

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»

Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій

Кафедра хімічних технологій та хімічного машинобудування

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

Євген ЗБИКОВСЬКИЙ

(підпис)

(ініціали, прізвище)

“ ____ ” _____ 2022 року

ВИПУСКНА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Магістр

на тему: «Підвищення ефективності роботи первинного газового холодильника»

Виконав: магістр 2-го курсу, групи ТПМм-21

спеціальності 133 Галузеве машинобудування, спеціалізації «Техніка переробки сировинних матеріалів»

Володимир МОРГУНОВ

(прізвище та ініціали)

(підпис)

Керівник доц., к.т.н. Павло ТРЕТ'ЯКОВ

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Консультант _____

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цій кваліфікаційній роботі немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____

(підпис)

Луцьк – 2022 р.

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»

Факультет Машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій Кафедра «Хімічних технологій та хімічного машинобудування» Освітній ступінь магістр
Спеціальність 133 Галузеве машинобудування, спеціалізації «Техніка переробки сировинних матеріалів»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри:

Євген ЗБИКОВСЬКИЙ

(підпис)

(ініціали, прізвище)

“ ” 2022 року

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ МАГІСТРА
Володимиру МОРГУНОВУ**

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: «Підвищення ефективності роботи первинного газового холодильника»

керівник роботи Павло ТРЕТ'ЯКОВ, доц., к.т.н.

затверджені наказом по університету від „23”.09.2022р. № 437

1. Строк подання студентом роботи 20.12.2022

2. Вихідні дані до роботи холодильник для охолодження коксового газу

3. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) аналіз проблеми ефективності роботи первинних газових холодильників, визначення основних факторів та параметрів для математичного моделювання роботи пгх, дослідження математичної моделі ефективності роботи пгх, розробка заходів для підвищення ефективності роботи пгх

4. Перелік графічного матеріалу (з точною вказівкою обов'язкових креслень)

презентація

5. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	<u>Павло ТРЕТ'ЯКОВ</u>	23.09.2022	23.09.2022
2	<u>Павло ТРЕТ'ЯКОВ</u>	23.09.2022	23.09.2022
3	<u>Павло ТРЕТ'ЯКОВ</u>	23.09.2022	23.09.2022
4	<u>Павло ТРЕТ'ЯКОВ</u>	23.09.2022	23.09.2022
5			

Дата видачі завдання 23.09.2022

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Написання теоретичної частини (Розділ 1)	28.10.2022	
2	Виконання експериментальних досліджень (Розділ 2)	11.11.2022	
3	Розробка математичної моделі(розділ 3)	25.11.2022	
4	Практичне застосування отриманих результатів (розділ 4)	12.12.2022	
5	Підготовка презентації	16.12.2022	
6	Оформлення пояснювальної записки	23.12.2022	

Студент _____
(підпис)

Володимир МОРГУНОВ
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Павло ТРЕТ'ЯКОВ
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Моргунов В.А. Підвищення ефективності роботи первинного газового холодильника / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня «магістр» за спеціальністю 133 Галузеве машинобудування (спеціалізація «Техніка переробки сировинних матеріалів»). – ДВНЗ ДонНТУ, Покровськ, 2022.

Підвищення ефективності роботи первинного газового холодильника є актуальною темою, тому що даний спосіб та різне конструктивне виконання обладнання використовується на коксохімічних заводах для охолодження коксового газу.

Об'єкт дослідження – процес охолодження коксового газу в первинних газових холодильниках.

Мета роботи – розробити заходи з модернізації первинних газових холодильників для підвищення ефективності в умовах коксохімічного підприємства, базуючись на аналізі функціонування установки, що описується за допомогою математичної моделі.

Методи дослідження - аналіз математичної моделі роботи первинного газового холодильника.

Обґрунтовані напрями з модернізації первинних газових холодильників. Одним з таких напрямів є впровадження спіральних труб для збільшення поверхні теплопередачі та турбулізації потоку. Зроблено порівняння характеристик труб до та після впровадження модернізації. Розроблена схема додаткового зниження температури коксового газу, завдяки охолодженню колектора-газопроводу.

У розділі охорона праці були розглянуті шкідливі і небезпечні чинники виробництва, заходи щодо поліпшення умов праці.

КОКСОВИЙ ГАЗ, ПЕРВИННИЙ ГАЗОВИЙ ХОЛОДИЛЬНИК,
МОДЕРНІЗАЦІЯ, СПІРАЛЬНІ ТРУБИ, ОХОРОНА ПРАЦІ

ANNOTATION

Morgunov V.A. Improving the efficiency of the primary gas cooler / Graduation qualifying work for obtaining an educational degree "Master" in specialty 133 Sectoral engineering (specialization "Equipment of mining and processing complexes"). DonNTU, Pokrovsk, 2022.

Increasing the efficiency of the primary gas cooler is a relevant topic, because this method and different design of the equipment is used at coke-chemical plants to cool coke gas.

The object of research is the process of cooling coke gas in primary gas coolers.

The purpose of the work is to develop measures for the modernization of primary gas coolers to increase efficiency in the conditions of a coke-chemical enterprise, based on the analysis of the operation of the installation, which is described using a mathematical model.

Research methods - analysis of the mathematical model of the primary gas refrigerator.

Reasonable trends in the modernization of the primary gas refrigerator. One of these directions is the introduction of spiral pipes to increase the heat transfer surface and turbulate the flow.

A comparison of pipe characteristics before and after modernization was made. A scheme for additional reduction of the coke gas temperature thanks to the cooling of the gas pipeline collector has been developed.

In the section on labor protection, harmful and dangerous factors of production, measures to improve working conditions were considered.

COKE GAS, PRIMARY GAS COOLER, MODERNIZATION, SPIRAL PIPES
LABOR PROTECTION

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ	8
ВСТУП	10
1 АНАЛІЗ ПРОБЛЕМИ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ПЕРВИННИХ ГАЗОВИХ ХОЛОДИЛЬНИКІВ (ПГХ).....	11
1.1 Актуальність проблеми підвищення ефективності ПГХ.....	11
1.2 Технологічні схеми уловлювання коксового газу.....	12
1.3 Властивості коксового газу.....	16
1.4 Аналіз існуючих конструкційних рішень обладнання охолодження коксового газу.....	17
1.4.1 Конструкції та принцип дії ПГХ.....	17
1.4.2 Аналіз процесу охолодження коксового газу	29
1.5 Постановка задачі дослідження	30
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ФАКТОРІВ ТА ПАРАМЕТРІВ ДЛЯ МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ РОБОТИ ПГХ	31
2.1 Основні фактори, які впливають на роботу ПГХ.....	31
2.2 Аналіз надійності ПГХ методом «Дерева відмов».....	32
2.3 Розрахунки параметрів ПГХ.....	42
2.3.1 Матеріальний розрахунок	42
2.3.2 Тепловий розрахунок	46
2.3.3 Визначення необхідної поверхні теплопередачі ПГХ.....	51
2.3.4 Розрахунок труб під дією внутрішнього тиску та зовнішнього навантаження	54
2.4 Модель розрахунку параметрів технічного стану обладнання під час експлуатації ПГХ.....	57
2.4.1 Технологічний розрахунок ПГХ при експлуатації	57
2.4.2 Імовірнісна модель механічних напружень трубочатки ПГХ ..	59
2.4.3 Модель оцінки залишкового ресурсу газопроводу ПГХ.....	61

3 ДОСЛІДЖЕННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ПГХ	66
3.1 Визначення параметрів технічного стану, які впливають на ефективність роботи ПГХ	66
3.2 Технологічні розрахунки ПГХ	67
3.3 Міцнісні розрахунки елементів ПГХ	78
3.4 Розрахунок параметрів технічного стану ПГХ при експлуатації	80
3.4.1 Тепловий розрахунок при експлуатації ПГХ.....	80
3.4.2 Імовірнісний розрахунок механічних напружень, що виникають у трубчатці ПГХ	81
3.4.3 Оцінка залишкового ресурсу газопроводу на виході із ПГХ	84
4. РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ПГХ	88
4.1 Організаційні напрямки підвищення ефективності роботи ПГХ ...	88
4.2 Технічні рішення для ефективної роботи ПГХ	89
5. ОХОРОНА ПРАЦІ	96
5.1 Характеристика виробництва і його шкідливі та небезпечні фактори	96
5.2 Заходи щодо поліпшення умов праці	98
5.3 Протипожежна безпека	100
ВИСНОВКИ.....	103
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	105
ДОДАТОК А – Перелік зауважень нормоконтролера	107
ДОДАТОК Б – Заключення з ультразвукового контролю якості товщини стінки газопроводу ПГХ.....	108

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

ПГХ – первинний газовий холодильник

$Q_{\text{прих.}}$ – загальний прихід тепла, кДж/год;

$t_{\text{вих.}}$ – температура рідини, що охолоджує, К;

$c_{\text{см}}$ – теплоємність рідкої смоли, кДж/(кг·К);

F – необхідна поверхня теплопередачі, м²;

d_1 – зовнішній діаметр труб, м;

n – кількість труб у відповідній зоні холодильника, шт.;

L – довжина однієї труби, м;

Q – кількість тепла, що надходить до холодильника, кДж/год;

$\Delta t_{\text{ср}}$ – середня різниця температур, К;

K – коефіцієнт теплопередачі від коксового газу до рідини, що охолоджує, Вт/(м·К);

α_1 – коефіцієнт тепловіддачі від газу до стінки труби, Вт/(м²·К);

x – середній вміст водяної пари у газовій суміші;

λ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу труб, Вт/(м·год·К);

d_2 – внутрішній діаметр труб, м;

α_2 – коефіцієнт тепловіддачі від стінки труби до рідини, що охолоджує, Вт/(м²·К);

Nu – число Нуссельта;

λ' – коефіцієнт теплопровідності рідини, що охолоджує, Вт/(м·год·К);

ε_{ϕ} – коефіцієнт впливу куту атаки між потоками речовин, що приймають участь у теплообміні;

