучим вугіллям. Макроструктура – від густоштрихуватої до тонко-, середньосмугастої. За нашаруванням – примазки фюзену. Тріщини усихання слабо виражені. Порожнини ендотріщин виповнені кальцитом. У середній частині пласта залягає тонкий мінеральний прошарок, що представлений кальцитом.

Під мікроскопом вугілля кларенове та дюрено-кларенове. Вітринізована речовина доброї збереженості. У кількісному відношенні основна маса значно переважає над вмістом структурного вітрени. Основна маса (колініт) – атритова, з нечіткими контурами та поступовими переходами в кольорі від жовто-бурого до коричневого та чорного, інколи з жовтими та помаранчевими відтінками. Подекуди простежується так званий м'який (пористий) колініт, що є своєрідною геліфікованою речовиною через наявність дрібних пор. Телініт, або рослинні фрагменти вітренизованих тканин, різного ступеня збереженості клітинної будови, характеризується набагато меншим розповсюдженням у вугіллі. Телініт представлений лінзами та смугами неоднорідної структури, які орієнтовані переважно вздовж нашарування, іноді залягають під кутом. Широкі смуги вітрени чергуються з гетерогенними ділянками. У прохідному світлі колір геліфікованих фрагментів змінюється від червоного до коричнювато-червоного та помаранчевого. Геліфіковані стеблові тканини складені перидермою сигілярій та ботродендронів. Окрім цього, присутні у великій кількості тканини з овальними тілами (рахіси птеридоспермів). Останні часто зустрічаються також у дисперсному вигляді. Вітрени представлені двома відмінами – структурними та безструктурними. Останні характеризуються меншим розповсюдженням. Структурні вітрени зустрічаються переважно у вигляді крупних фрагментів. Порожнини клітин частіше більш темного кольору, ніж стінки. Ліпоїдні компоненти переважають над фюзенізованими. Найбільшого розповсюдження серед мацералів групи ліптиніту набув субмацерал спориніт, значно менше кутиніту та резиніту. Спориніт пред-

ставлений крупними товстими та гладкими мікроспорами та їх рештками. Часто зустрічаються мегаспорангії з товстими та скульптурними екзинами та соруси мікроспорангій жовтого та червоного кольору. У значній кількості містяться смолоподібні тіла яскраво жовтого кольору. Під час детального їх вивчення за великого збільшення вони нагадують тетради мегаспор на більш ранній стадії розвитку. Зустрічаються поодинокі рештки товстої кутикули. Мікрокомпоненти групи інертиніту зустрічаються рідше. Зазвичай представлені включеннями мікриніту та рідше зустрічаються невеликі лінзи вітренофіюзену та семіфіюзену. Структура від невираженої до добре вираженої клітинної, порожнини клітин відкриті або виповнені кальцитом. Зустрічаються фрагменти різного ступеню фіюзенізації. Простежується присутність тіл невідомої природи. Вони доволі поширені по вугіллю пласта, мають жовтий, помаранчево-жовтий колір та характеризуються округлою формою та різним розміром.

Для вугілля пласта характерна піритна мінералізація. Пірит розвинений по основній масі, по структурному вітрену. Також значна кількість спор піддалася впливу піритизації. Спостерігаються також окремі включення зерен сульфідів заліза та інших мінеральних включень [74, 79, 131].

У петрографічному складі пласта мацеральна група вітриніту (Vt) складає в середньому 80,4 %, стандартне відхилення – 6,5 % (табл. 3.1, 3.2, рис. 3.1), з коливаннями за окремими свердловинами від 72,0 до 96,0 %. Вміст групи семівітриніту (Sv) в середньому близько 0,2 %, з коливаннями 0,1 – 1,0 %, стандартне відхилення – 0,4 %. Середній вміст мацералів групи інертиніту (I) – 8,1 %, значення за окремими свердловинами 2 – 15 %, стандартне відхилення – 3,3 %. Група ліптиніту (L) в середньому складає 11,3 %, з коливаннями за окремими свердловинами від 1,0 до 21,0 %, стандартне відхилення – 5,0 %. Сума пісних компонентів (ΣПК) у середньому 8,3 %.

За петрографічним складом вугілля пласта відноситься до класу гелітолів і представлене зазвичай ліпоідо-фіюзиніто-гелітовим типом (рис. 3.2, 3.3) [108, 110].

Таблиця 3.1 – Петрографічний склад вугілля та показник відбиття вітриніту основних пластів вугілля для площ Старобільського вугленосного району

Петрографічний склад та показник відбиття вітриніту, % вд-до середне	Ділянки											
	Сватівська площа			Старобільська площа			Петровське родовище			Богданівське родовище		
	k_2^*	m_3	l_1	k_2^*	m_3	l_1	k_2^*	m_3	l_1	k_2^*	m_3	l_1
Vt	$\frac{72,3-90,1}{79,9}$	$\frac{73,0-83,0}{79,0}$	$\frac{70,5-83,0}{77,8}$	$\frac{62,0-85,0}{74,9}$	$\frac{66,5-80,0}{74,5}$	$\frac{77,0-80,0}{77,4}$	$\frac{63,0-88,0}{79,0}$	$\frac{72,0-81,0}{77,6}$	$\frac{77,0-80,0}{77,4}$	$\frac{72,0-96,0}{80,4}$	$\frac{62,0-88,1}{77,2}$	
Sv	$\frac{0,1-2,0}{0,5}$	$\frac{0,1-2,2}{0,5}$	$\frac{0,1-2,0}{0,5}$	$\frac{0,3-2,0}{1,3}$	$\frac{0,1-2,0}{0,5}$	$\frac{0,1-1,0}{0,7}$	$\frac{0,3-2,0}{1,2}$	$\frac{0,1-2,0}{1,1}$	$\frac{0,1-1,0}{0,7}$	$\frac{0,1-1,0}{0,2}$	$\frac{0,1-6,5}{0,5}$	
I	$\frac{6,0-14,0}{10,1}$	$\frac{6,3-15,6}{10,5}$	$\frac{9,0-16,5}{12,3}$	$\frac{5,0-23,0}{11,0}$	$\frac{7,0-20,5}{13,7}$	$\frac{12,0-14,0}{12,9}$	$\frac{4,0-19,0}{11,9}$	$\frac{11,8-18,0}{14,8}$	$\frac{12,0-14,0}{12,9}$	$\frac{2,0-15,0}{8,1}$	$\frac{3,0-21,8}{9,7}$	
L	$\frac{8,1-10,9}{9,5}$	$\frac{8,9-17,8}{10,0}$	$\frac{7,0-12,0}{9,4}$	$\frac{5,5-21,0}{12,8}$	$\frac{7,0-18,0}{11,3}$	$\frac{6,0-10,0}{9,0}$	$\frac{3,0-23,5}{7,9}$	$\frac{3,0-12,0}{6,5}$	$\frac{6,0-10,0}{9,0}$	$\frac{1,0-21,0}{11,3}$	$\frac{3,0-22,0}{12,6}$	
R _o	$\frac{0,48-0,49}{0,49}$	$\frac{0,40-0,41}{0,40}$	$\frac{0,43-0,50}{0,47}$	$\frac{0,43-0,57}{0,48}$	$\frac{0,39-0,52}{0,43}$	$\frac{0,43-0,47}{0,46}$	$\frac{0,40-0,51}{0,46}$	$\frac{0,40-0,47}{0,43}$	$\frac{0,43-0,47}{0,46}$	$\frac{0,48-0,62}{0,50}$	$\frac{0,38-0,56}{0,48}$	

Таблиця 3.2 – Петрографічний склад вугілля та показник відбиття вітриніту для пластів Старобільського вугленосного району та Старого Донбасу

Петрографічний склад, показник відбиття вітриніту, %	Старобільський вугленосний район											
	Синоніміка пластів											
	h_s	k_2^*	l_1	m_3	середнє	h_s	k_2^*	l_1	m_3	середнє	h_s	k_2^*
Vt	80,4	77,8	77,6	77,3	78,4	88,0						
Sv	0,2	0,9	0,6	0,7	0,6	1,0						
I	8,1	10,7	12,6	12,9	11,1	8,0						
L	11,3	10,6	9,2	9,1	9,9	3,0						
ΣІК	8,3	11,3	13,0	13,3	11,5	8,7						
R _o	0,5	0,48	0,47	0,42	0,47							

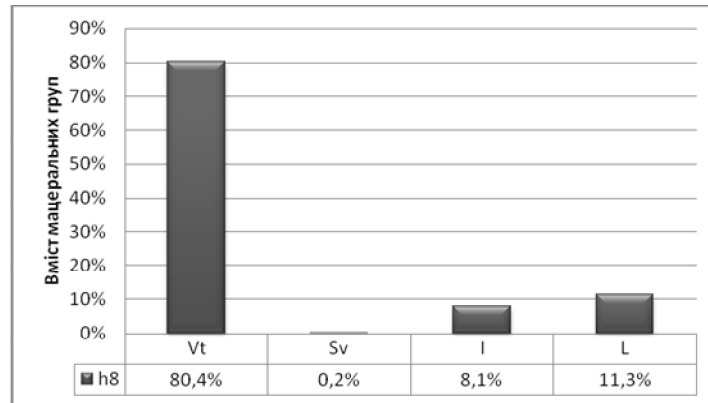
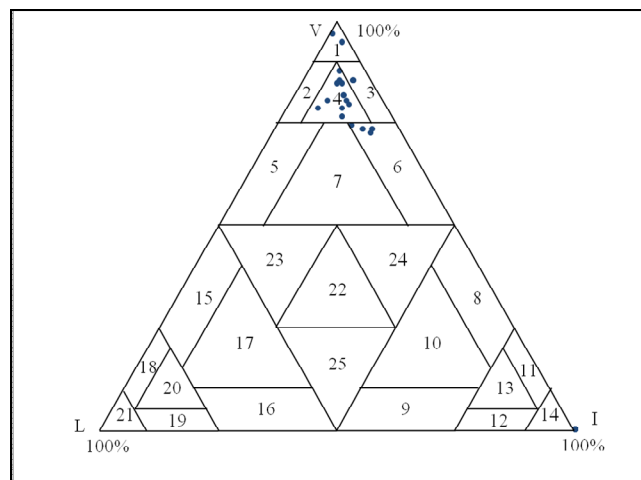


Рисунок 3.1 – Типовий мацеральний склад вугільного пласта h_8



Петрографічні типи: 1 – геліти; 2 – ліпоідо-геліти; 3 – фюзиніто-геліти;
 4 – ліпоідо-фюзиніто-геліти; 5 – ліпоідо-гелітити; 6 – фюзиніто-гелітити;
 7 – ліпоідо-фюзиніто-гелітити

Рисунок 3.2 – Петрографічний склад вугільного пласта h_8
 Старобільського вугленосного району

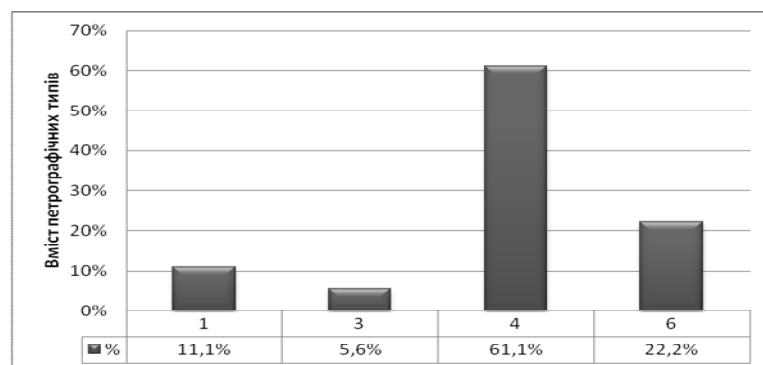


Рисунок 3.3 – Вміст петрографічних типів вугілля пласта h_8
 Старобільського вугленосного району (умовні позначення на рис. 3.2)

За методикою І.В. Єрємїна вугілля пласта відноситься до середньовідновленої групи [46]. За петрографічними ознаками вугілля відноситься до слабо відновленої та відновленої групи.

Показник відбиття вітриніту (R_o , %) змінюється від 0,48 до 0,62 % і в середньому становить 0,5 % (табл. 3.1, 3.2). За значеннями цього показника вугілля належить до 10 класу метаморфізму і знаходиться на I стадії метаморфізму [150].

Волога робоча (W_t^r , %) змінюється за площею поширення пласта в інтервалі 13,1 – 24,6 % (табл. 3.3), у середньому для пласта становить 17,5 %, стандартне відхилення близько 2 %. Волога аналітична (W^a , %) змінюється для окремих свердловин у межах від 3,4 до 15,4 %. Середні показники W^a – 8,0 %, стандартне відхилення близько 2,8 %. [131].

Зольність з урахуванням засмічення ($A_{пл.}^d$, %) в середньому за площею поширення пласта складає 15,7 % (табл. 3.3, 3.4), для окремих свердловин варіює від 6,2 до 45,4 %, стандартне відхилення – 6,6 %. Зольність вугільних пачок ($A_{в.п.}^d$, %) у середньому становить близько 13,8 %, змінюється в межах 6,2 – 22,0 %, стандартне відхилення – 3,6 % [131, 133, 134].

Найбільша кількість показників $A_{в.п.}^d$ знаходиться в інтервалі значень 10 – 15 %. Це доводить діаграма частотного розподілення зольності (рис. 3.4). Загалом близько 63 % вугілля пласта h_8 характеризується $A_{в.п.}^d$ до 15 %.

Вугілля пласта відноситься на 69,0 % до середньозольного, на 27,0 % – до зольного, на 4,0 % – до малозольного вугілля (рис. 3.5).

Мінеральні домішки представлені переважно глинистими мінералами, сульфїдами залїза (зазвичай піритом), кварцом і карбонатами. У складі золи вугілля переважають наступні оксиди: SiO_2 (41,1 %), Al_2O_3 (21,3 %), Fe_2O_3 (19,3 %), CaO (5,7 %), SO_3 (5,5 %), MgO (1,3 %). Вміст Na_2O становить 4,3 %, K_2O – 1,4 % (рис. 3.6). Значення модулів золи: А (2,36), В (0,59), С (5,45), D (0,39), М (2,96), N (–0,42), G (1,6), S (1,14), К (6,46).

Таблиця 3.3 – Хіміко-технологічні показники вугілля по пластах та площах Старобільського вугленосного району

Показники від-до середнє	Ділянки												
	Сватівська площа			Старобільська площа			Петровське родовище			Богданівське родовище			
	$k_2^{\#}$	m_3	l_7	$k_2^{\#}$	m_3	l_7	$k_2^{\#}$	m_3	l_7	$k_2^{\#}$	m_3	h_8	$k_2^{\#}$
$W_f, \%$	$\frac{9,4-16,6}{12,0}$	$\frac{4,5-14,7}{11,4}$	$\frac{9,7-25,3}{14,1}$	$\frac{8,2-24,9}{15,5}$	$\frac{8,3-25,7}{13,7}$	$\frac{9,7-25,3}{14,1}$	$\frac{6,4-13,8}{10,2}$	$\frac{10,9-15,6}{12,9}$	$\frac{11,3-21,6}{14,4}$	$\frac{6,4-13,8}{10,2}$	$\frac{10,9-15,6}{12,9}$	$\frac{13,1-24,6}{17,5}$	$\frac{4,0-28,3}{20,2}$
$W^{\#}, \%$	$\frac{2,0-14,4}{6,2}$	$\frac{3,9-13,0}{7,0}$	$\frac{4,3-18,4}{8,0}$	$\frac{3,4-15,4}{8,2}$	$\frac{4,0-21,0}{8,7}$	$\frac{4,3-18,4}{8,0}$	$\frac{4,2-9,7}{6,6}$	$\frac{4,9-14,5}{8,0}$	$\frac{5,2-15,3}{8,3}$	$\frac{4,2-9,7}{6,6}$	$\frac{4,9-14,5}{8,0}$	$\frac{3,4-15,4}{8,0}$	$\frac{1,0-25,0}{9,1}$
$A_{\text{тм}}^d, \%$	$\frac{9,8-43,8}{29,1}$	$\frac{7,5-24,9}{14,8}$	$\frac{7,2-28,2}{13,9}$	$\frac{7,1-43,7}{18,9}$	$\frac{7,6-28,5}{14,0}$	$\frac{7,2-28,2}{13,9}$	$\frac{4,7-44,1}{14,3}$	$\frac{7,5-34,3}{14,5}$	$\frac{4,1-23,2}{12,8}$	$\frac{4,7-44,1}{14,3}$	$\frac{7,5-34,3}{14,5}$	$\frac{6,2-41,4}{15,7}$	$\frac{3,2-44,9}{17,3}$
$A_{\text{в.п.}}^d, \%$	$\frac{9,8-38,9}{21,5}$	$\frac{7,5-23,0}{14,7}$	$\frac{7,2-26,2}{13,7}$	$\frac{7,0-37,7}{16,4}$	$\frac{7,6-27,5}{13,7}$	$\frac{7,2-26,2}{13,7}$	$\frac{4,7-39,1}{14,2}$	$\frac{7,5-33,0}{14,2}$	$\frac{4,1-21,2}{12,5}$	$\frac{4,7-39,1}{14,2}$	$\frac{7,5-33,0}{14,2}$	$\frac{6,2-22,0}{13,8}$	$\frac{1,0-40,7}{14,1}$
$S_f^d, \%$	$\frac{0,7-9,1}{4,1}$	$\frac{0,5-7,2}{4,0}$	$\frac{1,8-7,9}{4,3}$	$\frac{0,5-8,2}{3,6}$	$\frac{2,5-12,0}{5,0}$	$\frac{1,8-7,9}{4,3}$	$\frac{1,0-12,1}{3,6}$	$\frac{1,8-10,2}{4,7}$	$\frac{2,2-8,6}{4,4}$	$\frac{1,0-12,1}{3,6}$	$\frac{1,8-10,2}{4,7}$	$\frac{1,2-6,1}{3,0}$	$\frac{0,2-11,0}{1,6}$
$V^{\text{daf}}, \%$	$\frac{37,7-50,5}{44,0}$	$\frac{39,9-48,4}{42,9}$	$\frac{38,5-44,8}{41,0}$	$\frac{33,4-54,3}{45,2}$	$\frac{37,9-48,4}{43,0}$	$\frac{38,5-44,8}{41,0}$	$\frac{42,0-48,0}{45,5}$	$\frac{39,7-45,3}{43,6}$	$\frac{40,2-44,3}{42,6}$	$\frac{42,0-48,0}{45,5}$	$\frac{39,7-45,3}{43,6}$	$\frac{32,0-50,7}{43,9}$	$\frac{32,0-58,9}{42,9}$
$Q_{\text{дф}}^{\text{дф}},$ МДж/кг	27,5	31,8	31,0	31,6	30,9	31,0	28,3	31,1	26,8	28,3	31,1	31,6	31,1
$Q_f^{\text{дф}},$ МДж/кг	21,5	23,2	21,4	22,4	21,7	21,4	23,8	22,0	22,1	23,8	22,0	22,0	21,0
Σ	0,73	0,76	0,73	0,76	0,74	0,73	0,81	0,75	0,75	0,81	0,75	0,75	0,75

Таблиця 3.4 – Хіміко-технологічні показники вугілля по пластах Старобільського вугленосного району

Показники	Синоніміка пластів				
	h_8	k_2^H	l_7	m_3	середнє по площі
$W_f, \%$	17,5	14,5	14,3	12,7	14,8
$W^a, \%$	8,0	7,5	8,2	7,9	7,9
$A_{\text{пл.}}^d, \%$	15,7	19,9	13,4	14,4	15,9
$A_{\text{в.п.}}^d, \%$	13,8	16,6	13,1	14,1	14,4
$S_t^d, \%$	3,0	3,2	4,4	4,6	3,8
$V^{\text{daf}}, \%$	43,9	44,4	41,8	43,2	43,3
$Q_s^{\text{daf}}, \text{МДж/кг}$	31,6	29,6	28,9	31,3	30,4
$Q_f^{\text{daf}}, \text{МДж/кг}$	22,0	22,2	21,8	22,3	22,1
Ξ	0,75	0,76	0,74	0,75	0,75

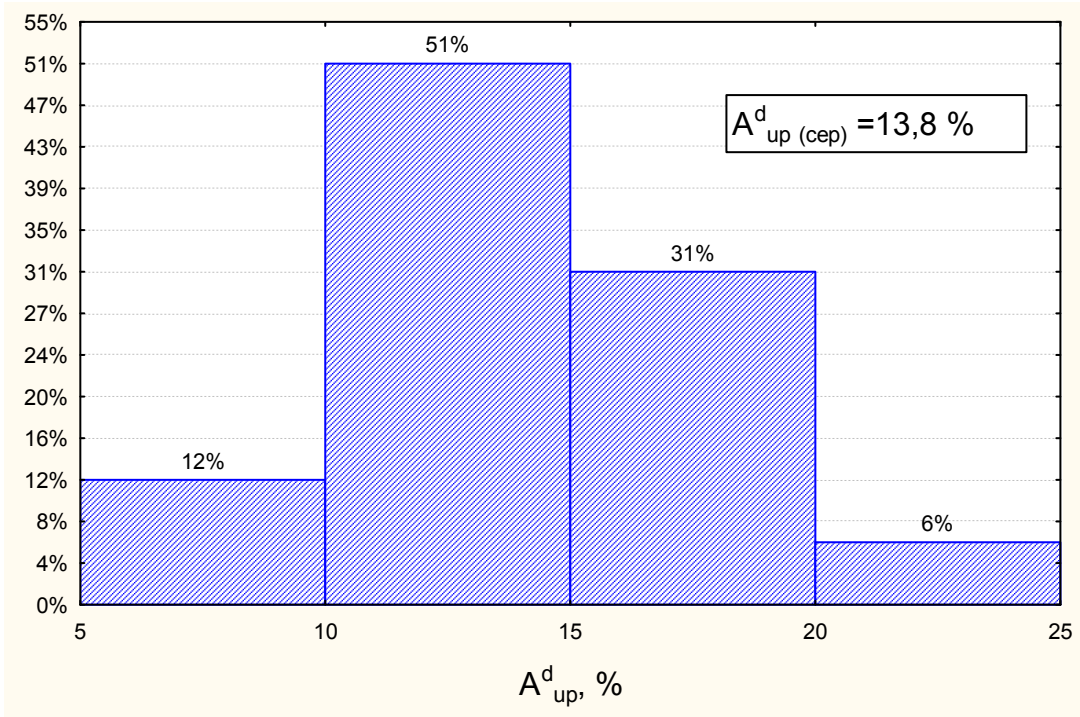


Рисунок 3.4 – Діаграма частотного розподілення зольності вугільних пачок пласта h_8

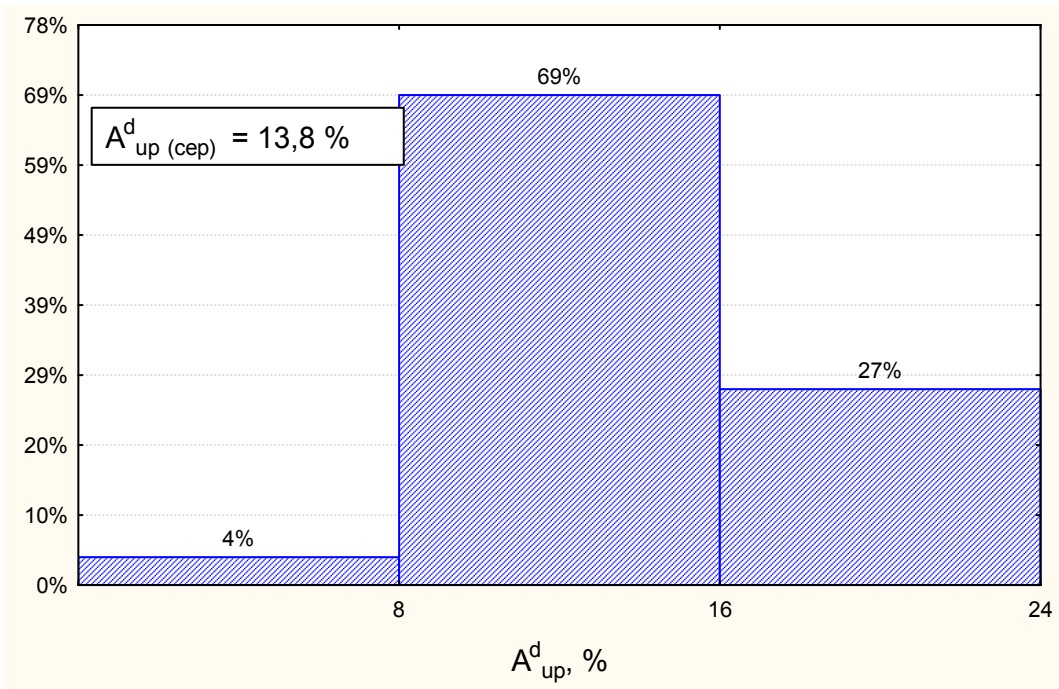


Рисунок 3.5 – Діаграма розподілення зольності вугільних пачок пласта h_8 за групами зольності

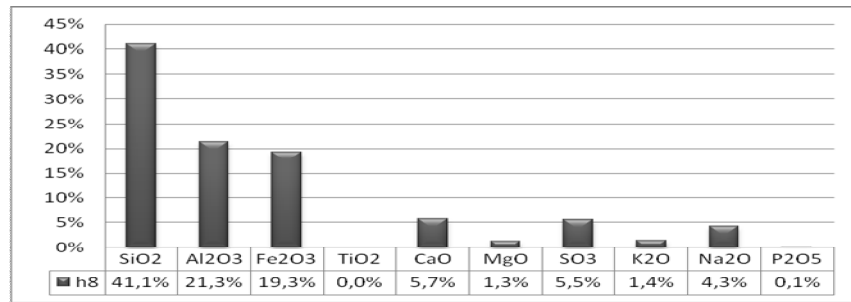


Рисунок 3.6 – Діаграма показників хімічного складу золи вугілля пласта h_8

За вмістом фосфору, який у середньому складає 0,017 %, вугілля відноситься до середньофосфористого [131]. За складом зола вугілля відноситься до кременистого типу за класифікацією В.Р. Клера [65] та Н.П. Очкур [106] та до лужно-карбонатно-силікатного низько залізного за класифікацією М.О. Доброгорського [36].

Температура плавлення золи вугілля (t_3) від 1120 до 1250 °С. За середніми значеннями (1205 °С) зола відноситься до легкоплавкої.

Сірчистість (S_t^d , %). Вміст загальної сірки варіює в межах 1,2 – 6,1 % (табл.4.3), у середньому складає 3,0 %, стандартне відхилення 1,2 %. За групами сірчистості вугілля поділяється наступним чином: багатосірчистого – 33,0 %, сірчистого – 30,1 %, середньосірчистого – 29,1 %, малосірчистого – 7,8 % (рис. 3.7). Аналіз частотного розподілення сірчистості вугілля пласта h_8 надає можливість зробити висновок, що кількість вугілля пласта з вмістом сірки більше 3 % переважає на всій площі Богданівського родовища (рис. 3.8) [129, 131].

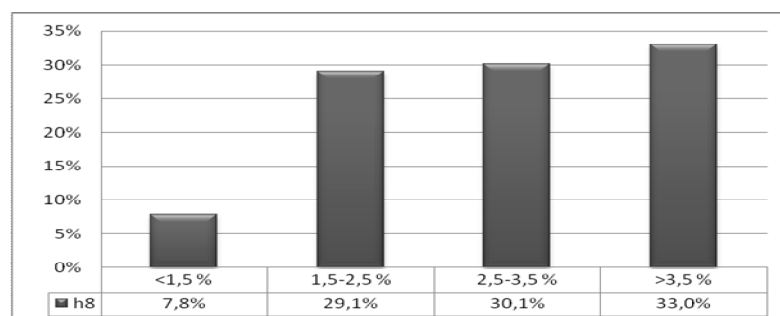


Рисунок 3.7 – Діаграма розподілення сірки у вугіллі пласта h_8 за групами сірчистості

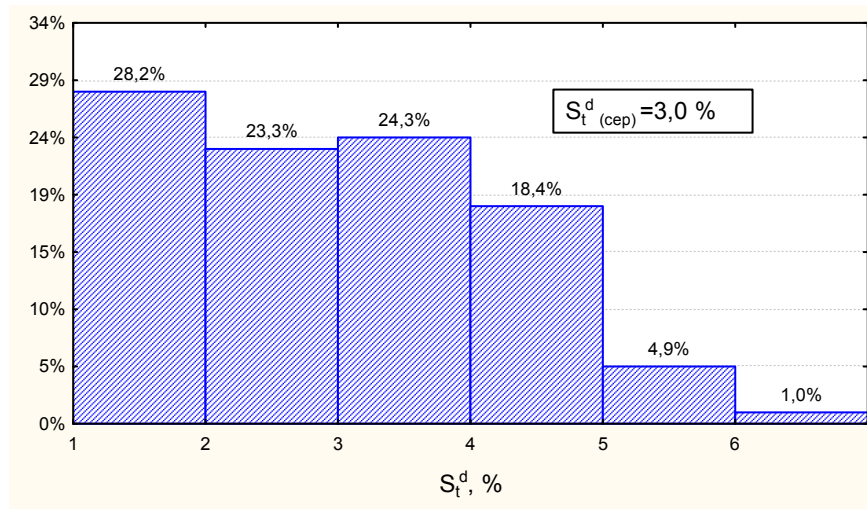


Рисунок 3.8 – Діаграма частотного розподілення сірчистості вугілля пласта h₈

У видовому складі переважає сульфідна сірка (S_s^d) (66,7 % від загального вмісту сірки), органічна (S_o^d) складає 30,0 %, а сульфатна (S_{so4}^d) – 3,3 % (рис. 3.9).

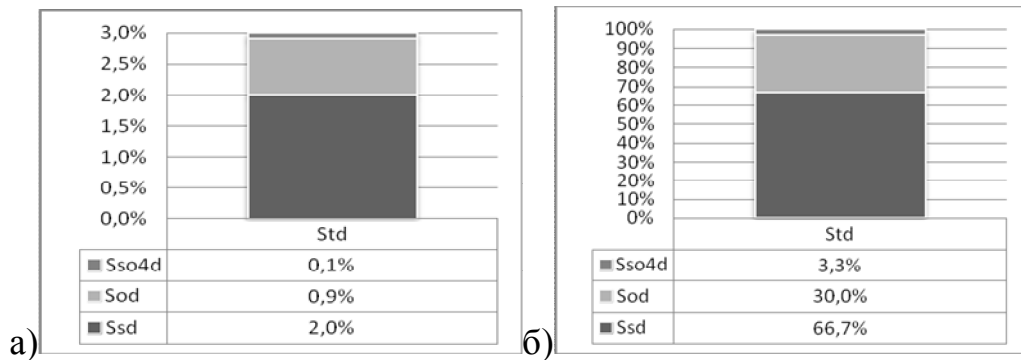


Рисунок 3.9 – Діаграма середнього вмісту сірки за видами у вугіллі пласта h₈ для площ Старобільського вугленосного району:

а) відсотковий вміст у вугіллі, б) приведенний до 100 відсотків

Аналіз розподілення сірки за видами у вугіллі пласта h₈ дозволив зробити наступні висновки:

- найбільшу частину загальної сірки складає сульфідна сірка – 66,7 %;
- характер зміни показників вмісту сульфідної сірки співпадає з напрямком зміни сірки загальної – збільшується з південного сходу на північний

захід. Слід відмітити також високий коефіцієнт кореляції між вмістом загальної сірки та сірки сульфідної (0,93);

– вміст органічної сірки збільшується в напрямку з південного заходу на північний схід. Має зворотній зв'язок з вмістом сірки піритної (коефіцієнт кореляції -0,3);

– показники вмісту сульфатної сірки змінюються у тому ж напрямку, що й загальної та сульфідної сірки. Коефіцієнт кореляції дорівнює 0,6 та 0,5 відповідно.

Показники виходу летких речовин (V^{daf} , %) вугілля пласта змінюються в межах 32,0 – 50,7 % та складають в середньому для пласта 43,9 % (табл. 3.3), стандартне відхилення 2,3 % [131]. Аналіз частотного розподілення показників V^{daf} пояснює невеликий інтервал середніх показників: більша частина показників знаходиться в межах 42,0 – 46,0 %. Переважають значення в межах 44,0 – 46,0 % та 42,0 – 44,0 % (рис. 3.10).

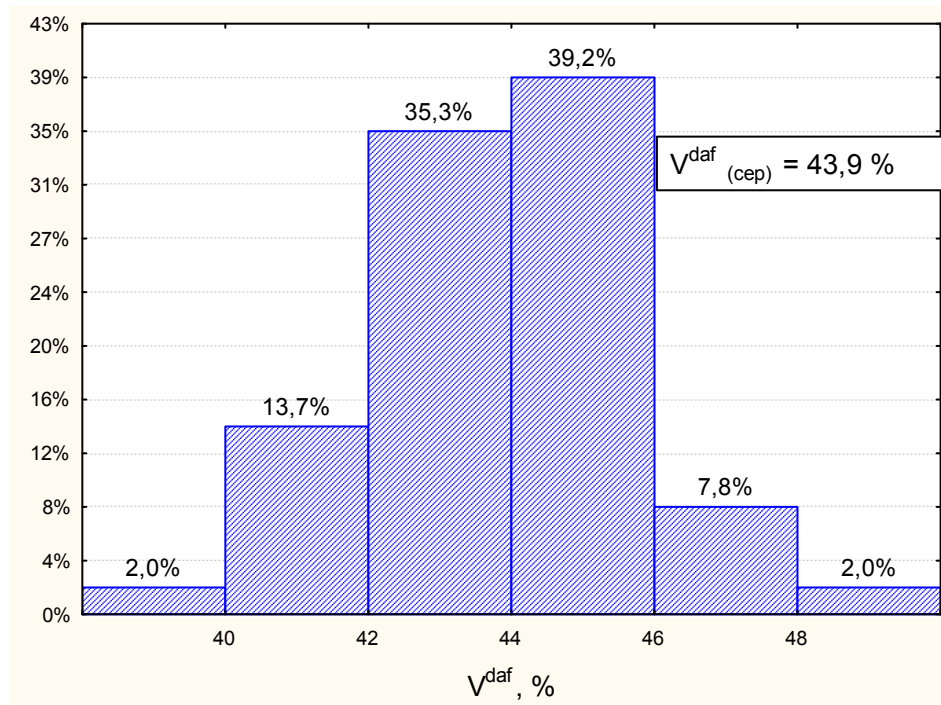


Рисунок 3.10 – Діаграма розподілення показників V^{daf} вугілля пласта h_8 за площею Старобільського вугленосного району

Більш детальне вивчення показників дозволяє зробити деякі висновки щодо характеру їх розподілу:

- вугілля з показниками виходу летких речовин до 40 % та більше 48 % зустрічається в поодиноких випадках та складає до 2 % вугілля площі в кожному інтервалі;
- вугілля з показниками виходу летких речовин від 40 до 42 % складає доволі незначну частину від загальної кількості вугілля площі (13,7 %);
- вугілля з показниками виходу летких речовин в інтервалі 42 – 44 % складає 35,3 % від вугілля пласта;
- показники в інтервалі 44 – 46 % характерні для переважної кількості вугілля пласта та складають 39,2 %;
- вугілля з показниками виходу летких речовин в інтервалі 46 – 48 % складає 7,8 % від вугілля всієї площі.

Значення вищої питомої теплоти згоряння вугілля (Q_s^{daf} , МДж/кг) змінюється в межах 29,6 – 33,1 МДж/кг, складаючи в середньому 31,6 МДж/кг, стандартне відхилення 0,7 МДж/кг. Нижча теплота згоряння вугілля (Q_i^f , МДж/кг) коливається від 18,2 до 25,5 МДж/кг, при середньому значенні 22,0 МДж/кг, стандартне відхилення 1,5 МДж/кг. Калорійний еквівалент (Σ) в середньому складає 0,75 [131].

Елементний склад вугілля. Вміст вуглецю (C^{daf} , %) коливається в межах 75,5 – 80,5 % (77,4 %), стандартне відхилення 1,6 %. Вміст водню (H^{daf} , %) – 5,1 – 5,7 % (5,4 %), стандартне відхилення 0,2 %, вміст кисню та азоту ($N+O^{daf}$, %) – 12,6 – 13,9 % (13,3 %), стандартне відхилення 0,7 %, вміст сірки (S^{daf}) – 3,2 – 6,8 % (3,9 %), стандартне відхилення 0,1 %. Типовий елементний склад вугілля пласта представлений на рисунку 4.11. В атомарних відсотках склад органічної речовини виглядає наступним чином: $C_{ат} - 51,2$ %, $H_{ат} - 42,1$ %, $O_{ат} - 6,6$ %. Атомарний склад також можна виразити емпіричними формулами: $C_{100}H_{82,3}O_{13}$, $C_{121,5}H_{100}O_{15,7}$, $C_{7,72}H_{6,35}O$. Відношення $H/C = 0,82$, $O/H = 0,16$ [32, 131].

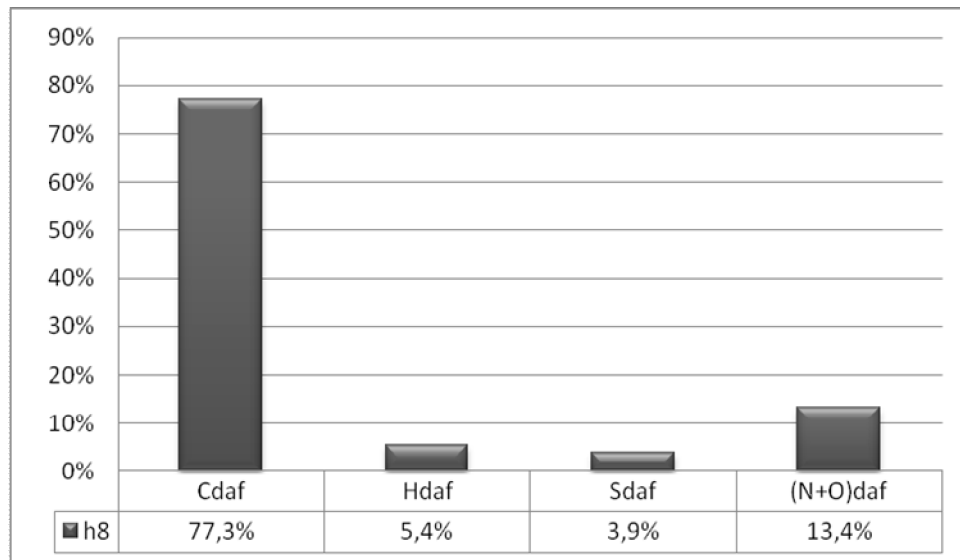


Рисунок 3.11 – Типовий елементний склад вугілля пласта h_8

3.1.2 Пласти світи C_2^5

Вугленосність світи нерівномірна на площі та у розрізі. Максимальна вугленосність приурочена до нижньої частини світи, де розвинені переважно континентальні відклади. Тут залягають вугільні пласти k_1 , k_1^1 , k_2^H . У верхній частині світи переважають морські відклади. Умови, що сприяли нагромадженню органічної речовини, виникали зрідка та були короткочасними. Серед вугільних прошарків у розрізі виділяються k_4 , k_5 , k_7^2 , k_8 . Перші два зустрічаються у вигляді лінз, пласт k_7^2 з потужністю 0,10 – 0,20 м розповсюджений на всій площі, залягає безпосередньо у підшві витриманого вапняку K_8 , разом з яким представляє маркуючий горизонт. Пласт k_8 невитриманий за площею, на окремих ділянках досягає робочої потужності.

Основним вугільним пластом району є k_2^H , що поширений майже на всій площі, за виключенням зон розмивів та заміщень. У східній частині регіону пласт сягає доволі значної потужності (1,5 – 3,35 м).

Загальний коефіцієнт вугленосності світи змінюється в межах від 0,82 до 2,66, робочий – в інтервалі 0,40 – 1,32.

Пласт k_2^H залягає на глибинах від 170,9 до 1494,3 м. Гіпсометрія пласта свідчить про доволі поступове занурення пласта з північного сходу на пів-

денний захід. Мінімальна глибина залягання спостерігається на площі Богданівського родовища, максимальних глибин пласт сягає на півдні Сватівської перспективної площі. Робоча потужність змінюється в межах 0,80 – 3,35 м. Спостерігається закономірне збільшення потужності з заходу на північний схід. Зазвичай будова пласта проста, в поодиноких випадках з'являються один – два, рідше три малопотужних прошарки аргіліту або аргіліту вуглистого потужністю, що на більшості площі не перевищує 0,05 – 0,24 м. На півночі та північному сході спостерігається русловий розмив пласта k_2^H . Пласт розшаровується, кількість породних прошарків та їх потужність збільшується, простежується повне заміщення вугілля аргілітом вуглистим, аргілітом та пісковиком стародавнього русла. Тут виділяється зона заміщення пласта пісковиком шириною 2,5 – 4 км, що відділяє Богданівське родовище від Петровського родовища (на півдні) та Старобільської площі (на заході). Для частини площі, що прилягає до зони заміщення пласта пісковиком, характерні максимальні потужності до 3,12 м і складна будова. У прирусловій частині кількість породних прошарків збільшується та може сягати 6, із загальною потужністю до 2 м. У західній частині регіону (територія Сватівської перспективної площі) середня потужність пласта становить близько 1,0 м, будова пласта здебільшого проста, подекуди складна з одним – двома прошарками. У центральній частині регіону (територія Старобільської площі) пласт зберігає робочу потужність. У західній частині Старобільської площі потужність пласта k_2^H складає лише 0,65 – 0,95 м; пласт потоншується також в південному напрямку, зберігає при цьому робочу потужність майже на всій площі, за виключенням зон розмиву пласта, де він заміщений пісковиком. Окрім смуги пісковіку на півночі, заміщення пласта спостерігається в південно-східній частині площі та ще подекуди на площі. Локальні зменшення потужностей пласта пов'язані, ймовірно, з нерівностями ложа торфовища (підвищеними ділянками), у зв'язку з чим умови, що сприяють торфонакопиченню, виникали не повсюдно. Можливо, частина торфовища була розмита. Подекуди відмічаються площі, де пластова зольність перевищує балансову, такі зони об-

межені контурами зольності 35 та 45 %. Також відмічені контури неробочої потужності 0,6 та 0,7 м. В зміні потужності та будові вугільного пласта спостерігаються чіткі закономірності. Потужність пласта поступово зменшується з заходу на схід. У тому ж напрямку зі складної будови пласт швидко набуває простої.

Залягає пласт в аргілітах, алевролітах, іноді зустрічається пісковик, вапняк. Іноді безпосередньою покрівлею пласта є вапняк K_2^2 .

Пласт відноситься до категорії витриманих та відносно витриманих.

Загальний коефіцієнт вугленосності змінюється в межах від 0,82 до 1,9, робочий – в інтервалі 0,4 – 1,32 [82, 125, 126, 128, 131, 132].

Пласт поширений на Сватівській і Старобільській площах та Петровському і Богданівському родовищах. Кожна площа характеризується певними особливостями петрографічного складу та показників якості вугілля.

На Старобільській та Сватівській площах макроскопічно пласт складений в основному напівблискучим тусклим вугіллям. Макроструктура вугілля густотонкосмугаста. В ендогенних тріщинах розповсюджені нальоти кальциту. Матове та напівматове вугілля залягає у вигляді тонких прошарків. Це вугілля густоштриховане, шарувате. Окремість вугілля неправильна, злам нерівний.

Під мікроскопом вугілля переважно кларенове, на контакті з покрівлею та підшоною відмічається дюрено-кларенове. Характерна особливість пласта – наявність каолінітового прошарку. Вітринізована речовина доброї збереженості. У складі вітринізованих мацералів розрізняють дисперсні овальні геліфіковані тіла, обривки паренхімної тканини листя. Фюзен залягає у вигляді лінз різного розміру, що мінералізовані карбонатами. Серед ліпоїдних компонентів характерні численні горизонти смолоподібних тіл, продукти спороношення, численні мікроспори, тонкостінні мегаспори, іноді товстостінні, та обривки тонкої кутикули.

У петрографічному складі пласта Сватівської площі найбільшого поширення набуває мацеральна група вітриніту, кількість якої складає у серед-

ньому 79,9 %. Вміст семівітриніту 0,5 %. Вугілля вміщує мацералів групи інертиніту (10,1 %) та ліптиніту (9,5 %). Сума пісних компонентів сягає 10,4 %. За методикою І.В. Єр'оміна [46] вугілля пласта відноситься до слабо відновленої групи [128].

У петрографічному складі пласта Старобільської площі найбільшого поширення набуває мацеральна група вітриніту, кількість якої складає в середньому 74,9 %. Вміст групи семівітриніту незначний і в середньому сягає 1,3 %. Вугілля вміщує майже однакову кількість мацералів груп інертиніту (11,0 %) та ліптиніту (12,8 %). Сума пісних компонентів складає в середньому 11,8 %. За петрографічним складом вугілля пласта відноситься до класу гелітолітів і представлене, зазвичай, ліпоідо-фюзиніто-гелітовим типом [27]. За методикою І.В. Єр'оміна вугілля пласта відноситься до середньо відновленої групи [46]. За даними петрографічних досліджень вугілля пласта переважно належить до сильно відновленої групи [128].

На Петровському родовищі макроскопічно пласт складений в основному напівблискучим вугіллям. Макроструктура вугілля від густоштрихуватої до середньосмугастої. В ендогенних тріщинах спостерігаються нальоти кальциту, рідше – піриту, відмічаються часті крупні лінзи фюзену. Характерна особливість пласта – наявність каолінового прошарку у верхній частині розрізу. Поблизу породних прошарків та на контакті з підшовою залягає вугілля матове та напівматове, густоштрихувате, шарувате, з примазками фюзену за нашаруванням.

Під мікроскопом вугілля переважно кларенове та дюрено-кларенове. Вітринізована речовина доброї збереженості. Зустрічаються рештки перидерми сигілярій, рахіси птеридоспермів, численні овальні тіла, тканини листя та спорангіїв. Вміст фюзенізованих компонентів різниться: у верхній частині – 10 – 20 %, у нижній – 5 – 7 %. Серед ліпоїдних компонентів особливу роль відіграють смолоподібні тіла та утворення, що іноді формують цілі горизонти. Зустрічаються скупчення скульптурних тонкостінних мегаспор, а також скупчення товстої кутикули, що часто піритизована. У петрографічному

складі пласта найбільшого поширення набуває мацеральна група вітриніту, кількість якої складає в середньому 79,0 %. Вміст групи семівітриніту незначний і в середньому становить 1,2 %. Кількість мацералів груп інертиніту 11,9 %, а ліптиніту 7,9 %. Сума пісних компонентів складає в середньому 12,7 %. За петрографічним складом вугілля пласта відноситься до класу гелітолів і представлено, зазвичай, ліпоідо-фюзиніто-гелітовим та фюзиніто-гелітовим типом, рідше – ліпоідо-фюзиніто-гелітовим [27]. За методикою І.В. Єр'оміна вугілля пласта відноситься до слабковідновленої групи [46]. За даними петрографічних досліджень вугілля пласта переважно належить до середньовідновленої групи [128].

На Богданівському родовищі макроскопічно пласт складений в основному напівблискучим тусклим вугіллям. Макроструктура вугілля густотонкосмугаста. В ендогенних тріщинах розповсюджені нальоти кальциту, подекуди спостерігаються лінзи фюзену.

Під мікроскопом вугілля переважно кларенове, на контакті з покрівлею та подошвою відмічається дюрено-кларенове. Вітринізована речовина доброї збереженості. Представляє собою чергування однорідних вітренових смуг з волокноподібними ділянками. Місцями відмічено перидерму ботродендронів, рахіси птеридоспермів. Компоненти групи інертиніту переважають у верхній частині пласта та представлені такими мацералами, як фюзиніт, семіфюзиніт та мікриніт. Серед ліпоїдних компонентів характерні оболонки мікроспор, обривки тонкої та товстої кутикули, рідше товстостінні макроспори, часто з епіспоричним придатком. Мінеральні включення представлені поодинокими вкрапленнями піриту, дисперсного кварцу. У петрографічному складі пласта найбільшого поширення набуває мацеральна група вітриніту, кількість якої складає у середньому 77,2 %. Вміст групи семівітриніту незначний і в середньому становить 0,5 %. Кількість мацералів груп інертиніту 9,7 %, а ліптиніту 12,6 %. Сума пісних компонентів складає у середньому 10,0 %. За петрографічним складом вугілля пласта відноситься до класу гелітолів і представлено, зазвичай, ліпоідо-фюзиніто-гелітовим типом, рідше –

ліпоїдо-фюзиніто-гелітитовим та фюзиніто-гелітовим [27]. За методикою І.В. Єр'оміна вугілля пласта відноситься до слабо відновленої групи [46]. За даними петрографічних досліджень вугілля пласта переважно належить до слабо відновленої групи [128].

У цілому пласт складений напівблискучим густо-тонкосмугастим, міцним вугіллям з примазками фюзену та піриту за нашаруванням. Вугілля тріщинувате. Порожнини тріщин заповнені кальцитом.

За мікроструктурою вугілля пласта дюрено-кларенове (складає 64 % всього вугілля), кларенове (34 %) та кларено-дюренове (2 %), змішаного складу. Основна маса всіх генетичних шарів здебільшого атритова. Колір основної маси у прохідному світлі переважно червоний, бурувато-червоний, інколи з жовтими та помаранчевими відтінками. У прозорій основній масі присутні переважно напівпрозорий та непрозорий атрит, а також рослинні залишки з нечіткими, розпливчатими контурами, колір яких змінюється від коричнево-червоних до коричневого та чорного. Широкі смуги вітрену чергуються з гетерогенними ділянками. Серед геліфікованих компонентів багато лінз вітрену, що є перидермою сигілярій, тканин листової паренхіми, мегаспорангіїв з диференційною стінкою. Багато стеблових тканин з включеними в них овальними тілами (рахіси птеридоспермів). Вугілля пласта, що залягає в межах Богданівського родовища, характеризується наявністю дрібних пор в основній масі та фрагментам структурного вітрену.

Для пласта характерний майже однаковий середній вміст ліпоїдних та фюзенізованих компонентів, але характер розподілення мікрокомпонентів цих груп у стратиграфічному розрізі пласта різний. Це пояснює перевагу тієї чи іншої групи компонентів у складі вугілля пласта різних площ, що досліджуються.

Компоненти групи інертиніту в основному складені фюзинитом, що залягає у формі лінз та невеликих прошарків за нашаруванням. Багато тканин з добре збереженою клітинною будовою, порожнини клітин відкриті або вповнені карбонатами. У дещо меншій кількості міститься макриніт. Значно ме-

нше зустрічається семіфюзиніту, у зовсім невеликій кількості присутні мікриніт, склеротинит та інертодетриніт. Фюзенізовані мікрокомпоненти зосереджені у нижній частині пласта та сягають максимального свого вмісту в його середині.

Мікрокомпоненти групи ліптиніту складаються з численних тонкостінних мегаспор, товстостінних гладких, а також з епіспоричними придатками та їх решток, вмісту спорангіїв, розірваних спороносних колосків, зустрічаються мікроспорангії, смолоподібні тіла, поодинокі рештки товстих, частково піритизованих кутикул. Спориніт переважає над кутинітом та резинітом. Колір ліпоїдних компонентів переважно жовтий, подекуди з червоним та помаранчевим відтінком. Найбільша кількість ліпоїдних компонентів міститься у верхній частині пласта.

Простежується присутність тіл невідомої природи. Вони доволі поширені в пласті, мають жовтий, помаранчево-жовтий колір та характеризуються округлою формою та різним розміром.

У петрографічному складі пласта найбільшого поширення набуває мацеральна група вітриніту. Її вміст для окремих свердловин варіює від 62,0 до 88,1 % та в середньому становить 77,8 %, стандартне відхилення – 5,5 %. Граничні показники характерні для вугілля Богданівського родовища, що свідчить про найбільшу мінливість показника саме на цій площі. Загалом, середній вміст для площ змінюється незначно у межах 74,9 – 79,9 %. Мікрокомпоненти групи вітриніту представлені колінітом (Vt_k), що займає 72,9 %, та телінітом (Vt_t), частка якого становить лише 4,7 %. Вміст вітродетриніту (Vt_{vd}) незначний, в середньому складає 0,2 %. Вміст групи семівітриніту незначний, у середньому становить 0,9 %. Для окремих свердловин вміст варіює від 0,1 до 6,5 %, середні значення для площ змінюються в інтервалі 0,5 – 1,3 %, стандартне відхилення – 1 %. Найбільші показники (до 6,5 %) притаманні вугіллю пласта, що залягає на території Богданівського родовища. Субмацерали семітелініту (Sv_t) складають 0,8 %, семіколініту (Sv_k) – 0,1 %. Вугілля містить у середньому 10,7 % мацералів групи інертиніту. Значення для

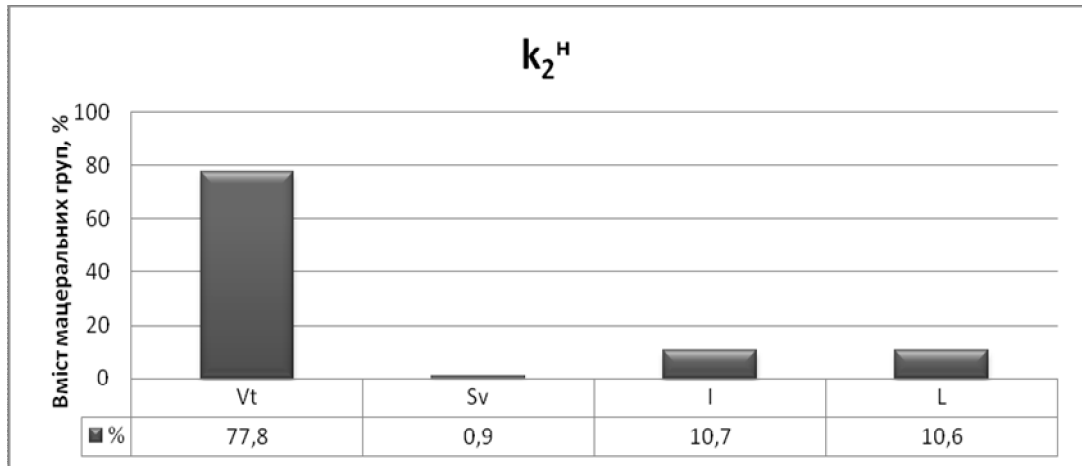
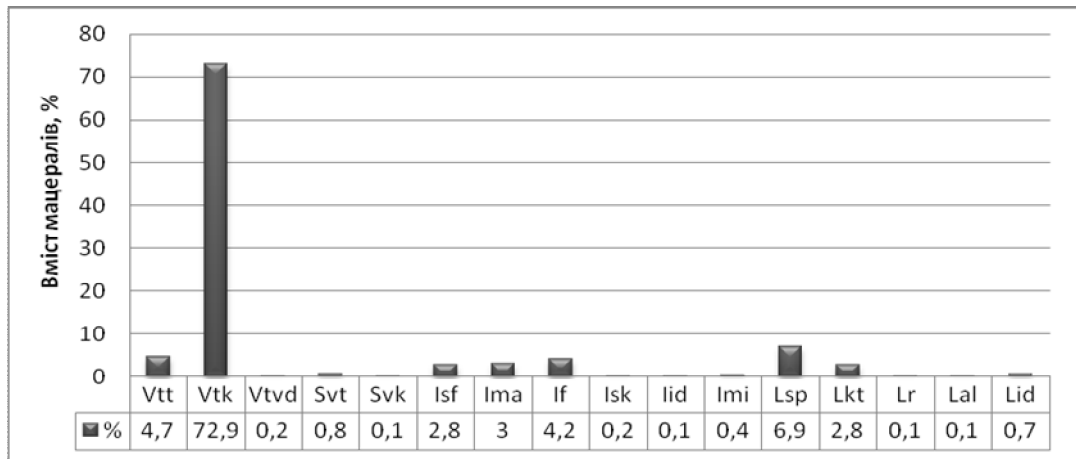
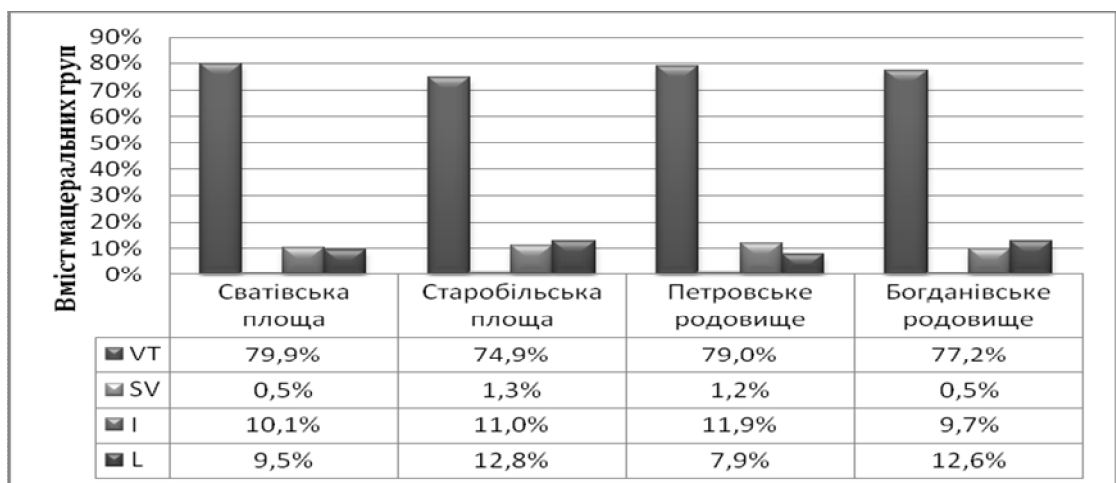
окремих свердловин варіюють у межах 3,0 – 23,0 %, середні значення для площ 9,7 – 11,9 %, стандартне відхилення – 3,4 %. Найширше в цій групі розповсюджені субмацериали фюзиніту (I_f) (4,2 %). На другому місці макриніт (I_{ma}) у кількості 3,0 %, семіфюзиніт (I_{sf}) складає 2,8 %. У невеликій кількості присутні інертодетриніт (I_{id}), мікриніт (I_{mi}), склеротиніт (I_{sk}), які займають відповідно 0,1, 0,4 та 0,2 %. Вугілля містить у середньому 10,6 % мацералів групи ліптиніту. Значення для окремих свердловин варіюють у межах 3,0 – 23,5 %, середні значення для площ 7,9 – 12,8 %, стандартне відхилення – 4,5 %. Ліпоїдні компоненти представлені в основному оболонками мікроспор (L_{sp}) (6,9 %) та кутикулою (L_{kt}) (2,8 %). У невеликій рівній кількості присутні рештки мікроспор (L_{id}) (0,7 %). У складі окремих пластоперетинів установлена присутність резиніту (L_r) та альгініту (L_{al}). Середній їх вміст складає по 0,1 %. Сума пісних компонентів складає в середньому 11,3 % [74, 78, 79, 105, 124]. Типовий петрографічний склад представлений на рисунку 4.12, мацеральний – на рисунку 3.13.

