Всеукраїнський конкурс студентських наукових робіт з
природничих, технічних і гуманітарних наук
у 2020/2021 навчальному році

Напрям: «Енергетичне машинобудування»

Тема «ВПЛИВ РЕАКЦІЙНОЇ ЗДАТНОСТІ ВУГІЛЛЯ НА ОЦІНКУ ЙОГО ПРИДАТНОСТІ ДЛЯ ПАРОКИСНЕВОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ В СТАЦІОНАРНОМУ ШАРІ ЗА ТЕХНОЛОГІЄЙ «ЛУРГІ»»

Шифр: «Умова вибору»

2021

ЗМІСТ

СПИСОК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ І ПОЗНАЧЕНЬ 3

ВСТУП 4

1 ПЕРСПЕКТИВИ ВПРОВАДЖЕННЯ СУЧАСНИХ ВУГІЛЬНИХ ЕНЕРГОТЕХНОЛОГІЙ В УКРАЇНІ. 8

2. ТВЕРДЕ ПАЛИВО ДЛЯ ГАЗИФІКАЦІЇ В УКРАЇНІ. ВИМОГИ ДО ВУГІЛЛЯ ДЛЯ ГАЗИФІКАЦІЇ 11

3 ЗАГАЛЬНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЕНЕРАТОРНИХ ГАЗІВ В ЗАЛЕЖНОСТІ ВІД МЕТОДІВ ГАЗИФІКАЦІЇ 13

4 ПЕРЕДУМОВИ ДО ВИКОНАННЯ РОБОТИ. ПОСТАНОВКА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕННЯ 14

5. РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКІВ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗУ ТА ХІМІЧНОГО ККД ГАЗИФІКАЦІЇ 18

6 АНАЛІЗ ЧУТЛИВОСТІ МОДЕЛІ ПРОЦЕСУ ГАЗИФІКАЦІЇ ДО ЗМІНИ ВМІСТУ РОБОЧОЇ МАСИ ВИХІДНОГО ВУГІЛЛЯ 21

7 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПОКАЗНИКА ВИХОДУ ЛЕТКИХ З МЕТОЮ ВИБОРУ ВУГІЛЛЯ ДЛЯ ГАЗИФІКАЦІЇ 23

ВИСНОВКИ 26

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ 29

ДОДАТОК А Основні положення розрахунку складу генераторного газу методом алгебри Дешаліта 31

А.1 Основні характеристики процесу газифікації вугілля за технологією Лурги 32

А.2 Основні положення розрахунку складу генераторного газу методом алгебри Дешаліта 33

А.3 Розрахунок виходу генераторного газу на одиницю маси вихідного вугілля

ДОДАТОК Б. Принципова та технологічна схеми газогенератора Лурги 42

ДОДАТОК В. Оцінка хімічного ККД процесу газифікації при чисельному моделюванні цього процесу. Функції чутливості хімічного ККД до зміни вмісту робочої маси палива. Вибір вугілля 45

СПИСОК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ І ПОЗНАЧЕНЬ

АШ - антрацитовий штиб

БКШ - бульбашковий киплячий шар

БКШТ - бульбашковий киплячий шар під тиском

ВВ - високозольне вугілля

ВКЗ – високозольний коксовий залишок

ВПВ - високотемпературний процес Вінклера

ГСШ - газове вугілля, семечко, штиб

ГТУ - газотурбінна установка

ДА - донецькі антрацити

ДГ - донецьке газове вугілля

ДД - донецьке довгополум’яне вугілля

ДП - донецьке пісне вугілля

ДПС - донецьке пісне вугілля з високим вмістом сірки

ЖКГ – житлове-комунальне господарство

КЗЗ - коксозольний залишок

КШ – киплячий шар

КШТ - киплячий шар під тиском

ЛВГ - львівсько-волинське газове вугілля

НА -напівантрацит

ОБ - олександрійське буре (вугілля)

ПГУ - парогазова установка

ПЕК - паливно-енергетичний комплекс

ПЗШ - псевдозріджений шар

ПТУ - паротурбінна установка

ПК- паровий котел

ТЕС - теплоелектростанція

ТПВ - тверді побутові відходи

ТФШ - топка фонтануючого шару

УП - умовне паливо

ЦКШ - циркулюючий киплячий шар

ВСТУП

Природний газ на ТЕС має великі технологічні переваги перед іншими видами палива для парових котлів (ПК). Взагалі, газ є єдиним видом палива, придатним для безпосереднього використання в ГТУ.

Штучне газове паливо для ПК. Штучне газове паливо створюють з сумішей горючих газів, що, в свою чергу, одержують в результаті технологічних процесів переробки нафти і твердих горючих копалин [1]. Самі горючі гази утворюються як продукт спеціальних технологій, так і продукт побічний, що утворюється при виробництві іншої цільової продукції.

Так, виплавка чавуну в домні супроводжується створенням доменного газу, в якому поряд зі значною кількістю баласту міститься від 25 % до 30 % CO, що робить доменний газ придатним для використання в якості палива.

Також до таких виробництв відносяться процеси переробки нафти, пов'язані з руйнуванням її вихідних молекул, наприклад, крекінг, піроліз, коксування важких нафтових залишків. В результаті отримують з’єднання з сировиною для виробництва скрапленого газу та багатьох органічних продуктів, після виділення яких решта газу використовується як паливо.

Хімічним виробництвом є процес коксування кам'яного вугілля для виплавки чавуну. У процесі отримують коксовий газ, що містить в основному CH_4, і багато водню. В газі присутні також кисневі з'єднання (CO, CO_2) і сполуки сірки (H_2S, CS_2 та ін.). Після вилучення з нього цінних компонентів, залишок використовують в якості газового палива.

Також широке застосування отримує біохімічний спосіб виробництва газового палива - біогазу, що складається в основному з суміші CH_4 з CO_2 (приблизно 1:1). Сировиною для нього служать органічні відходи, а також біомаса спеціально вирощуваних рослин. Переробка їх в CH_4 здійснюється біологічним шляхом за допомогою спеціальних культур бактерій.

Особливу групу різновидів штучного газового палива складають гази, одержувані шляхом газифікації твердого палива і важких нафтових залишків.

Під газифікацією мають на увазі високотемпературні процеси, зазвичай єдиною метою яких є виробництво горючих газів. Установки та апарати, призначені для проведення таких процесів, називають **газогенераторами** (газифікаторами), гази, що виробляються в них – **генераторними газами**.

Генераторні гази. За дефіцитом природного газу, газифікація служить для вироблення штучного газового палива, що подається в газову мережу. Газифікація - це єдиний освоєний у великих масштабах спосіб отримання екологічно чистого енергетичного палива з низькосортного вугілля.

Тут треба відмітити, що пряме спалювання низькосортних видів твердого та рідкого палива супроводжується інтенсивною генерацією екологічно шкідливих сполук, що знецінює позитивний ефект від економії за рахунок використання порівняно легко доступних і дешевих видів органічного палива.

Так наприклад, пройшовши очищення від сірчистих сполук (таке очищення обходиться набагато дешевше сіркоочищення димових газів ПК на ТЕС), генераторний газ в якості палива ТЕС дає незрівнянно менше шкідливих викидів, ніж вихідне тверде паливо при його прямому спалюванні.

В принципі можна газифікувати всі види твердого природного і штучно отриманого палива: дрова, торф, буре і кам'яне вугілля, антрацит, горючі сланці, напівкокс і кокс, органічні відходи, сільськогосподарську продукцію.

Стан проблеми газифікації вугілля. Ціни на газ, нафту, нафтові сланци, бітумінозні піски і мають стійку тенденцію до зростання, але, як правило, незрівнянно вище роста цін на низькосортне вугілля. Ця обставина підвищує рентабельність перетворення вугілля в чисте газове і рідке паливо.

Існує багато процесів газифікації твердого палива, з них в промисловому масштабі найбільш освоєні такі: «Лурга» - газифікація кускового палива в стаціонарному шарі під тиском від 2,0 МПа до 3,0 МПа на парокисневому і пароповітряному дутті; «Копперс-Тотцек» - газифікація вугільного пилу при атмосферному тиску з парокисневим дуттям; «Вінклера» - газифікація дрібнозернистого палива в киплячому шарі при атмосферному тиску з парокиснєвим або пароповітряним дуттям.

Сьогодні широко використовується так зване друге покоління газогенераторів, що є результатом стійкого попиту на такі технології. Цю ситуацію досить докладно ілюструє рис.1,

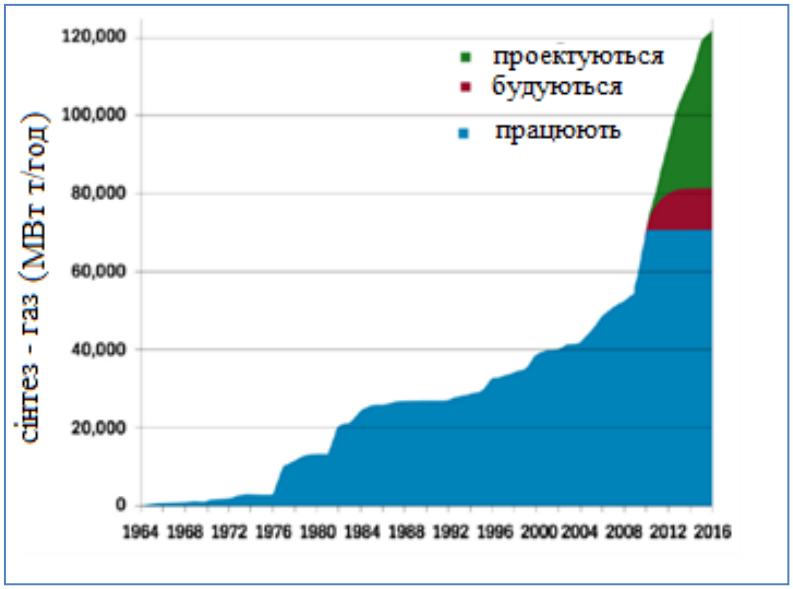


Рисунок 1 – Світова динаміка зміни потужностей з газифікації за 50 років

Один з найбільших у світі заводів для газифікації вугілля експлуатується в ПАР. Фірмою «Сасом» спільно з «Лурга» з високозольного (30 %) вугілля виробляється технологічний газ, який використовується для синтезу рідких вуглеводнів за методом Фішера-Троппа.

У ФРН поряд з удосконаленням відомих процесів інтенсивно розробляються нові: фірмою «Рейнише Браунколе» по газифікації вугілля в киплячому шарі під тиском від 0,4 МПа до 1,0 МПа (газогенератор Вінклера); фірмами «Ругаз», «Рурколе» і «Стеаг» з газогенератором Лургі під тиском від 2,4 МПа до 3,5 МПа; компанією «Шелл інтернешенл-Петролеум» (Нідерланди) спільно з фірмою «Крупп-Колерс» (ФРН) з газифікації вугільного пилу за способом Коперса-Тотцека під тиском від 0,1 МПа до 0,2 кПа. У промислових масштабах газ з вугілля виробляється також у Китаї, ПАР, Польщі та ін..