Re – число Рейнольдса;

ω – швидкість руху рідини у трубах, м/с;

m – кількість холодильників, що працюють одночасно, шт.;

k – площа поперечного перетину труб в одному пучку, м²;

ρ – густина рідини, що охолоджує, кг/м³;

μ – динамічна в'язкість, Н·с/м²;

$[\sigma]$ – допустимі напруження, МПа;

σ – нормативні допускні напруження, для марки сталі за заданою температурою, МПа;

η – поправковий коефіцієнт, що враховує вид заготовки;

S – товщина стінки труби, мм;

$P_{\text{розрах.}}$ – розрахунковий тиск, приймаємо умовно, МПа;

$P_{\text{сер}}$ – тиск рідини у трубах, МПа;

$\sigma_{\text{тах}}$ – навантаження від згину труб, МПа;

- M_x^{max} – найбільший згинальний момент, що виникає посередині прольоту, Н·м;
 q – навантаження на трубу від ваги рідини та ваги самої труби, Н/м;
 l – довжина труби, м;
 W_x – осьовий момент опору, м³;
 Q' – кількість тепла, що передається від коксового газу до рідини на стадії експлуатації, Вт
 K' – коефіцієнт теплопередачі від коксового газу до рідини на стадії експлуатації, Вт/(м·К);
 d_3 – середній зовнішній діаметр смолистих відкладень, м;
 λ_1 – коефіцієнт теплопровідності смолистих відкладень, Вт/(м·К);
 λ_2 – коефіцієнт теплопровідності сталі через шар накипу, Вт/(м·К);
 d_4 – середній внутрішній діаметр шару накипу, м;
 N – значення напружень у трубчатці під дією внутрішнього тиску рідини, МПа;
 μ_i – значення математичного сподівання
 σ_i – значення середньоквадратичного відхилення i -того параметру;
 $\tau_{зал.}$ – залишковий ресурс газопроводу, років;
 t_{min} – ймовірна мінімальна товщина стінки газопроводу, мм;
 $t_{відб.}$ – товщина стінки труби, що відбраковується, мм;
 $V_{сер}$ – середня швидкість корозії, мм/рік;
 $t_{сер}$ – середнє значення заміряних товщини, мм;
 σ – середньоквадратичне відхилення товщини, що заміряли, мм.
 N – кількість вимірювань;
 t_K – значення товщини, що виміряли, мм;
 R_1 – розрахунковий опір матеріалу труб і деталей трубопроводів, МПа;
 R_H^1 – нормативний опір, що дорівнює найменшим значенням тимчасового опору на розрив матеріалу труб, МПа;
 m_1 – коефіцієнт умов роботи матеріалу труб при розриві;
 m_2 – коефіцієнт умов роботи трубопроводу;
 K_1 – коефіцієнт однорідності матеріалу труб;
 a – коефіцієнт надійності, який враховує снігове навантаження;
 l_1 – відстань між опорами, м;
 t_n – номінальна товщина стінки, мм;
 t_R – розрахункова товщина стінки газопроводу, мм;
 S_T – технологічний припуск, мм;
 τ – термін експлуатації, роки;
 γ_f – коефіцієнт надійності за навантаженням;
 $[\sigma]$ – допустимі напруження від згину, МПа;

ВСТУП

Ефективна та надійна робота обладнання є однією з важливих задач будь-якого підприємства. При переробці значної кількості речовин та великими об'ємами це питання є наразі актуальним. Сучасна коксохімічна промисловість переробляє значні об'єми кам'яновугільної шихти методом коксування у коксових печах, отримуючи доменний кокс для металургії та супутні продукти: коксовий газ, смоли, аміак, сірководень, бензолні вуглеводні. Для подальшої переробки цей об'єм газу необхідно довести до температур при яких можлива подальша переробка, транспортування та виділення основних елементів [1-4].

Одним з основних елементів, який має першочергове значення для охолодження коксового газу - первинний газовий холодильник. Ефективна та надійна робота первинного газового холодильника стабільна та безаварійна робота хімічної ланки коксохімічного підприємства.

У представленій роботі пропонується прогнозування технічного стану первинного газового холодильника та його елементів за допомогою ймовірнісного розрахунку, який включає аналіз умов роботи ПГХ та пов'язаних з цим зміни технічного стану, а також врахування у розрахунку залишкового ресурсу. У роботі ймовірнісний підхід застосовано для розрахунку елементів первинного газового холодильника для охолодження коксового газу.

Метою роботи: на основі зміни технічного стану елементів конструкції первинних газових холодильників та газопроводу розробити заходи забезпечення ефективності та надійності роботи обладнання для охолодження коксового газу.

1.1 Актуальність проблеми підвищення ефективності ПГХ

Хімічні продукти, що утворюються при коксуванні кам'яновугільної шихти, виходять у підсводовий простір із температурою 600-700 °С. Для подальших технологічних процесів коксовий газ повинен бути охолодженим до температур в інтервалі 25-35 °С [1-2].

Це потрібно по декільком причинах: в результаті охолодження та конденсації водяної пари та смоли різко зменшується об'єм газу, отже зменшується необхідна продуктивність нагнітачів та витрати електроенергії на стиснення та транспортування для подальшого уловлення апаратами; уловлення хімічних продуктів коксування: аміаку, сірководню, бензольних вуглеводнів при вказаному інтервалі температур забезпечується висока ступінь поглинання; виділення з коксового газу при його охолодженні смоли дозволяє суттєво зменшити засмічення обладнання для уловлення хімічних продуктів коксування, підвищення якості отриманих продуктів [1-4].

Тому перша технологічна операція для коксового газу - охолодження. Недивлячись на простоту фізичного процесу первинного охолодження коксового газу, конструктивне оформлення має складнощі технічного порядку. Це пояснюється значними об'ємами газу, що охолоджується, виділенням на поверхні обладнання смолянистих плівок та відкладень нафталіну, що порушують нормальний тепловий режим, а також агресивністю аміачної води, яка має у своєму складі сульфіді, солі синильної кислоти, сірководень.

На 1 тону отриманого коксу виділяється від 300 до 340 м³ коксового газу. Сучасна коксова батарея ємністю печей 41,6 м³ має продуктивність до 1 млн. тон коксу за рік. Об'єм газу для охолодження з однієї батареї складає до 100 000 м³/год, згідно технологічної схеми цей обсяг необхідно охолоджувати до температур згідно регламенту. Від ефективності проведення процесу охолодження коксового газу залежить робота обладнання для уловлення хімічних компонентів.

Несприятливі умови роботи повинні бути враховані при обранні технологічної схеми та розрахунку обладнання, для забезпечення необхідної продуктивності апаратів та встановлені, правилами технічної експлуатації, режимні показники.

Досвід експлуатації первинних газових холодильників показав, що ефективність охолодження суттєво знижується, необхідно розроблення комплексу заходів, спрямованих на підтримку ефективності та надійності їх роботи.

1.2 Технологічні схеми уловлювання коксового газу

Машинне відділення цеху вловлювання призначено для збору газів з коксових печей і створення необхідного напору для руху коксового газу крізь апаратуру хімічних цехів і газопроводів до споживача [4].

Апаратура та газопроводи, які розташовані до нагнітачів коксового газу, знаходяться під розрідженням, а після них – під тиском. Хімічні продукти коксування (коковий газ), що утворюються при термічному розкладанні кам'яного вугілля без доступу повітря, виходять з підсводового простору коксових печей через стояки в газозбірники з температурою не вище 800 - 820 °C [1-3].

В газозбірниках коковий газ охолоджується до температури 80 – 85 °C надсмольною водою, яка подається на зрошення газозбірників з насосної конденсації.

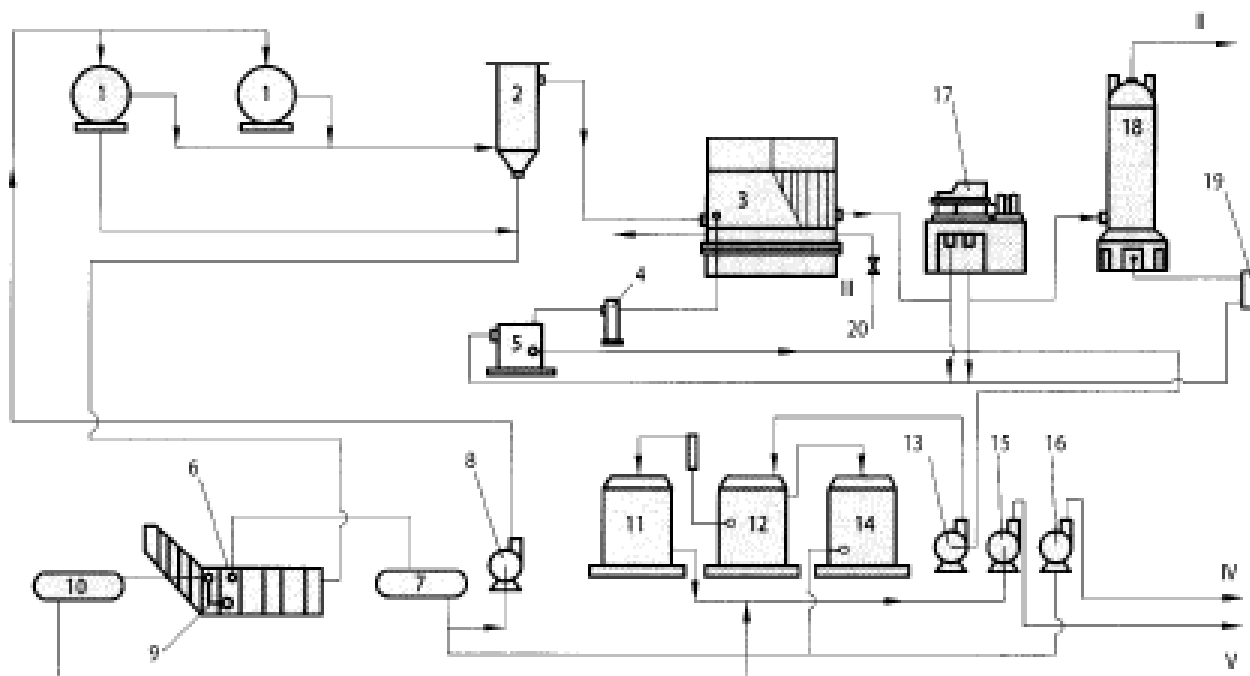
Надсмольна вода охолоджує газоподібні продукти коксування за рахунок випаровування її частини, що можливо при температурі 70 – 75 °C.

