

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Державний вищий навчальний заклад
«НАЦІОНАЛЬНИЙ ГІРНИЧИЙ УНІВЕРСИТЕТ»



О.Ю. Светкіна, О.Б. Нетяга,
Г.В. Тарасова, С. М. Лисицька

Основи технічного аналізу вугілля

Навчальний посібник

Дніпро
ДВНЗ «НГУ»
2016

УДК 54 (075.8)
ББК 24.1я73
Х46

Рекомендовано до друку вченою радою ДВНЗ «НГУ» як навчальний посібник з дисципліни «Аналітична хімія і технічний аналіз» (протокол № 13 від 18.10 2016 р.).

Рецензенти:

Р.О. Дичковський, д-р техн. наук, професор (ДВНЗ «Національний гірничий університет»);

В.Є. Колесник, д-р техн. наук, професор кафедри екології (ДВНЗ «Національний гірничий університет»);

Автори: Светкіна О.Ю. (передмова, розд. 1, 3, 4, 5), Нетяга О.Б. (розд. 2, 6, 7) Тарасова Г.В. (розд. 2, 7, 8), Лисицька С.М. (розд. 9).

Основи технічного аналізу вугілля: навч. посіб. / : Светкіна О.Ю., Нетяга О.Б., Тарасова Г.В., Лисицька С.М.; М-во освіти і науки України, Нац. Гірн. ун-т.– Д.:НГУ, 2016. – 109 с.

Навчальний посібник «Основи технічного аналізу вугілля» складається з 9 розділів, в яких систематизовано інформацію, що стосується походження і класифікації вугілля, викладено сучасні методи технічного аналізу вугілля, розглянуто екологічні питання, що виникають внаслідок добування, збагачення, переробки та використання вугілля.

Використано сучасну українську номенклатуру неорганічних сполук, яка наближена до міжнародної номенклатури IUPAC.

Для студентів різних форм навчання нехімічних спеціальностей вищих навчальних закладів.

УДК 54 (075.8)
ББК 24.1я73

© О.Ю. Светкіна, О.Б. Нетяга,
Г.В. Тарасова, С.М. Лисицька, 2016
© ДВНЗ «Національний гірничий університет», 2016

ЗМІСТ

Передмова.....	5
1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТВЕРДИХ ГОРЮЧИХ КОПАЛИН	7
1.1. Паливо.....	7
1.2. Загальні поняття про викопне вугілля.....	8
1.3. Петрографія вугілля.....	14
1.4. Складові частини вугільної речовини.....	16
<i>Питання для самоперевірки</i>	<i>17</i>
2. КЛАСИФІКАЦІЯ ВУГІЛЛЯ.....	18
2.1. Класифікація вугілля за марками та характеристика окремих марок.....	18
2.2. Міжнародна класифікація.....	25
<i>Приклади розв'язування типових задач</i>	<i>27</i>
<i>Питання для самоперевірки</i>	<i>28</i>
<i>Задачі для самостійного розв'язування.....</i>	<i>28</i>
3. ВОЛОГА.....	29
3.1. Класифікація вологи.....	29
3.2. Волога вугілля.....	30
3.2.1. Методи прямого визначення вмісту вологи.....	34
3.2.2. Методи непрямого визначення вмісту вологи.....	36
3.2.3. Прискорені методи визначення вологи.....	38
<i>Приклади розв'язування типових задач</i>	<i>40</i>
<i>Питання для самоперевірки</i>	<i>41</i>
<i>Задачі для самостійного розв'язування.....</i>	<i>42</i>
4. ЗОЛЬНІСТЬ.....	43
4.1. Мінеральні домішки вугілля та їх склад.....	43
4.2. Зольність вугілля.....	44
4.3. Визначення зольності вугілля.....	47
<i>Приклади розв'язування типових задач</i>	<i>50</i>
<i>Питання для самоперевірки</i>	<i>52</i>
<i>Задачі для самостійного розв'язування.....</i>	<i>52</i>
5. ЛЕТКІ РЕЧОВИНИ.....	53
5.1. Основні поняття.....	53
5.2. Визначення виходу летких речовин гравіметричним методом.....	55
5.3. Визначення виходу летких речовин об'ємним методом.....	57
<i>Приклади розв'язування типових задач</i>	<i>59</i>
<i>Питання для самоперевірки</i>	<i>60</i>
<i>Задачі для самостійного розв'язування.....</i>	<i>60</i>
6. ВИЗНАЧЕННЯ ВМІСТУ СІРКИ У ВУГІЛЛІ.....	62
6.1. Основні поняття.....	62
6.2. Визначення вмісту сірки.....	64

6.2.1.	Визначення вмісту загальної сірки методом Ешка.....	64
6.2.2.	Визначення вмісту сульфатної сірки.....	65
6.2.3.	Визначення вмісту сірки колчеданної.....	66
6.2.4.	Визначення вмісту органічної сірки.....	67
6.2.5.	Прискорене визначення вмісту загальної сірки високотемпературним спалюванням.....	67
6.2.5.1.	Визначення вмісту сірки титруванням розчином лугу.....	67
6.2.5.2.	Визначення вмісту сірки титруванням розчином йоду.....	70
6.2.6.	Перерахунок результатів випробувань з визначення вмісту сірки..	71
	<i>Приклади розв'язування типових задач.....</i>	72
	<i>Питання для самоперевірки.....</i>	73
	<i>Задачі для самостійного розв'язування.....</i>	73
7.	СПІКЛИВІСТЬ І КОКСІВНІСТЬ ВУГІЛЛЯ	74
7.1.	Методи визначення спікливості вугілля.....	74
7.2.	Методи визначення коксівності вугілля.....	77
	<i>Питання для самоперевірки.....</i>	81
8.	ВИЗНАЧЕННЯ ТЕПЛОТИ ЗГОРЯННЯ ПАЛИВА.....	82
8.1.	Поняття про теплоту згоряння вугілля.....	82
8.2.	Визначення теплоти згоряння.....	83
8.2.1.	Калориметри.....	83
8.2.2.	Визначення теплоти згоряння твердого палива.....	85
8.3.	Обчислення результатів визначення теплоти згоряння твердого палива.....	90
8.3.1.	Розрахування ефективної теплоємності калориметра.....	90
8.3.2.	Розрахування найвищої теплоти згоряння.....	90
8.3.3.	Розрахування найнижчої теплоти згоряння палива.....	91
	<i>Питання для самоперевірки.....</i>	92
9.	ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ВИКОРИСТАННЯ ТЕХНІЧНОГО АНАЛІЗУ ВУГІЛЛЯ ЯК ІНСТРУМЕНТАРІЮ МОНІТОРІНГОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	93
	Список літератури.....	98
	Додаток.....	101
	Предметний покажчик.....	107

ПЕРЕДМОВА

Вугілля – енергетичне паливо і технологічна сировина, що застосовується в ряді галузей промисловості. Різні властивості вугілля визначають напрями їх найбільш раціонального використання.

Для контролю якості вугілля та продуктів його збагачення необхідно знати теоретичні основи та методи проведення технічного аналізу.

Вугілля недостатньо характеризується тільки елементарним складом, для більш повної характеристики вугілля необхідно досліджувати ще ряд властивостей, наприклад, здатності виділяти леткі речовини при нагріванні, спікатися і т. п. Для цього існують спеціальні прийоми і методи, які є предметом вивчення курсу технічного аналізу.

Для здійснення технічного контролю роботи вуглезбагачувальних і брикетних фабрик необхідно володіти методикою технічного аналізу вугілля, у тому числі продуктів їх збагачення. У курсі «Технічний аналіз вугілля» розглядаються способи приготування аналітичних проб і методи подальшого дослідження їх з метою визначення властивостей породи, концентратів, проміжних продуктів вугілля, що надає можливість встановлення їх якості, приналежності до певних марок, відповідності нормам стандартів та придатності для тих чи інших технічних цілей.

При технічному аналізі вугілля визначаються вміст вологи, зольність, вміст сірки і фосфору, вихід летких речовин, теплота згоряння та ін.

Основними завданнями технічного контролю на вуглезбагачувальних і брикетних фабриках є:

1) спостереження за кількісними та якісними показниками роботи фабрики;

2) спостереження за правильністю ведення на фабриці технологічного процесу, за роботою окремих машин і апаратів.

Для здійснення першого завдання треба систематично досліджувати якість вугілля, що йде на переробку і випускається фабрикою як кінцева продукція. Необхідно також перевіряти склад породи, що спрямовується у відвал, щоб упевнитися у відсутності значних втрат вугільної речовини з відходами. Отримані показники характеризують технічний і економічний ефект роботи фабрики. Вони необхідні для складання звітних даних для аналізу

діяльності підприємства, для встановлення цін вихідної сировини та кінцевої продукції.

Своєчасне виявлення за результатами технічного аналізу відхилень від встановленого виробничого режиму допомагає швидкому налагодженню його і тим самим виконанню виробничого плану підприємства.

Таким чином, курс технічного аналізу, який поряд з курсом хімічної технології вугілля, є логічним завершенням загального циклу хімічних дисциплін (неорганічна, органічна та аналітична хімія), надає майбутньому фахівцю знання, що потрібні йому для подальшої практичної діяльності на виробництві та для правильного сприймання та засвоєння таких навчальних дисциплін, як збагачення і брикетування вугілля, а також таких курсів, як економіка, організація і планування виробництва.

Перш ніж перейти до розбору методів технічного контролю якості вугілля, необхідно ознайомитися з основними видами горючих копалин та їх загальною характеристикою.

Навчальний посібник «Основи технічного аналізу вугілля» є одним з розділів курсу «Аналітична хімія та технічний аналіз», який відповідає умовам денної та заочно-дистанційної форм навчання і спрямований на самостійне вивчення дисципліни студентами галузі знань 18 Виробництво та технології спеціальності 184 Гірництво.

Автори посібника вдячні за конструктивні зауваження та пропозиції рецензентам: доктору технічних наук, професору кафедри екології ДВНЗ «Національний гірничий університет» Колесніку В.Є. та доктору технічних наук, професору, заступнику проректора з наукової роботи ДВНЗ «Національний гірничий університет» Дичковському Р.О.

1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТВЕРДИХ ГОРЮЧИХ КОПАЛИН

В розділі надано визначення понять палива, горючих речовин, викопного вугілля, їх загальна характеристика. Розглянуто метаморфізм паливних копалин різного ступеня полімеризації та петрографічний і елементний склад вугілля.

З опорою на матеріал розділу, довідкову та науково-технічну літературу студент повинен продемонструвати наступні результати навчання:

- ✓ знати ознаки речовин, що використовуються у якості палива;
- ✓ мати уявлення про властивості основних видів вугілля
- ✓ оцінювати ступінь метаморфізму палива;
- ✓ розрізняти петрографічні різновиди вугілля; визначати як змінюється їх зольність
- ✓ знати елементні складові органічної частини вугілля.

1.1 Паливо

Паливом називають горючі речовини, при спалюванні яких утворюється теплова енергія, що використовується для різних технічних и побутових потреб. Проте не всяку речовину можна вважати паливом.

Як паливо використовують речовини:

- 1) що поширені у природі та порівняно легко добуваються або такі, які легко добути з других речовин;
- 2) при згорянні яких відділяється багато тепла, за допомогою якого можна мати високу температуру;
- 3) які порівняно легко займаються;
- 4) дешеві и легкодоступні;
- 5) при згорянні яких не утворюються гази, шкідливі для рослинного та тваринного світу;
- 6) які мають незначну кількість непальних домішок.

Горючі речовини – це речовини органічного походження, що в основному складаються з вуглецю, водню, азоту, кисню и сірки. Як паливо використовують вугілля, дрова, торф, горючі гази, а також різні відходи промисловості та сільського господарства.

Деякі горючі речовини зустрічаються в природі, а деякі добуваються з природних речовин штучно. Як паливо використовують тверді, рідкі і газоподібні речовини (табл. 1)

Таблиця 1

Види палива

Паливо	Природне	Штучне
Тверде	Викопне вугілля, горючі сланці, деревина, торф	Кокс, деревне вугілля, брикети, пилоподібне паливо, вугільні суміші
Рідке	Нафта	Бензин, лігроїн, мазут, дизельне паливо, спирт тощо
Газоподібне	Природний горючий газ	Світильний, генераторний, водяний, мішаний, карбюрований, та ін.

1.2. Загальні поняття про викопне вугілля

Викопне вугілля – тверда горюча осадова гірська порода рослинного походження, що містить деяку кількість мінеральних домішок.

Викопне вугілля залягає у вигляді плаstopодібних покладів або прошарків серед інших осадових порід.

Усі відмінності викопного вугілля визначаються їх походженням, петрографічним складом і ступенем метаморфізму.

У курсі «Геологія» докладно розглядається процес утворення з рослинних залишків бурого вугілля і подальшого їх перетворення в кам'яне.

Головною складовою частиною бурого вугілля є гумусові речовини. У меншій кількості присутні бітумні речовини и карбоїди. Залишки лігніну та целюлози відсутні. У типового бурого вугілля всі складові частини мають функції кислот. При переході від пухких землистих різновидів до щільних та блискучих кислотність зменшується. У процесі метаморфізму бурого вугілля з пластів виділялися газоподібні речовини – карбон (IV) оксид, метан, водяна пара та ін [1, 2]. Одночасно відбувалося утворення високомолекулярних сполук, при якому окремі молекули з'єднувалися в ланцюги, утворюючи високомолекулярні сполуки (рис. 1). Ці молекули гілкувалися, окремі гілки, зближуючись, скріплювалися одна з одною, утворюючи полімери та сітки (рис. 2). Відбувалася асоціація або агрегація речовини. В результаті цих перетворень змінювалися властивості речовин: підвищувалася питома вага, зменшувалася розчинність, підвищувалася температура плавлення.

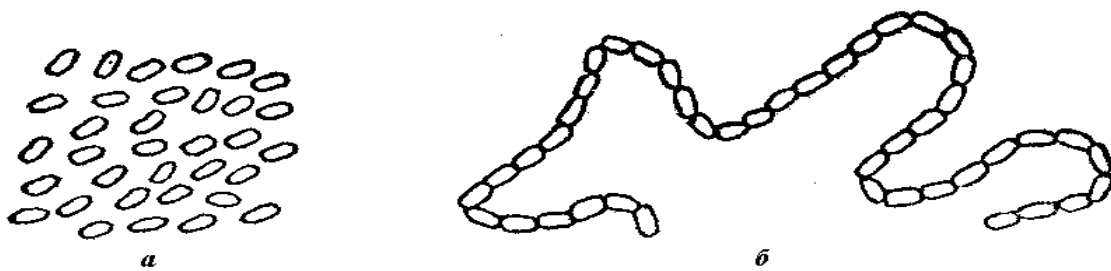


Рис.1. Утворення високомолекулярних сполук: а – окремі молекули; б – «ниткоподібні молекули».

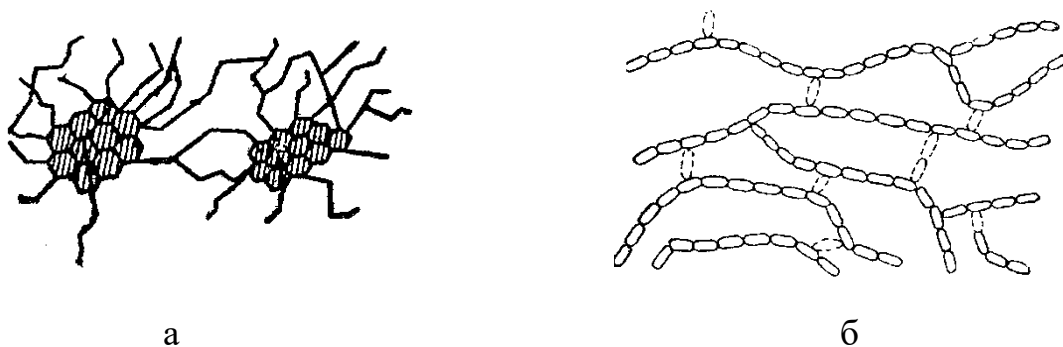


Рис. 2. Метаморфізм паливних копалин: а – утворення полімерів; б – утворення сіток.

За сучасними поглядами структура кожного агрегату, що складає органічну частину вугільної речовини, зазвичай представлена макромолекулою з атомами Карбону у вершинах. Ядро оточене пов'язаними з ним групами з поступово зменшуваним ступенем полімеризації – своєрідною «бахромою бічних груп» (рис. 3).

Бічні групи складаються з вуглеводнів різного ступеня полімеризації, до складу яких входять Карбон, Гідроген, Оксиген, Нітроген і Сульфур, а в деяких випадках і інші елементи [3, 4]. При цьому будова вугільної речовини представляється складеною з шарів макромолекул, пов'язаних між собою через кисень. У сильно метаморфізованому вугіллі кисневий зв'язок замінюються на вуглецевий.

Будова основних макромолекул органічної частини обумовлює порівняно високу стійкість вугільної речовини до зовнішніх впливів, тому що їх внутрішні частини мають у своїй основі міцні зв'язки типу загальновідомих органічних сполук ароматичного ряду, бічні ж групи характеризуються порівняно невеликою міцністю і при всіх процесах переробки відриваються в першу чергу.

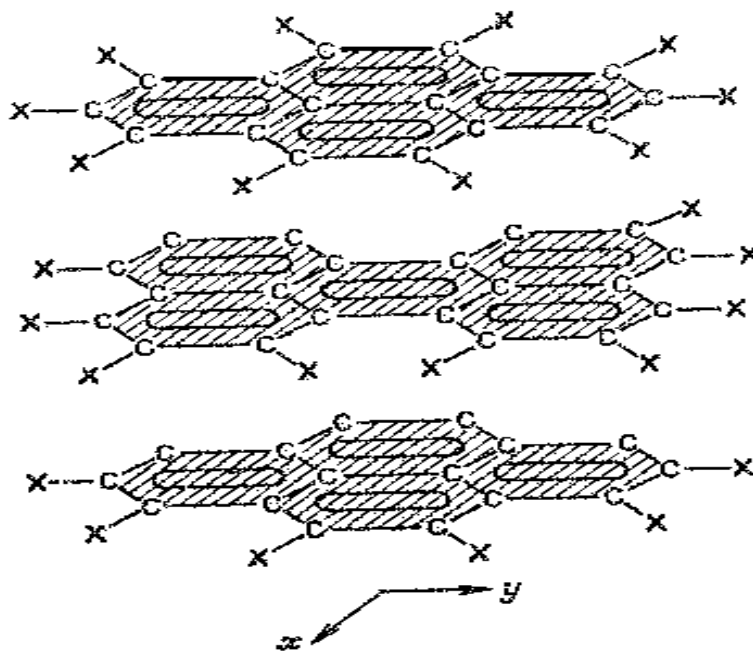


Рис. 3. Метаморфізм паливних копалин різного ступеня полімеризації

Вугілля – це не чистий вуглець. Найбільш тверде вугілля – антрацит – може містити від 85 до 95% вуглецю. Застосування фізичних методів дослідження, особливо ядерно-магнітного резонансу (ЯМР) та рентгеноструктурного аналізу, показало наявність у макроструктурі вугілля як аморфних, так і кристалічних утворень – мікрокристалів графіту з різним ступенем невпорядкованості.

Органічна речовина вугілля неоднорідна. До його складу входять бітуми, гумінові кислоти і залишкове вугілля. В макромолекулах так званих перехідних форм вугілля містяться атоми Карбону різних станів гібридизації валентних електронів – sp^3 , sp^2 , sp . [5]

При розгляді будови основа перехідних форм вугілля, можна виділити два основних елемента:

- атомно-молекулярна складова основа – графітоподібна кристалічна частина, що складається з атомів Карбону з sp^2 – гібридизацією;
- атомна складова основа – невпорядкована, аморфна, включає в себе атоми Карбону різних станів гібридизації валентних електронів (sp^3 , sp^2 , sp).

Остов атомно-молекулярної будови утворений з кристалічних і невпорядкованих фрагментів структур з різними типами вуглецевих зв'язків, хімічно зв'язаних між собою, і поєднуються в просторово-полімерні структури.

Особливістю даної структури є те, що ця картина складної будови реалізується не тільки всередині зразків, але і на його поверхні.

Таким чином, вугілля складається в основному з атомів Карбону, організованих у конденсовані ароматичні фрагменти з тригональним типом гібридизації, які пов'язані в просторово-полімерну структуру вуглецевими фрагментами діагональної (ланцюгової), тригональної (плоскої) і тетраедричної (каркасної) будови, утворюючи змішаний атомно – атомно-молекулярний тип остова.

На рис. 4 представлено будову остова вуглецю змішаного типу.

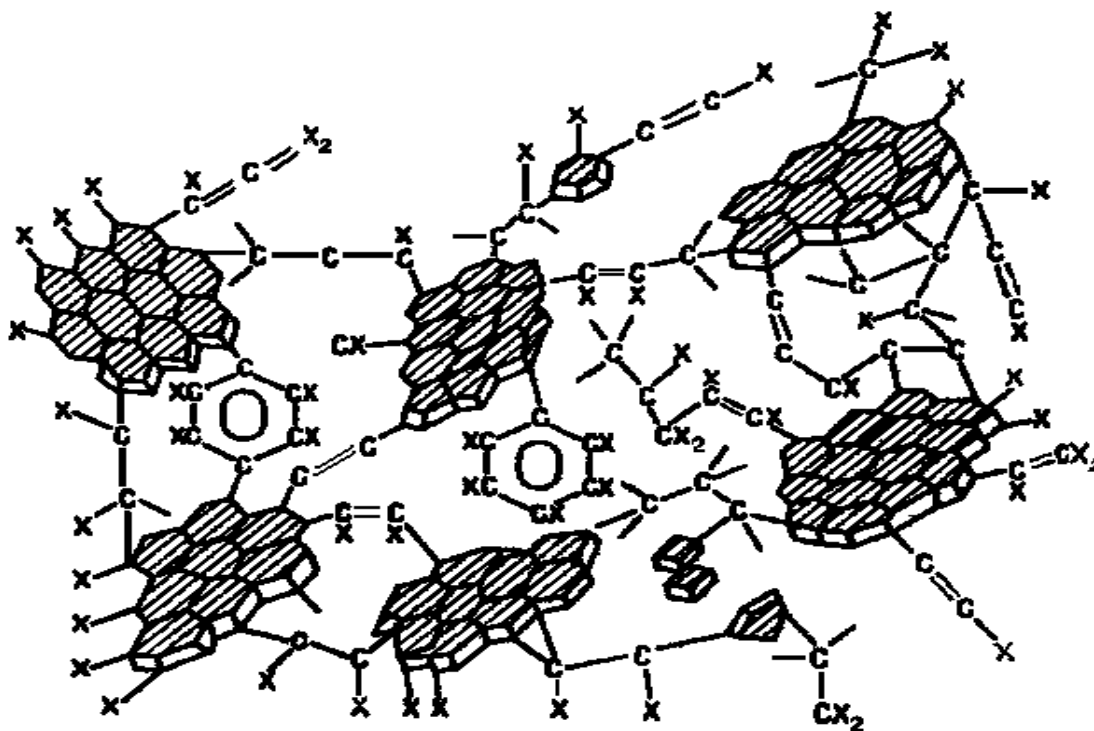


Рис. 4. Будова остова вуглецю змішаного типу

Отже, фізичні і фізико-хімічні властивості викопного вугілля тісно пов'язані з їх молекулярною структурою, яка формувалася в процесі метаморфічних перетворень у вугільному тілі. [6, 7]

Залежно від ступеня перетворення органічної маси, тобто від геологічного віку, вугілля характеризується різною плавкістю, розчинністю та іншими властивостями.

Кам'яне вугілля належить до метаморфізованих паливних копалин. Їх головною складовою є важкомолекулярні речовини з щільною структурою. Вміст бітумних речовин іноді досягає 1-2%, а звичайно він значно менший, кислих речовин немає.

При метаморфізмі кам'яного вугілля поступово виділявся карбон (IV) оксид, отже, втрачався кисень. Так як атоми Оксигену переважно є тими «нитками», які скріплюють частини молекули вугільної речовини, то при втраті атомів Оксигену окремі молекули можуть отримати велику рухливість, і тому середнє за віком кам'яне вугілля зазвичай набуває плавкості, якої у молодого вугілля звичайно не спостерігається. Таке вугілля характеризується як *коксівне* і *жирне*.

При подальшому метаморфізмі молекули знову укрупнюються і з'єднуються в сітки; при цьому виникають міцні зв'язки між атомами Карбону і утворюється *пісне вугілля*, не здатне плавитися.

Далі пісне вугілля переходять в жорсткі структури, перетворюючись на *антрацит*. Типові антрацити мають деякі особливості, наприклад, їх гігроскопічність більша ніж у кам'яного вугілля деяких марок. При рентгенографічному дослідженні у антрацитів виявляється кристалічна структура графіту. Вугілля, що є перехідним між пісним кам'яним та антрацитами називають *напівантрацитами*. Найбільш метаморфізоване вугілля віділяють в групу *суперантрацитів*, або *графітових антрацитів*. Вони утворюють безперервний перехід до *графітових сланців*. На рис.5 наведена повна схема метаморфізму структури та збільшення ступеню ароматизованості фрагментів органічної маси вугілля [5, 8]

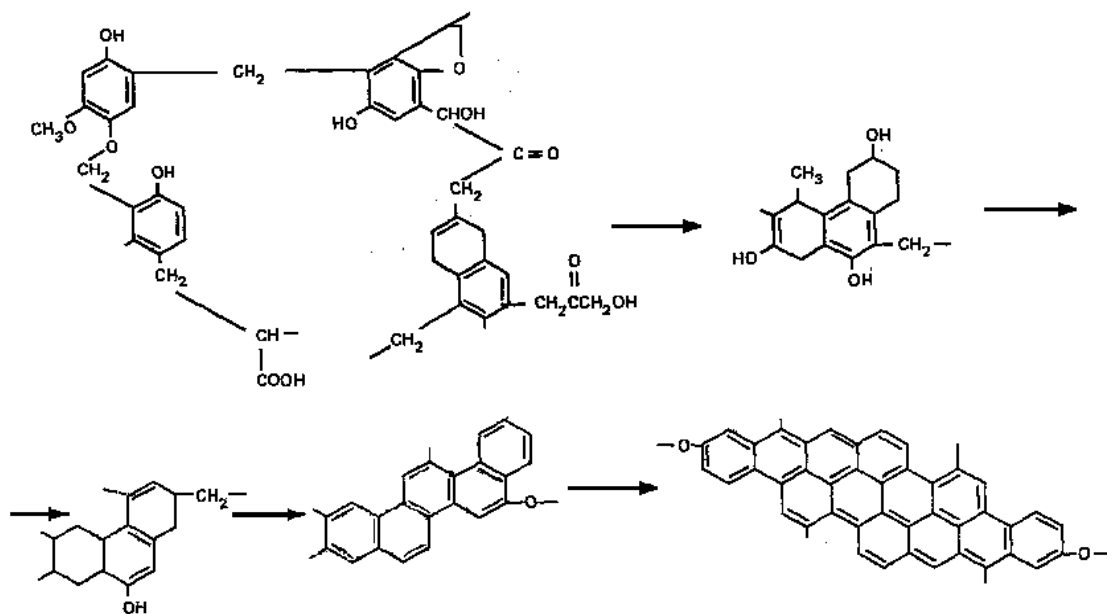


Рис.5. Схема зміни структури та збільшення ступеню ароматизованості фрагментів органічної маси вугілля.

Графітові сланці утворюються при глибокому метаморфізмі вугілля та вуглистих сланців. Їх характерними ознаками є здатність легко поліруватися при натиранні та писати на папірі.

Відмінності у властивостях основних видів вугілля представлені в табл. 2.

Таблиця 2

Властивості основних видів вугілля

Показник	Вугілля		
	буре	кам'яне	антрацит
Структура	Слабка	Щільна	Щільна
Риска (слід на порцеляновій пластинці)	Бура	Чорна	Майже не залишає
Вміст гумінових кислот	Включають речовини, які дають різні кількості гумінових кислот при дії розчинників.	Не містять речовини, які дають гумінові кислоти при дії розчинників	Не містять речовини, які дають гумінові кислоти
Середній елементарний склад органічної маси, %:			
Карбон	69,0	85,0	95,0
Гідроген	5,5	5,0	2,5
Оксиген, Нітроген	25,0	9,0	2,5
Сульфур та ін.	0,5	1,0	сліди

При неглибокому заляганні або під впливом будь-яких інших геологічних факторів (наприклад, появи води) вугілля піддається окисненню і набуває властивостей, що не характерні для типового бурого або кам'яного вугілля.

З усіх горючих копалин за запасами і споживанню перше місце займає кам'яне вугілля. За окремими вугільними басейнами встановлені норми якості вугілля, що поставляються для окремих видів споживання, наприклад, коксування, газогенераторів, випалу цементного клінкеру, шарового та пилоподібного спалювання та ін.

1.3. Петрографія вугілля

Петрографічний склад вугілля має істотне значення для характеристики їх основних властивостей і показників якості.