Газифікація вугілля в розплаві солей або заліза проводиться в апаратах, що працюють як на кисневому, так і на повітряному дуття. Цей спосіб

газифікації відрізняється жорсткими вимогами до забезпечення температурного рівня ванни розплаву і очистки отриманих газів від сполук сірки і азоту.

У ПАР експлуатується пілотна установка, на якій реалізований процес газифікації вугілля «Копекс» [3], що представляє собою комплексне виробництво чавуну та чистого газу, склад якого: CO – 45 %, $C0_2$ – 32 %, H_2 – 16 %, H_20 – 2 %. У процесі руду і вугілля з бункеру подають у верхню частину газогенератора, де вугілля газифікують при температурі 1100 °С. Утворений коксовий залишок надходить у нижню частину, де йде його газифікація на кисневому дутті і плавка металу при температурі від 1600 °С до 1700 °С. Утворений в цій зоні газ (95% CO і $H_{2)}$ змішується з охолоджуючим газом при температурі до 850 ° С. У гарячому циклоні газ очищується від частинок, потім розділяється на два потоки, один з яких охолоджується в скрубері Вентурі в якості газу для охолодження , а другий - надходить в зону відновлення руди.

Про реальні проекти ПГУ з газифікацією вугілля в розплаві солей і заліза сьогодні немає інформації, що обумовлено високими температурами процесу.

Метод газифікація вугілля в потоці за методом «Prenflo» розробила фірма Krupp Koppers. Вугілля, піддають газифікації під тиском 2,5 МПа. Дуття - кисень або суміш кисню з водяною парою. Особливості схеми - відсутність радіаційних поверхонь виробництва пари. Пилогазовий потік спрямований знизу вгору. Температура в зоні горіння досягає 2020 ° С, а на виході від – 1450 °С до 1650 °С. Рідкий шлак відводять з нижньої частини газогенератора. Продуктивність установки по вугіллю склала 45 т/добу, по газу - 100 тис. $м^3$/добу. Ступінь конверсії вуглецю від 98,5% до 99,3%, вмісту CO і H_2 в газі - від 87% до 97%. Оскільки процес призначений для ТЕС з ПГУ, робочий тиск в газифікаторі визначається параметрами ГТУ і циклу.

Аналіз розвитку газифікації твердого палива показав, що виробництво штучних газів економічно ефективне при використанні дешевого вугілля і застосування комплексних схем перетворення палива в газ.

1 ПЕРСПЕКТИВИ ВПРОВАДЖЕННЯ СУЧАСНИХ ВУГІЛЬНИХ ЕНЕРГОТЕХНОЛОГІЙ В УКРАЇНІ

З матеріалів літературного огляду у виданнях [1], [2], [5], [6], випливає, що Україні вкрай необхідна розробка і впровадження сучасних вугільних енерготехнологій, які дозволять використовувати високозольне (A^p > 35 %) низькореакційне вугілля, а також високозольні відходи вуглевидобутку і вуглезбагачення з A^p = від 35 % до 65 % і високім вмісті сірки.

Також є актуальним переведення ряду ПК потужністю від 200 МВт до 300 МВт на високореакційне вугілля вітчизняного видобутку без суттєвої їх реконструкції. Саме зміна структури видобутку вугілля в Донбасі викликала відносне збільшенням частки високореакційного енергетичного вугілля (марки Г) на ТЕС. Також сьогодні в Україні спалювання високозольного (A^p > 35 %) вугілля на ТЕС можливе лише при глибокому збагачення цього вугілля.

На сьогодні підвищення технологічних показників процесу на ТЕС досягають при використанні парогазових установок (ПГУ) на вугіллі [1], [6].

Основні переваги технологій повітряної, пароповітряної і парокисневої газифікації вугілля в схемах з КШТ і з ЦКШТ для ПГУ пов'язані з високим ККД циклу (від 45 % до 47 %); екологічностю технології; широким діапазоном регулювання продуктивності, можливістю використання вугілля із змінним рівнем зольності до A^p < 50 %, у тому числі – високосірчистого [4], [6].

Спалювання вугілля в ЦКШ при атмосферному тиску. ЦКШ-топки ПК мають все більше використання порівняно з топками з БКШ. Цьому сприяють: висока ефективність процесу горіння; можливість утилізації високосірчистого вугілля з S^p від 3 % до 5 % і ВЗВ, а також відходів вуглезбагачення з зольністю до A^p = 60 %; діапазон регулювання навантаження (30 % до 100 % від номінального); низькі викиди оксидів сірки; більш ніж 90 % зв'язування оксидів сірки при додаванні вапняку або доломіту; відсутність дорогих систем сірко- і азото- очищення димових газів [5].

Найбільш широке поширення на ТЕС серед існуючих отримали ЦКШ-

технології «Lurgi» і «Pyroflow» компаній Lurgi (Німеччина) і Foster Wheeler (США) відповідно. Котлоагрегати з ЦКШ застосовуються для спалювання вугілля - від бурого до антрацитів, а також відходів вуглезбагачення.

Технологія компанії Babcock and Wilcox застосовується при створенні ЦКШ-котлоагрегатів на бурому, кам'яному вугіллі і, можливо, антрацитах.

Технологія «Circofluid» призначена для спалювання бурого та кам'яного вугілля. Вона оптимальна для ЦКШ-котлоагрегатів малої і середньої потужності (до 350 т/год пари) на ТЕС.

БКШТ-технологія. Основні переваги БКШТ-технології у порівнянні зі спалюванням при атмосферному тиску обумовлені можливістю створення ПГУ на твердому паливі з високими значеннями ККД (нетто) — від 42 % до 45 %, широким діапазоном використовуваного вугілля, у тому числі ВЗУ з A^p менш ніж від 45 % до 50 %; низькими викидами оксидів сірки і азоту (менше 200 мг/л $м^3$), а також відсутністю необхідності дорогих систем сірка - та азот- очищення.

В Україні впровадження БКШТ-технологій найбільш доцільно для блоків ТЕС в діапазоні електричної потужності від 100 МВт до 300 МВт при проведенні їх реконструкції [1], [4], [6]. Найбільш переважно спалювання в БКШТ кам'яних ВЗУ з A^p менш, ніж від 45 % до 50 %, таких як ДГ, ДД, ЛВГ, а також бурого вугілля. Спалювання в БКШТ низькореакційного ВЗУ недоцільно через відсутність повернення та інтенсивної циркуляції КЗО.

ЦКСД-технологія. Енергоблоки з БКШТ і з ЦКШТ мають значний ККД і малі габарити, але відсутня надійна система очищення газів, і характерний низький рівень температур від 870 °С до 890 °С на вході у газову турбіну.

В Україні застосування ЦКШТ-технологій «Pyroflow» і «Foster Wheeler» компанії Foster Wheeler доцільно для спалювання низькореакційного українського ВЗВ, у зв'язку з використанням в них гарячих циклонів і підтримкою по всьому контуру високих температур від 870 °С до 890 °С.

Застосування ЦКШТ-технології «Circofluid» (LLB Lurgi-Lentjes-Babcock) найбільш доцільно для спалювання високореакційного кам'яного вугілля: ЛГ, ДВГ, а також бурого вугілля. Спалювання низькореакційного вугілля за даної

технології представляється недоцільним [1], [6].

Перспективи впровадження БКШТ-технологій в Україні. На підставі викладеного можна зробити такі висновки [1], [6]:

1) Застосування технологій БКШТ забезпечить підвищення ККД циклу від 6 % до 8 % вище, ніж у звичайної пиловугільної ТЕС; забезпечить можливість стабільного спалювання вугілля широкого діапазону властивостей, зменшить викиди сірки — менше 250 мг/н $м^3$ без систем сіркоочищення.

2) Застосування БКШТ-технології переважно для спалювання кам'яного ВЗВ (A^p < 50 %) — ДГ, довгополум'яного, ЛВГ, а також бурого вугілля. Спалювання в БКШТ низькореакційного ВЗВ Донецького басейну, таких як ДА і ДТ, недоцільно через відсутність повернення та інтенсивної циркуляції КЗО.

Перспективи розвитку ЦКШТ-технологій в Україні. До переваг ЦКШТ можна віднести: значний ККД (від 40 % до 44 %) високу ступінь конверсії вуглецю (99 %); високу маневреність обладнання та широкий діапазон зміни навантаження (30...100) %; високий ступінь зв'язування сірки (понад 95 %) сорбентом при низькому значенні відношення Ca/S =1,5 [1], [6].

Технологія ЦКШТ «Pyroflow» може бути використана для спалювання широкого спектру вугілля завдяки використанню неохолоджуваного гарячого циклону, проте в топці буде відбуватися абразивний знос поверхонь нагріву.

Технологія ЦКШТ «Circofluid» призначена для спалювання кам'яного вугілля. Охолодження в тракті рециркуляції золи до температури нижче 500 °С обмежує її застосування тільки високореакційним вугіллям.

Таким чином, показники впровадження розглянутих вугільних енерготехнологій повинні оцінюватися в кожному конкретному випадку.

2. ТВЕРДЕ ПАЛИВО ДЛЯ ГАЗИФІКАЦІЇ В УКРАЇНІ. ВИМОГИ ДО ВУГІЛЛЯ ДЛЯ ГАЗИФІКАЦІЇ

В принципі можна газифікувати всі види вугілля. Але при оцінці вугілля в якості сировини для газифікації слід враховувати його якісні та економічні показники, а також характеристики відповідних методів газифікації.

При використанні спікливого вугілля за технологіями Лургі, Вінклера, ІГІ його необхідно окислити. Високозольне вугілля (A^p >35 %) доцільно використовувати лише для отримання енергетичних газів. Підвищена вологість і зольність зменшують вихід газу і величину робочої теплоти його згоряння.

При газифікації низькореакційного вугілля температура процесу повинна бути не менше 1000 ^oC – для забезпечення необхідної продуктивності.

Для процесів газифікації в установках ЦКШ слід використовувати вугілля з невисокою абразивною здатністю шлаку.

Для вугілля з високим вмістом сірки треба обмежувати температури процесу для зв'язування сірки з допомогою присадок доломіту і вапняку.

Так, вимоги до вибору вугілля визначаються відповідно способу газифікації.

Сировинна база виробництва генераторного газу. Згідно ГОСТ 25543-88 для виробництва генераторного газу на газогенераторах стаціонарного типу придатне вугілля (марок, груп і підгруп): Б, ЗБ, ЗБ В, ЗБФ; ДГ, ДГФ; КС, 1КС, 2КС, 1КСВ, 1КСФ, 2КСВ, 2КСФ; ГЖО, 1ГЖО, ПЕКОВ, 1ГЖОФ; СС, 2СС, ЗСС; ТЗ, ТСВ; Т, 1Т, 1ТВ. Для виробництва водяного газу за періодичним методом придатне вугілля (марок, груп і підгруп): Т, 2Т, 2ТВ, 2ТФ; А, 1А, 2А, ЗА, 1АВ, 1АФ, 2АВ, 2АФ, ЗАВ, ЗАФ.