При охолодженні коксового газу відбувається конденсація парів смоли, а також випадіння твердих частинок вугілля і коксу, які змішуючись із смолою, утворюють фуси.

Охолоджений коковий газ, насичений водяною парою, сконденсована смола з фусами і надсмольна вода з газозбірників газопроводами надходять в

газові сепаратори. З газових сепараторів надсмольна вода і смола з фусами надходять в робочі механізовані освітлювачі для розподілу надсмольної води, смоли і фусів [2-4].

Основні технологічні схеми первинного охолодження коксового газу виглядають наступним чином. Технологічна схема первинного охолодження з вертикальними холодильниками [1] представлена на рисунку 2.1



1- газозбірник, 2 – сепаратор, 3 – первинний трубчатий холодильник, 4,19 – гідравлічний затвор, 5 – проміжний збірник конденсату, 6 – механізований освітлювач, 7 – проміжний збірник, 8, 13,15, 16 – насоси, 9 – регулятор рівня смоли, 10, 11 – збірник смоли, 12 – відстійник води, 14 – збірник для надлишкової води, 17 – нагнітач, 18 – електрофільтр, 20 – трубопровід технічної води.

Технологічні потоки: I – прямий коксовий газ, II – охолоджений коксовий газ, III – технічна вода, IV – надсмольна вода на переробку, V – смола на склад.

Рисунок 1.1 – Технологічна схема охолодження коксового газу в холодильниках з вертикальними трубами

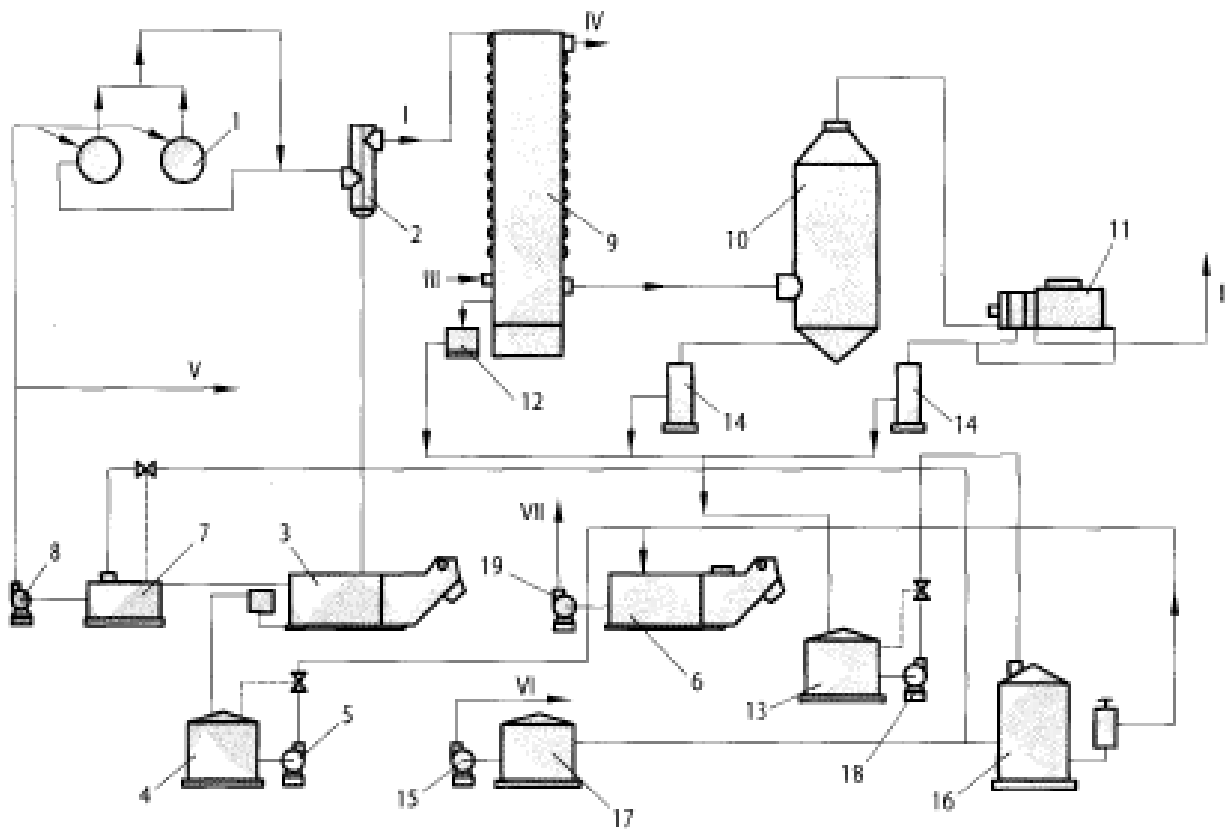
Коксовий газ після охолодження в газозбірнику до температури 80-85 °С потрапляє крізь сепаратор 2 в міжтрубний простір холодильників з вертикальними трубами 3. По ним протитоком рухається зворотна технічна вода з початковою температурою 22-28 °С. При протіканні теплообміну між цими потоками газ та технічна вода, температура газу знижується до температур 32-37 °С, одночасно в ньому протікає конденсація парів смоли та води [1-2].

Охолоджений газ нагнітачем 17 крізь електрофільтр 18 подається до сульфатного відділення, а конденсат, що утворився в первинних газових холодильниках вилається крізь гідрозатвор 4 до проміжного збірника 5, далі насосом 13 подається у відстійник 12 для відділення смолистих речовин. З відстійнику 12 смола за допомогою смоловідвідника потрапляє в збірник 11, а з нього насосом відкачується в резервуар смоли. Надсмольна вода з відстійника 12 потрапляє в збірник 14, з якого частина перетікає в проміжний збірник 7 для поповнення циклу газозбірників. Надлишок надсмольної води подається насосом 16 до аміачної дистиляційної колонни для подальшої переробки.

Аналіз експлуатації первинних газових холодильників з вертикальними трубами показав, що вони мають низькі коефіцієнти теплопередачі 50-90 Вт/м² К так як низька швидкість води в трубах, через процес інтенсивного відкладення смоляних речовин в міжтрубному просторі. Переваги: низькі вимоги до якості охолоджуючої води [1-4].

На рисунку 2.2 представлена технологічна схема первинного охолодження коксового газу в холодильниках з горизонтальними трубами [1]. Коксовий газ, охолоджений в газозбірнику до температури 80-85°С, потрапляє крізь сепаратор 2 в міжтрубний простір холодильників з горизонтальними трубами 9 та рухається зверху вниз, омиваючи наклонені труби. По висоті холодильника труби розділені на окремі секції для зручності експлуатації. Охолоджуюча вода подається в нижню частину холодильника та рухається догори крізь усі пучки труб, які з'єднанні послідовно за допомогою водяних камер. При температурі

охолоджуючої води 21-27°C газ охолоджується до температур 25-35 °C. Далі очищується від туманоподібної смоли в електрофільтрі 10 та подається нагнітачем 11 на очищення охолодженого коксового газу від аміаку.



1 – газозбірник, 2 – сепаратор. 3 – освітлювач механізований, 4 – проміжний збірник для смоли, 5, 8, 15, 18, 19 – насоси, 6 – механізований збірник для смоли, 7 – проміжний збірник для води, 9 – первинний газовий холодильник, 10 – електрофільтр, 11 – нагнітач, 12, 14 – гідрозатвори, 13 – проміжний збірник конденсату, 16 – відстійник для конденсату, 17 – сховище для надлишкової води.

Технологічні потоки: I – прямий коксовий газ, II – охолоджений коксовий газ, III – технічна вода на охолодження, IV – вода після холодильника, V – вода у відстійник, VI – вода на переробку, VII - смола на склад.

Рисунок 1.2 - Технологічна схема охолодження коксового газу в холодильниках з горизонтальними трубами

Конденсат з холодильників 9, електрофільтру 10 та нагнітача 11 крізь гідрозатвори направлється у збірник 13, звідки перекачується насосом 18 у відстійник 16. Смола з відстійнику потрапляє до механізованого збірнику 17 звідки насосом 15 передається на подальшу переробку до аміачної установки.

1.3 Властивості коксового газу

Склад прямого коксового газу, що виходить з камер коксових печей, його вихід та щільність змінюється на протязі періоду коксування. У газозбірнику проходить усереднення суміші газів та парів компонентів, що виділяються у різні часи коксування з різних камер, які складають коксову батарею. Вихід та склад коксового газу залежить від технологічного режиму процесу коксування та якості кам'яновугільної шихти. При незмінному режимі коксування вихід та склад коксового газу залишаються практично постійними [1,7].

Коксовий газ – складається з водню, метану, важких вуглеводнів, окису вуглецю, вуглекислоти, кисню та азоту. Крім того, сирий коксовий газ містить смолу, нафталін, аміак, бензол, сірководень і воду, які конденсуються в апаратурі хімічних цехів і вловлюються.

Прямий коксовий газ є горючим газом, в суміші з повітрям вибухонебезпечний, пожежонебезпечний (температура займання становить 600 – 650 °C), токсичний [1,7].

Горючою частиною коксового газу є водень, метан, окис вуглецю і важкі вуглеводні. Вуглекислота, кисень і азот при спалюванні газу не горять, а нагріваються до температури горіння газу, тому для їх нагрівання витрачається тепло. Максимальна теплота згоряння коксового газу 18 – 19 МДж/м³, питома вага коливається в межах 0,43 – 0,46 кг/м³ [1,7].