Петрографічні типи вугілля розрізняють за зовнішніми ознаками і підрозділяють на блискучі, напівблискучі, напівматові і матові. Зовні ознаки зазначених типів залежать від співвідношень вмісту в них основних петрографічних різновидів.

Розрізняють чотири петрографічних різновиди: вітрен, кларен, дюрен і фюзен.

Існують й інші ділення петрографічних різновидів, що характеризують перехідні види, наприклад дюрено-вітрен або вітreno-дюрен і т. п. [9, 10]

Вітрен являє собою однорідну безструктурну блискучу масу з раковистим зламом. Зустрічається головним чином у вигляді лінз, що легко викришуються і має поперечні тріщини до нашарування вугілля. Порівняно з іншими петрографічними різновидами вітрен найменш зольний.

Кларен не дає такого блиску, як вітрен. Цей петрографічний різновид утворює прошарку, іноді потужні пласти (кларенове вугілля). Кларен світліше за вітрен і в своїй масі містить близько 50% включень залишків формених рослинних елементів, які видно під мікроскопом. До них відносяться спори, пилок, кутикули та інші добре збережені частини рослинних залишків.

Дюрен являє собою матовий дуже твердий різновид вугілля. Основна масова складова дюрену – це ущільнені формені елементи. Дюрен зустрічається у вигляді прошарків і потужних пластів (так само, як і кларен). Дюрен властивий для вугілля з відносно невисоким ступенем метаморфізму.

Фюзен зустрічається в масі вугілля окремими лінзами або гніздами, що мають колір від сіруватого до бархатисто-чорного. У ньому зберігається клітинна структура деревини. Лінзи фюзена переважно однорідні і не містять включень. Основну масу фюзена складають тонкодисперсні вуглисті частинки.

Зовнішні ознаки вугілля (табл. 3) дають можливість підійти до класифікації вугілля за їх властивостями, походженням і найбільш раціональним застосуванням.

Петрографічні різновиди мають різну зольність. У різновидах одного і того ж зразка вугілля зазвичай зольність збільшується в наступному порядку: вітрен, кларен, дюрен, фюзен. Зольність вітрену і кларену становить 1 – 2%, дюрена 2 – 12%, фюзена 15 – 23%. Власне фюзен містить невелику кількість

мінеральних речовин. Зольність його щільної маси в середньому коливається від 1 до 3%. Підвищена зольність фюзену порівняно з іншими петрографічними різновидами обумовлюється заповненням наявних у ньому тріщин сторонніми мінеральними домішками.

Таблиця 3

Характеристика вугілля за зовнішніми ознаками, твердістю і питомою вагою

Вугілля	Колір	Риска	Блиск	Твердість (за уточненою шкалою Мооса*)	Питома вага**
Буре	Жовто-бурий, бурий	Жовто-бура	Відсутній	1,00 - 1,50	0,80 - 1,25
Кам'яно буре	Темно-бурий	Світло-бура	Матовий	1,25 - 1,75	1,00 - 1,25
Кам'яне: Довгополум'яне (Д)	Чорний з бурим відтінком	Коричнево-бура	Тьмяний	2,00	1,25 - 1,27
Газове (Г)	Чорний	Темно-коричнева	Склоподібний	2,25 - 2,50	1,28 - 1,29
Жирне (Ж)	Черний	Чорно-коричнева	Склоподібний	2,50 – 2,75	1,29 - 1,30
Коксівне (К)	Інтенсивно-чорний	Чорна	Яскравий склоподібний	1,75 - 2,0-	1,30-1,40
Спінене спікливе (ОС)	Чорний (сіруватий)	Чорна зі сталевим відтінком	Дуже яскравий склоподібний	2,00 - 2,50	1,40 - 1,50
Пісне (Т) і напівантрацит (ПА)	Чорно-сірий	Чорно-сталева	Діамантовий	2,50 – 3,00	1,50
Антрацит (А)	Темно-сірий з золотистим відтінком	Чорно-сталева блискуча	Яскравий металевий		

* 1,0 – вугілля легко ріжеться ножем, 1,6 – важко ріжеться ножем, 2,0 – дряпається нігтем; 2,5 — не дряпається, креслить червону мідь.
** При малій зольності.

Блискучі і напівблискучі типи вугілля характеризуються великим вмістом вітренізованої маси при майже повній відсутності фюзена.

Напівматові і матові типи, навпаки, характеризуються великим вмістом фюзенізованого матеріалу при низькому вмісті вітренізованих речовин.

Від співвідношення вмісту в вугіллі петрографічних типів залежить його спіклькість. Вітренізована маса вугілля добре спікається, фюзенізована – не спікається. Найбільшою здатністю спікатися характеризуються блискучі і близькі до них типи вугілля. Напівматові і особливо матові типи вугілля спікаються дуже погано або зовсім не спікаються.

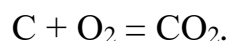
Петрографічні типи вугілля відрізняються також за механічною міцністю. Блискучі і напівблискучі типи мають слабку механічну твердість.

1.4. Складові частини вугільної речовини

Основна маса вугільної речовини складається з вуглецю, водню, кисню, азоту і сірки. До вугільної речовини завжди домішані в тій чи іншій кількості різні мінерали, що складають негорючу частину. До негорючої частини відноситься також волога, що міститься у вугіллі. [3,17]

У органічній частини вугільної речовини горючими є тільки вуглець, водень і сірка, від вмісту яких залежить основна характеристика вугілля як палива – його теплота згоряння. Інші складові вугілля, як палива, є баластом. При нагріванні вугілля без доступу повітря відбувається розкладання органічних речовин і деяких мінеральних домішок. При цьому виділяються леткі речовини і утворюється твердий порошкоподібний або спечений залишок.

Карбон входить до складу органічної і мінеральної частин вугілля (карбонати). Вміст вуглецю у вугіллі в основному визначає енергетичну цінність вугілля, так як основною реакцією горіння палива є'



При згорянні 1 кг аморфного вуглецю виділяється 8137 ккал теплоти. Середній вміст вуглецю в різних горючих копалин: торф – 59%, буре вугілля – 69%, кам'яне вугілля – 85%, антрацит – 95%.

Підвищення вмісту вуглецю в результаті природного перетворення вугілля від бурого до кам'яного і антрацитів визначає процес вуглефікації.

Гідроген входить до складу органічної маси вугільної речовини, а також вологи вугілля. Вміст водню в вугіллі значно менший ніж вуглецю, однак теплота згоряння водню вище, ніж вуглецю. При згорянні 1 кг водню виділяється 34180 ккал теплоти.

Середній вміст водню в різних горючих копалин: торф – 6%, буре вугілля – 5,5%, кам'яне вугілля – 5%, антрацит – 2,5%.

Азот в кам'яному вугіллі міститься в порівняно невеликих кількостях близько 1 – 3%. Азот є баластною складовою вугілля, що застосовується як паливо. Проте азот, що виділяється при коксуванні вугілля, переходить в аміак, який вловлюють у вигляді аміачної води. З аміачної води отримують різні добрива, наприклад, амоній сульфат.

Кисень, так само як і азот, є баластної домішкою. Вміст кисню і азоту в різних горючих копалин: торф – 35%, буре вугілля – 25%, кам'яне вугілля – 10%, антрацит – 2,5%.

Вміст вуглецю, водню, кисню і азоту в вугіллі зазвичай виражається відповідним хімічним символом з індексом, який вказує, до якої проби вугілля відноситься даний показник. Наприклад, O^g – вміст кисню на горючу масу вугілля, H^a – вміст водню в аналітичній пробі вугілля і т. д.

Сірка у вугіллі знаходиться у вигляді різних мінеральних сполук (піриту, марказиту, сульфатів заліза і кальцію тощо). Деякі частини сірки входять до складу органічних сполук вугілля. При спалюванні вугілля значна частина сірчистих речовин перетворюється в сульфур (IV) оксид, який негативно впливає на здоров'я людини, отруєє атмосферу, викликає корозію металу. Сірка знижує цінність технологічного палива, погіршує якість кінцевих продуктів його переробки.

Фосфор міститься у вугіллі у дуже малих кількостях близько 0,01 – 0,1%. При коксуванні вугілля фосфор залишається в коксі і під час доменного процесу переходить в метал, надаючи йому крихкість, тобто, знижуючи його якість. У донецькому вугіллі вміст фосфору становить 0,01 – 0,02%, кузнецькому і карагандинському вугіллі доходить до 0,1%.

Питання для самоперевірки

1. Які речовини використовують у якості палива?
2. Ступені метаморфізму палива?
3. Яке вугілля є найбільш метаморфізованим?
4. Петрографічний склад вугілля.
5. Як змінюється зольність петрографічних різновидів вугілля?
6. Складові органічної частини вугілля.

2. КЛАСИФІКАЦІЯ ВУГІЛЛЯ

В розділі надано класифікація вугілля за видами, класами, категоріями тощо. Наведено генетичні і технологічні параметри, за якими відбувається класифікація вугілля. Представлено промислову класифікацію торгових марок вугілля, показано міжнародну класифікацію у Європі та США.

З опорою на матеріал розділу, довідкову та науково-технічну літературу студент повинен продемонструвати наступні результати навчання:

- ✓ *розрізняти генетичні та технологічні параметри вугілля;*
- ✓ *класифікувати вугілля за марками, розміром зерен тощо;*
- ✓ *складати кодовий номер відповідного вугілля за генетичними та технологічними параметрами*
- ✓ *визначати за кодовим номером вугілля його клас, категорію, тип, підтип тощо*

Класифікація бурого, кам'яного вугілля та антрацитів відбувається за видами, класами, категоріями, типами, підтипами і кодовими номерами, а також за технологічними марками, групами та підгрупами на основі найбільш характерних загальних ознак, які відображають генетичні особливості й основні технологічні характеристики.

2.1. Класифікація вугілля за марками та характеристика окремих марок

На основі петрографічних, хімічних та фізико-хімічних досліджень вугілля різних басейнів та родовищ розроблена єдина класифікація вугілля за генетичними та технологічними параметрами, яка представляє собою єдину систему кодування бурого, кам'яного вугілля та антрацитів і дає комплексну оцінку їх генетичних і технологічних характеристик [18].

В якості **генетичних параметрів** для бурого, кам'яного вугілля та антрацитів прийняті середній показник відображення вітриніту та сума фюзенізованих компонентів, які відображають молекулярну структуру, склад і природні особливості вугілля.

В якості **технологічних параметрів** прийняті:

для бурого вугілля – максимальна вологоємність на беззольне паливо та вихід смоли напівкоксування на сухе беззольне паливо;

для кам'яного вугілля – вихід летких речовин на беззольну масу, товщина пластичного шару і показник Рога;

для антрацитів – об'ємний вихід летких речовин на беззольну масу та анізотропія відображення вітриніту.

Викопне вугілля в залежності від середнього показника відображення вітриніту (R ,%), теплоти згоряння на вологу беззолну масу (Q_s^{af} МДж/кг) та виходу летких речовин на суху беззолну масу (V^{daf} ,%) поділяють на буре, кам'яне та антрацити (табл. 4).

За промисловою класифікацією торгові марки вугілля мають наступні назви та позначення – буре (Б), довгополум'яне (Д), довгополум'яне газове (ДГ), газове (Г), газове жирне спінене (ГЖО), газове жирне (ГЖ), жирне (Ж), коксівне жирне (КЖ), коксівне (К), коксівне спінене (КО), коксівне слабкоспікливе низькометаморфізоване (КСН), коксівне слабкоспікливе (КС), спінене спікливе (ОС), пісне спікливе (ТС), слабкоспікливе (СС), пісне (Т), антрацит (А).

Таблиця 4

Визначення виду вугілля

Вид вугілля	Показник відображення вітриніту R_0 , %	Теплота згоряння вугілля в розрахунку на вологу беззолну масу Q_s^{af} , МДж/кг	Вихід летких речовин в розрахунку на суху беззолну масу V^{daf} , %
Буре вугілля	Менше 0,6	Менше 24	–
Кам'яне вугілля	Від 0,4 до 2,59	24 і більше	8 і більше
Антрацит	Від 2,20 і більше	–	Менше 8

Згідно ДСТУ 3472 – 96 «Вугілля буре, кам'яне та антрацит. Класифікація.» [19] встановлена **класифікація за марками** вугілля бурого, кам'яного та антрациту на підставі характерних загальних ознак, які відображають генетичні особливості та основні технологічні характеристики (табл.5)

Залежно від розмірів шматків кам'яні вугілля поділяється на класи (табл.6). [20].

Торгову маркіровку суміщають з класифікацією по крупності, наприклад, позначення для газового вугілля класу «горіх» буде ГО і т. п.

Змішані класи позначають буквами, поставленими поряд, наприклад СШ – насіннячко зі штибом.

Вугілля буре, кам'яне та антрацити в залежності від генетичних особливостей поділяють на класи – за середнім показником відображення вітриніту R_0 у відповідності з табл. 7

Таблиця 5

Класифікація вугілля за марками

Марка вугілля	Позначення марки	Класифікаційні показники				
		Середній показник відбиття вітриніту R_0 , %	Вихід летких речовин V^{daf} , %	Товщина пластичного шару "у", мм	Індекс Рога RI , од.	Теплота згоряння Q_s^{daf} , МДж/кг
Буре	Б	Менше 0,40	Від 50 до 70 включно	—	—	Менше 24,0*
Довгополу-м'яне	Д	Від 0,40 до 0,60 включно	»35 » 50»	Менше 6	—	—
Довгополу-м'яне газове	ДГ	»0,50»0,80»	»35 » 48»	Від 6 до 9 включно	—	—
Газове	Г	»0,50»1,00»	»33 » 46»	»10 » 16»**	—	—
Жирне	Ж	»0,85»1,20»	»28 » 36»	»17 » 38»	—	—
Коксівне	К	»1,21»1,60»	»18 » 28»	»13 » 28»	—	—
Піснувате спікливе	ПС	»1,30»1,90»	»14 » 22»	»6 » 12»	Від 13 до 50 включно	—
Пісне	П	»0,60»2,59»	»8 » 18»***	Менше 6	Менше 13	Від 35,2 до 36,5 включно
Антрацит	А	»2,60»5,60»	Менше 8	—	—	Менше 35,2

* Теплота згоряння наведена у вологому беззолному стані, Q_s^{daf} .

**Якщо показання відбиття нітриніту менше 0,85%, а товщина пластичного шару більше 16 мм, вугілля відноситься до марки Г.

***Якщо вихід летких речовин менше 8%, а теплота згоряння 35,2 МДж/кг і більше, вугілля відноситься до марки П.

Таблиця 6

Класифікація вугілля за розміром зерен

Клас крупності	Позначення	Розміри кусків, мм
Плиткове	П	100 – 200 (300)*
Крупне	К	50 – 100
Горіх	О	25 – 50
Дрібне	М	13 – 25
Зернятко	С	6 – 13
Штиб	Ш	0 – 6
Рядове	Р	0 – 200 (300)*

*Для вугілля класів П та Р, що добуваються у відкритий спосіб розміри кусків можуть досягати 300 мм.

Таблиця 7

Розподіл вугілля за класами

Клас	Середній показник відображення вітриніту R_0 , %	Клас	Середній показник відображення вітриніту R_0 , %
1	2	3	4
02	Від 0,20 до 0,29 включ.	27	Від 2,70 до 2,79 включ.
03	» 0,30 » 0,39 »	28	» 2,80 » 2,89 »
04	» 0,40 » 0,49 »	29	» 2,90 » 2,99 »
05	» 0,50 » 0,59 »	30	» 3,00 » 3,09 »
06	» 0,60 » 0,69 »	31	» 3,10 » 3,19 »
07	» 0,70 » 0,79 »	32	» 3,20 » 3,29 »
08	» 0,80 » 0,89 »	33	» 3,30 » 3,39 »
09	» 0,90 » 0,99 »	34	» 3,40 » 3,49 »
10	» 1,00 » 1,09 »	35	» 3,50 » 3,59 »
11	» 1,10 » 1,19 »	36	» 3,60 » 3,69 »
12	» 1,20 » 1,29 »	37	» 3,70 » 3,79 »
13	» 1,30 » 1,39 »	38	» 3,80 » 3,89 »
14	» 1,40 » 1,49 »	39	» 3,90 » 3,99 »
15	» 1,50 » 1,59 »	40	» 4,00 » 4,09 »
16	» 1,60 » 1,69 »	41	» 4,10 » 4,19 »
17	» 1,70 » 1,79 »	42	» 4,20 » 4,29 »
18	» 1,80 » 1,89 »	43	» 4,30 » 4,39 »
19	» 1,90 » 1,99 »	44	» 4,40 » 4,49 »

1	2	3	4
20	» 2,00 » 2,09 »	45	» 4,50 » 4,59 »
21	» 2,10 » 2,19 »	46	» 4,60 » 4,69 »
22	» 2,20 » 2,29 »	47	» 4,70 » 4,79 »
23	» 2,30 » 2,39 »	48	» 4,80 » 4,89 »
24	» 2,40 » 2,49 »	49	» 4,90 » 4,99 »
25	» 2,50 » 2,59 »	50	» 5,00 і більше
26	» 2,60 » 2,69 »		

Вугілля буре, кам'яне та антрацити поділяються на категорії в залежності від вмісту фюзенізованих компонентів на чисте вугілля ΣOK у відповідності з табл.8.

Таблиця 8

Розподіл вугілля за категоріями

Категорія	Сума фюзенізованих компонентів ΣOK , %
0	Менше 10
1	Від 10 до 19 включно
2	» 20 » 29 »
3	» 30 » 39 »
4	» 40 » 49 »
5	» 50 » 59 »
6	» 60 » 69 »
7	Більше 69

Типи вугілля визначають таким чином:

– для бурого вугілля за максимальною вологоємністю на беззолний стан W_{\max}^{af} (табл.9);

Таблиця 9

Розподіл вугілля на типи за вологоємністю

Тип	Максимальна вологоємність W_{\max}^{af} , %
10	Менше 20
20	Від 20 до 30
30	» 30 » 40
40	» 40 » 50
50	» 50 » 60
60	» 60 » 70

– для антрацитів за об’ємним виходом летких речовин на сухий беззолний стан $V_{об}^{daf}$ (табл. 10).

– для кам’яного вугілля за виходом летких речовин на сухий беззолний стан V^{daf} (табл.11);

Таблиця 10

Визначення типу антрациту

Тип	Об’ємний вихід летких речовин $V_{об}^{daf}$, см ³ /г
20	Більше 200
15	Від 150 до 200 включно
10	Від 100 до 150 »
05	Менше 100

Таблиця 11

Розподіл вугілля на типи за виходом летких речовин

Тип	Вихід летких речовин V^{daf} , % мас.	Тип	Вихід летких речовин V^{daf} , % мас.
48	48 і більше	26	Від 26 до 28
46	Від 46 до 48	24	» 24 » 26
44	» 44 » 46	22	» 22 » 24
42	» 42 » 44	20	» 20 » 22
40	» 40 » 42	18	» 18 » 20
38	» 38 » 40	16	» 16 » 18
36	» 36 » 38	14	» 14 » 16
34	» 34 » 36	12	» 12 » 14
32	» 32 » 34	10	» 10 » 12
30	» 30 » 32	08	» 8 » 10
28	» 28 » 30		

Підтипи вугілля визначають таким чином:

– для бурого вугілля за виходом смоли напівкоксування на сухий беззолний стан T_{sk}^{daf} (табл.12);

– для кам’яного вугілля за товщиною пластичного шару у та індексом Рога RI (табл.13);

– для антрацитів за анізотропією відображення вітриніту A_R , (табл.14).

Таблиця 12

Визначення підтипу бурого вугілля

Підтип	Вихід смоли напівкоксування на суху беззолну масу T_{sk}^{daf} , %
20	Більше 20
15	Від 15 до 20 включно
10	Від 10 до 15 включно
05	10 і менше

Таблиця 13

Визначення підтипу кам'яного вугілля

Підтип	Товщина пластичного шару у, мм	Індекс Рога RI , відн. од.	Підтип	Товщина пластичного шару у, мм	Індекс Рога RI , відн. од.
26	26	–	14	14	–
25	25	–	13	13	–
24	24	–	12	12	–
23	23	–	11	11	–
22	22	–	10	10	–
21	21	–	09	9	–
20	20	–	08	8	–
19	19	–	07	7	–
18	18	–	06	6	–
17	17	–	01	Менше 6	13 і більше
16	16	–	00	Менше 6	Менше 13
15	15	–			

На підставі даних про клас, тип, групу та підгрупу вугілля буре, кам'яне та антрацити класифікують за кодовою системою, комплексну оцінку властивостей окремого вугілля визначають семизначним кодовим числом, яке складають таким чином:

– перші дві цифри, що складають двозначне число, вказують клас і характеризують мінімальне значення величини показника відображення вітриніту для даного класу, помножене на 10, відповідно до табл.7;

– третя цифра вказує категорію і характеризує мінімальне значення суми фюзенізованих компонентів, поділене на 10, відповідно таблиці 8;

– четверта і п'ята цифри, що складають двозначне число, вказують тип і характеризують: для бурого вугілля – мінімальне значення величини максимальної вологоємності на беззольний стан (табл.9); для кам'яного вугілля – мінімальне значення величини виходу летких речовин на сухий беззольний стан (табл.11); для антрацитів – мінімальне значення об'ємного виходу летких речовин на сухий беззольний стан для даного типу, поділене на 10, відповідно табл. 10;

– шоста і сьома цифри, що складають двозначне число, вказують підтип і характеризують: для бурого вугілля – мінімальне значення величини виходу смоли напівкоксування на сухий беззольний стан (табл.12) ; для кам'яного вугілля – абсолютне значення товщини пластичного шару (табл.13); для антрацитів – мінімальне значення величини анізотропії відображення вітриніту для даного підтипу відповідно табл. 14.

Таблиця 14

Визначення підтипу антрациту

Підтип	Анізотропія відображення вітриніту A_R , %
20	Менше 30
30	Від 30 до 40 включно
40	Понад 40 » 50 »
50	» 50 » 60 »
60	» 60 » 70 »
70	Більше 70

Вугілля буре, кам'яне та антрацити в залежності від їх технологічних властивостей об'єднують в технологічні марки, групи і підгрупи (додаток).

2.2 Міжнародна класифікація

Найбільш поширеною у світі була міжнародна класифікація, яку затвердив Вугільний комітет Європейської економічної комісії ООН у 1956 році.

Ця класифікація являє собою кодову систему, в якій кожен вид кам'яного вугілля позначають тризначним кодовим номером відповідно до прийнятих класифікаційними параметрами. Перша цифра коду-клас вугілля – характеризує ступінь його метаморфізму. Класи вугілля розрізняються по виходу летких речовин і теплотворної здатності вугілля. Друга цифра – група вугілля-

характеризує його спіклькість. Усього виділяється чотири групи: неспікльке, слабо спікльке, помірно спікльке і сильно спікльке. Групи вугілля можуть відрізнятися шляхом порівняння висоти королька, отриманого методом вільного спучування в тиглі, з еталонним корольком, або методом Рогу, що полягає в визначенні механічної міцності коксівного королька, отриманого після коксування в тиглі суміші вугілля й антрациту при певному їх співвідношенні і подрібненні. Третя цифра коду – підгрупа вугілля – характеризує його коксівність. Виділяється шість підгруп за ступенем коксівності. Коксівність визначається за методом Одібер-Арну (відсоток дилатації), що полягає у визначенні відсотка спучування вугільного брикету в металевій трубці, або за методом Грей-Кінга (характеристика зовнішнього вигляду коксівного королька, одержаного в кварцовій трубці, шляхом порівняння з еталонними).

Таблиця 15

Класифікація вугілля США [21]

Клас	Група	C^{daf} , %		V^{daf} , %		Q^{af} , Btu/lb·10 ⁻³		Спікли-вість
		≥	<	>	≤	≥	<	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Антра-цитовий	Мета-антрацит	98	–	–	2	–	–	Не спікає-ться
	Антрацит	92	98	2	8	–	–	
	Семі-антрацит	86	92	8	14	–	–	
Біту-міноз-ний	Низьколеткий бітумінозний	78	86	14	22	–	–	Загальна спікає-мість
	Середньо-леткий бітумінозний	69	78	22	31	–	–	
	Високолеткий бітумінозний А	–	69	31	–	14	–	
	Високолеткий бітумінозний В	–	–	–	–	13	14	
	Високолеткий бітумінозний С	–	–	–	–	11,5-10,5	13,5-11,5	Спікає-ється
Суб-біту-міноз-ний	Суббітумінозний А	–	–	–	–	10,5	11,5	Не спікає-ється
	Суббітумінозний В	–	–	–	–	9,5	10,5	
	Суббітумінозний С	–	–	–	–	8,3	9,5	
Лігніто-вий	Лігнітовий А	-	-	-	-	6,3	8,3	
	Лігнітовий В	-	-	-	-	-	6,3	

Такою класифікацією користується більшість європейських країн, не зважаючи на те, що вона досить громіздка, і це ускладнює її освоєння.

Ця класифікація дозволяє об'єднати всю різноманітність вугілля Європи, Америки, а можливо і всього світу. Вона може бути використана паралельно з вітчизняною класифікацією. Особливо зручно користуватися міжнародною класифікацією для зовнішньоторговельних розрахунків при постачанні вугілля. Для зручності характеристики вугілля з комерційної точки зору воно поділене на групи, що позначаються римськими цифрами. У комерційну групу I потрапляють антрацити, в групу II – пісне вугілля, група III охоплює слабо спікливе і слабо коксівне вугілля, в групу IV входять середньо спікливе, а в групу V – добре спікливе вугілля. До групи VI входить вугілля зі спікливістю від слабкої до середньої і такою ж коксівною здатністю. Це в основному довгополум'яне і вивірене газове вугілля. Група VII охоплює газове та довгополум'яне вугілля, яке або не спікається, або мають слабку спікливість і коксівність.

Беручи до уваги недосконалість цієї класифікації, у 1983 – 1989 роках ВК ЄЕК ООН була розроблена і затверджена нова кодифікація [22].

Класифікація США наведена у таблиці 15.

Приклади розв'язування типових задач

Приклад 1. Визначити клас, категорію, тип, підтип, технологічну марку і групу вугілля з кодовим номером 1113218.

Розв'язування. За кодовим номером 1113218 визначаємо для даного вугілля

– клас – 11 (показник відображення вітриніту $R_0 = 1,10 - 1,19$ % у відповідності з табл. 6),

– категорія 1 (вміст фюзенізованих компонентів $\Sigma OK = 10 - 19$ % у відповідності з табл.7),

– тип 32 (вихід летких речовин V^{daf} від 32 до 34% у відповідності з табл.11),

– підтип 18 (товщина пластичного шару $y = 18$ мм у відповідності з табл. 12).

– технологічна марка і група визначаються згідно таблиці (див. додаток) марка Ж (жирний), група 2Ж (другий жирний).

Приклад 2. Скласти кодовий номер для вугілля, що характеризується наступними показниками: показник відображення вітриніту $R_0 = 1,48$ %, вміст

фюзенізованих компонентів $\Sigma OK = 43 \%$, вихід летких речовин $V^{daf} = 18,3 \%$, товщина пластичного шару $y = 10$ мм.

Розв'язування. Це вугілля у відповідності з табл. 6, 7, 11, 12 відноситься до класу 14, категорії 4, типу 18, підтипу 10. Згідно додатку 1 дане вугілля відноситься до марки ОС (спінене спікливе), групи 10 С (перше спінене спікливе фюзенізоване); кодовий номер 1441810.

Приклад 3.

Розв'язування. Це вугілля у відповідності з табл. 6, 7, 11, 12 відноситься до класу 09, категорії 4, типу 28, підтипу 13.

В додатку 1 таке поєднання класу, категорії, типу і підтипу відсутнє. Тому для цього вугілля віднесення до марки, групи і підгрупи здійснюється у відповідності тільки за їх класом і підтипом. Таким чином, це вугілля відноситься до марки ГЖО (газове жирне спінене), групи 2ГЖО (друге газове жирне спінене), підгрупи 2ГЖОФ (друге газове жирне спінене фюзенізоване); кодовий номер 0942813.

Питання для самоперевірки

1. Генетичні та технологічні параметри вугілля.
2. Класифікація вугілля за марками.
3. Класифікація вугілля за розміром зерен.
4. На основі якого показника вугілля розподіляється за категоріями?
5. За яким показником визначаються типи і підтипи антрацитів?
6. Міжнародні класифікації вугілля.
7. За якими показниками визначаються типи і підтипи бурого та кам'яного вугілля?

Задачі для самостійного розв'язування

1. Визначити клас, категорію, тип, підтип, технологічну марку і групу вугілля з кодовим номером 0953227.
2. Визначити клас, категорію, тип, підтип, технологічну марку і групу вугілля з кодовим номером 2332027.
3. Визначити марку вугілля за кодовим номером 1132616.
4. Скласти кодовий номер для вугілля, що характеризується наступними показниками: показник відображення вітриніту $R_0 = 0,85 \%$, вміст фюзенізованих компонентів $\Sigma OK = 57 \%$, вихід летких речовин $V^{daf} = 31 \%$, товщина пластичного шару $y = 11$ мм.