Як видно з наведеного переліку вугілля, для газифікації придатне широке коло вугілля, що розрізняються як по стадії вуглефікації, так і за петрографічним складом, особливо багато серед яких марок Б, Д і ДГ.

Українське вугілля в якості сировини для газифікації. Аналіз властивостей вугілля українського видобутку для газифікації проведено в даній

роботі на підставі огляду науково-технічних публікацій.

Так, в роботі [7] стверджується, що методам газифікації підвладне будь-яке вугілля, починаючи від бурого вугілля і до кам'яного вугілля і антрацита, незалежно від їх хімічного складу, домішок сірки, крупності, вологості та інших властивостей. В роботі наведені дані про задовільні результати газифікації, отримані на вугіллі марок ГЖ і бурого (березівське вугілля).

До речі, в роботі [8] наведено: «Українське вугілля містить майже 23 % окису заліза і лужноземельних елементів, тоді як австралійське і американське — лише від 3% до 5 %; сірки — 3,5 %, порівняно з 0,5 %».

В Україні достовірні запаси бурого вугілля— 2 млрд. тон. Також є кам'яне вугілля марок, які цілком придатні для газифікації. Буре вугілля Дніпровського басейну представляє перспективну базу для газифікації вугілля методами екстракції, напівкоксування, гідрогенізації [4].

Зокрема, досвід використання технологій спалювання [12] в ПКС і ЦКШ при атмосферному тиску показав їх придатність для переробки низькоякісних видів вугілля з високим вмістом золи A^p від 30 % до 70 % і сірки ($S^p > 3$ %).

На наш погляд, за результатами огляду слід зробити висновок, що розвідані в Україні запаси вугілля дозволяють розвивати практично всі технології газифікації вугілля для використання їх в теплоенергетиці. Але слід зазначити, що з наявних даних практично неможливо вказати на оптимальну, в загальному випадку, для газифікації марку українського вугілля. На наш погляд, цьому сприяє те, що ефективність процесу газифікації залежить не тільки від складу вугілля, але і від самої обраної технології. Тому рішення і рекомендації щодо таких технологій повинні відповідати кожному конкретному варіанту вугілля та варіанту газифікації.

3 ЗАГАЛЬНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЕНЕРАТОРНИХ ГАЗІВ В ЗАЛЕЖНОСТІ ВІД МЕТОДІВ ГАЗИФІКАЦІЇ

При використанні повітряного дуття отримується низькокалорійний газ (до 7 МДж/м^3), у разі кисневого дуття газ середньої калорійності (до 17 МДж/м^3). Генератори з повітряним дуттям працюють при атмосферному тиску, з кисневим дуттям - переважно при підвищених тисках. Сучасними є генератори Лургі, Вінклера, Копперс-Тотцека, Велман-Галуши [1], [13], [14].

Гази з теплотою згоряння до 30 МДж/м^3 отримують з парокисневим дуттям під високим тиском при температурі близько 1800 К.

У роботах [1], [13], [16] показано, що при підвищенні тиску і температурному рівні процесу нижче 1000 ^{o}С збільшується вихід метану і знижується вміст неграничних сполучень вуглеводнів і водню, а при температурі понад 1000 ^{o}С зміна тиску не впливає на утворення метану.

Збільшення температури при незмінному часі процесу збільшує C_nH_m, водню, у смолі знижується кількість фенолів і асфальтенів. Основним чинником, що впливає на властивості газів, є температура процесу [1], [16].

Вологість палива (не більше 20 %) знижує ККД газифікації [1], [13].

При газифікації в шарі лімітуючою є температура плавлення золи. В [12] показано, що для повного відновлення CO_2 потрібна температура 1600 ^{o}С.

Газифікація під тиском в газифікаторах типу Лурги має відмітні особливості в порівнянні з іншими процесами: висока інтенсивність процесу, висока калорійність газу (сирий - до 12 МДж/м^3, очищений від CO_2 - до 17 МДж/м^3), здатність регулювання складу газу, високий ККД процесу, стабільність режиму, можливість легкого відмивання від CO_2, здатність транспортування газу на тривалі відстані за рахунок власного тиску.

Слід зазначити, що в даний час у світі знаходяться в експлуатації більше 140 генераторів схеми Лургі.

4 ПЕРЕДУМОВИ ДО ВИКОНАННЯ РОБОТИ. ПОСТАНОВКА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕННЯ

За результатами аналітичного огляду, на наш погляд, слід зазначити висновки в статті [18], де мова йде про те, що на сьогодні не можна апріорі вибрати марку вугілля українського видобутку, яка однозначно була б оптимальною для отримання генераторного газу в якості енергетичного палива для ТЕС. Там же зазначається, що низькоякісне вугілля вітчизняного видобутку навпаки, може широко використовуватися в промислових масштабах, але проблеми з забезпеченням технологічних, економічних та екологічних вимог на ТЕС істотно обмежують застосування такого вугілля. І для виходу з цієї ситуації необхідно значну частину генерації тепла на ТЕС перевести на штучне газове паливо, яке є продуктом внутріцікловой газифікації на ТЕС в ПГУ.

В [18] предметом дослідження був вплив складу вихідного вугілля на істотні теплотехнічні характеристики генераторного газу. За результатами дослідження запропоновано використовувати хімічний ККД газифікації і функції чутливості його до зміни вмісту компонентів вугілля, для вибору марки вугілля з наявних на ринку. Така постановка завдання дає підставу для усвідомленого формалізованого вибору оптимального за складом вугілля.

В якості критерію оптимальності вибору запропоновано використовувати величину хімічного ККД процесу газифікації, так як ККД характеризує дану технологію газифікації тільки з точки зору ефективності перетворення теплоти згорання вихідного палива в теплоту згоряння отриманого генераторного газу. Ця теплота і є головною оцінкою якості отриманого газового палива.

В свою чергу, сумарна чутливість цього ККД до зміни вмісту компонентів робочої маси вугілля внаслідок природної неоднорідності складу вугілля є оцінкою впливу нестабільності складу вугілля на його теплоту згоряння. Ця величина характеризує можливість стійкої роботи газогенератора (внаслідок стабільності властивостей одержуваного газового палива) і допомагає зв'язати важливі експлуатаційні властивості вихідного вугілля з

критерієм оптимальності самого процеса газифікації. В результаті, математичним моделюванням процесу газифікації отримані характеристики генераторного газу і самого процеса газифікації, на підставі яких можна зробити вибір оптимальної марки вихідного вугілля.

В якості критерію оптимальності вибору запропоновано використовувати величину хімічного ККД процесу газифікації та сумарну чутливість цього ККД до зміни вмісту компонентів робочої маси вугілля.

Вихід летких і їх роль в горінні та газифікації вугілля. Леткими речовинами називаються пара - і газоподібні продукти, що утворюються при протіканні термічно обумовлених реакцій, в органічній частині палива, при його нагріванні до високих температур без доступу повітря. Ці реакції починаються при температурі вище температури сушіння і закінчуються при температурі від 1000 ^{0}С до 1100 ^{0}С. При нагріванні палива протікають як процеси розкладання його органічної речовини, так і процеси синтезу нових сполук, а органічні речовини не окислюються за браком повітря.

Причиною термічного розкладання палива є збільшення енергії руху молекул або їхніх груп (відносного коливального) при підвищенні температури. При деякій температурі середня енергія коливань стає більше енергії найбільш слабких зв'язків у молекулі, що приводить до розриву зв'язків. Це приводить до утворення «осколків» з ненасиченою валентністю – вільних радикалів, що, маючи великий надлишок потенційної енергії, є надзвичайно реакційно здатними, і можуть утворювати в процесі зіткнень нові хімічні сполуки з іншими радикалами і стабільними молекулами.

При температурі від 1000 ^{0}С до 1100 ^{0}С утворення летких речовин практично закінчується і завершується формування структури твердого залишку – коксу, який приймає важливу участь в процесі газифікації.

Паливо різного походження і різного ступеня углефікації має різний хімічний склад і будову, що позначається на процесі протікання термічно обумовлених реакцій. Від цих факторів залежать, зокрема, температура початку виходу летуких речовин і величина цього виходу. В свою чергу, утворений в

ході процесу протікання термічних реакцій кокс має неоднакові структуру і міцність в залежності від вугілля.

Буре вугілля, антрацит, напівантрацит і деякі види кам'яного вугілля утворюють порошкоподібний нелетучий (коксовий) залишок, у зв'язку з чим їх відносять до категорії неспікливого палива.

Кам'яне вугілля середнього ступеня углефікації (марок НА, ДО) утворює коксовий залишок щільної структури і відноситься до категорії спікливого вуг ілля. Більш молоде кам'яне вугілля (марок Д и Г) дає слабко злиплий коксовий залишок також як і вугілля з високим ступенем углефікації (марка П).

Таким чином, властивості коксу, що спікається, виявляються на визначеній стадії углефікації палива. Міцність коксового залишку, що утвориться, залежить від стану плавких і неплавких компонентів в органічній масі вугілля, а також від умов, у яких відбувається нагрівання вугілля.

Показники виходу летких речовин і спікливості палива покладені в основу промислової класифікації палива.

Постановка завдання дослідження. Вибір інструментів дослідження. Слід зазначити, що запропоновані критерії оптимального вибору вугілля при певних співвідношеннях умов і параметрів процесів не дають однозначну відповідь на поставлені питання. Так, на прикладі [18] і в наших розрахунках, для деяких варіантів вихідних умов при моделюванні процесу газифікації з'являються рішення, для яких за величиною хімічного ККД дане вугілля забезпечує максимальне значення його з усіх досліджених, а за величиною суми чутливостей до змін складу вугілля воно не оптимальне - сума має досить високе значення (максимальна неоднорідніс складу), що на практиці призведе до складних проблем. Тут слід зазначити, що алгебраїчна сума хімічного ККД і відповідних сум зазначених функцій чутливості не може безпосередньо використовуватися в якості інтегрального критерію оптимальності. Тоді побудова комплексного критерію оптимальності на підставі запропонованих чинників потребує застосування механізму експертної оцінки при дослідженні функції корисності [19], яка складається з суми функцій чутливості хімічного, а

також і з відповідних значень хімічного ККД. З огляду на специфіку довідкових даних про властивості вугілля, така експертна оцінка є недостатньою для прийняття однозначного рішення про критерії оптимальності, висновки на її підставі будуть досить суб'єктивні і в багатьох випадках - недостовірні.

Тому в даній роботі ми розглянули можливість розширити коло інформаційних чинників для оцінки придатності вугілля до газифікації за рахунок використання стандартної теплотехнічної характеристики енергетичного палива $V^г$,% - виходу летких на його горючу масу. Ця характеристика входить в число обов'язкових при постачанні вугілля, визначається за стандартним методом з достатньою точністю і забезпечує можливість об'єктивного порівняння її величини для всіх варіантів вугілля.

Аналітично виражений зв'язок $V^г$ з величиною хімічного ККД процесу газифікації відсутній, але фізично ці величини пов'язані між собою за рахунок складу робочої маси, перш за все змісту O_2. На нашу думку, облік разом з іншими, описаними в [18] критеріями величини $V^г$ суттєво розширює можливість адекватного вибору вугілля для газифікації на ТЕС.