Після видалення хімічних продуктів і очищення від сірководню коксовий газ за допомогою газодувок транспортують на металургійні заводи, де його

використовують як паливо для виплавки сталі в мартенівських печах і нагріву злитків в печах прокатних станів. Надлишки коксового газу використовують для побутових потреб або спалюють у промислових, котельних установках.

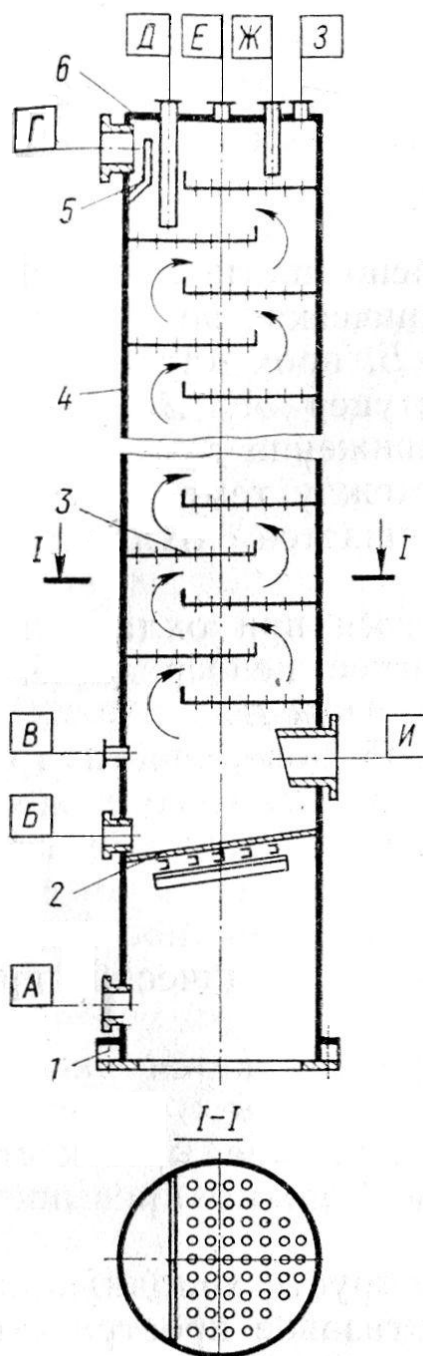
1.4 Аналіз існуючих конструкційних рішень обладнання охолодження коксового газу

1.4.1 Конструкції та принцип дії ПГХ

Розглянемо та проаналізуємо основні конструкції холодильників для охолодження коксового газу. Для первинного охолодження коксового газу застосовуються холодильники наступних типів: безпосередньої дії, трубчастий з вертикальним і горизонтальним розташуванням труб.

Холодильник безпосередньої дії [2-3], показаний на рисунку 2.3. Охолодження коксового газу здійснюється при прямому контакті газу з охолоджувальною водою. Холодильник має вертикальний циліндричний корпус 4, встановлений на кільцеву опору 1, плоске днище 2, нахилене на $3 - 4^\circ$ та плоску кришку 6. Усередині холодильника на опорних балках встановлені горизонтальні сегментні полки 3 зі спеціальними отворами, через які стікає вода, що подається для охолодження газу. Для створення напору рідини на полицях є бортики висотою 60 мм. Для запобігання виносу крапель води, перед штуцером для виходу газу встановлений відбійник 5.

Коксовий газ входить в апарат через штуцер І, рухається зигзагоподібно між полицями, охолоджується водою, що протікає через отвори полиць, і виходить в штуцер Г. Охолоджуюча вода по штуцерам Д і Ж подається на 2 верхні полиці, перетікає з полиці на полицю і по нахиленому днищу переходить до штуцера Б для виведення з апарату.



1 - кільцева опора, 2 - плоске днище, нахилене на 3 - 4, 3 - горизонтальні сегментні полки з отворами стоку води, 4 - вертикальний циліндричний корпус, 5 - відбійник, 6 - плоска кришка, А, Б, В, Г, Д, Е, Ж, З, І – штуцери

Рисунок 1.3 - Холодильник безпосередньої дії для охолодження коксового газу

При монтажі і ремонті холодильника використовуються люки А і З. Передбачаються штуцери для пропарювання В і повітряний клапан Е.

Переваги: гарне охолодження газу; проста конструкція; невелика маса; незначний гідравлічний опір; простота обслуговування при експлуатації.

Недоліки: при контакті з коксівним газом вода насичується аміаком, розчиняє сірководень, ціаністий водень та забруднюється смолою, нафталіном. У зв'язку з цим вода, що виходить з холодильників безпосередньої дії, не може бути спрямована на градирню для охолодження, так як при цьому в атмосферу будуть виділятися розчинені в ній газоподібні домішки.

Охолоджуюча вода знаходиться в замкнутому циклі: після холодильника направляється у відстійники; охолоджується в малоефективних, громіздких зрошувальних холодильниках технічною водою, після чого знову прямує в холодильник для охолодження коксового газу.

Таким чином, переваги, досягнуті при застосуванні холодильника безпосередньої дії, втрачаються через необхідність установки габаритного обладнання для освітлення та охолодження води.

Холодильники безпосередньої дії застосовуються на коксохімічних заводах малої продуктивності. Для сучасних заводів більш економічно первинне охолодження коксового газу в трубчастих холодильниках.

Холодильник з вертикальним розташуванням труб [1-3] (рисунок 2.4) складається з корпусу 5, плоского днища 7, верхньої 2 і нижньої 6 трубних решіток, до яких кріпляться розвальцюванням або зварюванням вертикально розташовані труби 4. Вертикальні перегородки 3 ділять газове (межтрубное) простір на 6 ходів. Це дозволяє збільшити швидкість руху газу і коефіцієнт теплопередачі.

Коксовий газ входить через штуцер Б, в міжтрубний простір і, огинаючи перегородки, проходить послідовно всі 6 ходів, охолоджується водою і виходить в штуцер Д.

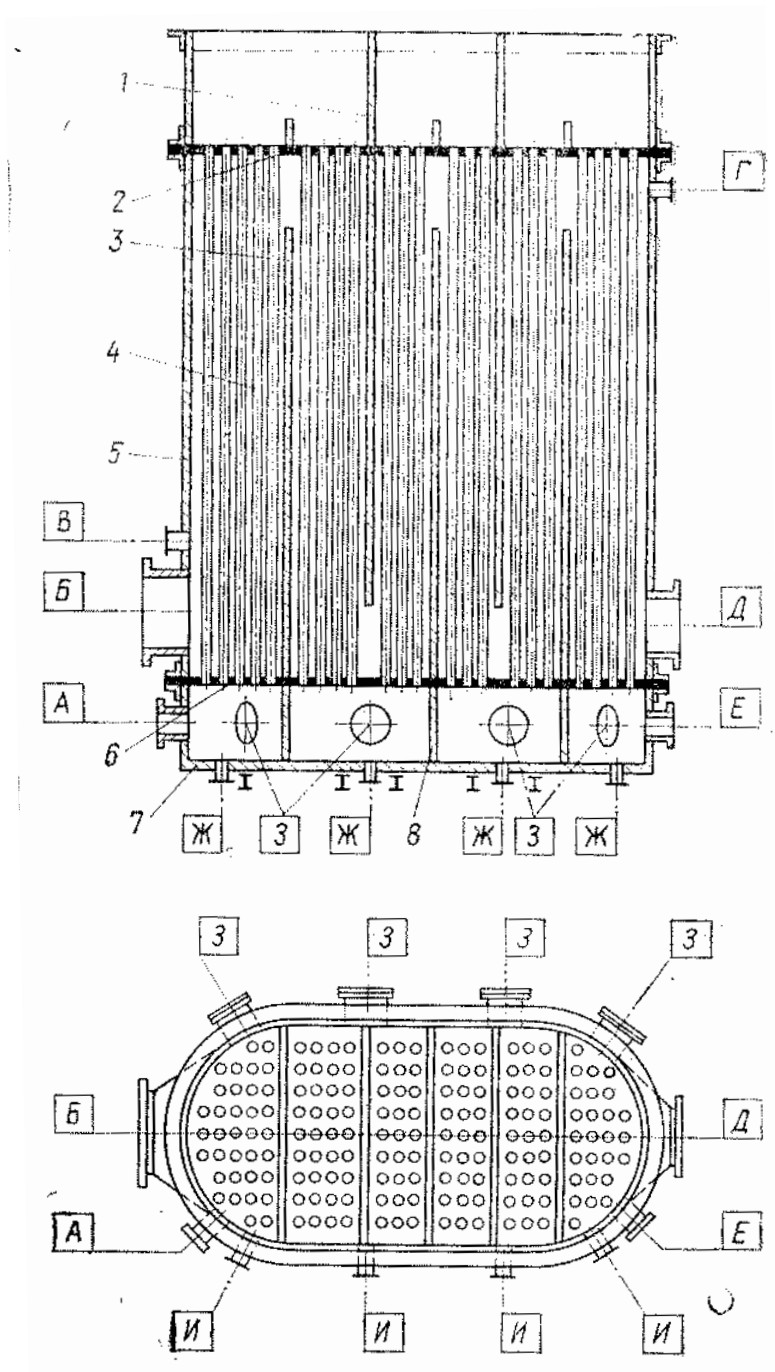
При охолодженні коксового газу і конденсації водяної пари і смоли обсяг зменшується. У зв'язку з цим, для збереження постійної швидкості руху газу, перегородки 3 розставлені таким чином, що площі поперечного перерізу ходів по ходу газу зменшуються.

Трубний простір також розділений на 6 ходів перегородками 1 і 8. Охолоджуюча технічна вода подається в трубний простір через штуцер Е, проходить послідовно 6 ходів і виходить в штуцер А. в кожному з ходів здійснюється протиток газу та води. При цьому підвищується середня різниця між температурами газу і води, поліпшується охолодження газу [1-3].

Для видалення конденсату, що утворюється при охолодженні коксового газу, в міжтрубному просторі безпосередньо над нижньою трубою решіткою приварені штуцери І.