3.ВОЛОГА

В розділі надано класифікацію вологи. Наведено визначення стехіометричної і нестехіометричної води, їх різновиди.

Надані визначення різновидів вологи твердого палива.

Розглянуто методи прямого і непрямого визначення вмісту вологи.

Наведено приклади розрахунку визначення вологи.

З опорою на матеріал розділу, довідкову та науково-технічну літературу студент повинен продемонструвати наступні результати навчання:

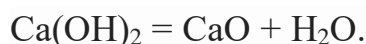
- ✓ розрізняти поняття стехіометричної і нестехіометричної води;
- ✓ вміти визначати вміст зовнішньої і гігроскопічної вологи, вологи аналітичної проби та загальної вологи в робочому паливі.

3.1. Класифікація вологи

В основу класифікації вологи покладена класифікація Гиллебранда, яка спочатку була розвинена для мінералів. Зараз вона застосовується і для інших твердих речовин [1, 23].

Стехіометрична вода. Вода, яка є невід'ємною частиною молекулярної або кристалічної структури твердої речовини, називається стехіометричною водою. Вона міститься в стехіометричних кількостях. Різновидом стехіометричної води є **кристалізаційна вода** в стійких твердих гідратах (наприклад, $\text{CaC}_2\text{O}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, $\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).

Друга форма стехіометричної води – **конституційна вода**. Ця вода виділяється при розкладанні речовини, зазвичай при нагріванні. Наприклад:



Нестехіометрична вода. Нестехіометрична вода не є необхідною для характеристики хімічного складу речовини і, таким чином, не міститься в будь-якого роду стехіометричних співвідношеннях. Вона утримується твердою речовиною силами тяжіння.

Адсорбована вода також є нестехіометричною, вона утримується на поверхні твердої речовини, що знаходиться у вологій атмосфері. Кількість адсорбованої води залежить від вологості, температури та питомої поверхні

твердої речовини. Більшою чи меншою мірою адсорбована вода міститься у всіх речовинах.

Другий тип нестехіометричної води – так звана **сорбована вода**, що зустрічається у багатьох аморфних речовинах, таких як крохмаль, білок, рослинне або тваринне вугілля, цеолітові мінерали і силікагель. На відміну від кількості адсорбованої води кількість сорбованої води може бути досить великою; вона може досягати 20% і більше від загальної маси речовини. Досить цікаво, що речовини, які містять навіть таку велику кількість води, можуть мати вигляд абсолютно сухих порошоків. Сорбована вода утримується щілинами або капілярами в аморфних речовинах. У великій мірі кількість сорбованої води залежить від температури і вологості навколишнього середовища.

Третій тип нестехіометричної води – **оклюдована вода**. Ця вода знаходиться в мікроскопічних порожнинах, нерівномірно розподілених по твердому кристалу. Такі порожнини часто зустрічаються в мінералах і гірських породах (а також і в осадах, з якими мають справу в гравіметрії).

Нестехіометрична вода може бути також розподілена по твердій речовині у вигляді **твердого розчину**. У цьому випадку молекули води рівномірно розподілені по всьому об'єму твердої речовини. Природне скло може містити, наприклад, до декількох відсотків вологи в такій формі.

Зразки часто містять воду, як пов'язану хімічно, так і оклюдовану або адсорбовану. Вміст води в різних зразках коливається в широких межах. Вода є невід'ємною частиною всього живого; в деяких рослинах на її частку припадає понад 90% маси. У той же час кількість води, адсорбованої на поверхні зразків металів, зазвичай становить всього декілька частин на мільйон. На жаль, вміст вологи в більшості зразків непостійний і залежить від вологості повітря. Кількість адсорбованої вологи залежить також від розмірів частинок і збільшується зі зменшенням їх розмірів. Щоб результати аналізу були відтворюваними, зразки зазвичай попередньо висушують і процентний склад зразка розраховують на абсолютно суху речовину

3.2. Волога вугілля

Волога вугілля суттєво впливає на його властивості. Так, при транспортуванні та використанні вугілля (спалюванні, термічній переробці та ін.) залежно від вмісту в ньому вологи повинні змінюватися умови його обробки. При спалюванні вологого вугілля потрібна зайва витрата палива на випаровування вологи, надмірно вологе вугілля втрачає сипучість.

При транспортуванні зростають непродуктивні витрати на перевезення

зайвого вантажу і виникає небезпека змерзання його в зимовий час і т.п.

З підвищенням вологості вугілля утруднюється їх розподіл за крупності (грохочення), що не тільки знижує продуктивність грохотів, але і погіршує чіткість розподілу вугілля на класи крупності. Це негативно впливає на якість збагачення окремих класів вугілля.

Зміна вмісту вологи у вугіллі викликає зміну його насипної маси, що має велике значення для вугільної шихти, яка спрямовується на коксування. Вологість шихти істотно змінює швидкість коксування і продуктивність коксових печей.

Суттєвий вплив вологи і на продуктивність багатозонних печей для напівкоксування. Така піч, переробляючи брикети вологістю 3 – 4%, видає більше 400 т напівкоксу на добу; при вологості вугілля 15% продуктивність знижується до 300 т / добу, а при вологості 25 – 30% падає до 200 т / добу.

Лише в окремих випадках, наприклад при зволоженні напередодні спалюванням вугілля, що містить багато дріб'язку, зменшується опір шару палива, що дозволяє збільшувати швидкість дуття і цим форсувати топку. При нагріванні зволоженого вугілля до високих температур можливе утворення водяного газу, що покращує роботу топки. За всіх обставин, якщо навіть і виникає доцільність введення вологи, то вона може бути здійснена на місці спалювання вугілля. Волога у вугіллі, яке відвантажується споживачам, у всіх випадках є баластом при перевезеннях і тому небажана.

Тому природно, що в стандартах, які встановлюють вимоги до якості вугілля за окремими видами споживання, передбачаються граничні норми допустимого вмісту вологи у вугіллі, при більшому ж вмісті вологи вугілля бракують.

Що стосується продукції вуглезбагачувальних фабрик, то на підставі даних аналізу лабораторної проби за вмістом робочої вологи робляться також знижки з маси відвантаженої партії вугілля за різницею між фактичним вмістом вологи і встановленої преїскурантом нормованої вологості. Наприклад, для донецького коксівного вугілля встановлена норма – 4,3% для кузнецького вугілля – 5,3%, для карагандинського – 6,7%.

Оскільки вміст вологи у вугіллі відносять до маси вологого матеріалу, то перерахунок маси гігроскопічних матеріалів при відхиленні їх вологості від нормованої повинен здійснюватися за такою формулою [24]:

$$m_n = m_\phi \frac{100 - W_\phi}{100 - W_n},$$

де m_n – маса вугілля з нормованим вмістом вологи (кг); m_ϕ – фактична маса

відвантаженого вугілля (кг); W_n – нормований вміст вологи у вугіллі, %; W_f – фактичний вміст вологи, %.

Для спрощення обчислень з перерахунку фактичної маси відвантаженої партії вугілля на масу з нормованою вологістю зручно користуватися таблицями, в яких надані коефіцієнти, на які слід помножити фактичну масу партії для отримання маси партії, приведеної до нормованої вологості.

Волога твердого палива поділяється на *гідратну, колоїдну, капілярну і поверхневу*. [25]

Гідратна, або кристалізаційна волога хімічно пов'язана з мінеральними домішками палива і утворює сполуки мінеральних речовин з водою (кристалогідрати), наприклад силікати ($Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$, $Fe_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$), сульфати ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$, $MgSO_4 \cdot 2H_2O$) та ін.

Вміст гідратної вологи в паливі зазвичай невеликий. Лише в багатозольних паливах міститься значна її кількість. З топлива вона виділяється при дегідратації в процесі нагрівання палива до температури 600 °С і вище.

Колоїдною є та частина вологи палива, яка у вигляді дрібних колоїдних частинок (від 10^{-9} до 10^{-7} м) адсорбується органічною масою палива і утворює з останньої складний колоїд. Її кількість залежить від виду та хімічного віку палива. З збільшенням ступеня вуглефікації вміст колоїдної вологи зменшується: у торфі і бурому вугіллі 10 – 15%, у молодому кам'яному вугіллі 3 – 6%, в старому вугіллі та антрациті 0,5 – 1%. Колоїдна волога з палива видаляється в процесі сушіння при температурі 102 – 105 °С. Колоїдна і гідратна волога пов'язана з органічною та мінеральною частиною палива. Тому її називають зв'язаною вологою.

Капілярна волога знаходиться в капілярах і порах частинок палива. Її вміст залежить від водоносності родовища і атмосферних умов в період транспортування і зберігання палива. З підвищенням ступеня вуглефікації палива вміст капілярної вологи зменшується.

До *поверхневої*, або до вологи, що механічно утримується, відносять ту частину води, яка осаджується на поверхні частинок палива. Вона потрапляє в паливо з ґрунтових вод або з атмосферними опадами. Кількість поверхневої вологи залежить від питомої поверхні частинок палива і властивостей цієї поверхні, в першу чергу її здатності до змочування. Кількість поверхневої вологи зазвичай не перевищує 3 – 5% маси палива. Капілярну і поверхневу вологу називають *вільною, або зовнішньою вологою*.

При тривалому перебуванні палива в кімнатних умовах з нього виділяється основна кількість зовнішньої (капілярної і поверхневої) вологи. Паливо з усталеною в природних умовах вологістю називають повітряно-сухим. Воно

містить гідратну і колоїдну вологу і деяку кількість зовнішньої вологи. Оскільки вміст останньої залежить від вологості атмосферного повітря, збільшуючись з її підвищенням, то вологість повітряно-сухого палива залежить від атмосферних умов і не буде постійною величиною для цього палива. Тому введено поняття гігроскопічної вологи.

За *гігроскопічну вологу* приймають вологу, вміст якої в основному залежить від абсорбційних властивостей вугілля, подрібненого до частинок розміром не більше 0,2 мм і доведеного до повітряно-сухого стану при температурі 20°C і відносній вологості повітря 60%. Для твердого палива гігроскопічна волога – це стала величина, що достатньо точно характеризує колоїдну і гідратну вологу палива.

При характеристиці вугілля за вологістю важливо дотримуватися умов найбільш точного визначення того чи іншого виду вологи.

Відповідно до умов підготовки проби і зберігання її до аналізу розрізняють не тільки вологу загальну і гігроскопічну, але і вологу робочу, аналітичну і т.п.

Прийнято вміст вологи у вугіллі позначати буквою W і виражати у відсотках. При цьому залежно від того, який вид вологи характеризується, позначають:

- вміст *загальної вологи в робочому паливі* W^r (визначеної з лабораторної проби вугілля, подрібненої до крупності 0 – 3 мм),
- вміст *гігроскопічної вологи* $W_{\text{мм}}$,
- вміст *вологи аналітичної проби* W^a (визначають у пробі вугілля, підготовленої для аналізу і подрібненої до крупності 0 – 0,2 мм),
- вміст *зовнішньої вологи в робочому паливі* позначають W_{ex}^t .

Існує багато методів визначення вологи у вугіллі: шляхом безпосереднього вимірювання маси або об'єму води, що виділяється при аналізі (прямі методи); за втратою маси при сушінні вугілля; за реакціями, в які вступає волога вугілля при тих чи інших взаємодіях (наприклад, визначення екзотермічного ефекту при обробці вугілля сульфатною кислотою).

Запропоновано також способи визначення вмісту вологи у вугіллі за допомогою вимірювання електропровідності постійного об'єму подрібненого вугілля (діелектричний метод), сушки вугілля в променях інфрачервоної або ртутно-кварцової ламп, струмами високої частоти та ін. Але при деяких перевагах, всі ці методи мають істотні недоліки (складність апаратури, необхідність підбору еталонних проб і т.п.), тому стандартним і найбільш поширеним є метод визначення вологи шляхом сушіння в повітряній сушильній шафі.

Існують методи прямого і непрямого визначення вмісту вологи. Метод прямого визначення полягає в уловлюванні води, що виділяється при нагріванні проби вугілля. Широко використовується метод непрямого визначення за втратою маси вугілля при його висушуванні. Метод прямого визначення більш точний, але він трудомісткий і при технічному аналізі вугілля, яке використовується на внутрішньому ринку, застосовується рідко.

3.2.1. Методи прямого визначення вмісту вологи

Для контролю якості вугілля застосовуються методи прямого визначення вмісту вологи вугілля – ваговий та об'ємний.

Вагове (гравіметричне) визначення вологи [1] проводиться за допомогою приладу, схема якого наведена на рис. 6.

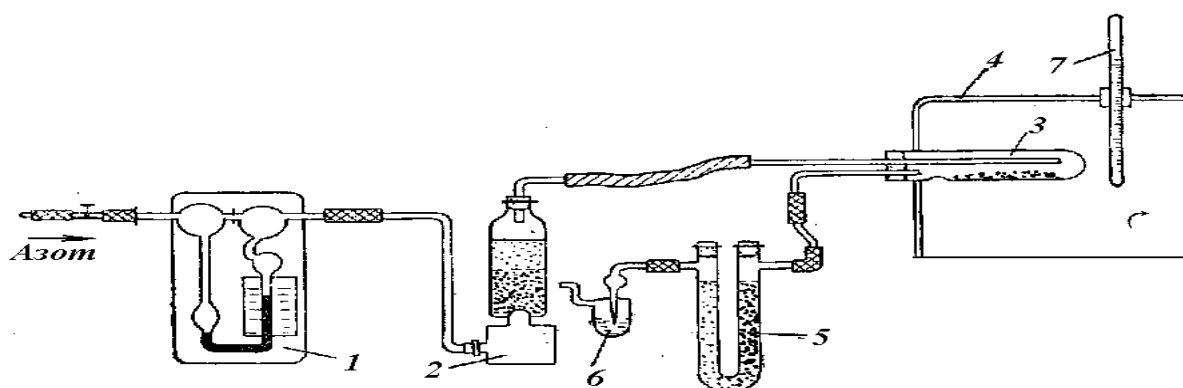


Рис. 6. Схема установки для визначення вмісту вологи ваговим методом:
1 – реометр; 2 – колонка для сушіння азоту; 3 – пробірка з вугіллям; 4 – піч для нагрівання пробірки з вугіллям; 5 – U-подібна трубка для поглинання вологи; 6 – запобіжна склянка; 7 – термометр.

При проведенні випробування наважку аналітичної проби вугілля масою близько 1 г, відібрану з точністю до 0,0002 г, засипають рівним шаром в трубку місткістю 50 мл, попередньо висушену в струмі сухого азоту при температурі 105-110 °С.

Трубку з наважкою з'єднують з одного боку з поглинальною трубкою, наповненою будь-яким осушувачем (рекомендується магнію перхлорат), а з іншого боку – з осушувальною системою для потоку азоту. Перевіряють герметичність системи і, пропускаючи азот зі швидкістю 100 мл/ хв, нагрівають наважку при температурі 105 – 110°С до припинення збільшення маси

поглинальної трубки. Потім припиняють подачу азоту, від'єднують поглинальну трубку, закривають кінці її та трубки з наважкою, охолоджують. Після зважування вдруге приєднують поглинальну трубку, забезпечують подачу азоту і продовжують нагрівання протягом 30 хв., після чого знову зважують поглинальну трубку. Цю процедуру повторюють до отримання постійної маси поглинальної трубки.

Вміст вологи в аналітичній пробі вугілля обчислюють за формулою:

$$W^a = \frac{(m_1 - m_2)}{m} \cdot 100,$$

де m_1 – збільшення маси трубки при нагріванні вугілля, г; m_2 – збільшення маси поглинальної трубки при контрольному визначенні, г (при контрольному визначенні всі умови випробування зберігаються без зміни, але наважку вугілля не беруть, збільшення маси поглинальної трубки в цьому випадку не повинно перевищувати 0,001 г); m – наважка вугілля, г

Об'ємне визначення вмісту вологи

визначається в приладі, наведеному на рис. 7.

(метод А) [26]

Попередньо проводять калібрування приладу з толуолом (або ксилолом) шляхом перегонки точно вимірних об'ємів води в кількостях, відповідних можливому вмісту вологи у вугіллі, що буде аналізуватися, і складають графік залежності між кількістю взятої для перегонки води і кількістю води, отриманої в приймачі при перегонці.

Проба повинна знаходитися в герметичному контейнері і бути масою не менше 300 г. Максимальний розмір частинок не повинен перевищувати 3 мм. Пробу перемішують не менше 1 хв в контейнері механічним способом.

При проведенні випробування наважку вугілля масою 100 г поміщують в перегінну колбу, доливають 200 мл толуолу або ксилолу таким чином, щоб частинки вугілля, що

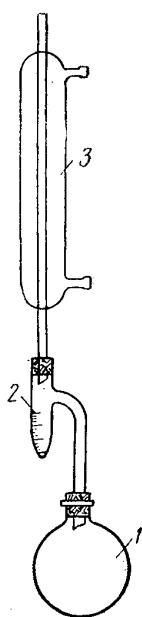


Рис. 7. Прилад для визначення вмісту вологи об'ємним методом: 1 – перегінна колба; 2 – приймач; 3 – холодильник.

знаходяться на внутрішній поверхні колби, були змиті.

Нагрівають колбу до кипіння і ведуть перегонку до припинення підвищення

рівня води в приймачі, після чого припиняють нагрівання і змивають толуолом (або ксилолом) краплі води, що залишилися на внутрішній поверхні холодильника і верхній частині приймача. Після цього нагрів колби відновлюють, так як деяка кількість води зі змивом могла потрапити в колбу.

За складеним графіком вносять поправку до об'єму води, отриманому в приймачі при випробуванні вугілля. Вміст вологи в пробі вугілля обчислюють за такою формулою:

$$W = \frac{V_0}{m} \cdot 100,$$

де V_0 – об'єм води в приймачі, виправлений за графіком, мл; m – наважка вугілля, г.

3.2.2. Методи непрямого визначення вмісту вологи

Методи непрямого визначення вмісту дають різну ступінь точності залежно від тривалості випробування проби вугілля [26].

Тривалість визначення вмісту вологи залежить в свою чергу від крупності частинок вугілля в пробі. Тому умови визначення вмісту вологи для лабораторної та аналітичної проб, що мають різну крупність, будуть неоднакові.

Визначення вмісту вологи проводять паралельно в двох наважках. Розбіжність між результатами паралельних визначень в одній лабораторії для вологи робочого палива або вологи лабораторної проби допускається до 0,4%, для вологи аналітичної проби до 0,3%; для дублікатів однієї лабораторної проби, розбіжність в результатах визначення робочої або лабораторної вологи в різних лабораторіях допускається до 0,5%.

Якщо розбіжності більше зазначених, то роблять третє визначення, і за остаточний результат приймають середнє арифметичне з двох близьких результатів визначень, або з усіх трьох, якщо результат третього визначення виявляється в межах допустимих розбіжностей з двома першими визначеннями.

Визначення зовнішньої вологи. Сутність методу полягає у висушуванні проби при кімнатної температурі в сушильній шафі з температурою не більш 40°C для бурого вугілля і не більш 50°C для кам'яного вугілля і горючих сланців та в обчисленні масової частки вологи за втратою маси.

Максимальний розмір зерна проби для визначення зовнішньої вологи не повинен перевищувати 20 мм. Маса проби в кілограмах повинна бути не менше 0,1 максимального розміру шматка в міліметрах, але не менше 0,5 кг.

При проведенні випробування пробу розрівнюють на зваженому деко

так, щоб на 1 дм² поверхні знаходилося не більш 100 г проби. Деко з пробою зважують з точністю до 0,05% маси наважки й ставлять для вільного сушіння в приміщенні з вентиляцією або в сушильну шафу.

Тривалість сушки у сушильній шафі не повинна перевищувати 8 годин. Для бурого вугілля і лігнітів з вмістом загальної вологи більш 35% час сушіння може бути збільшений. Після закінчення сушіння в сушильній шафі дека із пробами виймають і залишають для вільного сушіння при кімнатній температурі доти, поки різниця мас за останню годину між двома зважуваннями не буде перевищувати 0,3 % первинної маси наважки для бурого вугілля і 0,1% для кам'яного вугілля і горючих сланців. Протягом сушіння, а також після кожного окремого зважування пробу перемішують так, щоб не виникали втрати проби.

Визначення вологи повітряно-сухого палива. Сутність методу полягає у визначенні вологи повітряно-сухого палива по лабораторній пробі (крупністю не більш 3 мм і масою не менш 500 г) після визначення зовнішньої вологи сушінням при температурі від 105 до 110°C або методом дистиляції.

При проведенні випробування з лабораторної проби відбирають у бюкси наважки масою приблизно 10 г. Відкриті бюкси переносять у сушильну шафу, попередньо нагріту до температури від 105 до 110°C, і витримують при цій температурі не менше:

60 хв – вугілля кам'яне й горючі сланці;

90 хв – вугілля буре й лігніти;

120 хв – антрацит.

Виймають бюкси із сушильної шафи, накривають кришкою, охолоджують на металевій підставці 2-3 хвилини, потім в ексікаторі до кімнатної температури і зважують. Проводять контрольні сушки протягом 30 хвилин до тих пір, поки розбіжність між двома останніми зважуваннями буде не більше 0,1%. За результат приймають саму низьку масу.

Визначення вологи аналітичної проби. Сутність методу полягає у висушуванні наважки аналітичної проби вугілля (максимальний розмір зерен не більш 2 мм) в сушильній шафі при температурі від 105 до 110°C та обчисленні масової частки вологи за втратою маси.

При проведенні випробування з аналітичної проби палива у зважений бюкс відбирають близько 1 г палива. Бюкс з наважкою палива поміщають у сушильну шафу, попередньо нагріту до температури 105 – 110°C і при цій температурі сушать не менш:

30 хв – кам'яне вугілля, антрацит, горючі сланці;

60 хв – буре вугілля і лігніти.

Після закінчення сушки бюкси виймають із сушильної шафи, закривають кришками та охолоджують на металевому деку 2 – 3 хв, потім в ексікаторі до кімнатної температури, після чого зважують. Проводять контрольні сушки протягом 30 хв, поки різниця між двома зважуваннями буде не більше 0,001 г. За результат приймають саму низьку масу.

Масову частку зовнішньої вологи (W_{ex}) повітряно-сухого палива (W_{h}) та аналітичної проби (W^{a}) у відсотках обчислюють за наступною формулою:

$$W = \frac{m_1}{m} \cdot 100,$$

де m_1 – втрата маси при сушінні наважки, г; m – маса наважки проби палива, г.

Результати обчислюють з точністю до 0,1%.

3.2.3. Прискорені методи визначення вологи

Прискорені методи визначення вологи встановлюються згідно ГОСТ 11014–2001 [27]

Визначення зовнішньої вологи. Сутність методу полягає у висушуванні проби вугілля до повітряно-сухого стану при кімнатній температурі або в сушильній шафі при температурі не більш $(40 \pm 5)^\circ\text{C}$ для бурого вугілля і $(50 \pm 5)^\circ\text{C}$ для кам'яного вугілля, антрацитів і горючих сланців і обчисленні масової частки вологи за втратою маси.

Максимальний розмір зерна проби для визначення зовнішньої вологи не повинен перевищувати 20 мм. Маса проби в кілограмах повинна бути не менше 0,1 максимального розміру шматка в міліметрах, але не менше 0,5 кг.

Пробу розрівнюють на зваженому листі так, щоб на 1 дм² поверхні знаходилося не більш 100 г проби. Лист з пробкою зважують із точністю не більш 0,05% маси проби й ставлять для вільного сушіння в приміщення з вентиляцією або в сушильну шафу.

Тривалість сушки в сушильній шафі не повинна перевищувати 8 годин. Для бурого вугілля із масовою часткою загальної вологи більш 35% час сушіння може бути збільшений. Після закінчення сушки в сушильній шафі лист з пробкою виймають і залишають для вільного сушіння при кімнатній температурі, зважуючи його щогодини доти, поки результати двох останніх зважувань будуть відрізнятися не більше ніж на 0,3% вихідної маси проби для бурого вугілля і не більше ніж на 0,1% вихідної маси проби для кам'яного вугілля, антрацитів і горючих сланців. Протягом сушки, а також після кожного зважування пробу обережно перемішують, не допускаючи втрат.

Визначення вологи повітряно-сухого палива. Сутність методу полягає у

висушуванні навішення повітряно-сухого вугілля крупністю не більш 3 мм при температурі $(160 \pm 5)^\circ\text{C}$ та обчисленні масової частки вологи по втраті маси.

Із проби відбирають у бюкси наважки масою $(10 \pm 1,0)$ г, зважуючи на лабораторних вагах з погрішністю не більш 0,002 г. Відкриті бюкси поміщають у сушильну шафу, попередньо нагріту до температури $(160 \pm 5)^\circ\text{C}$, і при цій температурі сушать не менше:

30 хв – буре вугілля;

15 хв – кам'яне вугілля, горючі сланці й продукти їх мокрого збагачення;

20 хв – антрацит.

Після закінчення сушіння бюкси виймають із сушильної шафи, закривають кришками й охолоджують 5 хв на металевій підставці, потім в ексікаторі до кімнатної температури, після чого зважують. Контрольні просушування не проводять.

Визначення вологи аналітичної проби. Сутність методу полягає у висушуванні наважки аналітичної проби палива з максимальним розміром зерен 0,2 мм у сушильній шафі при температурі $(160 \pm 5)^\circ\text{C}$ и обчисленні масової частки вологи за втратою маси.

З аналітичної проби палива у зважені бюкси відбирають наважки палива масою $(1 \pm 0,1)$ г з точністю не більш 0,0002 г. Відкриті бюкси з наважками поміщають у сушильну шафу, попередньо нагріту до температури $(160 \pm 5)^\circ\text{C}$, і при цій температурі сушать не менше:

5 хв – кам'яне вугілля, антрацит і горючі сланці;

10 – буре вугілля.

Після закінчення сушіння бюкси виймають із сушильної шафи, закривають кришками й охолоджують 5 хв на металевій підставці, потім в ексікаторі до кімнатної температури, після чого зважують на аналітичних вагах. Контрольні просушування не проводять.

Масову частку зовнішньої вологи W_{ex} , вологи повітряно-сухого палива W_{h} і вологи аналітичної проби W^a , %, обчислюють за формулою:

$$W = \frac{m_1}{m} \cdot 100,$$

де W – волога (зовнішня, аналітичної проби або повітряно-сухого палива), %; m_1 – втрата маси при сушінні наважки палива, г; m – маса наважки проби палива, г.

Визначення загальної вологи. Загальну вологу визначають двоступінчастим або одноступінчастим методом залежно від ступеня

зволоженості палива й можливості його здрібнювання без попереднього підсушування.

Загальну вологу W_t , одноступінчатим методом визначають як вологу повітряно-сухого палива без попереднього підсушування проби. Її масову частку обчислюють за формулою:

$$W_t = \frac{m_1}{m} \cdot 100,$$

Загальну вологу двоступінчастим методом визначають, як суму зовнішньої вологи (W_{ex}) і вологи повітряно-сухого палива (W_h) обчислюється за формулою:

$$W_t = W_{ex} + W_h \frac{100 - W_{ex}}{100}, \%$$

де W_{ex} – зовнішня волога палива, %; W_h – волога повітряно-сухого палива, %.

Результати обчислюють з точністю до 0,1%.

Приклади розв'язування типових задач

Приклад 1. Визначити загальну вологу W_t , зразка кам'яного вугілля, якщо наважка його масою 1,3124 г після висушування (до постійної маси) дорівнює 1,2520 г.

Розв'язування. Загальну вологу зразка вугілля обчислюємо за формулою:

$$W_t = \frac{m_1}{m} \cdot 100,$$

де W_t – загальна волога, %; m – наважка вихідного вугілля, яка дорівнює 1,3124 г; m_1 – втрата маси при сушінні наважки вугілля, г, що визначається за різницею мас вихідної наважки і наважки після висушування:

$$m_1 = 1,3124 - 1,2520 = 0,0604 \text{ г.}$$

Отримані дані підставляємо в формулу для визначення вологості:

$$W_t = \frac{0,0604}{1,3124} \cdot 100 = 4,6 \%$$

Приклад 2. При аналізі зразка кам'яного вугілля отримані наступні дані:

маса порожнього тигля 6,4390 г; маса тигля з наважкою 7,6220 г; маса тигля з наважкою після видалення вологи 7,4856 г. Чому дорівнює вологість зразка?

Розв'язування. Визначаємо масу наважки вихідного вугілля (m) як різницю мас тиглю з наважкою і порожнього тигля:

$$m = 7,6220 - 6,4390 = 1,1830 \text{ г.}$$

Визначаємо втрату маси при сушінні наважки вугілля (m_1):

$$m_1 = 7,6220 - 7,4856 = 0,1364 \text{ г.}$$

Вологість зразка визначаємо таким чином

$$W = \frac{m_1}{m} \cdot 100 = \frac{0,1364}{1,1830} \cdot 100 = 11,5 \text{ \%}.$$

Приклад 3. Проба кам'яного вугілля містить 7,86% загальної вологи і 2,70% гігроскопічної. Який вміст зовнішньої вологи у цій пробі?