Зв'язок між розрахунковими величинами $\eta_{хім}$ і довідковими $V^г$ можна встановити за допомогою чисельної апроксимації $\eta_{хім}$ в залежності від $V^г$. Необхідні для цього безпосередні теплотехнічні характеристики вугілля зведені в нормативні довідники, використання даних яких є обов'язковим на ТЕС.

Можливість і характеристики такої апроксимації в комплексі з уже введеними критеріями для вибору вугілля і є метою дослідження в цій роботі.

Інструментом дослідження апроксимації $\eta_{хім}$ в залежності від $V^г$ є математичне моделювання процесу газифікації енергетичного вугілля і аналіз оцінок ступеня придатності цього вугілля для газифікації заданим методом.

Для моделювання процесу газифікації необхідно використовувати довідкові дані про вихідне вугілля, включаючи вихід летких на горючу масу, а також технологічні характеристики газогенератора.

У роботі прийнятий метод пароповітряної газифікації вугілля в стаціонарному шарі (технологія Лурги) [1], [4], [5], [6], [13], [15].

5 РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКІВ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗУ ТА ХІМІЧНОГО ККД ГАЗИФІКАЦІЇ

В розділі 5 наведені результати розрахунків властивостей генераторного газу, отриманого з дослідженого в нашій роботі вугілля.

Вихідні дані для розрахунку газифікації вугілля за методом Дешаліта.

Відповідні характеристики 15 варіантів вугілля українського видобутку для дослідження наведені в табл. 5.1. Вугілля представлено типовими для Донецького, Дніпровського та Львівського-Волинського вугільних басейнів марками, в тому числі вугіллям з найбільш низьким і з найбільш високим вмістом летких на горючу масу (реакційною здатністю).

Всі необхідні для розрахунку моделі газифікації основні положення розрахунку складу генераторного газу методом алгебри Дешаліта, математичні вирази і вихідні дані наведені в Додатку А.

Сам розрахунок виконано згідно наведеного в розділі 5 чисельного методу на ПЕВМ.

Принципова та технологічна схеми газогенератора Лурги наведені в додатку Б.

Блок-схема розрахунку складу і теплоти згорання генераторного газу, і розрахунку хімічного ККД для вихідного вугілля наведена в Додатку В.

Результати розрахунків характеристик отриманого генераторного газу наведені в таблиці 5.2. Всі характеристики отриманого газу відповідають заданим у вихідних даних тиску та температурі, які наведені в таблиці.

Треба відмітити, що величини тиску P і температури t процесу газифікації наведені в атмосферах, так як довідкові значення констант рівноваги K [20] в формулах (5-7) розраховані за умовами представлення тиску в атмосферах.

Результати розрахунків стану компонентів сухого та вологого генераторного газу при постійних тиску і температурі процесу за результатами математичного моделювання процесу газифікації наведені в табл. 5.2.

Співвідношення математичної моделі розрахунку наведені в Додатку А.

Таблиця 5.1 – Задані розрахункові характеристики вихідного вугілля

№ вугілля раб/норм	Басейн, марка, клас вугілля	Робоча маса палива							Вихід летких	Теплота згорання, нижча	Хімічний ККД,
№/% (№ %)		Wp, %	Ap, %	$S^{p}_{сум} = S^{p}_{o} + S^{p}_{p}$, %	Cp, %	Hp, %	Np, %	Op, %	$V^{Г}$, %	$Q^{p}_{н\ вуг.}$, МДж/кг	$\eta_{хім}$, %
1/ (1)	Донецький Д, Р	13,0	27,8	1,7+1,2 (2,9)	44,1	3,3	0,9	8,0	43,0	17,25	60,21
2/ (2)	Донецький Д, відсів	14,0	28,4	2,2+1,2 (3,4)	42,6	3,2	0,9	7,5	44,0	16,71	58,89
3/ (5)	Донецький Г, відсів	11,0	29,4	2,5+1,0 (3,5)	46,5	3,3	0,9	5,4	41,0	18,21	59,84
4/ (7)	Донецький Г, промпродукт	12,0	35,2	2,0+0,9 (2,9)	40,1	3,0	0,8	6,0	42,0	15,74	53,61
5/ (14)	Донецький А, штиб, СШ	8,5	34,8	1,0+0,5 (1,5)	52,2	1,0	0,5	1,5	4,0	18,23	68,3
6/ (15)	Донецький А, шлам	20,0	36,0	0,9+0,3 (1,2)	40,3	0,8	0,3	1,4	5,0	13,63	61,78
7/(25	Донецький (Ольховатка)А	5,0	24,7	1,6+0,6 (2,2)	64,1	2,2	1,2	0,6	7,0	23,57	72,26
8/(26)	Донецький (Володарський рудник) А	7,5	20,4	1,2+0,6 (1,8)	68,1	0,9	0,5	0,8	3,0	23,03	79,66
9/(9)	Донецький Ж, Р	6,0	30,1	2,5	53,4	3,3	1,0	3,7	32	21314	63,1
10/(1 1)	Донецький Ж, ОС, промпрод.	12	37	2,6	41,1	2,7	0,8	3,8	26,5	16364	53,96
11/(1 3)	Донецький П, Р	6,0	32,0	2,2	55,2	2,5	1,0	1,1	12	21331	65,11
12/(2 4)	Донецький П, А	5,0	24,7	2,4	62,7	3,7	1,1	1,4	7,5	25154	67,43
13/(6 5)	Дніпровський , 1Б, Р	18,0	17,9	3,6	42,6	3,7	0,5	13,7	42	16812	64,82
14/(6 6)	Львівський Г, Р, відсів	10,0	27,0	2,8	49,9	3,3	0,9	6,2	39	19790	63,43
15/(1 7)	Донецький, Новомосковське, Д, Г	22,5	15,5	1,4	46,5	3,3	0,9	9,9	42	17777	?

Принципова та технологічна схеми газогенератора Лурги наведена в додатку Б.

Таблиця 5.2 – Результати розрахунків стану компонентів сухого та вологого генераторного газу при постійних тиску і температурі процесу

Компонент газу	Парціальний тиск, атм	Стан газу - вологий,, %	Стан газу - сухий, %
H_2	10.45	30.25	34.95
H_2O	4.64	13.43	0.00
CO	12.95	37.49	43.30
CO_2	4.34	12.57	14.52
CH_4	2.16	6.26	7.23
Сумарний тиск	34,55	100	100
Температура, ^oC	-	900	900
$Q_н^р$, кДж/м^3			11838

Хімічний ККД процесу газифікації вугілля

Таблиця 5.3 - Результати оцінки нижчої теплоти згорання вихідного вугілля і хімічного ККД процесу його газифікації

№ в довіднику і марка досліджуваного вугілля		$Q_н^р$ вугілля, кДж/м^3	$\eta_{хім}$, %
1	Д, Р	17250	60,21
2	Д, відсів	16710	58,89
5	Г, відсів	18210	59,84
7	Г, промпродукт	15740	53,61
9	Ж, Р	21314	63,11
14	А, штиб, СШ	18230	68,30
15	А, шлам	13630	61,78
17	Д, Г	17777	69,64
26	А	23030	79,66
65	1 Б, Р	16812	64,82
Середня величина $\eta_{хім.серед}$, для всієї групи вугілля			64,13

6 АНАЛІЗ ЧУТЛИВОСТІ МОДЕЛІ ПРОЦЕСУ ГАЗИФІКАЦІЇ ДО ЗМІНИ ВМІСТУ РОБОЧОЇ МАСИ ВИХІДНОГО ВУГІЛЛЯ

Склад робочої маси вугілля, наведений в довідкових розрахункових характеристиках вугілля [21], відповідає середнім показникам. Але вугілля навіть з одного родовища практично завжди має склад робочої маси, що змінюється в залежності від глибини і нахилу пласта, властивостей породи, водоносних шарів, технології видобутку, умов доставки і часу зберігання вугілля. Неоднорідність вугілля залежіть від багатьох природних і техногенних факторів, контроль яких на етапі поставок вугілля неможливий. Тому на етапі вибору вугілля необхідно [18] аналізувати вплив на хімічний ККД газифікації практично неминучої зміни вмісту компонентів робочої маси вихідного вугілля.

Саме величина зміни виходу математичної моделі при відхиленні її параметрів характеризує чутливість цієї моделі до цього параметру. А аналіз чутливості зводиться до оцінки хімічного ККД газифікації за умовою зміни вмісту компонентів вугілля.

Імітаційне математичне моделювання впливу зміни вмісту вугілля на хімічний ККД процесу газифікації. Функції чутливості

Методом такого аналізу є імітаційне математичне моделювання. За методом, змінюючи значення вмісту одного з компонентів з деяким кроком при постійних значеннях інших, і кожен раз перераховуючи результат (хімічний ККД), отримують функцію залежності цього ККД від компонентів палива.

Перша похідна цієї функції по параметру саме і є – чутливість, кількісна оцінка якої називається коефіцієнтом чутливості S моделі по параметру x в точці j:

$$\mathrm{S_j} = \frac{dy_j}{\mathrm{dx}} \approx \frac{\mathrm{S(x+\Delta x)-S(x)}}{\Delta \mathrm{x}}. \tag{6.1}$$

де $\mathrm{S_j}$ - коефіцієнт чутливості моделі у по параметру x, а $\Delta \mathrm{x}$ і $\Delta \mathrm{y_j}$ в нашому випадку – задане відхилення величини вмісту компоненту робочої маси x і відповідне (розраховане) відхилення величини хімічного ККД.

На рис. 6.1 показані результати розрахунку чутливості хімічного ККД до вмісту вуглецю робочої маси вугілля.

В виконаних розрахунках величина Δx_j приймається рівною $0{,}01x_j$ в формулах (6.1) для всіх варіантів палива, а величина x_j приймається для кожної j відповідно вмісту робочої маси вугілля за табл. 5.1.

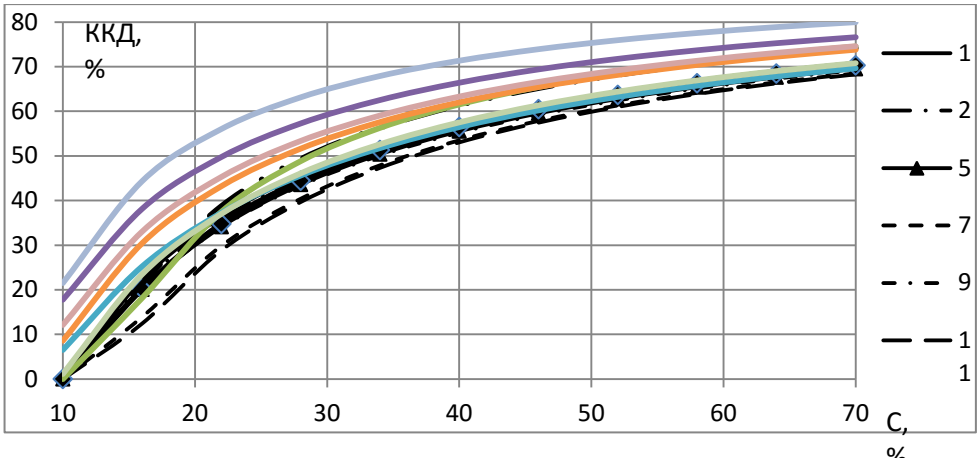


Рисунок 6.1 - Залежність хімічного ККД різних типів вугілля від вмісту С

Позначки на рис.6.1 відповідають номерам вугілля з нормативного довідника в табл. 5.1.