Під впливом агресивного середовища труби холодильника кородують. При великій кількості дефектних труб проводять їх заміну. Для цього призначені люки 3, через які є доступ в водяні камери під нижньою решіткою. Холодильники з вертикальним розташуванням труб експлуатуються на заводах середньої продуктивності з 4 - 6 коксовими батареями.

Недоліки, властиві цим холодильникам: велика площа, яку займає холодильник, так як збільшення висоти обмежується довжиною труб, що допускає їх чистку; значний гідравлічний опір; важкість промивання зовнішньої поверхні труб під час роботи холодильника, в зв'язку з чим потрібно його пропарювання.



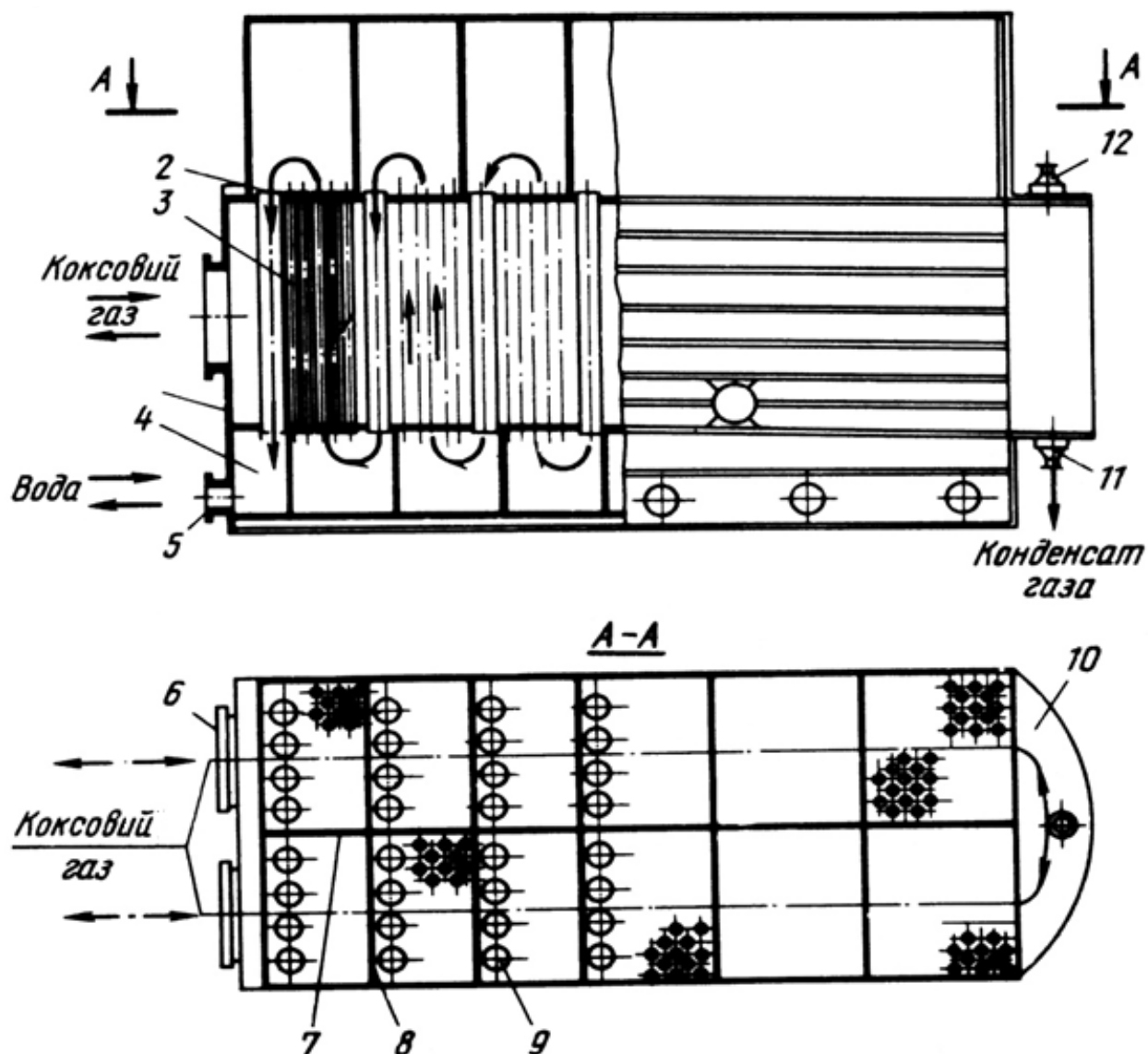
1, 8 - розділові перегородки, 2 - верхня трубна решітка, 3 - вертикальні перегородки, 4 - вертикально розташовані труби, 5 - корпус, 6 - нижня трубна решітка, 7 - плоске днище, А, Б, В, Г, Д, Е, Ж, З, І – штуцери

Рисунок 1.4 - Холодильник з вертикальним розташуванням труб для охолодження коксового газу

Найбільш інтенсивне випадання відкладень спостерігається в останніх по ходу газу секціях, де температура конденсату найнижча. Перші секції залишаються чистими, бо при більш високій температурі конденсат, стікаючи по трубах, змиває осад. В останніх секціях кількість конденсат не змиває відкладення нафталіну з зовнішньої поверхні труб [2-3].

В основу конструкції холодильника реверсивної дії закладений принцип реверсування потоків газу і води, для вирішення проблеми відкладення нафталіну в останніх секціях холодильника [1]. При зміні руху газу на зворотний, гарячий газ надходить в останню секцію холодильника і його конденсат змиває осад кристалів нафталіну на зовнішній поверхні труб. Проходячи далі по міжтрубному простору, газ охолоджується, з нього у вигляді осаду, випадає нафталін вже в першій секції холодильника. При подальшому реверсуванні процес повторюється. Шляхом зміни зон конденсації смоли і нафталіну досягається безперервна очистка міжтрубному простору від осаду.

На рисунку 1.5 показаний первинний газової холодильник реверсивного дії з площею поверхні охолодження 3600 м^2 , розроблений Гипрококсом, який тривалий час експлуатується на одному з коксохімічних підприємств. Це кожухотрубчастий теплообмінний апарат з вертикальним розташуванням труб. Міжтрубний простір холодильника, утворено вертикальними стінками кожуха 1 і двома горизонтальними трубними решітками 2 з розвальцьованої в них теплообмінними трубами 3. Трубний простір, утворюється трубами і нижньої і верхньої водяними камерами 4 з ходовими перегородками 8, працює під гідростатичним тиском води. У верхніх водяних камерах відбувається вільний перелив води. Уздовж поздовжньої осі холодильник розділений вертикальною перегородкою 7.



1 - кожух, 2 - горизонтальні трубні решітки, 3 - теплообмінні труби, 4 - водяні камери, 5 - штуцер для води, 6 - штуцер для входу (виходу) газу, 7 - вертикальна перегородка, 8 - ходова перегородка, 9 - труби для перетікання води з сусідніх ходів з висхідними потоками, 10 - камера для повороту газу, 11 - зливні штуцери, 12 - форсунки

Рисунок 1.5 - Холодильник реверсивної дії

На одній з торцевих стінок холодильника встановлені штуцери 6 для входу та виходу газу і штуцери 5 для води. На протилежному боці знаходиться камера 10 для повороту газу. Коксовий газ, рухаючись по міжтрубному просторі поперек труб, здійснює в горизонтальній площині U-образний хід. Конденсат газу виходить назовні через зливні штуцери 11, що розташовані в газовій камері. Трубні решітки встановлені з нахилом до цих штуцерів.

Охолоджуюча вода рухається в протилежному напрямку до газового потоку. Проходячи, крізь по багатоходовий трубний простір апарату, вода рухається по черзі висхідними та спадними потоками. Щоб уникнути рециркуляції води в низхідних потоках, що виникає в кінцевих ходах трубного простору в результаті утворення конвективних струмів нагрітої води, в конструкції холодильника на виході води видалені низхідні потоки. Це досягається тим, що в кількох останніх ходах, призначених для низхідних потоків води, теплообмінні труби малого діаметра не встановлюються. Замість них передбачені труби 9 великого діаметра, які необхідні для перетікання води з сусідніх ходів з висхідними потоками [1].

Для гарантованого видалення відкладень нафталіну перед реверсуванням і після нього в міжтрубний простір холодильника крізь 2 форсунки 12 подають смолу. Діаметр форсунки $D_c = 12\text{мм}$. Основні вузли холодильника виготовлені з вуглецевої сталі. Теплообмінні труби для збільшення терміну їх служби оцинковані. Верхні водяні камери і трубні решітки, місця розвальцьовування труб покриті антикорозійним лакофарбовим покриттям.

Порядок реверсування такого холодильника:

1. За 30 хвилин до реверсу подають смолу через форсунки;
2. Відкривають засувки на газі і воді, які до реверсування були закритими;
3. Закривають засувки на газі і воді, які до реверсування були відкритими;
4. Через 30 хвилин після реверсування припиняють подачу смоли на форсунки.

Частота реверсування холодильника - 1 раз на добу.

Переваги конструкції: невелика довжина труб зменшує товщину конденсатної плівки, що стікає по трубах, знижує її термічний опір; вертикальна установка труб сприяє зменшенню відкладень всередині труб, їх невелика довжина поліпшує очищення.

Недоліки реверсивних холодильників: підвищений гідравлічний опір апарату по газу (2000 - 4000 Па при навантаженні по газу 20 - 21 тис.м³ / год), короткочасне припинення надходження газу в апарат під час реверсування, що негативно позначається на режимі відсмоктування газу з камер коксування, а також відсутність надійно працює електрифікованої запірної арматури для реверсування потоків газу і води.