Розв'язування. Гігроскопічна волога – це волога вугілля, що визначається в лабораторній пробі при температурі 20°C і відносній вологості повітря 65%. Практично близькою до цієї величини є волога повітряно-сухого палива (W_h), тому для визначення зовнішньої вологи (W_{ex}) користуються формулою для обчислення загальної вологи (W_t):

$$W_t = W_{ex} + W_h \frac{100 - W_{ex}}{100}, \%$$

звідкіля:

$$W_{ex} = \frac{100(W_t - W_h)}{100 - W_h} = \frac{100(7,86 - 2,70)}{100 - 2,70} = 5,3\%.$$

Питання для самоперевірки

1. Надати визначення понять «стехіометрична вода», «конституційна вода», «нестехіометрична вода», «адсорбована вода», «сорбована вода», «оклюдована вода».
2. Які види вологи розрізняють у вугіллі?
3. Методи прямого і непрямого визначення вмісту вологи.

4. При якій температурі визначають вологу аналітичної проби вугілля прискореним методом?
5. Параметри визначення зовнішньої вологи вугілля.
6. При якій температурі визначають вологу повітряно-сухого палива?
7. Визначення загальної вологи одноступінчастим та двохступінчастим методами.

Задачі для самостійного розв'язування

1. Скільки відсотків вологи містив зразок кам'яного вугілля, якщо наважка його масою 2,6248 г після висушування до постійної маси дорівнює 2,5420 г?
2. Проба кам'яного вугілля містить 2,7% гігроскопічної вологи і 5,30% зовнішньої вологи. Який загальний вміст вологи в пробі? (Вміст гігроскопічної вологи розрахований на повітряно-сухе вугілля.)
3. Проба кам'яного вугілля містить 8,31% загальної вологи і 2,47% гігроскопічної. Який вміст зовнішньої вологи у цій пробі?
4. При аналізі зразка кам'яного вугілля отримані наступні дані: маса тигля – 5,3280 г; маса тигля з наважкою – 6,5110 г; маса тигля з наважкою після видалення вологи – 6,3745 г. Яка вологість зразка?
5. Скільки відсотків води міститься в зразку масою 2,0906 г, якщо після просушування в тиглі його маса дорівнює 1,9845 г?
6. Проба кам'яного вугілля містить 6,37% загальної вологи і 5,71% зовнішньої. Який вміст вологи повітряно-сухого палива у цій пробі?

4. ЗОЛЬНІСТЬ

В розділі надано характеристику мінеральної складової вугілля. Наведено поняття зольності вугілля, її різновиди.

Розглянуто методи визначення зольності вугілля.

Наведено приклади розрахунку визначення зольності.

З опорою на матеріал розділу, довідкову та науково-технічну літературу студент повинен продемонструвати наступні результати навчання:

- ✓ *вміти розрізняти зовнішні та внутрішні домішки вугілля;*
- ✓ *розуміти відмінності між прямими і непрямими методами визначення зольності вугілля;*
- ✓ *знати сутність визначення зольності вугілля методом повільного обзолення та методу прискореного обзолення з природною вентиляцією;*
- ✓ *розраховувати зольність вугілля за вихідними даними.*

4.1. Мінеральні домішки вугілля та їх склад

Поряд з органічною частиною вугілля в ньому присутні мінеральні домішки, що мають істотне значення в загальній оцінці якості вугілля.

Мінеральна (зольна) частина вугілля являє собою суму неорганічних включень і є в основному механічною домішкою гірських порід з покрівлі, ґрунту або прошарків вугільного пласта, і називається **«зовнішніми» домішками**. А частину мінеральних домішок, що утворилася переважно з мінеральної частини рослинних матеріалів, які були материнською речовиною вугілля, називають **«внутрішніми» домішками**.

Генетичні відмінності видів мінеральних домішок обумовлює їх різну поведінку при процесах збагачення. Так, «зовнішні» мінеральні домішки порівняно легко видаляються при збагаченні, тоді як видалити «внутрішні» домішки дуже важко.

При прожарюванні вугілля мінеральні домішки частково розкладаються і окиснюються. Залишок від спалювання і прожарювання називається **золою вугілля**.

Між мінеральними домішками вугілля і золою існують якісні та кількісні відмінності. Умовно про мінеральні домішки вугілля судять за його зольністю. Найважливіші мінеральні домішки у вугіллі і форми їх сполук представлені в табл.16.

Мінеральні домішки знижують якість вугілля, зменшуючи теплоту згоряння вугільної маси, викликаючи зайві витрати на перевезення і т. п.

Таблиця 16

Основні мінеральні домішки у вугіллі

Елемент	Форми з'єднання
Алюміній	Глинозем і алюмосилікати
Ферум	Сульфіди (пірит, марказит, колчедан), оксиди, карбонати, силікати, сульфати
Дорогоцінні метали	Вкраплення в елементарному вигляді
Кальцій	Карбонати, сульфати, силікати
Силіцій	Силікати, кремнезем
Магній	Карбонати, силікати
Натрій і калій	Силікати, хлориди
Розсіяні і рідкісні елементи	Різноманітні, маловивчені сполуки
Інші елементи	Оксиди, сульфіди, сульфати та ін.

Зменшення зольної частини є однією з основних задач процесу збагачення вугілля, так як зольність вугілля, що застосовується для коксування, повинна бути не більше 7% . Однак мінеральні домішки вугілля не слід розглядати тільки як простий баласт. Багатоскладові частини мінеральних включень можуть каталітично впливати при використанні вугілля в деяких технологічних процесах і можуть мати самостійне значення і цінність після виділення їх з викапного вугілля.

Природа мінеральних речовин та їх розподіл у вугільній речовині різні: можна спостерігати тонкі поверхневі відкладення, серед яких часто переважає каолінит ($Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$), гіпс ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$), кальцит ($CaCO_3$), включення глини, пісковиків та інших домішок, що потрапили в вугільну речовину в період її формування; мінеральні речовини вихідних рослинних залишків, які найбільш тісно пов'язані з нею у вигляді органічних сполук. [9]

Мінеральні речовини, що увійшли до вугільної речовини з вихідних рослинних залишків, становлять лише незначну частину від загальної їх кількості. Більша частина мінеральних домішок потрапляє в вугілля в період відкладення вугільного речовини, і тому вони схожі з гірськими породами, в яких залягають вугільні пласти.

4.2. Зольність вугілля

Основна маса вугільної речовини складається з вуглецю, водню, кисню, азоту і сірки. До вугільного речовини завжди домішані в тій чи іншій кількості

різні мінерали, що становлять негорючу частину. До негорючої частини відноситься також волога, що міститься у вугіллі.

У органічної частини вугільного речовини горючими є тільки вуглець, водень і сірка, від вмісту яких залежить основна характеристика вугілля як палива – його теплота згорання. Інші складові для вугілля, як палива, є баластом. При нагріванні вугілля без доступу повітря відбувається розкладання органічних речовин і деяких мінеральних домішок. При цьому виділяються леткі продукти і утворюється твердий порошкоподібний або спечений залишок.

Зольна частина, хімічно пов'язана з вугільною речовиною, називається **конституційною** (вміст її зазвичай менше 1% і рідко доходить до 2%).

З наносів дрібного пилу, що складається в основному з піску і глини, які потрапляли в період вуглеутворення, утворюється **наносна** зольність. Ця зольність пов'язана з вугільною речовиною механічно, але так тісно, що видаляється з дуже великими труднощами. Вона об'єднується з конституційною зольною частиною під загальним терміном «**внутрішня зола**» (внутрішня зольна частина).

Розрізняють також зольну частину, що входить у вугільні пласти у вигляді прошарків породи, які утворилися при осадженні піску і глини в процесі вуглеутворення під час перерв у відкладенні материнських рослинних речовин; зустрічаються також великі включення різних порід, що утворилися в результаті заповнення тріщин у вугільних пластах. Порода, яка потрапляє в вугілля під час його видобутку разом з прошарками і включеннями, називається «**зовнішньої золою**».

Ця прийнята назва неточна, так як хімічний склад породи відрізняється від хімічного складу золи, отриманої після прожарювання вугілля (табл.17).

Зола вугілля в переважній більшості (на 96%) складається з оксидів кремнію (SiO_2), алюмінію (Al_2O_3), феруму (Fe_2O_3), кальцію (CaO) і магнію (MgO). Лише в невеликій кількості в ній містяться сполуки натрію і калію. У золі деякого вугілля знаходять в невеликій кількості дорогоцінні метали (золото, срібло, платину), а також рідкісні і розсіяні елементи (Ge, Ga, Sc та ін.).

Мінерали, найбільш часто зустрічаються в мінеральних домішках вугілля: каолінові мінерали – $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$; кварц – SiO_2 ; пірит – FeS_2 ; гіпс – $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$; прохлорит – $2\text{FeO} \cdot 2\text{MgO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$; кальцит – CaCO_3 ; мусковіт – $\text{KNaO} \cdot 2\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$; сидерит – FeCO_3 ; магнетит – Fe_3O_4 ; лимоніт – $2\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$.

Мінеральні речовини знижують відносний вміст у вугіллі горючої частини, тобто вони є баластом вугілля.

Підвищена зольність вугілля збільшує транспортні витрати, ускладнює умови його спалювання і погіршує якість твердих продуктів хімічної переробки

вугілля – напівкоксу і коксу, в які майже цілком переходять мінеральні домішки.

Таблиця 17

Зразкова зміна складу мінеральної (зольної) частини вугілля при прожарюванні

Мінеральна частина вугілля	Зола, отримана після прожарювання	
Сидерит FeCO_3	Оксид феруму Fe_2O_3	Втрата маси за рахунок видалення CO_2
Кальцит CaCO_3	Палене вапно CaO	
Гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$		Втрати маси за рахунок видалення води і SO_3 .
Пирит FeS_2	Оксид феруму Fe_2O_3	
Кварц SiO_2	Кварц SiO_2	
Каолінові мінерали $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	Каолінові мінерали $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2$	Втрата маси за рахунок видаленої вологи (~8%)
Прохлорит $2\text{FeO} \cdot 2\text{MgO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	Прохлорит (безводний) $2\text{FeO} \cdot 2\text{MgO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2$	
Інші мінерали	Втрата маси за рахунок видаленої кристалізаційної води	

З підвищенням зольності вугілля витрати його при спалюванні збільшуються, оскільки зростають втрати вугілля з золою і внаслідок шлакування колосникової решітки, особливо при легкоплавкій золі, зменшується к.к.д. топки.

Підвищена зольність коксу погіршує техніко-економічні показники доменної плавки. Суттєве значення має також температура плавлення золи вугілля, що зберігає цю властивість і в отриманому з вугілля коксі або напівкокси. Зола з температурою плавлення нижче $1200\text{ }^\circ\text{C}$ вважається легкоплавкою; з температурою плавлення $1200 - 1350\text{ }^\circ\text{C}$ – плавкою; з температурою плавлення $1350 - 1500\text{ }^\circ\text{C}$ – тугоплавкою.

Тугоплавкість золи особливо важлива при використанні палива в газогенераторах, які працюють з режимом утворення твердих шлаків – температура плавлення золи коксу повинна бути не нижче $1350\text{ }^\circ\text{C}$.

Для визначення температури плавлення золи вугілля, з неї виготовляють конус, який поступово нагрівають в напіввідновлювальному газовому середовищі, відзначаючи температуру, при якій змінюється форма конуса, а саме: 1) нахил або округлення верхівки; 2) сплавка конуса в кулю або згинання до основи, на якій він встановлений; 3) повне розплавлення.

Для визначення зольності вугілля запропоновано ряд методів, серед яких

розрізняють прямі і непрямі.

Прямі методи засновані на прожарюванні наважки вугілля у порцеляновому човнику або невеликому деку в муфельній печі. При цьому слід мати на увазі, що результати визначення можуть змінюватися залежно від кінцевої температури в печі, швидкості нагріву та розташування проб, атмосфери, яка може бути створена в печі, і т. п.

В залежності від зміни зазначених факторів змінюються і кінцеві дані зольності вугілля. Велике значення для умов визначення має необхідна точність. Розрізняють більш тривалі (більш точні) і прискорені (менш точні) методи визначення зольності вугілля.

Прикладами непрямих методів є визначення зольності вугілля за допомогою розшарування подрібненого вугілля у важких рідинах (наприклад, чотирихлористому вуглеці), за допомогою проникання рентгенівських променів, випромінювань радіоактивних ізотопів і т. п. Застосування непрямих методів пов'язане з використанням дорогої апаратури і вимагає дуже кваліфікованого обслуговування, а деякі з них є недостатньо точними. Тому в якості стандартних прийняті найбільш поширені в практиці вуглехімічних лабораторій методи прожарювання вугілля.

Зольність вугілля прийнято позначати буквою A . Розрізняють зольність аналітичної проби A^a , на суху масу A^c , робочого палива A^r і т. п.

4.3. Визначення зольності вугілля

Методи визначення зольності вугілля ґрунтуються на прожарюванні (обзолненні) наважки вугілля і зважуванні зольного залишку.

Зольний залишок відрізняється за кількістю та якістю від мінеральних домішок, що містяться у вугіллі, тому що вони при прожарюванні змінюють свій первісний склад і властивості. З алюмосилікатів видаляється гідратна волога, завдяки чому їх маса зменшується приблизно на 8%; з карбонатів виділяється карбон (IV) оксид і маса їх зменшується на 44%; суміш сульфідів заліза окиснюється з утворенням оксидів заліза і сульфур (IV) оксиду, який може вивітритися або вступити у взаємодію з оксидами кальцію і магнію, які утворюються при прожарюванні мінеральної частини вугілля; випаровуються деякі хлориди і т. п.

Вміст мінеральних домішок у вугіллі може бути встановлено за хімічним складом зольного залишку або шляхом безпосереднього їх визначення у вугіллі.

Розрізняють основні методи визначення зольності вугілля – шляхом повільного обзолнення наважки і прискорені методи визначення – шляхом швидкого обзолнення наважки. Прискорені методи дають менш точні результати.

Визначення зольності проводиться шляхом повільного або прискореного обзолнення вугілля [28].

Метод повільного обзолення . Наважки вугілля по 1–2 г поміщають в тиглі або човники і обзолюють в муфельній печі з електричним або газовим обігрівом.

При повільному обзоленні бурого вугілля, лігнітів і горючих сланців тиглі або човники з наважками ставлять у муфельну піч при кімнатній температурі, після чого доводять температуру в муфелі до 250 °С протягом 30 хв. В наступні 30 хв підвищують температуру до 500 °С, після чого протягом 60 хв – до (815 ± 15) °С і витримують при цій температурі 60 хв.

При повільному обзоленні кам'яного вугілля і антрацитів тиглі або човники з наважками ставлять у муфельну піч при кімнатній температурі. Протягом 30 хв. підвищують температуру до 500 °С, . в наступні 30–60 хв – до (815 ± 15) °С і витримують при цій температурі 60 хв.

При повільному обзоленні коксу і термоантрацитів тиглі або човники з наважками ставлять на азбестову пластину і поступово протягом 10 хв просувають їх у муфельну піч, розігріту до (815 ± 15) °С і витримують при цій температурі 75 хв.

Закінчивши прожарювання, тиглі або човники виймають з муфеля, охолоджують 10 хв. на металевій плиті, а потім в ексикаторі без осушувача, і зважують.

Для контролю зольні залишки прожарюють в тих же тиглях або човниках 15 хв. і зважують. Якщо результати двох послідовних зважувань дадуть різницю у масі менше 1 мг – випробування закінчують.

Метод прискореного обзолення з природною вентиляцією. Цей метод передбачає наявність муфельної печі з витяжною трубою з зовнішнім діаметром 20-22 мм і товщиною 1,5-2 мм. Для кам'яного і бурого вугілля, вигнітів та антрацитів муфельну піч нагрівають до 815 ± 15 °С, для горючих сланців до 865 ± 15 °С. Відкривши дверцята печі, встановлюють в ній в зоні зниженої температури керамічну або азбестову пластинку , на яку поміщують човники з наважками вугілля масою 1 – 2 г. У такому положенні їх витримують близько 3 хв при обзоленні вугілля і 5 хв при обзоленні сланців.. Потім човники починають поступово просувати в зону постійної температури зі швидкістю близько 2 см в хвилину і закінчують піч.

Тривалість обзолення (після досягнення в муфельній печі температури обзолення) повинна бути:

25 –35 хв – для кам'яного вугілля і антрацитів;

20 –25 хв –для бурого вугілля і горючих сланців.

Після того, як прожарювання закінчено, човники з зольним залишком охолоджують на повітрі до кімнатної температури і зважують з точністю до 0,0002 г.

Контрольні прожарювання ведуть до тих пір, поки різниця у масі при двох послідовних зважуваннях буде не більше 1 мг

Тривалість кожного прожарювання 15 хв.

Метод прискореного обзолення з подаванням в муфельну піч кисню.

Цей метод передбачає наявність муфельної печі з примусовою подачею кисню.

Обзолення проводять за схемою, показаною на рис. 8.

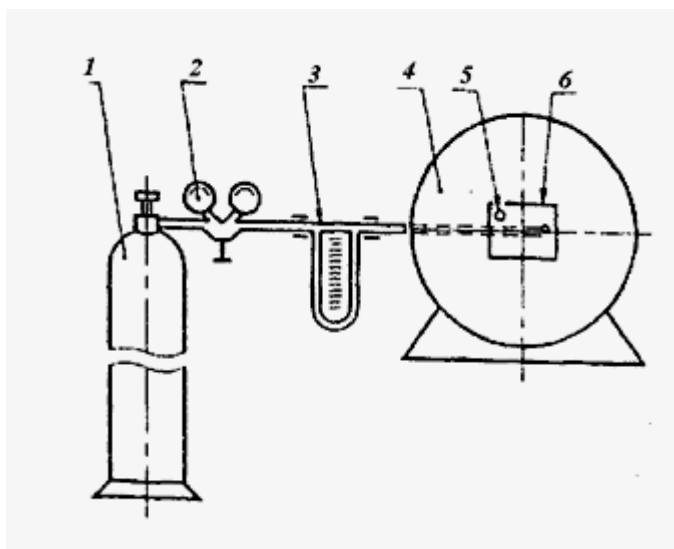


Рис.8. Схема установки для прискореного обзолення з подачею в муфельну піч кисню: 1 – балон з киснем; 2 – манометр; 3 – реометр; 4 – муфельна піч; 5 – отвір для термопар; 6 – отвір для трубки.

Нагрівають муфельну піч до 865 ± 15 °С. . Відкривши дверцята печі, встановлюють в ній в зоні зниженої температури керамічну або азбестову пластинку , на яку поміщують човники з наважками вугілля масою 1 – 2 г. У такому положенні їх витримують близько 3 хв при обзоленні бурого , кам'яного вугілля та антрацитів і 5 хв при обзоленні сланців. Потім човники починають поступово просувати в зону постійної температури зі швидкістю близько 2 см в хвилину, зачиняють піч і подають кисень з швидкістю 3 дм³/хв. Тривалість обзолення (після досягнення в муфельній печі температури обзолення) повинна бути: 10 – 15 хв – для бурого вугілля;

20 – 25 хв – для кам'яного вугілля та антрациту;

15 – 20 хв – для горючих сланців.

По закінченні обзолення подачу кисню припиняють, пластину з пробами виймають із муфельної печі, охолоджують на повітрі до кімнатної температури і човники з зольним залишком зважують.

Зольність аналітичної проби вугілля для всіх вище наданих методів обчислюють за формулою

$$A = \frac{m_3 - m_1}{m_2 - m_1} \cdot 100,$$

де m_1 – маса човника, г; m_2 – маса човника з пробною, г ; m_3 – маса човника з золюю, г

Зольність абсолютно сухого вугілля

$$A^d = A^a \cdot \frac{100}{100 - W^a}, \%$$

Зольність робочого палива

$$A^r = A^a \frac{100 - W^r}{100 - W^a}, \%$$

Кінцеві результати округляють до десятих долей відсотків. Розбіжність в результатах визначення зольності надано в табл. 18

Таблиця 18

Розбіжність в результатах визначення зольності

Для вугілля з зольністю:	A^a , %	A^c , %
до 12%	0,2	0,3
от 12 до 25%	0,3	0,5
вище 25%	0,5	0,7

Якщо розбіжність в результатах двох паралельних визначень за двома наважками однієї аналітичної проби більше допустимого, то виробляють третє визначення і беруть середнє арифметичне з двох найбільш близьких один одному (в допустимих межах) результатів визначень. Якщо третє визначення за результатом лежить в допустимих межах по відношенню до обох попереднім, то за результат приймають середнє з усіх трьох визначень.

Визначення вмісту мінеральних домішок у вугіллі (запропоновано Міжнародною організацією зі стандартизації) Сутність методу полягає в частковому вилученні мінеральних домішок шляхом обробки наважки вугілля хлоридною та фторидною кислотами в умовах, при яких речовина вугілля не змінюється [29]. Обчислюють втрату маси вугілля в результаті обробки кислотами, а потім вугілля обзолують і в зольному залишку визначають вміст заліза. За вмістом заліза в золі обчислюють вміст колчедану (піриту) у вугіллі. Визначають також кількість хлоридної кислоти, поглиненої вугіллям.

Приклади розв'язування типових задач

Приклад 1. Визначити зольність вугілля за наступними показниками: зольність аналітичної проби (A^a), зольність на суху масу, зольність робочого палива, якщо вологість аналітичної проби (W^a) дорівнює 4,35%, а вміст води робочого палива (W^r) складає 14,57%.

Розв'язування. Визначення зольності вугілля обчислюється за двома паралельними пробами.

Перше визначення: маса тигля з вугіллям – 20,0836 г, маса порожнього

тигля – 19,0008 г, маса тигля з зольним залишком – 19,1212 г

Зольність вугілля за першим визначанням обчислюється таким чином:

$$A^a = \frac{m_3 - m_1}{m_2 - m_1} \cdot 100 = \frac{19,1212 - 19,0008}{20,0836 - 19,0008} = 11,12\%$$

Друге визначення: маса тигля з вугіллям – 20,1854 г, маса порожнього тигля – 18,9677 г, маса тигля з зольним залишком – 19,1053 г

Зольність вугілля за другим визначанням обчислюється аналогічно першому і дорівнює 11,30%

Розбіжність між результатами двох визначень дорівнює

$$11,30 - 11,12 = 0,18\%,$$

що знаходиться в межах припустимих значень.

Таким чином, середнє значення зольності аналітичної проби вугілля буде:

$$A^a = \frac{11,12 + 11,30}{2} = 11,21 \%$$

Для перерахунку зольности вугілля на суху масу приймаємо вологість аналітичної проби $W^a = 4,35\%$ і обчислюємо результат:

$$A^d = A^a \cdot \frac{100}{100 - W^a} = 11,21 \cdot \frac{100}{100 - 4,35} = \frac{11,21 \cdot 100}{95,65} = 11,59 \%$$

Округляємо результат до 11,6%.

Зольність робочого палива при вмісті води $W^r = 14,57\%$ обчислюємо так:

$$A^r = A^a \frac{100 - W^r}{100 - W^a} = 11,21 \cdot \frac{85,43}{95,65} = 10,01 \%$$

Округляємо результат до 10,0%.

Приклад 2.

При аналізі двох проб кам'яного вугілля вміст води в одній з них складав 1,56%, а золи – 24,02%, в іншій: води – 0,58%, золи – 24,26%. Як можна порівняти ці проби?

Розв'язування. Для цього необхідно перерахувати в обох пробах вміст золи на суху речовину за формулою:

$$A^d = A^a \cdot \frac{100}{100 - W^a}, \%$$

Для першої проби:

$$A^d = 24,02 \cdot \frac{100}{100 - 1,56} = 24,40 \%$$

Для другої проби:

$$A^d = 24,26 \cdot \frac{100}{100 - 0,58} = 24,40 \%$$

Отже, за вмістом золи обидві проби однакові (вони розрізняються лише за вмістом вологи).

Питання для самоперевірки

1. Зовнішні та внутрішні домішки вугілля.
2. З чого складається внутрішня та зовнішня зола?
3. Які відмінності між прямими і непрямими методами визначення зольності вугілля?
4. Які параметри вугілля мають наступні позначки: A^a , A^d , A^g ?
5. При яких умовах визначають зольність вугілля методом повільного обзолення?
6. Сутність методу прискореного обзолення з природною вентиляцією.
7. За якою формулою можна розрахувати зольність робочого палива?

Задачі для самостійного розв'язування

1. Проба кам'яного вугілля містить 8,98% золи і 7,12 % вологи. Яка зольність зразка в абсолютно сухій пробі?
2. У кам'яному вугіллі знайдено 6,32% золи і 2,88% вологи. Перерахувати процентний вміст золи на вугілля, якщо вологість збільшиться до 4,38%.
3. Якою повинна бути наважка кам'яного вугілля для визначення в ньому зольних речовин, якщо зольність вугілля приблизно дорівнює 10%?
4. Наважка зразка кам'яного вугілля масою 1,9985 г після видалення вологи і «летючих» зменшила масу до 1,2465 г. Зольність отриманого коксу дорівнює 11,32%. Яка зольність вихідного зразка?
5. Скільки відсотків золи міститься в зразку масою 2,0906 г, якщо після його згоряння в закритому тиглі маса його дорівнює 0,1845 г?
6. Розрахувати зольність аналітичної проби вугілля, якщо: маса тигля з вугіллям 20,0836 г, маса порожнього тигля 10,0008 г, маса тигля з зольним залишком 12,1212 г.
7. При спалюванні 4,0 г вугілля залишилося 0,20 г золи. Обчислити масову частку золи у вугіллі (зольність палива).

5. ЛЕТКІ РЕЧОВИНИ

У розділі дається визначення понять «леткі речовини» та «коковий нелеткий залишок».

Розглянуто гравіметричний та титриметричний методи виявлення летких речовин у паливі

Наведено приклади розрахунку вмісту летких речовин у вугіллі.

Засвоївши матеріал розділу та опанувавши довідкову й науково-технічну літературу студент має показати такі результати навчання:

- ✓ *розуміти поняття «леткі речовини», «корольок»;*
- ✓ *вміти характеризувати продукти, які виділяються внаслідок поступового нагрівання вугілля;*
- ✓ *визначати сутність гравіметричного та титриметричного методів виявлення летких речовин;*
- ✓ *вміти розраховувати вміст летких речовин у паливі, керуючись вихідними даними.*

5.1. Основні поняття

Леткі речовини, що утворюються внаслідок нагрівання вугілля без доступу повітря, являють собою газоподібні й пароподібні продукти розкладання вугілля і частково мінеральних домішок [23,25].

Вміст летких речовин і нелеткого органічного залишку у вугіллі є одним з основних параметрів для його технологічної класифікації.

При нагріванні вугілля до температури 100 °С відбувається виділення зовнішньої та гігроскопічної вологи й оклюдованих газів. При подальшому підвищенні температури молекулярне вугілля починає розкладатися, виділяючи гумінові кислоти і карбон (IV) оксид. За температури близько 300 °С виділяється кристалізаційна вода із мінеральних домішок. Подальше нагрівання до 350 – 500 °С зумовлює виділення з усього вугілля первинної смоли і газів (H₂, CO, CH₄, CO₂ та ін), до 700 – 800 °С – смоли (кокового дьогтю) і газу, а при 800 °С – розкладаються карбонати з виділенням карбон (IV) оксиду.

Обчисливши різницю між загальною втратою маси при нагріванні вугілля до температури 850 °С і вмістом вологи у вугіллі, визначають вихід виділених ним летких речовин. Значення цього показника залежить від виду вугілля, воно коливається в широких межах і може перевищувати 50 % від маси.

Вихід летких речовин позначають буквою V . Залежно від того, яку частину вугілля досліджують і яким типом проби користуються, розрізняють такі параметри: V_c – вихід летких речовин за горючої маси, V_c^a – вихід летких речовин за аналітичної проби, V_c^r – вихід летких речовин з робочого палива.

Вихід летких речовин визначають за виділенням газоподібних і пароподібних продуктів розкладання вугілля та мінеральних домішок при нагріванні наважки вугілля в закритому тиглі.

Леткими речовинами вважаються тільки продукти розкладання; до них не відносять вологу у вугіллі (W).

Можуть спостерігатись зміни в характері виділення летких речовин та в їх складі, що залежить від середовища процесу – відновлювального або окисного.

Чим вища температура і чим триваліше нагрівання проби, тим більше виділяється летких речовин, тому для досягнення порівнянних результатів застосовують методи визначення цього показника, у яких фактори часу й температури дуже суттєві, до того ж потребують особливої ретельності й точності у проведенні випробувань.

Недоцільно визначати вихід летких речовин у багатозольному вугіллі ($A^d > 50\%$), оскільки результат буде неточним через неможливість врахувати в результатах аналізу виділень гідратної води. Коли ж зольність вугілля невисока, то такий вплив несуттєвий і результати не перевищують допустимих меж розбіжності.