На рисунку 3.14 представлений типовий петрографічний склад вугілля пласта k_2^H для площ Старобільського вугленосного району.

За петрографічним складом вугілля пласта відноситься до класу гелітолітів, представлене різними типами, переважно ліпоїдо-фюзиніто-гелітовим (67 %), фюзиніто-гелітовим та ліпоїдо-фюзиніто-гелітовим (по 12 %), ліпоїдо-гелітовим (4 %), ліпоїдо-гелітовим (3 %), фюзиніто-гелітовим та гелітовим (по 1 %) (рис. 3.15, 3.16).

За методикою І.В. Єрьоміна вугілля пласта відноситься до слабовідновленої та середньовідновленої групи [46]. За даними петрографічних досліджень вугілля пласта переважно належить до середньовідновленої та сильно відновленої групи.

Показник відбиття вітриніту (R_o , %). Для вугілля Сватівської площі показник R_o змінюється в незначному інтервалі 0,48 – 0,49 % і становить у середньому 0,49 %. Вугілля площі належить до O_3 класу метаморфізму і знаходиться на O_3 стадії метаморфізму [126].

Рисунок 3.12 – Типовий петрографічний склад вугілля пласта k_2^H Рисунок 3.13 – Типовий мацеральний склад вугілля пласта k_2^H Рисунок 3.14 – Типовий петрографічний склад вугілля пласта k_2^H

для площ Старобільського вугленосного району

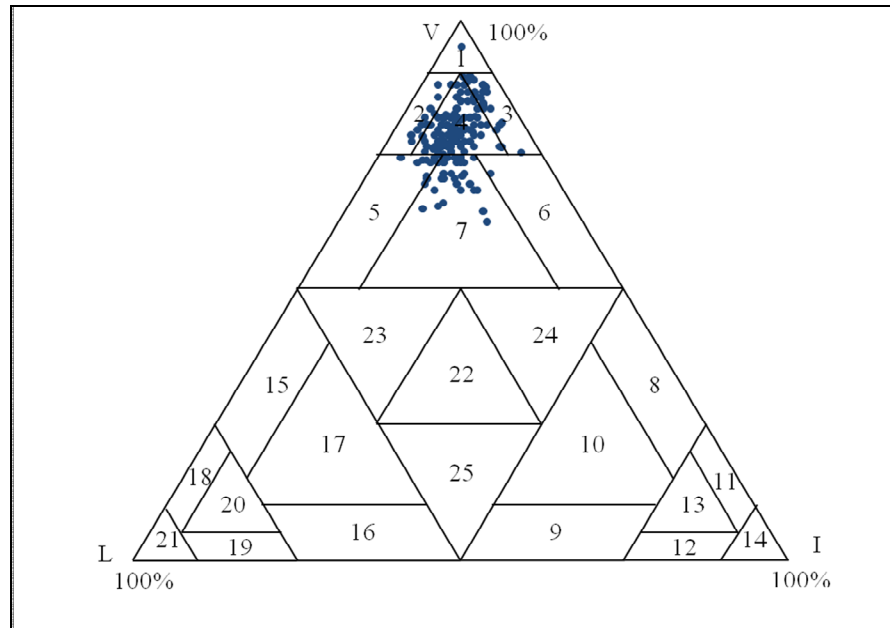


Рисунок 3.15 – Петрографічний склад вугілля пласта k_2^H Старобільського вугленосного району (умовні позначення на рис. 3.2)

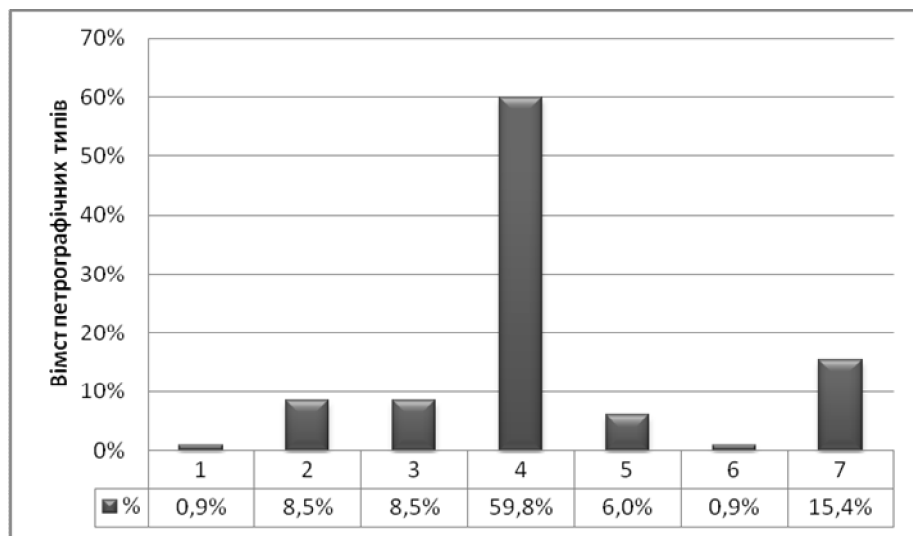


Рисунок 3.16 – Вміст петрографічних типів вугілля пласта k_2^H Старобільського вугленосного району (умовні позначення на рис. 3.2)

Вугілля Старобільської площі характеризується більш мінливими значеннями цього показника 0,43 – 0,57 %. За середнім значенням, яке сягає 0,48 %, вугілля належить до 03 класу метаморфізму і знаходиться на 0₃ стадії метаморфізму. За окремими значеннями показника ($R_o > 0,50$ %), вугілля відноситься до 10 класу I стадії метаморфізму [80, 132]. Показники R_o для вугіл-

ля Петровського родовища змінюються в інтервалі 0,40 – 0,51 % та за середнім значенням, 0,46 %, вугілля належить до 03 класу метаморфізму і знаходиться на 0₃ стадії метаморфізму. За окремими значеннями показника ($R_o > 0,50$ %), вугілля відноситься до 10 класу I стадії метаморфізму [78, 82]. Найбільшої мінливості показників R_o характеризується вугілля Богданівського родовища – 0,38 – 0,56 %. За середнім значенням показника, 0,48 %, вугілля належить до 03 класу метаморфізму і знаходиться на 0₃ стадії метаморфізму. За окремими значеннями показника ($R_o < 0,40$ % та $R_o > 0,50$ %), вугілля відноситься до 02 класу метаморфізму і знаходиться на 0₂ стадії метаморфізму та 10 класу I стадії метаморфізму відповідно [131]. В середньому для пласта значення показника R_o становить 0,48 %. Значення для окремих свердловин варіюють у межах 0,38 – 0,57 %, середні значення для площ 0,46 – 0,49 %. За середнім значенням показника R_o вугілля належить до 03 класу метаморфізму і знаходиться на 0₃ стадії метаморфізму. За окремими значеннями показника ($R_o < 0,40$ % та $R_o > 0,50$ %), вугілля відноситься до 02 класу метаморфізму і знаходиться на 0₂ стадії метаморфізму та 10 класу I стадії метаморфізму відповідно [128, 150].

Волога робоча (W_t^r , %) для Сватівської площі коливається в межах 9,4 – 16,6 % (табл.3.3), при середньому значенні 12,0 % (рис 3.17). Для Старобільської площі значення більш мінливі – 8,2 – 24,9 %, при середньому – 15,5 %. Вугілля Петровського родовища характеризується найнижчими показниками на площі 6,4 – 13,8 %, за середнього 10,2 %. Найбільшою мінливістю показників та найвищим середнім значенням характеризується вугілля Богданівського родовища, 4,0 – 28,3 %, середнє – 20,2 %. W_t^r вугілля пласта в середньому становить 14,5 %, стандартне відхилення 3,8 %, середні значення для окремих площ змінюються в широкому інтервалі 10,2 – 20,2 %. Показники для окремих свердловин змінюються від 4,0 до 28,3 %.

Волога аналітична (W^a , %) для Сватівської площі змінюється від 2,0 до 14,4 %, при середньому значенні 6,2 % (рис. 3.17). Для Старобільської площі – 3,4 – 15,4 %, за середнього – 8,2 %. Вугілля Петровського родовища має

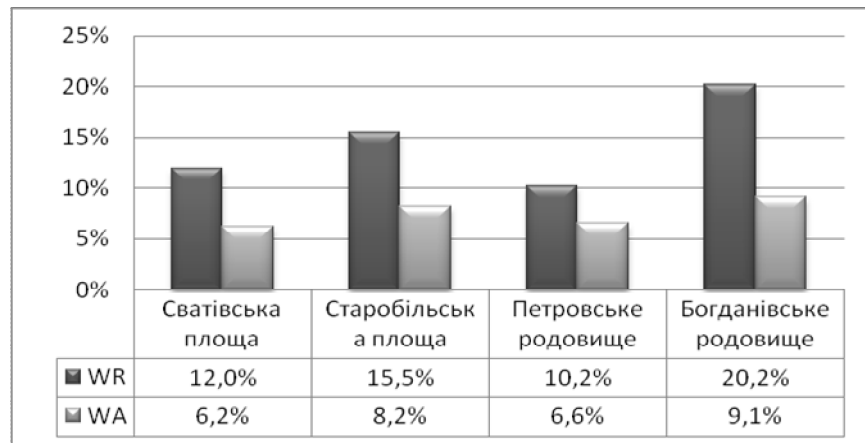


Рисунок 3.17 – Діаграма середніх показників W_t^r та W^a пласта k_2^H для площ Старобільського вугленосного району

показники 4,2 – 9,7 %, середнє – 6,6 %. Найбільшою мінливістю показників та найвищим середнім значенням характеризується вугілля Богданівського родовища, 1,0 – 25,0 % та середнє 9,1 %. W^a змінюється для окремих свердловин також у широких межах 1,0 – 25,0 %, середні значення для площ варіюють у межах 6,2 – 9,1 %. Середнє значення становить 7,5 %, стандартне відхилення – 3,4 % [82, 126, 128, 131, 132].

Зольність з урахуванням засмічення ($A_{пл.}^d$, %) для вугілля Сватівської площі змінюється від 9,8 до 43,8 % при середньому значенні 29,1 % (табл. 3.3, рис. 3.18). Для вугілля пласта Старобільської площі показники коливаються від 7,1 до 43,7 %, за середнього значення 18,9 %. На Петровському родовищі показники варіюють в межах 4,7 – 44,1 %, при середньому значенні 14,3 %. На площі Богданівського родовища значення знаходяться в інтервалі 3,2 – 44,9 %, в середньому 17,3 %. В середньому за площею поширення пласта k_2^H $A_{пл.}^d$ складає 19,9 %, стандартне відхилення – 10,5 %. Для окремих свердловин варіює від 3,2 до 44,9 %. Середні значення для площ поширення пласта знаходяться в інтервалі 14,3 – 29,1 % [82, 126, 128, 131 – 133].

Вугілля пласта на Сватівській площі характеризується показниками зольності вугільних пачок ($A_{в.п.}^d$, %) 9,8 – 38,9 % (табл. 3.3) і за середнім значенням ($A_{в.п.сер}^d=21,5$ %) відноситься до високозольного. Для вугілля пласта Старобільської площі показники коливаються від 7,0 до 37,7 %, за середнім

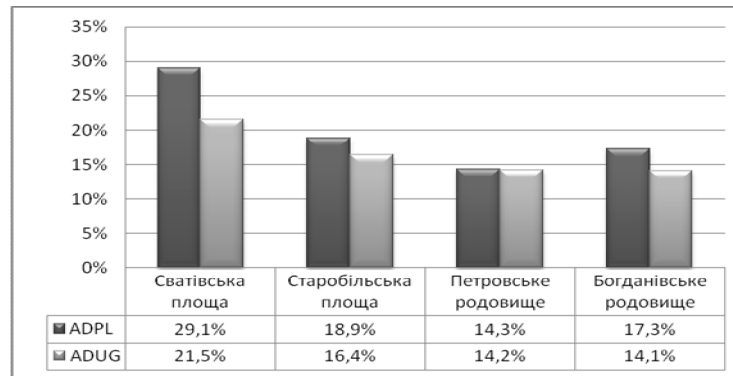


Рисунок 3.18 – Діаграма $A_{пл.}^d$ та $A_{в.п.}^d$ пласта k_2^H для площ Старобільського вугленосного району

значенням ($A_{в.п.сер}^d=16,4\%$) вугілля відноситься до високозольного. Зольність вугільних пачок на Петровському родовищі коливається в межах 4,7 – 39,1 %, при середньому значенні 14,2 %, що характеризує вугілля як середньозольне. На площі Богданівського родовища показники варіюють від 1,0 до 40,7 %, за середнього значення показника 14,1 % вугілля є середньозольним. У середньому зольність вугільних пачок пласта k_2^H становить близько 16,6 %, стандартне відхилення – 6,8 %, змінюється для окремих свердловин у межах 1,0 – 40,7 %. Середні значення для площ поширення пласта варіюють від 14,1 до 21,5 % (рис. 3.18) [82, 126, 128, 131 – 133].

За групами зольності вугілля пласта k_2^H на Сватівській площі відноситься на 36,9 % до високо-, на 33,9 % – до середньо- та на 29,2 % – до підвищенозольного вугілля. На Старобільській площі на 58,4 % до середньо-, на 27,0 % – до високо-, на 12,4 % – до підвищено- та на 2,2 % – до малозольного вугілля. Петровське родовище характеризується високою часткою середньозольного вугілля – 68,1 %, високозольне займає 20,4 %, підвищенозольне – 6,1 % та малозольне 5,4 %. Вугілля Богданівського родовища на 54,5 % середньо-, на 24,3 % – високо-, на 14,0 – мало-, на 7,2 % – підвищенозольне (рис. 3.19). В цілому вугілля Старобільського вугленосного району відноситься на 57 % до середньо-, на 24 % – до зольного, на 11 % – до мало- та на 8 % – до підвищенозольного вугілля (рис. 3.20) [82, 126, 128, 131 – 133].

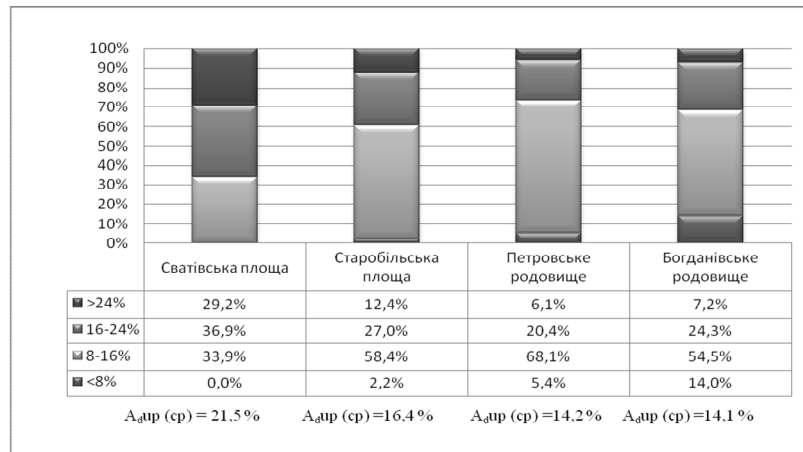


Рисунок 3.19 – Діаграма розподілення зольності вугільних пачок пласта k_2^H за групами зольності для площ Старобільського вугленосного району

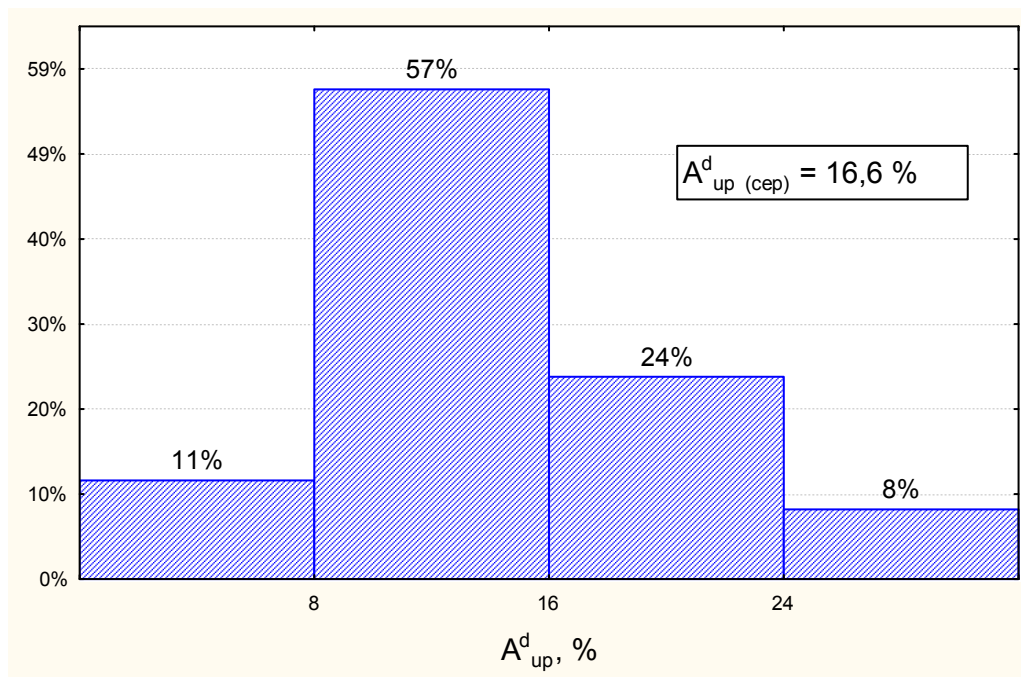


Рисунок 3.20 – Діаграма розподілення зольності вугільних пачок пласта k_2^H за групами зольності

Склад золи варіює у дуже широкому діапазоні і в значній мірі залежить від кількості золи. Тип золи вугілля визначається за вмістом певних оксидів. Мінеральні домішки складаються на 36,3 % з сульфідів заліза, 27,8 % глинистих мінералів, на 19,4 % з кварцу та на 16,5 % з карбонатів.

У складі золи вугілля Сватівської площі переважають наступні оксиди (%): SiO_2 (28,8), Fe_2O_3 (25,2), Al_2O_3 (14,5), SO_3 (13,3), CaO (12,0), MgO (1,9),

TiO₂ (0,4), P₂O₅ (0,2). Вміст Na₂O в середньому складає 2,5 %, K₂O – 1,2 % (табл. 3.5). Вугілля Старобільської площі характеризується наступним хімічним складом золи (%): Fe₂O₃ (27,8), SiO₂ (25,6), SO₃ (16,2), CaO (13,6), Al₂O₃ (11,1), MgO (1,7), TiO₂ (0,3), P₂O₅ (0,2). Вміст Na₂O в середньому складає 2,3 %, K₂O – 1,2 %. У складі золи вугілля Петровського родовища переважають наступні оксиди (%): SiO₂ (33,3 %), Fe₂O₃ (23,8 %), Al₂O₃ (14,2 %), SO₃ (11,9 %), CaO (9,9 %), MgO (1,9 %), TiO₂ (0,5), P₂O₅ (0,2). Вміст Na₂O в середньому складає 2,9 %, K₂O – 1,4 %. У складі золи вугілля Богданівського родовища переважають наступні оксиди (%): SiO₂ (42,7), Fe₂O₃ (13,0 %), CaO (12,9 %), Al₂O₃ (12,4 %), SO₃ (11,2 %), MgO (1,8 %), TiO₂ (0,5), P₂O₅ (0,3). Вміст Na₂O в середньому складає 4,3 %, K₂O – 0,9 %. Хімічний склад золи вугілля пласта має наступний вигляд (%): SiO₂ (32,6), Fe₂O₃ (22,5), Al₂O₃ (13,1), CaO (12,1), SO₃ (13,1), MgO (1,8), TiO₂ (0,4), P₂O₅ (0,2). Вміст Na₂O становить 3,0 %, K₂O – 1,2 % (рис. 3.21) [82, 126, 128, 131 – 133].

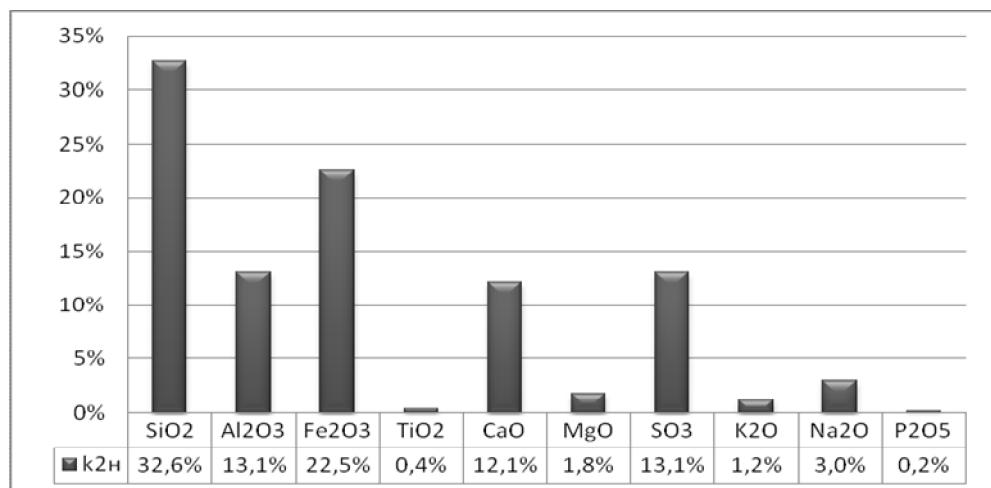


Рисунок 3.21 – Хімічний склад золи вугілля пласта k₂^H

Розрахункові модулі золи для вугілля Сватівської площі мають наступні значення: А (2,00), В (0,51), С (7,61), D (0,68), М (1,26), N (-0,28), G (0,74) S (0,76) К (9,02) (табл. 3.6). Для Старобільської площі: А (2,72), В (0,47), С (10,81), D (0,56), М (1,04), N (-0,30), G (0,50) S (0,70) К (12,92). Для Петровського родовища: А (2,77), В (0,45), С (8,13), D (0,46), М (1,66), N (-0,33),

Таблиця 3.5 – Хімічний склад та типізація золи вугілля пласта k₂^H

Оксиди, %	Сватівська площа	Старобільська площа	Петровське родовище	Богданівське родовище	Середнє по пласту
SiO ₂	28,8	25,6	33,3	42,7	32,6
Al ₂ O ₃	14,5	11,1	14,2	12,4	13,1
Fe ₂ O ₃	25,2	27,8	23,8	13,0	22,5
TiO ₂	0,4	0,3	0,5	0,5	0,4
CaO	12,0	13,6	9,9	12,9	12,1
MgO	1,9	1,7	1,9	1,8	1,8
SO ₃	13,3	16,2	11,9	11,2	13,1
K ₂ O	1,2	1,2	1,4	0,9	1,2
Na ₂ O	2,5	2,3	2,9	4,3	3,0
P ₂ O ₅	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2
за В.Р. Клером [66]	залізистий	залізистий	залізистий	кременистий	залізистий
за Н.П. Очкур [106]	власне залізистий	власне залізистий	залізистий	кременистий	залізистий
за М.О. Добро- горським [36]	лужно- карбонатно- алюмосилікатний залізистий	карбонатно- силікатний залізистий	лужно- карбонатно- силікатний середньо залізистий	лужно- карбонатно- силікатний низько залізистий	лужно- карбонатно- силікатний середньо залізистий

G (0,77) S (0,95) K (9,65). Для Богданівського родовища: A (7,81), B (0,33), C (9,31), D (1,39), M (2,56), N (0,05), G (0,16) S (2,59) K (11,04). Для району в цілому значення модулів: A (3,83), B (0,44), C (8,97), D (0,77), M (1,63), N (-0,22), G (0,79), S (1,25), K (10,63) [82, 126, 128, 131, 132].

За середнім складом зола вугілля відноситься до залізистого типу за класифікацією В.Р. Клера [65, 66] та Н.П. Очкур [106] та до лужно-карбонатно-силікатного середньо залізистого за класифікацією М.О. Доброгорського [36] (табл. 3.5). Для площ району зола вугілля Сватівської та Старобільської площ за класифікацією В.Р. Клера та Н.П. Очкур відноситься до залізистого та власне залізистого типу відповідно, Петровського родовища – до залізистого типу за обома класифікаціями. Зола вугілля пласта k_2^H Богданівського родовища відноситься до кременистого типу за обома класифікаціями. За класифікацією М.О. Доброгорського зола вугілля Сватівської площі відноситься до лужно-карбонатно-алюмосилікатного залізистого типу, Старобільської площі – до карбонатно-силікатного залізистого типу, Петровського та Богданівського родовищ – до лужно-карбонатно-силікатного середньо залізистого та низько залізистого типів відповідно.

Температура плавлення золи вугілля (t_3) для Сватівської площі в середньому становить 1295 °С, для Старобільської – 1150 °С, для Петровського родовища 1210 °С та для Богданівського родовища – 1195 °С. Згідно з класифікацією за середніми значеннями зола вугілля Старобільської площі та Богданівського родовища відноситься до легкоплавкої, а зола вугілля Сватівської площі та Петровського родовища – до середньоплавкої [128].

Сірчистість (S_t^d , %) для Сватівської площі змінюється від 0,7 до 9,1 %, у середньому 4,1 % (рис. 3.22). Вугілля здебільшого високосірчисте (87,4 %), на сірчисте приходить 11,1 %, на середньосірчисте – 1,5 % (рис. 3.23). У видовому складі переважає сульфідна сірка, складає 2,65 % (64,6 % від S_t^d), органічна складає 1,41 % (34,5 % від S_t^d) та сульфатна сірка становить 0,04 %

Таблиця 3.6 – Модулі золи вугілля пласта k₂^н

Модулі золи вугілля	Сватівська площа	Старобільська площа	Петровське родовище	Богданівське родовище	В цілому по пласту
A (SiO ₂ /Al ₂ O ₃)	2,00	2,72	2,77	7,81	3,83
B (Al ₂ O ₃ /SiO ₂)	0,51	0,47	0,45	0,33	0,44
C (CaO/MgO)	7,61	10,81	8,13	9,31	8,97
D (CaO/Fe ₂ O ₃)	0,68	0,56	0,46	1,39	0,77
M (Al ₂ O ₃ +SiO ₂)/(CaO+MgO+Fe ₂ O ₃)	1,26	1,04	1,66	2,56	1,63
N(CaO+MgO – Fe ₂ O ₃)/(CaO+MgO+Fe ₂ O ₃)	-0,28	-0,30	-0,33	0,05	-0,22
G (Al ₂ O ₃ / Fe ₂ O ₃)	0,74	0,50	0,77	1,16	0,79
S (SiO ₂ /Al ₂ O ₃ +Fe ₂ O ₃)	0,76	0,70	0,95	2,59	1,25
K (Ca/Mg)	9,02	12,82	9,65	11,04	10,63

(0,9 % від S_t^d) (рис. 3.24). Сірчистість вугілля пласта на Старобільській площі коливається від 0,5 до 8,2 %, у середньому 3,6 %.

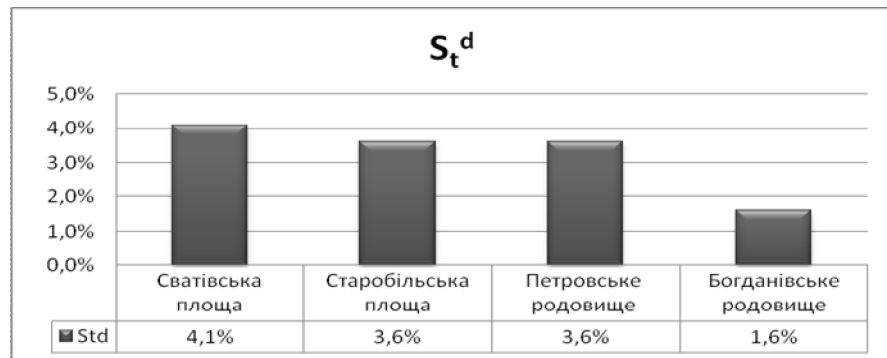


Рисунок 3.22– Діаграма середнього вмісту сірки у вугіллі пласта k_2^H для площ Старобільського вугленосного району

Частка групи високосірчистого вугілля – 62,7 %, сірчистого – 22,0 %, середньосірчистого – 13,6 % та малосірчистого – 1,7 %. Переважним різновидом сірки є сульфідна, що складає 2,28 % (63,3 % від S_t^d). Вміст органічної сірки 1,28 % (35,6 % від S_t^d). Сульфатна сірка становить близько 0,04 % (1,2 % від S_t^d). Сірчистість вугілля пласта на Петровському родовищі коливається від 1,0 до 12,1 %, в середньому 3,6 %. Переважає високосірчисте вугілля – 49,9 %. Частка сірчистого 42,0 %. Значно менше груп середньосірчистого (5,0 %) та малосірчистого (3,1 %). У видовому складі переважним різновидом сірки є сульфідна, кількість якої 1,95 % (54,1 % від S_t^d). Вміст органічної сірки 1,58 % (43,8 % від S_t^d). Сульфатна сірка становить 0,07 % (близько 2,0 % від S_t^d). Сірчистість вугілля пласта на Богданівському родовищі коливається від 0,2 до 11,0 %, складає у середньому 1,6 %. Найбільш поширене малосірчисте вугілля – близько 57,3 %. Частка середньо сірчистого 29,4 %. Група сірчистого складає 9,5 % та високосірчистого 3,8 %. Переважним різновидом сірки є сульфідна, у кількості 0,85 % (53,0 % від S_t^d). Вміст органічної сірки 0,72 % (44,7 % від S_t^d). Сульфатна сірка становить 0,04 % (близько 2,2 % від S_t^d) [82, 126, 128, 129, 131, 132].

У середньому сірчистість пласта становить 3,2 %, стандартне відхилення складає 1,4 %. Після аналізу розподілення сірки у вугіллі за групами сірчистості слід відмітити, що більше половини всього вугілля пласта (близько 51 %) відноситься до багатосірчистого вугілля.



Рисунок 3.23 – Діаграма розподілення сірки у вугіллі пласта k_2^H за групами сірчистості по площах Старобільського вугленосного району

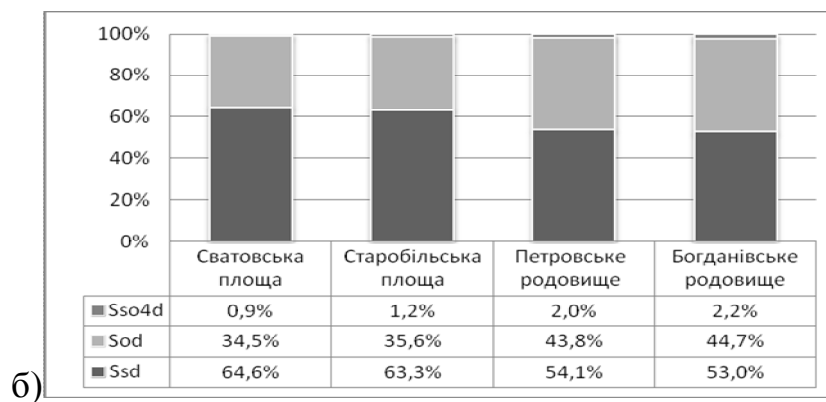
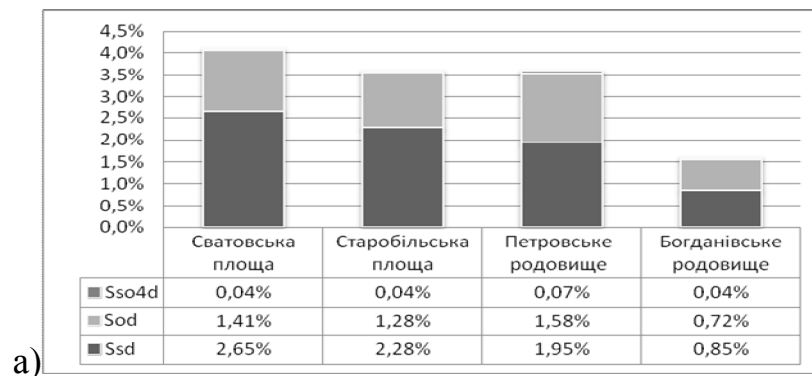


Рисунок 3.24 – Діаграма середнього вмісту сірки за видами у вугіллі пласта k_2^H для площ Старобільського вугленосного району:

а) відсотковий вміст у вугіллі, б) приведенний до 100 відсотків

Сірчисте вугілля складає 21,2 %, середньосірчисте – 12,4 %, а малосірчисте – 15,5 % (рис. 3.25) [128]. На рис. 3.26 представлені діаграми частотного розподілу сірки у вугіллі пласта для площ.

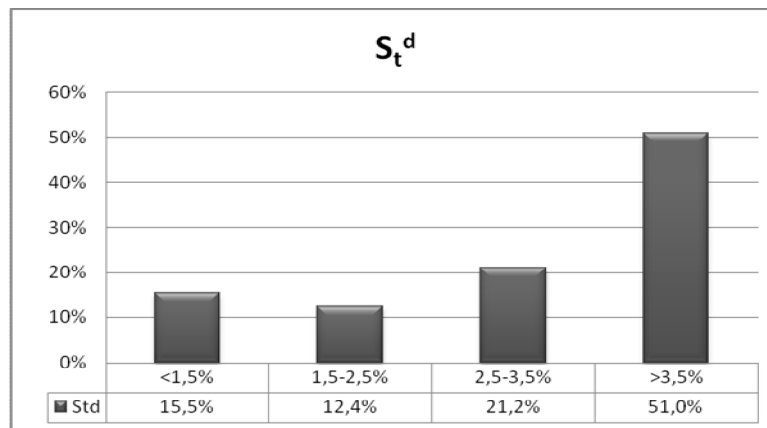


Рисунок 3.25 – Діаграма розподілу сірки у вугіллі пласта k_2^H за групами сірчистості

Розподілення сірки у вугіллі пласта k_2^H за групами сірчистості для площ характеризується деякими особливостями: відсоткова кількість вугілля в групі поступово збільшується від групи малосірчистого до багатосірчистого для Сватівської та Старобільської площ та Петровського родовища, та зменшується для Богданівського родовища.

Аналіз частотного розподілення сірчистості вугілля пласта k_2^H надає можливість зробити наступні висновки:

- сірчистість вугілля пласта у межах території Богданівського родовища суттєво відрізняється від загальної по площі. Тут найпоширеніше вугілля з вмістом сірки 1 – 2 % та до 1 %;

- на Старобільській площі та Петровському родовищі найбільша кількість показників відповідає значенням 3 – 4 %, а на Сватівській – 4 – 5 %;

- загалом, кількість вугілля з вмістом сірки більше 3 % переважає на всій площі, окрім Богданівського родовища.

Аналіз розподілення сірки за видами у вугіллі пласта k_2^H дозволив зробити наступні висновки:

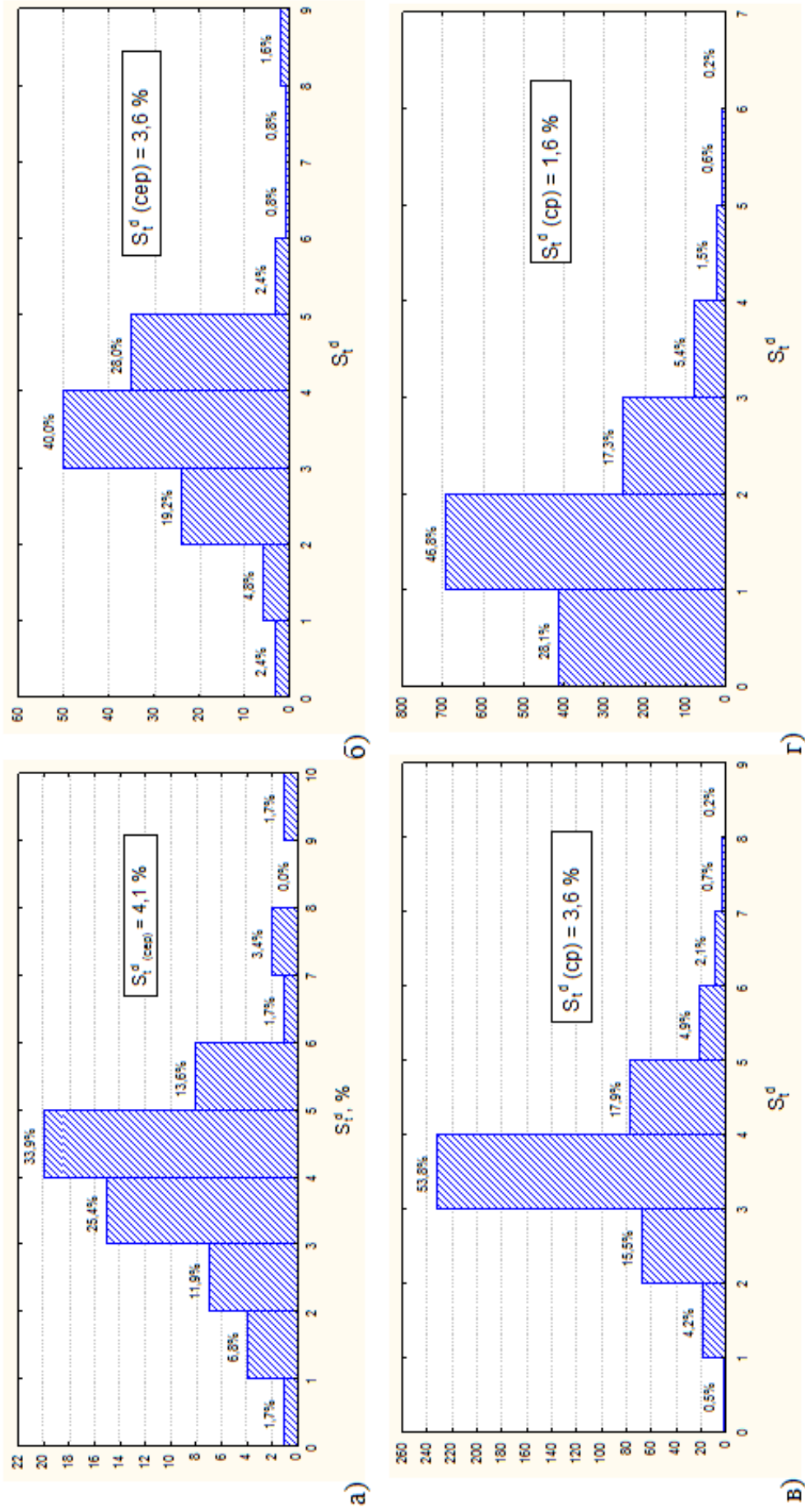


Рисунок 3.2.6 – Діаграми частотного розподілення сірчистості вугілля пласта k_2^H для площ Старобільського вугленосного району: а) Сватівська площа, б) Старобільська площа, в) Петровське родовище, г) Богданівське родовище

- найбільшу частину загальної сірки складає сульфідна. Її вміст збільшується від 53,0 % (Богданівське родовище) до 64,6 % (Сватівська площа);

- вміст органічної та сульфатної сірки відповідно зменшується у тому ж напрямку, що і сульфідної;

- характер зміни показників вмісту сульфідної сірки збігається з напрямком зміни сірки загальної – збільшується з північного сходу на південний захід. Слід відмітити також високий коефіцієнт кореляції між вмістом загальної сірки та сірки сульфідної – 0,89 [128, 129].

Показники виходу летких речовин (V^{daf} , %) вугілля пласта k_2^H на Сватівській площі варіюють у межах від 37,7 до 50,5 %, у середньому 44,0 % (табл. 3.3). Для Старобільської площі значення коливаються в інтервалі від 33,4 до 54,3 %, складаючи в середньому 45,2 % (табл. 3.3). Для Петровського родовища показники менш мінливі, коливаються від 42,0 до 48,0 %, складаючи в середньому 45,5 % (табл. 3.3). Найбільш мінливі показники на Богданівському родовищі, для окремих свердловин змінюються від 32,0 до 58,9 %, середнє становить 42,9 % (табл. 3.3). Для Старобільського вугленосного району середнє значення становить 44,4 % (табл. 3.4), стандартне відхилення становить 2,2 % [82, 126, 128, 129, 131, 132]. На рисунках 4.27 – 4.31 представлено діаграми частотного розподілення показників виходу летких речовин вугілля пласта k_2^H Старобільського вугленосного району.

На рис. 3.32 представлена діаграма середніх показників виходу летких речовин вугілля пласта k_2^H для площ Старобільського вугленосного району.

Аналіз частотного розподілення показників V^{daf} пояснює невеликий інтервал середніх показників: більша частина показників знаходиться в межах 40,0 – 46,0 %. Переважають значення в межах 42,0 – 44,0 %.

Більш детальне вивчення показників за окремими площами дозволяє зробити деякі висновки щодо характеру їх розподілення:

- вугілля з показниками V^{daf} до 38 % зустрічається рідко в поодиноких випадках та складає до 0,6 % вугілля всієї площі;

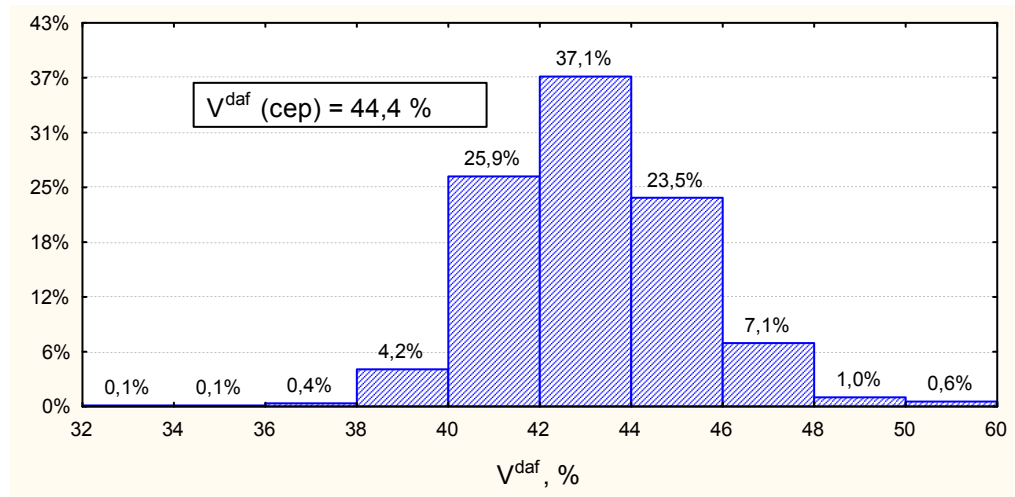


Рисунок 3.27 – Діаграма частотного розподілення показників V^{daf} вугілля пласта k_2^H для Старобільського вугленосного району

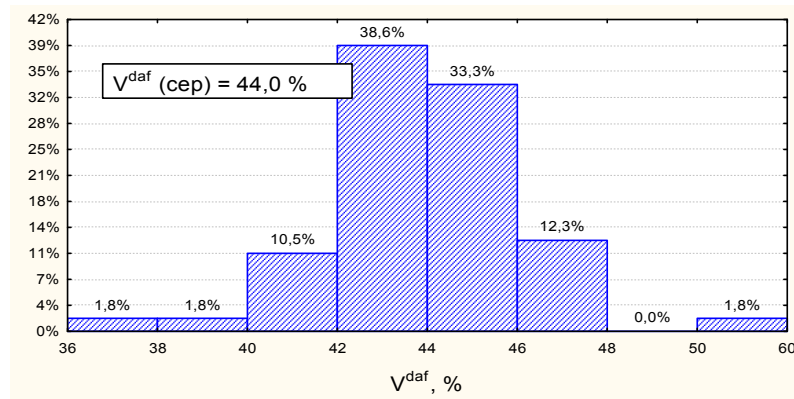


Рисунок 3.28 – Діаграма частотного розподілення показників V^{daf} вугілля пласта k_2^H на Сватівській площі

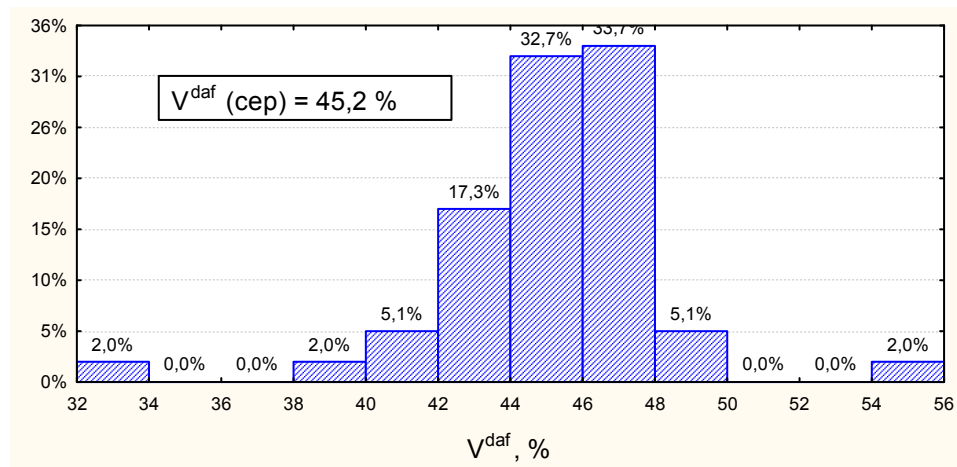


Рисунок 3.29 – Діаграма частотного розподілення показників V^{daf} вугілля пласта k_2^H на Старобільській площі

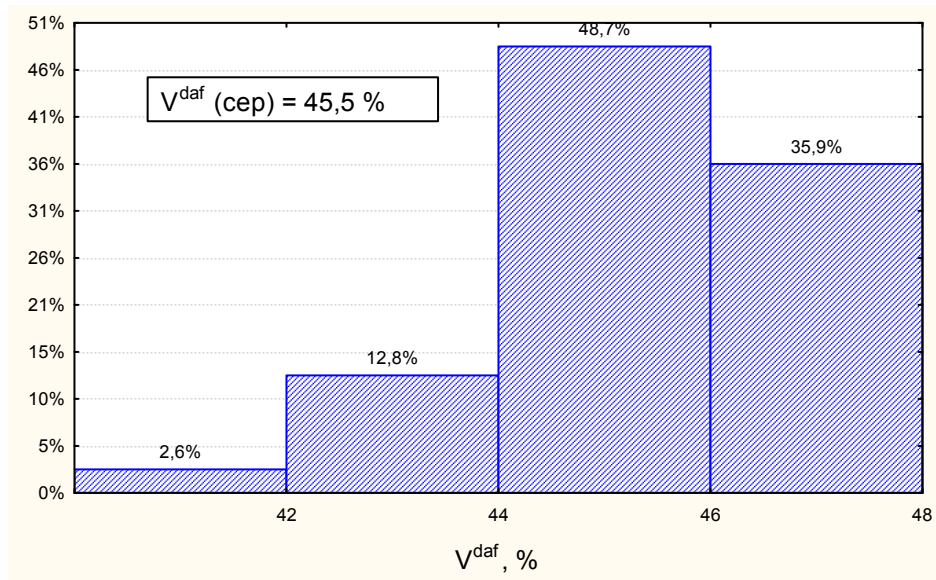


Рисунок 3.30 – Діаграма частотного розподілення показників V^{daf} вугілля пласта k_2^H на Петровському родовищі

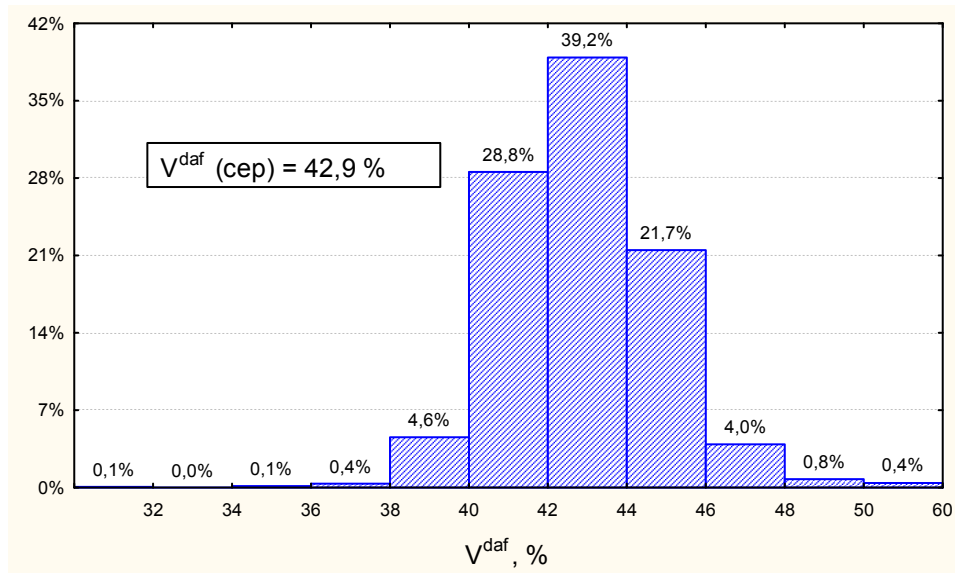


Рисунок 3.31 – Діаграма частотного розподілення показників V^{daf} вугілля пласта k_2^H на Богданівському родовищі

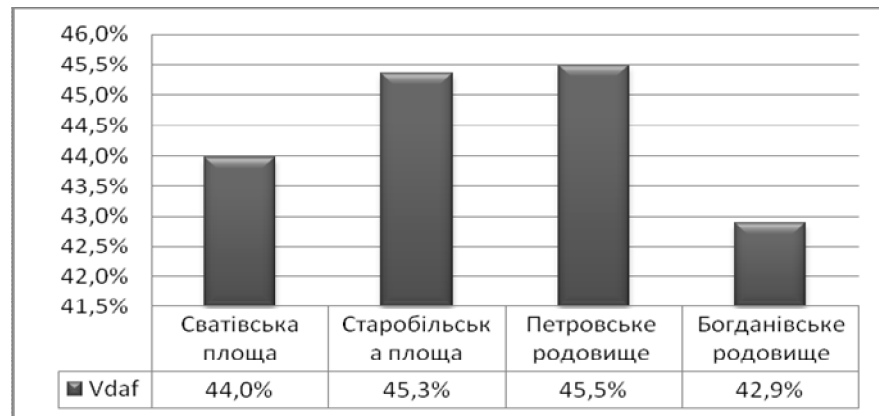


Рисунок 3.32 – Діаграма середніх показників V^{daf} вугілля пласта k_2^H для площ Старобільського вугленосного району

- вугілля з показниками в інтервалі 38 – 40 % складає 4,2 %;
- вугілля з показниками V^{daf} від 40 до 42 % складає доволі значну частину від загальної кількості вугілля площі (25,9 %) та характеризується переважним розповсюдженням на площі Богданівського родовища у кількості 28,8 % від запасів вугілля родовища, та в значно меншій кількості на Сватівській та Старобільській площах (10,5 та 5,1 % відповідно);
- вугілля з показниками V^{daf} в інтервалі 42 – 44 % значно переважає на території Богданівського родовища (39,1 %) та Сватівської площі (38,6 %), кількість його значно зменшується у південному напрямку, у бік Петровського родовища, та південно-західному, на Старобільській площі, там воно складає невелику частку (12,8 та 17,3 % відповідно). Загалом складає 37,1 % від вугілля всієї площі;
- вугілля з показниками виходу летких речовин в інтервалі 44 – 46 % складає 23,5 % усіх запасів. Такі показники характерні для значної кількості вугілля для кожної з площ. Переважаючим воно є для Петровського родовища та Старобільської площі, дещо менше на Сватівській площі та на території Богданівського родовища його менше ніж на іншій площі регіону;
- вугілля з показниками виходу летких речовин в інтервалі 46 – 48 % займає одне з провідних місць у центральній частині Старобільського вугленосного району, на території Петровського родовища та Старобільської

площі (35,9 та 33,7 % відповідно), але на північний схід (Богданівське родовище) та в західному напрямку (Сватівська площа) його кількість значно зменшується та становить лише 4,0 та 12,3 % відповідно. Загалом складає 7,1 % від вугілля всієї площі;

– вугілля з показниками виходу летких речовин більше 48 % займає невелику частку (близько 1,6 %).

Слід відмітити також, що найбільшою мінливістю показників виходу летких речовин характеризується вугілля Богданівського родовища, а найменшою – вугілля Петровського родовища.

Вища питома теплота згоряння вугілля пласта (Q_s^{daf} , МДж/кг) Сватівської площі змінюється від 23,8 до 31,0 МДж/кг, і складає в середньому 27,5 МДж/кг. Нижча питома теплота згоряння (Q_i^r , МДж/кг) коливається в межах 19,9 – 24,6 МДж/кг, за середнього 21,5 МДж/кг. Теплотворний еквівалент (Э) складає 0,76 [126]. Q_s^{daf} вугілля пласта на Старобільській площі коливається від 26,9 до 33,1 МДж/кг, у середньому 31,6 МДж/кг, Q_i^r коливається від 18,9 до 24,5 МДж/кг, середнє 22,4 МДж/кг, Э = 0,77 [132]. Q_s^{daf} вугілля Петровського родовища коливається від 26,6 до 30,2 МДж/кг, у середньому 28,3 МДж/кг, Q_i^r коливається від 22,2 до 25,2 МДж/кг, середнє 23,8 МДж/кг, Э = 0,81 [82]. Q_s^{daf} вугілля Богданівського родовища коливається від 23,6 до 34,0 МДж/кг, у середньому 31,1 МДж/кг, Q_i^r змінюється від 16,2 до 25,7 МДж/кг, середнє значення 21,0 МДж/кг, Э = 0,75 [131]. У середньому для пласта Q_s^{daf} – 29,6 МДж/кг, стандартне відхилення – 0,9 МДж/кг. Q_i^r характеризується середнім показником 22,2 МДж/кг, стандартне відхилення – 1,7 МДж/кг, Э = 0,76. Найбільш мінливі показники на площі Богданівського родовища. Найбільш сталі – на площі Петровського родовища [128].

Елементний склад. Вміст вуглецю (C^{daf} , %) за пластоперетинами на Сватівській площі коливається від 72,0 до 77,4 % і складає в середньому 74,8 % (табл. 3.7, рис. 3.33, 3.34). Вміст водню (H^{daf} , %) змінюється від 4,7 до 5,5 %, при середньому 5,2 %. Сума азоту та кисню ($(N+O)^{daf}$, %) змінюється за площею поширення пласта від 13,6 до 18,1 %, при середньому – 15,3 %.

Вміст сірки (S^{daf} , %) змінюється від 2,0 до 6,7 %, середнє значення 4,7 % [126]. В елементному складі вугілля Старобільської площі середній вміст вуглецю сягає 75,9 %, при коливанні 68,6 – 82,8 %. Вміст водню змінюється від 3,6 до 6,8 %, у середньому 5,3 %. Сума азоту та кисню по площі пласта варіює від 7,5 до 23,2 %, у середньому 14,2 %. Вміст сірки змінюється від 1,7 до 7,9 %, середнє 4,6 % [132]. В елементному складі вугілля Петровського родовища середній вміст вуглецю складає 76,4 %, при коливанні 75,3 – 77,9 %. Вміст водню змінюється від 4,4 до 5,8 %, у середньому 5,2 %. Кількість кисню та азоту варіює від 12,8 до 15,8 %, у середньому дорівнює 14,6 %. Вміст сірки змінюється від 3,0 до 5,9 %, середнє значення 3,8 % [82]. В елементному складі вугілля Богданівського родовища середній вміст вуглецю складає 75,8 %. Вміст водню (H^{daf} , %) коливається від 3,8 до 5,9 %, у середньому становить 5,1 %. Кількість кисню та азоту варіює від 14,2 до 20,5 %, у середньому дорівнює 16,8 %. Вміст сірки змінюється від 1,2 до 4,2 %, середнє значення становить 2,3 % [131]. Для району середні значення елементного складу вугілля пласта k_2^H становлять (%): C^{daf} – 75,5 (стандартне відхилення 2,2 %), H^{daf} – 5,2 (стандартне відхилення 0,4 %), $(N+O)^{\text{daf}}$ – 15,2 (стандартне відхилення 2,4 %), S^{daf} – 4,1 (стандартне відхилення 1,6 %) (рис. 3.33) [128].

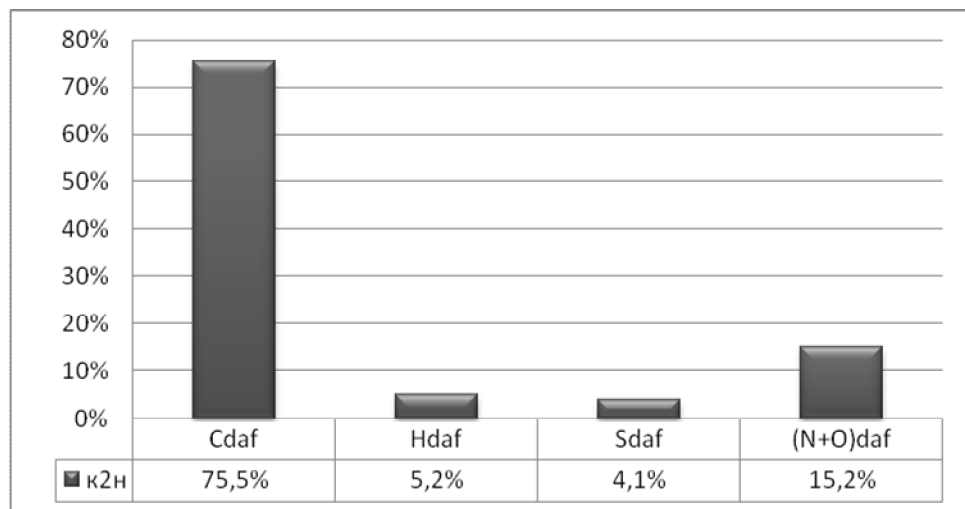
В атомарних відсотках склад органічної речовини виглядіє наступним чином: $C_{\text{ат}}$ – 51 %, $H_{\text{ат}}$ – 41,5 %, $O_{\text{ат}}$ – 7,5 %. Атомарний склад також можна виразити емпіричними формулами: $C_{100}H_{81,6}O_{14,7}$, $C_{123,2}H_{100}O_{18,9}$, $C_{6,93}H_{5,66}O$. Відношення $H/C = 0,82$, $O/H = 0,17$.

3.1.3 Пласти світи C_2^6

В світі C_2^6 в різних свердловинах зустрічаються до 13 пластів вугілля з робочою потужністю, але лише деякі з них мають стійке поширення: в Ново-Астраханському районі пласти l_5 і l_8 , в Ковсугському – l_7 . Інші пласти мають непостійну будову та невитримане розповсюдження.