Залежності хімічного ККД різних типів вугілля від вмісту А і H_2 наведені в Додатку В.

Для порівняння між собою коефіцієнтів функцій чутливості до всіх компонентів складу вугілля більш доцільно використовувати наведені функції чутливості, розрахунок яких виконують за формулою (6.2):

$$S_j^{\text{нав}} = \left(\frac{\Delta\eta}{\Delta x_j}\right) \Big/ \text{C}, \tag{6.2}$$

де С - розрахунковий вміст вуглецю у вихідному паливі, %.

7 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПОКАЗНИКА ВИХОДУ ЛЕТКИХ З МЕТОЮ ВИБОРУ ВУГІЛЛЯ ДЛЯ ГАЗИФІКАЦІЇ

В роботі ми розглянули можливість оцінки придатності вугілля до газифікації, розширюючи коло інформації за рахунок стандартної характеристики палива $V^{Г}$, % - виходу летких на його горючу масу.

Вихід летких для вугілля є одним з основних показників. Природа вугілля і його хімічний вік сильно позначаються на виході летких. який зменшується зі збільшення хімічного віку вугілля. Вихід летких у кам'яного вугілля може сильно коливатися; тут він разом з характеристикою коксового залишку визначає його марку. Вміст водню, кисню, характеристика коксового залишку, а часто і вихід летких змінюються відповідно до зміни теплотворної здатності і вологості повітряно-сухої проби [22]. Ця характеристика входить в число обов'язкових при постачанні вугілля, визначається стандартним методом і забезпечує можливість об'єктивного порівняння її для всіх марок вугілля.

Виходячи з цього, використання $V^{г}$ в якості одного з критеріїв вибору вугілля дозволяє врахувати в комплексі більшу кількість зв'язків між компонентами робочих мас всіх марок вугілля, що входять в досліджувану групу. Запропоновані в [18] критерії вибору введені і розраховуються окремо для кожного вугілля за методом Дешаліта, що обмежує можливості для введення більш ефективного критерію вибору. Для комплексного обліку зв'язків між $\eta_{хім}$ і реальними розрахунковими характеристиками $V^{г}$ виборки розглянутого вугілля доцільно використовувати апроксимації $\eta_{хім}$ в залежності від $V^{г}$. Тут величина $V^{г}$ (за довідковми даними) адекватно представляє взаємозв'язок характеристик кожного досліджуваного вугілля з групи, а апроксимація $\eta_{хім}$ на всій групі $V^{г}$ в комплексі зв'яже їх між собою.

На рис. 6.2 - 6.5 показані тренди залежності $\eta_{хім}$ від виходу $V^{Г}$, величини $Q_{н}^{р}$ палива та вмісту O і C в робочій масі для всього досліджуваного вугілля.

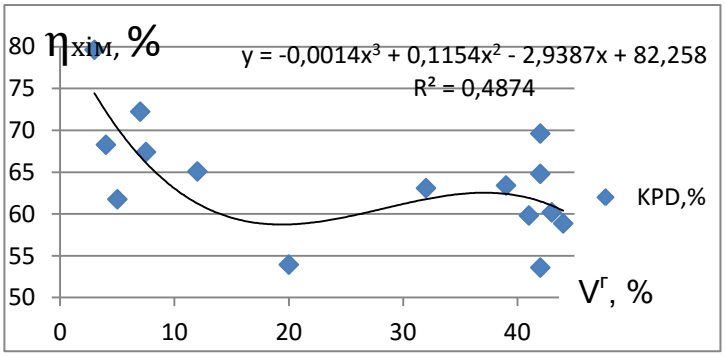


Рисунок 6.2 - Залежність $\eta_{хім}$ від $V^{Г}$ для досліджуваного вугілля

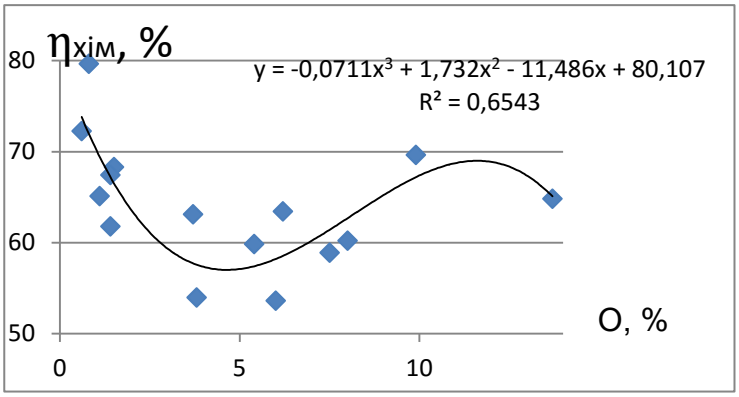


Рисунок 6.3 - Залежність $\eta_{хім}$ від вмісту O_2 для досліджуваного вугілля

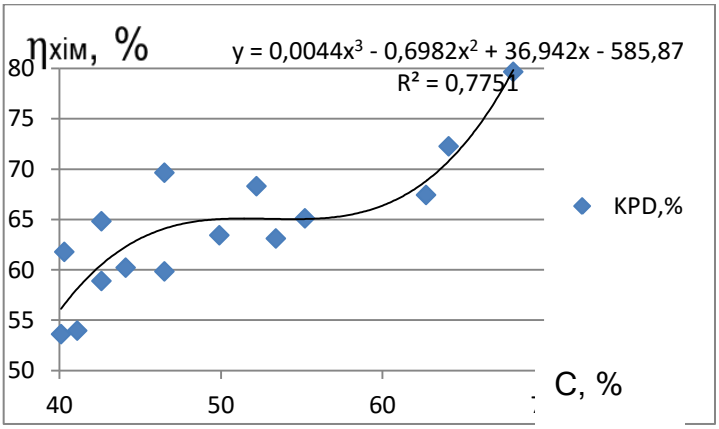


Рисунок 6.4 - Залежність $\eta_{хім}$ від вмісту C для досліджуваного вугілля

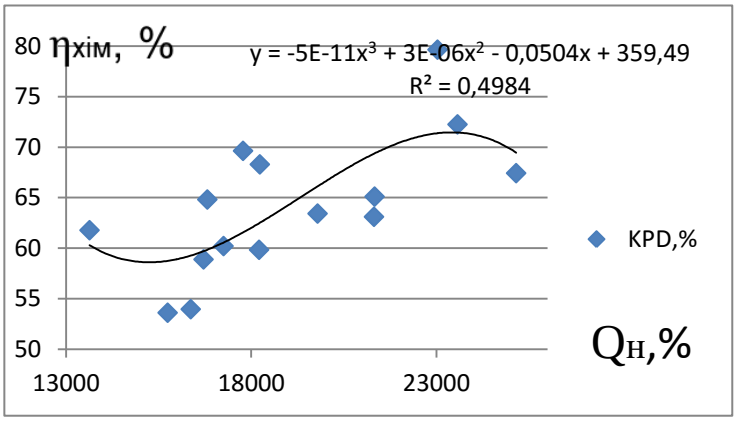


Рисунок 6.5 - Залежність $\eta_{хім}$ від величини $Q_н$ для досліджуваного вугілля

З наведених залежностей на рисунках можна зробити висновок, що $\eta_{хім}$ має найбільше значення для малореакційного палива, так при значеннях $V^г$ в диапазоні від 3 % до 5 % відповідна величина $\eta_{хім}$ змінюється від 75 % до 70 %. А при значеннях $V^г$ в диапазоні від 25 % до 35 % величина $\eta_{хім}$ змінюється від 58 % до 62 %.

Таким чином, для обраної технології чим менше величина виходa летких, тим вище хімічний ККД газифікації. Цей висновок відповідає характеристике методу Лурги - це стаціонарний метод, а вихід летких завжди відбувається в перші хвилини після попадання вугілля в газифікатор. Значить, тут превалює відмінність у величинах компонентів вугілля, що відповідають різним реакційним здібностям палива.

В свою чергу, ростом вмісту С в робочій масі від 40 % до 68 % $\eta_{хім}$ зростає від 25 % до 30 %. З ростом $Q^р_н$. від 13000 кДж/кг до 24000 кДж/кг $\eta_{хім}$ зростає від 58 % до 72 %.

Таким чином, загальними близькими характеристиками обраного вугілля є мала величина виходу летких, низька вологість на робочу масу, високий вміст вуглецю на робочу масу, висока питома теплота згоряння.

ВИСНОВКИ

З результатів огляду науково-технічних публікацій присвячених стану і перспективам технологій газифікації вугілля на ТЕС, в роботі зроблено висновок про те, що потенційно ці технології мають досить впевнену перспективу, перш за все – за наявності власної багатої сировинної бази. Ця база може бути практично повністю забезпечена за рахунок енергетичного вугілля українського видобутку, часто найбільш прийнятного саме для газифікації. Але, враховуючи специфіку (велика зольність, сірчаність та багато заліза в золі), а також різноманітність властивостей цього вугілля, енерготехнологічне використання його є складною технічною проблемою.

На основі даних огляду в роботі розглянуто актуальне для генерації теплової енергії на ТЕС питання вибору оптимального вугілля для газифікації.

Враховуючи високий рівень розвитку сучасного інформаційного забезпечення, можливість створення спеціалізованих галузевих баз даних, наявність нормативних та довідкових документів для класифікації вугілля та стандартизованої оцінки його основних теплоенергетичних характеристик, можна стверджувати, що доцільно використовувати формалізовані і апробовані методи пошуку і вибору марок вугілля, оптимальних для наперед заданої технології газифікації на ТЕС. Також обов'язковою умовою для цього є наявність адекватних розрахункових математичних моделей для опису основних, практично використовуваних методів газифікації вугілля.

Виконання цих умов в нашому випадку дало можливість застосувати імітаційне математичне моделювання процесу газифікації, реалізованого на практиці в технології Лурги - газифікація вугілля в стаціонарному шарі під тиском на парокисневому дутті. До речі, ця технологія на сьогодні входить в трійку найбільш поширених технологій газифікації вугілля в світовій теплоенергетиці.

Використану в роботі математичну модель процесу засновано на методі алгебри Дешаліта. Допущення і обмеження для умов процесу, прийняті в цій

моделі, як показала практика її використання, не призводять до значущих помилок в кінцевих результатах.

На виході моделі визначається хімічний ККД газифікації $\eta_{хім}$, який пов'язує між собою склад робочої маси вихідного вугілля, характеристики процесу та отриманого генераторного газу.

Згідно з даними літературного огляду, величина $\eta_{хім}$ і сумарна чутливість $\eta_{хім}$ до зміни складу вихідного вугілля, в якості критеріїв оптимальності можуть використовуватися вибору марки вугілля для газифікації. Ці висновки зроблені в джерелі посилання на основі виборки з 9 марок енергетичного вугілля українських родовищ.