Після видалення з вугільної речовини летких речовин залишається тверда маса – **коковий нелеткий залишок (корольок)**, котрий містить органічну складову і мінеральні речовини. Він може бути також використаний для приблизної оцінки властивостей досліджуваного вугілля на спікливість.

Сплавлений корольок, являє собою цілий шматок і вказує на добру спікливість вугілля. Можна судити про дещо гіршу спікливість вугілля, коли корольок складається з окремих пов'язаних між собою зерен (**корольок злиплий**). Деякі ж вугілля дають корольки, які розпадаються при легкому натиску.

Корольок, здатний утворювати при нагріванні плавку масу та виділяти значну кількість газів, має внутрішні порожнини і називається **спученим**.

Висота королька, залежить від ступеня його спученості, це досить показова величина для характеристики того чи іншого виду вугілля.

Корольки, утворені різними видами вугілля можуть відрізнятися також кольором і блиском.

Для дослідження королька залишок з тигля, легко струшуючи, переносять на порцелянову або скляну пластинку. Корольок, поряд з іншими показниками, може слугувати для орієнтовної характеристики вугілля на коксівність.

Далі, в залежності від зовнішнього вигляду королька, визначають його таким чином:

- порошкоподібний;
- злиплий – при легкому натискуванні пальцем перетворюється на порошок;
- слабкоспікливий – при натискуванні перетворюється на шматочки;
- спікливий, несплавлений – для розколювання на окремі шматочки необхідно докласти зусиль;
- сплавлений, неспучений – плоский коржик із сріблястим металевим блиском поверхні висотою менше 15 мм;
- сплавлений, сильно спучений – залишок з сріблястим металевим блиском поверхні висотою понад 15 мм.

При прожарюванні нелеткого залишку утворюється зола. Вміст нелеткої органічної частини визначають, віднявши від маси цього залишку масу золи.

Характеристика зовнішнього вигляду королька являється додатковим параметром для віднесення вугілля до відповідної марки.

5.2. Визначення виходу летких речовин гравіметричним методом

Визначення виходу летких речовин виконують відповідно до вимог державного стандарту (ГОСТ 6382-91) [30]. Сутність методу полягає в тому, що пробу вугілля нагрівають при температурі 900 °С без доступу повітря протягом 7 хв. Вихід летких речовин у відсотках визначається з різниці між загальною втратою маси вугілля і втратою маси, що сталася за рахунок випаровування вологи.

Для аналізу беруть аналітичну пробу вугілля, подрібненого таким чином, щоб частинки проходили сито з отворами розміром 200 мкм. При необхідності пробу доводять до повітряно-сухого стану. У випробуванні застосовують виготовлені з кварцового скла циліндричні тиглі з притертими кришками.

Порожні, закриті кришками тиглі, встановлюють на підставці в зоні стійкої температури печі (900 ± 10) °С і витримують протягом 7 хв. Потім їх виймають із печі та охолоджують протягом 5 хв на металевій або азбестовій пластині спочатку на повітрі, а потім в ексікаторі, до кімнатної температури. Після цього зважують порожні тиглі з кришками та беруть наважки проб масою 1,00 – 1,01 г (похибка зважування 0,1 мг). Деко, на якому тигель поміщають у

піч, повинно бути таким, аби було дотримано встановленої швидкості нагрівання (для однократного дослідження має бути обладнане кільцем із жароміцного сталевго дроту та двома азбестовими дисками, за необхідності провести кілька визначень – кошиком з жароміцного сталевго дроту й азбестовою пластиною, яка підтримує тиглі). Заповнені тиглі поміщують у муфельну піч, витримуючи рівно 7 хв. Потім їх виймають охолоджують і зважують так само, як і порожні.

Температуру в печі, знижену внаслідок встановлення тиглів, належить довести до (900 ± 10) °С протягом 3 – 4 хв, інакше випробування доведеться повторити.

Вміст летких речовин у перерахунку на суху беззольну масу виконують за такими формулами:

$$V_c^a = \frac{100(m_2 - m_3)}{m_2 - m_1} - W^a;$$

$$V_c^{daf} = V_c^a \frac{100}{100 - (W^a + A^a)},$$

де m_1 – маса порожнього тигля з кришкою, г; m_2 – маса тигля з кришкою і пробєю до нагрівання, г; m_3 – маса тигля з кришкою і залишком після нагрівання, г; W^a – масова частка води в аналітичній пробі, %, [26, 27]; A^a – зольність аналітичної проби, %, [28]; V_c^a – вихід летких речовин з аналітичної проби, %; V_c^{daf} – вихід летких речовин у перерахунку на суху беззольну масу, %.

Вміст нелеткого залишку в аналітичній пробі палива (NV) у відсотках обчислюють таким чином:

$$(NV)^a = \frac{(m_3 - m_1)}{m_2 - m_1} \cdot 100,$$

$$\text{або } (NV)^a = 100 - V_c^a - W^a.$$

Визначення виходу летких речовин у кожній пробі палива проводять паралельно, скориставшись двома наважками. Шукану величину (переважно середнє арифметичне результатів двох іспитів) обчислюють з точністю до 0,1 %.

Збіжність і відтворність результатів визначення вмісту летких речовин у кам'яному вугіллі, антрациті, сланці та в коксі показано в табл. 19.

Збіжність і відтворність результатів визначення вмісту летких речовин у твердому паливі

Матеріал проби	Допустимі розбіжності отриманих або розрахованих результатів на одну і ту саму масову частку вологи	
	в одній лабораторії (збіжність)	у різних лабораторіях (відтворність)
Кам'яне вугілля, антрацит і сланці з виходом летких речовин менше 10 %	0,3 % абс.	0,5 % абс.
Кам'яне вугілля, антрацит і сланці з виходом летких речовин більше 10 %	3,0 % від середнього результату	0,5 % абс. Або 4,0 % від середнього результату
Кокс	0,2 % абс.	0,5 % абс.

5.3. Визначення виходу летких речовин об'ємним методом

Метод визначення об'ємного виходу летких речовин в антрациті та в продуктах термічної переробки палива підходить для дослідження тільки тих продуктів, де цей показник не перевищує 8 % [31]. Цей метод передбачає нагрівання наважки палива без доступу повітря при температурі (900 ± 10) °С протягом 15 хв і визначенні об'єму виділених при цьому летких речовин за об'ємом рідини, витісненої з аспіратора. З цією метою застосовують установку, схему якої зображено на рис. 9.

Аспіратор через вирівнювальну посудину заповнюють розчином натрій хлориду. Спочатку перевіряють прилад на герметичність, а потім визначають поправку на об'єм повітря, що виділяється з пробірки при її нагріванні до (900 ± 10) °С. Для цього пробірку (без наважки) закривають пробкою з відвідною трубкою, приєднаною до приладу, і поміщують на 15 хв у нагріту піч. Об'єм повітря, визначений за кількістю рідини, витісненої з аспіратора і зведений до нормальних умов, стосовно даної пробірки є постійною величиною і його враховують при обчисленні результатів.

Пробірку з наважкою антрациту масою $(1 \pm 0,01)$ г і при відкритих кранах на приладі поміщають на 15 хв у піч за температури (900 ± 10) °С, підтримуючи в системі постійний тиск.

Об'ємний вихід летких речовин визначають, обчисливши різницю між величиною отриманого об'єму рідини і поправкою на об'єм повітря.

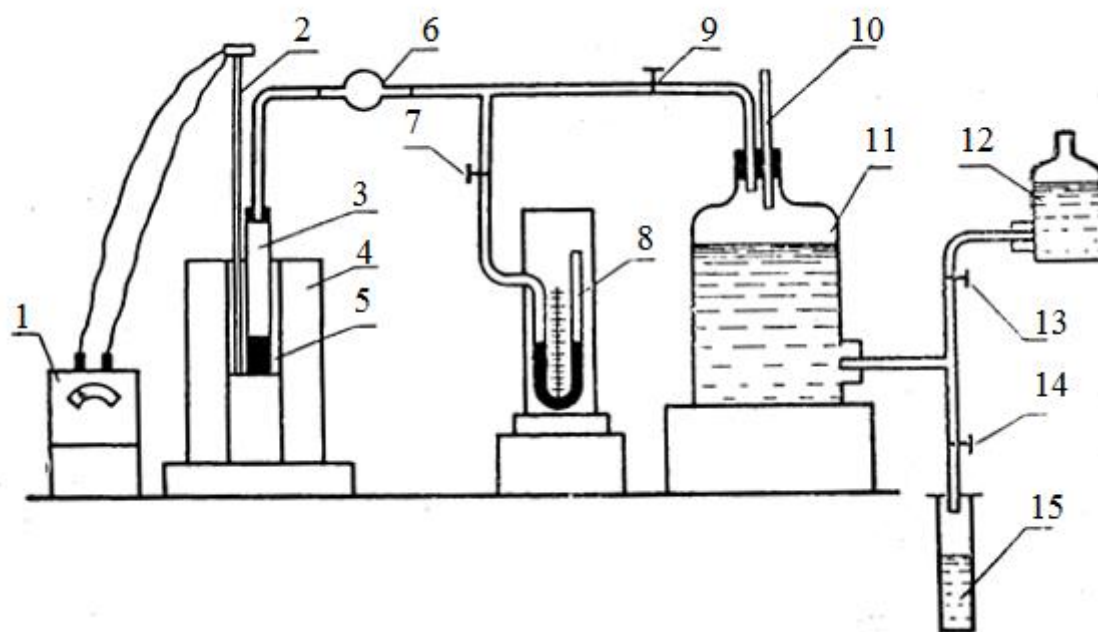


Рис. 9. Схема установки для визначення об'ємного виходу летких речовин у твердому паливі:

1 – мілівольтметр; 2 – термопара; 3 – кварцова пробірка; 4 – трубочка піч; 5 – наважка антрациту; 6 – трубка скляна з сфероподібним розширенням для розміщення вати; 7, 9, 13, 14 – крани й затискачі; 8 – U-подібний манометр; 10 – термометр; 11 – аспіратор; 12 – вирівнювальна посудина; 15 – мірний циліндр.

Розбіжність між результатами двох паралельних досліджень не повинна перевищувати 7 % від найменшого з них.

Об'ємний вихід летких речовин з аналітичної проби V_V^a (см³/г) розраховують за такою формулою:

$$V_V^a = \frac{293}{P_H \cdot m} \cdot \left(\frac{V_1 P_1}{273 + t_1} - \frac{V_2 P_2}{273 + t_2} \right),$$

де V_1 – об'єм газу, що виділився при нагріванні наважки вугілля, см^3 ; V_2 – об'єм повітря, виділеного під час нагрівання пробірки без наважки вугілля, см^3 ; P_H – нормальний атмосферний тиск (101,3 кПа); P_1 – різниця між величиною барометричного тиску, при якому проводилося випробування з наважкою і значенням тиску в аспіраторі, кПа; P_2 – барометричний тиск, при якому проводилося випробування без наважки з урахуванням тиску в аспіраторі, кПа; m – маса наважки палива, г; t_1 – середня температура газу в аспіраторі під час випробування з наважкою вугілля $^{\circ}\text{C}$; t_2 – середня температура газу в аспіраторі під час випробування без наважки вугілля $^{\circ}\text{C}$.

Розбіжність між результатами паралельних випробувань в одній лабораторії не повинна перевищувати 5 % і 7 % в різних лабораторіях.

Приклади розв'язування типових задач

Приклад 1. Визначити вміст у вугіллі летких речовин у перерахунку на суху беззольну масу, якщо початкова маса наважки аналітичної проби становить 1,076 г, маса залишку після нагрівання – 0,6331 г, волога аналітична – 1,33 %, зольність – 22,25 %.

Вміст летких речовин у розрахунку на суху беззольну масу визначають за такою формулою:

$$V_c^{\text{daf}} = V_c^{\text{a}} \frac{100}{100 - (W^{\text{a}} + A^{\text{a}})}$$

Попередньо потрібно обчислити вміст летких речовин в аналітичній пробі вугілля таким чином:

$$V_c^{\text{a}} = \frac{100(m_2 - m_3)}{m_2 - m_1} - W^{\text{a}};$$

$$V_c^{\text{a}} = \frac{100 \cdot (1,076 - 0,6331)}{1,076} - 1,33 = 39,83 \%$$

тоді

$$V_c^{\text{daf}} = 39,83 \cdot \frac{100}{100 - (1,33 + 22,25)} = 52,12 \%$$

Приклад 2. Визначити вміст летких речовин в аналітичній пробі, якщо вихід нелеткого залишку дорівнює 51,25 %, а волога – 2,33 %.

Розрахунок вмісту нелеткого залишку в аналітичній пробі палива здійснюють за такою формулою:

$$(NV)^a = 100 - V_c^a - W^a, \%$$

звідси вміст летких речовин в аналітичній пробі:

$$V_c^a = 100 - (NV)^a - W^a = 100 - 51,25 - 2,33 = 46,42 \%$$

Питання для самоперевірки

1. Дати визначення понять: «леткі речовини», «корольок».
2. Які продукти виділяються при поступовому нагріванні вугілля в інтервалі температур від 100 до 800°C ?
3. Який вид вугілля недоцільно досліджувати з метою визначення виходу летких речовин?
4. Який процес лежить в основі визначення виходу летких речовин з вугілля гравіметричним методом?
5. У чому полягає об'ємний метод визначення виходу летких речовин з вугілля? Для вугілля якого типу його застосовують?
6. Яке слугує для визначення об'ємного виходу летких речовин з вугілля?
7. За якою формулою визначають вихід летких речовин у розрахунку на суху беззольну масу?

Задачі для самостійного розв'язування

1. Скільки відсотків летких речовин міститься в зразку вугілля масою 2,0906 г, якщо після його прожарювання в закритому тиглі маса його дорівнює 1,9845 г?
2. Унаслідок аналізу зразка кам'яного вугілля отримано такі показники: маса тигля 5,3280 г; маса тигля з наважкою 6,5110 г; маса тигля з наважкою після видалення летких речовин 6,2745 г. Скільки відсотків летких речовин містив зразок?
3. Вміст нелеткого залишку в аналітичній пробі палива становить 61 %, його волога дорівнює 1,97 %. Визначити вміст летких речовин у пробі.
4. Визначити вміст летких речовин у перерахунку на суху беззольну масу, якщо початкова маса наважки аналітичної проби вугілля дорівнює 1,0100 г, маса залишку після нагрівання – 0,7322 г, волога аналітична – 2,73 %, зольність – 19,37 %.

5. У процесі аналізу вугілля на вміст летких речовин отримано такі результати: маса порожнього тигля 28,9857 г; маса тигля з пробою до нагрівання 30,0041 г; маса тигля із залишком після нагрівання 29,6067 г; зольність аналітичної проби 18,29 %; волога аналітичної проби 1,74 %. Визначити вміст летких речовин у перерахунку на суху беззольну масу.

6. ВИЗНАЧЕННЯ ВМІСТУ СІРКИ У ВУГІЛЛІ

У розділі визначено, які різновиди сірки містяться у вугіллі.

Подано алгоритм визначення вмісту в паливі загальної сірки методом Ешка.

Розглянуто методи визначення вмісту сульфатної, піритної та органічної сірки у вугіллі. Наведено приклади розрахунку вмісту сірки.

Засвоївши матеріал розділу та опрацювавши довідкову й науково-технічну літературу, студент має продемонструвати такі результати навчання:

- ✓ *розрізнати поняття сірки колчеданної, піритної, органічної та сульфатної;;*
- ✓ *вміти визначати вміст сірки сучасними методами;*
- ✓ *обчислювати вміст різновидів сірки, що міститься у вугіллі, за певними вихідними даними.*

6.1. Основні поняття

Вугілля містить сірку у вигляді різних сполук. Утворена з рослинних залишків сірка, яка входить до складу органічних сполук, має назву **органічної**. Сірка, що відклалась у вигляді сульфїду заліза, називається **колчеданною** або **піритною**. Сірка, окиснена в період вивітрювання вугілля і входить до складу мінеральних сполук – сульфатів, має назву **сульфатної**.

Переважає кількість сірки у вугіллі – це пірит, який утворює в ньому прошарки, найтонші крапління та окремі зерна. Вміст сульфатної сірки (солей сульфатної кислоти) в твердому паливі незначний. Органічна речовина вугілля іноді містить невелику кількість тонкодисперсної елементарної сірки.

Загальний вміст сірки у вугіллі коливається в дуже широких межах – від десятих часток до 10 %. Наприклад, вугілля Кузнецького басейну має у своєму складі незначну кількість сірки, яка обчислюється десятими частками відсотка. Сірчистість донецького вугілля коливається від 0,5 до 4 % і вище. Велика кількість сірки міститься у підмосковному вугіллі – до 6 %, у кизелівському – до 9,5 % [1, 9].

Разом з вугіллям згорає наявна там органічна й піритна сірка. При цьому виділяється сульфур (IV) оксид, що під впливом вологи утворює сульфатну й сульфїтну кислоти, які руйнують металеву арматуру газоходів. При коксуванні вугілля значна частка сірка, що міститься в сировині, переходить у кокс, а далі

в процесі доменної плавки – у чавун, погіршуючи його якість. Певна кількість сірки переходить з вугілля до складу газута рідких продуктів коксування.

Наявність сірки має негативний вплив не тільки на хімічну переробку і спалювання вугілля, але й на його зберігання. Значний вміст піриту у вугіллі підвищує його схильність самозаймання. У зволоженій атмосфері пірит окиснюється до сульфатів заліза із збільшенням об'єму, що тягне за собою розтріскування і збільшення поверхні вугілля, а це призводить до його окиснення.

Вміст сірки у вугіллі позначають буквою S , доповнюючи символ індексом внизу, наприклад, S_t – загальна, S_p – піритна, S_{so_4} – сульфатна, S_o – органічна. Залежно від того, у якій пробі вугілля було визначено вміст сірки, додатково використовується верхній індекс, наприклад, S_o^r – вміст органічної сірки в перерахунку на горючу масу вугілля, S_t^a – вміст загальної сірки в аналітичній пробі вугілля.

Сірка у вугіллі набуває вигляду різних сполук – сульфатних, піритних та органічних [23]. При нагріванні вугілля початкові сполуки сірки розкладаються і утворенням нових речовин (табл. 20).

Таблиця 20

Розкладання й утворення сірчистих сполук при нагріванні вугілля

Сірчисті сполуки	Вміст сірки, %					
	у вугіллі до нагрівання	після нагрівання до температури, °C				
		300	400	500	600	1000
Сульфатні	0,71	0,55	0,44	0,01	0,01	0,00
Піритні	1,75	1,75	1,42	0,31	0,00	0,00
Органічні	1,79	0,63	1,51	1,70	1,87	1,81
Сульфідні	0,00	0,13	0,44	0,93	0,82	0,84
Сірководень	0,00	0,19	0,39	1,20	1,39	1,44

Так, пірит у вугіллі за температури 500 °C легко перетворюється на **сірчисте залізо й сірководень**, а при нагріванні до 600 °C ця реакція добігає кінця.

Сульфати у вугіллі відновлюються до сульфідів, і це перетворення завершується за температури 500 °C.

Органічна сірка в наслідок нагрівання частково видаляється, а частково утворюється знову з мінеральної сірки. Видалення органічної сірки шляхом утворення сірководню й легколетких органічних сірчистих сполук починається за 300 °C і триває до кінця процесу нагрівання. Утворення нових органічних

сірчистих сполук починається з 500 °С і йде за рахунок реакції органічної маси вугілля з сіркою, що виділяється при розпаді колчедану.

Вміст загальної, сульфатної та піритної сірки визначають прямими методами, а вміст органічної сірки обчислюють, віднявши від 100 % величину сумарного вмісту сульфатної і піритної сірки. Найбільш важливе для практичного застосування є визначення вмісту загальної сірки.

6.2. Визначення вмісту сірки у твердому паливі

6.2.1. Визначення вмісту загальної сірки методом Ешка

Названий метод визнано еталонним для визначення масової частки загальної сірки в антрациті, кам'яному та бурому вугіллі, коксі та ін [32].

Метод передбачає спалювання аналітичної проби палива з сумішшю Ешка в окисному середовищі для видалення з нього горючої маси і перетворення сірки на сульфати, які потім екстрагують розчином хлоридної кислоти або водою, а після осадження їх барій хлоридом визначають гравіметричним способом.

Суміш Ешка складається з двох масових частин магній оксиду та одної частини безводного натрій карбонату. Вона повинна повністю проходити крізь сито з номінальним розміром отворів 212 мкм.

Наважку аналітичної проби вугілля масою $(1 \pm 0,1)$ г ретельно перемішують з $(2,5 \pm 0,1)$ г суміші Ешка та поміщають у фарфоровий тигель, дно якого завчасно вкрито рівним шаром суміші Ешка, масою $(0,5 \pm 0,1)$ г. Зверху на кожен тигель додають по 1 г суміші Ешка, покриваючи нею вміст тигля.

Тиглі поміщають у холодну муфельну піч і поступово, протягом не менше 1 години, підвищують там температуру до $800 \pm 25^\circ\text{C}$. При цій температурі наважку прожарюють як мінімум 1,5 год. Поступове нагрівання вугілля забезпечує рівномірне видалення з нього летких речовин. Прожарювання припиняють, коли вміст тигля набуває світло-жовтого або червонувато-жовтого забарвлення, що свідчить про повне вигорання вугілля. Далі розпочинають вилуговування залишку. Для цього тигель поміщають в ексикатор і після його охолодження вміст переносять у склянку місткістю 400 см³. Частинки, що залишились на стінках тигля сильним струменем води змивають у склянку, поступово додаючи в неї концентровану соляну кислоту до появи слабокислої реакції. Для більш ефективного розчинення залишку вміст склянки нагрівають і кип'ятять на піщаній або на водяній бані протягом 5

хв для видалення CO_2 , далі розчин фільтрують, збираючи фільтрат у хімічну склянку місткістю 400 см^3 , і осаджують сульфати 10 %-ним розчином барій хлориду, який доливають поступово, у центр склянки, помішуючи рідину склянкою паличкою. Склянку з осадом барій сульфату залишають на піщаній або водяній бані підтримуючи температуру, близьку до кипіння рідини, протягом не менше 30 хв до повного осадження. Відстояну в склянці рідину фільтрують через щільний беззольний фільтр. Осад переносять на той самий фільтр і промивають гарячою дистильованою водою на фільтрі до повного видалення іонів хлору.

Для визначення повноти видалення іонів хлору беруть 3 – 5 мл фільтрату і додають до нього 3 – 4 краплі розчину аргентум нітрату. Якщо при цьому осад аргентум хлориду не випадає або має місце тільки легка опалесценція, то промивання вважають закінченим, в іншому випадку його продовжують.

Вологий фільтр з осадом переносять у зважений тигель, попередньо прожарений до моменту набуття їм постійної маси. Фільтр злегка ущільнюють і, обережно нагріваючи тигель (на плитці, пальнику або при відкритих дверцятах у муфельній печі), висушують, потім озолують, не допускаючи займання фільтра.

Прожарювання тигля з осадом проводять в муфельній печі при температурі $(800 \pm 25) \text{ }^\circ\text{C}$ протягом 15 – 20 хв, після чого його виймають з печі, охолоджують на повітрі до кімнатної температури і зважують.

В результат зваження вносять поправку на вміст сірки в застосованих реактивах, яку визначають щоразу при використанні нової партії реактивів.

Контрольне визначення вмісту сірки в реактивах виконують паралельно, скориставшись двома наважками за методикою визначення без досліджуваної проби з додаванням 25 см^3 розчину калій сульфату (2 г калій сульфату розчиняють у 1 дм^3 води).

Масову частку загальної сірки у пробі обчислюють за такою формулою:

$$S_t = \frac{13,74[m_2 - m_3 + 0,03348\rho(K_2SO_4)]}{m_1}, \%$$

де m_1 – маса наважки, г; m_2 – маса барій сульфату, утвореного під час випробування, г; m_3 – маса барій сульфату, одержаного під час контрольного визначення, г; $\rho(K_2SO_4)$ – масова концентрація розчину калій сульфату, г/дм^3 .

6.2.2. Визначення вмісту сульфатної сірки

Цей метод базується на процесах розчинення наявних у вугіллі сульфатів, в дистильованій воді при кип'ятінні та подальшого осадження сульфат-іона у вигляді барій сульфату і визначення його маси.

З цією метою наважку аналітичної проби вугілля масою $(1 \pm 0,1)$ г поміщають у склянку, додають 200 мл дистильованої води (вміст сірки в дистильованій воді не повинен перевищувати 0,005 г в 1 л) і кип'ятять протягом 10 хв.

Водний розчин декантують, залишок у склянці тричі промивають водою, переносять його на фільтр і знову ретельно промивають струменем води. Утворений фільтрат (близько 400 мл) випарюють, поки його об'єм не зменшиться приблизно до 200 мл, додають 2 – 3 краплі розчину метилового оранжевого і соляної кислоти до появи слабкокислої реакції, після чого проводять осадження барій сульфату і визначають його масу, аналогічно до визначення вмісту загальної сірки.

Вміст сульфатної сірки в аналітичній пробі вугілля обчислюють за такою формулою:

$$S_{\text{SO}_4}^a = \frac{m_1 \cdot 0,1373 \cdot 100}{m},$$

де m – наважка вугілля, г; m_1 – маса барій сульфату, г; 0,1373 – коефіцієнт для перерахунку маси барій сульфату на масу сірки.

6.2.3. Визначення вмісту сірки піритної

Сутність методу полягає в обробці проби вугілля розведеною нітратною кислотою. При цьому пірит окиснюється з утворенням сульфатів, які переходять у розчин у вигляді сульфат-іонів та осаджуються барій хлоридом, набуваючи вигляду барій сульфату. Отже для визначення вмісту сірки піритної у вугіллі окрему наважку аналітичної проби обробляють дистильованою водою, як описано вище, далі обчислюють у ньому вміст сульфатів, віднявши від величини вмісту сірки, вилученої з вугілля нітратною кислотою, значення вмісту сірки, вилученої водою. Це і буде шуканий результат аналізу.

Таким чином, наважку аналітичної проби вугілля масою $(1 \pm 0,1)$ г поміщають у склянку місткістю 300 мл, додають 80 мл розведеної нітратної кислоти густиною $1,12 \text{ г/см}^3$ і витримують цей розчин при кімнатній температурі не менше 24 год, перемішуючи склянкою паличкою через кожні 2 години протягом перших 8 год. Зауважимо, що коли наважку вугілля з нітратною кислотою покласти в посудину місткістю 200 – 300 мл з притертою пробкою і збвтати на лабораторному змішувачі, то обробку кислотою можна

скоротити до 2 год. Далі розчин декантують, залишок у склянці тричі промивають дистильованою водою, потім його переносять на фільтр і знов ретельно промивають струменем води. Промивання ведуть до появи негативної реакції на кислотність (застосувавши метилової оранжевої). Якщо частинки вугілля проходять через фільтр, то фільтрування повторюють через складені один в один 2 – 3 фільтри. Фільтрат переносять у фарфорову чашку, випарюють на водяній бані до сухого стану, додають 20 мл концентрованої хлоридної кислоти і знову випарюють насухо.

Після охолодження сухого залишку в чашці, до нього додають 5 мл концентрованої хлоридної кислоти, потім 50 мл гарячої дистильованої води і фільтрують силікатну кислоту, ретельно промиваючи її на фільтрі гарячою водою (приблизно 250 мл) до повного видалення іонів хлору, як описано вище. В утвореному фільтраті осаджують барій сульфат і визначають його масу.

Вміст сірки піритної в аналітичній пробі вугілля обчислюють за такою формулою:

$$S_p^a = \frac{m_1 \cdot 0,1373 \cdot 100}{m} - S_{SO_4}^a, \%$$

де $S_{SO_4}^a$ – вміст сульфатної сірки в аналітичній пробі вугілля, %; m – маса наважки вугілля, г; m_1 – маса барій сульфату, г; 0,1373 – коефіцієнт для перерахунку маси барій сульфату на масу сірки.

6.2.4. Визначення вмісту органічної сірки

Для обчислення вмісту органічної сірки в аналітичній пробі вугілля користуються такою формулою:

$$S_o^a = S_t^a - (S_{SO_4}^a + S_p^a), \%$$

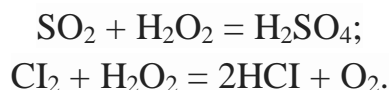
де S_t^a – вміст загальної сірки в аналітичній пробі вугілля, %; $S_{SO_4}^a$ – вміст сульфатної сірки в аналітичній пробі вугілля, %; S_p^a – вміст сірки піритної в аналітичній пробі вугілля, %.

6.2.5. Прискорене визначення вмісту загальної сірки шляхом високотемпературного спалювання

6.2.5.1. Визначення вмісту загальної сірки титруванням розчином лугу

Метод передбачає спалювання наважки вугілля в струмені кисню або повітря [33]. Виділені при цьому оксиди сірки та хлору, поглинаються

розчином водень пероксиду з утворенням сульфатної та хлоридної кислоти унаслідок таких реакцій:



Вміст утворених кислот визначають титриметричним методом.