Таблиця 3.7 – Елементний склад вугілля пласта k_2^H

Елемент- ний склад, % від-до середнє	Сватівська площа	Старобільська площа	Петровське родовище	Богданів- ське родовище	Серед- нє по пласту
C^{daf}	<u>72,0-77,4</u> 74,8	<u>68,6-82,8</u> 75,9	<u>75,3-77,9</u> 76,4	<u>61,6-79,9</u> 75,8	75,5
H^{daf}	<u>4,7-5,5</u> 5,2	<u>3,6-6,8</u> 5,3	<u>4,4-5,8</u> 5,2	<u>3,8-5,9</u> 5,1	5,2
S^{daf}	<u>2,0-6,7</u> 4,7	<u>1,7-7,9</u> 4,6	<u>3,0-5,9</u> 3,8	<u>1,2-4,2</u> 2,3	4,1
$(N+O)^{daf}$	<u>13,6-18,1</u> 15,3	<u>7,5-23,2</u> 14,2	<u>12,8-15,8</u> 14,6	<u>14,2-20,5</u> 16,8	15,2
$C_{ат}$	<u>48,2-52,8</u> 50,4	<u>47,8-55,1</u> 51,1	<u>49,0-54,7</u> 51,2	<u>48,9-54,2</u> 51,3	51,0
$H_{ат}$	<u>39,5-43,2</u> 41,9	<u>33,3-45,3</u> 41,8	<u>37,3-44,3</u> 41,5	<u>38,3-43,5</u> 40,9	41,5
$O_{ат}$	<u>6,9-8,9</u> 7,7	<u>3,5-13,5</u> 7,2	<u>6,7-8,3</u> 7,3	<u>6,4-9,3</u> 7,8	7,5
$(H/C)_{ат}$	<u>0,7-0,9</u> 0,8	<u>0,6-0,9</u> 0,8	<u>0,7-0,9</u> 0,8	<u>0,7-0,9</u> 0,8	0,8

Рисунок 3.33 – Типовий елементний склад вугілля пласта k_2^H

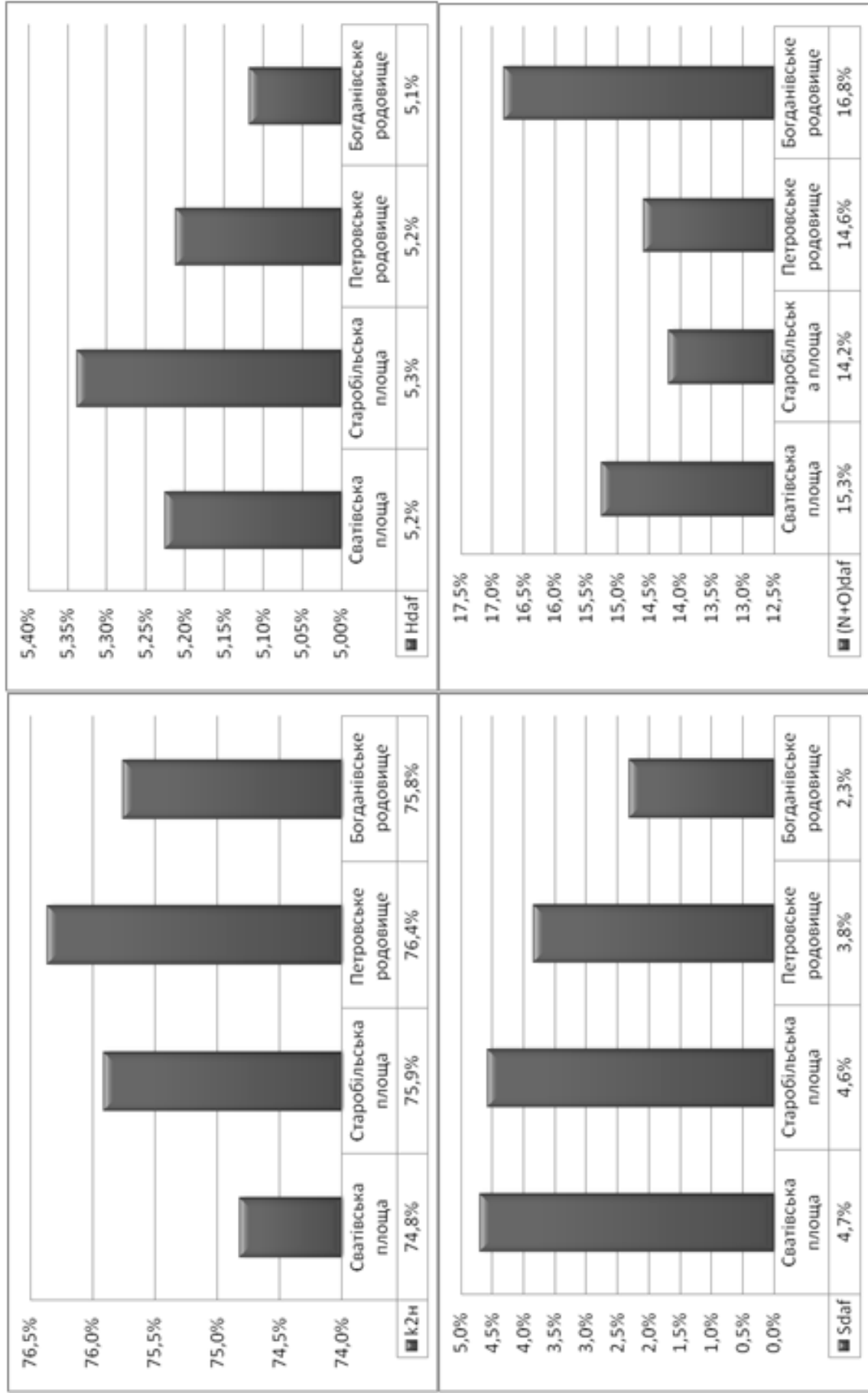


Рисунок 3.34 – Типовий елементний склад вугілля пласта k_2^H для площ Старобільського вугленосного району

На заході Старобільської площі три пласти мають значення допоміжних l_1 , l_2 , l_4 , а на сході лише у деяких пластів зафіксовані поодинокі робочі потужності. Найбільший інтерес представляють пласти l_7 , l_6^B , l_4 , які хоча і поширені на обмеженій території (лише на Старобільській площі), але характеризуються витриманою робочою потужністю.

Пласт l_7 залягає на глибині від 299,4 до 872,8 м. Має обмежене розповсюдження. Залягає з робочою потужністю в основному в північній та східній частинах Старобільської площі та на ділянках Петровського родовища, що межують зі Старобільською площею (Петровська № 1, 2, 3). Таким чином, вивчення характеру змін показників цього пласта надало можливість виявити латеральні закономірності у центральній частині Старобільського району та стало ланкою для визначення стратиграфічних закономірностей за розрізом. Будова пласта від простої на заході стає складною на сході, з одним – двома породними прошарками, що представлені аргілітами та аргілітами вуглистими. Потужність прошарків 0,05 – 0,36 м. Потужність пласта 0,9 – 1,0 м витримана майже на всій площі розповсюдження пласта. На північному сході пласт зберігає стійку потужність 1,0 – 1,2 м. До південного заходу потужність збільшується до 1,25 – 1,4 м і ускладнюється будова пласта. У південно-східній частині потужність знижується до 0,7 – 0,8 м. В центральній частині ділянки Петровська № 2 з заходу на схід проходить смуга заміщення пласта пісковиком площею 18,2 км². У частині ділянки, що примикає до зони заміщення пласта його потужність змінюється від 0,6 до 0,7 м. Вздовж східної частини площі поширення пласта, в зоні площею 17,8 км², за рахунок збільшення породних прошарків розрахункова зола підвищується до 35 – 45 % при середній потужності пласта 1,13 м. Північна межа ділянки проходить по виходу пласта під відклади крейди. Покрівля пласта представлена аргілітами, підосва – аргілітами, алевролітами, пісковиками. За потужністю пласт невитриманий та відносно витриманий [82, 125, 132]. Загальний коефіцієнт вугленості змінюється в межах від 0,98 до 2,8, у середньому складає 2,14, робочий змінюється в інтервалі 0,49 – 1,93, у середньому – 1,34.

За зовнішнім виглядом пласт складений тусклим напівблискучим вугіллям, густотонкосмугастим, шаруватим, з лінзами фюзену за нашаруванням. Вугілля тріщинувате, порожнини тріщин виповнені кальцитом, іноді піритом. Тріщини усихання добре виражені.

За мікроструктурою вугілля пласта дюрено-кларенове (67 %) та кларенове (33 %). Основна маса атритова, має колір від жовто-бурого до коричневого та чорного, інколи з жовтими та помаранчевими відтінками. Геліфіковані компоненти складаються із стеблових тканин, що представлені перидермою ботродендронів. Залягають у формі лінз та смуг неоднорідної структури, подекуди з добре вираженою клітинною будовою. Порожнини клітин частіше більш темного кольору, ніж стінки. Орієнтовані вони переважно вздовж нашарування, іноді залягають під кутом. Широкі смуги вітрену чергуються з гетерогенними ділянками. У прохідному світлі колір геліфікованих фрагментів змінюється від червоного до коричнювато-червоного та помаранчевого.

Мікрокомпоненти групи інертиніту переважають над мікрокомпонентами групи ліптиніту. Представлені фюзинитом та семіфюзенітом, що залягають у формі лінз, частіше мають клітинну будову та характеризуються різним ступенем фюзенізації навіть у межах однієї структурної форми. Фюзенізовані компоненти в основному зосереджені в середній частині пласта.

У групі ліптиніту вміст спориніту переважає над вмістом кутиніту. Мікрокомпоненти спориніту мають різноманітний склад: тонкостінні мегаспори, стробіли, що розпалися, поодинокі товстостінні мегаспори, з скульптурними виростами, вміст мікроспорангіїв. Кутиніт представлений рештками тонкостінних та товстостінних кутикул. Колір їх світло-жовтий, подекуди з помаранчевим відтінком. Подекуди спостерігаються тіла невідомої природи, жовтого, помаранчево-жовтого кольору, що характеризуються округлою формою та невеликими розмірами.

Для вугілля пласта характерна піритна мінералізація. Пірит розвинений як в основній масі, так і в структурному вітрені. Спостерігаються доволі ви-

тримані прошарки піриту. Подекуди відмічені частково піритизовані спори та кутикула [82, 132].

У петрографічному складі пласта I_7 , що залягає на Старобільській площі мацеральна група вітриніту складає в середньому 77,8 % (70,5 – 83,0 %), семівітриніту – 0,5 % (0,1 – 2,0 %). Кількість мацералів груп інертиніту 12,3 % (9,0 – 16,5 %), а ліптиніту – 9,4 % (7,0 – 12,0 %) (рис. 3.35). Сума пісних компонентів дорівнює 12,6 % [132]. У петрографічному складі пласта I_7 , що залягає на площі Петровського родовища, мацеральна група вітриніту складає в середньому 77,4 % (77,0 – 80,0 %), семівітриніту близько 0,7 % (0,1 – 1,0 %). Кількість мацералів груп інертиніту 12,9 % (12,0 – 14,0 %), а ліптиніту – 9,0 % (6,0 – 10,0 %) (рис. 3.35). Сума пісних компонентів дорівнює 13,4 % [82]. У середньому мацеральна група вітриніту становить 77,6 % (рис. 3.36), стандартне відхилення – 4,3 %. Вміст групи семівітриніту в середньому – 0,6 %, стандартне відхилення – близько 0,9 %. Кількість мацералів групи інертиніту в середньому 12,6 %, стандартне відхилення – 2,8 %. Найбільше в цій групі міститься субмацералів фюзиніту (6,2 %), на другому місці – макриніт (4,0 %), семіфюзиніту – 2,4 %. Середній вміст мацералів групи ліптиніту 9,2 %, стандартне відхилення – 2,6 %. Сума пісних компонентів у середньому дорівнює 13,0 %. За методикою І.В. Єрьоміна вугілля пласта відноситься до слабовідновленої групи [46]. З урахуванням петрографічних властивостей вугілля належить до середньо відновленої та відновленої групи.

За петрографічним складом вугілля пласта відноситься до класу гелітолітів, представлене ліпоідо-фюзиніто-гелітовим (76,5 %), ліпоідо-фюзиніто-гелітовим (17,6 %) та фюзиніто-гелітовим (5,9 %) типами (рис. 3.37, 3.38).

Показник відбиття вітриніту (R_o , %) для вугілля Старобільської площі коливається в межах 0,43 – 0,50 %, у середньому – 0,47 % [132]. За значеннями цього показника вугілля належить до 03 класу метаморфізму і знаходиться на 0₃ стадії метаморфізму [150]. Для Петровського родовища в середньому складає 0,46 % при коливанні в межах 0,43 – 0,47 % [82]. Вугілля належить до 03 класу метаморфізму і знаходиться на 0₃ стадії метаморфізму [150].

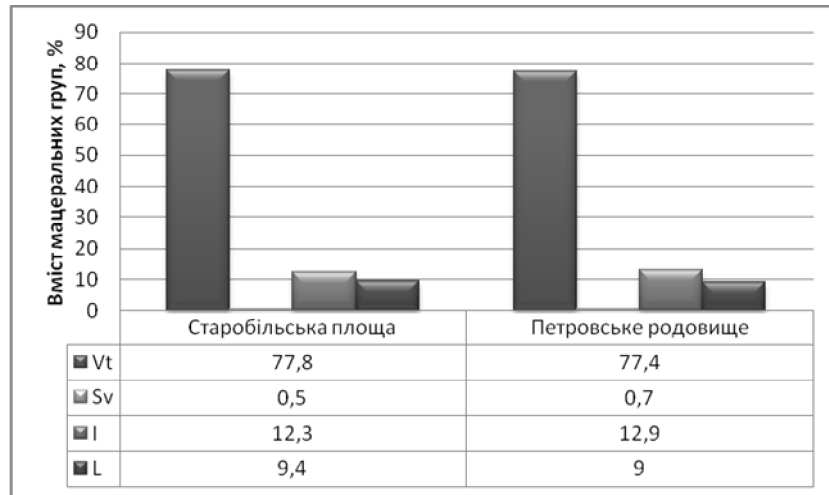


Рисунок 3.35 – Типовий петрографічний склад вугілля пласта I₇ за площами Старобільського вугленосного району

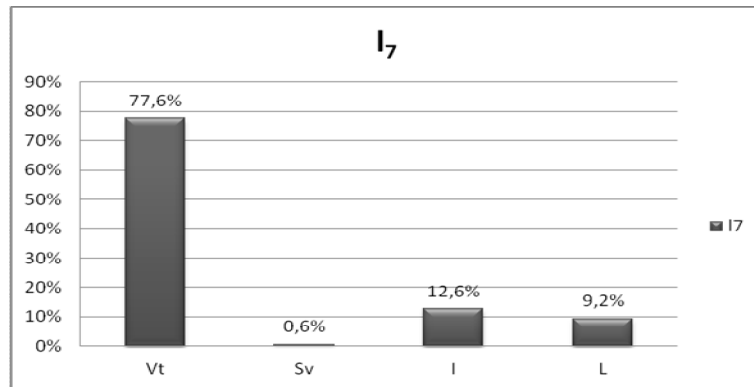


Рисунок 3.36 – Типовий петрографічний склад вугілля пласта I₇

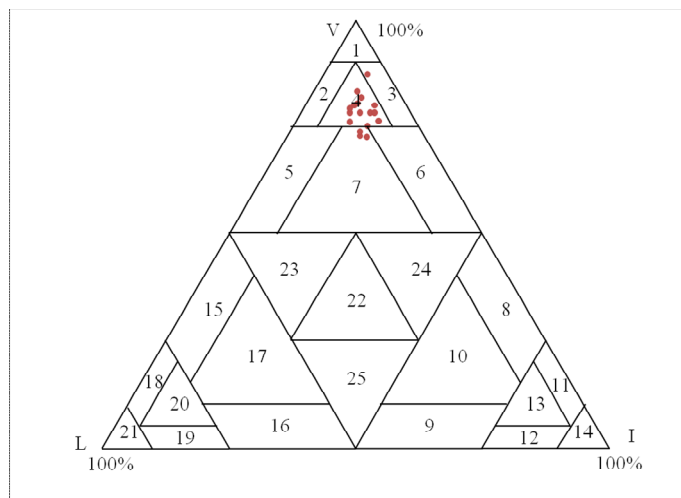


Рисунок 3.37 – Петрографічний склад вугілля пласта I₇ Старобільського вугленосного району (умовні позначення на рис. 3.2)

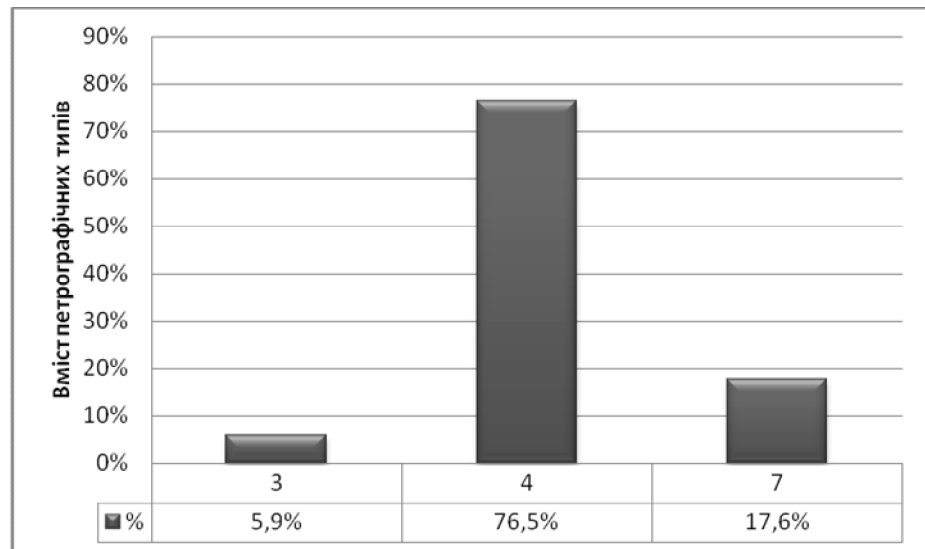


Рисунок 3.38 – Петрографічні типи вугілля пласта l_7 Старобільського вугленосного району (умовні позначення на рис. 3.2)

У середньому для пласта показник відбиття вітриніту становить 0,47 %. За значеннями цього показника вугілля належить до 03 класу метаморфізму і знаходиться на 0₃ стадії метаморфізму [150].

Волога робоча (W_t^r , %) на Старобільській площі коливається в межах 9,7 – 25,3 %, середнє значення – 14,1 % (табл. 3.3, рис. 3.39).

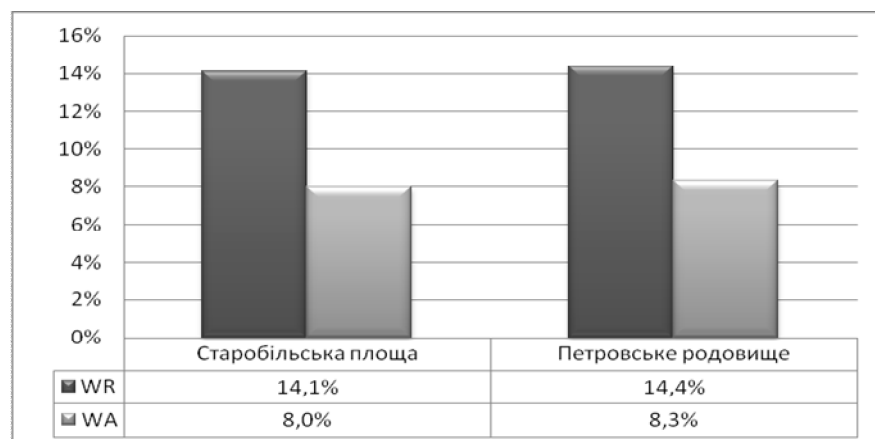


Рисунок 3.39 – Діаграма середніх показників вологи робочої (W_t^r) та вологи аналітичної (W^a) пласта l_7 по площах Старобільського району

Волога аналітична (W^a , %) змінюється від 4,3 до 18,4 %, у середньому становить 8,0 % [132]. W_t^r для пласта на Петровському родовищі коливається

в межах 11,3 – 21,6 %, середнє значення – 14,4 % (табл. 3.3). W^a змінюється від 5,2 до 15,3 %, і в середньому становить 8,3 % (табл. 3.3) [82]. У середньому для району W_t^r складає 14,3 %, стандартне відхилення становить 3,6 %. W^a в середньому – 8,2 % (табл. 3.4), стандартне відхилення – 3,4 % [128].

Зольність з урахуванням засмічення ($A_{пл.}^d$, %) на Старобільській площі, при коливанні від 7,2 до 28,2 % у середньому становить 13,9 % (табл. 3.3). Зольність вугільних пачок ($A_{в.п.}^d$, %) коливається від 7,2 до 28,2 %, за середнього значення 13,7 %. Вугілля здебільшого відноситься до середньозольного (74 %), зольного (18 %), високо- та малозольного (по 4 %) (рис. 3.40) [132]. Показники $A_{пл.}^d$ на Петровському родовищі при коливанні від 4,1 до 23,2 %, у середньому становлять 12,8 % (табл. 3.3). $A_{в.п.}^d$ коливається від 4,1 до 23,2 %, за середнього значення 12,5 %. Вугілля здебільшого відноситься до середньозольного (87 %), зольного (9 %), та малозольного (4 %) (рис. 3.40) [82]. $A_{пл.}^d$ у середньому для району складає 13,4 % (табл. 3.4), стандартне відхилення – 4,0 %. $A_{в.п.}^d$ становить у середньому 13,1 %, стандартне відхилення – 3,8 %. Вугілля пласта відноситься на 82 % до середньо-, на 13 % до високо-, на 3 % – до мало- та на 2 % до підвищенозольного (рис. 3.40) [128].

Найбільша кількість показників $A_{в.п.}^d$ знаходиться в інтервалі значень 10 – 15 % та до 10 %. Це доводять діаграми частотного розподілення зольності. Загалом близько 75 % вугілля пласта l_7 характеризується зольністю до 15 % (рис. 3.41, 3.42).

Мінеральні домішки складаються на 44,4 % з сульфідів заліза, 28,3 % глинистих мінералів, на 19,0 % з карбонатів та на 8,3 % з кварцу.

У хімічному складі золи вугілля пласта l_7 Старобільської площі переважають наступні оксиди: Fe_2O_3 (34,8 %), SiO_2 (20,4 %), SO_3 (14,6 %), Al_2O_3 (12,3 %), CaO (11,4 %), MgO (2,1 %), TiO_2 (0,4 %), P_2O_5 (0,2 %). Вміст Na_2O становить 3,0 %, K_2O – 0,8 % [132]. Для золи вугілля Петровського родовища характерні наступні значення: Fe_2O_3 (35,0 %), SiO_2 (19,3 %), SO_3 (15,8 %), CaO (11,9 %), Al_2O_3 (11,4 %), MgO (1,6 %), TiO_2 (0,4 %), P_2O_5 (0,3 %). Вміст Na_2O становить 3,6 %, K_2O – 0,7 % [82].

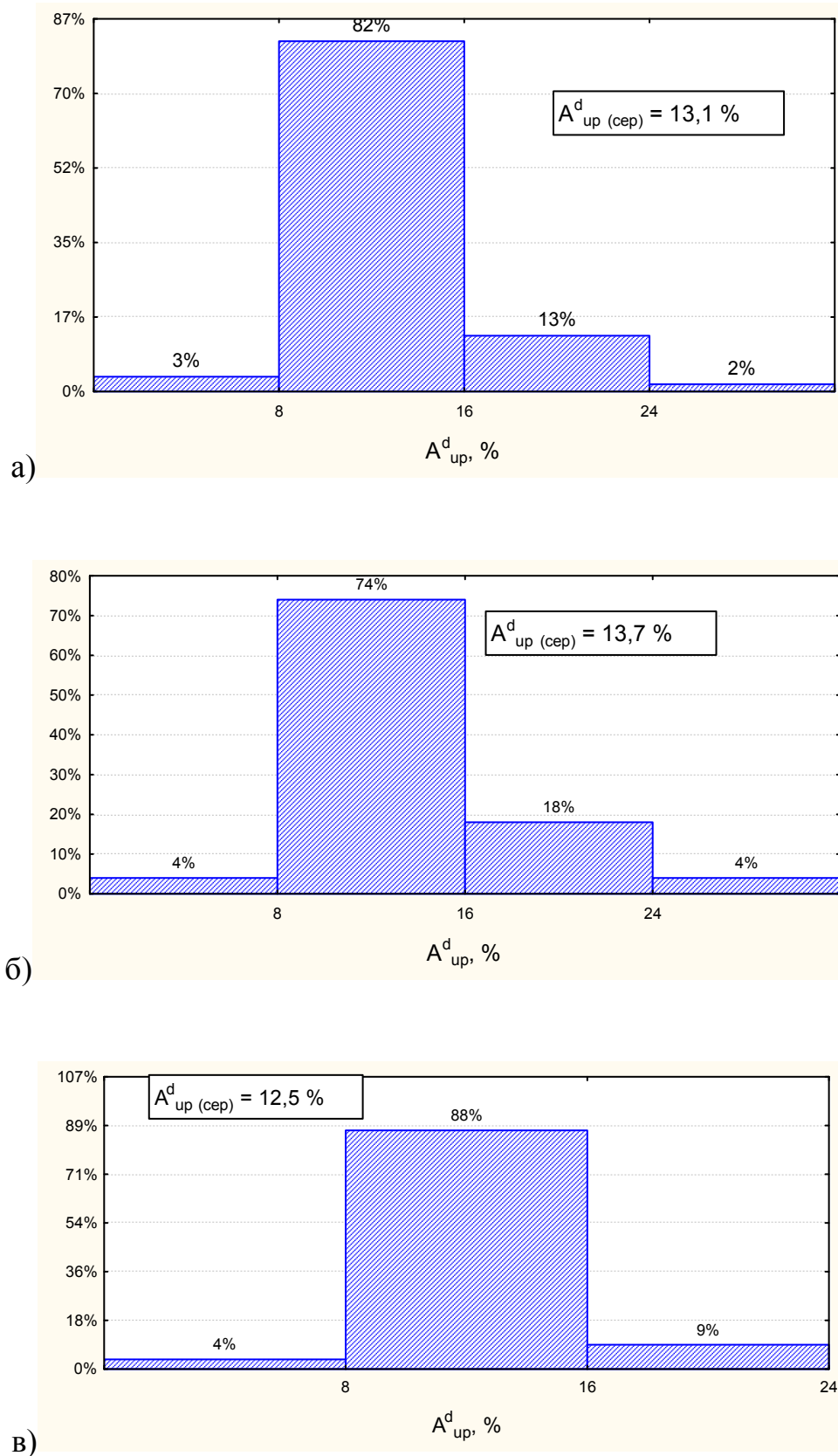


Рисунок 3.40 – Діаграми розподілення зольності вугільних пачок пласта l_7 за групами зольності: а) Старобільський вугленосний район в цілому, б) Старобільська площа, в) Петровське родовище

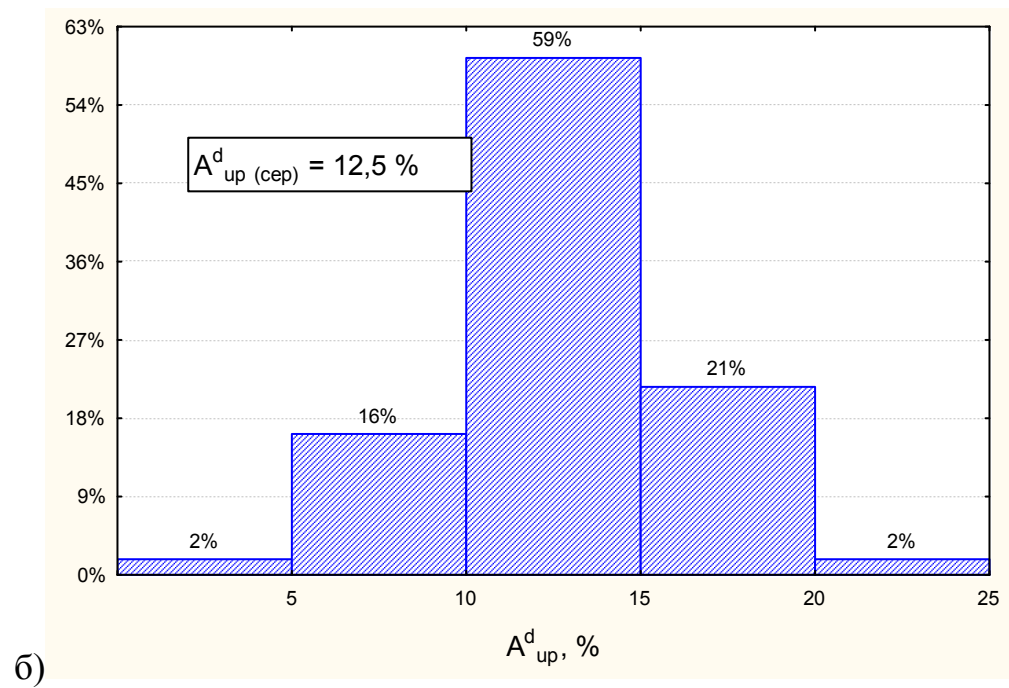
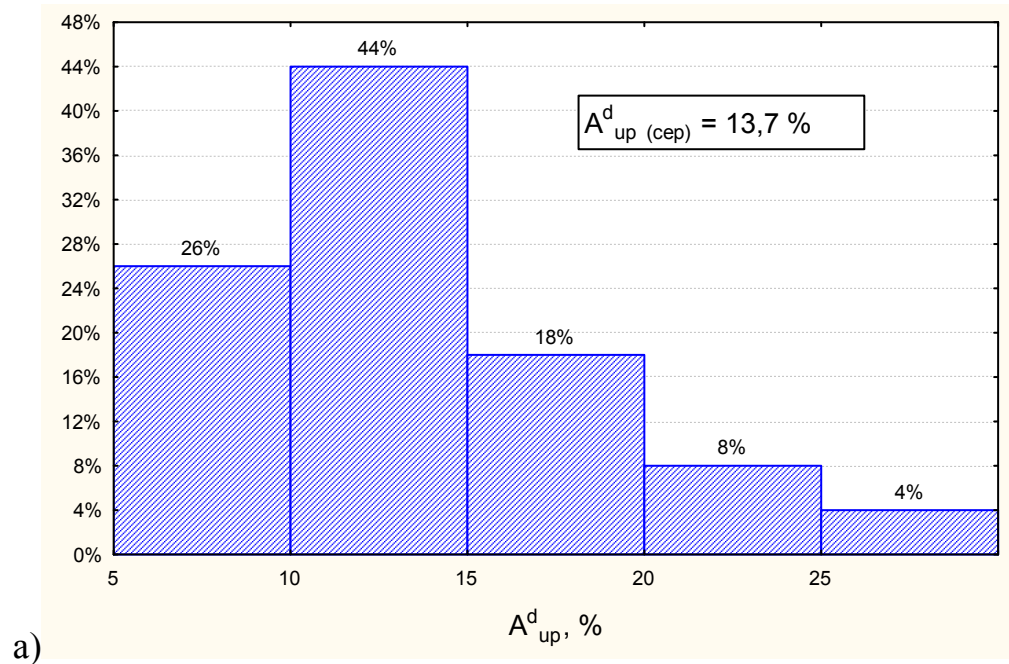


Рисунок 3.41 – Діаграми частотного розподілення зольності вугільних пачок пласта l_7 для площ Старобільського вугленосного району: а) Старобільська площа, б) Петровське родовище

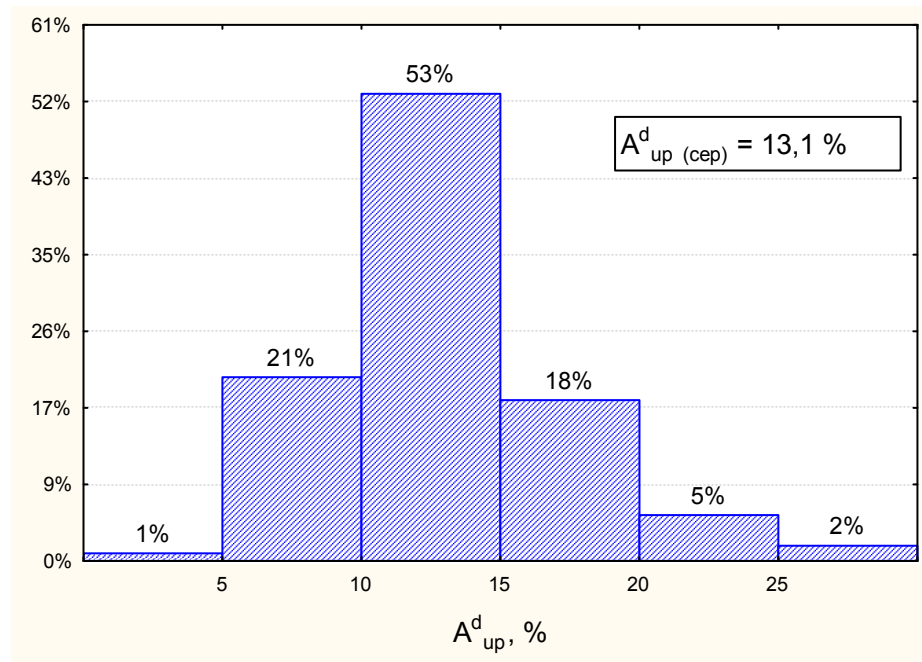


Рисунок 3.42 – Діаграма частотного розподілення зольності вугільних пачок пласта l_7

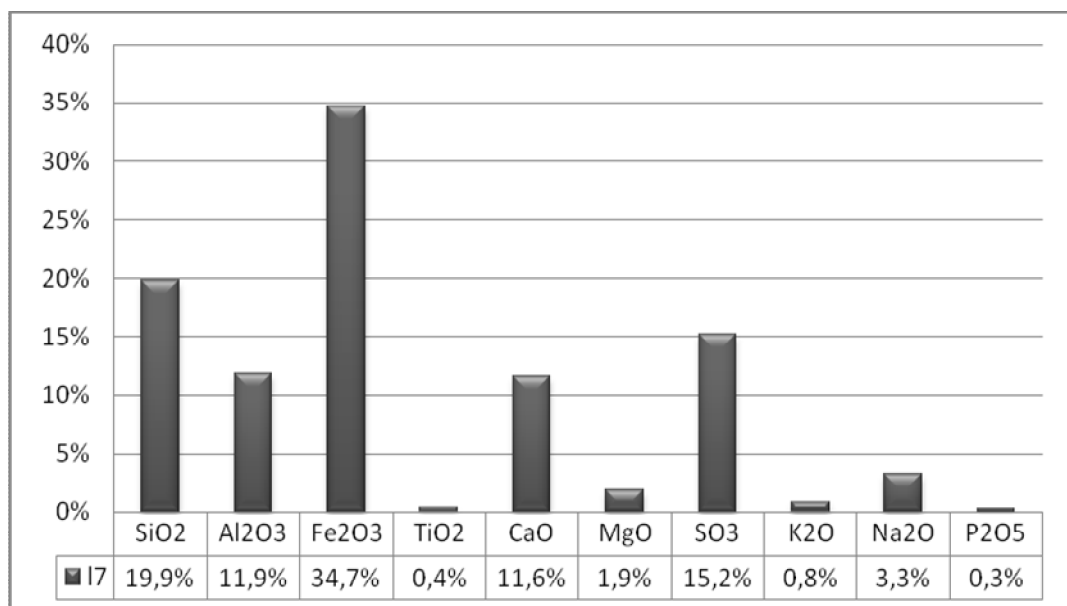
Середні значення хімічного складу вугілля для пласта: Fe_2O_3 (34,7 %), SiO_2 (19,9 %), SO_3 (15,2 %), Al_2O_3 (11,9 %), CaO (11,6 %), MgO (1,9 %), TiO_2 (0,4 %), P_2O_5 (0,3 %). Вміст Na_2O становить 3,3 %, K_2O – 0,8 % (табл. 3.8, рис. 3.43) [128, 133, 134].

Для Старобільської площі значення модулів становлять: А (1,65), В (0,67), С (6,79), D (0,41), М (0,78), N (-0,41), G (0,44), S (0,48), К (8,05) [132]. Вугілля пласта Петровського родовища характеризується наступними модулями: А (1,81), В (0,67), С (8,53), D (0,41), М (0,68), N (-0,42), G (0,39), S (0,45), К (10,11) [82]. Середні значення для пласта: А (1,73), В (0,67), С (7,66), D (0,41), М (0,73), N (-0,42), G (0,42), S (0,47), К (9,08) (табл. 3.9) [128, 134].

За середнім складом зола вугілля відноситься до залізного типу за класифікацією В.Р. Клера [65, 66], до власне залізного за Н.П. Очкур [106] та до лужно-карбонатно-алюмосилікатного високо залізного за класифікацією М.О. Доброгорського [36]. Середні значення для площ району майже рівні, тому для окремих площ типізація зберігається. Результати представлені в табл.3.8.

Таблиця 3.8 – Хімічний склад та типізація золи вугілля пласта І₇

Оксиди, %		Старобільська площа	Петровське родовище	Середнє для пласта І ₇
SiO ₂		20,4	19,3	19,9
Al ₂ O ₃		12,3	11,4	11,9
Fe ₂ O ₃		34,8	35,0	34,7
TiO ₂		0,4	0,4	0,4
CaO		11,4	11,9	11,6
MgO		2,1	1,6	1,9
SO ₃		14,6	15,8	15,2
K ₂ O		0,8	0,7	0,8
Na ₂ O		3,0	3,6	3,3
P ₂ O ₅		0,2	0,3	0,3
Тип золи	за В.Р. Клером [66]	залізистий	залізистий	залізистий
	за Н.П. Очкур [106]	власне залізистий	власне залізистий	власне залізистий
	за М.О. Доброгорським [36]	лужно- карбонатно- алюмосиліка- тний та високо залізистий	лужно- карбонатно- алюмосиліка- тний та високо залізистий	лужно- карбонатно- алюмосиліка- тний та високо залізистий

Рисунок 3.43 – Хімічний склад золи вугілля пласта І₇

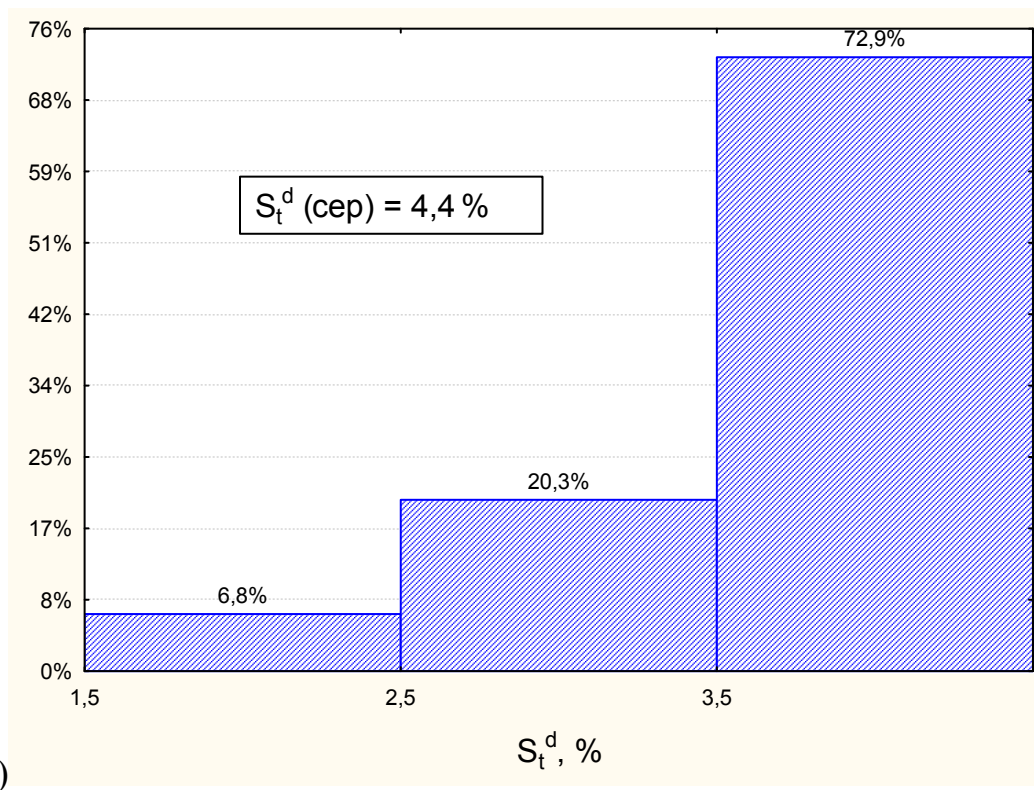
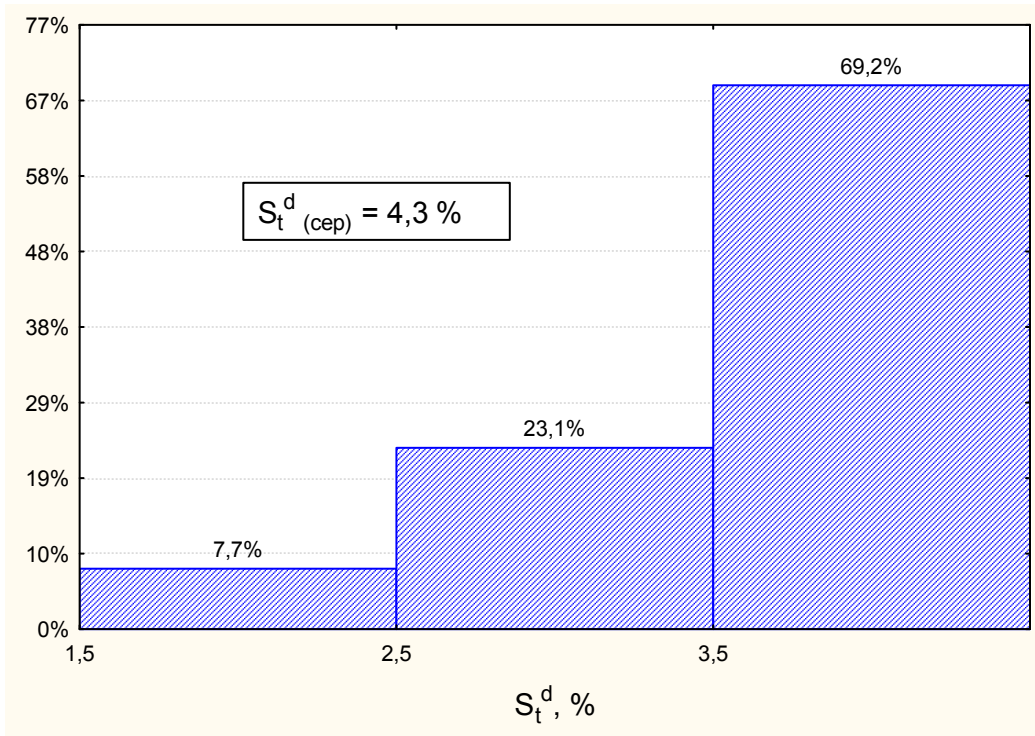
Таблиця 3.9 – Модулі золи вугілля пласта І₇

Модулі золи, %	Старобільська площа	Петровське родовище	Середнє для пласта І ₇
A	1,65	1,81	1,73
B	0,67	0,67	0,67
C	6,79	8,53	7,66
D	0,41	0,41	0,41
M	0,78	0,68	0,73
N	-0,41	-0,42	-0,42
G	0,44	0,39	0,42
S	0,48	0,45	0,47
K	8,05	10,11	9,08

За вмістом фосфору, який у середньому складає 0,017 %, вугілля відноситься до середньофосфористого. Температура плавлення золи вугілля (t_3) для Старобільської площі змінюється від 1040 до 1160° С, у середньому складає 1155° С. Для Петровського родовища інтервал складає 1020 – 1400° С за середнього значення 1250° С. За середніми значеннями (1200° С) зола відноситься до легкоплавкої [128, 133, 134].

Сірчистість (S_t^d , %) вугілля пласта І₇ на Старобільській площі змінюється від 1,8 до 7,9 %, складаючи в середньому 4,3 % (табл. 3.3). Частка групи багатосірчистого вугілля близько 69,2 %, сірчистого 23,1 %, середньосірчистого 7,7 % (рис. 3.44). Переважним різновидом сірки є сульфідна сірка, кількість якої сягає 2,79 % (64,9 % від вмісту загальної сірки). Кількість органічної сірки дорівнює 1,47 % (34,2 % від вмісту загальної сірки). Сульфатна сірка у середньому становить 0,04 %, що складає 0,9 % від вмісту загальної сірки (рис. 3.45) [132].

Сірчистість вугілля пласта І₇ Петровського родовища змінюється від 2,2 до 8,6 %, складаючи у середньому 4,4 % (табл. 3.3). Найбільш поширене багатосірчисте вугілля – близько 72,9 %. Частка сірчистого вугілля близько 20,3 % та середньосірчистого 6,8 % (рис. 3.44). Переважним різновидом сірки є сульфідна, кількість якої сягає 2,79 % (63,3 % від вмісту загальної сірки). Кількість органічної сірки 1,51 % (34,4 % від вмісту загальної сірки).



б)

Рисунок 3.44 – Діаграма розподілення сірки у вугіллі пласта l_7 за групами сірчистості для площ Старобільського вугленосного району:

а) Старобільська площа, б) Петровське родовище

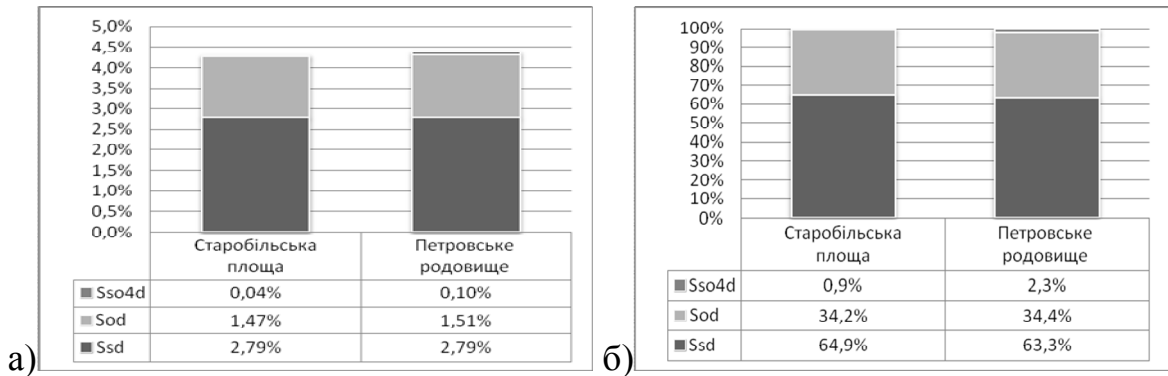


Рисунок 3.45 – Діаграма середнього вмісту сірки за видами у вугіллі пласта I₇ для площ Старобільського вугленосного району: а) відсотковий вміст у вугіллі, б) приведенний до 100 %

Сульфатна сірка у середньому складає 0,1 % (2,3 % від вмісту загальної сірки) (рис.3.45) [82]. В середньому для пласта вміст сірки складає близько 4,4 % (табл. 3.4), стандартне відхилення 1,3 %. Після аналізу розподілення сірки за групами сірчистості слід відмітити, що велика частка вугілля пласта (73,0 %) відноситься до багатосірчистого вугілля, сірчисте вугілля складає 21,0 %, середньосірчисте – 6,0 % (рис. 3.46). Видовий склад сірки вугілля пласта на рисунку 3.47.

Розподілення сірки у вугіллі пласта I₇ за групами сірчистості для площ характеризується деякими особливостями: відсоткова кількість вугілля в групі збільшується від групи мало- до багатосірчистого для Старобільської площі та Петровського родовища. Аналіз частотного розподілення сірчистості вугілля пласта I₇ надає можливість зробити висновок, що кількість вугілля з вмістом сірки більше 3 % переважає на всій площі поширення пласта, але характер розподілення на площах дещо різниться. На території Старобільської площі кількість вугілля з сірчистістю до 3 % складає 8 %, на площі Петровського родовища – 15 %. Найбільша кількість показників для вугілля Старобільської площі зосереджена в діапазоні 3 – 4 %, поступово зменшуючись в наступних діапазонах. На площі Петровського родовища показники поступово підвищуються до діапазону 4 – 5 %, де складають найбільшу кількість, після чого спостерігається різкий спад для наступних діапазонів.

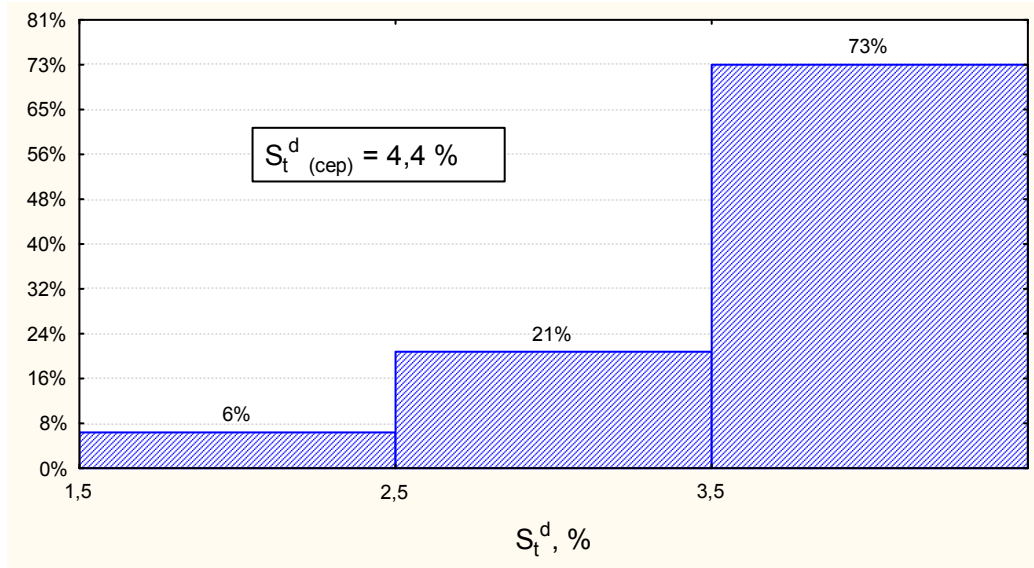


Рисунок 3.46 – Діаграма розподілення сірки у вугіллі пласта l_7 за групами сірчистості

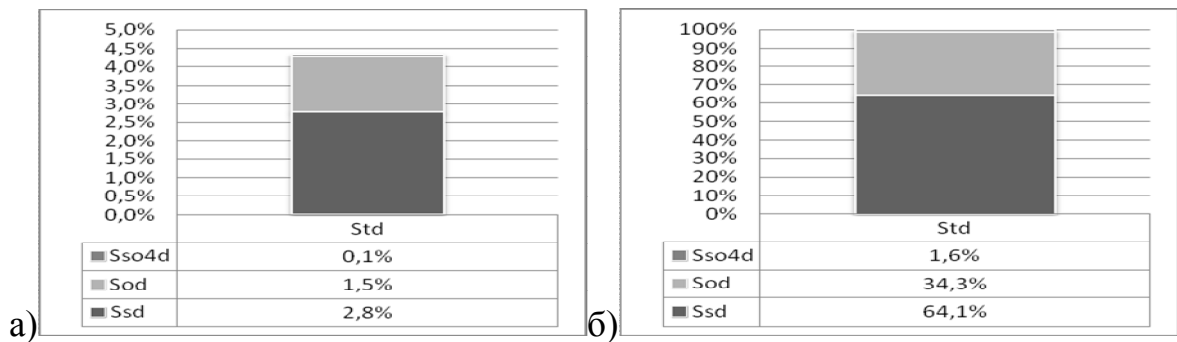


Рисунок 3.47 – Діаграма середнього вмісту сірки за видами у вугіллі пласта l_7 : а) відсотковий вміст у вугіллі, б) приведенний до 100 %

Аналіз розподілення сірки за видами у вугіллі пласта l_7 дозволив зробити наступні висновки: а) найбільшу частину загальної сірки складає сульфідна (піритна) сірка: в середньому 63,3 – 64,8 %; б) вміст органічної сірки також змінюється в незначному інтервалі та займає 34,3 – 34,4 % від загального вмісту сірки; в) сульфатна сірка займає від 0,9 до 2,3 % від загальної; г) вміст сульфідної сірки збільшується у напрямку з півночі на південь. Слід відмітити високий коефіцієнт кореляції між вмістом загальної сірки та сірки сульфідної (0,74); д) характер зміни показників вмісту органічної сірки співпадає з напрямком зміни сірки загальної – збільшується з південного сходу на півні-

чний захід. Коефіцієнт кореляції між вмістом загальної сірки та сірки органічної складає 0,54; є) збільшення вмісту сульфатної сірки відбувається в напрямку з південного заходу на північний схід.

На рисунку 3.48 представлені діаграми частотного розподілення сірчистості вугілля пласта l_7 для площ району.

Вихід летких речовин (V^{daf} , %) на Старобільській площі змінюється від 38,5 до 44,8 % за середнього значення 41,0 % [132]. На Петровському родовищі інтервал значень складає 40,2 – 44,3 %, за середнього 42,6 % (табл. 3.3) [82]. У середньому для пласта показник складає 41,8 % (табл. 3.4), стандартне відхилення 1,9 % [128].

Аналіз частотного розподілення показників V^{daf} пояснює невеликий інтервал середніх показників: більша частина показників знаходиться в межах 38,0 – 44,0 % (рис. 3.49, 3.50).

Аналіз частотного розподілення показників V^{daf} пояснює невеликий інтервал середніх показників: більша частина показників знаходиться в межах 40,0 – 44,0 %.

Більш детальне вивчення показників на окремих площах дозволяє зробити деякі висновки щодо характеру їх розподілення:

- для різних площ переважають значення в межах 40,0 – 42,0 % (Старобільська площа) та 42,0 – 44,0 % (Петровське родовище). В середньому за площею пласта вугілля з показниками V^{daf} в інтервалах 40,0 – 42,0 % та 42,0 – 44,0 % займає приблизно однакову частку (34,3 та 33,8 % відповідно);

- вугілля з показниками V^{daf} до 40 % відмічено в поодиноких випадках та лише на території Старобільської площі, де складає 35,3 %, у межах площі поширення пласта його частка дорівнює 17,6 %;

- вугілля з показниками V^{daf} від 40 до 42 % займає значну частину від загальної кількості вугілля площі (34,3 %) та характеризується переважним розповсюдженням на території Старобільської площі;

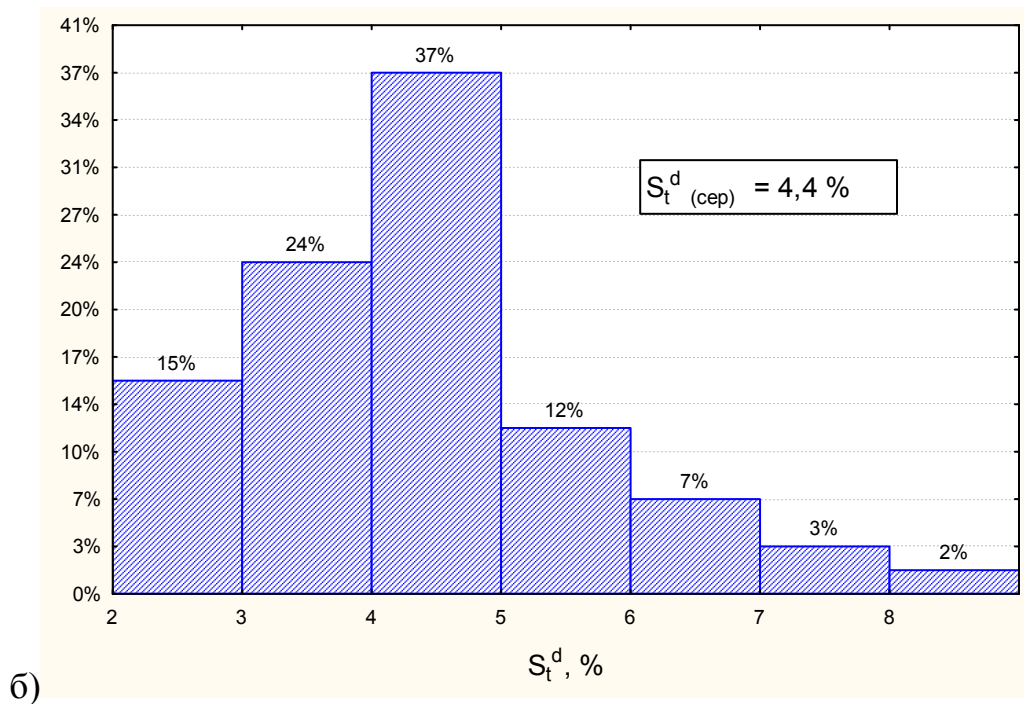
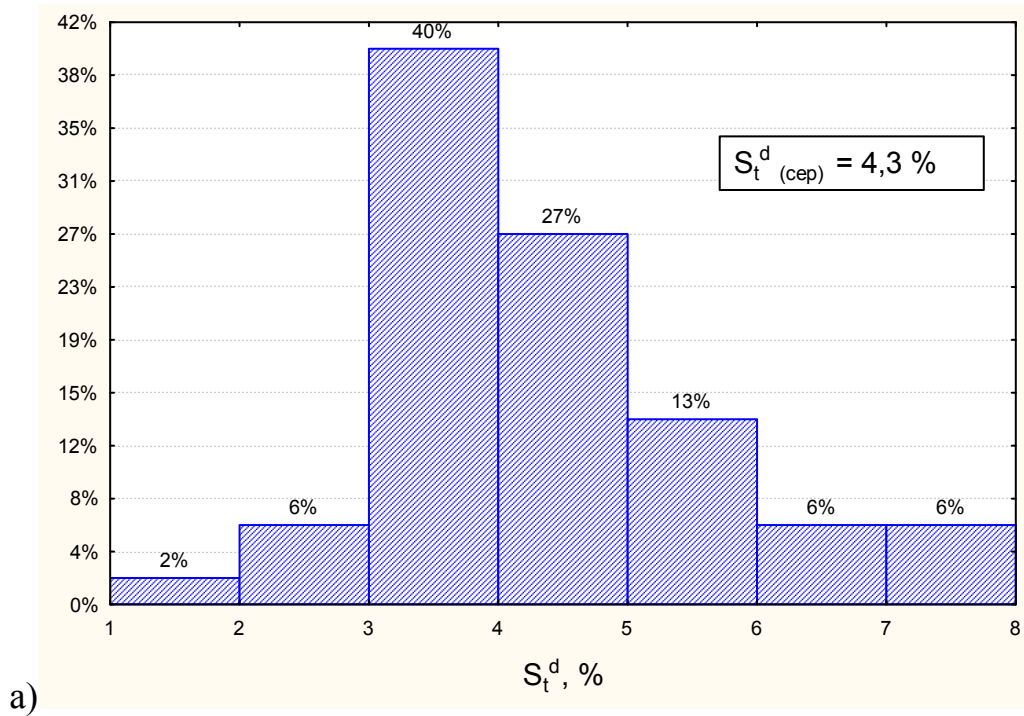


Рисунок 3.48 – Діаграми частотного розподілення сірчистості вугілля пласта l_7 (у %) для площ Старобільського вугленосного району:

а) Старобільська площа, б) Петровське родовище

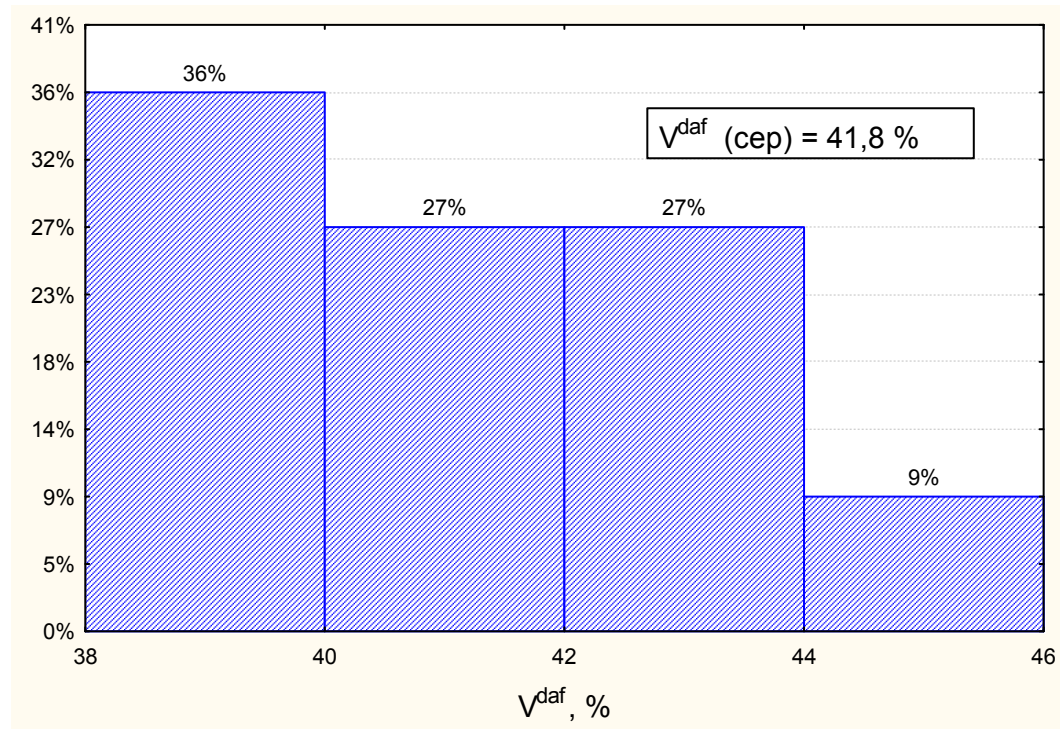


Рисунок 3.49 – Діаграма частотного розподілення показників V^{daf} вугілля пласта l_7

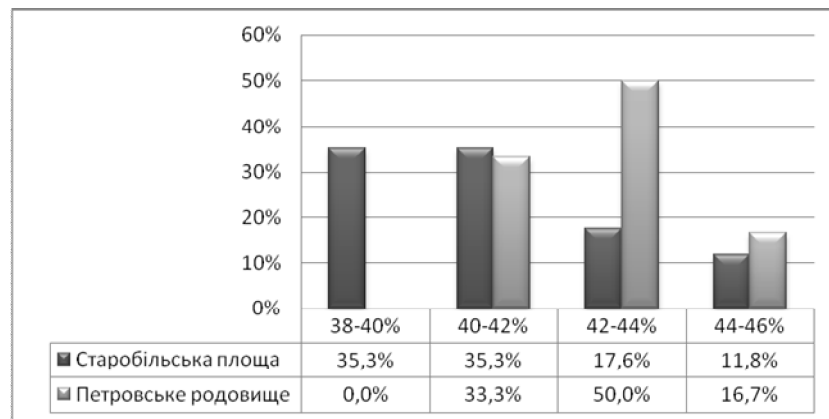


Рисунок 3.50 – Діаграма розподілення показників V^{daf} вугілля пласта l_7 для площ Старобільського вугленосного району

– вугілля з показниками V^{daf} в інтервалі 42 – 44 % переважає на території Петровського родовища, де складає близько 50,0 %, кількість його значно зменшується в напрямку Старобільської площі до 17,6 %;

– вугілля з показниками V^{daf} в інтервалі 44 – 46 % складає 14,2 % всіх запасів, воно присутнє на кожній з площ у кількості 11,8 – 16,7 %.