Розглянемо трубчастий газовий холодильник з горизонтальними трубами. Апарат з габаритами 24,7 х 3,6 х 3 м, має продуктивність 8 000 м³/год [1-3]. Контакт газу з рідиною - відсутній. Це дозволяє підвищити її швидкість і зменшити випадання зважених часток, що знаходяться в коксовому газі, зменшити утворення накипу і інтенсифікувати тепловіддачу від труб до води, що охолоджує. Крім того, при такій конструкції потік газового конденсату, що стікає, змиває із зовнішньої поверхні труб відкладення фусів і нафталіну, завдяки чому сповільнюється зростання гідравлічного опору в міжтрубному просторі та покращуються умови тепловіддачі від газу до труб.

Корпус 1 холодильника (рис. 1.6) має прямокутний перетин, до двох вертикальних стінок, якого розвальцюванням, закріплені труби 2 [1-4]. Стінки корпусу укріплені ребрами жорсткості 3. Труби розбиті на окремі пучки, які з'єднуються між собою змінними кришками 4. У нижній частині холодильника розташоване плоске днище 5, нахилене під кутом 3 – 5 ° для полегшення видалення конденсату з корпусу. Корпус встановлений на залізобетонний фундамент за допомогою опори 6.

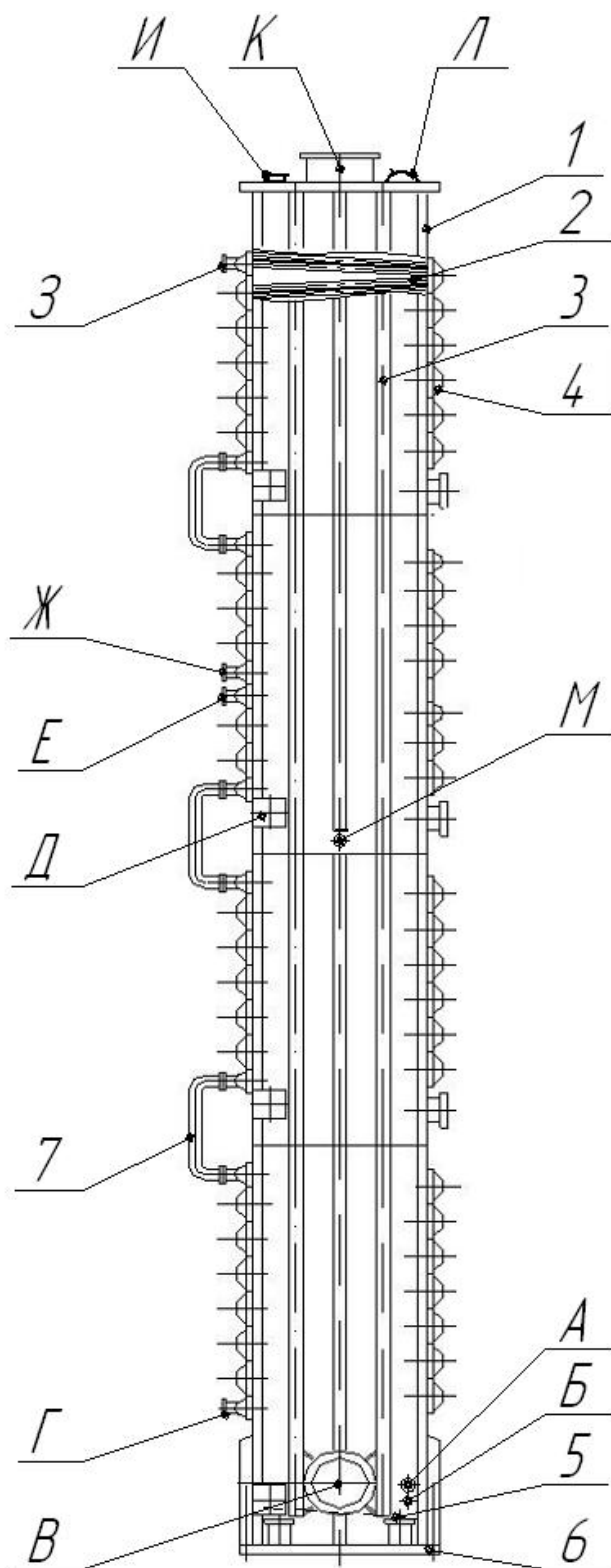


Рисунок 1.6 – Первинний газовий холодильник

Для зручності транспортування та монтажу, холодильник по висоті розбитий на чотири секції, які при монтажі зварюються між собою. Пучки труб секцій з'єднані перехідними колінами 7.

Коксовий газ входить в штуцер К холодильника з температурою 80 - 85 °С під тиском 0,095 МПа, рухається зверху вниз в міжтрубному просторі і виходить через штуцер В з температурою 30 - 35 °С. Вода насосом подається знизу у штуцер Г, проходить послідовно всі пучки труб, виходить в штуцер Е і самопливом направляється на градирню. Содовий розчин натходить у штуцер Ж та виходить зі штуцера Е [1-4]. Нахил труб під кутом 1 ° до горизонту, дозволяє конденсату, що утворюється при охолодженні коксового газу, стікати уздовж кожної труби, а в цілому зверху вниз, та змивати відкладення нафталіну. З холодильника конденсат виводиться через штуцер Б. Додатково для промивання труб передбачена подача в штуцер М гарячої смоли, яка є гарним розчинником для нафталіну. При пропарюванні пара подається в штуцер А. Для обслуговування та ремонту холодильника призначені люки Л і Д. При пропарюванні та продувці холодильника газом використовується повітряний клапан И.

Характеристика основних параметрів первинного газового холодильнику наведена у таблиці 1.1 [1-3].

Таблиця 1.1 – Основні технічні характеристики ПГХ

Найменування параметру	Характеристика
Загальна поверхня охолодження, м ²	2950
Поверхня охолодження нижньої секції, м ²	800
Поверхню охолодження двох середніх секцій, м ²	1600
Поверхня охолодження верхньої секції, м ²	550

Площа поперечного перерізу труб в одному ході, м ²	0,1864
Площа поперечного перерізу газоходу між трубами, м ²	2,15
Середовище в трубах	Поглиналий розчин цеху очищення коксового газу від сірководню та технічна вода
Середовище в міжтрубному просторі	Прямий коксовий газ
Температура поглинального розчину, ° С	50 - 65
Температура технічної води, ° С	26 - 42
Температура коксового газу, ° С	85 - 35
Тиск в трубному просторі, МПа	0,4
Тиск в міжтрубному просторі, МПа	-0,095 (вакуум)
Вага апарату в робочому стані, т	~ 200

Перевагами холодильників з горизонтальним розташуванням труб є:

1. Охолоджуюча вода проходить в закритому трубному просторі, що дозволяє збільшити її швидкість і зменшити випадання зважених часток мулу і накипу та інтенсифікувати тепловіддачу від труб до охолоджувальної води;
2. Потік конденсату газу змиває з зовнішньої поверхні труб відкладення фусів і нафталіну, завдяки чому сповільнюється зростання гідравлічного опору міжтрубному простору і поліпшуються умови тепловіддачі від газу до труб;
3. Наявність самостійних трубних секцій з великою кількістю ходів по трубному простору дозволяє розділити поверхню теплообміну на окремі незалежні зони і використовувати їх за бажанням для нагріву різних теплоносіїв, утилізуючи тим самим тепло коксового газу;

4. Виготовлення холодильників машинобудівними заводами окремими максимально зібраними транспортабельні блоками спрощує збірку апарату на будівельному майданчику.

Недоліки холодильника з горизонтальним розташуванням труб: необхідність підготовки технічної води для видалення механічних домішок і солей тимчасової жорсткості в зв'язку зі зменшенням діаметра труб; складність виявлення корозії на трубах і заміни їх при ремонті.

1.4.2 Аналіз процесу охолодження коксового газу

Первинні газові холодильники для зниження гідравлічного опору від'єднують паралельно, Для часткового підвищення коефіцієнта теплопередачі застосовують змішане послідовно-паралельне з'єднання холодильників [2-3].

При охолодженні коксового газу відбувається зменшення його об'єму, конденсація парів води та смоли. Це дозволяє знизити продуктивність і споживану потужність нагнітачів для транспортування коксового газу, зменшити забруднення смолою газопроводів та апаратів для уловлювання хімічних продуктів коксування, підвищити якість сульфату амонію і зберегти властивості поглинального масла бензольного відділення за рахунок зменшення забруднення їх смолою.

Ефективне охолодження газу забезпечується дотриманням стабільності шихти і режиму коксування, ефективною роботою градирень оборотного циклу водопостачання та водопідготовки, а також наявністю достатньої поверхні теплопередачі і своєчасним видаленням відкладень з робочих поверхонь холодильників. На ефективність охолодження газу негативно позначається підвищення в ньому вмісту тепла після камер коксування, що знаходиться в прямій залежності від температури в під сводовому просторі коксових печей. При

високій температурі коксування зростає в'язкість кам'яновугільної смоли, що також погіршує умови охолодження коксового газу.

Охолоджуюча вода повинна подаватися на газові холодильники в кількості, достатній для досягнення оптимальних швидкостей потоків в трубах, які, з одного боку, забезпечували нормативні характеристики теплопередачі і запобігали випадання осаду у трубах, а з іншого, не створювали високого гідравлічного опору водного тракту [1-4].

Температура коксового газу після первинних газових холодильників повинна регулюватися зміною кількості працюючих холодильників і температурою води для охолодження. Витрата води повинна забезпечувати швидкість її в трубах холодильників з горизонтальними трубами не нижче 1 м / с.

1.5 Постановка задачі дослідження

Для забезпечення ефективності та надійності роботи первинних газових холодильників необхідно виконати наступні задачі:

- розробити математичну модель, яка дозволить прогнозувати технічний стан обладнання на стадії експлуатації і оцінювати ресурс його безпечної роботи, що залишився;
- зібрати та обробити заводські статистично дані про технічний стан ПГХ та газопроводу на виході коксового газу;
- визначити швидкість виходу зі строю основних відповідальних елементів;
- спрогнозувати ресурс, що залишився і дати рекомендації щодо підвищення ефективності та надійності роботи первинних газових холодильників

2. ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ФАКТОРІВ ТА ПАРАМЕТРІВ ДЛЯ МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ РОБОТИ ПГХ

2.1 Основні фактори, які впливають на роботу ПГХ

Прямий коксовий газ містить дуже токсичні та пожежовибухонебезпечні компоненти (I клас небезпеки – бенз(а)пірен, водню ціанід, II клас небезпеки – оксиди азоту, бензол, фенол, сірководень, III клас небезпеки - сірчистий ангідрид, аміак, IV клас небезпеки - нафталін, оксид вуглецю та ін.) [1,7]. Тому для зони первинного охолодження коксового газу можливі наступні види надзвичайних ситуацій техногенного характеру, як пожежі, вибухи, аварійні викиди хімічно небезпечних речовин.