Для застосування методу використовується наважка аналітичної проби вугілля, **крупність зерен** якого не перевищує 0,2 мм, **у кварцовій трубці** при температурі 1350 °С. Наважку масою 0,4 – 0,5 г поміщають в човник і зверху засипають порошкоподібним алюміній оксидом масою близько 0,5 г. Для аналізу застосовують установку, схему якої подано на рис. 10.

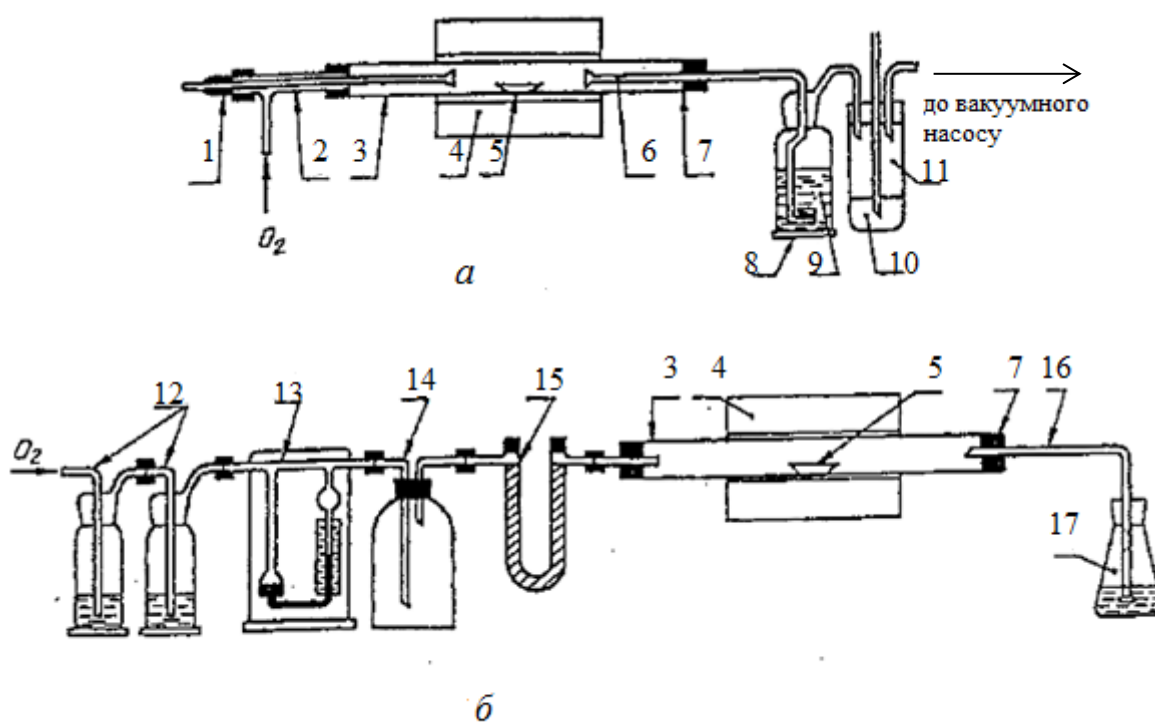


Рис.10. Схеми альтернативних установок для визначення вмісту в паливі загальної сірки методом високотемпературного спалювання: *а* – будова трубки-приймача з конусоподібним кінцем; *б* – загальна схема установки;

1 – гумова втулка; 2 – кварцовий товчач; 3 – трубка для спалювання; 4 – електрод; 5 – човник; 6 – трубка-приймач з конусоподібним кінцем; 7 – жаростійка пробка; 8 – поглинальна склянка; 9 – пористий диск; 10 – ртуть; 11 – регулятор тиску; 12 – склянка з розчином KMnO_4 ; 13 – реометр; 14 – буферна склянка; 15 – трубка з осушувачем; 16 – трубка-приймач; 17 – поглинальна склянка

В одну поглинальну склянку (рис. 10 б) або дві поглинальні склянки (рис. 10 а), залежно від типу системи поглинання, додають 100 мл нейтралізованого розчину водень пероксиду. Човник з наважкою поміщують у кварцову трубку перед входом у піч; трубку закривають пробкою і подають у неї струмінь кисню зі швидкістю 300 мл/хв. Замість кисню можна пропускати повітря зі швидкістю 500 – 600 мл/хв.

Оксиди сірки (SO_2 і SO_3), що утворюються при згорянні наважки вугілля, виносяться струменем кисню і збираються в склянці (17), взаємодіючи з розчином водень пероксиду, утворюють сульфатну кислоту.

Для визначення кількості сульфатної кислоти розчин з поглинальної склянки переливають у конічну колбу для титрування. Склянку, пробку і фільтр ополіскують дистильованою водою і збирають промивні води в ту саму колбу.

До колби для титрування додають 2 – 3 краплі індикатора і титрують її вміст розчином натрій гідроксиду або натрій борату до появи фіолетового, синювато-сірого, а потім в зеленого забарвлення.

На початку роботи проводять контрольне випробування за тих самих умов, але без наважки палива.

Об'єм розчину натрій гідроксиду або натрій борату відповідає загальній кислотності розчину через появу в процесі випробування оксидів сірки та хлору.

Визначивши загальну кислотність титруванням розчином натрій борату, а наявність хлорид-іону за допомогою $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$ [34], вміст загальної сірки в аналітичній пробі вугілля обчислюють, скориставшись такими формулами:

$$S_t^a = \frac{0,032[M_1(V_1 - V_2) - M_2(V_3 - V_4)]}{m} \cdot 100, \%;$$

$$S_t^a = \frac{0,032[M_1(V_1 - V_2)]}{m} \cdot 100 - \text{Cl}^a \cdot \frac{32,06}{70,92}, \%;$$

де m – маса наважки вугілля, г; M_1 – концентрація розчину натрій борату, моль/дм³; V_1 – об'єм розчину натрій борату, витраченого на визначення, см³; V_2 – об'єм розчину натрій борату, витраченого на контрольне визначення, см³; M_2 – концентрація розчину $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$, моль/дм³; V_3 – об'єм розчину $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$ витраченого на визначення, см³; V_4 – об'єм розчину $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$ витраченого на контрольне визначення, см³; Cl^a – вміст хлору за ГОСТ 9326 – 90, мас. %;

$\frac{32,06}{70,92}$ – співвідношення молекулярних мас сірки й хлору.

При визначенні загальної кислотності проби шляхом титруванням розчином натрій гідроксиду, а хлорид-іона – за допомогою $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$, вміст загальної сірки в аналітичній пробі вугілля обчислюють за такими формулами:

$$S_t^a = \frac{0,016[M_1(V_5 - V_6) - M_2(V_3 - V_4)]}{m} \cdot 100 ;$$

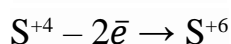
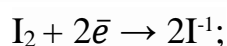
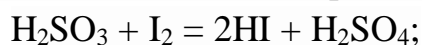
$$S_t^a = \frac{0,016[M_1(V_5 - V_6)]}{m} \cdot 100 - \text{Cl}^a \cdot \frac{32,06}{70,92},$$

де m – маса наважки, г; M_1 – концентрація розчину натрій гідроксиду або натрій борату, моль/дм³; V_1 – об'єм розчину натрій гідроксиду, який пішов на титрування, см³; V_2 – об'єм розчину натрій гідроксиду, витраченого на контрольне титрування, см³; M_2 – концентрація розчину $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$, моль/дм³; V_3 – об'єм розчину $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$, який пішов на титрування, см³; V_4 – об'єм розчину $\text{Hg}(\text{NO}_3)_2$ витраченого на контрольне титрування, см³; Cl^a – вміст хлору в пробі, мас. %; $\frac{32,06}{70,92}$ – співвідношення між молекулярними масами сірки і хлору.

6.2.5.2. Визначення вмісту сірки титруванням розчином йоду

Для реалізації цього методу спалюють наважку вугілля в струмені кисню або повітря, а далі виконують уловлювання сульфїтних сполук дистильованою водою і титрують утворену сульфїтну кислоту розчином йоду [35].

У процесі випробування спалюванню підлягає наважка аналітичної проби вугілля крупністю зерен менше 0,2 мм у кварцовій трубці при температурі 1200 ± 50 °С при цьому витрата повітря або кисню становить 600 – 700 см³/хв (якщо температура 1300 ± 50 °С, то витрата повітря або кисню має становити 300–400 см³/хв). Отже наважку палива масою 0,5 г поміщають у човник і зверху засипають порошкоподібним алюміній оксидом масою близько 0,5 г. Сірчистий ангїдрид, що виділяється при згорянні наважки вловлюють дистильованою водою в поглинальній склянці (у процесі вловлювання додають індикатор 1% розчин крохмалю). При цьому утворюється сульфїтна кислота, яка відновлює йод, і розчин знебарвлюється відповідно до таких реакцій:



У міру знебарвлення поглинального розчину, його повільно титрують розчином йоду до появи синьо-блакитного забарвлення, яке зберігається протягом 2 – 3 хв.

Для внесення поправок у результат дослідження попередньо проводять контрольне випробування без використання наважки вугілля. З цією метою в контрольну поглинальну склянку додають 50 мл дистильованої води, 2 – 3 мл розчину крохмалю і титрують вміст розчином йоду до появи слабко-синюватого забарвлення, об'єм якого беруть до уваги при обчисленні результатів.

Вміст загальної сірки в аналітичній пробі шляхом титрування розчином йоду обчислюють за такою формулою:

$$S_t^a = \frac{0,00016 \cdot K(V_1 - V_2) \cdot 100}{m}, \%$$

де 0,00016 – маса сірки, відповідна 1 мл точно 0,01н. розчину йоду, г; K – коефіцієнт для зведення нормальності розчину йоду точно до 0,01н.; V_1 – об'єм розчину йоду, витраченого на титрування, мл; V_2 – об'єм розчину йоду, використаного на контрольне титрування, мл; m – маса наважки досліджуваного палива, г.

6.2.6. Перерахунок результатів випробувань з визначення вмісту сірки

На базі отриманих експериментальним шляхом даних про вміст загальної, сульфатної, колчеданної і органічної сірки в аналітичній пробі вугілля можна визначити такі його характеристики:

1) вміст сірки в сухому паливі ($S_t^d, S_{so_4}^d, S_p^d, S_o^d$) за формулою:

$$S^d = S^a \frac{100}{100 - W^a},$$

де W^a – вміст вологи в аналітичній пробі, %;

2) вміст загальної сірки у робочому паливі, тобто

$$S_t^r = S_t^a \frac{100 - W_t^r}{100 - W^a},$$

де W_t^r – вміст води в робочому паливі, %;

3) вміст органічної сірки у перерахунок на сухий беззольний стан, а саме:

$$S_o^{daf} = S^a \frac{100}{100 - W^a - A^a}, \%$$

де A^a – зольність аналітичної проби вугілля, %.

Усі обчислення виконують з точністю до 0,01 %. Коли розбіжність результатів випробування двох паралельних наважок проби перевищує 0,1 %, то проводять третє визначення, а за результат беруть середнє з двох найбільш близьких значень, а коли значення усіх трьох випробувань знаходиться в межах похибки – то середнє арифметичне визначають, беручи до уваги усі три величини.

Приклади розв'язування типових задач

Приклад 1. Визначити вміст органічної сірки в аналітичній пробі вугілля S_o^a , якщо в ній вміст загальної сірки S_t^a дорівнює 2,34 %, сульфатної сірки $S_{so_4}^a$ – 1,02 %, сірки піритної S_p^a – 0,33 %.

Розв'язування. Вміст органічної сірки в аналітичній пробі вугілля обчислюємо за такою формулою:

$$S_o^a = S_t^a - (S_{so_4}^a + S_p^a),$$

тобто $S_o^a = 2,34 - (1,02 + 0,33) = 0,99\%$.

Приклад 2. Маса наважки палива дорівнює 1,0265 г; $K = 1,1$; об'єм розчину йоду витрачений на титрування проби V_1 становить 11,5 мл та об'єм розчину йоду, який пішов на контрольне титрування V_2 – 0,24 мл.

Визначити вміст загальної сірки в аналітичній пробі палива S_t^a шляхом титрування розчином йоду і перерахувати результат на робочий стан S_t^r , якщо волога аналітична W^a дорівнює 0,89 %, а вміст води в робочому паливі W_t^r становить 6,96 %.

Розв'язування. Вміст загальної сірки в аналітичній пробі методом титрування розчином йоду обчислюють за такою формулою:

$$S_t^a = \frac{0,00016 \cdot K(V_1 - V_2) \cdot 100}{m}, \%$$

тобто

$$S_t^a = \frac{0,00016 \cdot 1,1(11,5 - 0,24) \cdot 100}{1,0265} = 0,19 \%$$

Вміст загальної сірки на робочий стан перераховують таким чином:

$$S_t^r = S_t^a \cdot \frac{100 - W_t^r}{100 - W^a},$$
$$S_t^r = 0,19 \cdot \frac{100 - 6,96}{100 - 0,89} = 0,18 \%$$

Питання для самоперевірки

1. Зробити визначення таких понять: «сірка колчеданна», «сірка піритна», «сірка органічна», «сірка сульфатна».
2. У чому полягає алгоритм методу визначення вмісту загальної сірки методом Ешка?
3. Опишіть метод визначення вмісту сульфатної сірки.
4. За якою формулою розраховують вміст органічної сірки у вугіллі?
5. Проведення яких операцій передбачає метод прискореного визначення вмісту загальної сірки за допомогою високотемпературного спалювання?
6. Які хімічні процеси відбуваються при визначенні вмісту сірки методом титруванням розчином йоду? Скласти рівняння реакцій, які при цьому мають місце.
7. За якою формулою розраховуєть вміст сірки в сухому паливі?

Задачі для самостійного розв'язування

1. Наважку проби кам'яного вугілля масою 1,0150 г аналізують на вміст сірки. Після відповідної обробки наважки утворився прожарений осад сульфату барію масою 0,2895 г. Скільки відсотків сірки містила проба?
2. Наважку якої маси проби кам'яного вугілля, що містить 3,12 % сірки, слід взяти для визначення вмісту сірки сульфатним методом?
3. Обчислити вміст органічної сірки в сухому паливі, якщо аналітична проба містить 0,85 % органічної сірки та 1,53 % вологи.
4. Визначити масу сірки, яка міститься в сухій солі BaSO_4 масою 0,2854 г

5. Наважка проби піриту масою 1,7890 г після висушування за температури 105 °С стала мати масу 1,7180 г. З наважки цієї вихідної проби масою 0,3980 г після відповідної обробки було отримано 1,0780 г прожареного осаду BaSO₄. Обчислити вміст сірки (%) у вихідному зразку і перерахувати його на суху речовину.

6. Яку наважку проби кам'яного вугілля, що містить близько 7,5 % сірки, слід взяти для визначення сірки у вигляді BaSO₄?

7. СПІКЛИВІСТЬ І КОКСІВНІСТЬ ВУГІЛЛЯ

У розділі визначено поняття спікливості та коксівності вугілля.

Розглянуто визначення спікливості вугілля за методами Рога та Грей-Кінга.

Подано відомості про типи коксівного залишку за класифікацією Грей-Кінга.

Описано метод визначення коксівності вугілля за його дилатометричними показниками.

Засвоївши матеріал розділу, опрацювавши довідкову та науково-технічну літературу, студент має продемонструвати такі результати навчання:

✓ *знати показники, що характеризують процеси термічного перетворення вугілля без доступу повітря;*

✓ *визначати поняття спікливості й коксівності вугілля, розуміти відмінності між ними;*

✓ *розуміти особливості випробування вугілля методами Рога та Грей-Кінга;*

✓ *робити висновки про придатність вугілля до коксування.*

Оскільки значну частину вугілля використовують для виробництва напівкоксу та коксу, необхідно визначати показники, що характеризують процеси термічного перетворення вугілля без доступу повітря, тобто спікливість і коксівність.

7.1. Методи визначення спікливості вугілля

Під **спікливістю** розуміють здатність окремих зерен вугілля при нагріванні без доступу повітря до певної температури перетворюватись на суцільну тверду масу.

У 1895 р. англійський учений Кампредон запропонував чисельно оцінювати спікливість вугілля. Для цього 1 г подрібненого вугілля змішували з наважками піску різної маси і суміш нагрівали так само, як при визначенні вмісту летких речовин. Максимальну масову кількість піску, зцементованого з наважкою вугілля, брали за число спікливості вугілля. У наш час властивість вугілля зв'язувати під час нагрівання деяку кількість інертного матеріалу називається спікливістю. Цей показник визначають за методами Рога [11], Грей-Кінга [12] і прискореним методом [13].

Застосування методiв Рога i Грей-Кiнга дає можливiсть оцiнити властивостi вугiлля до спiкання, але передбачають визначення рiзних параметрiв палива, тому їх не розглядають як альтернативнi.

Метою *випробування вугiлля методом Рога*, за яким визначають один з параметрiв у Мiжнароднiй класифiкацiї кам'яного вугiлля за типами прийнятої Європейською Економiчною Комiсiєю, є визначення спiкливостi вугiлля в стандартних умовах.

Спiкливiсть вугiлля визначають за механiчною мiцнiстю коксу, утвореного в тиглi внаслiдок карбонiзацiї за стандартних умов.

З цiєю метою зважують чистий сухий тигель, помiщають у нього 1,0 г вугiлля i 5,0 г еталонного антрациту. Усе ретельно перемiшують протягом 2 хв, розрiвнюють поверхню проби i помiщають на неї сталевий вантаж масою 6 кг. Пресують сумiш не менше 30 с. Виймають тигель з-пiд преса i накривають його кришкою, залишивши сталевий вантаж у тиглi.

Доводять температуру в печi до (850 ± 10) °C i помiщають у неї тигель.. Пiсля нагрiвання загальною тривалiстю 15 хв виймають тигель з печi i залишають його охолоджуватися на азбестовiй пiдставцi протягом 45 хв.

Пiсля охолодження вмист тигля зважують, переносять кокс на сито з одномiлiметровими отворами i просiвають його. Кокс, що залишився на ситi, обробляють стиранням у спецiальному сталевому барабанi тричi по 5 хв зi швидкiстю (50 ± 2) об/хв. Пiсля кожної обробки в барабанi кокс просiвають i визначають масу залишку на ситi.

Скориставшись отриманими результатами, визначають iндекс Рога таким чином:

$$RI = \frac{100}{3m_1} \left(\frac{m_2 + m_5}{2} + m_3 + m_4 \right), \%$$

де m_1 – загальна маса коксу в тиглi пiсля карбонiзацiї, г; m_2 – маса коксу, що залишився на ситi перед першим випробуванням на стирання, г; m_3 – маса коксу, що залишився на ситi пiсля першого випробування на стирання, г; m_4 – маса коксу, що залишився на ситi пiсля другого випробування на стирання, г; m_5 – маса коксу, що залишився на ситi пiсля третього випробування на стирання, г.

Про спiкливiсть вугiлля можна також судити за характером спучування вугiльної маси при нагрiваннi.

Випробування вугілля методом Грей-Кінга який забезпечує визначення одного з параметрів у Міжнародній Класифікації кам'яного вугілля, прийнятий Європейською Економічною Комісією при ООН, передбачає дослідження спіклівості певного типу вугілля або суміші його типів з додаванням інертної речовини шляхом карбонізації в стандартних умовах. У міжнародній класифікації кам'яного вугілля параметр, визначений методом Грей-Кінга кваліфіковано як коксівність. Коксівність вугілля цим методом визначають за зовнішнім виглядом коксу, що утворився в процесі випробування.

Для реалізації методу наважку аналітичної проби вугілля масою 20 г поміщають у кварцову трубку (реторту) діаметром 20 мм, довжиною 300 мм. Один кінець реторти запаюють, другий – закритий гумовою пробкою з відповідною трубкою, з'єднаною з приймачем для смоли. До трубки наближають трубчасту електричну піч, нагріту до температури 325 °С. Далі температура печі поступово підвищується до 600 °С зі швидкістю 5 градусів на хвилину.

За такої температури реторту витримують у печі протягом 15 хв. Утворені при цьому газоподібні продукти коксування спалюють на виході їх з приймача. Після закінчення випробування та охолодження реторти з неї виймають твердий залишок – кокс.

Зовнішній вигляд залишку порівнюють із зображенням стандартних зразків (рис. 11), і присвоюють йому назву за подібністю до одного з них.

Якщо отриманий коксовий залишок настільки спучений, що заповнює поперечний переріз реторти, то випробування повторюють взявши вугілля, змішане з відповідною кількістю електродного вуглецю або еквівалентного йому матеріалу.

Тип коксу за маркуванням Грей-Кінга у випробуваннях сильно спученого вугілля визначають виходячи з кількості електродного вуглецю, необхідного для утворення міцного кам'яновугільного коксового залишку того самого об'єму, що був результатом дослідження суміші вугілля та електродного вуглецю.

Сутність **прискореного методу** визначення спіклівості вугілля полягає в нагріванні його суміші з піском при температурі 500 °С та в оцінюванні за ступенем розм'якшення утвореного продукту.

Спіклівість не повною мірою відображає придатність даного вугілля утворювати кокс. Відомо, що цей параметр показує схильність вугілля до спікання внаслідок нагрівання. У той же час не існує гарантії, що утворений при цьому спечений корольок може стати твердим металургійним коксом.

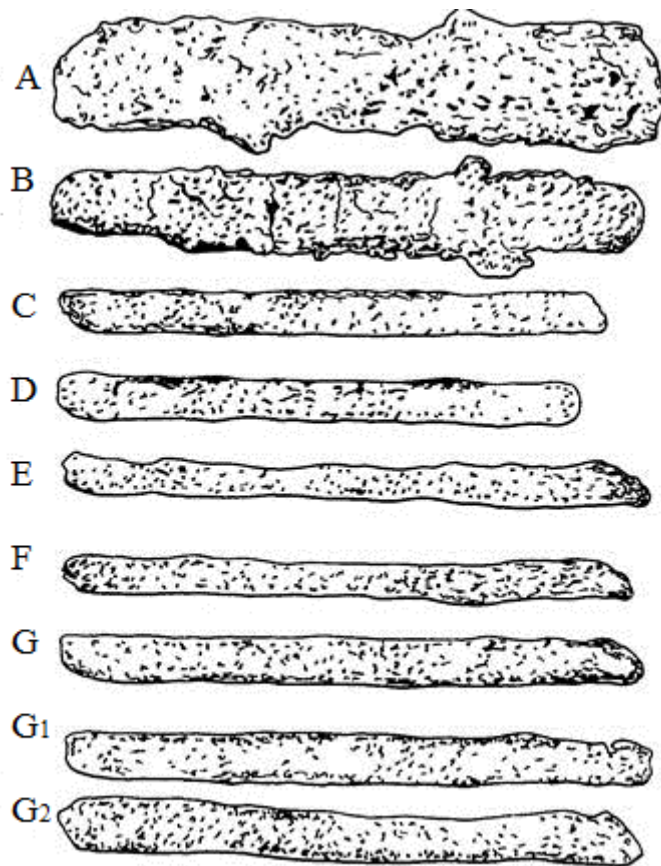


Рис. 11. Типи коксівних залишків за Грей-Кінгом:

A – неспечений; B – слабо спечений; C – спечений; D – помірно твердий та зморщений; E – твердий й дуже сухий зморщений; F – твердий, міцний та зморщений; G – твердий та міцний; G₁ – злегка спучений; G₂ – помірно спучений

7.2. Методи визначення коксівності вугілля

Під **коксівністю** (коксоутворенням) розуміють здатність вугілля при нагріванні без доступу повітря утворювати досить великі шматки твердого металургійного коксу. З підвищенням температури маса вугілля зазнає зміни. Спочатку при його нагріванні до 200 °C спостерігається енергійне виділення водяної пари, унаслідок підвищення температури до 360 – 380 °C вугілля розм'якшується, частково розплавляється, переходить у пластичний стан і починає виділяти леткі речовини. Вугільна маса, котра перейшла в пластичний стан, може мати різні ознаки залежно від марки вугілля. Подальше нагрівання до 500 °C веде до спікання вугільної маси та утворення напівкоксу з виділенням первинної смоли і первинного газу.

Коксівність вугілля визначають за пластометричними показниками [14]. Випробування проводять повільно нагріваючи пробу кам'яного вугілля в умовах сталого тиску до температури 730 °С (метод Л.М. Сапожникова).

В основу цього методу покладено вимірювання відстаней між поверхнями розділення шарів: «вугілля – пластична маса – напівкокс» у спеціальному апараті за допомогою голки. Для цього на нагріту пробу опускають голку; коли вона досягне пластичного шару (зміниться опір), записують покази верхнього рівня пластичного шару. Коли вона зануриться в пластичний шар й опуститься до шару твердого напівкоксу (опір проходження голки знову зміниться), то відзначають покази нижнього рівня пластичного шару. Водночас роблять виміри загального рівня шару завантаженого вугілля. За результатами аналізу будують графік пластометричних кривих (рис 12), з якого визначають товщину пластичного шару – y , мм. та зміну висоти шару завантаженого вугілля (пластометричне просідання) – x , мм.

Для дослідження спісненого вугілля, що утворює при нагріванні пластичний шар з високою в'язкістю, цей метод малопридатний.

Крім розглянутих вище досліджень коксівності вугілля, набули поширення методи визначення **дилатометричних показників**, які характеризують спучення вугілля під час нагрівання без доступу повітря.

Сутність цього методу визначення дилатометричних показників із застосуванням приладу Одибера – Арну [15] полягає в нагріванні при постійному тиску виготовленого шляхом пресування вугільного стрижня, та в подальшому вимірюванні зміни його довжини залежно від температури.

Для реалізації методу з проби вугілля, подрібненого в порошок, виготовляють шляхом пресування вугільні стрижні діаметром 6 мм і довжиною 60 мм. Стрижень поміщають у вузьку калібровану трубку – дилатометр, закривають її сталевим поршнем, переносять в електричну піч і нагрівають, підвищуючи температуру в інтервалі 300 – 550 °С на 3 градуси кожної хвилини. При цьому періодично відзначають переміщення поршня, яке відбувається внаслідок зміни довжини вугільного стрижня під впливом температури і обчислюють цю зміну у відсотках від початкової довжини поршня. Нагрівання припиняють через 5 хв. після досягнення вугільним стрижнем максимальної довжини.

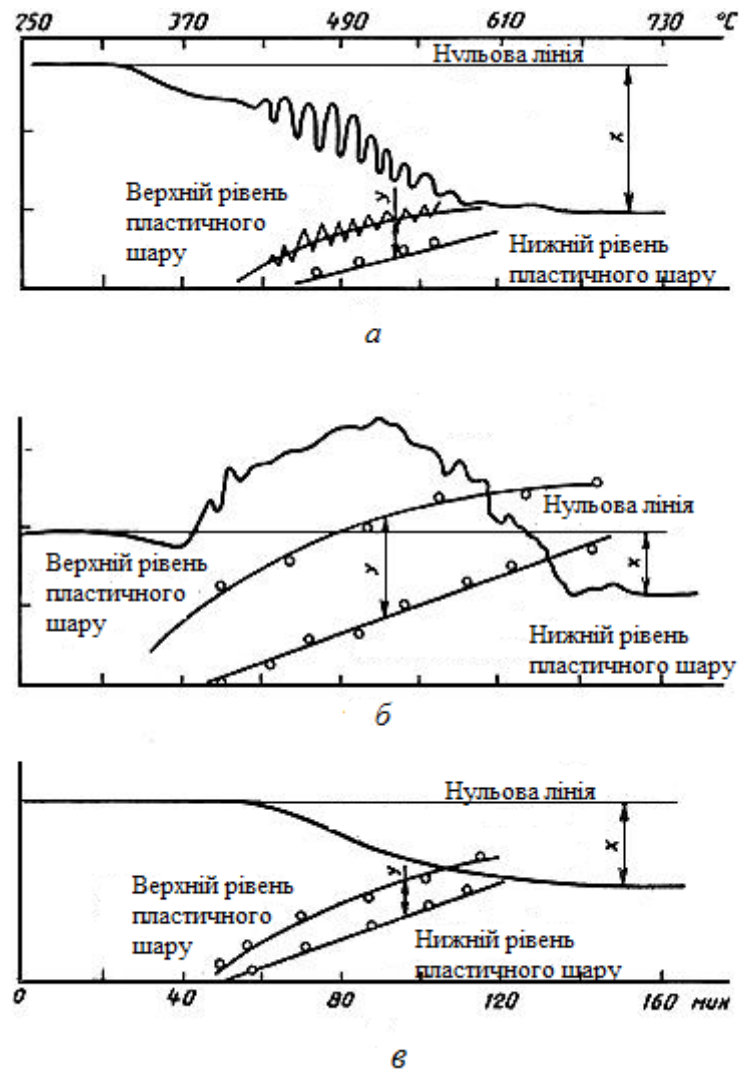


Рис. 12. Пластометричнi кривi результатiв випробувань вугiлля методом Л.М. Сапожникова: *а* – зигзагоподiбна; *б* – горбоподiбна; *в* – пологоспадна.