Значення вищої питомої теплоти згоряння вугілля (Q_s^{daf} , МДж/кг) для Старобільської площі змінюється в межах 28,9 – 33,7 МДж/кг, складаючи в середньому 31,0 МДж/кг. Нижча питома теплота згоряння (Q_i^r , МДж/кг) коливається від 17,6 до 23,6 МДж/кг, при середньому значенні 21,4 МДж/кг. Калорійний еквівалент (\mathcal{E}) у середньому складає 0,73 [132]. Для Петровського родовища значення Q_s^{daf} вугілля змінюється в межах 26,4 – 27,0 МДж/кг, складаючи в середньому 26,8 МДж/кг. Середнє значення Q_i^r становить 22,1 МДж/кг за незначного коливання 22,1 – 22,2 МДж/кг, $\mathcal{E} = 0,75$ [82]. Середнє для пласта значення Q_s^{daf} вугілля складає 28,9 МДж/кг, стандартне відхилення – близько 1,0 МДж/кг. Середнє значення Q_i^r становить 21, МДж/кг, стандартне відхилення близько 1,5 МДж/кг, $\mathcal{E} = 0,74$ [128].

В елементному складі вугілля Старобільської площі вміст вуглецю (C^{daf}) коливається від 65,8 до 78,9 %, складає в середньому 74,1 % (табл. 3.10). Вміст водню (H^{daf}) варіює у межах 2,6 – 5,3 %, у середньому 4,9 %. Сума азоту та кисню ($N+O^{daf}$) змінюється в межах від 12,0 до 25,2 %, у середньому становить 16,1 %. Вміст сірки (S^{daf}) варіює в межах 3,1 – 9,3 % та в середньому складає 4,9 % [132]. В елементному складі вугілля пласта Петровського родовища вміст C^{daf} коливається від 72,8 до 81,1 %, у середньому 74,9 %. Вміст H^{daf} варіює в межах 4,2 – 5,9 %, у середньому 5,1 %. Кількість $(N+O)^{daf}$ змінюється в інтервалі 9,4 – 17,4 %, у середньому 14,9 %.

Таблиця 3.10 – Елементний склад вугілля пласта 1₇

Елементний склад, % від-до (середнє)	Старобільська площа	Петровське родовище	Середнє по пласту
C^{daf}	65,8-78,9 (74,1)	72,8-81,1 (74,9)	74,5
H^{daf}	2,6-5,3 (4,9)	4,2-5,9 (5,1)	5,0
S^{daf}	3,1-9,3 (4,9)	2,9-9,0 (5,2)	5,0
$(N+O)^{daf}$	12,0-25,2 (16,1)	9,4-17,4 (14,9)	15,5
$C_{ат}$	46,0-61,9 (51,0)	50,2-54,2 (51,3)	51,2
$H_{ат}$	26,1-46,2 (40,4)	36,4-44,3 (41,0)	40,7
$O_{ат}$	6,1-13,6 (8,6)	4,5-9,4 (7,7)	8,1
$(H/C)_{ат}$	0,4-1,0 (0,8)	0,7-0,9 (0,8)	0,8

Вміст S^{daf} варіює в межах 2,9 – 9,0 %, у середньому 5,2 % [82]. У середньому вміст C^{daf} складає 74,5 %, стандартне відхилення 2,3 %. Вміст H^{daf} – 5,0 %, стандартне відхилення 0,4 %. Вміст $(N+O)^{daf}$ у середньому для пласта складає 15,5 %, стандартне відхилення 2,6 %. Вміст S^{daf} – 5,0 %, стандартне відхилення 1,5 % (рис. 3.51).

В атомарних відсотках склад органічної речовини виглядіє наступним чином: $C_{ат}$ – 51,2 %, $H_{ат}$ – 40,7 %, $O_{ат}$ – 8,1 %. Атомарний склад також можна виразити емпіричними формулами: $C_{100}H_{79,8}O_{15,9}$, $C_{126}H_{100}O_{20,2}$, $C_{6,48}H_{5,17}O$. Відношення $H/C = 0,80$, $O/H = 0,20$.

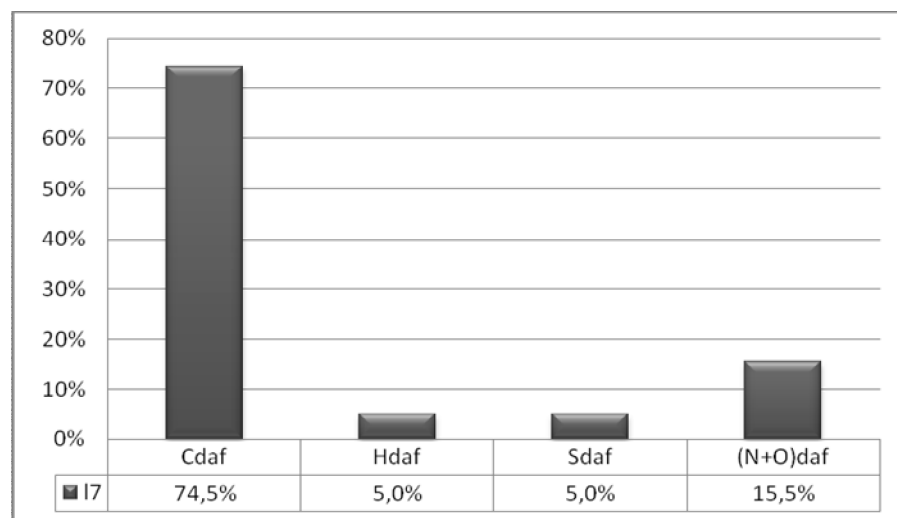


Рисунок 3.51 – Типовий елементний склад вугілля пласта I7

4.1.4 Пласти світи C_2^7

У світі C_2^7 основний робочий пласт m_3 , він розповсюджений на усій площі, за виключенням доволі значної смуги північніше м. Луганськ. Пласти m_6^2 (східна частина) та m_7 (західна частина) доволі витримані. Інші пласти – m_5^2 , m_6^1 , m_6^3 – сягають робочої потужності в окремих свердловинах та розповсюджені лише на обмежених ділянках.

Пласт m_3 залягає на більшості площі Старобільського вугленосного району, окрім території Богданівського родовища.

Пласт m_3 залягає на глибинах від 274,4 до 1248,3 м. Гіпсометрія пласта свідчить про доволі поступове занурення пласта з північного сходу на південний захід. Мінімальні глибини підосви пласта простежуються на площі Петровського родовища, максимальні – на південному заході Сватівської площі. У північній частині площі пласт виходить під відклади крейди. Стійка робоча потужність, що змінюється в межах 0,60 – 1,30 м, зберігається в західній та східній частинах площі. З півночі на південь типова потужність поступово збільшується від 0,6 – 0,7 м до 0,9 – 1,0 м. У західній частині площі середня потужність пласта складає 0,9 м. Будова пласта як проста, так і складна, частіше двопачкова. Максимальна потужність прошарку, що представлений аргілітом, не перевищує 0,25 м. Зрідка в покрівлі або підосві присутній прошарок аргіліту вуглистого потужністю до 0,1 м. На площі поширення пласта присутні окремі ділянки, де пласт втрачає кондиційну потужність. У центральній та південній частинах площі відмічаються декілька контурів заміщення пласта пісковиком [125].

У покрівлі пласта частіш за все залягає аргіліт. У підосві – аргіліт, алевроліт, пісковик. По потужності пласт відносно витриманий [82, 126, 132].

Пласт складений напівблискучим вугіллям від густоштрихованного до густотонкосмугастого, тріщинуватим, міцним, шаруватим. Присутні прошарки напівматового, густоштрихуватого, шаруватого вугілля. Слабкий блиск його обумовлений сильною тріщинуватістю та мінералізацією. У середній частині пласта вугілля сильно мінералізоване піритом. Порожнини тріщин часто виповнені кальцитом.

За мікроструктурою вугілля всього пласта переважно дюрено-кларенове, з тонкими прошарками дюренового у нижній частині пласта.

Основна маса представлена атритовою геліфікованою речовиною, що представлена тканинами листової паренхіми, які зазвичай облямовані тонкою та товстою кутикулою. Широкі смуги вітрени чергуються з гетерогенними ділянками. У смугах вітрени спостерігається структура кори ботродендронів (перидерма). У меншому ступені сигілярій. Іноді зустрічаються овальні тіла в

стебловій тканині (рахіси птеридоспермів). Фюзенізовані мікрокомпоненти переважають над ліпоїдними. Група інертиніту характеризується наявністю крупних лінз фюзену та макриніту. З ліпоїдних зустрічається поодинокі товстостінні короткі мегаспори, мегаспорангії. Серед них виявлені спорангії з ліпоїдною палісадною тканиною. Також присутні рештки товстих кутикул, поодинокі товстостінні мегаспори та спори з епіспоричними придатками, порушені стробіли. Пласт характеризується майже повною відсутністю тіл невідомої природи. Вугілля в середній та нижній частині пласта сильно мінералізоване піритом. Включення піриту спостерігаються по основній масі, лінзах та прошарках структурного вітрону, фюзену, спорах.

У петрографічному складі пласта Сватівської площі найбільшого поширення набуває мацеральна група вітриніту, кількість якої складає в середньому 79,0 %, семівітриніту 0,5 %. Вугілля вміщує інертиніту 10,5 % та ліптиніту 10,0 %. Сума пісних компонентів – 10,8 % (табл. 3.3, рис. 3.52). За методикою І.В. Єрьоміна [46] вугілля пласта відноситься до слабо відновленої групи [126]. На Старобільській площі вугілля пласта характеризується наступним середнім петрографічним складом (%): V_t – 74,5 (66,5 – 80,0), S_v – 0,5 (0,1 – 2,0), I – 13,7 (7,0 – 20,5), L – 11,3 (7,0 – 18,0). Сума пісних компонентів складає 14,0 %. За методикою І.В. Єрьоміна вугілля пласта відноситься до слабовідновленої групи [46]. З урахуванням петрографічних властивостей вугілля належить до середньовідновленої групи [132]. Петровське родовище характеризується наступним середнім петрографічним складом вугілля (%): V_t – 77,6 (72,0 – 81,0), S_v – 1,1 (0,1 – 2,0), I – 14,8 (11,8 – 18,0), L – 6,5 (3,0 – 12,0). Сума пісних компонентів складає 15,5 %. За методикою І.В. Єрьоміна вугілля пласта відноситься до слабовідновленої групи [46]. З урахуванням петрографічних властивостей вугілля належить до відновленої групи [82]. Середній петрографічний склад по пласту має наступний вигляд (%): V_t – 77,3 (стандартне відхилення – 5,1), S_v – 0,7 (стандартне відхилення – 0,8), I – 12,9 (стандартне відхилення – 4,4), L – 9,1 (стандартне відхилення – 4,1) (табл. 3.4, рис. 3.53). У групі інертиніту міститься майже в однаковій кількості

ті субмацералів фюзиніту та макриніту по 4,6 %. Семіфюзиніт присутній у кількості 3,7 %. Сума пісних компонентів у середньому складає 13,3 % [128].

За петрографічним складом вугілля пласта відноситься до класу гелітолів і представлене в 45 % ліпоідо-фюзиніто-гелітовим типом, у 30 % ліпоідо-фюзиніто-гелітитовим, у 20 % фюзиніто-гелітовим, у 5 % фюзиніто-гелітитовим (рис. 3.54, 3.55).

За методикою І.В. Єрьоміна вугілля пласта відноситься до слабовідновленої групи. З урахуванням петрографічних властивостей вугілля належить до середньовідновленої та відновленої групи.

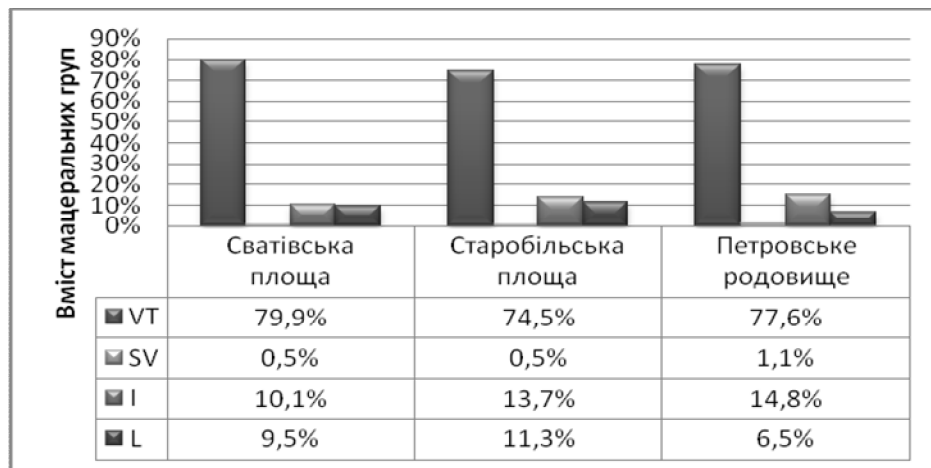


Рисунок 3.52 – Типовий петрографічний склад вугільного пласта m_3 по площах Старобільського вугленосного району

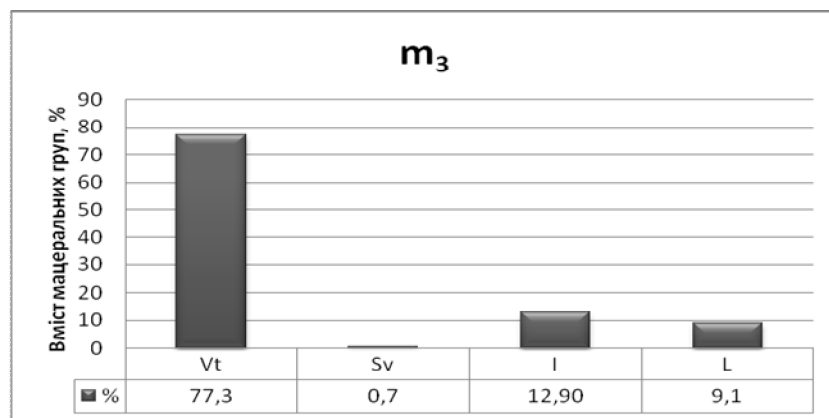


Рисунок 3.53 – Типовий петрографічний склад вугільного пласта m_3

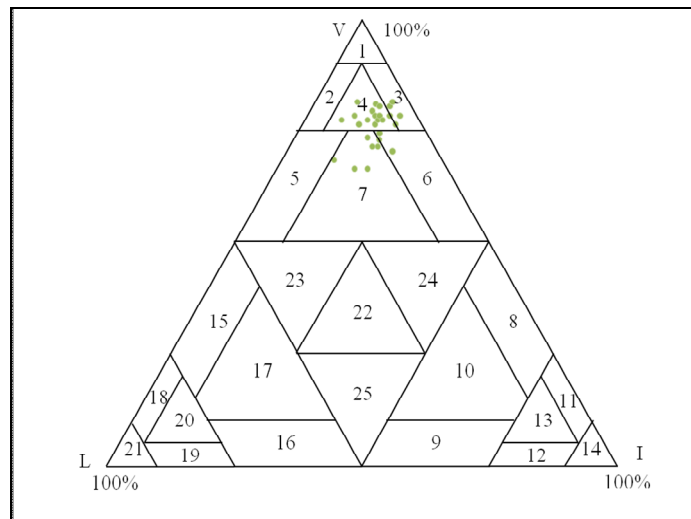


Рисунок 3.54 – Петрографічний склад вугільного пласта m_3 Старобільського вугленосного району (умовні позначення на рис. 3.2)

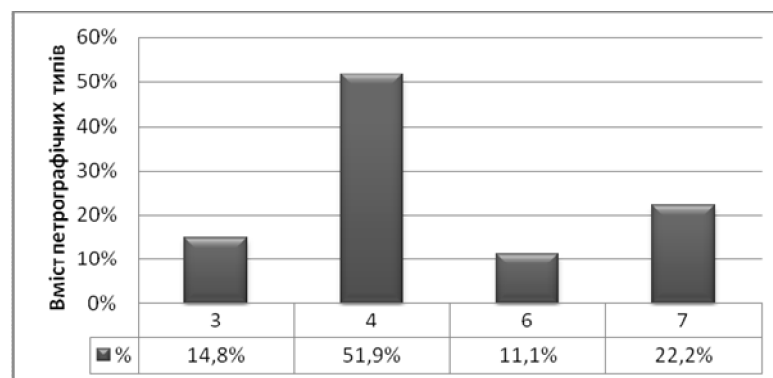


Рисунок 3.55 – Вміст петрографічних типів вугілля пласта m_3 Старобільського вугленосного району (умовні позначення на рис. 3.2)

Показник відбиття вітриніту (R_o , %) вугілля пласта на Сватівській площі змінюється в незначному інтервалі значень (0,40 – 0,41 %) і становить в середньому 0,40 % (табл. 3.3) [126]. На Старобільській площі R_o в середньому – 0,43 %, значення коливаються в межах 0,39 – 0,52 % [132]. На Петровському родовищі R_o в середньому – 0,43 %, значення коливаються в межах 0,40 – 0,47 % [82]. У середньому для пласта $R_o = 0,42$ %. За середнім значенням R_o вугілля належить до O_3 класу і знаходиться на O_3 стадії метаморфізму. За окремими значеннями показника ($R_o < 0,40$ % та $R_o > 0,50$ %) вугілля відно-

ситься до 02 класу метаморфізму і знаходиться на 0₂ стадії метаморфізму та 10 класу I стадії метаморфізму відповідно [150].

Волога робоча (W_t^r , %) по площі розповсюдження пласта на Сватівській площі коливається у межах 4,5 – 14,7 %, при середньому значенні 11,4 %. Волога аналітична (W^a , %) варіює у межах 3,9 – 13,0 %, при середньому значенні 7,0 % (табл. 3.3, рис. 3.56) [126]. По Старобільській площі W_t^r при коливаннях у межах 8,3 – 25,7 %, дорівнює в середньому 13,7 %, W^a при середньому значенні 8,7 % змінюється по площі поширення пласта від 4,0 до 21,0 % [132]. По площі Петровського родовища W_t^r при коливаннях у межах 10,9 – 15,6 %, дорівнює в середньому 12,9 %, W^a при середньому значенні 8,0 % змінюється по площі поширення пласта від 4,9 до 14,5 % [82]. W_t^r у середньому по пласту складає 12,7 %, стандартне відхилення – 3,3 %. W^a в середньому по пласту складає 7,9 %, стандартне відхилення – 3,2 %.



Рисунок 3.56 – Діаграма середніх показників W_t^r та W^a пласта m_3 по площах Старобільського вугленосного району

Зольність з урахуванням засмічення ($A_{пл.}^d$, %) по Сватівській площі, при коливаннях від 7,5 до 24,9 % у середньому становить 14,8 % (табл. 3.3, рис. 3.57). Зольність вугільних пачок ($A_{в.п.}^d$, %) змінюється від 7,5 до 24,9 %, середнє значення становить 14,7 %. За групами зольності вугілля пласта на 52 % відноситься до середньозольного, на 36 % до високозольного, на 8 % – до малозольного та на 4 % – до підвищенозольного (рис. 3.58) [126].

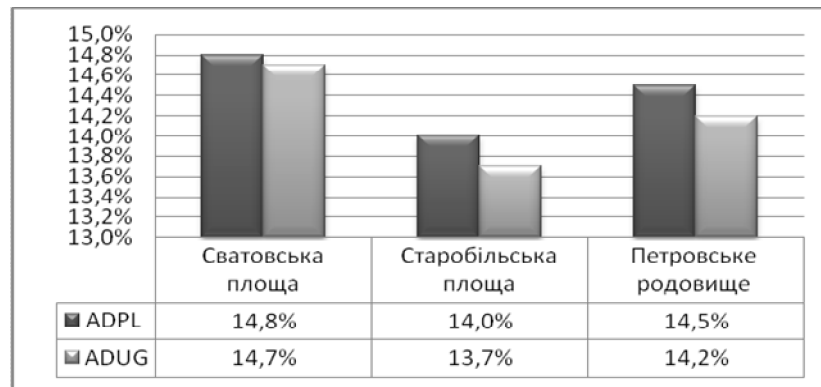


Рисунок 3.57 – Діаграма середніх значень $A_{пл.}^d$ та $A_{в.п.}^d$ пласта m_3 по площах Старобільського вугленосного району

$A_{пл.}^d$ на Старобільській площі при коливанні 7,6 – 28,5 %, у середньому становить 14,0 %. $A_{в.п.}^d$ по окремих свердловинах коливається від 7,6 до 27,5 %, у середньому 13,7 % (табл. 3.3). Вугілля на 65 % відноситься до середньозольного, на 28 % – до високозольного, на 4 % – до малозольного та на 3 % – до підвищенозольного [132]. По Петровському родовищу $A_{пл.}^d$ варіює від 7,5 до 34,3 %, складає в середньому 14,5 %. $A_{в.п.}^d$ коливається від 7,5 до 33,0 %, складає в середньому 14,2 % (табл. 3.3). Вугілля на 72 % відноситься до середньо-, на 23 % – до високо-, на 4 % – до підвищено- та на 2 % – до малозольного [82]. $A_{пл.}^d$ у середньому для пласта складає 14,4 %, стандартне відхилення – 4,4 %. $A_{в.п.}^d$ становить у середньому 14,1 %, стандартне відхилення – 4,3 %. За групами зольності вугілля пласта поділяється наступним чином: 68 % вугілля відноситься до середньо-, 25 % – до зольного, 4 % – до підвищено- та 3 % до малозольного (рис. 3.59) [128].

Найбільша кількість показників зольності вугільних пачок знаходить в інтервалі 10 – 15 %. Це доводять діаграми розподілення зольності. Загалом 63 % вугілля пласта m_3 характеризується зольністю до 15 % (рис. 3.60, 3.61).

Мінеральні домішки складаються на 42,0 % з сульфідів заліза, 31,5 % глинистих мінералів, на 20,3 % з карбонатів та на 6,2 % з кварцу.

Хімічний склад золи вугілля пласта Сватівської площі представлений наступними оксидами: Fe_2O_3 (31,7 %), SiO_2 (21,9 %), SO_3 (16,9 %), CaO

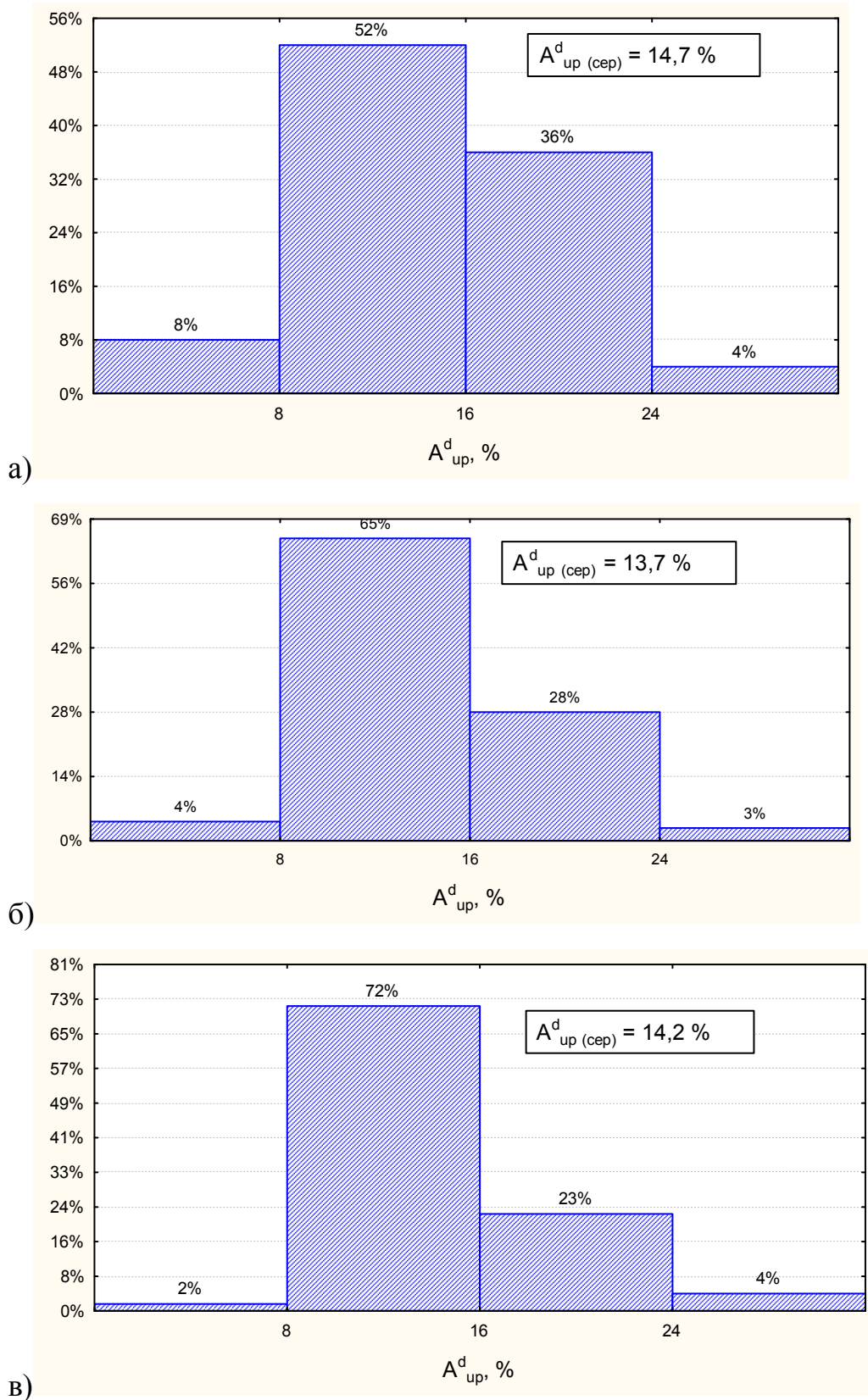


Рисунок 3.58 – Діаграми розподілення $A_{в.п.}^d$ пласта m_3 за групами зольності по площах Старобільського вугленосного району: а) Сватівській площі, б) Старобільській площі, в) Петровському родовищу

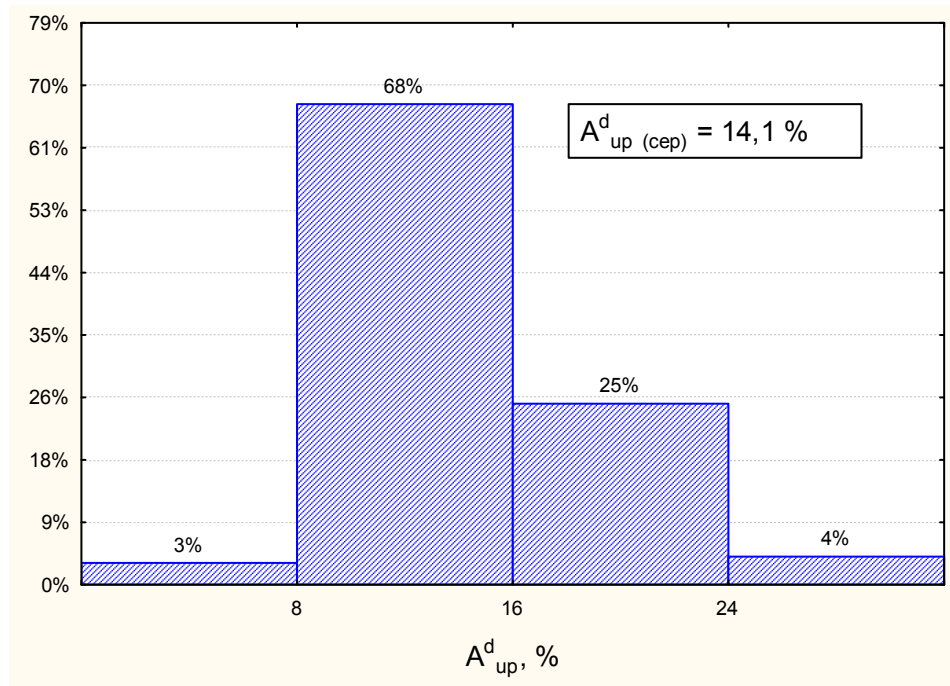


Рисунок 3.59 – Діаграма розподілення зольності вугільних пачок пласта m_3 за групами зольності

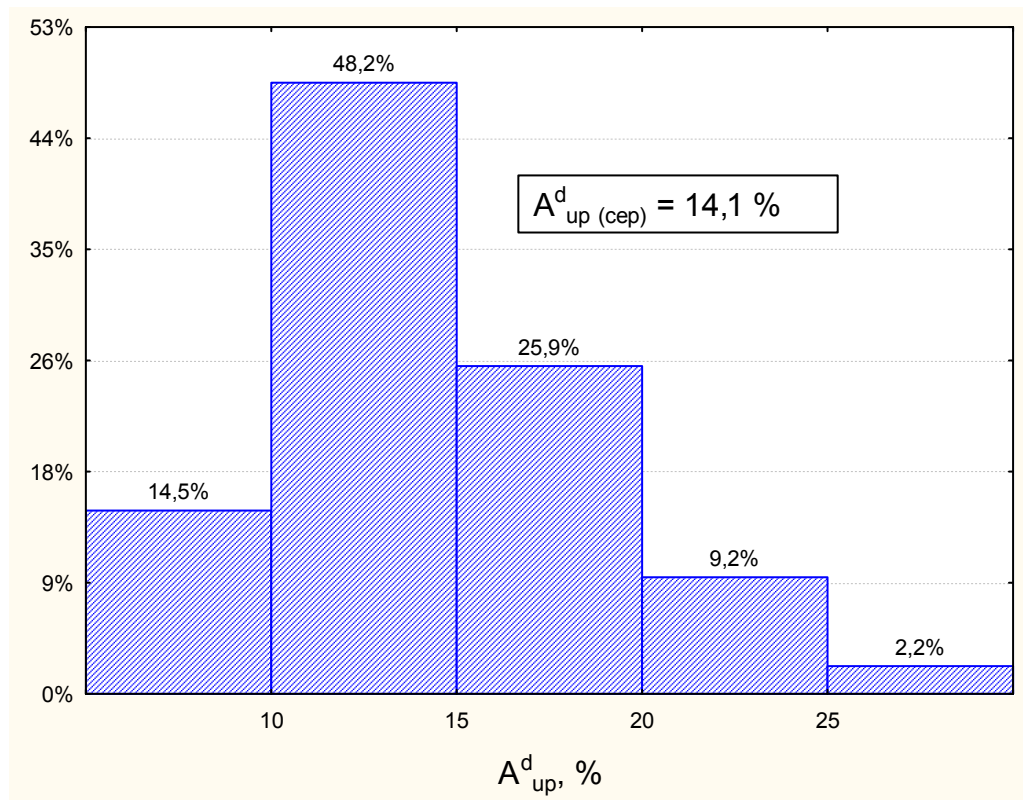


Рисунок 3.60 – Діаграма частотного розподілення зольності вугільних пачок пласта m_3 площах Старобільського вугленосного району

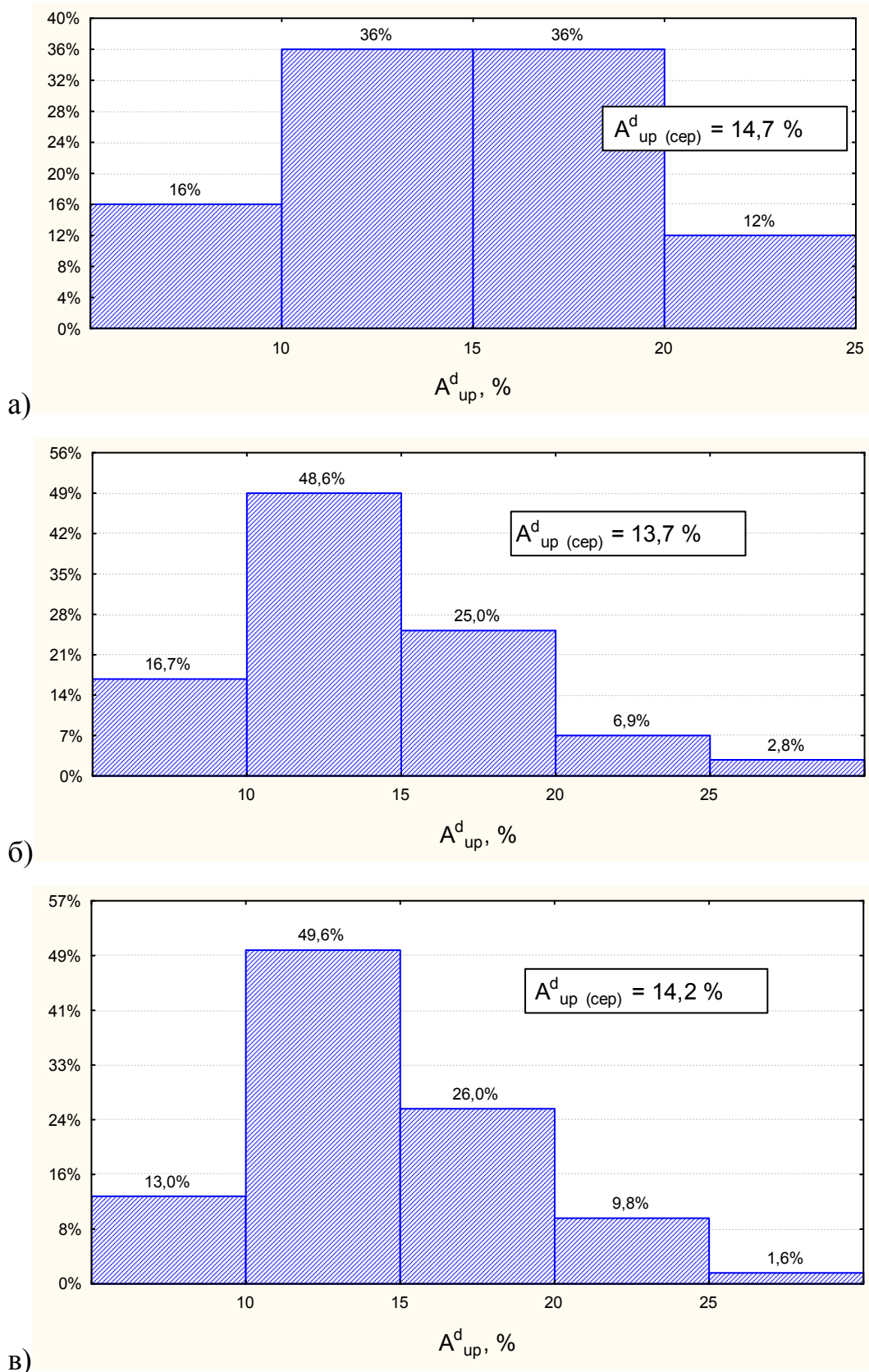


Рисунок 3.61 – Діаграми частотного розподілення зольності вугільних пачок пласта m_3 по площах Старобільського вугленосного району: а) Сватівській площі, б) Старобільській площі, в) Петровському родовищу

(12,6 %), Al_2O_3 (11,0 %), MgO (1,8 %), TiO_2 (0,3 %), P_2O_5 (0,1 %). Вміст Na_2O становить 2,9 %, K_2O – 0,8 % (табл.4.11) [126]. Склад золи пласта Старобільської площі: Fe_2O_3 (37,7 %), SO_3 (20,3 %), SiO_2 (13,4 %), CaO (14,8 %), Al_2O_3 (7,5 %), MgO (2,1 %), TiO_2 (0,3 %), P_2O_5 (0,2 %). Вміст Na_2O становить 3,0 %, K_2O – 0,7 % [132]. Для пласта на Петровському родовищі: Fe_2O_3 (31,4 %), SiO_2 (22,3 %), SO_3 (17,3 %), CaO (12,2 %), Al_2O_3 (10,3 %), MgO (1,8 %), TiO_2 (0,4 %), P_2O_5 (0,2 %). Вміст Na_2O – 3,1 %, K_2O – 1,0 % [82].

Середній хімічний склад золи вугілля пласта представлений наступними оксидами: Fe_2O_3 (33,6 %), SiO_2 (19,2 %), SO_3 (18,2 %), CaO (13,2 %), Al_2O_3 (9,6 %), MgO (1,9 %), TiO_2 (0,3 %). Вміст Na_2O становить 3,0 %, K_2O – 0,8 % (табл. 3.11, рис. 3.62) [128].

Таблиця 3.11 – Хімічний склад та типізація золи вугілля пласта m_3

Оксиди, %	Сватівська площа	Старобільська площа	Петровське родовище	Середнє по пласту	
SiO_2	21,9	13,4	22,3	19,2	
Al_2O_3	11,0	7,5	10,3	9,6	
Fe_2O_3	31,7	37,7	31,4	33,6	
TiO_2	0,3	0,3	0,4	0,3	
CaO	12,6	14,8	12,2	13,2	
MgO	1,8	2,1	1,8	1,9	
SO_3	16,9	20,3	17,3	18,2	
K_2O	0,8	0,7	1,0	0,8	
Na_2O	2,9	3,0	3,1	3,0	
P_2O_5	0,1	0,2	0,2	0,2	
Тип золи	за В.Р. Клером	залізистий	залізистий	залізистий	залізистий
	за Н.П. Очкур	власне залізистий	власне залізистий	власне залізистий	власне залізистий
	за М.О. До- брогоРСьким	лужно- карбонатно- алюмосилі- катний та високо залі- зистий	лужно- карбонатно- алюмосиліка- тний та вель- ми залізистий	лужно- карбонатно- алюмосилі- катний та високо залізистий	лужно- карбонатно- алюмосилі- катний та високо залі- зистий

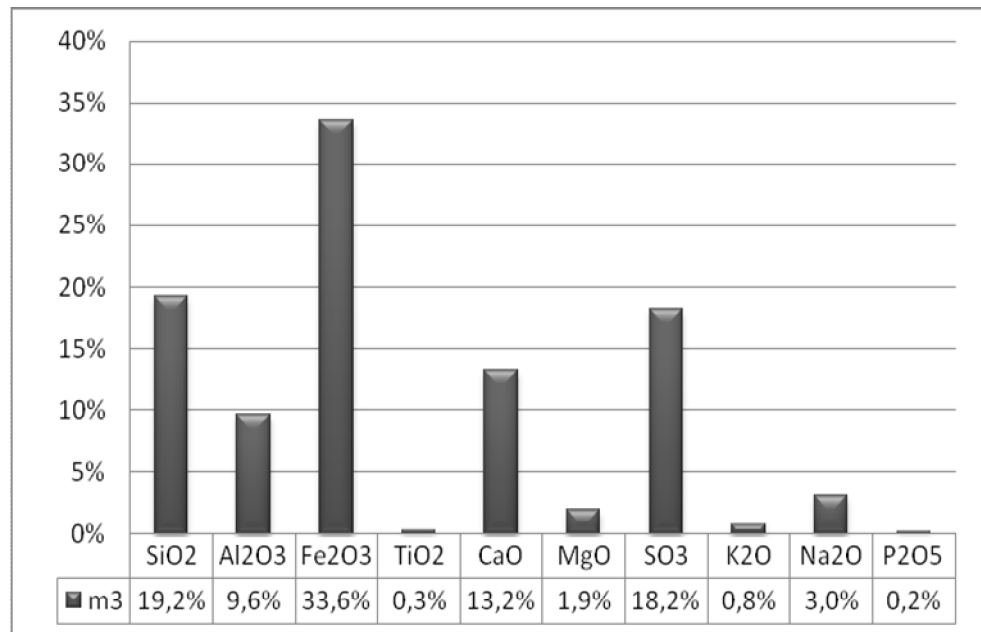


Рисунок 3.62 – Хімічний склад золи вугілля пласта m₃

Для Сватівської площі значення модулів: А (2,07), В (0,58), С (9,72), D (0,45), М (0,94), N (-0,37), G (0,46), S (0,54), К (11,53). Для Старобільської площі значення модулів: А (1,72), В (0,78), С (9,51), D (0,49), М (0,51), N (-0,36), G (0,28), S (0,33), К (11,28) [132]. Вугілля пласта Петровського родовища характеризується наступними модулями: А (2,41), В (0,52), С (8,11), D (0,43), М (0,91), N (-0,37), G (0,43), S (0,58), К (9,62) [82]. Середні значення для пласта: А (2,07), В (0,63), С (9,11), D (0,46), М (0,79), N (-0,37), G (0,39), S (0,48), К (10,81) (табл. 3.12) [128].

Таблиця 3.12 – Модулі золи вугілля пласта m₃

Модулі золи	Сватівська площа	Старобільська площа	Петровське родовище	Середнє по пласту
А	2,07	1,72	2,41	2,07
В	0,58	0,78	0,52	0,63
С	9,72	9,51	8,11	9,11
D	0,45	0,49	0,43	0,46
М	0,94	0,51	0,91	0,79
N	-0,37	-0,36	-0,37	-0,37
G	0,46	0,28	0,43	0,39
S	0,54	0,33	0,58	0,48
К	11,53	11,28	9,62	10,81

За середнім складом по району зола вугілля відноситься до залізного типу за класифікацією В.Р. Клера [65, 66] та до власне залізного типу за класифікацією Н.П. Очкур [106]. За класифікацією М.О. Доброгорського [36] зола вугілля відноситься до лужно-карбонатно-алюмосилікатного високозалізного типу (табл. 3.11). По площах району зола вугілля за класифікацією В.Р. Клера та Н.П. Очкур відповідає вищеозначеним типам. За класифікацією М.О. Доброгорського типізація золи вугілля на різних площах дещо різниться за підтипами. Так, надмірний вміст оксидів заліза у золі вугілля Старобільської площі (>35 %) характеризує золу як вельми залізисту. Показники вмісту Fe_2O_3 у золі вугілля пласта Сватівської площі та Петровського родовища дещо нижчі та характеризують золу як високозалізисту.

Температура плавлення (t_3) золи вугілля Сватівської площі змінюється від 1330 до 1350°C. За середніми значеннями (1340°C) зола відноситься до середньоплавкої [126]. Для Старобільської площі показники змінюються в інтервалі від 1050 до 1250° С, у середньому складає 1145° С та відноситься до легкоплавкої [132]. Для Петровського родовища t_3 золи вугілля змінюється від 1140 до 1440° С, у середньому складає 1280° С. За середніми значеннями цього показника зола відноситься до середньоплавкої [82]. Середнє значення для пласта 1255 °С, зола відноситься до середньоплавкої [128].

Сірчистість (S_t^d , %) вугілля пласта m_3 на Сватівській площі змінюється від 0,5 до 7,2 %, у середньому 4,0 % (табл. 3.3). Частка групи високосірчистого вугілля 54 %, сірчистого – 39 %, середньосірчистого та малосірчистого по 4 % (рис. 3.63). Переважним різновидом сірки є сульфідна, кількість якої складає 3,11 % (77,8 % від S_t^d). Органічна сірка присутня в менших кількостях – 0,84 % (21,0 % від S_t^d). Вміст сульфатної сірки в середньому складає 0,05 % (1,2 % від S_t^d) (рис. 3.64). По Старобільській площі вміст сірки коливається в межах від 2,5 до 12,0 %, у середньому 5,0 %. Частка групи високосірчистого вугілля становить 84 %, сірчистого – 16 %. Переважним різновидом сірки є сульфідна, кількість якої складає 3,63 % (72,9 % від S_t^d). Частка органічної сірки дорівнює 1,28 % (25,6 % від S_t^d). Сульфатна сірка складає

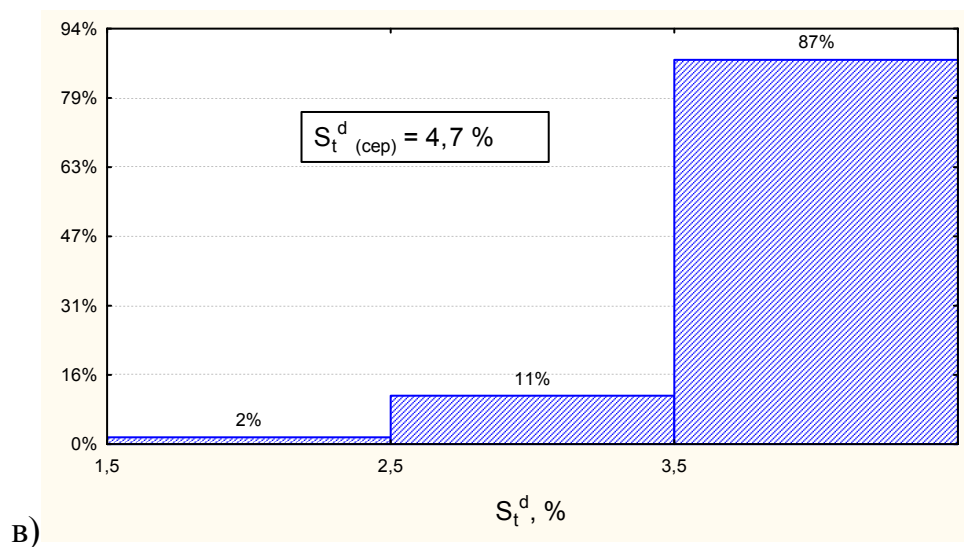
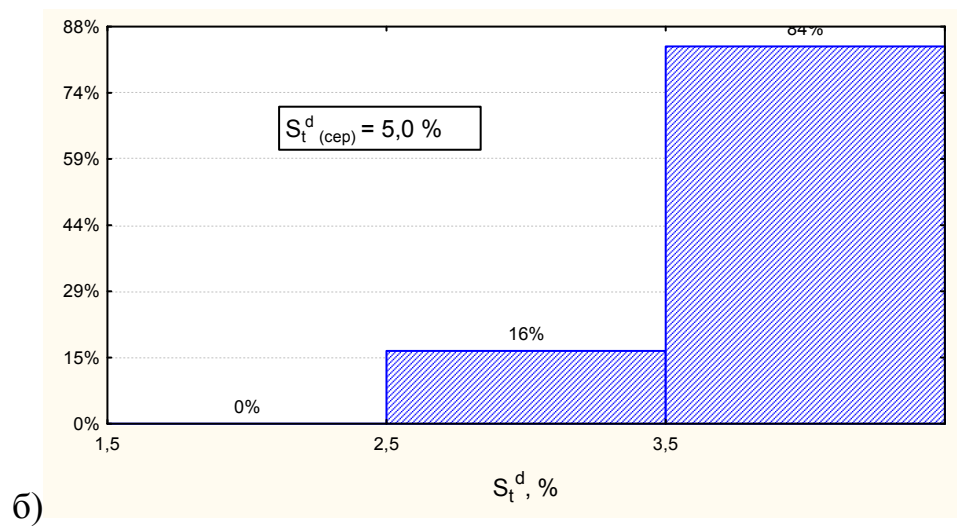
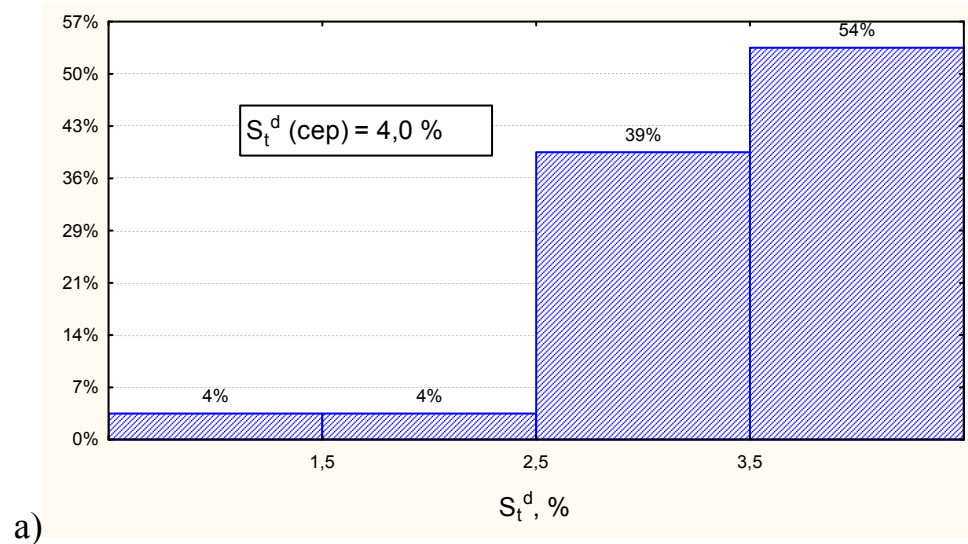


Рисунок 3.63 – Діаграми розподілення сірки у вугіллі пласта m_3 за групами сірчистості по площах Старобільського вугленосного району: а) Сватівській площі, б) Старобільській площі, в) Петровському родовищу

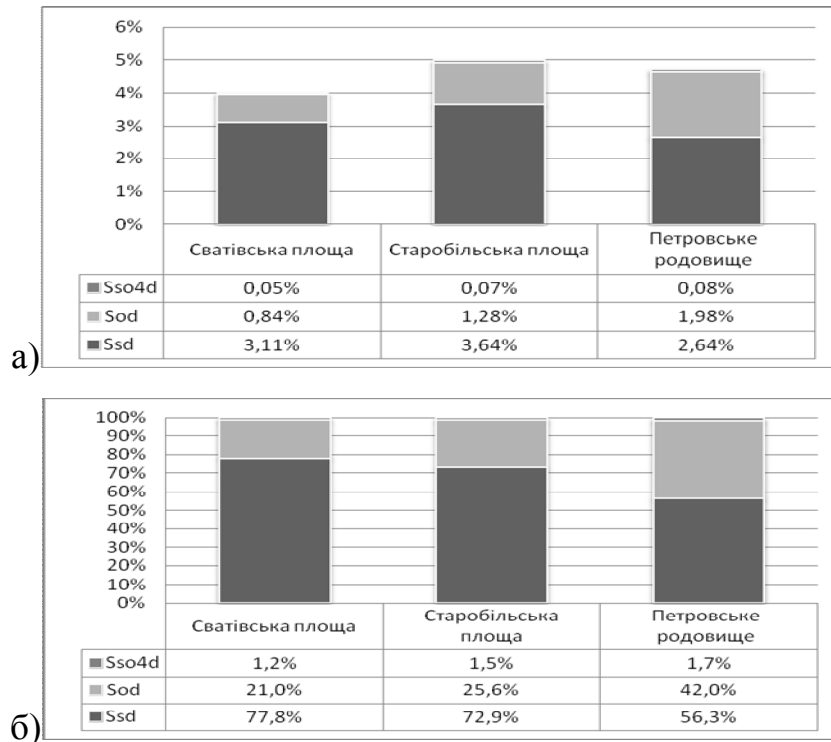


Рисунок 3.64 – Діаграма середнього вмісту сірки за видами у вугіллі пласта m_3 по площах Старобільського вугленосного району: а) відсотковий вміст у вугіллі, б) приведений до 100 %

близько 0,07 (1,5 % від S_t^d). По Петровському родовищу вміст сірки коливається в межах від 1,8 до 10,2 %, у середньому 4,7 %. Частка групи високосірчистого вугілля становить 87 %, сірчистого – 11 %, середньосірчистого – 2 %. Переважним різновидом сірки є сульфідна, кількість якої складає 2,64 % (56,3 % від S_t^d). Частка органічної сірки дорівнює 1,98 % (42,0 % від S_t^d). Сульфатна сірка складає близько 0,08 % (1,7 % від S_t^d). У середньому по пласту вміст сірки становить 4,6 % (табл. 3.3), стандартне відхилення 1,4 %.

Після аналізу розподілення сірки у вугіллі за групами сірчистості виявлено, що до високосірчистого відноситься 81,7 % вугілля, до сірчистого – 16,6 %, середньосірчистого – 1,3 %, малосірчистого – 0,4 % (рис. 3.65) [82, 126, 128, 132].

Розподілення сірки у вугіллі пласта m_3 за групами сірчистості по площах характеризується деякими особливостями: а) відсоткова кількість вугілля у групі поступово збільшується від групи мало- до багатосірчистого для

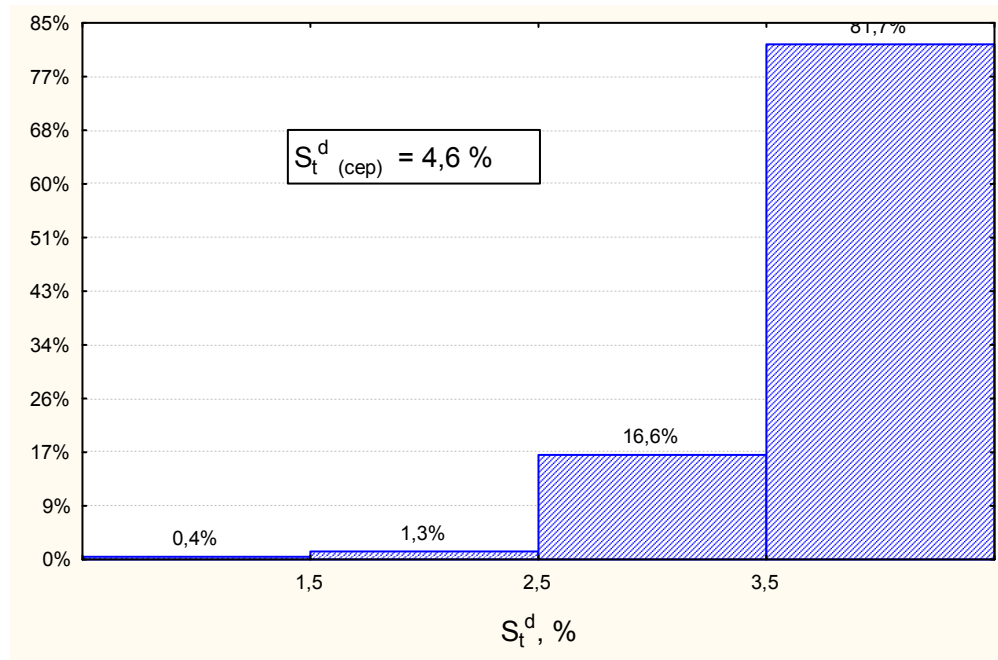


Рисунок 3.65 – Діаграма розподілення сірки у вугіллі пласта m_3 за групами сірчистості

всіх площ, на яких поширений цей пласт; б) відсоткова частка багатосірчистого вугілля поступово підвищується від Сватівської площі у напрямку Петровського родовища; в) відсоткова частка сірчистого вугілля навпаки, у напрямку від Сватівської площі до Петровського родовища, зменшується; г) малосірчисте вугілля присутнє лише на території Сватівської площі; д) середньосірчисте вугілля представлене поодинокими показниками на Сватівській площі та Петровському родовищі. Видовий склад сірки вугілля пласта представлений на рисунку 3.66.