Основні фактори техногенного характеру в зоні первинного охолодження [7]:

- використання небезпечних речовин;
- значні об'єми речовин, зокрема коксового газу;
- недосконалість та застарілість обладнання для охолодження коксового газу,
- часті зміни технологічних режимів коксування, коливання параметрів та характеристик коксового газу;
- накопичення хімічних відходів виробництва, таких як газовий конденсат та технічна вода;
- недоліки контролю наглядових органів та державних інспекцій;
- недостатній рівень попереджувальних заходів зі зменшення масштабів і наслідків надзвичайних ситуацій, зниження ризику їх виникнення.

Перераховані фактори підвищують ризик виникнення небезпечних ситуацій, аварій техногенного характеру, зокрема на ділянці охолодження коксового газу.

Основні причинами виникнення аварійних ситуацій на ділянці охолодження коксового газу [1-4]:

- знос основних фондів виробництва, що досягає в ряді випадків передаварійного рівня;
- зростання обсягів транспортування, зберігання, використання небезпечних або шкідливих речовин і матеріалів;
- розміщення потенційно небезпечних об'єктів виробничого призначення на невеликих відстанях;
- технологічна відсталість виробництва, низькі темпи впровадження ресурсоенергоощадних та інших технічно досконалих і безпечних технологій;
- зниження рівня виробничої і технологічної дисципліни;
- недостатність контролю за станом потенційно небезпечних об'єктів; ненадійність системи контролю небезпечних або шкідливих факторів;
- зниження рівня техніки безпеки на виробництві;

Проте, щоб уникнути небезпеки, треба не тільки дослідити фактори її виникнення, а й розробити можливі шляхи їх усунення.

2.2. Розробка «дерева відмови» ПГХ

Одним із основних методів оцінки надійності обладнання є метод «дерева відмови». Для побудови та аналізу таких «дерева» використовують символи подій і логічні символи [10-11]. Подія «відмова технологічної лінії первинного охолодження коксового газу» має низьку ймовірність, бо технологічна схема передбачає резервне обладнання та колона первинних газових холодильників працює паралельно. Для завершальної події обрано Z виступає «відмова одного ПГХ», яка відбудеться при настанні однієї з наступних подій (рис.2.1):

- порушення охолодження (температура газу на виході вище допустимого значення), A1;

- витік коксового газу, A2;
- витік технічної води для охолодження, A3;
- витік содового розчину, A4.

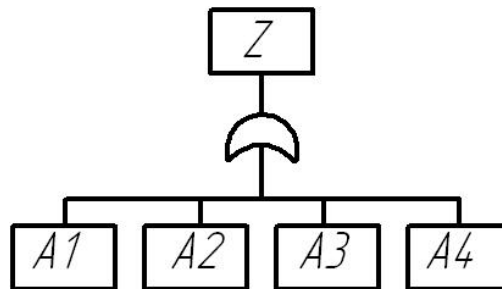


Рисунок 2.1 – Подія «відмова одного ПГХ»

Таким чином, відмову холодильника можна представити у вигляді булевої тотожності:

$$Z = A1 \cup A2 \cup A3 \cup A4. \quad (2.1)$$

Подія «порушення охолодження» - A1 (рис.2.2), станеться при настанні проміжних подій:

- порушення подачі технічної води, B1;
- порушення подачі содового розчину, B2;
- порушення теплопередачі у водяній зоні ПГХ, B3;
- порушення теплопередачі в зоні ПГХ з розчином, B4.

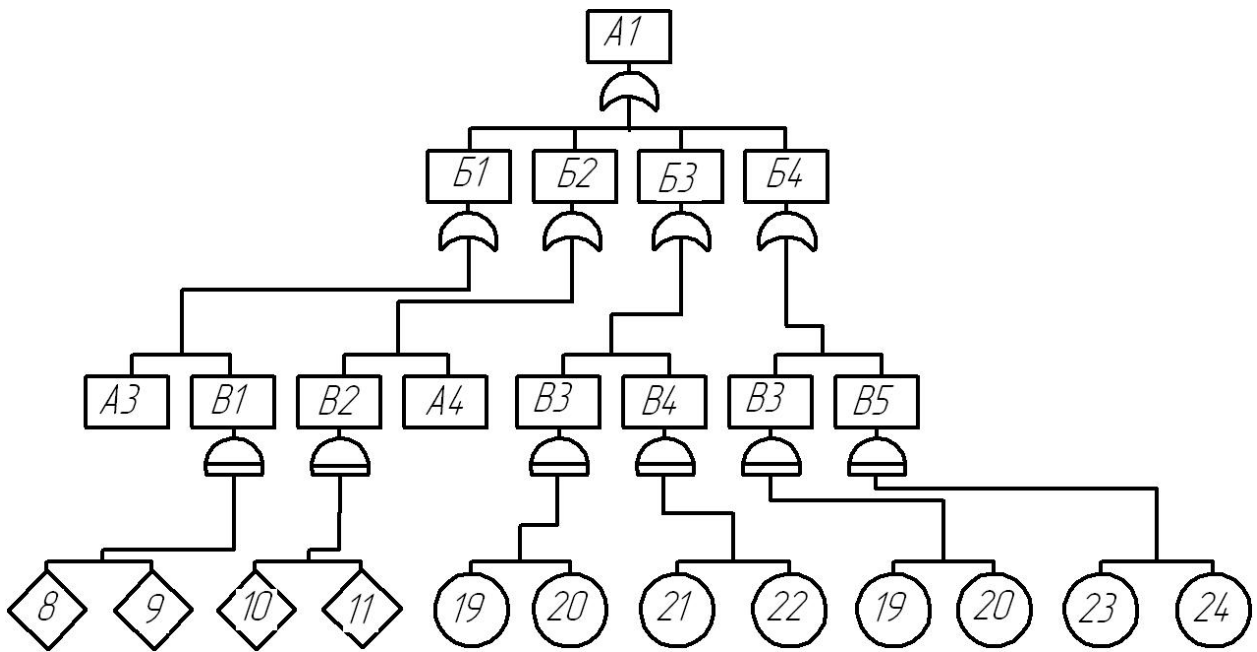


Рисунок 2.2 – Подія «порушення охолодження»

Тоді:

$$A1 = B1 \cup B2 \cup B3 \cup B4. \quad (2.2)$$

Проміжна подія B1 настане у двох випадках: «витік технічної води» - A3 та «несправність насосів для подачі технічної води» - B1.

$$B1 = A3 \cup B1. \quad (2.3)$$

Для проміжного події «несправність насосів для подачі технічної води» - B1, повинні одночасно відбутися події «вихід з ладу насосної установки для подачі технічної води» - 8, а потім «вихід з ладу резервного насоса» - 9.

$$B1 = 8 \cap 9. \quad (2.4)$$

Для події «порушення подачі содового розчину» - Б2, вихідними подіями є:

- несправність насосів для подачі содового розчину, В2;
- витік розчину, А4.

$$Б2 = В2 \cup А4. \quad (2.5)$$

Для проміжної події «несправність насосів для подачі содового розчину» - В2, повинні одночасно відбутися події «вихід з ладу насосної установки для подачі содового розчину» - 10, а потім «вихід з ладу резервного насосу» - 11.

$$В2 = 10 \cap 11. \quad (2.6)$$

Проміжна подія «порушення теплопередачі у водяній зоні ПГХ» - Б3, настане при:

- наявності додаткового шару на зовнішній поверхні труб ПГХ, В3;
- наявності додаткового шару на внутрішній поверхні труб водяної зони ПГХ, В4;

$$Б3 = В3 \cup В4. \quad (2.7)$$

Для настання події В3 необхідно одночасне відбування подій «налипання смолистих відкладень на зовнішній поверхні труб ПГХ» - 19, і «відсутність проведення своєчасного пропарювання ПГХ» - 20.

$$В3 = 19 \cap 20. \quad (2.8)$$

Подія В4 станеться при спільному настанні подій «заростання труб накипом» - 21, і «відсутність своєчасного чищення водяної зони» - 22.

$$B4 = 21 \cap 22. \quad (2.9)$$

Для події «порушення теплопередачі в зоні з розчином ПГХ - Б4, вихідними подіями є одночасно «наявність додаткового шару на зовнішній поверхні труб ПГХ»- В3, і «наявність додаткового шару на внутрішній поверхні труб зони з розчином ПГХ», В5.

$$B4 = B3 \cap B5. \quad (2.10)$$

Подія В5 станеться при спільному настанні подій «заростання труб зони з розчином» - 23, і «відсутність своєчасного чищення зони з розчином» - 24.

$$B5 = 23 \cap 24. \quad (2.11)$$

Вихідними подіями для події «витік газу» - А2 (рис. 3.3), є:

- пошкодження запірної арматури для подачі газу, Б5;
- розгерметизація фланцевого з'єднання для подачі газу, Б6;
- розгерметизація корпусу ПГХ, Б7.

$$A2 = B5 \cup B6 \cup B7. \quad (2.12)$$

Для події «пошкодження запірної арматури для подачі газу» - Б5, необхідно одночасне виконання подій «погіршення стану ущільнень запірної арматури для подачі газу» - 25, а потім «розгерметизація запірного пристрою для подачі газу» - 26.