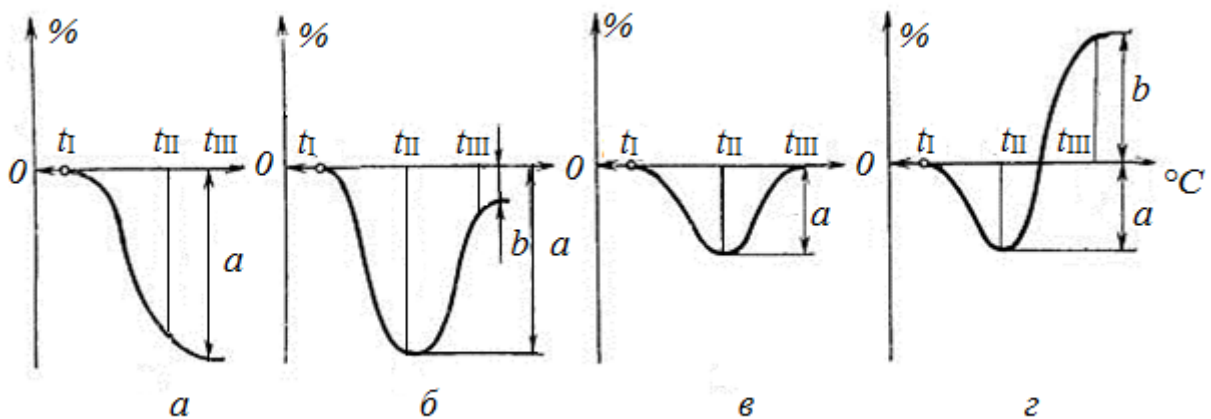


Рис. 13. Дилатометричнi кривi: *а* – вiдсутнiсть дилатацiї; *б* – негативна дилатацiя; *в* – нульова дилатацiя; *г* – позитивна дилатацiя.

Систематично фіксуючи переміщення поршня під впливом температури і обчислюючи результат у відсотках від початкової довжини вугільного стрижня, можна побудувати криві дилатації (рис. 13).

Криві дилатації відображають такі характеристики процесу:

t_I – температура розм'якшення (початку пластичного стану) стрижня, при якій поршень опускається на 0,5 мм (або на одну поділку, якщо шкала калібрована у вигляді відсотків стандартної довжини стрижня від початкового положення);

t_{II} – температура максимального стиснення (контракції), коли поршень досягає найнижчого положення;

t_{III} – температура максимального розширення (дилатації), за якої поршень досягає свого найвищого положення;

a – стиснення (контракція) – максимальне зменшення довжини вугільного стрижня при нагріванні, виражене у відсотках від його початкової довжини;

b – розширення (дилатація) – максимальне збільшення довжини вугільного стрижня при нагріванні, виражене у відсотках від його початкової довжини.

Дилатація може бути позитивною, тоді довжина вугільного стрижня після випробування перевищує його початкову довжину; негативною, коли максимальна довжина стрижня після випробування буде меншою його початкової довжини; нульовою, якщо довжина вугільного стрижня після випробування дорівнює його початковій довжині.

Зміни довжини (стиснення та розширення) вугільного стрижня у відсотках від його початкової обчислюють за поданими нижче формулами

$$a = \frac{L_1 - L_2}{L} \cdot 100, \%$$

де a – стиснення (контракція), %; L_1 – початкове положення поршня відносно шкали, мм; L_2 – положення поршня відносно шкали після стиснення, мм; L – початкова довжина вугільного стрижня, мм.

Результат розрахунку стиснення округлюють до цілого числа.

$$b = \frac{L_1 - L_2}{L} \cdot 100, \%$$

де b – розширення (дилатація); L_1 – початкове положення поршня відносно шкали, мм; L_2 – положення поршня відносно шкали після розширення, мм; L – початкова довжина вугільного стрижня, мм.

Результат розрахунку розширення округлюють до цілого числа.

Дилатометричні показники вугілля також можна визначити прискореним методом, скориставшись приладом ІГІ-ДМетІ [16]. Цей метод дозволяє визначити індекс спучування вугілля I_v , період його нагрівання до початку спучування P_n і період спучування P_v .

Питання для самоперевірки

1. Які показники характеризують процеси термічного перетворення вугілля без доступу повітря?
2. Визначити поняття співливості й охарактеризувати методи її оцінювання.
3. З'ясувати поняття коксівності й охарактеризувати методи її визначення.
4. Які петрографічні типи вугілля здатні до спікання?
5. У чому полягає сутність методів визначення дилатометричних показників вугілля?

8. ВИЗНАЧЕННЯ ТЕПЛОТИ ЗГОРЯННЯ ПАЛИВА

У розділі висвітлено поняття найнижчої та найвищої теплоти згоряння вугілля, подано формули для обчислення цих величин.

Охарактеризовано типи калориметрів, що використовуються в сучасних лабораторіях для визначення теплоти згоряння вугілля.

Розглянуто конструкцію та принцип дії класичного бомбового калориметра згоряння з термостатом.

Засвоївши матеріал розділу, та опрацювавши довідкову й науково-технічну літературу, студент має показати такі результати навчання:

- ✓ мати чіткі уявлення про теплоту згоряння вугілля;
- ✓ опанувати калориметричний метод визначення теплоти згоряння твердого палива;
- ✓ володіти методикою обчислення ефективної теплоємності калориметра та найвищої і найнижчої теплоти згоряння палива.

8.1. Поняття про теплоту згоряння вугілля

Теплота згоряння – це одна з найважливіших характеристик вугілля як палива. Вона являє собою кількість теплоти, виділеної в наслідок повного згоряння одиниці маси палива в кисні, в так званій калориметричній бомбі і залежить від хімічного складу горючої речовини [1, 35].

Теплота згоряння, віднесена до одиниці маси або об'єму палива, називається питомою теплою згоряння (вимірюється в джоулях чи калоріях на 1 кг, м³ або моль). У США та Великобританії прийнято питому одиницю теплоти Btu/lb (British thermal unit – кількість тепла в калоріях, необхідного для нагрівання 1 фунта води на 1 °F). 1 Btu/lb = 1054 – 1060 Дж = 252 – 253 кал.

Теплота згоряння може бути співвіднесена 1) з робочою масою горючої речовини Q^r , тобто до горючої речовини в тому вигляді, у якому вона надходить до споживача; до сухої маси речовини Q^d ; до горючої маси речовини Q^{daf} , тобто до горючої речовини, що не містить вологи й золи.

Для визначення теплоти згоряння Д. І. Менделєєв запропонував наступну спрощену формулу:

$$Q = 81C + 300H - 26(O - S),$$

де C, H, O, S – процентний вміст у вугіллі відповідно вуглецю, водню, кисню і сірки.

Для визначення найвищої теплоти згоряння зважену аналітичну пробу твердого палива спалюють у атмосфері кисню під високим тиском у калориметричній бомбі за чітко визначених умов. Ефективну теплоємність калориметра визначають під час експериментів щодо градування, спалюючи метрологічно атестовану високочисту бензойну кислоту за умов, наведених у свідоцтві про атестацію. Скориговане підвищення температури встановлюють за результатами вимірювання температури у початковому, основному та завершальному періодах. Тривалість та частота вимірювання температури залежить від типу калориметра, що використовують. Спочатку у бомбу додають воду, щоб до згоряння утворилася насичена парова фаза, внаслідок чого вся вода, що утворюється під час згоряння та зумовлена вологістю проби, буде водою в рідкому стані.

Найвищу теплоту згоряння обчислюють за скоригованим підвищенням температури та ефективною теплоємністю калориметра, враховуючи енергію запалювання, згоряння бавовняної нитки, та теплові ефекти побічних реакцій, таких як утворення нітратної та сульфатної кислоти, газоподібного діоксиду сірки, тобто продуктів згоряння сірки, що є у паливі.

Найнижчу теплоту згоряння за сталого об'єму та найнижчу теплоту згоряння за сталого тиску отримують розрахунками із визначеної найвищої теплоти згоряння аналітичної проби палива за сталого об'єму. Розрахунок найнижчої теплоти згоряння за сталого об'єму потребує даних щодо вмісту вологи та водню в аналітичній пробі. Розрахунок найнижчої теплоти згоряння за сталого тиску також потребує даних щодо вмісту у пробі кисню та азоту.

8.2. Визначення теплоти згоряння

8.2.1. Калориметри

Калориметр – це прилад для вимірювання кількості теплоти, що виділяється або поглинається в будь-якому фізичному, хімічному або біологічному процесі. Термін «калориметр» був запропонований А. Лавуазьє і П. Лапласом, (1780).

Сучасні калориметри працюють в діапазоні температур від 0,1 до 3500 К і дозволяють вимірювати кількість теплоти з точністю до 0,01-10%. Існують калориметри різних типів, їх використання визначається характером і тривалістю процесу, областю температур, при яких проводяться вимірювання, кількістю вимірюваної теплоти і необхідною точністю.

Калориметр, призначений для вимірювання сумарної кількості теплоти, що виділяється в процесі від його початку до завершення, називають **калориметр-інтегратором**.

Калориметр для вимірювання теплової потужності (швидкості тепловиділення) і її зміни на різних стадіях процесу називають **вимірювачем потужності** або **калориметр-осциллографом**.

По конструкції калориметричної системи і методу вимірювання розрізняють рідинні і масивні калориметри, одинарні та подвійні (диференціальні).

Рідинний калориметр-інтегратор змінної температури з ізотермічної оболонкою застосовують для вимірювань теплот розчинення і теплот хімічних реакцій. Він складається з посудини з рідиною (зазвичай водою), в якому знаходяться: камера для проведення досліджуваного процесу («калориметрична бомба»), мішалка, нагрівач і термометр. Теплота, що виділилася в камері, розподіляється між камерою, рідиною та іншими частинами калориметра, сукупність яких називають калориметричною системою приладу.

У **калориметр-інтеграторі іншого типу – ізотермічному** (постійної температури) введена теплота не змінює температуру калориметричної системи, а викликає зміну агрегатного стану тіла, що становить частину цієї системи (наприклад, танення льоду в крижаному калориметрі Бунзена). Кількість введеної теплоти розраховується в цьому випадку за масою речовини, яка змінила агрегатний стан (наприклад, за масою розталого льоду, яку можна виміряти за зміною об'єму суміші льоду і води), і теплою фазового переходу.

Масивний калориметр-інтегратор найчастіше застосовують для визначення ентальпії речовин при високих температурах (до 2500 °С). Калориметрична система у калориметрі цього типу являє собою блок з металу (зазвичай з міді або алюмінію) з виїмками для термометра, нагрівача і судини, в якій відбувається реакція. Ентальпію речовини розраховують як добуток теплового значення калориметра на різницю підйомів температури блоку, що вимірюються після скидання в його гніздо ампули з речовиною, а потім порожньої ампули, нагрітої до тієї ж температури.

Теплоємність газів, а іноді і рідин, визначають в **проточних лабіринтових калориметрах** за різницею температур на вході і виході стаціонарного потоку рідини або газу, потужністю цього потоку і теплою, що виділяється електричним нагрівачем калориметра.

Калориметр, що працює, як **вимірювач потужності**, в протилежність калориметр-інтегратору повинен мати значний теплообмін, щоб кількість теплоти, що вводилася в нього, мала можливість швидко видалятися, і стан

калориметра визначається миттєвим значенням потужності теплового процесу. Теплова потужність процесу обчислюється за теплообміном калориметра з оболонкою.

8.2.2. Визначення теплоти згоряння твердого палива

У лабораторіях теплоту згоряння твердих тіл і рідин визначають у спеціальних калориметричних установках (рис. 14). Така установка складається з бомби, калориметричної посудини з мішалкою, оболонки для теплової ізоляції, контрольно-вимірювальних приладів і допоміжної апаратури.

Наважку палива, розташовану всередині калориметричної бомби, заповненої киснем під тиском, підпалюють за допомогою запала – тонкого дроту, через який пропускають електричний струм. За рахунок тепла, що виділяється при згорянні наважки, нагрівається вода, що заповнює калориметричну посудину, в якій знаходиться бомба (рис.15).

Знаючи масу наважки, кількість води в калориметричній посудині і спостерігаючи підвищення її температури, обчислюють теплоту згоряння палива.

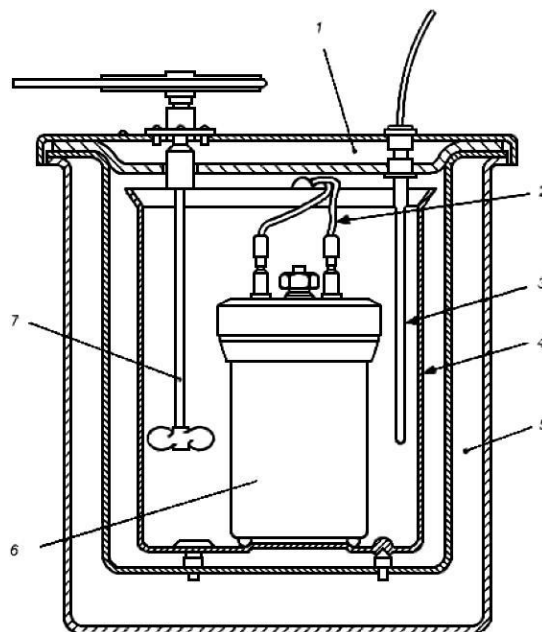


Рис. 14. Класичний бомбовий калориметр згоряння з термостатом.

- 1 – кришка термостата; 2 – контактні дроти кола запалювання;
3 – термометр; 4 – калориметрична посудина; 5 – термостат; 6 – калориметрична бомба; 7 – мішалка.

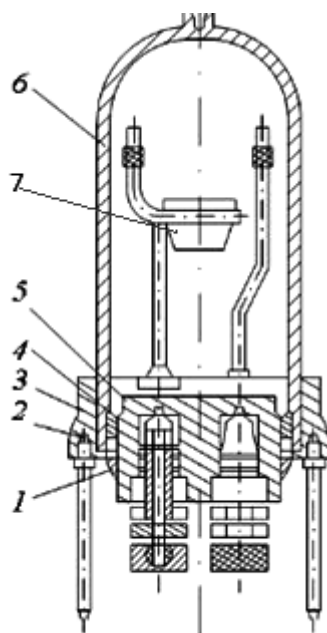


Рис. 15. Бомба калориметрична

1 – контргайка; 2 – кільце металічне; 3 – гайка накидна; 4 – прокладка гумова; 5 – кришка; 6 – корпус; 7 – тигель.

Сучасне визначення теплоти згоряння твердого мінерального палива здійснюють згідно ДСТУ ISO 1928:2006 «Палива тверді мінеральні.

Визначення найвищої теплоти згоряння методом спалювання в калориметричній бомбі та обчислення найнижчої теплоти згоряння» [36].

Калориметрична бомба (рис. 15) являє собою виготовлений з нержавіючої сталі циліндричний стакан ємністю близько 300 мл, у нижній частині якого є ніжки для кріплення бомби в спеціальній підставці. Калориметрична бомба повинна бути спроможна протистояти небезпеці великих тисків, що виникають під час згоряння проби.

Калориметрична посудина (рис. 14) являє собою зроблений з латуні циліндр, що заповнюється дистильованою водою, в який занурюють калориметричну бомбу. Калориметричну посудину встановлюють в термостат. Температура в термостаті повинна підтримуватися сталою, з похибкою $\pm 0,1$ К, або менше протягом усього експерименту. У калориметричну посудину опускають мішалку, яка працює зі сталюю швидкістю.

Калориметричний термометр повинен мати роздільну здатність не більше ніж $0,001$ К, щоб була можливість визначати зміну температури з похибкою $0,002$ К. Крім традиційних ртутних скляних термометрів використовують платинові термоперетворювачі опору, термістори, кварцові резонатори, які забезпечать необхідну точність.

Для аналізу палива використовуються тиглі із кремнію, нікель-хрому, платини або аналогічних інертних матеріалів. Для кам'яного вугілля застосовується тигель діаметром 25 мм з плоским дном та глибиною не більше 20 мм.

Для запалювання проби в калориметричній бомбі застосовують:

– запалювальний дріт із хромонікелевого сплаву або інший дріт із необхідною електропровідністю та відповідними теплофізичними властивостями;

– бавовняну нитку з білої целюлозної бавовни.

Крім спеціального обладнання, зазначеного вище, потрібні терези для взяття наважок з роздільною здатністю не більше 0,1 мг та для зважування калориметричної посудини з водою з роздільною здатністю не більше 0,5 г; регулятор тиску для контролю заповнення бомби киснем; манометр для вимірювання тиску у бомбі з похибкою 0,05 МПа; хімічний посуд.

Калориметричне визначення складається з двох окремих експериментів: градування із застосуванням бензойної кислоти та спалювання палива, обидва за однакових умов.

Градування проводиться з метою визначення ефективної теплоємності калориметра.

Ефективна теплоємність калориметра ε – це кількість теплоти, що необхідна для підвищення температури калориметра на 1 К при стандартній температурі 298 К (Дж/К). Вона визначається зміною приросту температури при спалюванні атестованого зразка речовини (бензойної кислоти), в таких же умовах на тому ж обладнанні і з тими ж реактивами і матеріалами, що і при визначенні теплоти згоряння палива, що аналізується.

Експеримент складається з реакції згоряння в бомбі в атмосфері кисню під високим тиском, аналізу продуктів згоряння та з вимірювання зміни температури, зумовленої загальним процесом у бомбі.

Вугілля та кокс, що використовуються для визначення теплоти згоряння повинні бути аналітичною пробою, просіяною через лабораторне сито з отворами 212 мкм, з визначеною вологістю.

У процесі самого визначення можна відзначити три періоди (рис.16):

– початковий – попереднє спалювання наважки, коли проводиться облік теплообміну даної калориметричній установці з навколишнім середовищем при початковій температурі випробування.

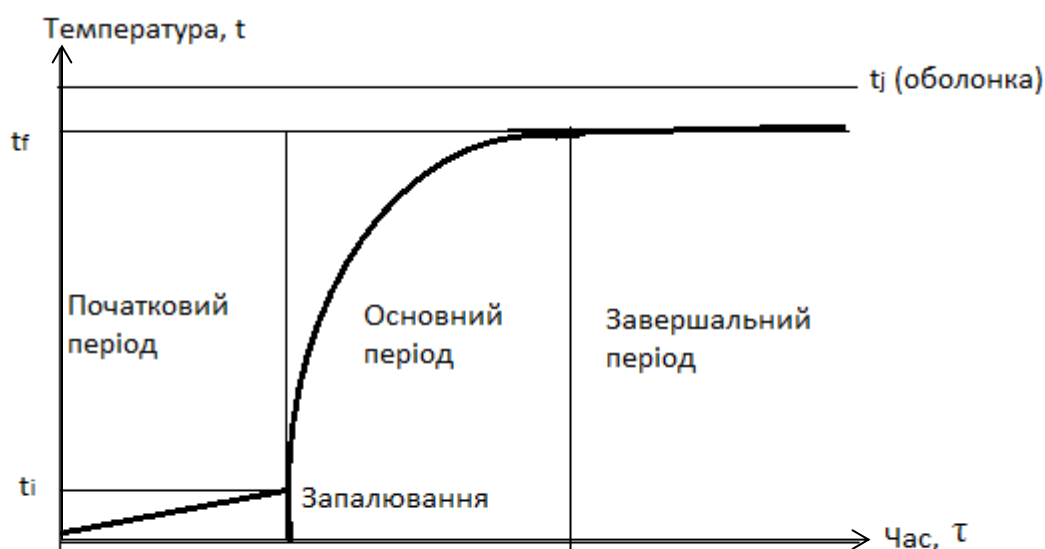


Рис. 16. Крива залежності температури випробування від часу

– основний – під час якого згорає наважка і при передачі тепла калориметричній системі відбувається вирівнювання температури всіх її частин.

– завершальний – що служить для обліку теплообміну калориметричної системи при заключній температурі випробування.

За кривою залежності температури від часу визначають *скориговане підвищення температури θ , яке є зміною температури калориметра, що зумовлена лише процесами, що відбуваються в калориметричній бомбі*, тобто це загальне підвищення температури, що спостерігається, скориговане на теплообмін, потужність перемішування тощо. Значення θ необхідне для розрахунку ефективної теплоємності калориметра за формулою:

$$\theta = t_f - t_i,$$

де t_i – температура на початку основного періоду, °С;

t_f – температура наприкінці основного періоду, °С.

Випробування починають через 5-10 хв після початку перемішування води в калориметричному посудині, коли вирівнюється температура всіх частин калориметричної установки. Відліки температури в калориметричній установці (за шкалою термометра) виконуються в початковий період кожну хвилину, всього 5 відліків за 5 хв.

У основному періоді відліки виконуються кожні півхвилини і цей період вважають закінченим при настанні рівномірної зміни температури води в півхвилинні проміжки часу.

До завершального періоду відносять 10 відліків з рівномірною зміною температури через кожні півхвилини.

Після закінчення випробування всі внутрішні частини бомби промивають дистильованою гарячою водою, збираючи промивні води, для визначення вмісту побічних продуктів, таких як нітратна та сульфатна кислоти, діоксид сірки, тобто продуктів згоряння сірки, що є у досліджуваних зразках.

Кількість теплоти, що виділяється під час спалювання в бомбі, визначають за ефективною теплоємністю ε помноженою на скориговане підвищення температури θ . Для визначення теплоти згоряння проби палива необхідно враховувати всі поправки, що зумовлені додатковими джерелами теплоти. Отримана таким чином теплота згоряння називається найвищою теплотою згоряння палива за сталого об'єму.

Найвища теплота згоряння за сталого об'єму $q_{v,gr}$ (gross calorific value at constant volume) – це кількість тепла, що виділяється під час повного згоряння одиниці маси твердого палива в атмосфері кисню у калориметричній бомбі за визначених умов. При цьому залишковими продуктами згоряння є газоподібні кисень, азот, діоксид вуглецю, діоксид сірки та вода у рідкому стані (у рівновазі з її паром), насичена діоксидом вуглецю, тверда зола за умови доведення температури всіх продуктів згоряння до стандартної.

Теплота згоряння палива, що використовується переважно для практичних цілей, є найнижчою теплотою згоряння палива з точно визначеним вмістом вологи за сталого тиску.

Найнижча теплота згоряння палива за сталого тиску $q_{p,net,m}$ (net calorific value at constant pressure) – це кількість тепла, що виділяється під час повного згоряння одиниці маси твердого палива в атмосфері кисню за умов, що вся вода, яка є продуктом реакції, залишається у вигляді водяної пари (за тиску $0,1\text{МПа}$), інші залишкові продукти згоряння такі самі, як і для найвищої теплоти згоряння.

Основна різниця між найвищою та найнижчою теплотою згоряння пов'язана з фізичним станом води у продуктах реакції, і тому найнижчу теплоту згоряння палива визначають із найвищої теплоти згоряння для проби, яка не містить вологи, за умови, що повний вміст водню без вологи може бути визначено експериментально або точно розраховано для палива.

8.3. Обчислення результатів визначення теплоти згоряння твердого палива

При обчисленні результатів визначення теплоти згоряння твердого палива використовуються позначки одиниць фізичних величин відповідно до комплексу стандартів [37], які впроваджено в Україні як міждержавні стандарти.

8.3.1 Розрахування ефективної теплоємності калориметра

Ефективну теплоємність калориметра, в якому кількість води в калориметричній посудині однакова в усіх експериментах, обчислюють за формулою:

$$\varepsilon = \frac{m_{ba} \cdot q_{v,ba} + Q_{fuse} + Q_{ign} + Q_N}{\theta},$$

де m_{ba} – маса бензойної кислоти, г;

$q_{v,ba}$ – наведена в свідостві про атестацію теплота згоряння бензойної кислоти за сталого об'єму, Дж/г;

Q_{fuse} – поправка, зумовлена згорянням запалювального дроту, Дж;

Q_{ign} – поправка, зумовлена окисненням дротяного нагрівача, Дж;

Q_N – поправка, зумовлена утворенням нітратної кислоти, Дж;

θ – скориговане підвищення температури, К або ін. одиниці.

8.3.2 Розрахування найвищої теплоти згоряння палива

Розрахування найвищої теплоти згоряння за умов сталого об'єму проводять відповідно формулі:

$$q_{v,gr} = \frac{\varepsilon_{(n)} \cdot \theta - Q_{fuse} - Q_{ign} - Q_N - m_2 \cdot q_{v,2}}{m_1} - \frac{Q_S}{m_1},$$

де $q_{v,gr}$ – найвища теплота згоряння палива, Дж/г;

$\varepsilon_{(n)}$ – середня ефективна теплоємність калориметра, що базується на n визначеннях ε , Дж/К;

Q_S – поправка на утворення водного розчину сульфатної кислоти в бомбі з газоподібного діоксиду сірки, Дж;

m_1 – маса проби палива, г;

m_2 – маса допоміжного матеріалу, г;

$q_{v,2}$ – найвища теплота згоряння допоміжних матеріалів за сталого об'єму, Дж/г.

Найвища теплота згоряння за сталого об'єму сухого палива $q_{V,gr,d}$ визначається за формулою:

$$q_{V,gr,d} = q_{V,gr} \cdot \frac{100}{100 - M},$$

де M – вологість аналітичної проби палива у відсотковому відношенні до маси;
 $q_{V,gr}$ – найвища теплота згоряння палива за сталого об'єму (Дж/г).

8.3.3. Розрахування найнижчої теплоти згоряння палива

Найнижчу теплоту згоряння палива за сталого тиску обчислюють за формулою:

$$q_{p,net,m} = \{q_{V,gr,d} - 212,2 \cdot \omega(H)_d - 0,8[\omega(O)_d + \omega(N)_d]\} \cdot (1 - 0,01M_T) - 24,4 \cdot M_T,$$

де $q_{p,net,m}$ – найнижча теплота згоряння палива за сталого тиску із вмістом вологи M_T (Дж/г);

$q_{V,gr,d}$ – найвища теплота згоряння за сталого об'єму сухого палива;

$\omega(H)_d$ – вміст водню у вільному від вологи паливі (складається з водню води від гідратації мінеральної речовини, а також водню у вугіллі);

$\omega(O)_d$ – вміст кисню у вільному від вологи паливі;

$\omega(N)_d$ – вміст азоту у вільному від вологи паливі;

$\omega(H)_d$, $\omega(O)_d$, $\omega(N)_d$ визначаються згідно ISO 1170 [38].

M_T – загальна вологість палива, для якого виконується розрахунок.

Найнижча теплота згоряння палива за сталого об'єму розраховується за наступною формулою:

$$q_{V,net,m} = (q_{V,gr,d} - 206 \omega(H)_d \cdot (1 - 0,01 \cdot M_T)) - 23,0 \cdot M_T.$$

де $q_{p,net,m}$ – найнижча теплота згоряння палива за сталого тиску із вмістом вологи M_T (Дж/г);

$q_{V,gr,d}$ – найвища теплота згоряння за сталого об'єму сухого палива;

$\omega(H)_d$ – вміст водню у вільному від вологи паливі (складається з водню води від гідратації мінеральної речовини, а також водню у вугіллі);

M_T – загальна вологість палива, для якого виконується розрахунок.

Питання для самоперевірки

1. В яких одиницях вимірюється теплота згорання?
2. Які елементи, що входять до складу вугільної речовини, визначають величину теплоти згорання її?
3. Що таке найнижча і найвища теплота згорання вугілля?
4. Сформулювати визначення ефективної теплоємності калориметра.
5. За якою формулою обчислюють ефективну теплоємність калориметра?
6. Що входить у загальне обладнання калориметричної установки?
7. На які періоди поділяється калориметричне визначення? Охарактеризувати кожний період.
8. За якими формулами обчислюють теплоту згорання палива?

8. ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ВИКОРИСТАННЯ ТЕХНІЧНОГО АНАЛІЗУ ВУГІЛЛЯ ЯК ІНСТРУМЕНТАРІЮ МОНІТОРІНГОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

В розділі розглянуто екологічні проблеми, що пов'язані з необхідністю використання раціональних методів розробки й технологічної переробки вугілля, утилізації виробничих відходів та проведення моніторингу якості вугільної сировини на основі технічного аналізу

З опорою на матеріал розділу, довідкову та науково-технічну літературу студент повинен продемонструвати наступні результати навчання:

- ✓ *мати поняття про екологічну спрямованість методів технічного аналізу;*
- ✓ *опанувати визначення в умовах реальних виробничих ситуацій підходів, що гарантують екологічну безпечність для довкілля.*

Для України вугілля, в якому сконцентровано до 90 % енергетичного потенціалу твердих корисних копалин та величезна кількість різних хімічних сполук є одним з найважливіших видів природного ресурсу.

Масштабність вугільних запасів у порівнянні з рідкими й газоподібними копалинами, а також велика потреба у виробництві енергії обумовлює цінність і доцільність його промислової переробки. Тому вугілля визнається основним стратегічним матеріалом діяльності провідних галузей промисловості, а саме енергетики, металургії, хімії тощо.