Аналіз частотного розподілення сірчистості вугілля пласта m_3 надає можливість зробити наступні висновки: а) кількість вугілля з $S_t^d > 3\%$ переважає на усій площі пласта; б) вугілля з сірчистістю $< 3,0\%$ зустрічається в поодиноких пробах та притаманне лише частині пласта, що залягає на території Сватівської площі; в) найбільша мінливість показників характерна для вугілля Старобільської площі. Наявність великої відсоткової частки вугілля з S_t^d до 7% та присутність проб з S_t^d близько 12% зумовили найвищий середній показник сірчистості по пласту на цій площі; г) більшість показників

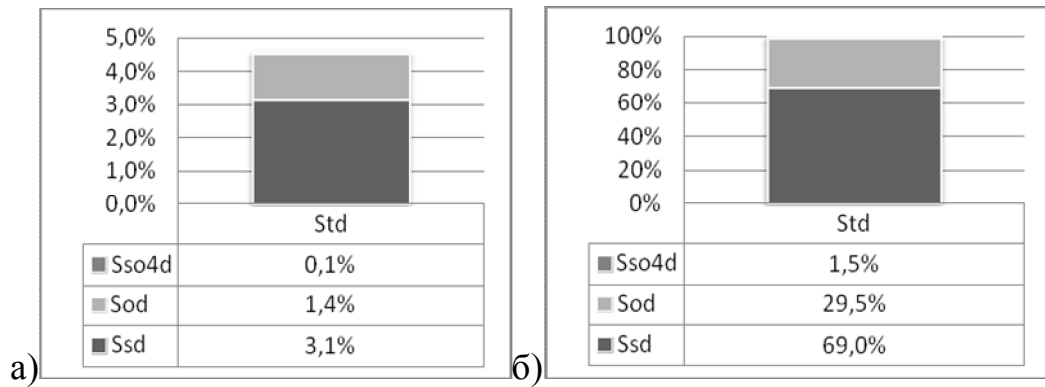


Рисунок 3.66– Діаграма середнього вмісту сірки за видами у вугіллі пласта m_3 : а) відсотковий вміст у вугіллі, б) приведений до 100 %

сірчистості вугілля пласта Петровського родовища зосереджені в тих самих інтервалах, що і для вугілля Старобільської площі, але з деякою перевагою для нижніх інтервалів, що вплинуло на незначне зниження середнього показника сірчистості для цієї площі; д) середній вміст S_t^d у вугіллі пласта на Сватівській площі найнижчий. Це пояснюється найнижчими для пласта верхніми граничними показниками, та зосередженістю переважаючої кількості значень в інтервалах від 2 до 5 %.

На рисунках 3.67 та 3.68 представлені діаграми частотного розподілення сірчистості вугілля пласта m_3 .

Аналіз розподілення сірки за видами у вугіллі пласта m_3 дозволив зробити наступні висновки:

- найбільшу частину загальної сірки складає сульфідна (піритна) сірка, показники вмісту зменшуються в значному інтервалі від Сватівської площі до Петровського родовища від 77,8 до 56,3 %;

- вміст органічної сірки навпаки поступово збільшується у цьому напрямку від 21,0 до 42,1 % від загального вмісту сірки;

- вміст сульфатної сірки також поступово підвищується від 1,2 до 1,7 % від загальної у напрямку аналогічному для органічної;

- спостерігається високий коефіцієнт кореляції між вмістом загальної сірки та сірки сульфідної (0,79);

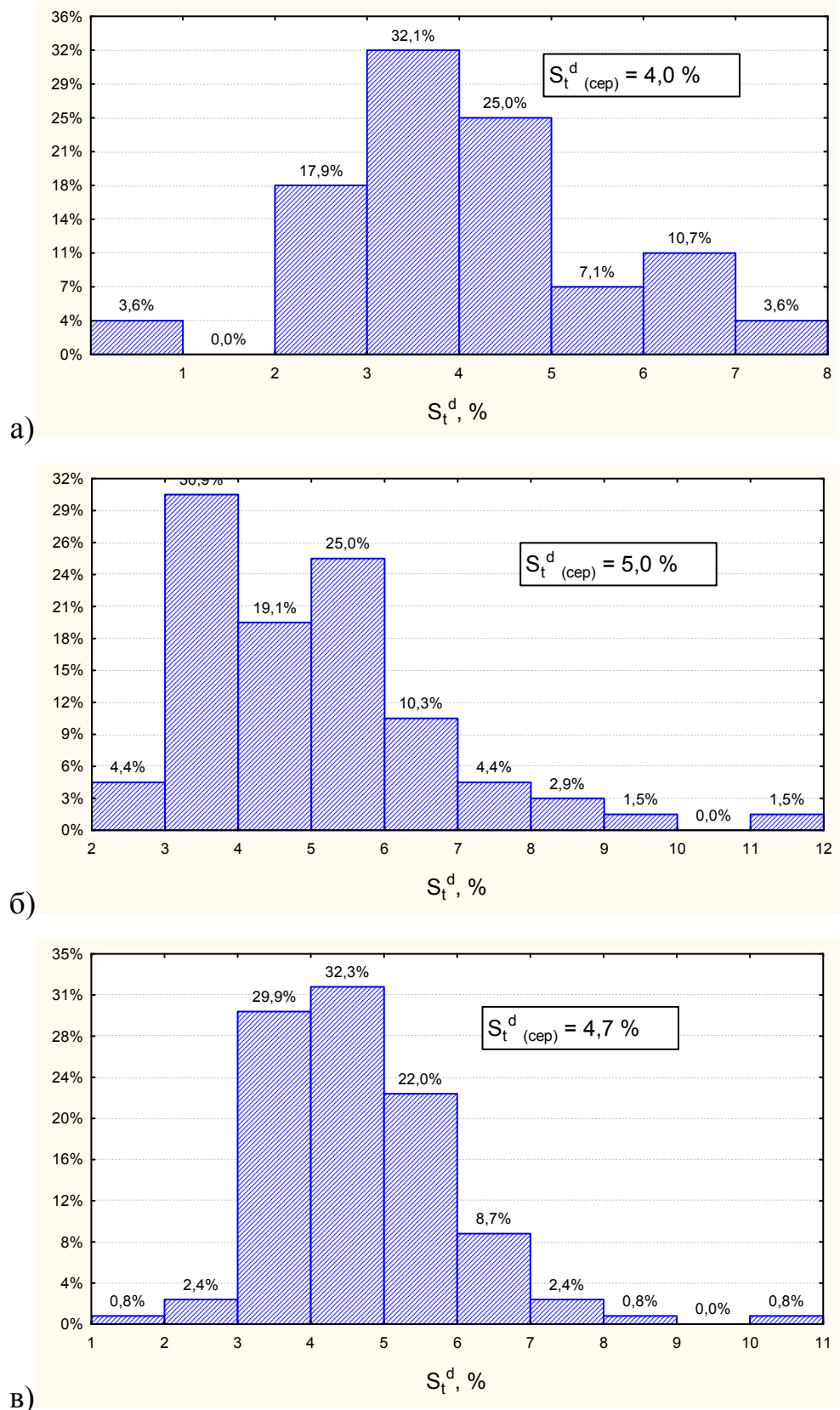


Рисунок 3.67 – Діаграми частотного розподілення сірчистості вугілля пласта m_3 по площах Старобільського вугленосного району: а) Сватівській площі, б) Старобільській площі, в) Петровському родовищу

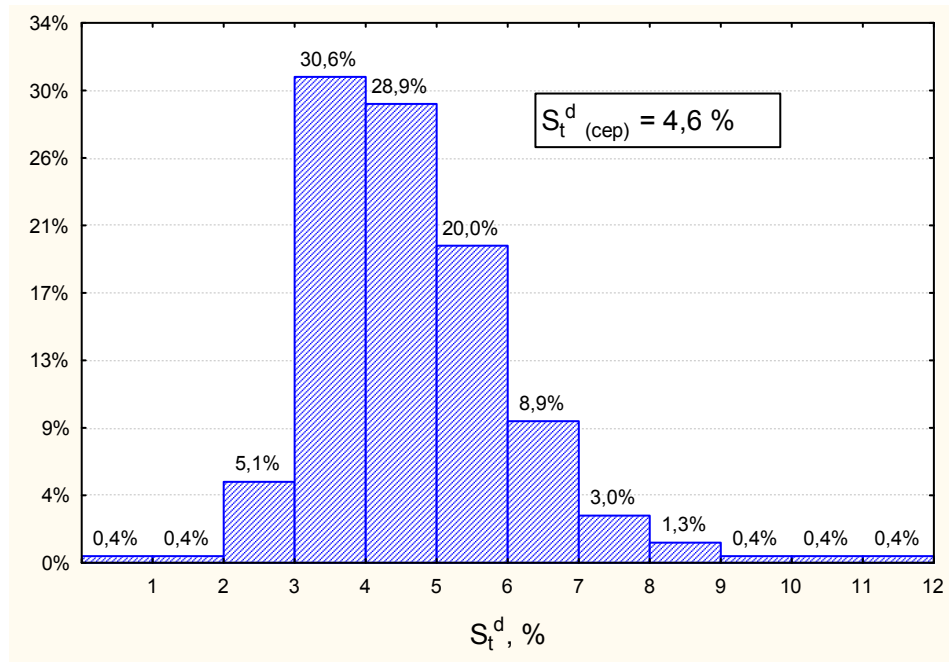


Рисунок 3.68 – Діаграма частотного розподілення сірчистості вугілля пласта m_3

– характер зміни показників вмісту органічної сірки співпадає з напрямком зміни сірки загальної – збільшується з південного сходу на північний захід. Коефіцієнт кореляції між вмістом загальної сірки та сірки органічної становить 0,54;

– сірка піритна та органічна знаходяться у зворотному зв'язку з коефіцієнтом -0,3, а піритна та сульфатна – у прямому з коефіцієнтом 0,4.

Таким чином, склад сірки вугілля пласта Петровського родовища суттєво відрізняється від вугілля пласта, що поширене на іншій території: вміст сульфідної та органічної сірки майже рівний, з деякою перевагою піритної, та найвищий вміст сульфатної сірки. На території Сватівської та Старобільської площ відмічається суттєва перевага сульфідної сірки над органічною [128].

Вихід летких речовин (V^{daf} , %) по Сватівській площі змінюється від 39,9 до 48,4 %, складає в середньому 42,9 % (табл. 3.3, рис. 3.69). V^{daf} для Старобільської площі змінюється в інтервалі значень від 37,9 до 48,4 % і становить у середньому 43,0 %. V^{daf} по площі Петровського родовища змінюється в інтервалі значень від 39,7 до 45,3 % і становить у середньому 43,6 %.

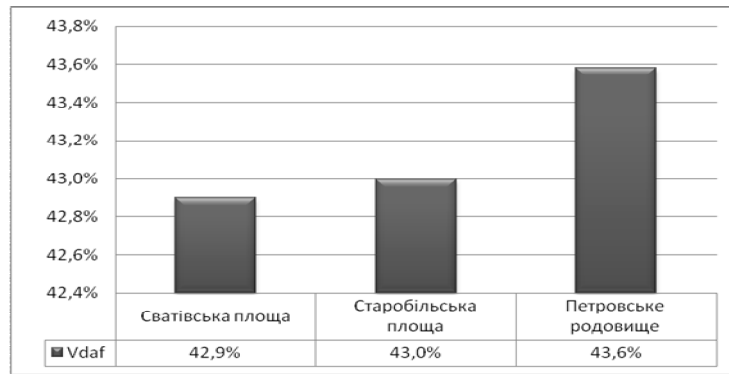


Рисунок 3.69 – Діаграма середніх показників V^{daf} вугілля пласта m_3

У середньому по пласту вихід летких речовин 43,2 %, стандартне відхилення 2,3 % [82, 126, 128, 132]. Аналіз частотного розподілення показників виходу летких речовин пояснює невеликий інтервал середніх показників: більша частина показників знаходиться в межах 40,0 – 46,0 %. Переважають значення в межах 42,0 – 44,0 % (рис. 3.70, 3.71).

Більш детальне вивчення показників по окремих площах дозволяє зробити деякі висновки щодо характеру їх розподілення:

– вугілля з показниками V^{daf} до 40 % зустрічається у 12,0 % випадків; вугілля з показниками V^{daf} 40 – 42 % складає від загальної кількості вугілля площі 26,0 %. Поширене на Сватівській та Старобільській площах;

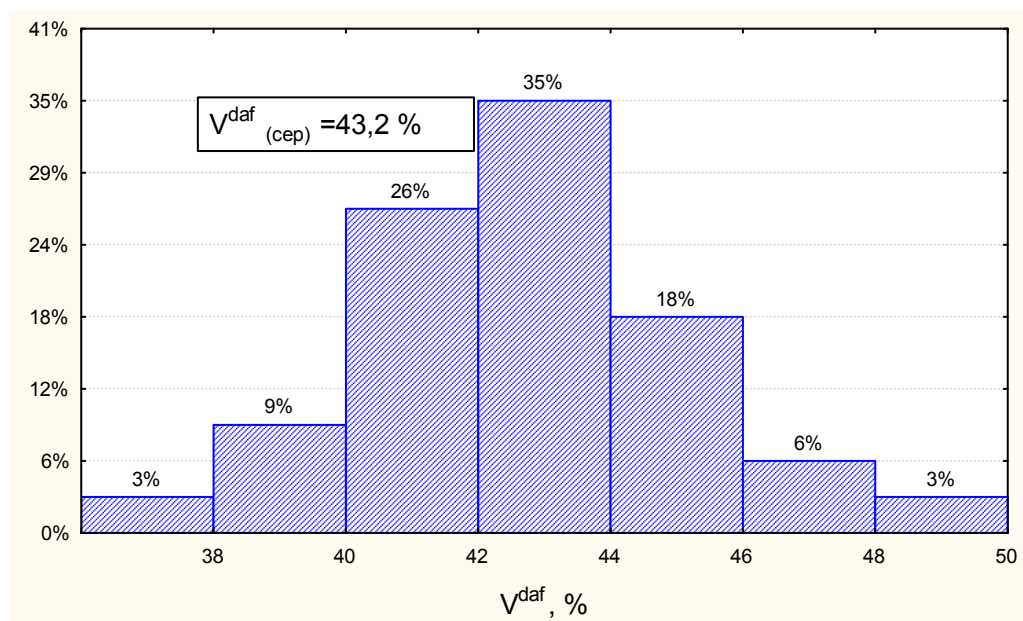


Рисунок 3.70 – Діаграма розподілення показників V^{daf} вугілля пласта m_3

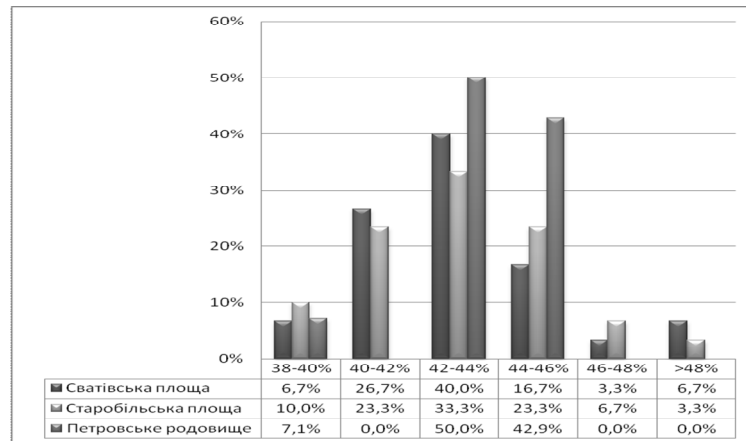


Рисунок 3.71 – Діаграма розподілення показників V^{daf} вугілля пласта m_3 по площах Старобільського вугленосного району

- вугілля з показниками V^{daf} в інтервалі 42 – 44 % є найпоширенішим для пласта, в середньому по площі складе 35,0 %, переважає на всіх площах;
- вугілля з показниками V^{daf} в інтервалі 44 – 46 % складає 18,0 % всього вугілля пласта. Найбільша його частина – на Петровському родовищі;
- вугілля з показниками V^{daf} в інтервалі 46 – 48 % зустрічається зрідка (6,0 %) та лише на території Сватівської та Старобільської площ;
- вугілля з показниками $V^{daf} > 48$ % характеризується ще нижчим розповсюдженням та складає близько 3 %.

Вища питома теплота згоряння вугілля (Q_s^{daf} , МДж/кг) по пласту на Сватівській площі змінюється від 30,9 до 32,2 МДж/кг і в середньому становить 31,8 МДж/кг. Нижча питома теплота згоряння (Q_i^r , МДж/кг) коливається у межах 18,2 – 28,1 МДж/кг, у середньому становить 23,2 МДж/кг. Теплотворний еквівалент (\mathcal{E}) складає 0,76 [126]. Q_s^{daf} вугілля пласта по Старобільській площі змінюється від 30,0 до 32,0 МДж/кг і в середньому становить 30,9 МДж/кг, Q_i^r коливається в межах 18,7 – 24,1 МДж/кг, при середньому значенні – 21,7 МДж/кг, $\mathcal{E} = 0,74$ [132]. Q_s^{daf} вугілля змінюється від 30,1 до 32,6 МДж/кг і в середньому становить 31,1 МДж/кг, Q_i^r коливається в межах 19,0 – 23,8 МДж/кг, при середньому значенні – 22,0 МДж/кг, $\mathcal{E} = 0,75$ [82]. У середньому по пласту Q_s^{daf} вугілля становить 31,3 МДж/кг, стандартне відхи-

лення 0,7 МДж/кг, Q_i^f у середньому – 22,3 МДж/кг, стандартне відхилення 1,1 МДж/кг, $\Theta = 0,75$.

Вміст вуглецю (C^{daf} , %) в елементному складі вугілля Сватівської площі досить мінливий і коливається від 70,5 до 81,5 %, у середньому – 74,6 %, вміст водню (H^{daf} , %) від 4,2 до 5,7 %, у середньому – 5,0 %, $(N+O)^{daf}$ по площі поширення пласта змінюється від 10,0 до 18,0 %, у середньому – 15,3 %. S^{daf} варіює від 2,7 до 8,4 % та у середньому складає 5,1 %. На Старобільській площі в елементному складі вугілля C^{daf} коливається від 70,0 до 77,8 %, у середньому 74,0 %, H^{daf} варіює від 3,7 до 8,9 %, у середньому – 5,0 %, $(N+O)^{daf}$ за середнього 15,5 % по площі пласта змінюється від 5,0 до 20,5 %, S^{daf} варіює від 2,8 до 14,8 %, у середньому – 5,5 %. В елементному складі вугілля Петровського родовища C^{daf} коливається від 72,3 до 77,5 %, у середньому – 74,1 %, H^{daf} варіює від 4,7 до 5,5 %, у середньому – 5,1 %, $(N+O)^{daf}$ при середньому значенні 16,1 % по площі пласта змінюється від 13,5 до 18,0 %, S^{daf} варіює від 3,4 до 5,9 %, у середньому – 4,7 %. Середні значення по пласту становлять (%): C^{daf} (74,3, стандартне відхилення 2,0), H^{daf} (5,0, стандартне відхилення 0,5), $(N+O)^{daf}$ (15,6, стандартне відхилення 2,7), S^{daf} (5,1, стандартне відхилення 2,1) (рис. 3.72, табл. 3.13) [82, 126, 128, 132].

В атомарних відсотках склад органічної речовини виглядіє наступним чином: $C_{ат} - 50,7$ %, $H_{ат} - 41,2$ %, $O_{ат} - 8,1$ %. Атомарний склад також можна виразити емпіричними формулами: $C_{100}H_{81,5}O_{15,9}$, $C_{123}H_{100}O_{19,6}$, $C_{6,52}H_{5,35}O$. Відношення $H/C = 0,81$, $O/H = 0,20$.

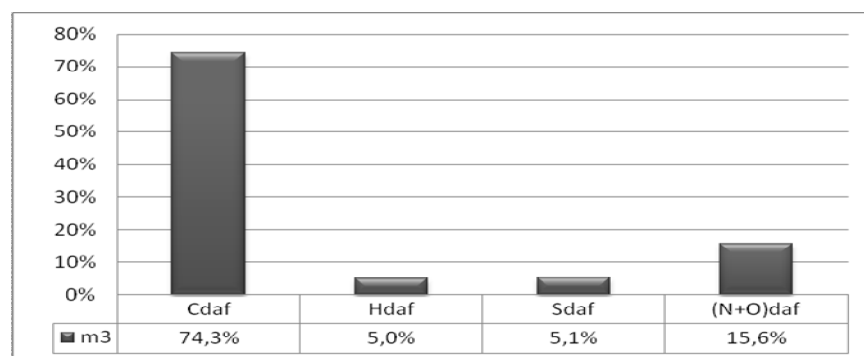


Рисунок 3.72 – Типовий елементний склад вугілля пласта m_3

Таблиця 3.13 – Елементний склад вугілля пласта m_3

Елементний склад, % від-до середнє	Сватівська площа	Старобільська площа	Петровське родовище	Середнє по пласту
C^{daf}	$\frac{70,5-81,5}{74,6}$	$\frac{70,0-77,8}{74,0}$	$\frac{72,3-77,5}{74,1}$	74,3
H^{daf}	$\frac{4,2-5,7}{5,0}$	$\frac{3,7-8,9}{5,0}$	$\frac{4,7-5,5}{5,1}$	5,0
S^{daf}	$\frac{2,7-8,4}{5,1}$	$\frac{2,8-14,8}{5,5}$	$\frac{3,4-5,9}{4,7}$	5,1
$(N+O)^{daf}$	$\frac{10,0-18,0}{15,3}$	$\frac{5,0-20,2}{15,5}$	$\frac{13,5-18,0}{16,1}$	15,6
C_{ar}	$\frac{49,2-54,0}{51,1}$	$\frac{40,8-58,5}{50,9}$	$\frac{48,6-52,2}{50,2}$	50,7
H_{ar}	$\frac{36,5-43,3}{41,0}$	$\frac{35,8-57,2}{41,1}$	$\frac{39,9-41,6}{41,6}$	41,2
O_{ar}	$\frac{4,8-9,5}{7,9}$	$\frac{2,0-10,1}{8,0}$	$\frac{7,0-9,1}{8,2}$	8,1
$(H/C)_{ar}$	$\frac{0,7-0,9}{0,8}$	$\frac{0,6-1,4}{0,8}$	$\frac{0,8-0,9}{0,8}$	0,8

3.2 Стратиграфічні та латеральні зміни показників якості

Розріз вугільних товщ по площах району представлений різними пластами вугілля: на Богданівському родовищі – h_8 та k_2^H , Сватівській площі – k_2^H та m_3 , Старобільській площі та Петровському родовищі – k_2^H , l_7 , m_3 . Пласт k_2^H залягає на всій площі, що досліджується. Створення автоматизованої бази даних показників складу та якості цього пласта надало можливість дослідити регіональний характер їх змін та виявити латеральні закономірності.

Петрографічний склад вугілля по кожному пласту має різний характер зміни по латералі:

– для пласта h_8 показники вмісту групи вітриніту збільшуються з південно-західної частини площі поширення пласта на північний схід. Показники групи інертиніту – з південного сходу на північний захід. Вміст групи ліптиніту збільшується з північного сходу на південний захід;

– по пласту k_2^H збільшення вмісту мікрокомпонентів групи вітриніту відбувається з північного заходу на південний схід регіону. Збільшення показників групи семівітриніту простежується з півдня на північ. Збільшення вмісту мацералів груп інертиніту відбувається у напрямку зі сходу на захід. Збільшення вмісту мікрокомпонентів групи ліптиніту відбувається з південного заходу на північний схід;

– для пласта l_7 характерне збільшення по площі мацеральної групи вітриніту з південного сходу на північний захід. Збільшення вмісту мацералів групи інертиніту та ліптиніту відбувається майже в однаковому напрямку – з північного заходу на південний схід;

– для пласта m_3 збільшення по площі залягання показників групи вітриніту відбувається з північного сходу на південний захід. Збільшення вмісту групи інертиніту відбувається майже в широтному напрямку, зі сходу на захід. Вміст групи ліптиніту зменшується по площі в напрямку північний захід – південний схід.

В стратиграфічному розрізі виявлені особливості зміни (табл. 3.2):

– спостерігається тенденція до зменшення показників вмісту групи вітриніту вгору за розрізом;

– вгору за розрізом вугільної товщі від нижніх пластів до верхніх відбувається підвищення показників вмісту групи інертиніту;

– вгору за розрізом від нижніх пластів до верхніх спостерігається тенденція до зниження показників вмісту мацеральної групи ліптиніту.

Показник відбиття вітриніту (R_0 , %) характеризується незначною мінливістю зміни показників, як по площі поширення пластів, так і у стратиграфічному розрізі. Встановлено певні площинні зміни по кожному пласту:

– для пласта h_8 показники R_0 сталі по площі, відмічається локальна зона зменшення значень у центральній частині площі поширення пласта;

– для показників відбиття вітриніту вугілля пласта k_2^H спостерігається тенденція до збільшення у південному напрямку;

- для показників R_o вугілля пласта l_7 – у південно-західному;
- показники відбиття вітриніту вугілля пласта m_3 найнижчі в центральній частині площі поширення пласта, збільшуються в південно-західному та північно-східному напрямках.

В стратиграфічному розрізі показник відбиття вітриніту зменшується вгору за розрізом від пластів нижньої світи C_2^3 до пластів верхньої світи C_2^7 . Виявлено, що вгору за розрізом в окремо взятих пластах спостерігається зменшення показника відбиття вітриніту (табл. 3.4).

На відміну від слабкої мінливості показників відбиття вітриніту по площі та у розрізі вугільної товщі, його мінливість в кожному окремо взятому брикеті вугілля є дуже високою. Значні відмінності в значенні показників R_o пояснюються дуже неоднорідною, атритовою та в різному ступені окисленою основною масою органічної речовини. Такий характер структури основної маси ускладнює точний замір показника відбиття вітриніту в кожному брикеті вугілля.

Показники вологи робочої (W_r^t) та вологи аналітичної (W^a) по площі пластів мають певні закономірності зміни:

- для пласта h_8 показники W_r^t та W^a найнижчі в центральній та південно-східній частинах площі, поступово збільшуються в західному напрямку та на північний схід площі поширення пласта;

- для пласта k_2^H показники W_r^t та W^a не мають чітких закономірностей зміни по площі. Спостерігається значне підвищення значень на площі Богданівського родовища;

- для пласта l_7 показники W_r^t поступово збільшуються з південного заходу на північний схід. Зміна вмісту W^a відбувається майже в тому ж напрямку, але має більш субширотний характер. Проаналізувавши інтервали змін показників вологості на площах, можна зробити висновок, що вугілля пласта l_7 Петровського родовища має вищі показники вологості (аналітичної та ро-

бочої), ніж на Старобільській площі. Показники W_r^t та W^a більш мінливі на Старобільській площі;

– для пласта m_3 показники W_r^t та W^a найвищі в центральній частині площі Старобільського вугленосного району, поступово зменшуються в напрямку південного сходу та на захід, загалом простежується тенденція збільшення показників з південного заходу на північний схід.

Проаналізувавши інтервали змін показників вологості на площах, можна зробити висновок, що:

– найменшою вологістю (аналітичною та робочою) характеризується вугілля пласта k_2^H Петровського родовища. Вологість на цій площі змінюється в невеликому інтервалі, а максимальні значення значно менші за показники на сусідніх територіях;

– середньопластові показники вологи робочої знижуються вгору за розрізом від пласта h_8 до пласта m_3 . Для показників вологи аналітичної закономірних стратиграфічних тенденцій не виявлено;

– більшою мінливістю показників W_r^t та W^a характеризується пласт k_2^H ;

– більш детальне вивчення зміни показників по площах виявило підвищення показників з наближенням до зони розмиву пластів та заміщення пласта k_2^H пісковиком.

Зольність з урахуванням засмічення ($A_{пл.}^d$) та зольність вугільних пачок ($A_{в.п.}^d$) за площею:

– для пласта h_8 збільшується у напрямку з південного заходу на північний схід Богданівського родовища;

– для пласта k_2^H зменшується від Сватівської площі у напрямку Богданівського та Петровського родовищ. Аналіз частотного розподілення показників зольності пласта k_2^H надав можливість зробити наступні висновки: а) частка багатозольного вугілля ($> 24\%$) зменшується у напрямку із заходу на схід району, від Сватівської площі до Богданівського та Петровського родовищ; б) частка малозольного вугілля поступово збільшується в напрямку

від Сватівської площі до Богданівського родовища; в) на Старобільській площі, Петровському та Богданівському родовищах переважають значення зольності вугілля в інтервалі 8 – 16 %; г) показники зольності вугілля на Сватівській площі майже у рівних кількостях розподілились по групам високозольного, середньозольного та багатозольного вугілля;

– для пласта l_7 збільшується у субширотному напрямку зі сходу на захід. Частотне розподілення та середні значення свідчать про те, що вугілля пласта, що залягає на Старобільській площі більш зольне, ніж на площі Петровського родовища;

– для пласта m_3 збільшується в напрямку з північного заходу на південний схід. По всіх площах його залягання має спільний характер розподілення по показникам зольності вугільних пачок. На всіх площах переважає середньозольне вугілля, із зольністю вугільних пачок 8 – 16 %, частка якого поступово збільшується в напрямку від Сватівської площі до Петровського родовища. На другому місці за розповсюдженням вугілля з зольністю 16 – 24 %, його частка навпаки збільшується в напрямку Сватівська площа – Петровське родовище. Зольність вугілля $< 8\%$ та $> 24\%$ зустрічається лише в поодиноких пробах та не відіграє значної ролі в характері розподілу.

Для кожного з пластів побудовано карту зольності вугільних пачок (рис. 3.73).

Для вугілля різних пластів складові компоненти золи знаходяться у різному співвідношенні та виявляють певні закономірності. По площі поширення пласта h_8 вміст SiO_2 та Na_2O підвищується в напрямку південний захід – північний схід, вміст Al_2O_3 підвищується з півночі на південь, вміст оксидів заліза, кальцію, магнію та триоксиду сірки характеризуються підвищенням показників у напрямку схід – захід. За площею поширення пласта k_2^H вміст SiO_2 та TiO_2 , Al_2O_3 та Na_2O збільшується у напрямку південний захід – північний схід. Вміст оксидів кальцію, магнію та калію збільшується в напрямку південний схід – північний захід. Вміст оксиду заліза та триоксиду сірки підвищується з північного сходу на південний захід.

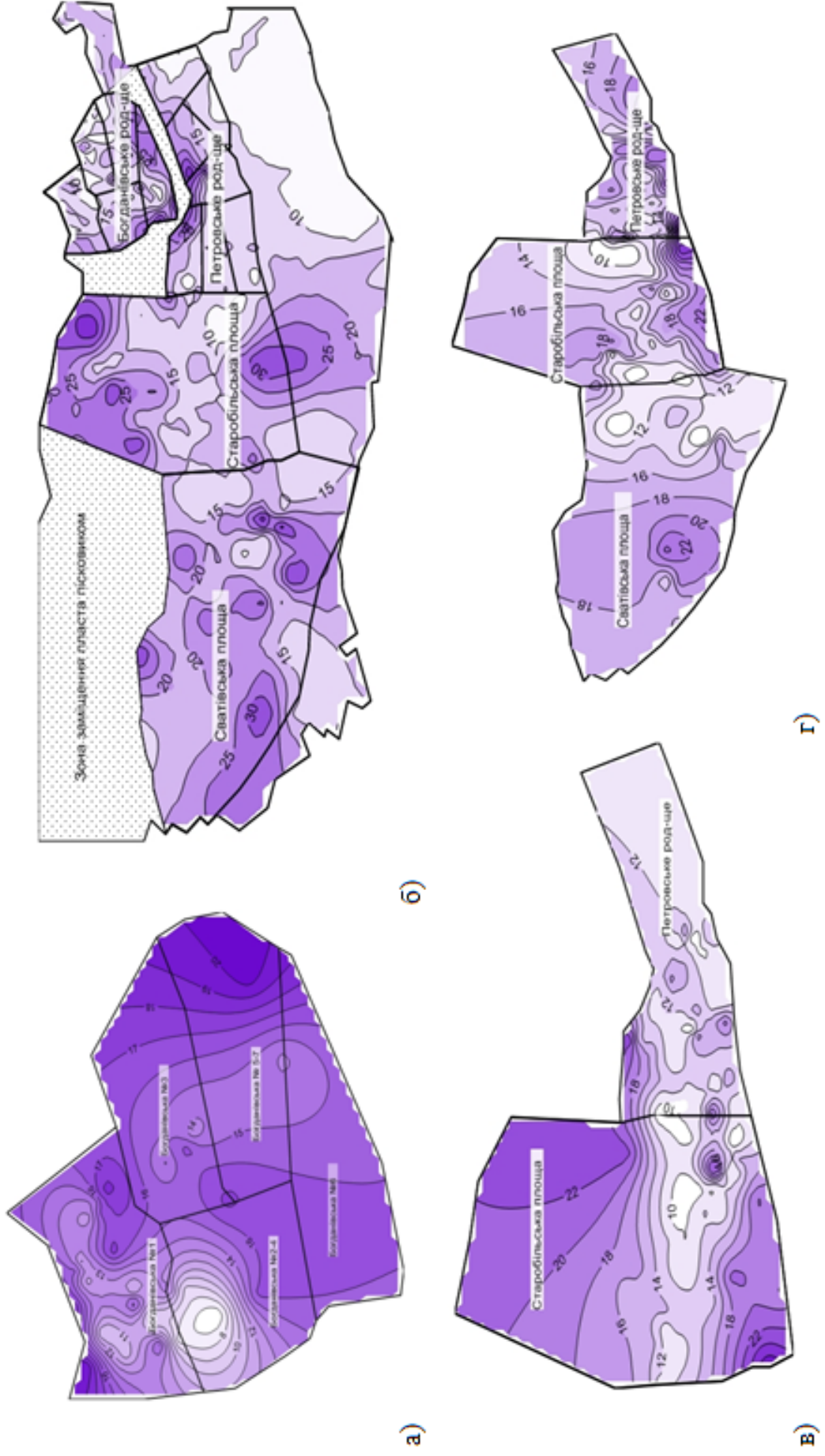


Рисунок 3.73 – Карти зольності вугілля пластів: h_8 (а), k_7^H (б), l_7 (в), m_3 (г)

По площі поширення пласта l_7 вміст диоксидів кремнію та титану, оксидів алюмінію та калію збільшується у напрямку північний схід – південний захід. Вміст оксидів заліза, кальцію, натрію та триоксиду сірки підвищується у зворотному напрямку – з південного заходу на північний схід. Вміст оксиду магнію підвищується з південного сходу на північний захід, а вміст P_2O_5 у зворотному напрямку – північний захід – південний схід.

По площі поширення пласта m_3 вміст диоксидів кремнію та титану, оксидів алюмінію, магнію, калію та натрію збільшується у напрямку північний захід – південний схід. Вміст оксидів кальцію, заліза та триоксиду сірки – південний схід – північний захід. Вміст P_2O_5 підвищується з північного сходу на південний захід.

Аналіз хімічного складу золи по площах дозволив зробити висновок, що вугілля пласта Старобільської площі відрізняється найнижчими показниками вмісту диоксиду кремнію та оксиду алюмінію, та найвищими – оксидів заліза, кальцію та триоксиду сірки. Показники вугілля пласта, що залягає на Сватівській площі та Петровському родовищі близькі між собою.

Аналіз їх розподілу у розрізі дозволив виявити певні закономірності. Так, вміст диоксидів кремнію, оксидів алюмінію та калію поступово зменшується вгору за розрізом: показники їх вмісту у золі вугілля пласта h_8 (світа C_2^3) є максимальним та вдвічі перевищують вміст у золі вугілля пласта m_3 (світа C_2^7). Вміст оксиду кальцію, магнію та триоксиду сірки збільшується вгору за розрізом та є максимальним для вугілля пласта m_3 . Також тенденція до збільшення вгору за розрізом притаманна вмісту оксиду заліза: зола вугілля пластів верхніх світ, l_7 та m_3 , містить оксиду заліза більше, ніж у 1,5 рази, ніж пласти нижніх світ k_2^H та h_8 .

Сірчистість (S_t^d , %) вугілля пласта h_8 збільшується з південного сходу на північний захід по площі поширення пласта. Показники сірчистості вугілля пласта k_2^H збільшуються з північного сходу на південний захід, тобто мінімальні значення характерні для площі Богданівського родовища, поступово збільшуються в напрямку Сватівської площі. Середні показники для Бога-

нівського родовища – 1,6 % загальної сірки, для Петровського родовища та Старобільської площі 3,6 %. Найбільш сірчане вугілля залягає на Сватівській площі – вміст сірки в середньому 4,1 %. Вміст сірки у вугіллі пласта l_7 збільшується з південного сходу на північний захід. По площах поширення пласта середні значення однакові та становлять 3,6 %. Вміст сірки у вугіллі пласта m_3 збільшується з південного сходу на північний захід.

Для дослідження розподілення сірки по площі поширення пластів побудовано карти сірчистості для основних вугільних пластів (рис. 3.74).

Аналіз зміни показників сірчистості по площах та за розрізами дозволив зробити наступні висновки:

- оскільки вугільні товщі різних площ регіону складені різними пластами, то і характер зміни показників за розрізами доволі мінливий. Так, розріз товщі по Сватівській площі свідчить про майже стабільний вміст сірки по пластах, розріз товщі Старобільської площі та Петровського родовища відображає поступове підвищення вмісту сірки вгору за розрізом, а для товщі на Богданівському родовищі характерне різке зниження вмісту сірки від нижнього пласта h_8 до верхнього k_2^H ;

- середньопластові показники вмісту сірки поступово підвищуються вгору за розрізом;

- по всіх пластах простежується тенденція до підвищення відсоткової частки вугілля від малосірчистого до підвищеносірчистого, що охоплює найбільшу частину вугілля;

- кількість багатосірчистого вугілля підвищується вгору за розрізом.

Вихід летких речовин (V^{daf} , %) для вугілля пласта h_8 сягає максимальних значень на площі, що проходить по центральній частині Богданівського родовища, у східному та північно-західному напрямку показники зменшуються. Значення V^{daf} по пласту k_2^H збільшуються у напрямку з північного сходу на південний захід. Для пласта l_7 показники V^{daf} збільшуються з південного сходу на північний захід з більшою мінливістю на Старобільській площі.

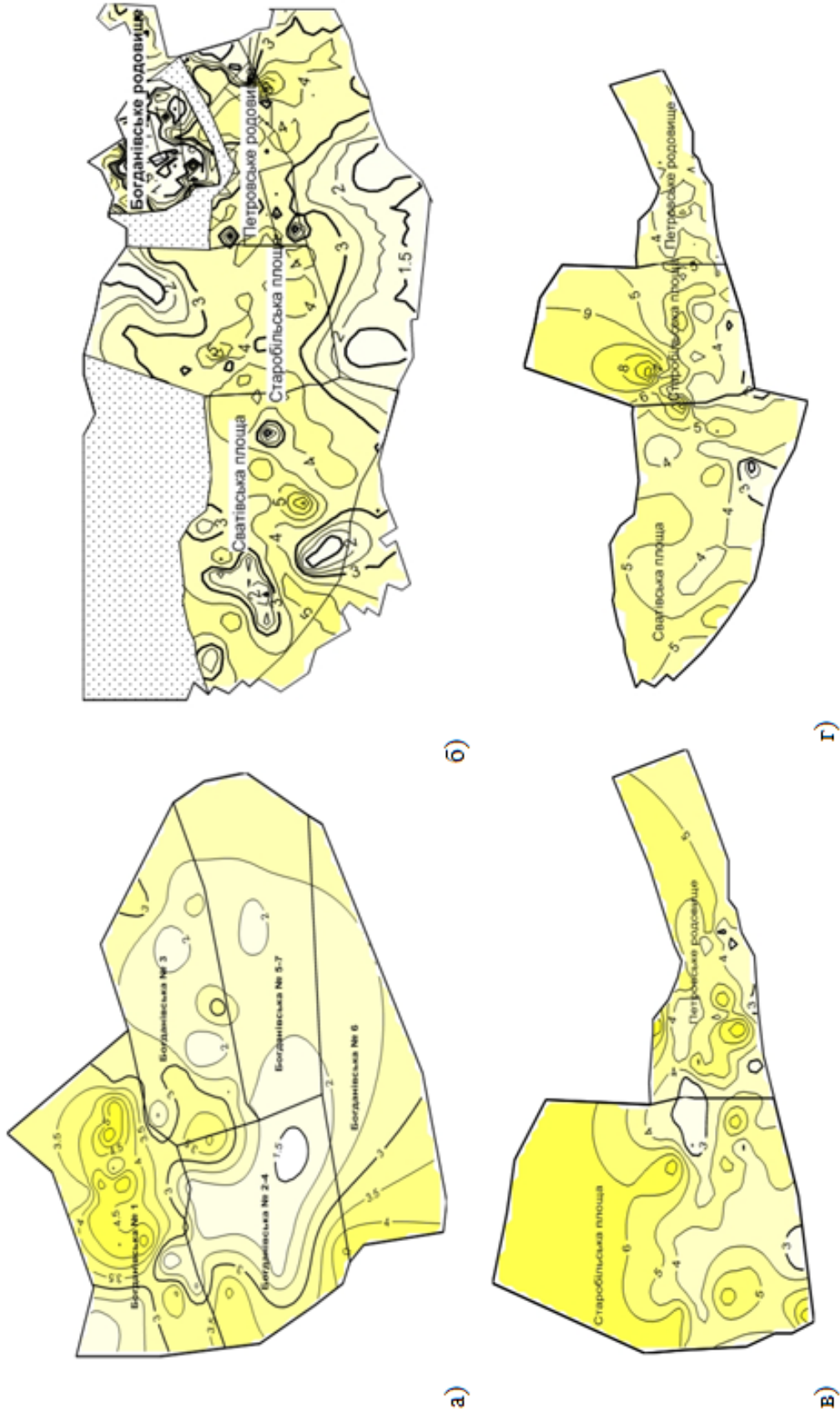


Рисунок 3.74 – Карти сірчистості вугілля пластів h_8 (а), k_2^B (б), l_7 (в), m_3 (г)

Для пласта m_3 вони збільшуються з заходу на схід. Стратиграфічних закономірностей зміни показників V^{daf} не виявлено.

Показники вищої питомої теплоти згоряння (Q_s^{daf} , МДж/кг) вугілля по площі пласта h_8 доволі поступово збільшуються з північного заходу на південний схід. Показники Q_s^{daf} вугілля по площі пласта k_2^{H} доволі закономірно змінюються – збільшуються з північного заходу на південний схід. Можна відмітити декілька локальних зон пониження значень – на північному сході та у західній частині площі (Богданівське родовище та Сватівська площа відповідно). По пласту l_7 можна зробити наступні висновки: вугілля Старобільської площі характеризується більш мінливими показниками, у порівнянні з Петровським родовищем. Показники Q_s^{daf} вугілля по площі збільшуються з північного сходу на південний захід. Для пласта m_3 показники Q_s^{daf} доволі сталі по площі та збільшуються з півночі на південь.

Площинних змін показників нижчої теплоти згоряння вугілля (Q_i^{r} , МДж/кг) по площі пласта h_8 не виявлено. Площинних змін показників Q_i^{r} вугілля пласта k_2^{H} не виявлено, але можна відмітити декілька локальних зон пониження значень – на північному сході та у західній частині площі (Богданівське родовище та Сватівська площа відповідно). Найвищі показники Q_i^{r} вугілля пласта l_7 приурочені до центральної частини площі поширення пласта та смугою простягаються з південного сходу на північний захід, поступово знижуючись у північному та південно-західному напрямках. Площинних змін показників Q_i^{r} пласта m_3 не виявлено. Стратиграфічних закономірностей зміни показників вищої питомої та нижчої на робоче паливо теплоти згоряння вугілля не виявлено.

Елементний склад. Для пласта h_8 збільшення вмісту вуглецю (C^{daf} , %) відбувається у напрямку з південного сходу на північний захід, водню (H^{daf} , %) – з північного сходу на південний захід, кисню та азоту ($(O+N)^{\text{daf}}$, %) – з півночі на південь.

Аналіз зміни вмісту по пласту k_2^{H} дозволив зробити наступні висновки:

– спостерігається закономірне збільшення вмісту C^{daf} та H^{daf} з північного заходу на південний схід;

– у цьому ж напрямку зменшується вміст $(O+N)^{daf}$;

– вміст сірки доволі нестабільний по площі, зони мінімального вмісту спостерігаються у крайній північно-східній її частині та на південному заході; відмічено декілька зон підвищеного вмісту у західній частині площі, на території Сватівської площі.

Простежуються певні особливості зміни вмісту по площі поширення пласта l_7 :

– відбувається збільшення показників C^{daf} з заходу на схід;

– вміст водню H^{daf} доволі сталий по площі, зона зменшення вмісту відмічена на півдні центральної частині площі; локальні зони підвищеного вмісту – на півночі площі;

– вміст $(O+N)^{daf}$ збільшується зі сходу на захід, в центральній частині площі спостерігаються локальні зони зменшення їх вмісту;

– мінімальні значення сірки пов'язані з зоною, що простягається у центральній частині площі та витягнута з південного сходу на північний захід. Зона підвищення вмісту відмічена у північно-східній частині площі поширення пласта.

Регіональних закономірностей вмісту елементів для пласта m_3 не виявлено, але відмічено деякі локальні закономірності:

– збільшення вмісту вуглецю спостерігається на півдні центральної частини площі поширення пласта (південно-східна частина Сватівської площі); зменшення вмісту вуглецю – у північно-західній частині площі та в центральній частині Старобільської площі;

– вміст водню доволі сталий, відмічається лише дві зони різкого зниження вмісту на півночі площі поширення пласта;

– вміст сірки також доволі сталий по площі. Лише північна зона залягання пласта характеризується різким підвищенням її вмісту. Можливо,

це пов'язане з тим, що в північній частині площі пласт виходить під відклади крейди;

– вміст кисню та азоту також доволі стабільний, за виключенням східної частини центру площі (на межі Сватівської та Старобільської площ), де відмічено різке зниження показників, та південної зони центральної частини, де показники підвищені.

У стратиграфічному розрізі спостерігається закономірне зменшення показників вмісту вуглецю та водню та підвищення вмісту сірки, кисню та азоту вгору за розрізом.

Висновки. Регіональні площинні зміни показників доволі мінливі, що ускладнює виявлення загальних закономірностей їх зміни по площі поширення пластів. В стратиграфічному розрізі для більшості показників складу та якості вугілля виявлені закономірності зміни.

3.3 Регіональні особливості складу та якості

Формування вугілля різних родовищ відбувалося за рахунок неоднакового первинного матеріалу за різних умов торфонакопичення. Обумовлена регіональними особливостями різниця у властивостях вугілля іноді досить значна [14] і суттєво впливає на їх технологічну характеристику. Для підкреслення регіональних особливостей вугілля було введено поняття про їх «провінціалізм» [14]. Виявлення «провінційних» генетичних особливостей вугілля набуває виняткового значення під час визначення напрямів його використання, зокрема при дослідженні придатності вугілля до зрідження шляхом гідрогенізації. Особливо актуальне це питання для вугілля Старобільського вугленосного району.

За вихідним матеріалом вугілля північних окраїн Донбасу здебільшого відноситься до гумітів. Другорядну роль відіграє вугілля змішаного походження – сапропеліто-гуміти, що зустрічаються у вигляді малопотужних

прошарків, в основному, біля покрівлі, рідше в середній частині пластів. Пласти містять мінеральні домішки та прошарки.

За результатами досліджень вугілля представляє собою складну суміш мацералів груп вітриніту, інертиніту та ліптиніту [4, 51, 74, 79, 88, 140 – 144].

Мікрокомпоненти групи вітриніту переважають у складі вугілля із середнім вмістом по району 78,4 %. По окремих свердловинах складають від 62,0 до 96,0 % загальної органічної маси, середні значення по пластах коливаються в межах 77,3 – 80,4 % (табл. 3.1).

Вугілля району, що вивчається, характеризується зазвичай доброю збереженістю геліфікованої речовини. Група вітриніту об'єднує три мікрокомпоненти (мацерали): колініт, телініт та вітродетриніт. Колір та ступінь розкладання геліфікованих компонентів є визначальними під час встановлення ступеню відновленості вугілля [37, 57, 93, 136, 165]. Більш окиснена геліфікована речовина має бурий колір, а більш відновлена – червоний. Продукти розпаду органів спороношення надають йому помаранчевого відтінку. Найкраща збереженість усіх компонентів спостерігається в червоній геліфікованій речовині.

Колініт являє собою основну масу, цемент, що містить всі інші мацерали. Вугілля району характеризується зазвичай дрібноатритовою основною масою, що в прохідному світлі представляє безладне нагромадження частинок атритової розмірності з нечіткими контурами та поступовими переходами в кольорі від жовто-бурого до червоно-бурого (рис. 3.75, а). Колініт складає в середньому 72,9 % (93,7 % у групі вітриніту). У його складі виділяють два різновиди: пористий (м'який) (рис. 3.75, б) та щільний (твердий). Геліфікована речовина пористого різновиду не здатна давати чисту поверхню. Під час виготовлення брикетів у дрібних порах розміром від часток до перших одиниць мікрону лишаються рештки полірувального порошку, який не піддається вилученню при подальшій обробці ні на вологому сукні, ні під струмом води. У відбивному світлі при використанні імерсійної рідини вугілля набуває строкатого «мозаїкового» виду. Строкатість обумовлена нерівномірним

скупченням крапок різного забарвлення: чорних, сірих, червоних, помаранчевих, жовтих, зелених. При використанні об'єктиву забруднення спостерігається у вигляді брудно-сірого нальоту. Кількість пористої основної маси у вугіллі Богданівського родовища сягає 66 %, а твердого – 15 % [62].

Телініт, або рослинні фрагменти вітренізованих тканин різного ступеня збереженості клітинної будови, представлений лінзами та смугами неоднорідної структури. Орієнтовані вони переважно вздовж нашарування, іноді залягають під кутом. Широкі смуги вітрену чергуються з гетерогенними ділянками (рис. 3.75, в). У прохідному світлі колір геліфікованих фрагментів змінюється від червоного до коричнево-червоного та помаранчевого. Зміни у кольорі від червоного до червоно-коричневого і чорного відмічаються навіть у поодиноких крупних фрагментах. Геліфіковані стеблові тканини складені перидермою сигілярій та ботродендронів. Окрім цього багато тканин з овальними тілами (рахіси птеридоспермів). Останні часто зустрічаються також у дисперсному вигляді. Вітрени представлені двома різностями – структурними та безструктурними. Останні мають незначне розповсюдження. Іноді це уламки неправильної форми, частіше – тонкі, розмиті по краях смуги або поступові переходи від структурного вітрену до цементувальної речовини. Структурні вітрени зустрічаються переважно у вигляді крупних фрагментів (рис. 3.75, г, д, е). Стінки та порожнини клітин частіше різного відтінку. Порожнини клітин – більш темні. Телініт характеризується набагато меншим розповсюдженням у вугіллі, 4,7 % (6 % у групі вітриніту).

Вітродетриніт міститься в значно меншій кількості, його вміст у середньому складає 0,2 % (0,3 % у групі вітриніту).

У середньому по пластах вугілля району вміст групи семівітриніту становить 0,2 – 0,9 %, значення по окремих свердловинах варіюють в межах 0,1 – 6,5 %, середнє значення по району становить 0,6 %. В окремих пробах пласта k_2^H Богданівського родовища відмічений дещо підвищений вміст цієї групи до 3 – 6,5 %.

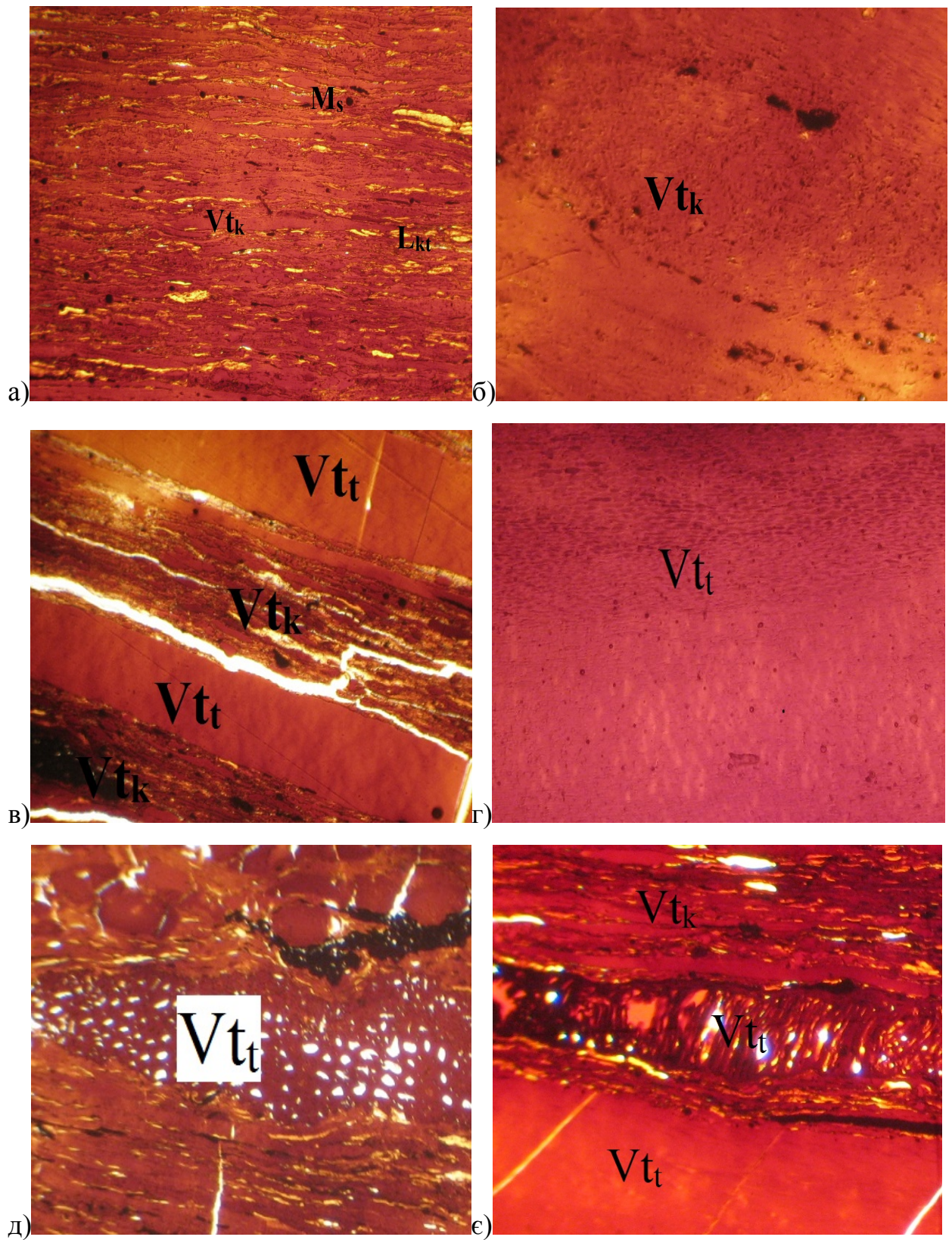


Рисунок 3.75 – Група вітриніту: а, в, г – пласт k_2^H , зб. 90; б – пласт h_8 , зб. 90; д – пласт l_7 , зб. 90; е – m_3 , зб. 90. (Ум. поз. див. на стор. 4)

Під мікроскопом у прохідному світлі компоненти семівітриніту мають світло-коричневий, бурий колір (рис. 3.76). Характерна наявність стеблових тканин, спор, рідше тканин листя, овальних тіл. Останні віднесені до цієї групи умовно через нез'ясовану природу. Тіла невідомої природи є доволі поширеними у вугіллі району, що вивчається. Вони зазвичай мають округлу форму, іноді витягнуті вздовж нашарування, різні за розміром та забарвлені переважно у жовтий, помаранчево-жовтий колір. Найбільша кількість таких тіл притаманна вугільним пластам h_8 та k_2^H , вугільні пласти l_7 та m_3 характеризуються меншою їх кількістю, а останній майже повною їх відсутністю. Володіють усіма ознаками геліфікованої речовини. Світло-коричневий колір компонентів групи семівітриніту, їх анізотропія, що спостерігається у поляризованому прохідному світлі, свідчать про належність вугілля площі до кам'яного. Серед мікрокомпонентів групи виділяють семітелініт та семіколініт, що займають у мацеральній групі 90 та 10 % відповідно.

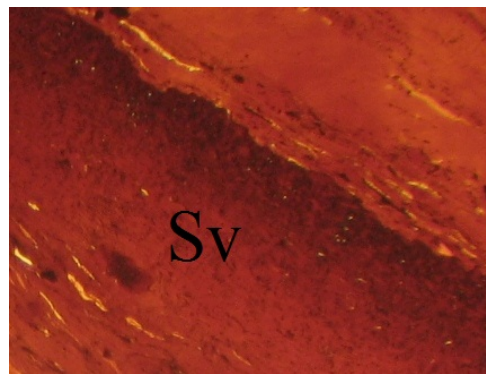


Рисунок 3.76 – Група семівітриніту (S_V), пласт k_2^H , зб. 90

Група інертиніту займає друге місце за вмістом мацералів у загальній органічній масі вугілля із середнім значенням по регіону 11,1 %. По окремих свердловинах значення вмісту коливаються в межах від 2,0 до 23,0 %, за середніх значень по пластах 8,1 – 12,9 %. Мацерали групи інертиніту нерівномірно розподілені як в стратиграфічному розрізі пластів, так і по їх простяганню. Подекуди вони повністю відсутні, а іноді складають окремі шари у вугіллі. Представлені уривками рослинних тканин з різним ступенем збере-

женості їх клітинної будови та фюзенізації. За формою – це уривки лінзовидної, округлої, іноді неправильної форми (рис. 3.77, а). Ступінь збереженості клітинної будови фюзенізованих фрагментів різний – від слабо збереженого до наявності чіткої будови. Досить часто в одних і тих самих крупних фрагментах простежуються взаємні переходи фюзену у ксилено-фюзен, кsilовітreno-фюзен або семіксиленовітreno-фюзен та вітreno-фюзен (рис. 3.77, б). Такі переходи зустрічаються постійно. Колір фрагментів у прохідному світлі – чорний, по краях досить часто підсвічується коричневим, а іноді спостерігаються релікти геліфікованої речовини червонувато-коричневого кольору.

Серед мікрокомпонентів переважають структурні форми, субмацери фюзиніту (близько 40 %) у вигляді волокнистих фрагментів (рис. 3.77, в), фюзенізовані рослинні тканини. Характерною рисою фюзиніту є його клітинна будова. Порожні клітини округлої, щілиноподібної, неправильної форми, пусті або мінералізовані кальцитом (M_k) (рис. 3.77, г), піритом (M_s), геліфікованою речовиною. Доволі поширений субмацерак макриніт (28 %), що представлений безструктурною аморфною незернистою масою. Семіфюзиніт знаходиться на третьому місці по розповсюдженню (26 %). Структура його має гіршу збереженість. Якщо фюзиніт зазвичай представлений самостійними фрагментами, то семіфюзиніт – фрагментами різного ступеня фюзенізації.

У прохідному світлі група інертиніту представлена фюзеном та вітreno-фюзеном з різними переходами між ними і генетично належить до різновиду деградосеміфюзиніту, який характеризується високим ступенем порушеності первинної комірчастої структури. Мікриніт зустрічається у геліфікованих тканинах у вигляді як окремих зерен, так і їх накопичень, заповнюючи судинні системи рослинних тканин та складає близько 4 %. Склеротиніт та інертодетриніт фіксуються в одиничних пробах і в дуже незначних кількостях, і складають в середньому 2 та 1 % відповідно. Приналежність фюзенізованих рослинних решток визначається важко. Зустрічаються фрагменти з добре вираженою структурою типу власне фюзену, кsilовітreno-фюзену та, рідше, вітreno-фюзену.