Але, враховуючи неоднорідність використаного критерію оптимальності ($\eta_{хім}$, % та сума безрозмірних функцій чутливості), висновки отримані на підставі крітерія $\eta_{хім}$ та висновки на підставі суми функцій чутливості, не завжди збігаються, що, в принципі, вимагає залучення додаткової інформації.

Тому ми запропонували використовувати в якості джерела додаткової інформації облік такої характеристики процесу горіння, як вихід летких на горючу масу $V^г$ вугілля. Це стандартизована теплофізичних характеристик вугілля, обов'язкова для опису його властивостей при поставках, а також для теплоенергетичних розрахунків. Фізична природа цієї характеристики безпосередньо пов'язана з умовами, що суттєво визначають процеси газифікації. Тому ми розглянули можливість використовувати апроксимацію залежності хімічного ККД процесу газифікації від показника виходу летких $V^г$ як можливий інформаційний чинник.

Для цього на підставі даних про $\eta_{хім}$ і $V^г$ для всієї досліджуваної групи вугілля була виконана апроксимація залежності $\eta_{хім}$ від $V^г$.

Також було проаналізовано залежність $\eta_{хім}$ від вмісту вуглецю, кисню та водню в робочій масі вугілля і від величини його $Q_н^р$.

В роботі зроблено вибір з 15 марок енергетичного вугілля України. Вугілля було відібрано в групу від найнижчої $V^г$ = 4 % до найвищої $V^г$ = 43 %.

На нашому прикладі можна зробити висновок, що для заданих умов

газифікації $\eta_{хім}$ має найбільше значення для малореакційного палива. Також $\eta_{хім}$ зростає зі збільшенням вмісту С в робочій масі палива, а також зростає з ростом $Q_н^р$.

Таким чином, загальними близькими характеристиками обраного вугілля є низька реакційна здатність палива, низька вологість на робочу масу, високий вміст вуглецю на робочу масу, висока питома теплота згоряння.

Тут треба відмітити досить низьку величину коефіцієнтів кореляції для былшості отриманих залежностей між ККД газифікації та вмістом компонентів що, на наш погляд, говорить про недостатню величину вибірки марок вугілля для апроксимації. Але тут доводиться рахуватися з вимогою, щоб у контрольній вибірці було вугілля саме українського видобутку (з розглянутих басейнів), тільки таке вугілля реально може розглядатися на ТЕС.

Таким чином, за результатами дипломної роботи можна виконати оптимальний вибір енергетичних марок вугілля для отримання генераторного газу для блоку ТЕС.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1 Корчевой Ю. П. Экологически чистые угольные энерготехнологии / Ю. П. Корчевой, А. Ю. Майстренко, А. И. Топал. – Киев: Наукова думка, 2004. – 183 с.

2 Подлесный Д. Н. Фильтрационное горение бидисперсных топливных систем и высокодисперсных топлив: дис. канд. ф-м. наук: 01.04.17 / Д. Н. Подлесный. – Черноголовка, 2018. – 102 с.

3 Минерально-сырьевая база угольной промышленности в 2-х томах. Том 1 (состояние, динамика, развитие) / [коллективная монография].- М.: Издательство МГГУ, 1999. – 282 с.

4 С. В. Гридин, С. А. Вертела, Анализ перспектив и методов использования газогенераторного газа с целью разработки энергоэффективных решений по экономии энергоресурсов / Гридин С. В., Вертела С. А. // Энергосбережение, энергетика, энергоаудит. – 2013. №8. - С. 31-40.

5 Хоффман Е. Энерготехнологическое использование угля / Е. Хоффман: [пер. с англ., Энергоатомиздат]. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 328 с.

6 Воробьев И. Е. Электроэнергия из органических топлив (обзор, прогнозы, экономика). Пособие для теплоэнергетиков / И. Е. Воробьев, А. Л. Фоменко // Киев: Энергетика и электрификация, 2002. – 280 с.

7 Газификация каменного угля без вредного воздействия на среду. [Електронний ресурс] // Режим доступу до журн.: https://studylib.ru /doc/ 301689

8 Потапова А. Нет газа без угля [Електронний ресурс] / А. Потапова // режим доступу до журн.: http://ukrrudprom.ua/analytics/Net gaza bez uglya. html?print

9 Топал А. Украина: газификация угля будет востребована. [Електронний ресурс] / А.Топал // Режим доступу до журн.: https://ukrchem.dp.ua/2014/07/31/ ukraina-gazifikaciya-uglya-budet- vostrebovana.htm

10 Химик Г. Альтернатива Газпрому... не уголь на ТЭЦ, а газ из угля… [Електронний ресурс] / Г. Химик // Режим доступу до журн.: https://cont.ws

11 Волков И. Газификация бурого угля. [Електронний ресурс] / И. Волков // Режим доступу до журн.: https://ukrcoal.at.ua/index/serchcoal/0-59

12 Технологии сжигания твердого топлива в кипящем слое и их значение при использовании высокозольных углей [Електронний ресурс] // Режим доступу к журн.: http://tesiaes.ru/ .

13 Белосельский Б. С. Технология топлива и энергетических масел: Учебник для вузов / Б. С. Белосельский. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 340 с.

14 Загрутдинов Р. Ш., Нагорнов А. Н., Сеначин П.К. Наладочные испытания газогенераторов Лурги и перспективы газогенераторных технологий // Ползуновский вестник.- 2007. - №3-с.40-47.

15 Дешалит Г. И. Расчет процессов газификации топлива. Учебное пособие / Г. И. Дешалит. - Харьков: издательство Харьковского университета, 1959. – 170 с.

16 Белосельский Б. С. Энергетическое топливо / Б.С. Белосельский, К. В. Соляков. - М. Энергия, 1980. - 84с.

17 Альтшулер В. С. Современное состояние и развитие технологии газификации твердого топлива // Химическая технология. – 1985.- №1.- с.309.

18. Гулей О.Б. Вибір оптимального вугілля українського видобутку для парокисневої газифікації в стаціонарному шарі/О. Б. Гулей// Вчені записки ТНУ імені В.І. Вернадського. Серія: технічні науки. К.- 2020. Том 31 (70) N 4 2020.- С. 141-148.

19. Мікроекономіка: практикум [Текст] : навч. посіб. / В. Д. Базилевич, К. С. Базилевич, А. І. Ігнатюк, С. В. Слухай ; за ред. д-ра екон. наук, проф., чл.-кор. НАН України В. Д. Базилевич. - К.: Знання, 2010. - 491 с.

20. Химические вещества из угля. Пер. с немецкого / Под. ред. И. В. Калечица - М.:Химия, 1980. – 616 с.

21. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). Издание 3-е, переработанное и дополненное. Издательство НПО ЦКТИ, СПб, 1998.

ДОДАТОК А

ДОДАТОК А

Основні положення розрахунку складу генераторного газу методом алгебри Дешаліта

ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ РОЗРАХУНКУ ПРОЦЕСУ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ НА ПАРОКИСНЕВОМУ ДУТТІ ПІД ТИСКОМ

А.1 Основні характеристики процесу газифікації вугілля за технологією Лурги

При газифікації практично уся органічна маса палива перетворюється на газ (горючий та негорючий) з утворенням невеликих кількостей смол і бензинів [6], [13], [14].

При виході із зони горіння газ містить значну кількість CO_2 і деяку кількість CO, які піднімаючись з газовим потоком, відновлюються вуглецем розжареного коксу в присутності H_2O до CO і H_2. В реакціях газоутворення практично завжди бере участь пара води, яку подають з дуттям.

Енергію для ендотермічних реакцій в активній зоні газогенератора дає екзотермічна реакція окислення вугілля киснем дуття.

На потужних ТЕС газифікацію палива доцільно здійснювати під тиском, що покращує основні показники процесу газифікації, а також дає змогу транспортувати газ до газової ступені і подавати його до камери згорання за рахунок тиску самого газу [1] [6], [14], [15].

Коли вугілля розкладають, нагріваючи його без доступу повітря, то при розщеплюванні складних молекул одночасно до «уламків» молекул, що розпалися, приєднуються атоми водню.

Частина молекул, що втрачають водень, перетворюється на важкі масла – смоли, які багаті вуглецем (до 80 %) і воднем, бідні киснем, не включають азоту.

Частина молекул, яка насищається цим воднем, утворює молекули бензину (до 85 % вуглецю) і інших легких фракцій.

Газогенераторні гази на виході із зони газифікації містять багато водяної пари, тому ці гази осушують, а остаточний розрахунок складу виконується для сухого генераторного газу.

А.2 Основні положення розрахунку складу генераторного газу методом алгебри Дешаліта

Для розрахунку складу продуктів газифікації застосований метод алгебри Дешаліта, грунтований на використанні, як теоретичних положень хімічної кінетики, так і результатів практичних випробувань газифікаторів [13], [14], [15].

При газифікації на парокисневому дутті під тиском мають місце такі реакції, що визначають теоретичний розрахунковий склад вихідного газу, [13], [14], [15]:

$$C + CO_2 \rightleftarrows 2CO - Q_1; \quad (A.1)$$

$$CO + H_2O \rightleftarrows CO_2 + H_2 + Q_2; \quad (A.2)$$

$$C + 2H_2 \rightleftarrows CH_4 + Q_3, \quad (A.3)$$

де Q_i – тепловий ефект відповідної реакції.

Дешаліт зробив декілька принципових допущень щодо теорії газифікації у стаціонарному слою вугілля. Перше з них про то, що горюча частина вихідного вугілля при газифікації складається тільки з вуглецю. Насправді горючим елементом є також водень та сірка робочої маси палива, але у більшості випадків для вугілля вміст водню не перебільшує від 3 % до 7 %, а сірки – не більше, ніж від 1 % до 2,5 %. Тому ціма газами можна знехтувати, що принципово спрощує розрахункову модель.

Одержуваний на практиці газ завжди відрізняється за складом від розрахункового, але його склад близький до теоретичного [13], [14], [15].

Для опису процесів, що визначають вміст генераторного газу, застосовують закони збереження матерії і енергії. Тому кількість вуглецю, водню, кисню, азоту і сірки, які внесені в процес вугіллям і газифікуючими реагентами, повинні відповідати кількості вуглецю, кисню, азоту і сірки в продуктах газифікації та відходах виробництва.

Тут потрібно вказати на ту обставину, що справедливість наведеного

допущення Дешаліта підтверджено на великому практичному матеріалі газифікації більшості енергетичного вугілля українських родовищ.

Похибка за рахунок цього допущення разом з похибками за рахунок інших допущень зазвичай не перевищує 5 % в розрахунку складу і характеристик генераторного газу (продукту газифікації).

Також ще одне допущення Дешаліта передбачає, що якісний склад продукту газифікації відповідає складу газу, який отримано за результатами експериментальних дослідженнях автора для великої кількості основних марок українського вугілля (виконані Дешалітом протягом багатьох років. При цьому технологія газифікації відповідає основним умовам технології методу Лурги. На підставі результатів практичних досліджень [13]. [15] приймаємо, що до складу отриманого газу входять компоненти: CO, CO_2, H_2, CH_4, H_2O.