В контексті розвитку суспільства екологічна безпечність будь-якої технології, в тому числі вугільного виробництва, а також якість продуктів на основі цих процесів залежать від складу вихідної сировини. Вугілля як сировинний матеріал, що утворюється в результаті тривалого еволюційного процесу та складних метаморфічних перебігів, є комплексною речовиною. Його складові компоненти характеризуються як органічними речовинами, так і мінеральними (зокрема вода, цілий ряд рідких та розсіяних елементів).

При цьому спрямованість раціонального застосування вугілля як паливного чи іншого виду матеріалу у вигляді вуглеграфітових композитів, активованих модифікацій тощо, визначається за допомогою моніторингових досліджень на основі технічного аналізу. Отже, щоб ефективно керувати якістю будь-якого сировинного ресурсу, необхідно сформулювати ефективну систему технічних вимог, методологічних заходів.

Особливості походження і можливість отримання значної кількості хімічних речовин з різних видів вугілля полягають в тому, що його органічною складовою виступають подібні елементи: вуглець, гідроген, оксиген, нітроген і сірка, кількість яких залежить від виду копалин.

Однаковий якісний і різний кількісний склад вугілля свідчить про характер його утворення з одного і того ж природного матеріалу, а саме рослинних й

тваринних залишків, за участю різних чинників та параметрів навколишнього середовища.

В той же час, вугілля як нафта і газ, є невідновлюваним природним енергетичним ресурсом. Тому з позицій урахування потреб споживання процеси розробки вугілля та його технологічне перетворення у різні продукти повинні контролюватися рамками вимог екологічної безпеки довкілля, бути науково обґрунтованими та раціональними.

Сьогодні у світі спостерігається тенденція зростання видобутку кам'яного, бурого та інших різновидів вугілля. За експертними оцінками у найближчі десятиріччя рівень добування вугільної сировини підвищиться з 5 млрд до 7,5 млрд тон на рік. При цьому інтенсивний видобуток і широке використання вугілля та торфу призводить до підвищення рівню концентрації шкідливих речовин у довкіллі.

Внаслідок добування, збагачення, переробки та використання вугілля виникає цілий ряд екологічних проблем, до яких відносять такі:

- порушення цілісності земної поверхні, стану ландшафтів;
- складування твердих та рідких відходів гірничого виробництва
- забруднення та іноді незворотні зміни гідрологічного й гідрохімічного режимів ґрунтових і річкових вод;
- акумуляція групи побічних речовин, до яких відносять тверді речовини: сажу «С», важкі метали, кам'яновугільну смолу (пек); токсичні гази: СО; СН₄; СО₂; стічні підсмолені води, що вміщують ароматичні сполуки – феноли, пірокатехіни тощо;
- утворення зворотних вод після вуглезбагачення;
- негативний вплив на біонтів в екосистемах біосфери та збіднення біологічного різноманіття.

Слід також зазначити, що небезпечність вищеназваних екологічних параметрів носить тривалий кумулятивний характер небажаних наслідків для здоров'я людини та пролонгуються у довкіллі на десятки років. При цьому інтегральним показником, що характеризує нестабільність демографічного стану у вугледобувних районах, є природне зниження кількості населення, підвищення рівня спадкових аномалій, високий фон професіональних захворювань, в тому числі онкологічних, захворювань кров'яної і нервової системи та ін.

Враховуючи зацікавленість, темпи та поширеність організації вугледобувних й вуглепереробних робіт, вважається доцільним з метою використання природоохоронних новітніх технологій орієнтувати вугільну галузь на своєчасні моніторингові дослідження, що базуються на даних технічного аналізу, які дозволять мінімізувати дію шкідливих факторів на навколишнє середовище (рис.17).

Особливу увагу викликають проблеми збагачувальних фабрик, де за різними причинами (недосконалість технології та обладнання, нестабільність

режиму збагачення тощо) спостерігається утворення відходів флотації у шламонагромаджувачах, а також збалансованих шламів у шламо- та муловідстійниках та продуктів відсіву і відмивку вугільних фракцій. Так, наступним часом на збагачувальних фабриках України організована велика кількість нагромаджувачів шламу (39) та відстійників (47), котрі вміщують понад 177 млн т обводнених вуглевідходів із середньою зольністю 45–75 %.

З огляду на те, що з відходами флотації щорічно втрачається до 960 тис. т вугілля, з яких технологічно доступними можна вважати близько 570 тис. т кондиційованого матеріалу, особливої актуальності набувають задачі спрямованої утилізації вуглевідходів та залучення їх до товарного споживання.

Крім того, після виділення твердої фази у вигляді осаду, відбувається накопичення у зворотних системах стічних вод, які після спеціальних методів очищення доцільним є повернення для повторного промислового використання.



Рис. 17. Схема взаємозв'язку елементів моніторингу якості вугілля на основі технічного аналізу

Таким чином, підвищення рівня екологічної безпеки можна здійснюватися завдяки, з одного набору інструментів контролювання якісних показників вихідної сировини і продуктів переробки вугільних виробництв, а з іншого – шляхом спрямованої утилізації вторинних матеріалів, а саме відходів збагачення вугілля та застосування кондиційованих зворотних вод, що сприятимуть зменшенню обсягів викидів у довкілля.

До розряду основних раціональних напрямків моніторингу якості та ефективного застосування вугілля можна віднести такі:

- технічний аналіз за нормативними вимогами якості вугілля як палива або хімічної сировини;

- розробка способів утилізації відходів гірничого виробництва (шламів, хвостів) з метою повторного збагачення вугілля;

- регенерація зворотних вод вуглезбагачення шляхом видалення частинок тонкодисперсних вугільно-глинистих суспензій та дрібних фракцій шламів (< 1 мм) для їх використання у технологічному циклі як вторинного ресурсу;

- застосування біохімічних методів селективного очищення стічних вод збагачення від важких металів та інших токсичних домішок;

- інтенсифікація фільтрування флококонцентратів за допомогою ефективних композицій флокулянтів в процесах збагачення тонкодисперсних вугільно-глинистих суспензій, а також ультрадрібних фракцій шламів (< 20 мкм), що погіршують технологічні показники;

- знесірчення вугілля до його спалювання з використанням фізичних методів (збагачення), хімічних методів (десульфуризація) та мікробіологічних;

- вилучення сірчистих сполук (діоксиду сірки) з димових газів, які утворюються в результаті спалювання вугілля, шляхом їх сорбції і зв'язування вапняком, оксидом кальцію;

- прогнозування та контроль можливих викидів метану, супроводжуючих процес добування вугілля, використовуючи автоматизовану систему датчиків та вентиляційне обладнання;

- підвищення умов екологічної безпеки та надійності шахтного обладнання;

- очищення високомінералізованих шахтних стічних вод, які є забруднювачами природних водних джерел та засолюють ґрунти;

- переробка вугільних шламів та відходів вуглезбагачення, складування яких призводить до відторгання значних площ земельних ділянок;

- повноцінна утилізація побічних продуктів вуглехімічної та вугільної промисловості;

- упровадження інноваційних проектів та проведення профілактичних заходів, спрямованих на зниження рівня шкідливого впливу фізико-хімічних процесів, що відбуваються у відвалах вугільного й вугільно-хімічного

виробництв (запобігання їх самозайманню, курінню тощо), на об'єкти природно-заповідного фонду, повітряне, водне й ґрунтове середовище;

– нормативне контролювання викидів в атмосферу токсичних і парникових газів (NO_2 , SO_2 , CO_2), утворених в процесі добування та спалювання вугілля, а також викиди високодисперсних зольних часток, важких металів та їх сполук як побічних продуктів термообробки вугілля.

Отже, головною метою екологічних підходів у будь-якій промисловій галузі, в тому числі і вугільно-хімічній, повинно бути формування відповідального відношення до природного середовища на основі технічного аналізу, дані якого дають інформацію та можливість прогнозувати наслідки впливу технологічного процесу на довкілля. При цьому практичні знання й професійні навички допоможуть приймати рішення в умовах реальних виробничих ситуацій.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Менковский М.А., Флодин А.А. Аналитическая химия и технический анализ углей. –Л.: Углетехиздат, 1959. – 336 с.
2. Гульмалиев А.М., Головин Г.С., Гладун Т.Г., Скопенко С.М. Обобщенная модель структуры органической массы углей // Химия твердого топлива. –1994.–№ 4–5.–с. 14–27.
3. Химия твердых горючих ископаемых: учеб. пособие для студ. вузов, обуч. по спец. "Химическая технология твердого топлива" / М.Г. Скляр, Ю.Б. Тютюнников. 2-е изд., перераб. и доп. К. : Вища школа, 1985. 248 с. : ил. – прил. (Лабораторный практикум)
4. Скляр М.Г., Тютюнников Ю.Б. Химия твердых горючих ископаемых. Лабораторный практикум. – Изд. 2-е, доп. –К.: Высшая шк., 1985. – 247 с.
5. Гагарин С.Г. Роль невалентных взаимодействий между ароматическими фрагментами углей // Химия твердого топлива.– 1990.– №5
6. Камнева А.И., Платонов В.В. Теоретические основы химической технологии горючих ископаемых. –М.: Химия, 1990. – 288 с.
7. Скрипченко Г.В., Козлов.И.В. Экспериментальный и теоретический анализ преобразования структуры углей в процессе метаморфизма // ХТТ. – 1994. – № 3.– с.19–26.
8. Корсаков В.Г., Шеломенцева И.В., Юрьевская И.М., Петрова Л.И. Исследование энергетических характеристик и прогнозирование физико-химических и технических свойств материалов / Направленный синтез твердых веществ. Вып.1: межвуз.сб. / Под ред. В.Б.Алексовского. – Л.: изд-во Ленингр.ун-та, 1983, С.158-174.
9. Справочник по обогащению углей. Под ред. И.С. Благова, А.М. Коткина, Л.С. Зарубина. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1984, 614 с.
10. Химия и переработка угля. Автор: Липович В.Г., Калабин Т.А., Калечиц И.В. и др. Издано: М.: Химия, 1988 г., 336 с.
11. ДСТУ 7723: 2015 Вугілля кам'яне. Визначення індексу спікання методом Рога.

12. ДСТУ 7600: 2014 (ISO 502:1982, МОД) Вугілля кам'яне. Визначення коксівності методом Грей-Кінга.
13. ГОСТ 2013 – 75 Угли каменные. Ускоренный метод определения спекаемости
14. ДСТУ 7722: 2015 Вугілля кам'яне. Метод визначення пластометричних показників.
15. ГОСТ 13324-94 (ИСО 349–75) Угли каменные. Метод определения дилатометрических показателей в приборе Одибера-Арну.
16. ГОСТ 14056 – 77 Угли каменные. Ускоренный метод определения дилатометрических показателей в приборе ИГИ-ДМетИ.
17. Братичак М.М., Пиш'єв С.В., Рудкевич М.І. Хімія та технологія переробки вугілля. Підручник. – Львів: Видавництво «Бескид Біт», 2006.–272 с.
18. ГОСТ 25543 – 88 Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам.
19. ДСТУ 3472:2015 Вугілля буре, кам'яне та антрацит. Класифікація.
20. ГОСТ 19242 – 73 Угли бурые, каменные и антрацит. Классификация по размеру кусков.
21. ANSI M20.1–73.
22. Document ECE. Coal Committee, COAL/AC/5/CRP/7, Seventh Ad hoc Meeting on the Elaboration of an International Scientific Classification of Medium - rank ad High-rank Coals. – 1989. – Report.
23. В.І. Саранчук, В.В. Ошовський, Г.О. Власов Фізико-хімічні основи переробки горючих копалин: / ДонДТУ, Східний видавничий дім, 2001. – 304 с.
24. ГОСТ 4680 – 49 Методы пересчета массы гигроскопических материалов и продуктов при отклонении их влажности от нормированной.
25. Чатухин В.И., Чатухин В.В. Топливо и теория горения: Учеб. пособие.– К.:Вища шк. Головное изд-во, 1989. – 223 с.;ил.
26. ГОСТ 27314 – 91(ИСО 589-81) Топливо твердое минеральное. Методы определения влаги.

27. ГОСТ 11014 – 2001 Угли бурые, каменные и антрацит и горючие сланцы. Ускоренный метод определения влаги.
28. ГОСТ 11022 – 95 (ИСО 1171–97) Топливо твердое минеральное. Методы определения зольности
29. Ильяхин М.С., Сидоренков Ф.Т. Основы теплотехники. – М.: Агропромиздат, 1987. – 144 с.
30. ГОСТ 6382 – 91 (ИСО 562–81) Топливо твердое минеральное. Методы определения выхода летучих веществ.
31. ГОСТ 7303 – 90 (СТ СЭВ 6768–89) Антрацит. Метод определения объемного выхода летучих веществ.
32. ДСТУ 3528–97 (ГОСТ 8606–93) (ISO 334–92) Паливо тверде мінеральне. Визначення загальної сірки. Метод Ешка
33. ГОСТ 2059-95 (ИСО 351–96) Метод определения общей серы сжиганием при высокой температуре
34. ГОСТ 9326 – 2002. Топливо твердое минеральное. Методы определения хлора (ИСО 587 – 97)
35. Веселовский В.С. Испытание горючих ископаемых// Государственное науч. -тех. изд. литературы по геологии и охране недр. Москва, 1963, 411 с.
36. ДСТУ ISO 1928:2006 «Палива тверді мінеральні. Визначення найвищої теплоти згоряння методом спалювання в калориметричній бомбі та обчислення найнижчої теплоти згоряння».
37. ДСТУ 3651.0-97 Метрологія. Одиниці фізичних величин. Основні одиниці фізичних величин міжнародної системи одиниць.
38. ГОСТ 27313–95 (ИСО 1170–77) Топливо твердое минеральное. Обозначение показателей качества и формулы пересчета результатов анализа для различных состояний топлива (Паливо тверде мінеральне. Позначення показників якості та формули перерахування результатів аналізу для різних станів палива)

Додаток

Класифікація вугілля за генетичними і технологічними параметрами [18]

Марка		Група		Підгрупа		Клас	Категорія	Тип	Підтип	Примітка
Найменування	Позначення	Найменування	Позначення	Найменування	Позначення					
Бурый	Б	Перше буре	1Б	-	-	02, 03	Всі категорії	50 і більше	05, 10, 15, 20	
		Друге буре	2Б	Друге буре вітринітове	2БВ	02, 03, 04	0, 1, 2, 3	30, 40	05, 10, 15, 20	
				Друге буре фіузенітове	2БФ	02, 03, 04	4 і більше	30, 40	05, 10, 15	
		Третє буре	3Б	Третє буре вітринітове	3БВ	03, 04, 05	0, 1, 2, 3	10, 20	05, 10, 15, 20	
				Третє буре фіузенітове	3БФ	04, 05	4 і більше	10, 20	05, 10	
		Довгоплум'яне	Д	-	-	Довгоплум'яне вітринітове	ДВ	04	0, 1, 2, 3	40 і більше
05										
06										
07										
Довгоплум'яне фіузенітове	ДФ			05	4 і більше	30 і більше	00, 01			
								06		
07										
Довгоплум'яне газове	ДГ	-	-	Довгоплум'яне газове вітринітове	ДГВ	05, 06, 07	0, 1, 2, 3	32 і більше	06, 07, 08, 09	
				Довгоплум'яне газове фіузенітове	ДГФ	05, 06, 07	4 і більше	30 і більше	06, 07, 08, 09	
Газове	Г	Перше газове	1Г	Перше газове вітринітове	1ГВ	05, 06, 07, 08, 09	0, 1, 2, 3	38 і більше	10, 11, 12	
				Перше газове фіузенітове	1ГФ	05, 06, 07, 08, 09	4 і більше	30 і більше	10, 11, 12	06, 07, 08, 09
		Друге	2Г	-	-	06, 07	Всі	38 і	13, 14, 15,	

Додаток

Марка		Група		Підгрупа		Клас	Категорія	Тип	Підтип	Примітка
Найменування	Позначення	Найменування	Позначення	Найменування	Позначення					
		газове					категорії	більше	16	
Газове жирне піснувате	ГЖО	Перше газове жирне піснувате	1ГЖО	Перше газове жирне піснувате вітринітове	1ГЖО В	06, 07	0, 1, 2, 3	30, 32, 34, 36	10, 11, 12, 13, 14, 15, 16	
Газове жирне піснувате	ГЖО	Перше газове жирне піснувате	1ГЖО	Перше газове жирне піснувате фіюзенітове	1ГЖО Ф	06, 07	4 і більше	30, 32, 34, 36	10, 11, 12, 13, 14, 15, 16	
		Друге газове жирне піснувате	2ГЖО	Друге газове жирне піснувате вітринітове	2ГЖО В	08, 09 08	0, 1, 2, 3	30, 32, 34, 36 36 і більше	10, 11, 12, 13, 14, 15, 16	
		Друге газове жирне піснувате фіюзенітове	2ГЖО Ф	08, 09, 08	4 і більше	30 і більше 36 і більше	10, 11, 12, 13, 14, 15, 16			
Газове жирне	ГЖ	Перше газове жирне	1ГЖ	-	-	05, 06, 07	Всі категорії	30 і більше	17 і більше	
		Друге газове жирне	2ГЖ	-	-	08, 09	Всі категорії	36 і більше	17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25	
Жирне	Ж	Перше жирне	1Ж	-	-	08, 09, 10, 11	Всі категорії	28, 30, 32, 34 30, 32, 34	14, 15, 16, 17	
		Друге жирне	2Ж	-	-	08, 09 10, 11	Всі категорії	36 і більше 30, 32, 34 30 і більше	26 і більше 18 і більше 18 і більше	
Коксівне жирне	КЖ	-	-	-	-	09, 10, 11, 12	Всі категорії	24, 26, 28	18 і більше	Тип 24 при $V^{daf} \geq 25\%$ и более
Коксівне	К	Перше коксівне	1К	Перше коксівне вітринітове	1КВ	10, 11, 12	0, 1, 2, 3	24, 26, 28 24 і менше	13, 14, 15, 16, 17 13 і більше	Тип 24 при $V^{daf} \leq$ менше

Додаток

Марка		Група		Підгрупа		Клас	Категорія	Тип	Підтип	Примітка
Найменування	Позначення	Найменування	Позначення	Найменування	Позначення					
										25
				Перше коксівне фіузенітове	1КФ	10, 11, 12	4 і більше	24, 26, 28 24 і менше	13, 14, 15, 16, 17 13 і більше	Тип 24 при V^{daf} менше 25
		Перше коксівне	2К	Друге коксівне вітринітове	2КВ	13, 14, 15, 16 14, 15, 16 і більше	0, 1, 2, 3	28 і менше	13 і більше Менше 13*	* При $SI 7$ і більше
				Друге коксівне фіузенітове	2КФ	13, 14, 15, 16	4 і більше	28 і менше	13 і більше	
Коксівне піснுவате	КО	Перше коксівне піснувате	1КО	Перше коксівне піснувате вітринітове	1КОВ	08, 09, 10, 11	0, 1, 2, 3	22, 24, 26, 28	10, 11, 12	
				Перше коксівне піснувате фіузенітове	1КОФ	08, 09, 10, 11	4 і більше	22, 24, 26, 28 20 і більше	10, 11, 12	
		Друге коксівне піснувате	2КО	Друге коксівне піснувате вітринітове	2КОВ	11, 12, 13	0, 1, 2, 3	16, 18, 20 28 і менше 22, 24, 26	10, 11, 12	
				Друге коксівне піснувате фіузенітове	2КОФ	11, 12, 13	4 і більше	16, 18 28 і менше 22, 24, 26	10, 11, 12	
Коксівне слабкоспікливе низькомета-морфізоване	КСН	-	-	Коксівне слабкоспікливе низькомета-морфізоване вітринітове	КСНВ	08, 09, 10	0, 1, 2, 3	28 і менше	06, 07, 08, 09	
				Коксівне слабкоспікливе низькомета-морфізоване фіузенітове	КСНФ	08, 09, 10	4 і більше	28 і менше	06, 07, 08, 09	
Коксів-	КС	Перше	1КС	Перше	1КСВ	11, 12,	0, 1, 2, 3	28 і	06, 07, 08,	

Додаток

Марка		Група		Підгрупа		Клас	Категорія	Тип	Підтип	Примітка
Найменування	Позначення	Найменування	Позначення	Найменування	Позначення					
не слабо-спікливе		коксівне слабо-спікливе		коксівне слабо-спікливе вітринітове		13		менше	09	
				Перше коксівне слабо-спікливе фіузенітове	1КСФ	11, 12, 13	4 і більше	28 і менше	06, 07, 08, 09	
		Друге коксівне слабо-спікливе	2КС	Друге коксівне слабо-спікливе вітринітове	2КСВ	14, 15, 16	0, 1, 2, 3	24 і менше	06, 07, 08, 09	
				Друге коксівне слабо-спікливе фіузенітове	2КСФ	14, 15, 16	4 і більше	24 і менше	06, 07, 08, 09	
Піснுவате спікливе	ОС	Перше піснувате спекаючийся	1ОС	Перше піснувате спікливе вітринітове	1ОСВ	13, 14, 15, 16, 17	0, 1, 2, 3	20 і менше	10, 11, 12, 09, 10, 11, 12, 10, 11, 12	Клас-сы 14 і більше при <i>SI</i> менше 7
				Перше піснувате спікливе фіузенітове	1ОСФ	13, 14, 15, 16, 17	4 і більше	20 і менше	10, 11, 12	
Піснувате спікливе	ОС	Друге піснувате спікливе	2ОС	Друге піснувате спікливе вітринітове	2ОСВ	17 і більше	0, 1, 2, 3	20 і менше	06, 07, 08, 09	
				Друге піснувате спікливе фіузенітове	2ОСФ	17 і більше	4 і більше	20 і менше	06, 07, 08, 09	
Пісне спікливе	ТС	-	-	Пісне спікливе вітринітове	ТСВ	14, 15, 16, 17, 18, 19	0, 1, 2, 3	20 і менше	01	
				Пісне спікливе фіузенітове	ТСФ	14, 15, 16, 17, 18, 19	4 і більше	16, 18, 16 і менше	01	Підтип 01 <i>RI</i> 2:4
Слабо-спікливе	СС	Перше слабо-спікливе	1СС	-	-	07, 08, 09	Всі категорії	20, 22, 24, 26, 28, 34 і більше	00, 01	
		Друге	2СС	-	-	08, 09,	Всі	26, 28,	00, 01	

Додаток

Марка		Група		Підгрупа		Клас	Категорія	Тип	Підтип	Примітка
Найменування	Позначення	Найменування	Позначення	Найменування	Позначення					
		слабкоспік ливе				10, 11, 12, 13	категорії	30, 32		
		Третє слабкоспік ливе	3СС	-	-	08, 09	Всі категорії	20, 22, 24	00, 01	
						10, 11, 12, 13 14		16, 18, 20, 22, 24	00, 01	
						15, 16, 17		16, 18, 20	00	
Пісне	Т	Перше пісне	1Т	Перше пісне вітринігове	1ТВ	15, 16, 17, 18, 19, 20	0, 1, 2, 3	12, 14, 16	00	Підтип 00 RI 2:4
				Перше пісне фюзенігове	1ТФ	13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20	4 і більше	12, 14	00	
		Друге пісне	2Т	Друге пісне вітринігове	2ТВ	15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25	0, 1, 2, 3	08, 10	00	Під- тип 00 RI 2:4
				Друге пісне фюзенігове	2ТФ	15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25	4 і більше	08, 10	00	
Антра- цит	А	Перший антрацит	1А	Перший антрацит вітриніто- вий	1АВ	22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35	0, 1, 2, 3	20	60 і менше	Класи 22 - 25 при V_{daf} менше 8 %
				Перший антрацит фюзеніто- вий	1АФ	22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35	4 і більше	10 і більше	60 і менше	Класи 22 - 25 при V_{daf} менше 8 %
		Другий антрацит	2А	Другий антрацит вітриніто- вий	2АВ	36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44	0, 1, 2,3	10 і більше	40 і більше	Під- тип для вугіл- ля контак

Додаток

Марка		Група		Підгрупа		Клас	Категорія	Тип	Підтип	При- мітка
Найме- нування	Позна- чення	Найме- нування	Позна- чення	Найме- нування	Позна- чення					
										тового мета- морфіз ма 20 і більше
				Другий антрацит фіузеніто- вий	2АФ	36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44	4 і більше	10 і більше	40 і більше	Під- тип для вугіл- ля контак тового мета- морфіз ма 20 і більше
		Третій антрацит	3А	Третій антрацит вітриніто- вий	3АВ	45 і більше	0, 1, 2, 3	15 і менше	50 і більше	
				Третій ант- рацит фіузе- нітовий	3АФ	45 і більше	4 і більше	15 і менше	50 і більше	

Предметний покажчик

- А**
агрегація речовини 8
азот 9, 17
аналітична проба 37, 39
анізотропія 18, 23, 25
антрацит 12, 13, 16, 20, 37, 64
- Б**
баласт вугілля 45
беззольний стан 18, 20, 22
бензин 8
бітуми 10
бомба калориметрична 86, 88
- В**
вуглевідходи 95
вітрен 14, 21, 24
внутрішня зольна частина 45
вода 29
– адсорбована 29
– конституційна 29
– кристалізаційна 29, 32
– оклюдована 30
– нестехіометрична 29
– стехіометрична 29, 41
Водень 9, 16, 17
волога вугілля 29, 30, 31, 32, 41
– вільна 32, 33, 36
– гігроскопічна 33, 42
– гідратна 31
– капілярна 32
– колоїдна 32
– поверхнева 32
вологоемність вугілля 22
вугільні суміші 8, 44
вугільний стрижень 79, 80
Вуглець 10
- вугілля 7, 11, 33, 37, 40, 63
– буре 8, 13, 17, 18, 28, 64
– викопне 7, 8
– газове 20
– коксівне 12, 77
– жирне 12
– кам'яне 11, 17, 18, 23, 37
– метаморфізоване 12
– пісне 12, 19, 20
- Г**
генетичні параметри 18, 28
гігроскопічні матеріали 31
горючі газу 8
– речовини 7
– сланці 8, 37
графіт 10
графітові антрацити 12
гумінові кислоти 13
- Д**
деревина 8
дизельне паливо 8
дилатація 79, 80
– позитивна 80
– негативна 80
дилатометричні показники 78
дрова 7
дюрен 14
- Е**
екологічна безпека вугільного виробництва 93, 95, 96
- З**
загальна кислотність 69
згоряння водню 16
зворотні води 95
зовнішня зола 45
зольність вугілля 14, 43, 46, 47
– внутрішня 45
– зовнішня 45
– конституційна 45
– наносна 45
- К**
калориметр 83

- інтегратор 84
- рідинний 84
- осцилограф 84
- Карбон 9, 10, 16, 17
- категорія вугілля 21
- кларен 14
- класифікація вугілля 18, 26, 28
- кисень 16, 17
- клас крупності вугілля 21, 25
- кокс 8, 46
- коксівність вугілля 74, 76
- коксівний залишок 76
- корольок 54

- Л**
- леткі речовини 18, 20, 25, 29, 53
- лігніти 38

- М**
- матові типи вугілля 16
- метаморфізм бурого вугілля 8
- метаморфізм паливних
копалин 9, 10
- методи визначення вологи 34, 35, 41,
55
 - гравіметричний 55
 - об'ємний 35
 - непрямий 36
- мінеральні домішки 16, 43
- мінеральні речовини 15, 43
- моніторинг якості вугілля 93, 95

- Н**
- наважка вугілля для аналізу 41, 47,
59, 69
- напівантрацит 12, 15
- нафта 8, 94

- О**
- обзолення вугілля 48
 - повільне 48
 - прискорене 48
- Оксиген 9

- органічна речовина вугілля 10, 45
- остов вугілля 10, 11

- П**
- паливо 7, 33, 37
- петрографія вугілля 14
- питома вага вугілля 15
- пластометричні показники 77
- повітряно-сухе паливо 37, 39, 42
- просторово-полімерні структури 10,
11
- промислова класифікація 19

- Р**
- розміри зерен вугілля 21
- регенерація зворотних вод 95

- С**
- смола 24
 - напівкоксування 24
- Сірка 62, 64
 - загальна 64, 67, 68, 71
 - органічна 67, 72
 - піритна 62, 66
 - сульфатна 62, 65
- спікливість 26, 74, 75

- Т**
- твердість вугілля 15, 16
- теплота згоряння вугілля 16, 19, 20,
82, 85, 89, 90
- техногенність довкілля 95
- тигель 34, 41
- торгова марка вугілля 19
- торф 7, 16

- Ф**
- флотація вугілля 95
- Фосфор 17
- фюзен 14, 15, 22

- Я**
- якість вугілля 93, 95

Навчальне видання

Светкіна Олена Юріївна
Нетяга Ольга Борисівна
Тарасова Ганна Володимирівна
Лисицька Світлана Майорівна

Основи технічного аналізу вугілля

Навчальний посібник

Редактор

Підписано до друку2016. Формат 30 x 42/4.

Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк..

Обл.-вид. арк.. Тираж ... пр. Зам. №

Підготовлено до друку та видруковано

у Державному ВНЗ «Національний гірничий університет».

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06.2004.

49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19.