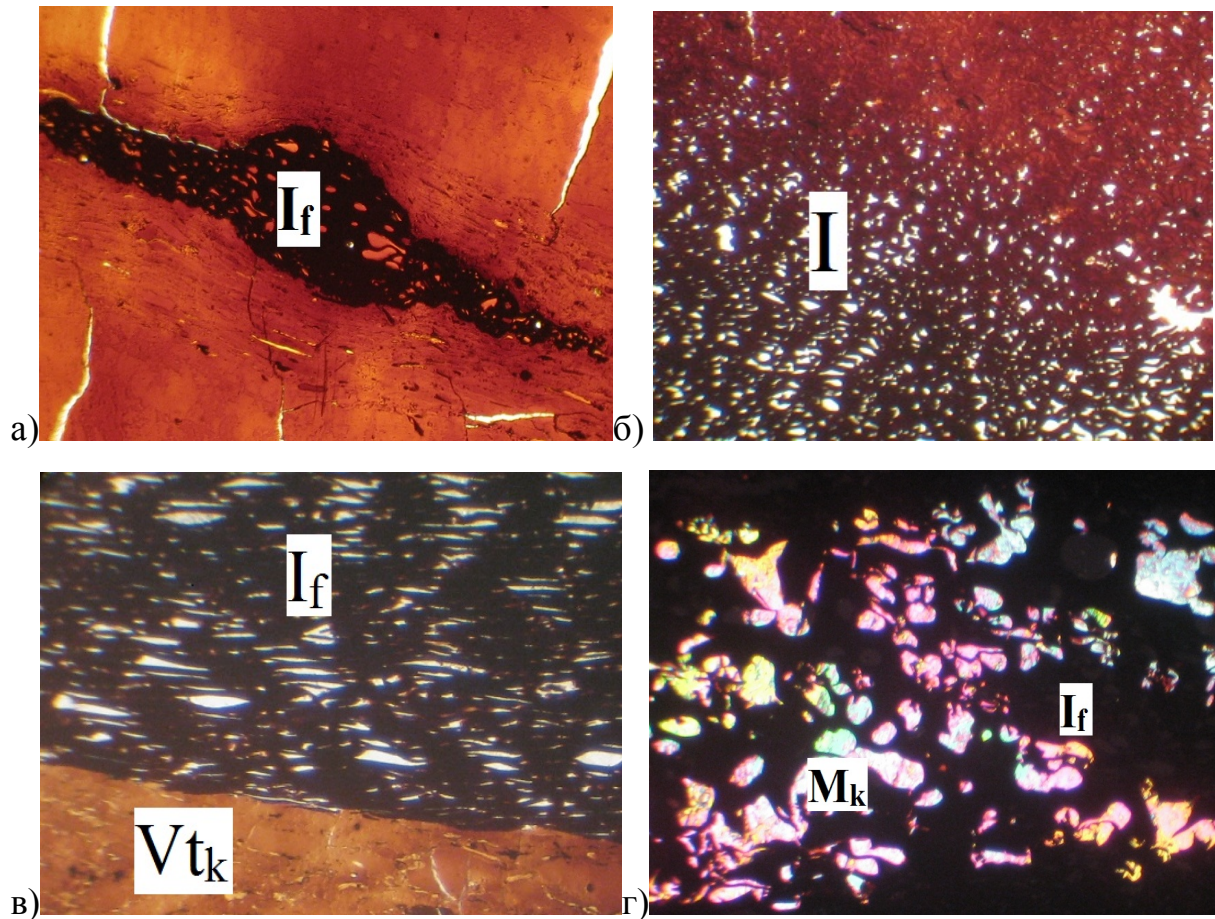


Рисунок 3.77 – Група інертиніту: а – пласт m_3 , зб. 90; б, г – пласт k_2^H , зб. 90; в – пласт l_7 , зб. 90 (Ум. поз. див. на стор. 4)

Середній вміст мацералів групи ліптиніту по району ненабагато менший за вміст групи інертиніту і складає 9,9 %. По окремих свердловинах значення вмісту коливаються в межах від 1,0 до 23,5 %, за середніх значень по пластах 8,7 – 11,3 %. До групи ліптиніту належать оболонки спор, кутикула та смоляні тіла, у незначній кількості зустрічаються сліди резиніту та альгініту. Найбільшого розповсюдження серед мацералів групи ліптиніту набув субмацерал спориніт (66 % від вмісту групи ліптиніту). Оболонки мікроспор, що розвиваються в спорангіях, зазвичай розташовуються групами – сорусами (рис. 3.78, а). Іноді вони утворюють скупчення або ланцюжки. Частіше вони відмічаються у вигляді декількох екземплярів, орієнтованих за нашаруванням, інколи – під кутом до нього. За товщиною стінок екзини спор розрізняють тонко- та товстостінні. Переважають товстостінні спори (рис. 3.78, б). У

прохідному світлі колір мікроспор різноманітний – від жовто-помаранчевого до червоного та червоно-коричневого. Макроспори зустрічаються переважно поодиноці, інколи у вигляді скупчень – тетрад. Колір макроспор різноманітний – від яскраво-жовтого до коричнево-червоного та бурувато-червоного і коричневого. Досить часто в одному шліфі спостерігаються макроспори, різні за кольором. Кутикула зустрічається рідше порівняно зі спорами (27 %). Складена зовнішніми кутинізованими рештками листя, паростей та гілок. Кутикула частіше товстостінна. Іноді вона облямовує фрагменти геліфікованої речовини (рис. 3.78, в). У таких випадках кутикула має кращу збереженість. Досить рідко спостерігаються скупчення кутикул. Їх колір у прохідному світлі змінюється від жовтувато-помаранчевого, жовтого до темно-коричневого, а іноді – чорного. Вони значно деформовані та мають нечіткі контури. Іноді по кутикулі розвинуті мікриніт та пірит (рис. 3.78, г). Мікрокомпоненти груп ліптодетриніту, альгініту та резиніту зустрічаються рідко, складають 6, 1, 1 % відповідно. Підвищений вміст ліптиніту пояснює відносно високі значення теплоти згоряння вугілля та інші позитивні технологічні властивості вугілля. Мінеральні включення у вугіллі представлені глинистими мінералами (M_{gl}), сульфідами заліза (M_s), карбонатами (M_k), кварцом (M_{kr}) тощо. Загальний вміст мінеральних домішок по регіону складає близько 14,3 %. Сульфіди заліза складають 5,8 %, глинисті мінерали – 4,6 %, карбонати – 2,6 % та кварц – 1,3 %. Мінеральні включення зустрічаються у вигляді лінз, прошарків, кристалів, зерен, конкрецій. Сульфіди заліза представлені, в основному, тонкодисперсним вкрапленим піритом, що доволі часто розвинутий як по основній масі (рис. 3.79, а), так і по мікрокомпонентам групи ліптиніту, а також інкрустує порожнини клітин лінз фюзиніту. Подекуди спостерігаються включення сидериту у вугіллі (рис. 3.79, б).

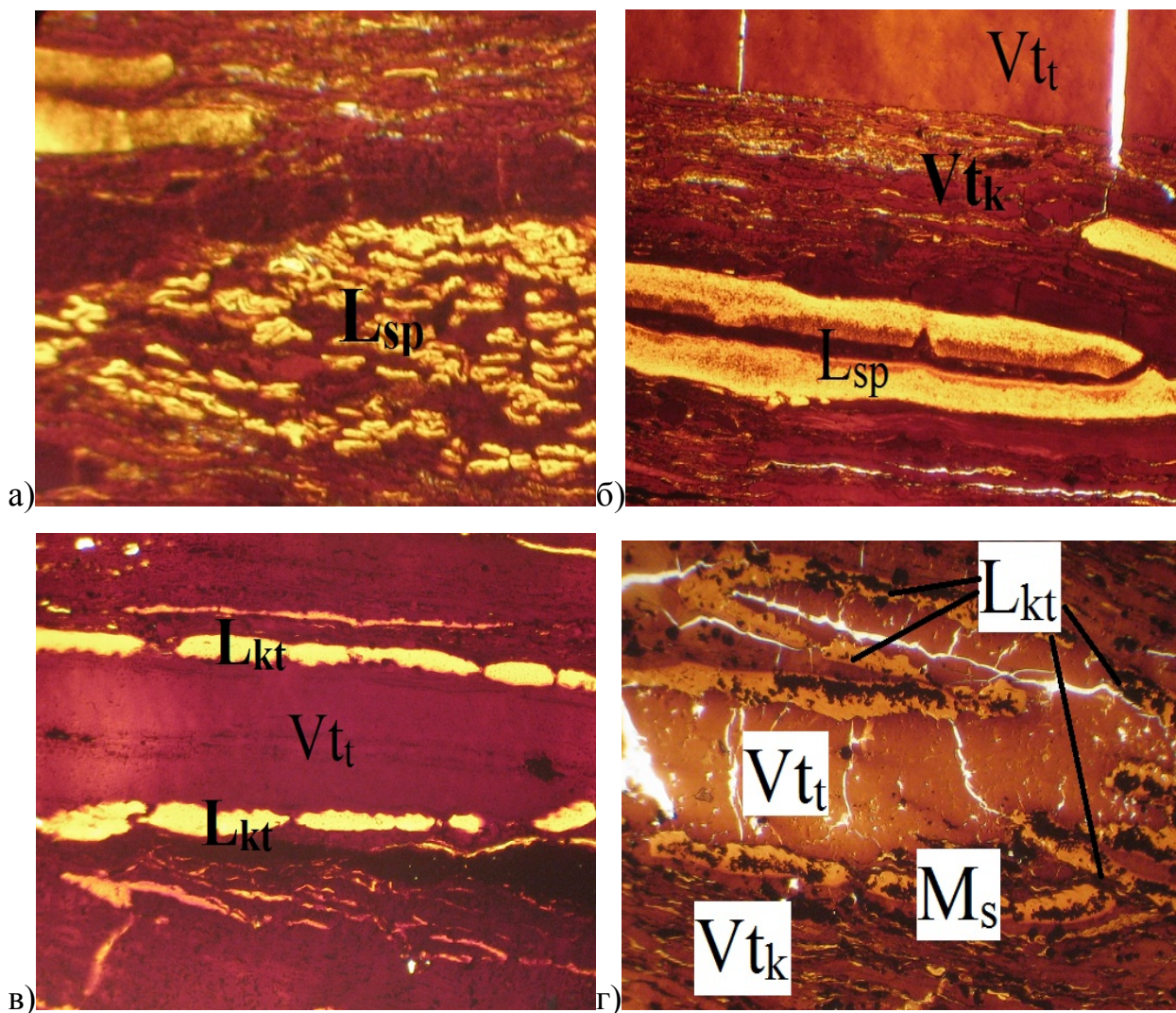


Рисунок 3.78 – Група ліптиніту: а – пласт l_7 , зб. 90; б, в – пласт k_2^H , зб. 90; г – пласт h_8 , зб. 90 (Ум. поз. див. на стор. 4)

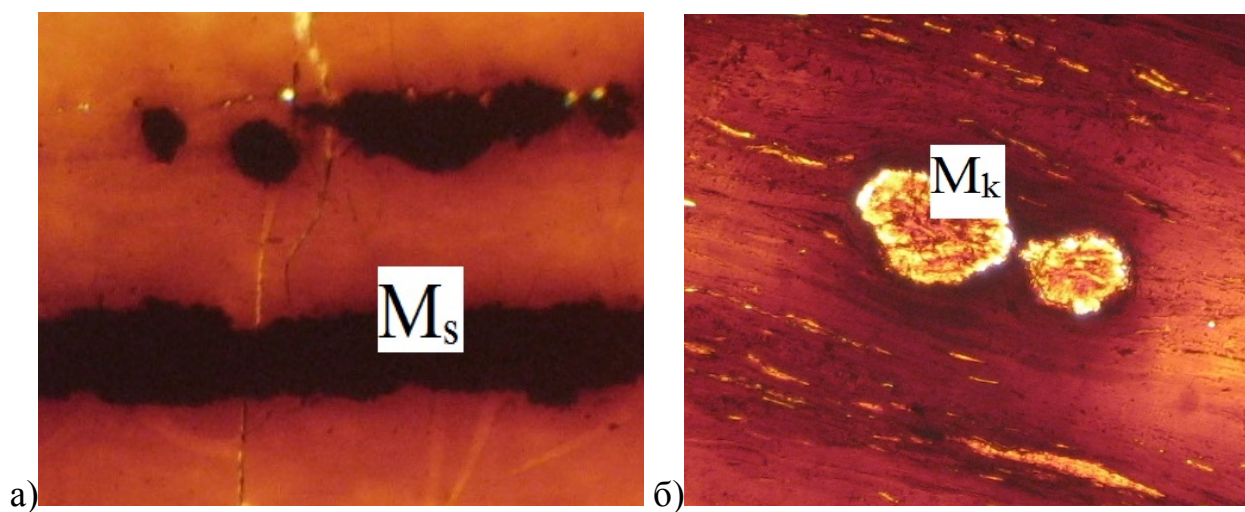


Рисунок 3.79 – Мінеральні вclusions: а, б – пласт k_2^H , зб. 90 (Ум. поз. див. на стор. 4)

Глинисті мінерали зазвичай представлені каолінітом, що утворює доволі витриманий прошарок, який є характерною особливістю пласта k_2^H . Карбонати в основному мінералізують ендегенні тріщини та порожнини клітин лінз фюзену (рис. 3.77, г). Кварц зустрічається доволі рідко, у вигляді поодиноких вкраплених зерен. Породні прошарки у вугільних пластах складені глинистим та вуглистом аргілітом, подекуди вуглистом алевролітом.

Слід відзначити, що у деяких пластоперетинах у верхній частині пласта на контакт з покрівлею у вугіллі відмічається значна кількість брахіопод, відбитки пелеципод. Ймовірно їх надходження у торфовище – шляхом потрапляння з морської води під час штормів. У значній кількості рештки пелеципод, брахіопод, форамініфер та гастропод зустрічаються і в покрівлі пластів. Здебільшого вони піритизовані, а порожнини виповнені кальцитом.

За валовим петрографічним складом вугілля Старобільського вугленосного району в порівнянні з вугіллям Старого Донбасу характеризується підвищеним вмістом груп інертиніту та ліптиніту (табл. 3.2).

Вміст мацеральної групи вітриніту від'ємно корелює з вмістом мацеральних груп ліптиніту та інертиніту з коефіцієнтами кореляції високої значимості. Вміст семівітриніту негативно впливає на показники вищої теплоти згоряння вугілля, а група ліптиніту – позитивно на нижчу теплоту згоряння робочого палива. Вміст вітродетриніту позитивно корелює з вмістом сірки загальної (0,74) та спориніту (0,77), та від'ємно – з вмістом склеротиніту (-0,94). Вміст телініту доволі стійко від'ємно корелює з показниками потужності вугільних пачок (-0,82). Вміст телініту та колініту від'ємно корелюють між собою (-0,85). Пряма кореляція простежується між семітелінітом та інертодетринітом (0,78) та між семіколінітом та мікринітом (0,87).

Семіколініт позитивно корелює з вмістом інертиніту та негативно – з вмістом ліптиніту. Мікриніт та фюзиніт мають парний коефіцієнт кореляції 0,8. Макриніт негативно впливає на теплоту плавлення золи вугілля (-0,6). Спориніт та вміст загальної сірки позитивно корелюють між собою з коефіці-

ентом 0,71. Спориніт та кутиніт мають від’ємний парний коефіцієнт кореляції -0,8.

Відповідно до петрографічної класифікації ВСЕГЕІ [27, 51] вугілля Старобільського вугленосного району представлено класом гелітолітів, у якому підклас гелітів (80,2 %) значно перевищує підклас гелітитів (19,8 %). Серед петрографічних типів переважають ліпоїдо-фюзиніто-геліти (64,9 %), ліпоїдо-фюзиніто-геліти складають 15,3 %, фюзиніто-геліти – 12,6 %, ліпоїдо-геліти – 2,7 %, фюзиніто-геліти та ліпоїдо-геліти займають по 1,8 %, близько 1,0 % складає тип гелітів (рис. 3.80).

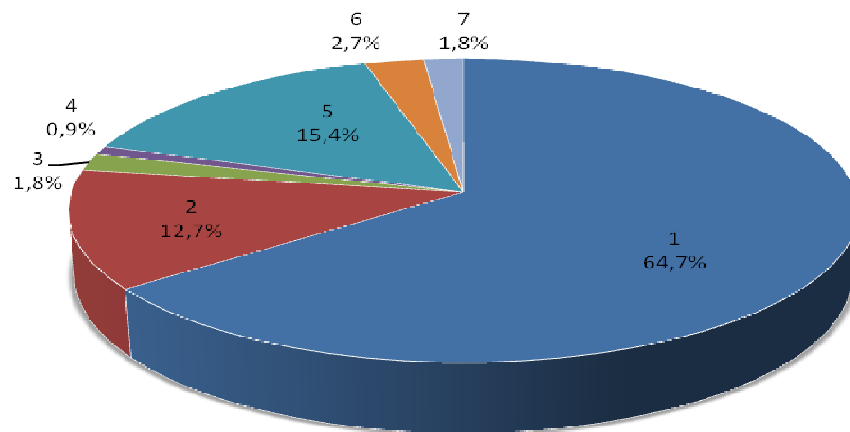


Рисунок 3.80 – Типи вугілля Старобільського вугленосного району відповідно до петрографічної класифікації ВСЕГЕІ: 1 – ліпоїдо-фюзиніто-геліти; 2 – фюзиніто-геліти; 3 – ліпоїдо-геліти; 4 – геліти; 5 – ліпоїдо-фюзиніто-геліти; 6 – ліпоїдо-геліти; 7 – фюзиніто-геліти

Показник R_0 в середньому по регіону становить 0,47 %. По окремих свердловинах показники змінюються в інтервалі від 0,38 до 0,62 %.

Найбільші коливання значень цього показника по площі поширення пластів встановлено для пластів k_2^H (0,18 %) та h_8 (0,14 %) Богданівського родовища, а найменші – в межах 0,04 – 0,07 % на площі Петровського родовища. Розбіжності в значеннях показника відбиття вітриніту значно відрізняються і в стратиграфічному розрізі. Так, для пластів світ C_2^3 та C_2^5 вона сягає

0,14 %, для пласта m_3 – 0,10 %, а для пласта l_7 – 0,06 %. Встановлено наявність неметаморфічних змін показника відбиття вітриніту. Так, за даними Г.С. Калмикова (1968) показник відбиття пористого колініту завжди нижчий за показник відбиття щільного на 20 – 40 % (в середньому 25 %). В свою чергу, показник відбиття щільного колініту залежить від ступеня його відновленості. За даними С.В. Савчука (1968) відновлений вітриніт вугільного пласта k_2^H ділянки Богданівська № 2 – 4 характеризується меншим значенням R_o (0,39 %) за більшої його мінливості (0,33 – 0,47 %) у порівнянні з маловідновленим вітринітом (0,46 % та 0,42 – 0,51 % відповідно). Таким чином, для вугілля Старобільського вугленосного району характерна нерівномірність та велика мінливість значень показників відбиття вітриніту.

За середнім значенням показника R_o вугілля належить до 03 класу метаморфізму і знаходиться на 0₃ стадії метаморфізму. За окремими значеннями ($R_o < 0,40$ % та $R_o > 0,50$ %), вугілля відноситься до 02 класу метаморфізму і знаходиться на 0₂ стадії метаморфізму та 10 класу I стадії метаморфізму відповідно [150].

Отже, можна зробити висновок, що вугілля всіх пластів здебільшого знаходиться на незначній, майже однаковій, стадії вуглефікації.

Неметаморфічні стандартні відхилення показників відбиття вітриніту перевищують 0,1 %, що дозволяє надати рефлектограмі код 1 відповідно до Міжнародної системи кодифікації [92] і віднести вугілля до типу проста суміш.

Причиною стратиграфічних та площинних неметаморфічних змін відбиття вітриніту є вихідний рослинний матеріал і умови формування торфу. Різні рослинні залишки, такі як деревина, кора або листя, змінюються у процесі вуглефікації індивідуально, зберігаючи свої фізико-хімічні властивості навіть на значних стадіях метаморфізму [1, 4, 5, 12, 14, 32].

Виходячи з цього, точне визначення ступеню метаморфізму вугілля за допомогою показника відбиття вітриніту можливе при однорідному петрографічному складі вугілля. Вугілля пластів Старобільського вугленосного ра-

йону зазвичай має неоднорідну, атритову структуру основної маси, що ускладнює процес заміру показника відбиття вітриніту. Тому встановлення ступеню вуглефікації для вугілля цього регіону за допомогою значення показника відбиття вітриніту не є визначальним та вимагає подальшого опрацювання.

Показник R_o має від'ємні коефіцієнти кореляції з W^a (-0,3) та S_t^d (-0,35). Позитивно корелює з вмістом диоксиду кремнію (0,4) та від'ємно – з оксидом заліза (-0,5). Слід відмітити відсутність коефіцієнтів кореляції між R_o та V^{daf} , R_o та C^{daf} , C^{daf} та V^{daf} .

До особливостей хіміко-технологічних властивостей вугілля району, що вивчається, відноситься його підвищена волога робоча та аналітична.

Волога робоча (W_r^t , %) в середньому по регіону становить 14,8 % (табл.3.4). Показники по окремих свердловинах змінюються в інтервалі від 4,0 до 28,3 %. Волога аналітична (W^a , %) в середньому по регіону складає 7,9 %. Показники по окремих пластоперетинах знаходяться в інтервалі від 1,0 до 25,0 %. Найбільшою мінливістю показників W_r^t та W^a характеризується пласт k_2^H . Показники W_r^t та W^a пластів k_2^H та h_8 , що залягають на території Богданівського родовища, є істотно вищими за показники пласта, що залягає на інших площах Старобільського вугленосного району(табл. 3.4). Встановлено, що в стратиграфічному розрізі від пластів світи C_2^3 до світи C_2^7 значення W_r^t зменшуються, що не співпадає з закономірностями зміни показників відбиття вітриніту.

Зольність пластова, з урахуванням засмічення ($A_{пл.}^d$, %), у середньому по регіону складає 15,9 %, показники по окремих пластоперетинах знаходяться в інтервалі 3,2 – 75,9 %. Зольність вугільних пачок ($A_{в.п.}^d$, %) – 14,4 %, показники по окремих свердловинах змінюються 1,0 – 50,7 %.

Аналіз зольності вугілля району дозволив зробити наступні висновки:

1) найбільшою мінливістю показників характеризується зольність вугілля пласта k_2^H . Попри значне розповсюдження пласта, мінімальні та макси-

мальні показники притаманні вугіллю однієї площі, а саме тій частині пласта, що залягає на Богданівському родовищі;

2) у всіх пластах переважають показники $A_{в.п.}^d$ в частотному діапазоні 10 – 15 %. В середньому близько 62 – 75 % вугілля пластів характеризується зольністю до 15 %;

3) у всіх пластах переважає середньозольне вугілля з показниками зольності в інтервалі 8 – 16 %;

4) найменшою зольністю характеризується вугілля пласта l_7 , це підтверджується як найнижчими середніми значеннями, так і гістограмами частотного розподілення показників зольності. Для цього пласта характерна найбільша відсоткова частка середньозольного вугілля (82 %), вугілля з зольністю до 15 % займає 75 % від вугілля пласта;

5) показники зольності вугілля пластів h_8 та m_3 близькі за частотним розподіленням та розподіленням за групами зольності. Відсоткова частина середньозольного вугілля складає 68 – 69 %, а вугілля з зольністю до 15 % – близько 63 %. Присутність поодиноких показників підвищенозольного вугілля для пласта m_3 зумовили дещо більше середньопластове значення у порівнянні з пластом h_8 ;

6) найбільш зольним за середніми значеннями є вугілля пласта k_2^H . Високі показники середньопластової зольності можна пояснити, якщо дослідити розподілення за групами зольності. Наявність значної частини підвищенозольного та високозольного вугілля на всіх площах регіону, найнижча по району відсоткова частина середньозольного вугілля (57,0 %) та кількість вугілля з зольністю до 15 % – близько 62 % зумовили такі показники середньої зольності по пласту.

Хімічний склад золи вугілля представлений діоксидами кремнію та титану, оксидами алюмінію, заліза, кальцію, магнію, калію, натрію, фосфору та триоксидом сірки (рис. 3.81).

За середнім хімічним складом зола вугілля Старобільського вугленосного району належить до залізистого типу [133]. Зола вугілля пластів h_8 та k_2^H

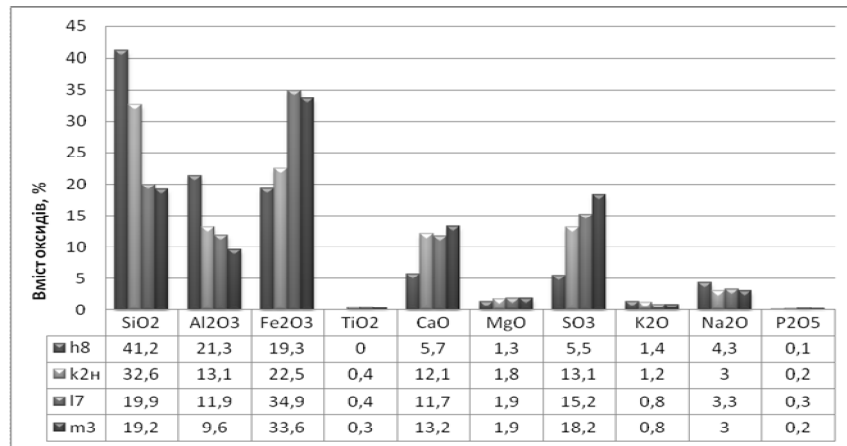


Рисунок 3.81 – Хімічний склад золи вугілля основних вугільних пластів Старобільського вугленосного району

Богданівського родовища суттєво відрізняється за хімічним складом від золи інших родовищ і належить до кременистого типу. У стратиграфічному розрізі від пластів світи C_2^3 до пластів світи C_2^7 відбувається поступове зменшення кількості SiO_2 , Al_2O_3 , Na_2O та K_2O та підвищення вмісту Fe_2O_3 , CaO , MgO та SO_3 . Зола Старобільського вугленосного району відрізняється за хімічним складом від золи вугілля середнього карбону Донбасу і характеризується меншими значеннями SiO_2 , Al_2O_3 , K_2O та підвищеним вмістом CaO , MgO , SO_3 , Fe_2O_3 , Na_2O [133].

Закономірності зміни компонентів золи по площі та у розрізі підтверджуються стійкими коефіцієнтами кореляції:

- для золи вугілля всіх пластів характерна наявність стійкого позитивного кореляційного взаємозв'язку між CaO та SO_3 ;
- вміст Fe_2O_3 у золі вугілля всіх пластів має від'ємний зв'язок з усіма іншими складовими золи та з показниками зольності вугілля;
- для оксидів натрію, магнію та фосфору не виявлено стійких залежностей між компонентами хімічного складу золи вугілля;
- для золи вугілля пластів верхніх світ, l_7 та m_3 , стійкі позитивні кореляційні залежності простежуються між SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3 , K_2O ;

– для золи пласта k_2^H відмічено відсутність зв'язку між вмістом SiO_2 та Al_2O_3 , в той час, як показники їх вмісту мають аналогічні зв'язки з іншими оксидами: позитивні з TiO_2 та K_2O та від'ємні з CaO та SO_3 ;

– для золи вугілля пласта h_8 , окрім відсутності взаємозв'язку між вмістом SiO_2 та Al_2O_3 , втрачається також їх позитивний зв'язок з TiO_2 та K_2O , і залишається лише від'ємні зв'язки з CaO та SO_3 ;

– вміст Fe_2O_3 по всіх пластах позитивно корелює з показниками сірчистості та видовим складом сірки;

– для золи вугілля пласта l_7 вміст SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3 , K_2O позитивно корелює з показниками зольності вугілля та від'ємно – з показниками Q_i^r з коефіцієнтами кореляції середньої значимості. Вміст Na_2O та SO_3 навпаки – від'ємно корелює з показниками зольності вугілля та позитивно – з показниками Q_i^r з коефіцієнтами кореляції середньої значимості;

– для золи вугілля пласта m_3 стійко проявляється кореляція між вмістом глинистих мінералів та вмістом TiO_2 , Al_2O_3 , K_2O . Також для золи вугілля цього пласта простежується високий кореляційний зв'язок між вмістом мінеральних домішок та CaO .

Вміст сірки (S_t^d , %) в середньому по регіону становить 3,8 %. Значення по окремих пластоперетинах коливаються в межах 0,2 – 12,1 %.

Встановлено, що в стратиграфічному розрізі від пластів світи C_2^3 до пластів світи C_2^7 кількість сірки поступово збільшується від 3,0 до 4,6 %. По площі поширення пластів l_7 та m_3 мінливість вмісту незначна і становить 1,0 та 0,1 % відповідно. Встановлено значну мінливість показників сірчистості по площі пласта k_2^H . Так, кількість сірки у вугіллі, що залягає на Богданівському родовищі, у два рази менша, ніж сірчистість вугілля пласта в цілому по вугленосному району (табл. 3.3, 3.4). До особливостей видового складу сірки вугілля Старобільського вугленосного району слід віднести часту невідповідність до статистичного співвідношення між загальною та піритною сіркою, що було встановлено О.З. Юровським для вугілля середнього карбону [170].

По всіх пластах у видовому складі переважає сульфідна (піритна) сірка:

- найбільшим відсотковим вмістом сірки піритної, та найменшим сірки органічної характеризується вугілля пласта m_3 ;
- найбільше органічної та найменше піритної – у вугіллі пласта k_2^H ;
- по всіх пластах між вмістом загальної сірки та сірки сульфідної простежується сталий зв'язок з високим коефіцієнтом кореляції.

Показники виходу летких речовин (V^{daf} , %) у середньому по регіону становлять 43,3 %. Значення по окремих свердловинах варіюють у межах 32,0 – 58,9 %.

У стратиграфічному розрізі закономірностей у зміні цього показника не встановлено, що пояснюється петрографічними особливостями вугілля та умовами його формування.

Найбільшою мінливістю та найвищими середніми показниками характеризується вугілля пласта k_2^H . Для вугілля пластів k_2^H та m_3 характерний схожий характер частотного розподілення показників з перевагою у кількісному відношенні показників в інтервалі 42 – 44 % та 40 – 42 %. По площі поширення пласта k_2^H найменші значення V^{daf} (42,9 %) характерні для вугілля Богданівського родовища (табл. 3.3, 3.4). Розподілення показників для вугілля пласта h_8 має схожий характер з максимальною кількістю показників у діапазоні 44 – 46 % та 44 – 42 %. Найнижче середньопластове значення характерне для маловідновленого вугілля пласта l_7 , це підтверджується також найменшою мінливістю показників та характерним частотним розподіленням: всі показники знаходяться в інтервалах до 46 %, з перевагою 38 – 40 %.

Вища питома теплота згоряння вугілля (Q_s^{daf} , МДж/кг) у середньому становить 30,4, по окремих пластоперетинах варіює від 23,6 до 34,0. Нижча питома теплота згоряння (Q_i^r , МДж/кг) коливається від 16,2 до 25,7, при середньому значенні 22,1. Виявлені певні особливості:

- найбільшою мінливістю показників, як Q_s^{da} , так і Q_i^r вугілля характеризується вугілля пласта k_2^H ;

– середні значення показників Q_s^{da} та Q_i^r для всіх пластів знаходяться в невеликому інтервалі та характеризуються близькими значеннями;

– показники Q_s^{daf} та Q_i^r для вугілля пластів k_2^H та l_7 мають значення нижче середнього, а для пластів h_8 та m_3 – вище середнього;

– Q_s^{daf} всіх пластів має пряму залежність від глибини залягання пласта;

– Q_i^r всіх пластів має зворотну залежність з показниками A^d вугілля.

Середні показники елементного складу вугілля виглядають наступним чином: $C^{daf} - 75,2 \%$, $H^{daf} - 5,2 \%$, $S^{daf} - 4,6 \%$, $(N+O)^{daf} - 15,0 \%$. Вміст вуглецю по окремих свердловинах коливається в межах $61,6 - 82,8 \%$, вміст водню – $2,6 - 8,9 \%$, вміст сірки – $1,2 - 14,8 \%$, вміст азоту та кисню – $5,0 - 25,2 \%$.

По всіх пластах вміст вуглецю від'ємно корелює з вмістом кисню та азоту та вмістом сірки елементної. Показники вмісту кисню та азоту від'ємно корелюють між собою з коефіцієнтом середньої значимості.

Критерієм, що характеризує вугілля за ступенем відновленості, може виступати атомарне співвідношення водню до вуглецю (H/C) та водню до кисню (H/O) в органічній масі вугілля. Тому доцільно розглянути вплив елементного складу вугілля на окремі показники складу та якості вугілля [21, 37].

По всіх пластах вміст вуглецю від'ємно корелює з вмістом кисню ($-0,75$) та вмістом сірки елементної ($-0,45$) та позитивно – з вмістом азоту ($0,54$); вміст кисню та азоту від'ємно корелюють між собою з коефіцієнтом середньої значимості ($-0,71$).

Підвищення вмісту кисню зумовлює зменшення аналітичної вологи, загальної сірчистості та виходу летких речовин. Це підтверджується парними коефіцієнтами кореляції середньої значимості $-0,63$, $-0,53$ та $-0,46$ відповідно. Волога робоча навпаки прямо залежить від вмісту кисню, коефіцієнт кореляції $0,52$. Зі збільшенням вмісту кисню зменшуються показники вищої теплоти згоряння, це підтверджується доволі високим значенням парного коефіцієнта кореляції $-0,9$. Вміст вуглецю та азоту навпаки – позитивно впливає на показники вищої теплоти згоряння ($0,5$). Підвищення вмісту водню негативно впливає на показники нижчої теплоти згоряння робочого палива ($-0,44$). Еле-

ментна сірка позитивно корелює зі значеннями сірки загальної з коефіцієнтом 0,92 та сірки піритної 0,83. Також простежується зв'язок S^{daf} з показниками вмісту мінеральних домішок взагалі (0,53) та сульфідів заліза (0,6).

Петрографічний та елементний склад мають слабкі кореляційні зв'язки між своїми складовими. Так, вміст вітриніту слабо позитивно корелює з вмістом вуглецю (0,31), а показники вмісту інертиніту – від'ємно (-0,35), вміст семівітриніту від'ємно корелює з елементною сіркою (-0,45), а вміст ліптиніту має позитивний зв'язок з вмістом азоту (0,66).

Отримані дані дозволяють зробити висновок, що вугілля Старобільського вугленосного району суттєво відрізняється від вугілля Старого Донбасу як за петрографічним складом, так і за хіміко-технологічними властивостями. Виявлення провінційних особливостей складу та якості вугілля дає основу для більш обґрунтованого визначення марочного складу вугілля і його кодифікації.

3.4 Геохімічні особливості формування торфовищ Старобільського вугленосного району

У попередньому розділі роботи доведено, що вугілля Старобільського вугленосного району як за складом, так і за своїми властивостями суттєво відрізняється від вугілля Центрального Донбасу, що повинно пояснюватися особливостями торфонакопичення.

Аналіз усіх первинних факторів формування властивостей вугілля показав, що найбільш важливими з них є швидкість занурення області накопичення торфу, ступінь обводнення та ступінь проточності [142]. Питання зв'язку властивостей вугілля з тектонічними факторами та геохімічними умовами накопичення торфу вивчено недостатньо [14].

За даними Г.Ф. Крашеніннікова [68] у північній частині Великого Донбасу розвинута дельтово-болотно-морська формація, геологічний вік якої відповідає світам $C_2^3 - C_2^7$. Вона генетично та територіально пов'язана з алюві-

ально-болотно-морською формацією Центрального Донбасу, але характеризується власними особливостями, які дозволили виділити її в окремий тип.

Загалом, ця формація являє собою зону переходу від алювіально-болотно-морських до морських умов на східному схилі Воронезької антеклізи і в Московській синеклізі.

За ступенем рухливості фундамент Старобільського вугленосного району в часи накопичення торфу займав найбільш стійке положення [68]. Геотектонічні особливості не могли не вплинути на формування регіональних (провінційних) хіміко-технологічних властивостей вугілля цього регіону. Однак первинно-генетичні умови формування торфовищ регіону, які зрештою впливають на напрями використання вугілля, ще не визначені.

За результатами попередніх досліджень доведено, що індикатором геохімічних умов накопичення торфу може бути як хімічний склад золи вугілля, так і його петрогенетичні особливості [7, 11, 99].

Для визначення умов накопичення торфу на площі Старобільського вугленосного району розглянемо розповсюдження окремих оксидів і їх співвідношення з урахуванням геохімічних асоціацій і проаналізуємо генетичні графіки валового складу золи вугілля [134].

Загальна кількість SiO_2 в торфах перш за все залежить від прояву механічних факторів наміву мулистих часток. В умовах високої проточності на поверхні болота будуть затримуватися більш великі частки, що представлені переважно кварцом. Підвищення застійності сприяє осадженню тонкого мулистого матеріалу. Розчинення і винос водами фільтрування цих компонентів залежить від рН середовища. Торфовища верхового типу з меншими значеннями рН відзначаються і меншим виносом SiO_2 . У помірно лужному середовищі розчинність SiO_2 значно підвищується, а Al_2O_3 практично не змінюється [99]. У низинних торфовищах міграція SiO_2 зазвичай більш інтенсивна. Відповідно більш низький вміст у зольному залишку SiO_2 та Al_2O_3 вказує на наявність менш кислих (більш лужних) умов накопичення торфу. Кальцит кристалізується з того ж маточного розчину, з якого раніше осаджувалися SiO_2

та Al_2O_3 . Його відкладення пов'язано з подальшим підвищенням лужності середовища в ранню стадію діагенезу. Таким чином, підвищений вміст в золі вугілля CaO та відносно низький SiO_2 та Al_2O_3 вказують на стійкі, менш кислі (більш лужні) умови накопичення торфу. Значна кількість Fe_2O_3 дозволяє зробити висновок про присутність утворень первинного піриту і в меншому ступені сидериту.

У попередньому розділі доведено, що в порівнянні з хімічним складом золи вугілля середнього карбону Донбасу в цілому вугілля Старобільського вугленосного району характеризуються підвищеним вмістом оксидів кальцію, заліза, магнію, натрію та триоксиду сірки. Крім того, вугілля району, за винятком вугілля Богданівського родовища, характеризується меншою кількістю оксидів кремнію та алюмінію. Це вказує, що формування торфовищ на території Старобільського вугленосного району в порівнянні з Донбасом у цілому відбувалось у менш кислих (більш лужних) умовах.

За результатами узагальнення більш ніж тисячі силікатних аналізів вугілля встановлено, що вгору за розрізом відбувається зменшення вмісту оксидів SiO_2 , Al_2O_3 , K_2O та підвищення кількості CaO , MgO , Fe_2O_3 , SO_3 . Вміст Na_2O у цілому зменшується. Його вміст по площі розповсюдження окремих пластів, особливо h_8 та k_2^H , значно нерівномірний.

Оцінювання даних силікатного аналізу вугілля Старобільського вугленосного району дозволяє зробити висновок, що формування торфовищ нижніх пластів відбувалося в більш кислих умовах.

По площі розповсюдження пласта k_2^H з заходу на схід значення глиноземного модуля ($\text{Al}_2\text{O}_3/\text{SiO}_2$) змінюється від 0,51 до 0,33. Для вугілля Сватівської та Старобільської вугленосних площ, а також Петровського родовища його значення майже однакові в межах 0,45 – 0,51. Встановлено значне зменшення цього показника (0,33) для вугілля Богданівського родовища. Це дозволяє зробити висновок, що формування торфовища на цій території відбувалося в більш проточному середовищі з меншими значеннями рН. Відносно

більш низький вміст SiO_2 та Al_2O_3 на інших ділянках доводить більш лужні умови формування цих торфовищ.

Такі висновки підтверджуються і даними, отриманими за допомогою кислотного модуля (M), який розраховується за формулою: $(\text{Al}_2\text{O}_3 + \text{SiO}_2) / (\text{CaO} + \text{MgO} + \text{Fe}_2\text{O}_3)$. Середнє його значення для регіону складає 1,6. Встановлено, що в стратиграфічному розрізі його значення закономірно зменшується від пластів нижніх світ (1,63 – 2,96) до пластів верхніх світ (0,73 – 0,91). Зменшення модуля M вказує на більший вплив морських умов на формування торфовищ, з яких у подальшому були сформовані пласти верхніх світ. Вугілля нижніх пластів відноситься до маловідновленого типу, а верхніх – до відновленого типу. Більш детальний розгляд цього питання з побудовою графіків в координатах $(\text{Al}_2\text{O}_3 + \text{SiO}_2)$ та $(\text{CaO} + \text{MgO} + \text{Fe}_2\text{O}_3)$ дозволяє зробити висновок про мінливість відновленості пластів за площею (рис. 3.82).

Як видно з рисунків, переважна частина показників вугілля пласта h_8 знаходиться в області >1 , показники пласта k_2^H поступово знижуються, залишаючись здебільшого вище означеної лінії з показником 1, показники пласта l_7 та m_3 в переважній більшості відповідають значенням нижче 1. Аналіз масивів даних показників більш відновленого та менш відновленого вугілля та контурних карт з виділенням площ з показниками більшими та меншими за 1 дозволили зробити висновки щодо відновленості вугілля для окремих пластів та площ. Встановлено, що: а) вугілля пласта h_8 майже повністю відноситься до групи маловідновленого, більше 90 % показників значення модуля $M > 1$; б) вугілля пласта k_2^H відноситься до групи маловідновленого на 70 %, більш відновлене вугілля поширене в центральній та південно-західній частинах площі, охоплює близько половини території Старобільської та Сватівської площі та частково Петровського родовища; в) вугілля пласта l_7 відноситься до групи більш відновленого, показники модуля M, що не перевищують 1, поширені майже по всій площі залягання пласта, за винятком невеликих ділянок на південному заході та в східній частині Старобільської площі, частка маловідновленого вугілля складає близько 20 %; в) вугілля пласта m_3 також

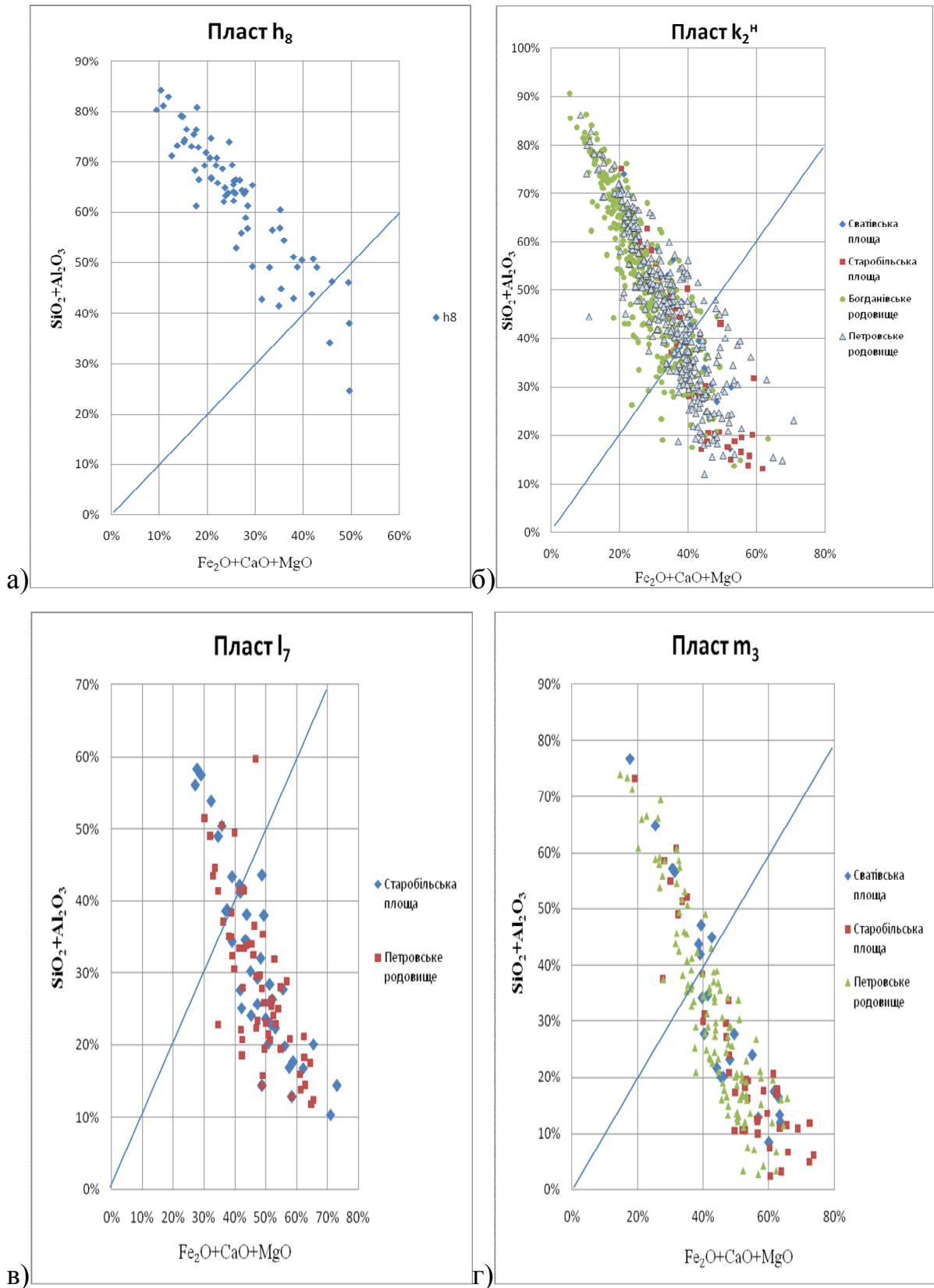


Рисунок 3.82 – Залежність мінеральних складових вугілля від їх відновленості: h_8 (а), k_2^H (б), l_7 (в), m_3 (г)

здебільшого відноситься до групи більш відновленого, але в порівнянні з пластом I_7 площі поширення маловідновленого вугілля дещо ширші та у відсотковому відношенні його частка складає близько 30 %. Маловідновлене вугілля характерне для пласта, що залягає на кордоні між Старобільською площею та Петровським родовищем, та для південної – південно-західної частини Сватівської площі; г) визначення ділянок поширення груп по пластах дозволяє зробити висновок, що найменш відновленим є вугілля Богданівського родовища, група маловідновленого вугілля тут складає 88 %, на Петровському родовищі та Сватівській площі ця частка складає близько 40 %, на території Старобільської площі вона найменша – близько 30 %, тож вугілля цієї площі здебільшого відноситься до групи більш відновленого.

Вапняковий модуль D (CaO / Fe_2O_3) також відображує умови накопичення торфу. Узагальнення даних по хімічному складу золи вугілля значної кількості басейнів дозволило зробити висновок, що мінімальні значення модуля D характерні для вугілля, формування якого відбувалося в більш аеробних умовах з більш кислим середовищем торфонакопичення [11, 29]. Середні значення модулів для всіх пластів становлять < 1 . Такі значення характерні для відкладів верхових боліт. У вугіллі пласта k_2^H Богданівського родовища спостерігається підвищення модуля до 1,4, що більше ніж вдвічі перевищує значення модуля по інших площах та пластах. Розбіжності у відношенні CaO / Fe_2O_3 вказують на неоднаковий характер розкладу рослинного матеріалу в давніх торфовищах.

На характер формування торфовищ також вказує значення коефіцієнта Вернера, що відповідає модулю K (Ca/Mg). Для морської води модуль $K < 1$, тоді як для прісної води $K=10$ [109]. Пласти, які формувалися в суцільно континентальних умовах, характеризуються значеннями модулю K у межах від 12 до 14, у пластах, формування яких відбувалося під впливом моря, він складає в середньому 6 [57, 109].

Модуль K для вугілля Старобільського вугленосного району варіює від 6,5 (пласт h_8) до 10,8 (пласт m_3) і в середньому для пластів становить 9,3. З

цього можна зробити висновок, що формування пластів вугілля відбувалося в континентальних умовах, що не відповідає результатам, отриманим раніше.

Для з'ясування цієї суперечності розглянемо результати генетичної класифікації золи вугілля пластів Старобільського вугленосного району. За основу цієї генетичної класифікації взята позитивна залежність між модулями В (Al_2O_3/SiO_2) та N ($((CaO+MgO - Fe_2O_3) / (CaO+MgO+Fe_2O_3))$), яка формується під час накопичення торфу. Відсутність позитивної залежності між вказаними модулями для золи вугілля району, що вивчається, вказує на наявність епігенетичної мінералізації вугілля. За допомогою генетичного графіка, запропонованого Я.Є. Юдовичем, є можливість визначати карбонатну та піритну мінералізацію, а також наявність «випадкової золи» [167].

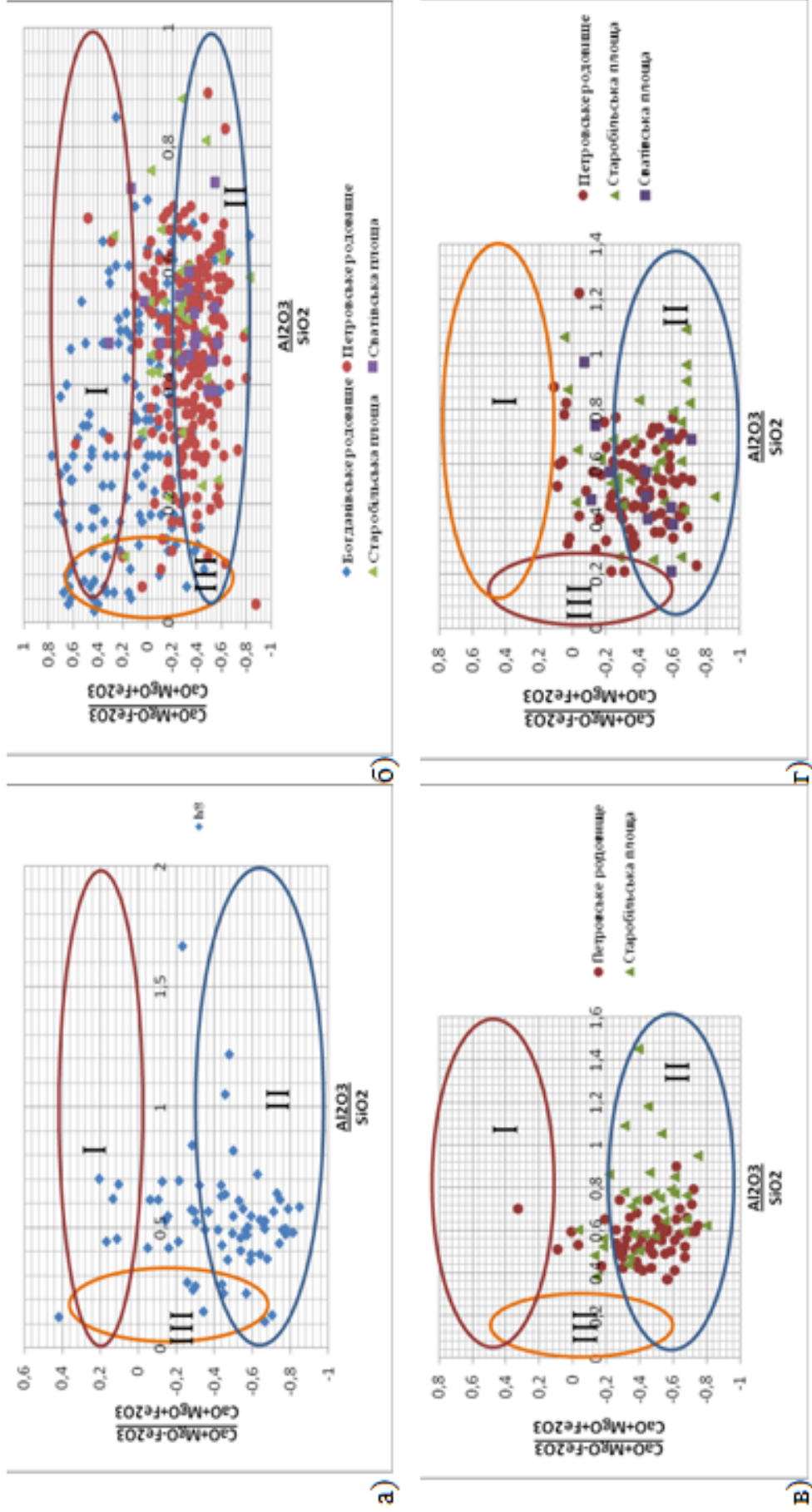
Згідно з генетичним графіком мінералізація вугілля пласта h_8 переважно сульфідна (рис. 3.83, а).

Слід відзначити, що між кальцієм та залізом відмічається деякий антагонізм. У торфах, в яких відмічається наявність заліза, вміст кальцію мінімальний. І навпаки, присутність карбонатів кальцію майже завжди виключає вміст заліза.

Для валового складу золи вугілля пласта k_2^H встановлено: а) мінералізація вугілля Сватівської площі, Старобільської площі та Петровського родовища здебільшого сульфідна (піритна), лише поодинокі значення свідчать про присутність карбонатної мінералізації та вугілля, що забруднене «випадковою золою»; б) мінералізація вугілля Богданівського родовища як сульфідна, так і карбонатна, також значна кількість даних вказує на наявність вугілля, що забруднене «випадковою золою» (рис. 3.83, б).

Відповідно до генетичного графіку валового складу золи вугілля пласта l_7 мінералізація вугілля Старобільської площі та Петровського родовища здебільшого сульфідна, лише поодинокі значення свідчать про присутність карбонатної мінералізації. Вугілля, що забруднене «випадковою золою», не виявлено (рис. 3.83, в).

Для валового складу золи вугілля пласта m_3 визначено, що



I – поле карбонатної мінералізації; II – поле сульфідної мінералізації;

III – вугілля, що забруднене «випадковою золою»

Рисунок 3.83 – Генетичний графік валового складу золи вугілля пластів: h₈ (а), k₂^н (б), l₇ (в), m₃ (г)

мінералізація вугілля пласта на Сватівській та Старобільській площах та Петровському родовищі здебільшого сульфідна (піритна); поодинокі значення свідчать про присутність вугілля, що забруднене «випадковою золою»; присутність карбонатної мінералізації не виявлено (рис. 3.83, г).

Таким чином, для вугілля всіх пластів встановлено відсутність кореляції між модулями В та N, що вказує на наявність епігенетичної мінералізації. Вона характерна для всіх пластів, особливо k_2^H . Дослідження довели, що мінералізація представлена переважно карбонатною складовою і в меншій мірі піритною. Це пояснюється тим, що відкладення CaO відбувається не на стадії формування торфовищ, а переважно в ранню стадію діагенезу [112]. Подальший аналіз хімічного складу вугілля з піритною та карбонатною мінералізацією довів, що вугілля з карбонатною мінералізацією характеризується підвищеним вмістом SiO_2 , Al_2O_3 , K_2O , MgO , SO_3 , Na_2O .

Отримані дані дозволяють зробити наступні основні висновки.

– Епігенетична мінералізація ускладнює виявлення геохімічних умов формування торфовищ за допомогою такого модуля, як модуль Вернера.

– Наявність вторинної мінералізації досить чітко визначається за допомогою генетичного графіку Я.Є. Юдовича.

– Геохімічні умови формування торфовищ змінювалися як по площі Старобільського вугленосного району, так і в стратиграфічному розрізі.

– Торфовища, які були розповсюджені на території Богданівського родовища, формувалися в більш кислих умовах.

– Неоднакові умови перетворення вихідного рослинного матеріалу сприяли формуванню вугілля з різними хіміко-технологічними та петрогенетичними властивостями.

– Результати дослідження геохімічних умов формування торфовищ дозволяють пояснити особливості поведінки вугілля в різних технологічних процесах і більш правильно обґрунтувати напрями його використання в промисловості.

3.5 Марочний склад

Марочний склад є необхідною характеристикою вугілля, що враховується під час геолого-прогнозних та розвідувально-експлуатаційних робіт та визначає напрями використання вугілля. Тому визначення марочної приналежності вугілля є одним з важливих етапів під час його оцінки. На теперішній час в Україні діє стандарт ДСТУ 3472-96 та розроблено проект стандарту ДСТУ 3472:2010 [16, 17]. Ці стандарти дозволяють віднести вугілля до тієї чи іншої марки в залежності від значень чотирьох показників складу та якості вугілля: показник відбиття вітриніту (R_o , %), вихід летких речовин на сухий беззольний стан (V^{daf} , %), товщина пластичного шару (Y , мм) та вища теплота згоряння на сухий беззольний стан (Q_s^{daf} , МДж/кг) [16].

Товщина пластичного шару вугілля всіх пластів району дорівнює нулю. Q_s^{daf} варіює в межах 26,8 – 31,6 %, що характерно для кам'яного вугілля. Для визначення марки кам'яного вугілля співставлено значення показника R_o та V^{daf} . На рис. 3.84 представлено діаграми з виділеними зонами марки Д (кам'яне, довгополум'яне). Встановлено, що до марки Д відноситься майже 90 % вугілля пласта h_8 , 97 % вугілля пласта k_2^H , 100 % вугілля пласта l_7 та 75 % вугілля пласта m_3 . Окремі значення, що не задовольняють вимогам для марки Д, не класифікуються за вказаним стандартом.

Отже, відповідно до державного стандарту України вугілля пластів кам'яне і класифікується як вугілля марки Д [16].

В країнах СНД діє стандарт, що в залежності від технологічних властивостей встановлює класифікацію вугілля за видами, класами, категоріями, типами, підтипами та кодовими номерами, за допомогою яких в свою чергу визначається марка, група та підгрупа вугілля [148]. Стандартом також передбачено запропонування напрямів використання вугілля в залежності від отриманих результатів маркування. Класифікація вугілля за стандартом ГОСТ 25543-88 наведена в таблиці 3.14.