Таким чином, розрахунок характеристик результатів газифікації згідно з технологією методу Лурги визначає такі основні показники процесу газифікації: склад генераторного газу, теплота згорання генераторного газу ; норма виходу газу на одиницю маси вихідного вугілля; витрату окисника (водяної пари, повітря або кисню), витрату вихідного вугілля на одиницю об'єму генераторного газу. Тут треба зазначити, що якісний склад газу не змінюється в залежності від вихідного вугілля, а змінюється тільки кількісний вміст компонентів газу.

Для визначення процентного вмісту цих компонентів газу складаємо п’ять рівнянь, перше з яких - на підставі того, що сума парціальних тисків компонентів рівна загальному тиску, під яким знаходиться газ, що утворився (цей тиск задає і підтримує дуття):

$$P_{заг} = P_{CO} + P_{CO_2} + P_{H_2} + P_{CH_4} + P_{H_2O} \qquad (A.4)$$

Фізичний сенс констант рівноваги К для реакцій, що визначають склад вихідного газа, при газифікації на парокисневому дутті під тиском, відповідає рівнянням (А.5 – А.7).

$$\frac{P_{CO}^2}{P_{CO_2}} = K_1, \quad (A.5)$$

$$\frac{P_{CO_2} P_{H_2}}{P_{CO} P_{H_2O}} = K_2, \quad (A.6)$$

$$\frac{P_{CH_4}}{P_{H_2}} = K_3, \quad (A.7)$$

де К - константи рівноваги для реакцій, які протікають при газифікації на парокисневому дутті під тиском. розраховують за формулами Нернста [20]. Тут конста́нта рівнова́ги — кількісна характеристика хімічної рівноваги, що описує ймовірність перебігу реакції. Константа обчислюється як відношення добутку концентрації продуктів реакції (або їхніх парціальних тисків) до добутку концентрації вихідних речовин із їхніми стехіометричними коефіцієнтами у степенях. Умова рівноваги тут - це відношення за умови рівності продуктивності прямої і зворотної реакцій.

Їх величини для нашої роботи отримані з довідкових даних в [20].

Рівняння (А.8) складене, виходячи з того, що відношення вмісту водню до кисню в одержаному газі і в вихідній газифікованій суміші, повинні бути рівні між собою [6], [13], [14]:

$$\frac{2P_{CH_4} + P_{H_2O} + P_{H_2}}{2P_{CO_2} + P_{H_2O} + P_{CO}} = \frac{P_{H_2O}}{2PO_2 + P_{H_2O}} \quad (A.8)$$

Введемо такі позначення:

$P_{H_2} = x$; $P_{CH_4} = t$; $P_{H_2O} = y$; $K_1 = B$; $P_{CO_2} = u$; $K_2 = A$; $K_3 = C$; $P_{CO} = z$;

$$\frac{P_{H_2O}}{2P_{O_2} + P_{H_2O}} = D.$$

.

На підставі введених позначень рівняння (А.5 – А.8) матимуть такий

вигляд:

$$x + y + z + t + u = P_{заг};;$$

$$\frac{z^2}{u} = B; \quad \frac{u\,x}{z\,y} = A; \quad \frac{t}{x^2} = C; \quad \frac{2t + y + x}{2u + y + z} = D.$$

Після перетворень ціх рівнянь одержимо такі два алгебраїчних рівняння другого ступеня з двома невідомими:

$$x + \frac{x\,z}{A\,B} + z + \frac{z^2}{B} + Cx^2 - P_{заг} = 0; \qquad (A.9)$$

$$x + zx\left(\frac{1-D}{A\,B}\right) - zD - \frac{2D}{B}\,z^2 + 2Cx^2 = 0; \qquad (A.10)$$

Для визначення величини D виходитимемо з відношення водню до кисню в газифікованій суміші. Приймаємо, що водяна пара і кисень подаються під тиском $P_{заг}$, і відношення їх тиску складає, згідно [6], [15] – $\frac{85}{15}$, тоді:

$$\frac{P_{H_2O}}{P_{O_2}} = \frac{85}{15}; \qquad P_{H_2O} = \frac{85}{15} P_{O_2}.$$

Оскільки:

$$P_{O_2} + P_{H_2O} = P_{заг.}, \text{ або } P_{O_2} + \frac{85}{15} P_{O_2} = P_{заг.},$$

то $$P_{O_2} = \frac{P_{общ.}}{100} = 0.15\ P_{заг.}, \text{ а } P_{H_2O} = 0.85\ P_{заг.}$$

Тоді:

$$D = \frac{P_{H_2O}}{2P_{O_2} + P_{H_2O}} = 0.739.$$

Підставляючи значення A, B, Z, D в рівняння, одержуємо їх в остаточному для вирішення вигляді. Рішення одержаної системи алгебраїчних рівнянь виконують чисельним методом за стандартними процедурами. В нашій роботі

В результаті рішення системи рівнянь (А.9 – А.10) набуваємо чисельного значення величин x, y, z, t, u. За ціма значеннями розраховуємо величини парціального тиску газів $,\mathbf{P_{CO_2}}, \mathbf{P_{H_2}}, ,\mathbf{P_{CO}}, \mathbf{P_{CH_4}}, \mathbf{P_{H_2O}},$. За розрахованим парціальним тиску визначаємо вміст відповідних газових компонент:

$$CO_2,\% = \frac{P_{CO_2}}{P_{заг.}}100;\ \ H_2,\ \% = \frac{P_{H_2}}{P_{заг.}}100\ ;\ CO,\ \% = \frac{P_{CO}}{P_{заг.}}100.$$

$$CH_4,\% = \frac{P_{CH_4}}{P_{заг.}}100;\ \ H_2O,\ \% = \frac{P_{H_2O}}{P_{заг.}}100.$$

Одержаний склад газу відповідає вмісту газа на виході генератора, в якому міститься значна кількість водяної пари. Оскільки генераторний газ піддається осушенню перед тим, як подається до газового ступеню ПГУ (в камери згорання газової турбіни), проводимо перерахунок складу газу до стану сухого газа, з якого вилучено водяну пару, тобто вміст H_2O = 0 %.

Тоді:

$$CO_{2\ сух.},\ \% = \frac{P_{CO_2}}{P_{заг.}-P_{H_2O}}100;\ \ H_{2\ сух.},\ \% = \frac{P_{H_2}}{P_{заг.}-P_{H_2O}}100;$$

$$CO_{\ сух.},\ \% = \frac{P_{CO}}{P_{заг.}-P_{H_2O}}100;\ \ CH_{4\ сух.},\ \% = \frac{P_{CH_4}}{P_{заг.}-P_{H_2O}}100;$$

А.3 Розрахунок виходу генераторного газу на одиницю маси вихідного вугілля

Вихід продуктів газифікації визначають за дослідними даними,

отриманими на спеціальних газогенераторах [6], [13], [15]. При цьому враховують вихід смолопродуктів і газового бензину, оскільки хімічне потенційне тепло смолопродуктів і газового бензину є досить великим. Також враховуються втрати вуглецю з унесенням і провалом.

У загальному випадку питомий вихід (на 1 кг твердого палива) сухого газу (без пари води), $V_{с.г.}$, нм^3/кг, при відносно невеликому вмісті водню в газі, може бути розрахований за балансом вуглецю:

$$V_{с.г.} = \frac{C_т - (C_{ун} + C_{шл.} + C_{сум.} + C_{г.б.})}{\frac{M_C}{22.4}(CC_2 + CO + \Sigma mC_mH_n)}, \qquad (11)$$

де $C_т = C^р$, $C_{уи}$, $C_{шл.}$, $C_{сум.}$, $C_{г.б}$ - частка вуглецю у відповідно: початковому паливі (на робочу масу), твердому унесенні, шлаку, смолопродуктах і газовому бензині. Відношення $\frac{M_C}{22.4}$ визначає вміст вуглецю в компонентах сухого газу з одним атомом вуглецю, кг/нм^3 (тут M_C - молекулярна маса вуглецю - 12 кг, 22.4 - об'єм, який має 1 кмоль будь-якого газу в нормальних умовах, нм^3); CO_2,CO,C_mH_n - об'ємні долі таких компонентів в сухому газі, що мають С у своєму вмісті.

Втрати вуглецю з унесенням, %, рівні $C_{ун} = 0.01\alpha_{ун} C^р$, де $\alpha_{ун}$ - втрата робочого палива з унесенням, залежна від виду палива, кількості дрібниці пилу в ньому, і інтенсивності процесу газифікації (змінюється від 1 % до 8 %).

Втрати вуглецю зі шлаком (провалом) $C_ш$, %, виникають із-за механічного віднесення твердих частинок вуглецю з шару палива разом зі шлаком (золою). Величину $C_{шл.}$, визначають по балансу золи:

$$\mathbf{C_{шл.}} = xA^р \frac{1 - 0.01\alpha_{ун}}{100 - x}, \qquad (12)$$

де x - частка вуглецю в сухому шлаку, звичайно рівна від 15% до 25 % (в середньому 20 %), $A^р$ - мінеральна частина палива (робоча маса).

Частку вуглецю, що переходить в смолу і газовий бензин, $\Sigma C_{сум.,г.б.}$%, визначають за формулой:

$$\sum C_{сум.,г.б.} = \alpha_{сум.} \frac{C_{сум.}}{100} + \alpha_{г.б.} \frac{C_{г.б.}}{100} \quad (13)$$

де $\alpha_{сум.}$ і $\alpha_{г.б.}$ - вихід відповідно смоли і газового бензину %, $C_{сум.}$ і $C_{г.б.}$ - вміст вуглецю в смолі і газовому бензині, %. У смолі міститься близько 80 %, а в газовому бензині близько 85 % вуглецю. Вихід смоли складає від 1 % до 8 %, вихід газового бензину - від 1% до 3 % з розрахунку на робочу масу палива [1], [6], [13],.

Таким чином, кількість вуглецю (в частках), що йде на газифікацію, визначається за формулою (це скільки вуглецю, що міститься в робочій масі, йде на газифікацію, а не на втрати і баласт):

$$C_{газ.} = \frac{C^{р} - (C_{уи.} + C_{шл.} + \sum C_{сум.,г.б.})}{100} \quad (14)$$

де величини $C^{р}, C_{ун}, C_{шл.}, \Sigma C_{сум.,г.б.}$ задані в %.

У свою чергу, вміст частки вуглецю в сухому газі (кг/нм^3), визначають, виходячи з складу компонентів газової суміші, шо містять вуглець:

$$\sum C_{газ.} = \frac{M_c}{22.4} \frac{(CO_2 + CO + CH_{4+2C_2H_6} + 3C_3H_8 + ...}{100} \quad (A.15)$$

де CO, CO_2, CH_4 - об'ємна частка компонентів в неочищеному газі, що мають вуглець у своєму вмісті, %. У нашому випадку вміст C_2H_6 і C_3H_8 і т. д. не враховують, зважаючи на порівняно малий вміст їх в газі, що виходить.