Відповідно до промислово-генетичної класифікації вугілля усіх пластів

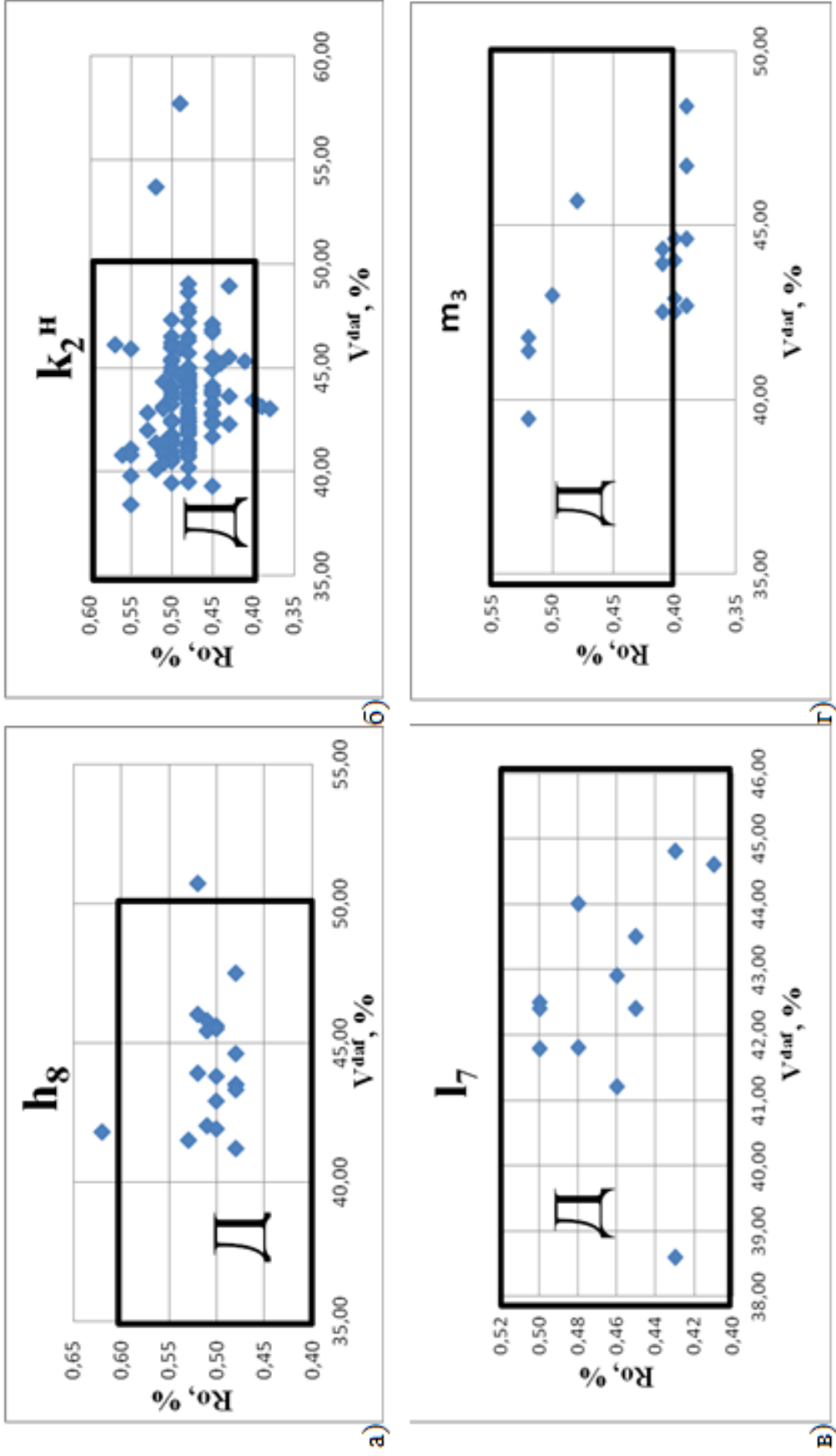


Рисунок 3.84 – Марочна приналежність вугілля пластів Старобільського вугленосного району за стандартом ДСТУ 3472-96

Таблиця 3.14 – Марочна належність вугілля
Старобільського вугленосного району за ГОСТ 25543-88 [148]

Пласт	Клас		Категорія		Тип		Підтип		Код
	R _o , %	код	ΣПК, %	код	V ^{daf} , %	код	У	код	
Сватівська площа									
k ₂ ^H	0,49	04	10,4	1	44,0	44	0	00	0414400
m ₃	0,40	04	10,8	1	42,9	42	0	00	0414200
Старобільська площа									
k ₂ ^H	0,48	04	11,9	1	45,2	44	0	00	0414400
l ₇	0,47	04	12,6	1	41,0	40	0	00	0414000
m ₃	0,43	04	14,0	1	43,0	42	0	00	0414200
Петровське родовище									
k ₂ ^H	0,46	04	12,3	1	45,5	44	0	00	0414400
l ₇	0,46	04	13,4	1	42,6	42	0	00	0414200
m ₃	0,43	04	15,5	1	43,6	42	0	00	0414200
Богданівське родовище									
h ₈	0,5	05	8,3	0	43,9	42	0	00	0504200
k ₂ ^H	0,48	04	10,1	1	42,9	42	0	00	0414200

відноситься до кам'яного, марки Д, підгрупи – довгополум'яневого вітринітового [148].

За міжнародною системою кодифікації [92] проводиться класифікація вугілля за дев'ятьма параметрами. Результати класифікації вугілля Старобільського вугленосного району наведено в таблиці 3.15. Згідно з Міжнародною системою кодифікації вугілля пластів належить до середнього рангу (кам'яного вугілля) [92].

Відповідно до Міжнародної класифікації вугілля у пластах (ISO 11760) головним критерієм, за допомогою якого в першу чергу розмежовується вугілля, є показник відбиття вітриніту (R_o, %) [171]. Згідно з його значеннями, вугілля пластів m₃ та l₇ відноситься до суббітумінозного вугілля низького розряду, підкатегорії А (Low-rank A (subbituminous coal)). Вугілля пластів k₂^H та h₈ частково класифікується як суббітумінозне вугілля низького розряду, підкатегорії А (Low-rank A (subbituminous coal)) – 40 та 30 % відповідно, та бітумінозне вугілля середнього розряду, підкатегорії D (Medium rank D^a (bituminous D)) – 60 та 70 % відповідно.

Таблиця 3.15 – Класифікація вугілля Старобільського вугленосного району за міжнародною системою кодифікації вугілля

Пласт	R _o	σ	I	L	SI	V ^{daf}	A ^d	S _t ^d	Q _s ^{daf}	Код
Сватівська площа										
k ₂ ^H	0,49	-	10,1	9,5	0	44,0	21,5	4,1	27,5	04 1 12 0 44
	04	1	1	2	0	44	21	41	27	21 41 27
m ₃	0,40	-	10,5	10,0	0	42,9	14,7	4,0	31,8	04 1 13 0 42
	04	1	1	3	0	42	14	40	31	14 40 31
Старобільська площа										
k ₂ ^H	0,48	-	11,0	12,8	0	45,2	16,4	3,6	6	04 1 13 0 44
	04	1	1	3	0	44	16	36	31	16 36 31
l ₇	0,47	-	12,3	9,4	0	41,0	13,7	4,3	31,0	04 1 12 0 40
	04	1	1	2	0	40	13	43	31	13 43 31
m ₃	0,43	-	13,7	11,3	0	43,0	13,7	5,0	30,9	04 1 13 0 42
	04	1	1	3	0	42	13	50	30	13 50 30
Петровське родовище										
k ₂ ^H	0,46	-	9,5	7,9	0	45,5	14,2	3,6	28,3	04 1 02 0 44
	04	1	0	2	0	44	14	36	28	14 36 28
l ₇	0,46	-	13,3	9,0	0	42,6	12,5	4,4	26,8	04 1 12 0 42
	04	1	1	2	0	42	12	44	26	12 44 26
m ₃	0,43	-	14,8	6,5	0	43,6	14,2	4,7	31,1	04 1 12 0 42
	04	1	1	2	0	42	14	47	31	14 47 31
Богданівське родовище										
h ₈	0,5	-	7,8	11,3	0	43,9	13,8	3,0	31,6	05 1 03 0 42
	05	1	0	3	0	42	13	30	31	13 30 31
k ₂ ^H	0,48	-	9,7	12,6	0	42,9	14,1	1,6	31,1	04 1 03 0 42
	04	1	0	3	0	42	14	16	31	14 16 31

Згідно з класифікацією за петрографічним складом вугілля всіх пластів належить до групи з помірно високою кількістю вітриніту (Moderately high vitrinite). За класифікацією по золі вугілля пластів (за середніми показниками) відноситься до середньої категорії [171] (табл.3.16).

Згідно з класифікацією, що діє в Польщі, вугілля пластів m₃ та l₇ відповідає блискучому твердому бурому вугіллю. Вугілля пластів k₂^H та h₈ частково класифікується як блискуче тверде буре, частково як кам'яне парабітумінозне довгополум'яневе (тип 31) [175]. Якщо враховувати критерій Q_s^{daf}, більша частина вугілля не класифікується за цим стандартом.

Таблиця 3.16 – Класифікація вугілля Старобільського вугленосного району за ISO 11760

Пласт	R _o , %	Вміст вітриніту, %, на чисте вугілля	Зольність, %	Класифікація
h ₈	0,5	80,9	13,8	Низька марка А/Середня марка D, помірно високий вміст вітриніту, середня зольність
k ₂ ^H	0,48	77,6	16,6	Низька марка А/Середня марка D, помірно високий вміст вітриніту, середня зольність
l ₇	0,47	77,8	13,1	Низька марка А, помірно високий вміст вітриніту, середня зольність
m ₃	0,42	75,9	14,1	Низька марка А, помірно високий вміст вітриніту, середня зольність

Класифікація вугілля Старобільського вугленосного району за різними стандартами викликає певні труднощі. Вугілля характеризується ознаками, одні з яких характерні для буровугільної стадії вуглефікації, а інші – для кам'яного вугілля марки Д. За значеннями таких показників як C^{daf} , V^{daf} вугілля може належати як до бурого, так і до кам'яного. За значеннями показника відбиття вітриніту вугілля відповідно до ГОСТ 21489-76 знаходиться переважно на 0₃ стадії метаморфізму і належить до 03 класу, що відповідає буровугільній групі. До цього слід додати, що в незначній кількості у вугіллі присутні гумінові кислоти, що більш характерно для бурого вугілля. При вирішенні практичних задач з визначення напрямів використання вугілля слід прийняти до уваги його технологічні показники і в першу чергу Q_s^{daf} та діючий в Україні стандарт з визначення марочного складу вугілля, згідно з яким вугілля відноситься до довгополум'яневого [16]. При вивченні питань щодо переробки вугілля слід враховувати, що в генетичному плані воно не досягло кам'яновугільної стадії вуглефікації і займає проміжне положення між бурим та кам'яним вугіллям.

РОЗДІЛ 4

ОБҐРУНТУВАННЯ ПРИДАТНОСТІ ВУГІЛЛЯ ДО ГІДРОГЕНІЗАЦІЇ

Визначення придатності вугілля для отримання рідких палив виконується як за параметрами складу та якості вугілля, які визначаються під час проведення геологорозвідувальних робіт, так і за результатами лабораторних досліджень [26, 46, 118, 155].

Обґрунтування придатності вугілля Старобільського вугленосного району для отримання синтетичного палива виконано за діючими як в Україні, так і за кордоном методиками [26, 46, 118, 155]. Для підтвердження отриманих даних було використано результати лабораторних досліджень з гідрогенізації вугілля, які були виконані в ІНФОВ за методикою ІГК [26, 46].

Методика І.В. Єрьоміна [46] застосовується для грубої оцінки придатності вугілля для гідрогенізації. Вона передбачає застосування як критеріїв наступних показників: зольність вугілля та вихід летких речовин, вміст мацеральної групи вітриніту та фюзенізованих компонентів (ΣПК), показник відбиття вітриніту, вміст вуглецю, водню та їх співвідношення. Результати за середніми значеннями цих показників для основних пластів та площ Старобільського вугленосного району наведено в табл. 4.1.

Так, згідно з параметрами, запропонованими І.В. Єрьоміним [44, 46, 49], майже все вугілля Старобільського вугленосного району, окрім частини пласта k_2^H , що залягає на території Сватівської та Старобільської площ, відповідає вимогам для гідрогенізації та може бути використане для отримання синтетичного рідкого палива. Вугілля пласта k_2^H , що залягає на території Сватівської та Старобільської площ, не відповідає вимогам лише за одним параметром – зольністю вугільних пачок, що перевищує допустимі показники та становить понад 15 %.

За методикою М.М. Уланова оцінка придатності гумусового вугілля для отримання рідкого палива виконується за наступними параметрами: зольність (A^d), валовий петрографічний склад вугілля (вміст фюзиніту), ступінь

Таблиця 4.1 – Оцінка придатності вугілля Старобільського вугленосного району до гідрогенізації за методикою І.В. Єр'оміна [46]

Параметри вугілля	Усередненні значення параметрів вугільних пластів Старобільського району												Допустимі значення параметрів вугілля
	Сватівська площа			Старобільська площа			Петровське родовище			Богданівське родовище			
	Синоніміка пластів												
	k_2^H	m_3	k_2^H	l_7	m_3	k_2^H	l_7	m_3	k_2^H	h_8	k_2^H		
Зольність A^d , %	21,5	14,7	16,4	13,7	13,7	14,2	12,5	14,2	13,8	14,1	10 – 15		
Вихід легких речовин V^{daf} , %	44,0	42,9	45,2	41,0	43,0	45,5	42,6	43,6	43,9	42,9	> 30 – 35		
Показник відбиття вітриніту R_o , %	0,49	0,40	0,48	0,47	0,43	0,46	0,46	0,43	0,51	0,48	0,35 – 0,95		
$\frac{C}{H}$	вітриніту Vt	79,5	79,5	74,9	78,3	74,5	79	77,6	80,4	77,2	>70		
	фюзенізованих компонентів $\Sigma ПК$	10,4	10,4	11,9	12,1	14,0	12,7	13,8	8,2	10,0	<20		
	вуглецю C^{daf}	74,8	74,6	75,9	74,1	74,0	76,4	74,9	74,1	77,4	75,8	65 – 85	
	водню H^{daf}	5,2	5,0	5,3	4,9	5,0	5,2	5,0	5,1	5,4	5,1	> 4,5	
Відношення C/H	14,4	14,9	14,3	15,1	14,8	14,7	15,0	14,5	14,3	14,9	<16		

окисненості – відновленості (карбоксільне число), ступінь метаморфізму (R_0), хімічний склад золи. За значеннями цих показників виконується кількісна оцінка ступеня придатності до гідрогенізації. Вугілля за придатністю підрозділяється на три групи: I – група найбільш придатного; II – група придатного, III – група вугілля мало придатного до гідрогенізації. Оцінка вугілля Старобільського вугленосного району за критеріями, що запропоновані М.М. Улановим [155], виявила, що за значеннями окремих показників вугілля всіх пластів, що вивчаються, потрапляє в різні групи за ступенем його придатності до гідрогенізації (табл. 4.2). Так, показники зольності відповідають групі придатного вугілля, окрім пласта k_2^H , що залягає на території Сва-тівської та Старобільської площ, де за цим показником вугілля є практично непридатним. За вмістом фюзиніту вугілля відноситься до групи придатного, а пластів k_2^H , l_7 , m_3 , що залягають на площі Петровського родовища та пласта k_2^H Богданівського родовища – до групи найбільш придатного. За показником відбиття вітриніту вугілля відноситься до I – II груп, за модулем Σ_1 хімічного складу золи вугілля відноситься до групи придатного. За показником модуля золи Σ_2 вугілля різних пластів відноситься до різних груп. Отже, використання цього підходу до оцінювання вугілля Старобільського вугленосного району як сировини для гідрогенізації дає можливість зробити висновок, що в цілому вугілля району належить до II групи, тобто до вугілля придатного для отримання синтетичного палива. Визначити різницю в ступені придатності до гідрогенізації окремих пластів району за цією методикою ускладнено.

Розглянуті методики було розроблено переважно для вугілля родовищ, які розташовані на території Росії. У подальшому для визначення на стадії геологорозвідувальних робіт придатності вугілля України для отримання синтетичного палива було запропоновано нову методику [156]. Як і в попередній методиці, в ній за ступенем придатності вугілля для гідрогенізації було виділено три аналогічні групи. Визначення груп виконується за допомогою дванадцяти основних та чотирьох допоміжних показників.

Таблиця 4.2 – Оцінка придатності вугілля Старобільського вугленосного району до гідрогенізації за методикою М.М. Уланова [155]

Показники	Ділянки											
	Сватівська площа			Старобільська площа			Петровське родовище			Богданівське родовище		
	$k_2^{\#}$	m_3	l_7	$k_2^{\#}$	m_3	l_7	$k_2^{\#}$	m_3	l_7	m_3	h_8	$k_2^{\#}$
Зольність, $A_{вл}^d$, %	21,5 (III)	14,7 (II)	13,7 (II)	16,4 (III)	13,7 (II)	13,7 (II)	14,2 (II)	14,2 (II)	12,5 (II)	14,2 (II)	13,8 (II)	14,1 (II)
Вміст фюзиніту, %	10,1*(II)	10,5*(II)	7,2(II)	5,4(II)	8,3 (II)	8,3 (II)	3,3 (I)	3,3 (I)	1,7(I)	2,3 (I)	8,1*(II)	4,3(I)
Показник відбиття вітриніту, R_o , %	0,49 (I-II)	0,40 (I-II)	0,47 (I-II)	0,48 (I-II)	0,43 (I-II)	0,43 (I-II)	0,46 (I-II)	0,46 (I-II)	0,46 (I-II)	0,43 (I-II)	0,50 (I-II)	0,48 (I-II)
Карбоксильне число, %	10,2(II)	10,5(II)	10,3(II)	10,1(II)	10,3(II)	10,3(II)	10,3(II)	10,3(II)	10,5(II)	10,1(II)	10,4(II)	10,4(II)
Хімічний склад золи, %	Σ_1	3,7(II)	3,7(II)	3,5(II)	3,8(II)	3,7(II)	4,3(II)	4,3(II)	4,3(II)	4,1(II)	5,7(II)	5,2(II)
	Σ_2	1,9(II)	3,7(I)	3,3(I)	2,7(I)	3,3(I)	7,4(I)	1,6(II)	3,3(I)	3,9(I)	0,8(III)	0,9(III)

* – вміст групи інертиніту;

$\Sigma_1 = Na_2O + K_2O$; $\Sigma_2 = (Fe_2O_3 + CaO + MgO + TiO_2 + SO_3) / (SiO_2 + Na_2O + K_2O)$;

I, II, III – групи за ступенем придатності для гідрогенізації.

Слід, по-перше, відзначити, що майже третина цих показників визначається не за стандартами або виконуються в практиці геологорозвідувальних робіт у незначному обсязі.

Згідно з цією методикою, першим з основних показників є марка вугілля. Відзначимо, що не всі запропоновані в методиці марки вугілля визначаються за діючим в Україні державним стандартом [16] і навпаки, означені стандартом марки не передбачено в методиці. Марочний склад вугілля Старобільського вугленосного району досить стабільній і, за діючим в Україні стандартом, представлено маркою Д. Згідно з даною методикою вугілля всіх пластів за ступенем придатності до гідрогенізації належить до другої групи.

За середніми значеннями таких показників, як R_o , V^{daf} , $Vt+L$, C^{daf} вугілля відноситься переважно до групи придатного для зрідження (табл. 4.3), а за сумою вмісту оксидів натрію та калію – до групи непридатного.

Для показників, значення яких потрапляють у різні групи за придатністю до гідрогенізації, та найбільш інформативних показників для класифікації було додатково побудовано карти, на яких виділено зони поширення вугілля за групами придатності для гідрогенізації. За значеннями показника відбиття вітриніту вугілля всіх пластів належить до другої групи. Для пластів h_8 та l_7 варіативність показників відбиття вітриніту не виходить за межі однієї групи придатності, за цим показником вугілля може класифікуватися як придатне до гідрогенізації. Пласт m_3 характеризується значеннями цього показника, які виходять за межі однієї групи. Побудова карти показників відбиття вітриніту пласта m_3 надала змогу виявити зону поширення вугілля, що за значенням показника R_o потрапляє в групу найбільш придатного (рис. 4.1). Для пласта k_2^H загалом показники знаходяться в межах однієї групи (придатного), зустрічаються лише поодинокі значення, що характерні для групи найбільш придатного, які, однак, не утворюють окремих зон та не змінюють загальної картини (табл. 4.2).

Таблиця 4.3 – Оцінка придатності вугілля Старобільського вугленосного району згідно з методикою, що застосовується в Україні [118]

Основні показники	Ділянки											
	Сватівська площа			Старобільська площа			Петровське родовище			Богданівське родовище		
	$k_2^{\text{м}}$	m_3	l_7	$k_2^{\text{м}}$	m_3	l_7	$k_2^{\text{м}}$	m_3	l_7	m_3	h_8	$k_2^{\text{м}}$
Марка вугілля	Д(II)	Д(II)	Д(II)	Д(II)	Д(II)	Д(II)	Д(II)	Д(II)	Д(II)	Д(II)	Д(II)	Д(II)
R_o , %	0,49 (II)	0,40(II)	0,47(II)	0,43(II)	0,43(II)	0,46(II)	0,46(II)	0,43(II)	0,46(II)	0,43(II)	0,50(II)	0,48(II)
V^{daf} , %	44,0(II)	42,9(II)	45,2(II)	43,0(II)	43,0(II)	41,0(II)	45,5(II)	43,6(II)	45,5(II)	43,6(II)	43,9(II)	42,9(II)
L, %	9,5(III)	10,0(II)	12,8(II)	11,3(II)	11,3(II)	9,4(III)	7,9(III)	6,5(III)	9,0(III)	6,5(III)	11,3(II)	12,6(II)
Vt+L, %	89,4(II)	89,0(II)	87,7(II)	85,8(II)	85,8(II)	87,2(II)	86,9(II)	84,1(III)	86,4(II)	84,1(III)	91,7(II)	89,8(II)
C^{daf} , %	74,8(II)	74,6(II)	75,9(II)	74,0(II)	74,0(II)	74,1(II)	76,4(II)	74,1(II)	74,9(II)	74,1(II)	77,4(II)	75,8(II)
H/C, %	0,83(I)	0,8(II)	0,82(I)	0,81(I)	0,81(I)	0,80(II)	0,81(I)	0,83(I)	0,80(II)	0,83(I)	0,82(I)	0,80(II)
A^{d} , %	21,5(III)	14,7(II)	16,4(III)	13,7(II)	13,7(II)	13,7(II)	14,2(II)	14,2(II)	12,5(II)	14,2(II)	13,8(II)	14,1(II)
S^{d} , %	4,1(I)	4,0(I)	3,6(I)	5,0(I)	5,0(I)	4,3(I)	3,6(I)	4,7(I)	4,4(I)	4,7(I)	3,0(I)	1,6(II)
M_3^*	1,6(III)	2,5(II)	2,1(II)	4,4(I)	4,4(I)	2,6(II)	1,3(III)	2,4(II)	1,3(III)	2,7(II)	0,7(III)	0,8(III)
Na_2O+K_2O , %	3,7(III)	3,7(III)	3,5(III)	3,7(III)	3,7(III)	3,8(III)	4,3(III)	4,1(III)	4,3(III)	4,3(III)	5,7(III)	5,2(III)

* $M_3 = (Fe_2O_3+CaO+MgO+TiO_2+SO_3) / (SiO_2+Na_2O+K_2O)$

I, II, III – групи за ступенем придатності для гідрогенізації

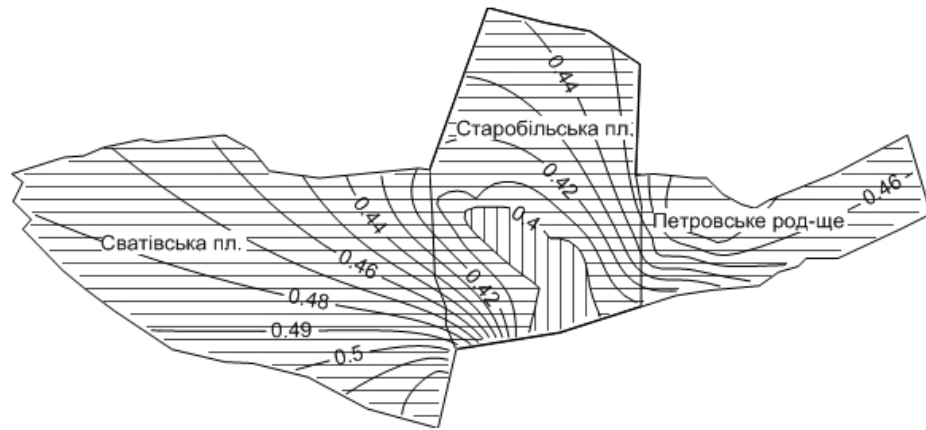


Рисунок 4.1 – Карта показників відбиття вітриніту вугілля пласта m_3 з виділенням зон поширення вугілля за групами придатності для гідрогенізації

За середніми значеннями V^{daf} вугілля промислових пластів Старобільського району належить, переважно, до II групи. За площею поширення пластів показник змінюється в інтервалі значень 30 – 60 %. Цей інтервал охоплює дві групи за придатністю: 30 – 45 % – придатне та 45 – 60 % найбільш придатне вугілля для гідрогенізації. Побудова карт V^{daf} за площею поширення пластів h_8 та k_2^H дозволила виділити зони розповсюдження вугілля I та II груп придатності. Встановлено, що мінливість цього показника для пласта l_7 та m_3 не виходить за межі групи придатного (рис. 4.2, табл. 4.3).

У петрографічному складі вугілля району вміст групи ліптиніту в середньому змінюється від 6,5 до 12,8 %. Тому вугілля за значеннями цього показника відноситься як до III, так і до II груп (табл. 4.3). Менші його значення характерні для вугілля пластів l_7 та m_3 . За середнім вмістом мацеральної групи ліптиніту вугілля району в цілому відноситься до II групи. Кількість групи ліптиніту для різних пластів і площ коливається в інтервалах, що відповідають межі II та III групи. З метою визначення зон придатного до гідрогенізації вугілля було побудовано карти вмісту групи ліптиніту з виділенням зон ступені придатності (рис. 4.3). Визначено, що зони III групи вугілля мають дуже незначне розповсюдження, переважно на Богданівському родовищі (пласт h_8) та на Сватівській площі (пласт m_3). Аналогічно досліджено

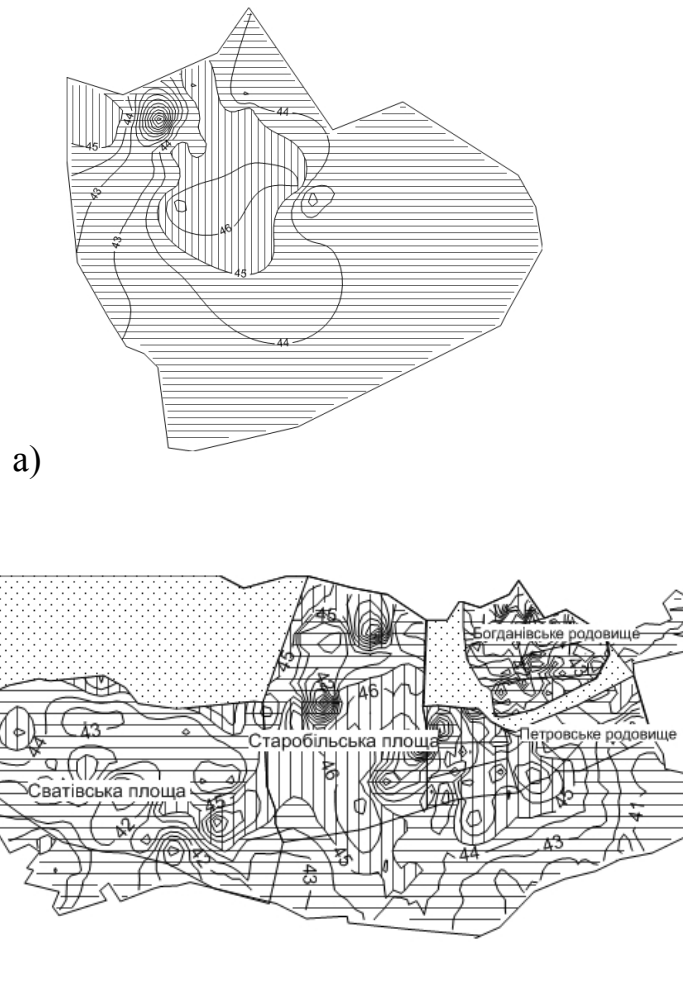


Рисунок 4.2 – Карті показників виходу летких речовин за пластами h_8 (а), k_2^H (б) з виділенням зон поширення вугілля за групами придатності для гідрогенізації

показник, що характеризує суму вітриніту і ліптиніту, та побудовано відповідні карти для всіх пластів (рис. 4.3, 4.4). Доведено, що вугілля всіх пластів відноситься виключно до II групи.

Елементний склад також є критерієм під час оцінки вугілля як сировини для отримання синтетичного палива. Зокрема використовується значення вмісту вуглецю (C^{daf} , %) та відношення водню до вуглецю. Як за середніми, так і за окремими значеннями вмісту вуглецю, вугілля всіх пластів відноситься до другої групи. Вугілля Старобільського району характеризується високими значеннями співвідношення атомарних показників вмісту водню та

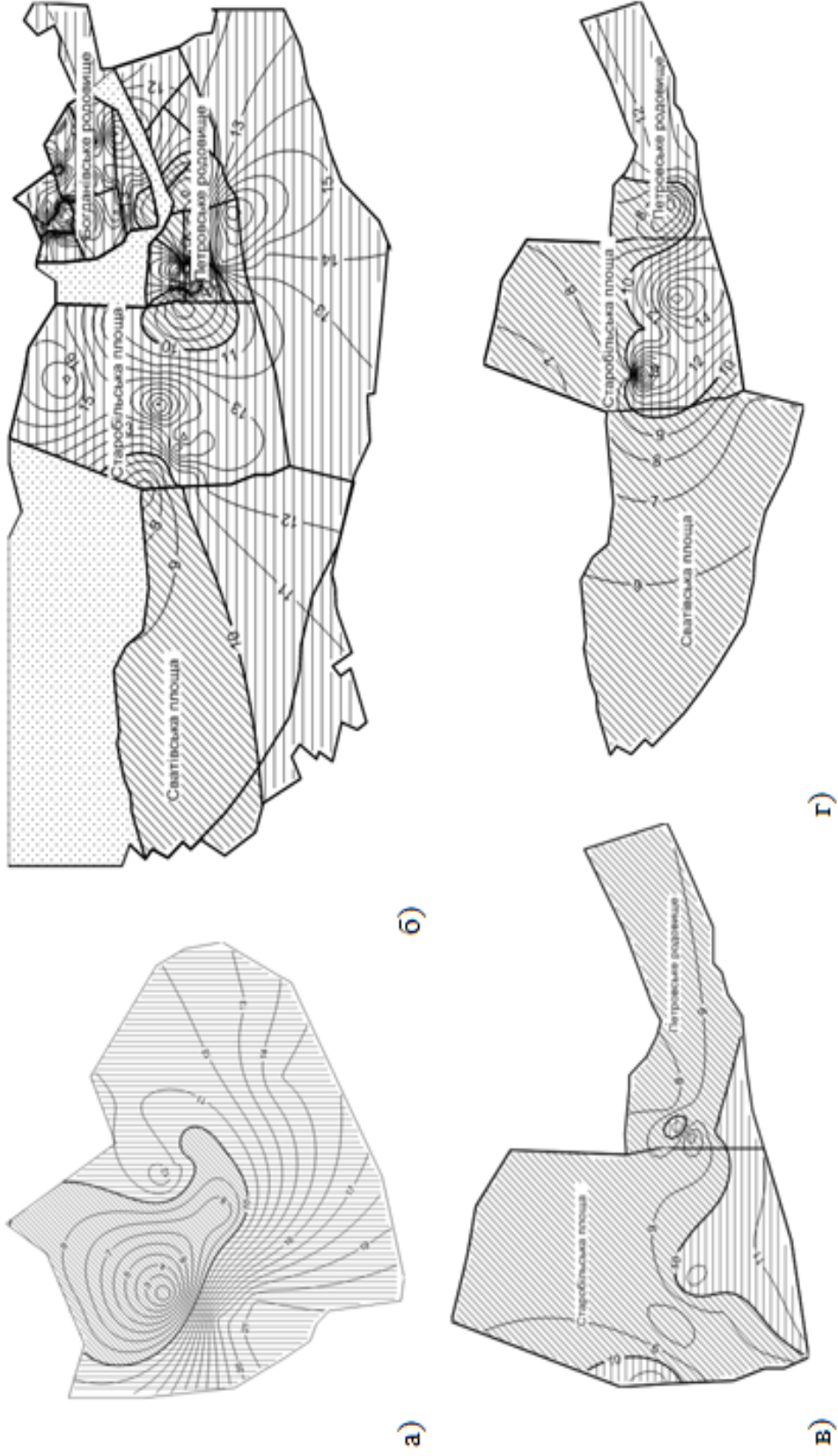


Рисунок 4.3 – Карти вмісту групи ліпініту за пластами h_8 (а), k_2^H (б), l_7 (в), m_3 (г) з виділенням зон поширення вугілля за групами придатності для гідрогенізації

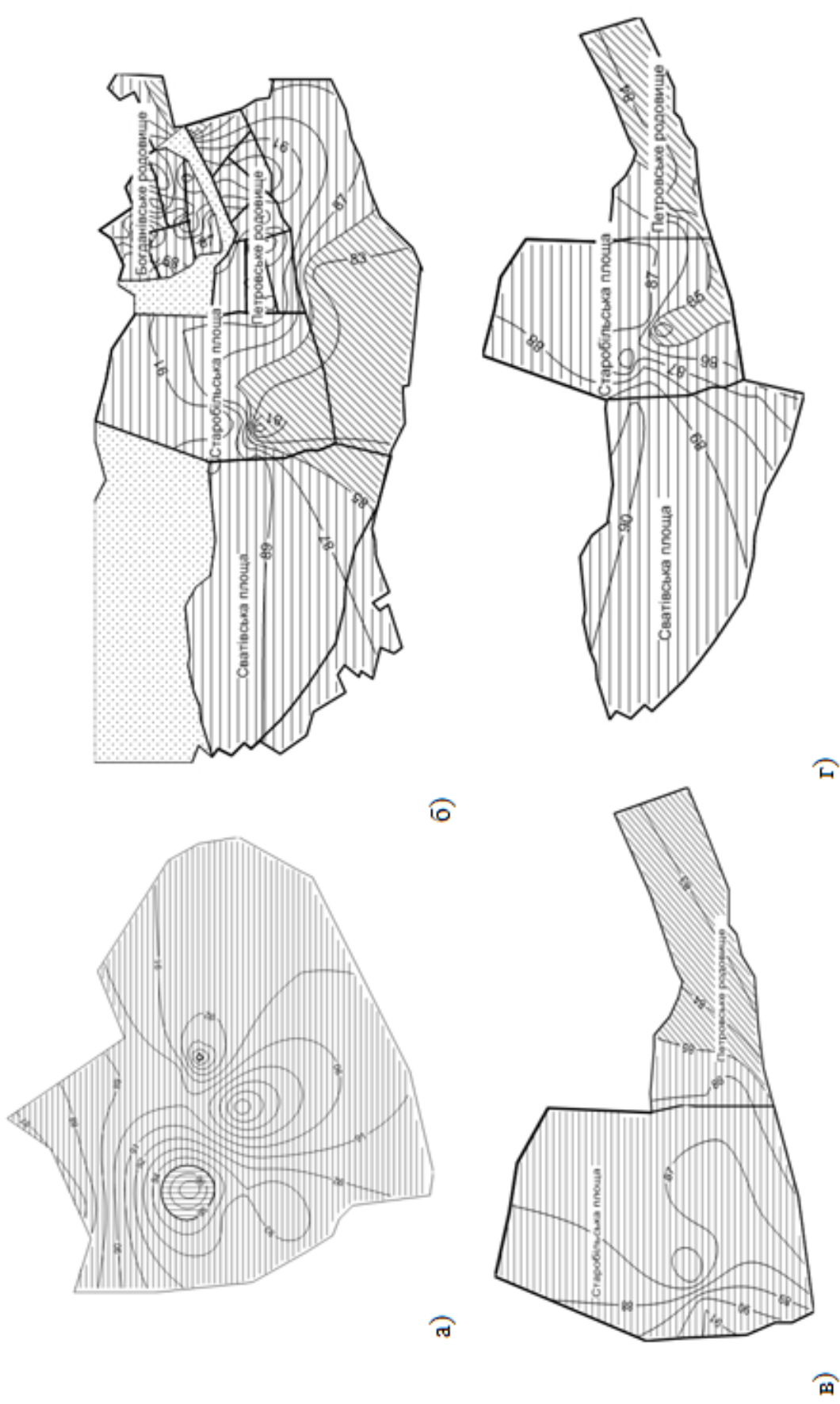


Рисунок 4.4 – Карти показників сумарного вмісту групи вігрініту та лігніту за пластами h_8 (а), K_2^H (б), I_7 (в), m_3 (г) з виділенням зон поширення вугілля за групами придатності для гідрогенізації

вуглецю, що становить 0,80 – 0,83. Вугілля всіх пластів за площею їх поширення відноситься до групи як найбільш придатного (перша група), так і до групи придатного (рис. 4.5).

Аналогічно попереднім класифікаціям, показники зольності відповідають групі придатного вугілля, окрім частини пласта k_2^H , що залягає на Сва-тівській та Старобільській площах, де за цим показником вугілля є малопродатним (рис. 4.6). Значення показника – модуль золи вугілля – є доволі не-стабільним як за пластами, так і за площею поширення кожного з них (рис. 4.7). Його значення коливаються від показників, притаманних групі найбільш придатного, до показників групи малопродатного вугілля (табл. 4.4).

Нормативними документами передбачено що вугілля з вмістом загальної сірки 3 % належить до групи найбільш придатного до гідрогенізації [151].

Сірчистість у середньому для вугілля району підвищена і становить 3,8 %, для окремих свердловин значення змінюються від 0,2 до 12,1 %, середні для пластів (%): h_8 – 3,0, k_2^H – 3,2, l_7 – 4,4, m_3 – 4,6 [75 – 77, 123, 124, 129]. Для показників сірчистості також побудовано карти з виділенням зон ступені придатності до гідрогенізації для пластів, що досліджуються (рис. 4.8).

До основних показників, які контролюють ступінь придатності вугілля до гідрогенізації належить вміст оксидів натрію та калію. Середній показник вмісту оксиду натрію в золі вугілля Старобільського вугленосного району становить 3,4 %. Графік розподілення вмісту Na_2O в золі вугілля Старобільського вугленосного району представлений на рис. 4.9.

Для виявлення зон залягання вугілля, придатного до гідрогенізації за показником вмісту Na_2O в золі вугілля, за всіма основними пластами побудовано карти вмісту Na_2O . Також для встановлення закономірностей зміни вмісту Na_2O за площею поширення пласта побудовано карти поліному I порядку. До придатних віднесено зони поширення вугілля з вмістом Na_2O меншим за 2 %.

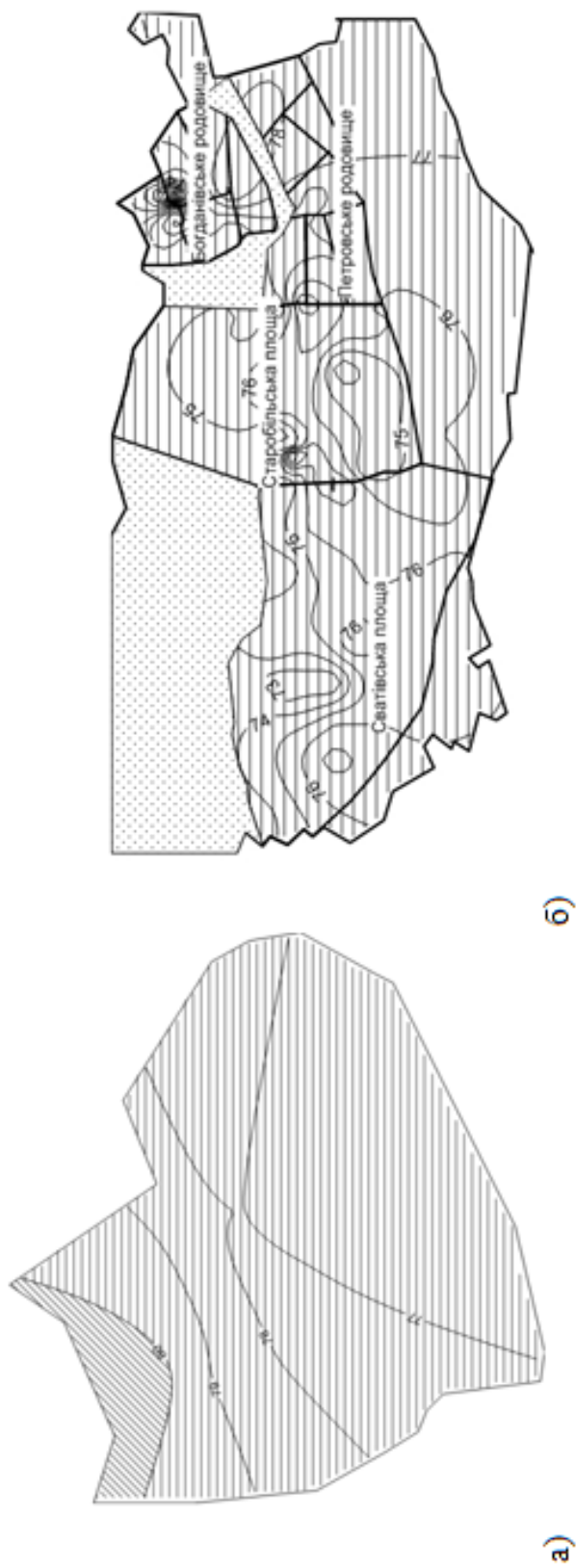
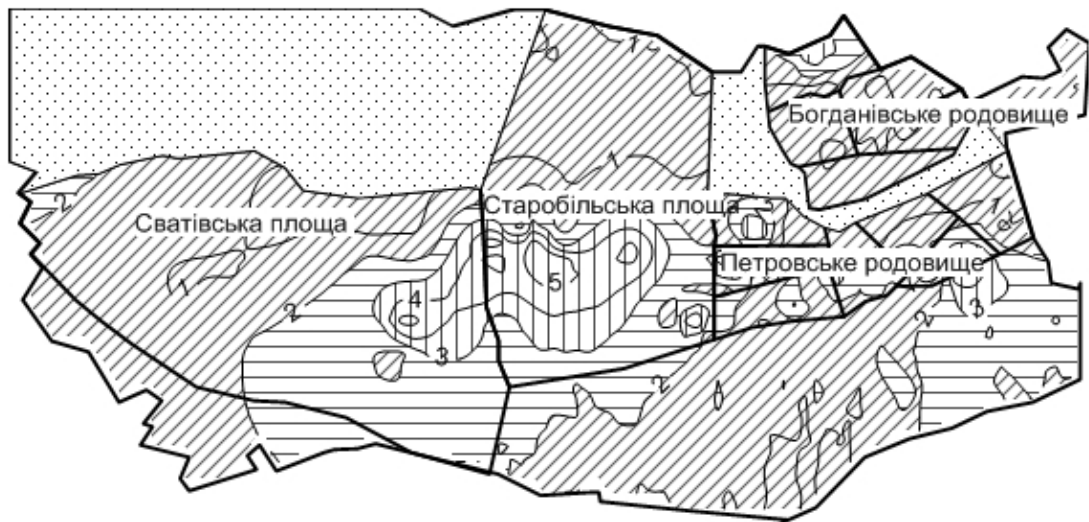


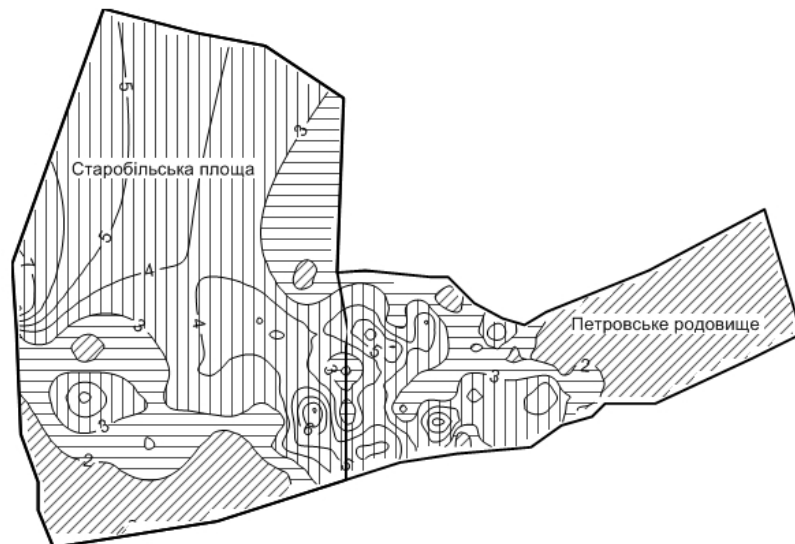
Рисунок 4.5 – Карти показників вмісту вуглецю за пластами K_1 (а), K_2 (б) з виділенням зон поширення вугілля за групами придатності для гідрогенізації



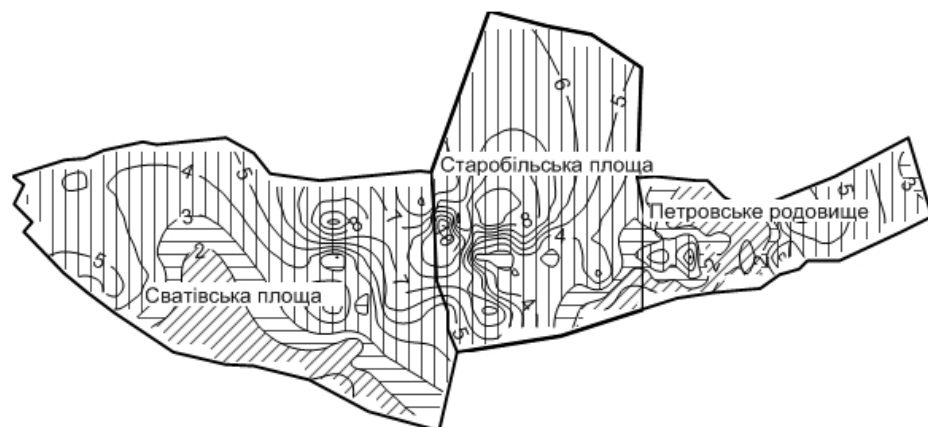
Рисунок 4.6 – Карти зольності за пластами h_8 (а), k_2 (б), l_7 (в), m_3 (г) з виділенням зон поширення вугілля за групами придатності для гідрогенізації



а)



б)



в)

Рисунок 4.7 – Карти показників модулю золи за пластами k_2^H (а), l_7 (б), m_3 (в)
з виділенням зон поширення вугілля за групами придатності
для гідрогенізації

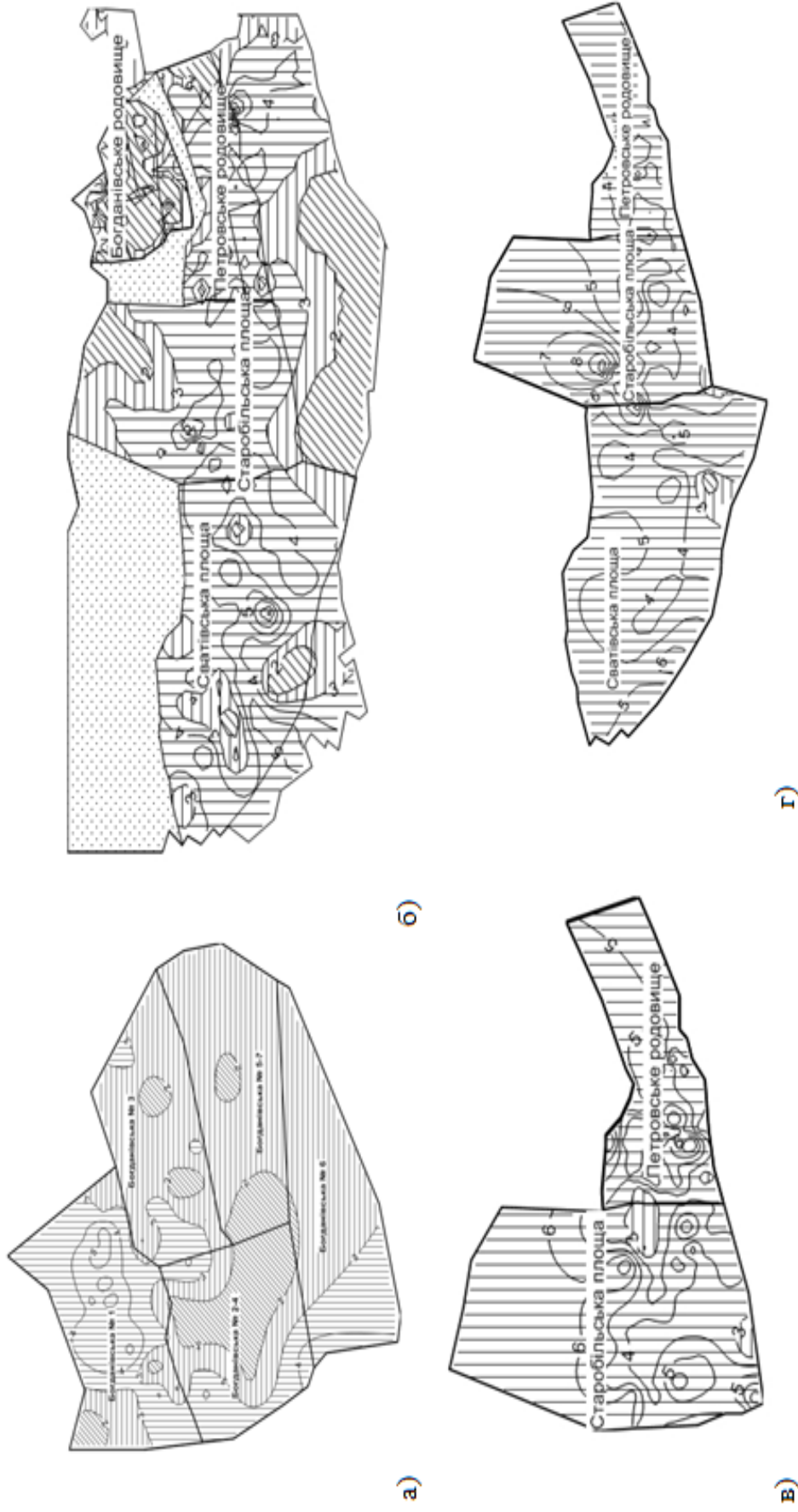


Рисунок 4.8 – Карти сірчистості за пластами h₈ (а), k₂^н (б), l₇ (в), m₃ (г) з виділенням зон поширення вугілля за групами придатності для гідрогенізації



Рисунок 4.9 – Розподілення вмісту Na₂O в золі вугілля Старобільського вугленосного району

Аналіз карт вмісту Na₂O та поліномів I порядку дозволив встановити, що: а) показники вмісту Na₂O за площею залягання пласта h₈ перевищують 2 % та збільшуються в напрямку з південного заходу на північний схід; б) показники вмісту Na₂O для пласта k₂^H не перевищують 2 % лише на заході Сватівської площі та на півдні Старобільської. Закономірно збільшуються в напрямку з південного заходу на північний схід; в) для пласта l₇ зони вугілля з вмістом Na₂O до 2 % спостерігаються в крайній південній та центрально-північній частині Старобільської площі. Петровське родовище характеризується більш високими показниками вмісту Na₂O. Показники збільшуються з південного заходу на північний схід; г) для пласта m₃ вміст Na₂O до 2 % спостерігається в крайній західній частині Сватівської площі та в центрально-північній частині Старобільської площі. Показники збільшуються з північного заходу на південний схід; д) Загалом, вугілля пластів характеризується підвищеним вмістом Na₂O в золі вугілля. Можна виділити лише окремі невеликі ділянки з вмістом Na₂O до 2 %. Для пластів h₈, k₂^H та l₇ напрямом зміни показників за площею збігається – збільшуються з південного заходу на північний схід. Пласт m₃ характеризується іншою закономірністю – збільшуються в напрямку з північного заходу на південний схід.

Показники сумарного вмісту оксидів натрію та калію для пласта h₈ варіює в інтервалах, що відповідає групі малопродатного. Для пластів k₂^H, l₇ та m₃ побудовано карти з виділенням зон придатності (рис. 4.10).

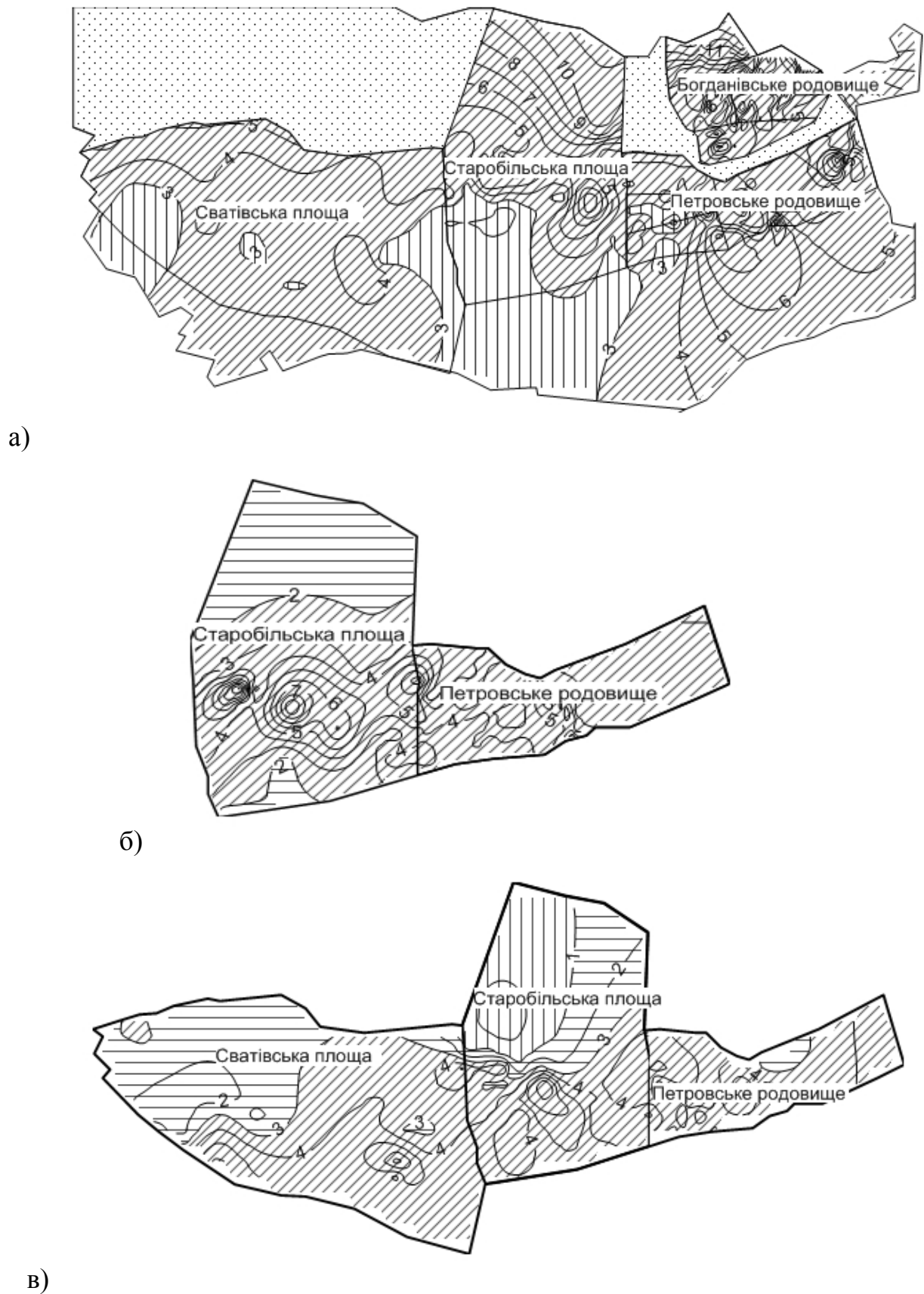


Рисунок 4.10 – Карти сумарного вмісту оксидів натрію та калію за пластами k_2^H (а), l_7 (б), m_3 (в) з виділенням зон поширення вугілля за групами придатності для гідрогенізації

Таким чином, відповідно до запропонованої в Україні методики, вугілля Старобільського району за середніми для району значеннями показників якості впевнено відноситься до другої групи, вугілля якої придатне до гідрогенізації (табл. 4.4). Тільки за значеннями показників $\text{Na}_2\text{O}+\text{K}_2\text{O}$, зольність та вміст групи ліптиніту вугілля району в цілому відноситься до третьої групи і не придатне до гідрогенізації. Слід додати, що вміст групи ліптиніту (9,9 %) та кількість мінеральних домішок (15,3 %) дуже близькі до межових значень для вугілля другої групи і відрізняються від них у межах, менших, ніж допустимі похибки при визначенні цих показників за діючими стандартами.

Впевнено можна віднести до другої групи вугілля за всіма ділянками. Частка значень показників, за якими вугілля ділянок не придатне до гідрогенізації, коливається в межах від 15 до 27 % і складає в середньому близько 20 % (табл. 4.4). До найбільш придатного до гідрогенізації відноситься вугілля Старобільської площі, а до найменш придатного – Сватівської площі (табл. 4.4). Пласти k_2^H та l_7 характеризуються значним коливанням за площею класифікаційних показників таких, як модуль золи, вміст ліптиніту та сірки. Вгору за стратиграфічним розрізом, від пласта k_2^H до пласта m_3 , придатність до гідрогенізації вугілля пластів збільшується (табл. 4.4).

Належність вугілля до другої групи припускає, що ступінь перетворення органічної маси вугілля (ОМВ) повинна коливатися в межах 80 – 90%. За результатами досліджень, які були виконані в ІНФОВ НАНУ в співдружності зі Старобільською геологорозвідувальною експедицією, було встановлено, що значення ОМВ змінюються від 85,7 % (пласт k_2^H) до 82,3 % (пласт l_7) та 78,3 % (пласт m_3), складаючи в середньому понад 80 %.

Таким чином, як за результатами класифікації вугілля за показниками його якості, так і за результатами лабораторних досліджень вугілля відноситься до другої групи і придатне для отримання рідкого палива. Оцінка ступеня придатності вугілля пластів до гідрогенізації у стратиграфічному розрізі за результатами цих досліджень не співпадають.

Таблиця 4.4 – Результати проведення класифікації вугілля Старобільського вугленосного району за ступенем придатності до гідрогенізації згідно з методикою, що застосовується в Україні [118]

Синоніміка пластів	Ділянки																
	Сватівська площа			Старобільська площа			Петровське родовище			Богданівське родовище			Старобільський вугленосний район				
	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III		
h_8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	73	18	9	73	18
k_2^H	18	46	36	27	55	18	27	46	27	46	27	-	73	27	18	55	27
l_7	-	-	-	18	64	18	18	64	18	64	18	-	-	-	18	64	18
m_3	18	64	18	27	64	9	27	46	27	46	27	-	-	-	24	58	18
Загалом	18	55	27	24	61	15	24	52	24	52	24	4,5	73	22,5	17,25	62,5	20,25

Відсоток показників за ступенем придатності до гідрогенізації

Для виявлення причин цього явища детально розглянемо властивості вугілля Старобільського вугленосного району та вугілля промислових пластів шахти ім. Капустіна, що входить до складу вугледобувного підприємства «Лисичанськвугілля» та територіально знаходиться поруч з районом, що досліджується.