Вихід сухого газу, нм^3/кг робочого палива визначається за формулой:

$$V_{с.г.} = \frac{C_{газ}}{\sum C_{газ}} \quad (16)$$

Хімічний ККД газифікації характеризує перетворення теплоти початкового палива в хімічно потенційне тепло пального газу, що утворюється. Його величину визначають за формулой:

$$\eta_{хім} = \frac{Q^{d}_{с.г.}\, V_{с.г.}}{Q^{p}_{н}}\, 100\% \quad (17)$$

де $V_{с.г.}$ - вихід сухого газу, кДж/м^3, Q^{d} - нижча теплота згоряння сухого газу, кДж/м^3, $Q^{p}_{н}$- нижча теплота згорання вугілля, кДж/м^3 .

Нижчу теплоту згоряння вугілля розраховують за формулой Д. І. Менделєєва [13].

Нижчу теплоту згорання Q^d газового палива, кДж/м^3 (сухого газу в нашому випадку) визначають за законом аддитивності за таким виразом:

$$Q^{d} = \sum (c_j/100) Q_j \quad (18)$$

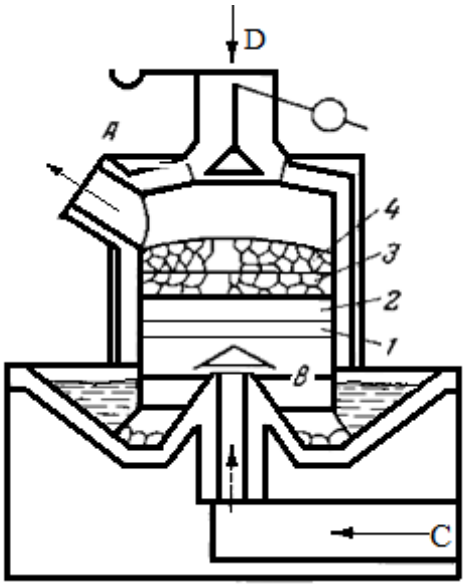
де С - молярна концентрація j - го горючого компоненту в газовому паливі %, Qj- питома теплота згоряння горючого компоненту, кДж/м^3 або МДж/м^3; Σ - знак підсумовування по всіх компонентах палива. Нижча теплота згоряння компонентів газового палива наведена в [13].

ДОДАТОК Б

Принципова та технологічна схеми газогенератора Лурги

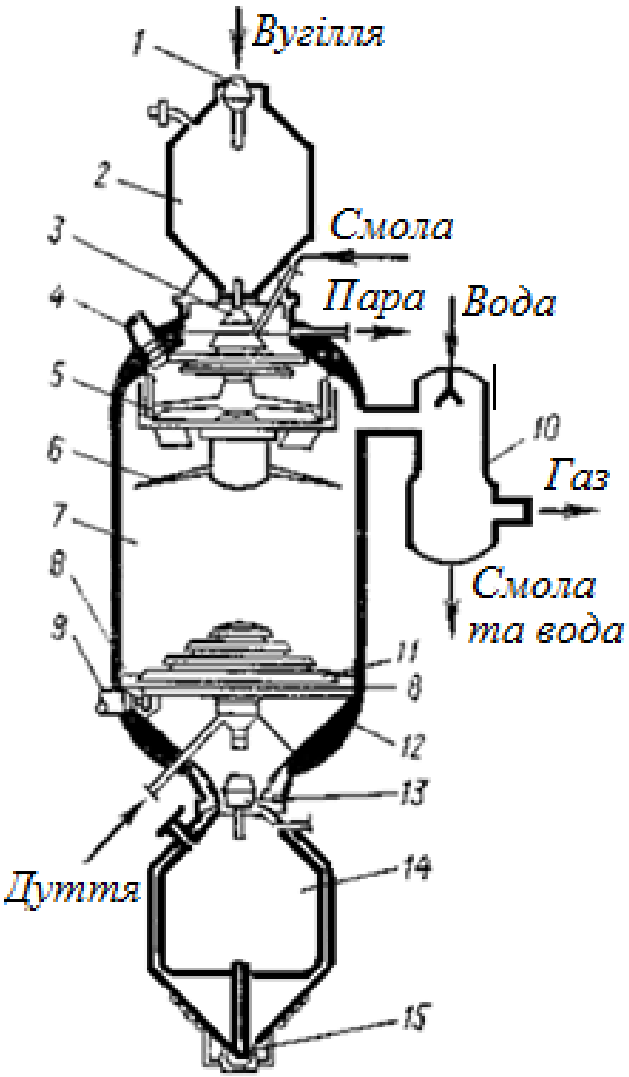
ПРИНЦИПОВА ТА ТЕХНОЛОГІЧНА СХЕМИ ГАЗОГЕНЕРАТОРА ЛУРГИ

Принципову схему газогенератора Лурги показано на рис. Б.1. а технологічну схему з основними конструктивними вузлами і елементами показано на рис. Б.2.



A - вихід газа; B- колосникі; C - подача дуття; D - подача вугілля.
1 - киснева зона; 2 - зона хімічного відновлення продуктів згорання;
3 – зона напівкоксування палива; 4 - зона сушіння палива.

Рисунок Б.1 - Принципова схема газогенератора типу Лурги



1, 3, 13, 15 – затвори; 2, 14 – бункери; 4, 9 – приводи; 5 – розподільник вугілля; 6 – пристрій, що перемішує; 7 – шахта; 8 – ножі; 10 – скрубер; 11 – колосникові грати; 12 – колосникові сорочка.

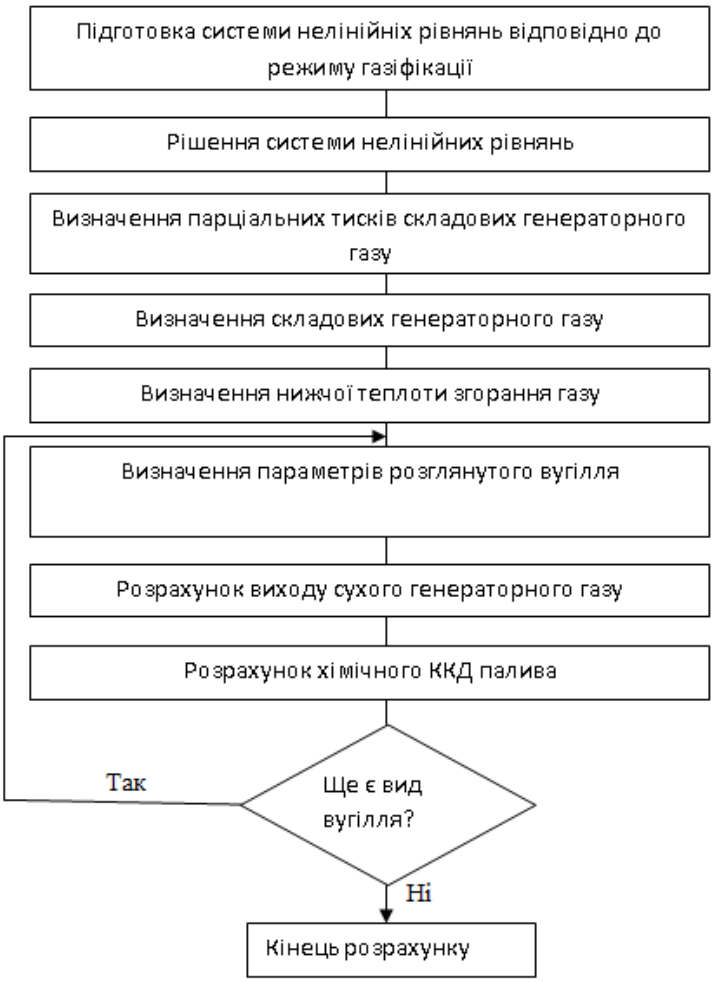
Рисунок Б.2 - Газогенератор Лурги. Технологічна схема, основні вузли та елементи

ДОДАТОК В

Оцінка хімічного ККД процесу газифікації при чисельному моделюванні цього процесу. Функції чутливості хімічного ККД до зміни вмісту робочої маси палива. Вибір вугілля

ХІМІЧНИЙ ККД ГАЗИФІКАЦІЇ. ФУНКЦІЇ ЧУТЛИВОСТІ ХІМІЧНОГО ККД ДО ЗМІНИ ВМІСТУ РОБОЧОЇ МАСИ ПАЛИВА. ВИБІР ВУГІЛЛЯ

Хімічний ККД газифікації $\boldsymbol{\eta}_{\text{хім}}$ характеризує ефективність перетворення теплоти вихідного вугілля на теплоту згорання генераторного газу, що утворюється. Його величина визначається за формулою (А.17). Ми розглядаємо $\boldsymbol{\eta}_{\text{хім}}$, в якості основного показника ефективності процесу газифікації.



\Рисунок В.1 – Блок-схема розрахунку хімічного ККД процесу газифікації

Нижча теплота $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ згорання для вихідного вугілля розраховується за довідковими даними [21] або за формулой Д. І. Мендєлеєва. За даними

розрахунків, наведених у таблиці В.1 можна зробити попередній вибір вугілля .

Вибір вуглецю як величини для віднесення в формулі (6.2) пов'язаний з тим, що в моделі Дешаліта він передбачається єдиним джерелом для горючої частини газу [13]. Формула (6.2) дає можливість отримати оцінки коефіцієнтів чутливості за всіма j компонентами складу вихідного вугілля, віднесеними до 1 % маси його вуглецю в робочій масі вугілля.

За [18], найкращою є мінімальна (за абсолютною величиною) сума наведених функцій чутливості, т. к. при цьому забезпечується найбільш незмінний склад палива та, віповідно, стабільний склад генераторного газу.

В таблиці В.1 вказанії суми наведених функцій чутливості для кожного вугілля За ціма даними можна зробити попередній вибір вугілля для заданої технології газифікації. Так, мінімальну величину S(dy/dx×x/C) = 0.00465 ($\eta_{хім}$, = 67.43%) має вугілля № 24 марки– напівантрацит Донецького басейну. Максимальну величину S(dy/dx×x/C) = - 0.14471 ($\eta_{хім}$ = 64.82 %) має вугілля № 65 марки 1Б, Р Александрійське, Дніпровського басейну.

Мінімальну величину $\eta_{хім}$, = 53.61 %, має вугілля №7, марки Г промпродукт, Донецького басейну (S(dy/dx×x/C) =0,08249).

Максимальну величину $\eta_{хім}$, = 79.66 %, має вугілля №26 марки А, Володарський рудник, Донецького басейну (S(dy/dx×x/C) = 0.04161).

Таблиця В.1 - Суми функцій чутливості S ($\eta_{хім}$ і $V^{г}$ для порівняння)

№ в довіднику і марка досліджуваного вугілля		S(dy/dx×x/C	$\eta_{хім}$, %	$V^{г}$, %
1	Д, Р	60,21	43,0	43,0
7	Г, промпродукт	53,61	42,0	42,0
9	Ж, Р	63,11	4,0	4,0
13	Т, Р	65,11	7,0	7,0
15	А, шлам	61,78	32	32
24	Н А	67,43	12	12
25	А	72,26	7,5	7,5
66	Г, Р. відсів	63,43	42	42