Вугільні пласти k_2^H та m_3 цих об'єктів характеризуються близькими значеннями показника відбиття вітриніту (відповідно 0,40 та 0,42 %) та майже однаковим валовим петрографічним складом вугілля (табл. 4.6, 4.7). За петрографічним складом відповідно до класифікації ВСЕГЕІ вугілля відноситься до гелітолітового типу. Кількість мацеральної групи вітриніту для пластів Старобільської площі складає 81 – 83 %, а у вугіллі шх. ім. Капустіна – 85 – 87 %. Кількість мацералів груп інертиніту та ліптиніту майже однакова. У той же час, ступінь конверсії ОМВ Старобільської площі більш, ніж у два рази перевищує цей показник, отриманий для вугілля шахти ім. Капустіна (табл.4.6). За попередніми результатами вони суттєво відрізняються і за виходом рідкої фази та вмістом олії, асфальтенів та преасфальтенів.

Аналіз мацерального складу вугілля показує, що в порівнянні з вугіллям шахти ім. Капустіна, вугілля Старобільського району містить удвічі більше кутинізованих компонентів і значно менше колодетриніту та корповітриніту. Крім того, вугілля характеризується меншою кількістю в групі ліптиніту такого мацералу, як резиніт. За однакового вмісту мацеральної групи інертиніту вугілля Старобільського району характеризується більшою кількістю семіфюзиніту. Група інертиніту вугілля шахти ім. Капустіна представлена, переважно, фюзинітом – найбільш окисненим мацералом цієї групи. Таким чином, встановлено, що ступінь конверсії ОМВ та вихід рідких продуктів контролюється не так валовим петрографічним складом, як мацеральним його складом.

Підвищений вміст групи ліптиніту, особливо таких мацералів, як кутиніт та резиніт, при меншій кількості групи інертиніту, особливо таких мацералів, як фюзиніт, підвищує ступінь конверсії вугілля. Встановлено, що

Таблиця 4.5 – Мацеральний склад органічної частини довгополум'яного вугілля Старобільського вугленосного району та шх. ім. Капустіна

Місце відбору проб	Вітриніт, Vt, %								Лігніт, L, %						Інертиніт, I, %					
	Вітриніт		Вітродетриніт				мікро- спориніт	метаспориніт	кутиніт	резиніт	семіфіюзиніт	фіюзиніт	детриніт	макриніт	мікриніт					
	коло- вітриніт	тело- вітриніт	коло- детриніт	кутиніт	корпо- вітриніт															
Старобільська площа	29,4	11,1	26,9	13,1	0,9	5,6	1,2	0,3	0,5	3,9	4,1	1,7	0,2	1,1						
	29	11	27	13	1	6	1	-	1	4	4	2	-	1						
	24	13,4	33,3	7,6	5,2	4,5	0,2	0,2	0,3	3	6,2	1	-	1,3						
Шх. ім. Капустіна, мз	24	13	33	8	5	5	-	-	-	3	6	1	-	1						
	31,4	7,8	34,4	3,7	9,4	3	-	0,2	0,2	1,3	5,1	2	-	1,5						
	32	8	34	4	9	3	-	-	-	1	5	2	-	2						
Шх. ім. Капустіна, мз	23	11,3	35,3	2,7	12,5	3,6	0,4	-	-	1,2	6,2	1,6	0,6	1,6						
	23	11	35	3	13	4	-	-	-	1	6	2	1	2						

Таблиця 4.6 – Класифікаційні показники якості вугілля Старобільського вугленосного району

та шах. ім. Капустіна

Місце відбору проб	Марка вугілля	R _o , %	V ^{daf} , %	L _v , %	Vt+L _v , %	C ^{daf} , %	H/C	A ^d , %	S ^{t,d} , %	M ₃	Na ₂ O+K ₂ O, %	Ступінь конверсії і OMB, %	$\frac{\Sigma L}{\Sigma I}$
Старобільська площа	Д	0,40	44,4	8	89	78,9	0,81	15,4	4,3	4,9	4,6	84,6	0,69
	Д	0,40	43,2	5	88	79,6	0,88	12,3	3,5	1,8	5,3	79,5	0,47
Шах. ім. Капустіна, м ₃	Д	0,42	42,3	3	90	79,1	0,78	5,9	3,2	2,6	4,2	34,6	0,34
	Д	0,42	43,1	4	89	79,2	0,78	3,9	3,4	1,6	4,7	38,4	0,36

співвідношення вмісту групи ліптиніту до групи інертиніту контролює ступінь конверсії ОМВ (табл. 4.7). Ці висновки співпадають з результатами лабораторних досліджень з оцінки придатності вугілля Старобільського вугленосного району до гідрогенізації. Раніше було відмічено, що ступінь ОМВ цих вугільних пластів у стратиграфічному розрізі зменшується від 85,7 % (пласт k_2^H) до 82,3 % (пласт l_7) та 78,3 % (пласт m_3), складаючи в середньому більше 80 %. У цьому напрямку відбувається зміна значень співвідношення групи ліптиніту до групи інертиніту, а саме: пласт k_2^H – 0,99, пласт l_7 – 0,73, пласт m_3 – 0,70.

Ще однією характерною рисою хіміко-технологічних властивостей вугілля Старобільського вугленосного району є особливості співвідношення окремих форм сірки. А.З. Юровський встановив для вугілля Донбасу статистичний зв'язок між вмістом загальної сірки та вмістом піритної сірки [170]. Математично ця залежність визначається за формулою $S_s^d = -0,38 + S_t^d * 0,737$ і визначає взаємозв'язок між темпом формування піритної сірки та «вторинної органічної» сірки. Встановлено, що ці співвідношення для вугілля як Старобільського району, так і для вугілля ш. ім. Капустіна не відповідають цій математичній залежності. Для вугілля ш. ім. Капустіна кількість піритної сірки більша за розрахункову, а для пластів Старобільського вугленосного району вона значно менша. Таким чином, встановлено, що вугілля Старобільського вугленосного району характеризується підвищеним вмістом «вторинної органічної» сірки, а вугілля ш. ім. Капустіна – меншим, ніж повино бути за розрахунком. У цілому співвідношення органічної сірки до піритної для вугілля Старобільського вугленосного району для пластів коливається в межах від 0,35 до 0,81, а для вугілля шахти ім. Капустіна – від 0,25 до 0,33. Встановлено, що ступінь перетворення органічної маси вугілля залежить від значень цього показника (рис.4.11).

Отримані висновки співпадають з висновками, які було зроблено за результатами проведення лабораторних досліджень з гідрогенізації вугілля Петровського родовища Старобільського вугленосного району, що на ступінь

конверсії органічної маси вугілля значний вплив має дисперсність піриту [103].

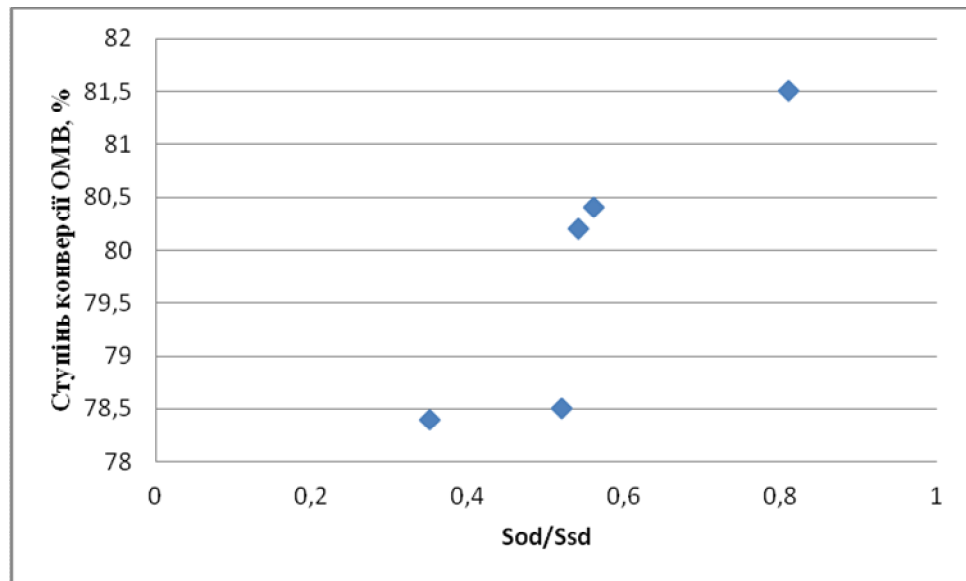


Рисунок 4.11 – Залежність ступеня конверсії ОМВ від видового складу сірки

ВИСНОВКИ

У роботі на основі результатів комплексного вивчення і системного узагальнення показників складу та якості вугілля і встановлених закономірностей їх зміни вирішено актуальну наукову задачу щодо визначення «провінційних» особливостей вугілля Старобільського вугленосного району та обґрунтування на їх підставі його придатності до гідрогенізації.

Основні науково-практичні результати полягають у наступному:

1. Удосконалено методичну базу з комплексної оцінки складу та якості вугілля, яка включає наповнену базу даних зі складу та якості вугілля, набір процедур прийняття рішень і їх активізації, що дозволяє підвищити рівень достовірності визначення ступеню придатності вугілля до гідрогенізації.

2. Виявлено, що формування торфовищ вугілля Старобільського вугленосного району відбувалося в умовах, які відрізняються від умов формування вугілля середнього карбону Старого Донбасу, що надало вугіллю своєрідних, притаманних тільки йому регіональних властивостей і особливостей у закономірностях їх зміни.

3. Особливості петрографічного складу вугілля регіону полягають у наступному: у групі вітриніту вміст основної маси (колініту) значно перевищує вміст геліфікованих фрагментів (телініту), характер основної маси атритовий, неоднорідний, подекуди з наявністю дрібних пор; група інертиніту представлена фюзенізованими фрагментами різними за ступенем збереженості й окисненості; колір спор, мінливе їх залягання, подекуди під кутом до нашарування.

4. Зола Старобільського вугленосного району відрізняється за хімічним складом від золи вугілля середнього карбону Донбасу і характеризується меншими значеннями SiO_2 , Al_2O_3 , K_2O та підвищеним вмістом CaO , MgO , SO_3 , Fe_2O_3 , Na_2O .

5. До особливостей видового складу сірки вугілля Старобільського вугленосного району слід віднести часту невідповідність до статистичного спів-

відношення між загальною та піритною сіркою, що було встановлено О.З. Юровським для вугілля середнього карбону на тлі підвищеного вмісту вторинної органічної сірки.

6. З урахуванням петрогенетичних і хіміко-технологічних властивостей вугілля основними напрямками його використання є отримання синтетичного рідкого палива шляхом гідрогенізації.

7. Встановлено, що відповідно з методикою яка запропонована для України, вугілля регіону, як за значеннями окремих показників, так і за результатами лабораторних досліджень, відноситься до другої групи і придатне для отримання рідкого палива.

8. В стратиграфічному розрізі від пластів нижніх світ до пластів верхніх світ придатність до гідрогенізації вугілля зменшується, що пояснюється збільшенням у цьому напрямку кількості групи інертності.

9. Застосований методичний підхід і використання сучасних інформаційних технологій дозволило виділити площі розповсюдження вугілля різного за ступенем придатності до гідрогенізації. Доведено, що найбільш придатним до гідрогенізації є вугілля пласта k_2^H розташованого на площі Богданівського та Петровського родовищ.

10. У цілому вугілля Старобільського вугленосного району в порівнянні з середньокарбовим вугіллям Донецького басейну характеризується більшою придатністю до гідрогенізації, що пояснюється «провінційними» особливостями його складу та якості, що були сформовані на стадії накопичення торфу і початку діагенезу.

За результатами досліджень було розроблено і впроваджено в практику геологорозвідувальних робіт п'ять рекомендацій (Додаток 1).

Подальші роботи слід спрямувати на встановлення ступеня впливу показників якості вугілля на процес зрідження і визначити комплексний показник для оцінки вугілля до гідрогенізації, що дозволить істотно підвищити прогноз придатності вугілля до гідрогенізації на стадії геологорозвідувальних робіт.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Аммосов И.И. Петрология органических веществ в геологии горючих ископаемых / И.И. Аммосов, В.И. Горшков, Н.П. Гречишников. – М. : Наука, 1987. – 383 с.
2. Аммосов И.И. Причины изменения отражательной способности “изометаморфного” витринита / И.И. Аммосов // ХТТ. – 1974. – № 4. – С. 3 – 12.
3. Аронов С.Г. Комплексная химико-технологическая переработка углей / Аронов С.Г., Скляр М.Г., Тютюнников Ю.Б. – К. : Техника, 1968. – 262 с.
4. Атлас углей среднего карбона Донецкого бассейна / [Под ред. А. З. Широкова, И. Э. Вальц, А. М. Ищенко, М. И. Струева]. – М. : Наука, 1963. – 102 с. + табл. I – LV.
5. Бабенко В.П. Цвет микрокомпонентов – показатель химико-технологических свойств углей / В.П. Бабенко // ХТТ. – 1980. – № 3. – С. 20 – 25.
6. Белоконь В.Г. Новые месторождения каменных углей Северного Донбасса / В.Г. Белоконь // Уголь Украины. – 1974. – № 2. – С. 1 – 4.
7. Бик С.І. Мінеральні компоненти у вугіллі Львівсько-Волинського басейну / С.І. Бик, В.І. Узюк // Науковий вісник НГУ. – 2000. – № 3. – С. 29 – 30.
8. Білецький В.С. Проблема переробки солоного вугілля / В.С. Білецький // Праці Наукового Товариства ім. Т.Г. Шевченка. Хімія та біохімія. – Львів, 2003. – С. 205 – 227.
9. Блеме Б.К. Геогностический взгляд на некоторую часть Харьковской губернии / Б.К. Блеме // Горный журнал. – 1840. – ч. II. – № 4. – С. 1 – 17.
10. Большой Донбасс. Результаты работ за 1925 – 1939 гг. : сборник статей. – М. – Л. : Комитет по делам геологии при СНК СССР, 1941. – 219 с.
11. Бушак С.М. Хімічний склад золи вугілля Західного Донбасу як критерій умов вугленагромадження / С.М. Бушак // Доповіді АН УРСР. Серія Б. – 1987. – № 5. – С. 3 – 6.

12. Вальц И.Э. Изменение исходного растительного материала в процессе торфообразования / И.Э. Вальц // Стратиграфия карбона и геология угленосных формаций СССР. – М. : Недра, 1975. – С. 163 – 172.
13. Васильев Ю.С. Международный семинар: «Состояние мирового угольного рынка. Направления использования углей и сертификация их качества» / Ю.С. Васильев, И.Д. Дроздник // Углекимический журнал. – 2002. – № 1 – 2. – С. 49 – 52.
14. Волкова И.Б. Органическая петрология / Волкова И.Б. – Л. : Недра, 1980. – 299 с.
15. Вопросы развития угольной промышленности Западного Донбасса : тр. первой научно-технической конференции. – М. : Недра, 1965. – 116 с.
16. Вугілля буре, кам'яне та антрацит. Класифікація : ДСТУ 3472-96 – [Чинний від 1998-01-01]. – К. : Держстандарт України, 1997. – 5 с. – (Національний стандарт України).
17. Вугілля буре, кам'яне та антрацит. Класифікація : ДСТУ 3472:2010. – [проект] – К. : Держспоживстандарт України, 2010. – 12 с.
18. Вугілля кам'яне та антрацит для пиловидного спалювання на теплових електростанціях. Технічні умови : ДСТУ 4083-2002 [Чинний від 2002-09-01]. – К. : Державний комітет стандартизації метрології та сертифікації України, 2002. – 16 с. – (Національний стандарт України).
19. Вырвич Г.П. Исходный материал, условия его накопления и превращения / Г.П. Вырвич, К.И. Иносова, А.М. Лаптева // Петрология палеозойских углей СССР. – М. : Недра, 1975. – С. 87 – 92.
20. Гагарин С.Г. Оценка марочной принадлежности каменных углей по коду международной системы кодификации углей среднего и высокого рангов / С.Г. Гагарин, Т.М. Броневец // Кокс и химия. – 2006. – № 5. – С. 13 – 19.
21. Гагарин С.Г. Роль параметра Н/С при ожижении углей / С.Г. Гагарин // ХТТ. – 1993. – № 1. – С. 92.

22. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР : в 3 т. – М. : Недра, 1979. – Т. 1 : Угольные бассейны и месторождения европейской части СССР. – 1979. – 628 с.
23. Геологическая история территории Украины. Палеозой / [под ред. П.Д. Цегельнюка]. – К. : Наукова думка, 1993. – 199 с.
24. Геологическая оценка перспектив угленосности среднего карбона Северного Донбасса / Н.А. Редичкин, В.К. Кабалов, М.Г. Черновьянц [и др.] // Геология и разведка угольных месторождений. – 1971. – Вып. 2. – С. 89 – 96.
25. 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.
26. Гидрогенизационное ожижение низкосортных длиннопламенных и газовых углей Донбасса / А.М. Осипов, М.И. Чернышова, З.В. Бойко [и др.] // Физико-химическая активация углей. – К. : Наук. Думка, 1989. – С. 106 – 115.
27. Гинзбург А.И. Петрографические типы углей СССР / Гинзбург А.И., Корженевская Е.С., Волкова И.Б. – М. : Недра, 1975. – 247 с.
28. Гинзбург А.И. Рациональный комплекс петрографических и химических методов исследования углей и горючих сланцев / Гинзбург А.И., Лапо А.В., Летушова И.А. – Л. : Недра, 1976. – 168 с.
29. Голицын М.В. Угли для производства синтетического топлива / М.В. Голицын, И.В. Еремин, В.Ф. Череповский // Сов. геология. – 1982. – № 5. – С. 3 – 12.
30. Гофтман М.В. Прикладная химия твердого топлива / Михаил Владимирович Гофтман. – М. : Государственное научно-техническое издательство литературы по черной и цветной металлургии, 1963. – 597 с.
31. Гречишников Н.П. Методы исследования вещественного состава твердых горючих ископаемых / Гречишников Н.П. – М. : Недра, 1964. – 216 с.
32. Григорьев С.М. О процессах образования и свойствах горючих ископаемых / Григорьев С.М. – М. : Изд-во АН СССР, 1954. – 262 с.

33. Давиташвили Л.Ш. Эволюция условий накопления горючих ископаемых в связи с эволюцией органического мира / Давиташвили Л.Ш. – М. : Наука, 1971. – 296 с.

34. Даль В.И. Использование углей Новомосковского месторождения как сырья для химической промышленности / В.И. Даль, О.С. Фоменко, В.А. Закупора // Комплексное использование твердых топлив Украины. – Киев : Изд-во АН УССР, 1962. – С. 93 – 102.

35. Двужильная Н.М. Отражательная способность каменных углей СССР как показатель степени метаморфизма / Н.М. Двужильная, М.П. Пономарева, Г.П. Вырвич // Исследования использования и стандартизация углей. – М. : Недра, 1965. – С. 3 – 19.

36. Доброгорский Н.А. Качество угольной золы и ее промышленное использование / Доброгорский Н.А. – Киев – Донецк : Вища школа, 1981. – 118 с.

37. Добронравов В.Ф. Элементный состав каменных углей как показатель степени их восстановленности / В.Ф. Добронравов // ХТТ. – 1980. – № 4. – С. 3 – 11.

38. Доктуровский В.С. Торфяные болота / Доктуровский В.С. – М. – Л. : Гос. науч.-тех. горн. изд-во, 1932. – 192 с.

39. Дроздник И.Д. О квалифицированном использовании малометаморфизованных углей / И.Д. Дроздник, И.В. Шульга // Збагачення корисних копалин. – 2009. – Вип. 36 (77) – 37 (78). – С. 56 – 59.

40. Дроздова И.Н. Исходный растительный материал каменных углей и характер его превращения / Дроздова И.Н. // Материалы по геологии и петрографии углей СССР. – Л. : Недра, 1968. – С. 228 – 234.

41. Егоров А.И. Глобальная эволюция торфоугленакопления / Егоров А.И. – Ростов-на-Дону : Изд-во РГУ, 1993. – Т. 1. – 320 с.

42. Егоров Г.И. К вопросу о закономерном изменении компонентов золы углей на площади Донецкого каменноугольного бассейна / Егоров Г.И. // Доклады АН СССР. – 1944. – Том XLIII. – № 1. – С. 19 – 22.

43. Энергетична стратегія України на період до 2030 року : від 15 березня 2006 р. N 145-р [Електроний ресурс] / Кабінет міністрів України. – Офіц. вид. – К., 2006. – Режим доступу :

http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/FIN38530.html#

44. Еремін І.В. Вещественный состав, структура и свойства ископаемых углей в связи с их переработкой в жидкое и газообразное топливо / И.В. Еремін, М.Н. Жарова, Г.Б. Скрипченко // ХТТ. – 1978. – № 4. – С. 22 – 28.

45. Еремін І.В. Изменение петрографических особенностей углей при окислении их в естественных условиях / Еремін І.В. – М. : Недра, 1980. – 263 с.

46. Еремін І.В. Марочный состав углей и их рациональное использование / И.В. Еремін, Т.М. Броневец – М. : Недра, 1994. – 254 с.

47. Еремін І.В. О международной системе кодификации углей среднего и высокого рангов / И.В. Еремін, Т.М. Броневец // Стандарты и качество. – 1991. – № 11. – С. 39 – 44.

48. Еремін І.В. Петрография и физические свойства углей / И.В. Еремін, В.В. Лебедев, Д.А. Цикарев – М. : Недра, 1980. – 263 с.

49. Еремін І.В. Угли как сырье для производства облагороженных твердых, жидких и газообразных топлив / И.В. Еремін, М.Н. Жарова // ХТТ. – 1985. – № 6. – С. 3 – 9.

50. Ефремов Ю.М. Газификация твердых углей Донбасса / Ю.М. Ефремов, Л.П. Хоменкова, О.С. Фоменко, И.И. Черненко // Переработка углей для получения синтетических топлив. – М. : ИОТТ, 1986. – С.142 – 146.

51. Жемчужников Ю.А. Основы петрологии углей / Ю.А. Жемчужников, А.И. Гинзбург – М. : АН СССР, 1960. – 400 с.

52. Жемчужников Ю.А. Об особенностях углей Донецкого бассейна / Жемчужников Ю.А. // Известия АН СССР. Сер. геол. – 1955. – № 5. – С. 21 – 30.

53. Загальнодержавна програма розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року : від 21 квітня 2011 року N 3268-VI / Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2011. – № 44, ст.457.

54. Закономерности угленакопления на территории Западного Донбасса / [под ред. А.З. Широкова]. – М. : Госгортехиздат, 1963. – 452 с.

55. Зекель Л.А. Влияние минеральных компонентов углей на процессы их переработки / Л.А. Зекель, М.Я. Шпирт // ХТТ. – 2005. – № 1. – С. 91 – 100.

56. Иваницкий А.Б. Геологическое описание Мариупольского округа / Иваницкий А.Б. // Горный журнал. – 1833. – № 10. – С. 49 – 90.

57. Иванов Г.А. Методы формационного анализа угленосных толщ / Г.А. Иванов, Н.В. Иванов, А.В. Македонов [и др.]. – М. : Недра, 1975. – 200 с.

58. Иванова А.В. Проблемы генезиса соленых углей Западного Донбасса / А.В. Иванова, Л.Б. Зайцева – Препринт. – К., 1982. – 55 с. – (Препринт / НАН Украины. Институт геологических наук).

59. Иванова А.В. Соленые угли Западного Донбасса / А.В. Иванова, Т.А. Кривега – Киев : Наукова думка, 1985. – 124 с.

60. Исследование возможности получения СЖТ из длиннопламенных углей уч. Петровского № 2 : Отчет о НИР (заключительный) / Институт физико-органической химии и углехимии НАН Украины. – № ГР 0198U084469. – Донецк, 1990. – 20 с.

61. Исследования состава и пригодности к ожижению углей Старобельской перспективной площади : Отчет о НИР (заключительный) / Институт физико-органической химии и углехимии НАН Украины. – № ГР 0198U002649. – Донецк, 2001. – 26 с.

62. Калмыков Г.С. Витринит, его отражательная способность и методы определения / Калмыков Г.С. // Петрология углей и парагенез горючих ископаемых. – М. : Наука, 1967. – С. 81 – 126.

63. Карп И.Н. Ресурсная база энергетики Украины. 1. Уголь. Природный газ / И.Н. Карп, А.К. Шидловский // Экотехнологии и ресурсосбережения. – 1997. – № 1. – С. 3 – 9.
64. Кизильштейн Л.Я. Генезис серы в углях / Леонид Яковлевич Кизильштейн. – Издательство Ростовского университета, 1975. – 200 с.
65. Клер В.Р. Изучение и геолого-экономическая оценка качества углей при геологоразведочных работах / Клер В.Р. – М. : Недра, 1975. – 319 с.
66. Клер В.Р. Изучение минеральных компонентов энергетических углей / В.Р. Клер, Э.П. Дик // Разработка и охрана недр. – 1981. – № 4. – С. 32 – 35.
67. Козлов Е.В. Обработка данных: проблемы и решения / Козлов Е.В. // Нефть и капитал. – 1997. – № 1. – С. 72 – 75.
68. Крашенинников Г.Ф. Угленосные формации Большого Донбасса / Крашенинников Г.Ф. // Угольные бассейны и условия их формирования. – М. : Наука, 1983. – С. 14 – 23.
69. Кривега Т.А. Влияние вещественного состава и метаморфизма на качество углей Западного Донбасса / Т.А. Кривега, Л.А. Шараева // ХТТ. – 1973. – № 5. – С. 9 – 13.
70. Кричко А.А. Жидкие продукты из угля / А.А. Кричко, Е.А. Дембровская // ХТТ. – 1974. – № 5. – С. 40 – 46.
71. Кричко А.А. Нетопливное использование углей / А.А. Кричко, В.В. Лебедев, И.Л. Фарберов – М. : Наука, 1978. – 215 с.
72. Кричко А.А. Прогресс в области получения жидкого топлива гидрогенизацией углей / А.А. Кричко, А.С. Малолетнев, В.В. Заманов // ХТТ. – 2004. – № 6. – С. 32 – 42.
73. Кузнецов Б.Н. Новые подходы в химической переработке ископаемых углей / Кузнецов Б.Н. // Соросовский образовательный журнал. – 1996. – № 6. – С. 50 – 57.
74. Кузьменко Е.А. Петрографический состав как критерий оценки степени пригодности углей для гидрогенизации / Е.А. Кузьменко // Проблемы

недропользования. Международный форум-конкурс молодых ученых : сборник научных трудов. – Санкт-Петербург, 2011. – Ч. 1. – С. 16 – 18.

75. Кузьменко О.О. Головні напрями використання вугілля Північного Донбасу / О.О. Кузьменко // Географія, геоecологія, геологія: досвід наукових досліджень : матеріали VII Міжнародної конференції студентів та аспірантів. – Дніпропетровськ : ІМА-прес, 2010. – Вип. 7. – С. 80.

76. Кузьменко О.О. Критерії оцінки вугілля Північного Донбасу як сировини для гідрогенізації / О. О. Кузьменко // Географія, геоecологія, геологія: досвід наукових досліджень : матеріали VIII Міжнародної конференції студентів та аспірантів. – Дніпропетровськ : ІМА-прес, 2011. – Вип. 8. – С. 33.

77. Кузьменко О.О. Оцінка вугілля Старобільського вугленосного району Північного Донбасу як енергетичної сировини / О.О. Кузьменко // Сб. Геотехническая механика. ИГТМ. – 2012. – Вип. 102. – С. 158 – 165.

78. Кузьменко О.О. Петрографічна будова вугільного пласта k_2^H Петровського родовища / О.О. Кузьменко // Географія, геоecологія, геологія: досвід наукових досліджень : матеріали VI Міжнародної конференції студентів та аспірантів, присвяченої 255-річчю від дня народження першовідкривача криворізьких руд Василя Зуєва. – К. : ДНВП «Картографія», 2009. – Вип. 6. – С. 105 – 107.

79. Кузьменко О.О. Петрографічні особливості вугілля Північного вугленосного району Донбасу / О.О. Кузьменко, В.С. Савчук // Науковий вісник НГУ. – 2011. – № 5. – С. 5 – 9.

80. Кузьменко О.О. Петрографічний склад вугілля Старобільської вугленосної площі / О.О. Кузьменко // Науковий вісник НГУ. – 2010. – № 1. – С. 46 – 51.

81. Кузьменко О.О. Проблема вивчення «солоного» вугілля Північного Донбасу [Електронний ресурс] / Кузьменко О.О. // Перша науково-технічна конференція студентів, аспірантів, молодих вчених НГУ «Наукова весна – 2010» : тези доповідей (20 травня 2010 р., м. Дніпропетровськ) –

Дніпропетровськ, 2010 – 1 електрон. опт. диск (CD-ROM) ; 12 см. – Систем. вимоги: Pentium ; 32 Mb RAM ; Windows 95, 98, 2000, XP ; MS Word 97-2000 – Назва з титул. екрану.

82. Кузьменко О.О. Склад і якість вугілля Петровського родовища Північнодонецького вугленосного району та основні напрями його використання / О.О. Кузьменко // Науковий вісник НГУ. – 2010. – № 9 – 10. – С. 15 – 20.

83. Ларичев О.И. Системы поддержки принятия решений. Современное состояние и перспективы развития / О.И. Ларичев, А.Б. Петровский // Итоги науки и техники. – М. : ВИНТИ, 1987. – Т. 21. – С. 131 – 164.

84. Лебедев В.В. Комплексное использование углей / В.В. Лебедев, В.А. Рубан, М.Я. Шпирт. – М. : Недра, 1980. – 239 с.

85. Лебедев В.В. Нетопливное использование углей / Лебедев В.В. // ХТТ. – 1973. – № 1. – С. 81 – 85.

86. Лебедев Н.И. Материалы для геологии Донецкого каменноугольного бассейна. Дополнительное пояснение к «Геологической карте южной части Донецкого каменноугольного бассейна». 1. Описание обнажений. Юбилейный выпуск 1899 – 1924 / Лебедев Н. И. // Изв. Екатеринославск. горн. ин-та. – 1924. – Т. 14. – Ч. II. – С. 1 – 19.

87. Левенштейн М.Л. Закономерности метаморфизма углей Донецкого бассейна / Левенштейн М.Л. // Сов. геология. – 1962. – № 2. – С. 61 – 79.

88. Лифшиц М.М. О количественных характеристиках в петрографическом исследовании каменных углей / Лифшиц М.М. // Исследование и классификация углей : сб. науч. тр. – М., 1959. – С. 187 – 210.

89. Майстренко А.Ю. Влияние качества угля на эффективность его пылевидного сжигания на ТЭС Украины / А.Ю. Майстренко, Н.В. Чернявский // Исследования и опыт сжигания топлив: сб. докл. V научно-практ. конф. «Минеральная часть топлива, шлакование, очистка котлов, улавливание и использование золы» (7 – 9 июня 2011 г., г. Челябинск). – Челябинск : ОАО «ИЦЭУ», 2011. – Т. 1. – С. 190 – 198.

90. Майстренко А.Ю. Состояние и нормативная база поставок энергетических углей в Украине / Майстренко А.Ю., Чернявский Н.В. // Современная наука: сб. научн. статей. – НПВК «Триакон», 2011. – №1 (6). – С. 37 – 41.
91. Малолетнев А.С. Получение синтетического жидкого топлива гидрогенизацией углей / А.С. Малолетнев, А.А. Кричко, А.А. Гаркуша. – М. : Недра, 1992. – 129 с.
92. Международная система кодификации углей среднего и высокого рангов. – Нью-Йорк : ООН, 1988. – 24 с.
93. Международный толковый словарь по петрологии углей / [под. ред. П. П. Тимофеева]. – М. : Наука, 1965. – 266 с.
94. Методические разработки по изучению соленых углей Западного Донбасса / С.Д. Пожидаев, Р.А. Грицай, А.В. Иванова [и др.]. – К. : Наукова думка, 1981. – 56 с.
95. Минеральные ресурсы мира на начало 1996 г. : справочник. – М. : Информационно-аналитический центр «Минеральные ресурсы мира» Министерства природных ресурсов РФ, 1997.
96. Миронов К.В. Справочник геолога-угольщика / Миронов К.В. – М., 1991. – 363 с.
97. Нагорный В.Н. К вопросу о параметрах зон метаморфизма углей Донецкого бассейна / В.Н. Нагорный, Ю.Н. Нагорный // Геологический журнал. – 1972. – Т. 32, № 2. – С. 83 – 86.
98. Ненчук Н.Ф. Изменение органического материала в процессе углефикации и катагенеза углей / Н.Ф. Ненчук // Геология и геохимия горюч. ископ. – 1983. – Вып. 59. – С. 80 – 84.
99. Нестеров В.Н. Состав золы клареновых углей как показатель геохимических условий угленакопления / В.Н. Нестеров // Литология и полезные ископаемые. – 1964. – №5. – С. 79 – 87.
100. Новик Е.О. История геологических исследований Донецкого каменноугольного бассейна (1700 – 1917) / Е.О. Новик, В.В. Пермяков, Е.Е. Коваленко. – К. : Изд. АН УССР, 1960. – 532 с.

101. Осипов А.М. Анализ возможностей получения синтетического жидкого топлива из углей Украины / А.М. Осипов, Т.Г. Шендрик, В.И. Саранчук // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1994. – № 3 – 4 (88 – 89). – С. 101 – 125.

102. Осипов А.М. Производство синтетического жидкого топлива из углей / А.М. Осипов, Т.Г. Шендрик // Экотехнологии и ресурсосбережения. – 1995. – № 1. – С. 3 – 11.

103. Осипов А.М. Угли Петровского месторождения как сырье для получения синтетического жидкого топлива / А.М. Осипов, М.И. Чернышова, Я.Ф. Гвоздь // Уголь Украины. – 1989. – № 5. – С. 41.

104. Особенности гидрогенизации длиннопламенных углей Петровского месторождения Северного Донбасса / А.М. Осипов, М.И. Чернышова, З.В. Бойко [и др.] // ХТТ. – 1988. – № 5. – С. 52 – 57.

105. Оценка качества углей как сырья для гидрогенизации / Т.А. Титова, Т.Н. Яшина, Е.С. Столбовая, Л.В. Шуляковская // ХТТ. – 1978. – № 5. – С. 30 – 31.

106. Очкур Н.П. Состав золы Донецких углей различных генетических типов и возможные направления ее использования / Н.П. Очкур // Структура и свойства ископаемых углей. – К. : Наук. думка, 1986. – С. 106 – 112.

107. Перспективы освоения соленых углей Украины / [Белецкий В.С., Пожидаев С.Д., Кхелуфи А., Сергеев П.В.]. – Донецк : ДонГТУ, УКЦентр, Східний видавничий дім, 1998. – 96 с.

108. Петрографические типы углей СССР / А.И. Гинзбург, Е.С. Корженевская, И.Б. Волкова [и др.] – М. : Недра, 1975. – 247 с.

109. Петрография углей СССР. Вещественно-петрографический состав угольных пластов и качество углей основных бассейнов / [под ред. И.Б. Волковой]. – Л. : Недра, 1986. – 248 с.

110. Петрография углей СССР. Основы петрографии углей и методы петрографических исследований / [под ред. И.Э. Вальц]. – Л. : Недра, 1982. – 191 с.

111. Петрология палеозойских углей СССР / [под. ред. И.В. Еремина]. – М. : Недра, 1976. – 213 с.
112. Петрология углей / [Э. Штах, М.-Т. Маковски, М. Тейхмюллер и др.] ; под ред. И.В. Еремина. – М. : Издательство «Мир», 1978. – 554 с.
113. Печуро Н.С. Химия и технология синтетического жидкого топлива и газа / Печуро Н.С., Капкин В.Д., Песин О.Ю. – М. : Химия, 1986. – 352 с.
114. Пономарева Н.М. Отражательная способность углей Донецкого бассейна / Н.М. Пономарева, В.М. Лифшиц, Г.П. Вырвич // Исследования и классификация углей. – М. : Углетехиздат, 1962. – С. 52 – 95.
115. Пошуково-оціночні роботи на кам'яне вугілля на Старобільській перспективній площі. Північний Донбас : звіт про НДР / Старобільська ГРЕ КДПГ «Геосервіс» – № У-90-70/1. – Старобільськ, 2003. – 210 с.
116. Програма «Українське вугілля» : від 19.09.2001 № 1205 [Електронний ресурс] / Кабінет Міністрів України. – Режим доступу: <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/1205-2001-%D0%BF>
117. Проект международной классификации углей среднего ранга / И.В. Еремин, Т.М. Броневец, З. Хрусьцель [и др.] // ХТТ. – 1992. – № 1. – С. 3 – 11.
118. Производство синтетического моторного топлива из угля Донецкого бассейна, как составляющая энергетической безопасности Европы : материалы международной инвестиционной научно-практической конференции (11 – 14 октября 2005 г., г. Луганск). – Луганск, 2005.
119. Радченко О.А. Об особенностях химического преобразования ископаемого органического вещества различного генетического типа в процессе углефикации / Радченко О.А. // ХТТ. – 1969. – № 1. – С. 65 – 75.
120. Рапопорт И.В. Искусственное жидкое топливо / Рапопорт И.В. – М. : Гостоптехиздат, 1955. – 546 с.
121. Ресурси твердих горючих копалин України на 01.01.2005 р. (за оперативними даними) / укладачі випуску: В.І. Мартинюк, Н.В. Коран ; під редакцією М.О. Акулова. – К. : Геоінформ, 2001. – 127 с.
122. Роль минеральных компонентов при производстве синтетического

жидкого топлива / Кричко А.А., Шпирт М.Я., Юлин М.К. [и др.] // Структура и свойства ископаемых углей. – К. : Наук. думка, 1986. – С. 117 – 126.

123. Савчук В.С. Вибір та обґрунтування напрямів кваліфікованого використання вугілля Північного Донбасу / В.С. Савчук, В.Ф. Приходченко, О.О. Кузьменко // Регіон – 2010: Стратегія оптимального розвитку : матеріали науково-практичної конференції з міжнародною участю (4 – 5 листопада 2010 р., м. Харків). – Харків, 2010. – С. 331 – 334.

124. Савчук В.С. Вплив метаморфізму та петрогенетичних властивостей вугілля на процес гідрогенізації / В.С. Савчук, В.Ф. Приходченко, О.О. Кузьменко // Сб. Геотехническая механика. ИГТМ – 2012. – Вып. 102. – С. 318 – 326.

125. Савчук В.С. Геологічна вивченість і стан дослідженості вугілля Північного Донбасу / В.С. Савчук, О.О. Кузьменко // Форум гірників – 2009 : матеріали міжнародної конференції (30 вересня – 2 жовтня 2009 р., м. Дніпропетровськ). – Дніпропетровськ, 2009. – Т. 4. – С. 129 – 134.

126. Савчук В.С. Марочний склад та основні напрями використання вугілля Сватівської перспективної площі / В.С. Савчук, О.О. Кузьменко // Науковий вісник Національного гірничого університету. – 2008. – № 9. – С. 40 – 43.

127. Савчук В.С. Методические аспекты оценки пригодности углей Украины для получения жидкого топлива / В.С. Савчук, В.Ф. Приходченко, Е.А. Кузьменко // Форум гірників – 2010 : матеріали міжнародної конференції (21 – 23 жовтня 2010 р., м. Дніпропетровськ). – Дніпропетровськ, 2010. – С. 19 – 23.

128. Савчук В.С. Новые данные по составу и качеству углей северных окраин восточной части Донбасса / В.С. Савчук, В.Ф. Приходченко, Е.А. Кузьменко // Литология и геология горючих ископаемых : межвузовский научный тематический сборник. – Екатеринбург, 2012. – Вып. VI (20). – С. 155 – 165.

129. Савчук В.С. Обогащаемость по сере углей Петровского месторождения Старобельской угленосной площади / В.С. Савчук, В.Ф. Приходченко, О.О. Кузьменко // Збірник наукових праць Національного гірничого університету. – 2012. – № 37. – С. 148 – 154.

130. Савчук В.С. Опыт применения ПЭВМ для выявления закономерностей изменения состава и качества углей / Савчук В.С. // Геотехническая механика. – Днепропетровск : Полиграфист, 2000. – Вып. 17. – С. 297 – 300.

131. Савчук В.С. Склад і якість вугілля Богданівського родовища та основні напрями його раціонального використання / В.С. Савчук, О.О. Кузьменко // Вісник ДНУ. Серія: Геологія. Географія. – 2010. – Випуск 12. – С.30 – 36.

132. Савчук В.С. Склад і якість вугілля Старобільської перспективної площі та основні напрями його раціонального використання/ В.С. Савчук, О.О. Кузьменко // Вісник ДНУ. Серія: Геологія. Географія. – 2009. – Випуск 11. – С. 42 – 49.

133. Савчук В.С. Хімічний склад золи вугілля Північного вугленосного району Донбасу / В.С. Савчук, В.Ф. Приходченко, О.О. Кузьменко // Вісник ДНУ. Серія: Геологія. Географія. – 2011. – Випуск 13. – С. 13 – 18.

134. Савчук В.С. Химический состав углей Северного угленосного района Донбасса как показатель геохимических условий их формирования / В.С. Савчук, В.Ф. Приходченко, О.О. Кузьменко // Форум гірників – 2011 : матеріали міжнародної конференції (12 – 15 жовтня 2011 р., м. Дніпропетровськ). – Дніпропетровськ, 2011. – С. 154 – 158.

135. Сараев А.Д. Системный анализ и современные информационные технологии / А.Д. Сараев, О.А. Щербина // Труды Крымской Академии наук. – Симферополь : СОНАТ, 2006. – С. 47 – 59.

136. Сарбеева Л.И. О восстановленности углей и типах витринита / Сарбеева Л. И. // Вопросы метаморфизма и эпигенеза вмещающих пород. – Л. : Наука, 1968. – С. 37 – 45.

137. Сернистые угли Северного Донбасса – резерв для производства синтетического жидкого топлива // А.М. Осипов, З.В. Бойко, С.В. Грищук [и др.] // Уголь Украины. – 2005. – № 6. – С. 42 – 44.
138. Смирнова А.С. Информационный анализ в геологии / Смирнова А.С. – М. : Недра, 1985. – 156 с.
139. Степанов П.И. Большой Донбасс. Доклад на заседании, посвященном 50-летию геологоразведочной службы СССР / Степанов П.И. – М. – Л. : Геолразведиздат, 1932. – 32 с.
140. Твердов А.А. Перспективные направления использования углей / А.А. Твердов, А.В. Жура, С.Б. Никишичев // Глобус. – 2009. – №2 (05) – С. 16 – 19.
141. Тимофеев А.А. Эволюция угленакопления на территории СССР / Тимофеев А.А., Череповский В.Ф., Шарудо И.И. – М., 1979. – С. 119 – 128.
142. Тимофеев П.П. Генезис гумусовых углей и особенности их распределения в различных тектонических типах угленосных формаций СССР / П.П. Тимофеев, Л.И. Боголюбова // Геология угленосных формаций и стратиграфия карбона СССР. – М., 1965. – С. 21 – 44.
143. Тимофеев П.П. Органическое вещество и его изменение в процессе углеобразования / П.П. Тимофеев, Л.И. Боголюбова // Осадконакопление и генезис углей карбона СССР. – М., 1971. – С. 185 – 210.
144. Топливо твердое. Методы определения химического состава золы – ГОСТ 10538-87 – [Действителен с 1988-01-01]. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2003. – 15 с. – (Межгосударственный стандарт).
145. Травин А.Б. О первичном окислении ископаемых углей / Травин А.Б. // Геология и геофизика. – 1960. – № 6. – С. 3 – 20.
146. Угленосные формации и петрология углей : сб. науч. статей / науч. ред. А.И. Гинзбург. – Л., 1985. – 139 с.
147. Угли бурые, каменные, антрациты, твердые рассеянные органические вещества и углеродистые материалы: Метод определения показателя отражения : ГОСТ 12113-94 – [Действителен с 1996-01-01]. – М. : Изд-во стандартов, 1995. – 20 с. – (Межгосударственный стандарт).

148. Угли бурые, каменные и антрациты: Классификация по генетическим и технологическим параметрам : ГОСТ 25543-88 – [Действителен с 1990-01-01]. – М. : ИПК Изд-во стандартов, 2002. – 19 с. – (Межгосударственный стандарт).

149. Угли бурые, каменные и антрациты: Методы определения петрографического состава : ГОСТ 9414-74 – [Действителен с 1976-01-01]. – М. : Госком СССР по стандартам, 1987. – 21 с. – (Государственный стандарт союза ССР).

150. Угли бурые, каменные и антрациты: разделение на стадии метаморфизма и классы по отражательной способности витринита : ГОСТ 21489-76 – [Действителен с 1977-01-01]. – М. : Изд-во стандартов, 1981. – 3 с. – (Государственный стандарт союза ССР).

151. Угли каменные для пылевидного вдувания в доменную печь. Технические условия : ТУ У 10.1 – 30962337-006:2009. – Донецк, ДП «Донецькстандарт метрологія», 2009. – 19 с.

152. Угли СССР. Параметры разделения бурых углей от каменных [Текст] : ГОСТ 9276-72. – Взамен ГОСТ 9276-59. – М. : Изд-во стандартов, 1972. – 2 с.

153. Узиюк В.И. Микроструктуры витринизированных тканей растений (средний карбон Донбасса) / В.И. Узиюк, Н.А. Игнатченко. – Киев : Наукова думка, 1985. – 99 с.

154. Уилсон К.Л. Уголь – мост в будущее / Уилсон К.Л. – М. : Недра, 1985. – 262 с.

155. Уланов Н.Н. Оценка низкометаморфизованных углей Сибири как сырья для производства жидких топлив при проведении геологоразведочных работ / Уланов Н.Н. – М. : ВИЭМС, 1988. – 67 с.

156. Ушкалов В.С. Новый промышленно-энергетический район в Северном Донбассе / В.С. Ушкалов, К.З. Шмачков, В.С. Баткин // Уголь Украины. – 1993. – № 6. – С. 2 – 3.

157. Феофилова А.П. Особенности осадко- и угленакопления в нижнем и среднем карбоне Донецкого бассейна / А.П. Феофилова, М.Л. Левенштейн – М. : Изд-во АН СССР, 1963. – 175 с.

158. Фоменко О.С. Соленые угли Новомосковского месторождения как сырье для комплексной термической переработки / О.С. Фоменко, Л.Н. Артемьева, Г.И. Овсянникова, А.М. Дубиневич // Вопросы химии и хим. технологии. – Харьков, 1988. – № 88. – С. 97 – 100.

159. Химические вещества из угля / [под общ. редакцией Ю. Фальбе]. – М. : Химия, 1980. – 616 с.

160. Цикарев Д.А. Петролого-генетические признаки пригодности углей для получения синтетического жидкого топлива / Д.А. Цикарев, Л.В. Шуляковская, И.В. Еремин // ХТТ. – 1989. – № 2. – С. 3 – 8.

161. Чернявський М.В. Розроблення нормативних документів щодо якості вугілля для пиловидного спалювання / М.В. Чернявський, С.В. Яцкевич // Мала енергетика: шляхи та перспективи розвитку і безпека навколишнього середовища : мат. доп. наук.-практ. конф. (17 – 19 травня 1999, м. Київ). – Київ : Знання, 1999. – С.65 – 66.

162. Чернявский Н.В. О перспективах и особенностях использования угля в промышленности и коммунальной энергетике / Чернявский Н.В. // Современная наука: сб. научн. статей. – НПВК «Триакон», 2012. – №1 (9). – С. 80 – 88.

163. Чичкин А.А. Производство и использование нефтяного топлива из угля в ЮАР / А.А. Чичкин // Уголь. – 1988. – № 12. – С. 50 – 52.

164. Широков А.З. Геотехнические предпосылки угленакопления в западной части Донецкого прогиба / Широков А.З. // Совет. геология. – 1949. – № 38. – С. 61 – 68.

165. Широков А.З. Метаморфизм и окисленность углей разных генетических типов по восстановленности и их связь с выбросоопасностью угольных пластов / А.З. Широков, В.С. Савчук, С.В. Савчук // Геологический журнал. – 1985. – № 6. – С. 61 – 68.

166. Шпирт М.Я. Неорганические компоненты твердых топлив / Шпирт М.Я., Клер В.Р., Перциков И.З. – М. : Химия, 1990. – 240 с.
167. Юдович Я.Э. Геохимия ископаемых углей / Юдович Я.Э. – М. : Наука, 1978. – 264 с.
168. Юркевич Я. Углехимия / Я. Юркевич, С. Росинский. – М., 1974. – 260 с.
169. Юровский А.З. Минеральные компоненты твердых горючих ископаемых / Юровский А.З. – М. : Недра, 1968. – 214 с.
170. Юровский А.З. Сера каменных углей / Юровский А.З. – М. : Изд-во АН СССР, 1960. – 295 с.
171. Classification of coals. International standard : ISO 11760. – ISO, 2005. – 9 p.
172. Given P. Analit. Method. Coal and Coal Products / P. Given, R. Jarzab. – N. Y. : Acad. Press, 1981. – 425 p.
173. Miesel S. L. Gasoline from methanol in one-step / S. L. Miesel, J. P. McCullough, C. H. Lechthaler, P. B. Weisz // Chem. Technol. – 1976. – V. 6. – P. 86 – 89.
174. Penner R. S. Research needs for coal gasification and coal liquefaction / R. S. Penner, S. B. Alpert, V. Bendanillo [et al.] // Energy (Great Britain). – 1980. – V. 5. – № 11. – P. 1091 – 1116.
175. Węgiel kamienny – Типы. Klasyfikacja ICS : PN-82/G-97002. – НКР 220 ds. Naturalnych Paliw Stałych, 1984. – 3 s.
176. World energy outlook 2007 / International energy agency : OECD/IEA, 2007.
177. World energy outlook 2009 / International energy agency : OECD/IEA, 2009.

ДОДАТОК А

Довідка про впровадження результатів досліджень у виробництво

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА ГЕОЛОГІЇ ТА НАДР УКРАЇНИ
 ДЕРЖАВНЕ ГЕОФІЗИЧНЕ ПІДПРИЄМСТВО «УКРГЕОФІЗИКА»
ДНІПРОПЕТРОВСЬКА ГЕОФІЗИЧНА ЕКСПЕДИЦІЯ «ДНІПРОГЕОФІЗИКА»

49057 Україна, м. Дніпропетровськ, вул. Геофізична, 1
 тел-факс: (056) 763 59 68, факс 763 49 63, e-mail: dpge @ ukr.net

«13» листопада 2012р. № 389

ДОВІДКА

про впровадження рекомендацій у вигляді звіту з НДР, розроблених у
 Державному ВНЗ «НГУ»

Державним ВНЗ «Національний гірничий університет» в період 2010 – 2012 рр. виконувалась робота ГП-433 «Геологічне обґрунтування сировинної бази виробництва штучного рідинного палива з вугілля Північного вугленосного району Донецького басейну». За результатами цієї роботи було розроблено і впроваджено у практику геологорозвідувальних робіт наступні рекомендації:

1. Вплив головних геологічних факторів на процес гідрогенізації (2010 р.)
2. Обґрунтування використання показника ОН як критерію придатності вугілля для отримання синтетичного палива (2010 р.)
3. Рациональний комплекс дослідження якості вугілля Старобільського вугленосного району для визначення напрямів його рационального використання (2011 р.)
4. Петрографічний склад та марочна приналежність вугілля Старобільського вугленосного району (2011 р.)
5. Обґрунтування критеріїв оцінки придатності вугілля Старобільського вугленосного району для отримання рідкого палива (2012 р.)

Начальник
 ДГЕ «Дніпрогеофізика»



Свистун В.К.

ДОДАТОК Б

Витяг з протоколу №2
засідання Ради за науковим напрямком «Технології прогнозування, пошуку та розвідки корисних копалин»

м. Дніпропетровськ

14 грудня 2012 р.

ПОРЯДОК ДЕННИЙ: Розгляд та затвердження звітів з держбюджетної тематики Ради з наукового напрямку «Технології прогнозування, пошуку та розвідки корисних копалин»

ПРИСУТНІ: голова Ради, декан геологорозвідувального факультету, доктор геологічних наук, професор Приходченко В.Ф., заступник голови, завідувач кафедри загальної геології, кандидат геологічних наук Хоменко Ю.Т., секретар – доктор геологічних наук, професор Рузіна М.В., завідувач кафедри гідрогеології та інженерної геології, доктор технічних наук, професор Садовенко І.О., професор кафедри загальної геології, доктор геологічних наук Баранов П.М., керівник Центру аналітико-технологічних досліджень, кандидат геолого-мінералогічних наук, провідний науковий співробітник Поповченко С.Є.

СЛУХАЛИ: повідомлення наукового керівника теми ГП-433 ««Геологічне обґрунтування сировинної бази виробництва штучного рідинного палива з вугілля Північного вугленосного району Донецького басейну» професора Приходченка Василя Федоровича. У доповіді повідомлено про основні наукові та практичні результати виконаних досліджень у 2012 р. В обговоренні прийняли участь професор Садовенко І.О., провідний співробітник Поповченко С.Є.

УХВАЛИЛИ:

1. Робота по держбюджетній темі виконана в повному обсязі згідно з календарним планом та технічним завданням на 2012р.
2. Науково-технічний рівень відповідає сучасному світовому рівню наукових розробок.
3. Робота актуальна, має фундаментальний характер і комплексний підхід.
4. Наукові результати:

На першому етапі було узагальнено матеріали зі складу та якості вугілля промислових пластів району. За допомогою комп'ютерних програм було визначено усереднені значення класифікаційних показників, встановлено особливості їх зміни, як по площі поширення пластів, так і в стратиграфічному розрізі.

У подальшому було визначено особливості складу та якості вугілля різних площ району, які впливають на спроможність отримання штучного палива та їх причини. Встановлено, що формування торфовищ вугілля Старобільського вугленосного району відбувалося в умовах, які відрізняються від умов формування вугілля середнього карбону Донбасу, що надало вугіллю

своєрідних, притаманних тільки йому регіональних властивостей і особливостей в закономірностях їх зміни і підвищену здатність до гідрогенізації.

Оцінка середньокарбонового вугілля Старобільського вугленосного району за різними методиками показала, що в цілому воно є придатним до гідрогенізації і за ступенем придатності належить до другої групи. Належність вугілля до другої групи припускає, що ступінь перетворення органічної маси вугілля (ОМВ) повинна коливатися в межах 80 – 90%. Лабораторними дослідженнями, які були виконані в ІНФОВ НАНУ, було встановлено, що значення ОМВ змінюються від 85,7 % (пласт k_2^H) до 82,3 % (пласт l_7) та 78,3 % (пласт m_3), складаючи в середньому більше 80 % і таким чином визначають належність вугілля до другої групи за придатністю до гідрогенізації.

На відміну від діючих методик, для кожного класифікаційного показника було визначено зони розповсюдження вугілля різного за ступенем придатності до гідрогенізації. Такий методичний підхід надав можливість більш детально оцінити вугілля як сировину до гідрогенізації.

5. Практичне значення роботи:

Визначено ступінь придатності вугілля Старобільського вугленосного району в цілому, для складових ділянок району та кожного пласта для гідрогенізації.

6. Кількість співробітників: сумісники – 4 особи.

7. Цінність результатів для навчально-наукової роботи:

За матеріалами досліджень асистентом кафедри «Геології та розвідки родовищ корисних копалин» Кузьменко Оленою Олександрівною готується до захисту на початку 2013 році. Розроблені теоретичні питання з узагальнення геологічної інформації використовуються в курсах лекцій з такої дисципліни, як «Моніторинг якості енергетичної сировини».

8. Опубліковано 4 наукові роботи.

9. У звіті немає авторських свідоцтв та звісток, що мають державну таємницю. Результати можуть бути опубліковані у відкритій печаті.

10. За результатами досліджень було розроблено і впроваджено в практику геологорозвідувальних робіт п'ять рекомендацій.

11. Заключний звіт по темі ГП-433 затвердити.

Голова Ради

Приходченко В.Ф.

Секретар

Рузіна М.В.

ДОДАТОК В

РЕЦЕНЗІЯ

на звіт по темі ГП 433

«Геологічне обґрунтування сировинної бази виробництва штучного рідинного палива з вугілля Північного вугленосного району Донецького басейну»

Автори В.С. Савчук, Ю.Л. Кузін, І.В. Жильцова, О.О. Кузьменко

Звіт містить 194 сторінки тексту, 98 рисунків, 26 таблиць, 3 додатки, 177 джерел літературних джерел і складається з 4 розділів нерівнозначних за розміром та об'ємом, але що забезпечують послідовне цілеспрямоване надання питань, що розглядаються, і представляє цільну загальну роботу за темою.

Перший розділ присвячено методиці виконання робіт. Позитивним моментом є те, що в роботі автори застосували системний підхід для оцінки вугілля Старобільського вугленосного району як сировини для гідрогенізації з використанням сучасних програмних засобів інформаційного забезпечення.

У другому, незначному за розміром розділі, надана загальна геологічна характеристика об'єкта досліджень. Наведені у розділі дані є вихідними, на фоні яких надаються наступні розділи звіту.

Третій та четвертий розділи є основними, в яких викладаються результати встановлення регіональних особливостей складу та якості вугілля та оцінка ступеня його придатності до гідрогенізації. У третьому розділі наведено детальну характеристику складу та якості вугілля району, визначено латеральні та стратиграфічні закономірності їх зміни. За результатами порівняння властивостей вугілля Старобільського вугленосного району з властивостями вугілля Старого Донбасу були визначені їх провінційні властивості. Встановлено, що за стадією метаморфізму вугілля району знаходиться на однаковій стадії перетворення органічної маси і майже не впливає на латеральну зміну хіміко-технологічних показників. У стратиграфічному розрізі вплив метаморфізму на властивості вугілля більш суттєвий. Доведено, що значення показників складу та якості вугілля регіону контролюється петрогенетичними їх властивостями, які були сформовані ще на стадії формування торфовищ. Виявлено, що формування торфовищ вугілля Старобільського вугленосного району відбувалося в умовах, які відрізняються від умов формування вугілля середнього карбону Старого Донбасу, що надало вугіллю своєрідних, притаманних тільки йому регіональних властивостей і особливостей у закономірностях їх зміни. У четвертому розділі надана обґрунтована оцінка придатності вугілля регіону до гідрогенізації. Встановлено, що відповідно з методикою, яка запропонована для України, вугілля регіону, як за значеннями окремих показників, так і за результатами лабораторних досліджень, відноситься до другої групи і придатне для отримання рідкого палива. Застосований методичний підхід і використання сучасних інформаційних технологій

дозволили виділити площі розповсюдження вугілля різного за ступенем придатності до гідрогенізації. Доведено, що найбільш придатним до гідрогенізації є вугілля пласта k_2^H розташованого на площі Богданівського та Петровського родовищ.

У цілому, вугілля Старобільського вугленосного району в порівнянні з середньокарбоновим вугіллям Донецького басейну характеризується більшою придатністю до гідрогенізації, що пояснюється «провінційними» особливостями його складу та якості, що були сформовані на стадії накопичення торфу і початку діагенезу.

Робота, яка рецензується, виконана кваліфіковано, на високому науковому рівні, як у теоретичному, так і в практичному плані, що підтверджується актом впровадження отриманих результатів у виробництво. У цілому робота заслуговує високої оцінки.

Канд. геол. наук,
Зав. каф. мінералогії і петрографії

Ішков В.В.