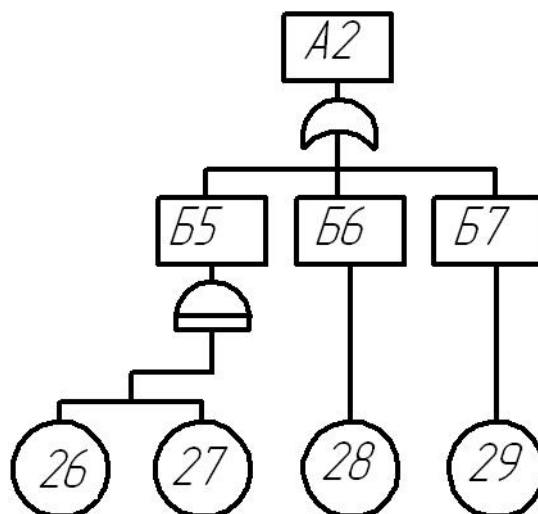


Рисунок 2.3 – Подія «витік газу»

$$B5 = 25 \cap 26. \quad (2.13)$$

Проміжна подія Б6 - «розгерметизація фланцевого з'єднання для подачі газу», відбудеться через події «відсутність герметичності ущільнень фланцевого з'єднання для подачі газу» - 27.

$$B6 = 27. \quad (2.14)$$

«Розгерметизація корпусу ПГХ» - Б7, настає при «корозії корпусу ПГХ» - 28.

$$B7 = 28. \quad (2.15)$$

Для настання події А3 (рис. 3.4) вихідними подіями є:

- пошкодження трубопроводу для надходження води, Б8;
- пошкодження запірної арматури для надходження води, Б9;

- розгерметизація фланцевого з'єднання для надходження води, Б10;
- пошкодження трубчатки водяній зони ПГХ, Б11.

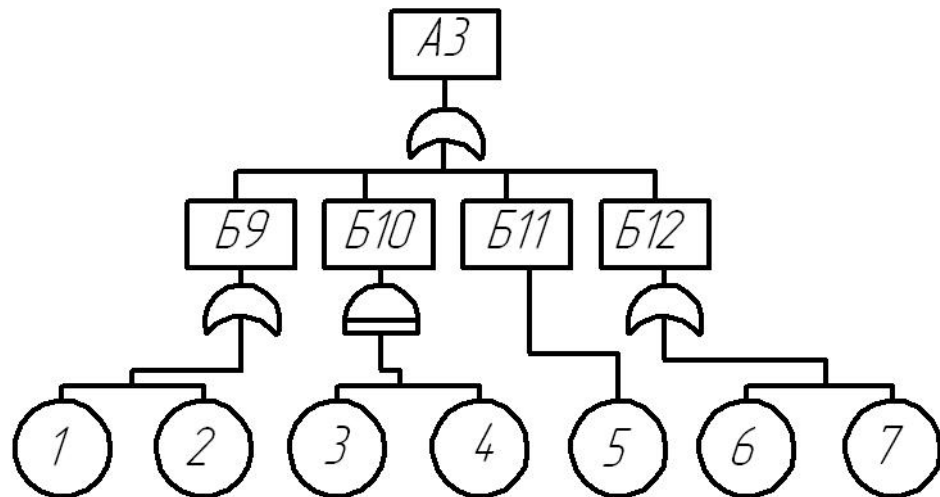


Рисунок 2.4 – Подія «витік технічної води»

Проміжна подія Б8 станеться при «корозії трубопроводу, що підводить для води» - 1, та «свищах в трубопроводі для надходження води» - 2.

$$B8 = 1 \cup 2. \quad (2.16)$$

Для події «пошкодження запірної арматури для подачі води» - Б9, необхідно одночасне наступ подій «порушення герметичності ущільнень запірної арматури для подачі води» - 3, а потім «розгерметизація запірного пристрою для подачі води» - 4.

$$B9 = 3 \cap 4. \quad (2.17)$$

Проміжна подія Б10 - «розгерметизація фланцевого з'єднання для подачі води», відбудеться через подію «погіршення стану ущільнень фланцевого з'єднання для подачі води» - 5.

$$Б10 = 5. \quad (2.18)$$

«Пошкодження трубчатки водяної зони ПГХ» - Б11, настає при «корозії трубчатки водяної зони ПГХ» - 6, та при «свищах у трубчатці водяної зони ПГХ» - 7.

$$Б11 = 6 \cup 7. \quad (2.19)$$

Подія - А4 (рис. 3.5), має декілька вихідних подій:

- пошкодження трубопроводу для подачі розчину, Б12;
- пошкодження запірної арматури для подачі розчину, Б13;
- розгерметизація фланцевого з'єднання для подачі розчину, Б14;
- пошкодження трубчатки розчинної зони ПГХ, Б15.

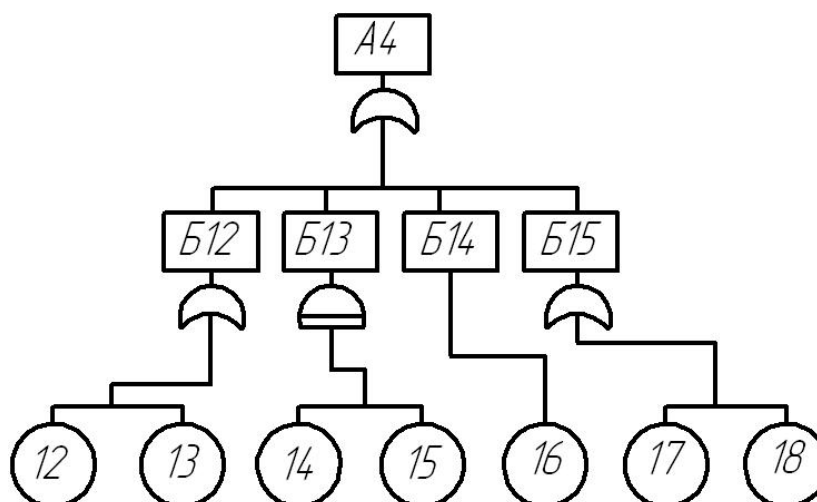


Рисунок 2.5 – Подія «витік содового розчину»

$$A4 = B12 \cup B12 \cup B14 \cup B15. \quad (2.20)$$

Проміжна подія B12 станеться при «корозії трубопроводу для подачі розчину» - 12, і «наскрізний дефект у трубопроводі для подачі розчину» - 13.

$$B12 = 12 \cup 13. \quad (2.21)$$

Для події «пошкодження запірної арматури для подачі розчину» - B13, необхідно одночасне наступ подій «погіршення стану ущільнень запірної арматури для подачі розчину» - 14, а потім «розгерметизація запірного пристрою для подачі розчину» - 15.

$$B13 = 14 \cap 15. \quad (2.22)$$

Проміжна подія B14 - «розгерметизація фланцевого з'єднання для подачі розчину», відбудеться через подію «погіршення стану ущільнень фланцевого з'єднання для подачі розчину» - 16.

$$B14 = 16. \quad (2.23)$$

«Пошкодження трубчатки розчинної зони ПГХ» - B15, настає при «корозії трубчатки розчинної зони ПГХ» - 17, і при «наскрізних дефектах в трубчатці розчинної зони ПГХ» - 18.

$$B15 = 17 \cup 18. \quad (2.24)$$

Підставивши отримані тотожності (2.2) - (2.24) у рівняння (2.1), отримаємо:

$$Z = 1 \cup 2 \cup (3 \cap 4) \cup 5 \cup 6 \cup 7 \cup (8 \cap 9) \cup (10 \cap 11) \cup 12 \cup 13 \cup (14 \cap 15) \cup 16 \cup 17 \cup 18 \cup (19 \cap 20) \cup (21 \cap 22) \cup (19 \cap 20) \cup (23 \cap 24) \cup (25 \cap 26) \cup 27 \cup 28 \cup 1 \cup 2 \cup (3 \cap 4) \cup 5 \cup 6 \cup 7 \cup 12 \cup 13 \cup (14 \cap 15) \cup 16 \cup 17 \cup 18.$$

Після скорочення подібних мінімальна кількість аварійних сполучень має вигляд:

$$Z = 1 \cup 2 \cup (3 \cap 4) \cup 5 \cup 6 \cup 7 \cup (8 \cap 9) \cup (10 \cap 11) \cup 12 \cup 13 \cup (14 \cap 15) \cup 16 \cup 17 \cup 18 \cup (19 \cap 20) \cup (21 \cap 22) \cup (19 \cap 20) \cup (23 \cap 24) \cup (25 \cap 26) \cup 27 \cup 28.$$

Так як події незалежні, ймовірність появи події «відмова одного ПГХ» визначається за формулою [15]:

$$Q(Z) = 1 - (1 - Q_1) \cdot (1 - Q_2) \cdot (1 - Q_{3,4}) \cdot (1 - Q_5) \cdot (1 - Q_6) \cdot (1 - Q_7) \times \\ \times (1 - Q_{8,9}) \cdot (1 - Q_{10,11}) \cdot (1 - Q_{12}) \cdot (1 - Q_{13}) \cdot (1 - Q_{14,15}) \cdot (1 - Q_{16}) \times \\ \times (1 - Q_{17}) \cdot (1 - Q_{18}) \cdot (1 - Q_{19,20}) \cdot (1 - Q_{21,22}) \cdot (1 - Q_{23,24}) \times \\ \times (1 - Q_{25,26}) \cdot (1 - Q_{27}) \cdot (1 - Q_{28})$$

або

$$Q(Z) = 1 - (1 - Q_1) \cdot (1 - Q_2) \cdot (1 - Q_3 \cdot Q_4) \cdot (1 - Q_5) \cdot (1 - Q_6) \cdot (1 - Q_7) \times \\ \times (1 - Q_8 \cdot Q_9) \cdot (1 - Q_{10} \cdot Q_{11}) \cdot (1 - Q_{12}) \cdot (1 - Q_{13}) \cdot (1 - Q_{14} \cdot Q_{15}) \times \\ \times (1 - Q_{16}) \cdot (1 - Q_{17}) \cdot (1 - Q_{18}) \cdot (1 - Q_{19} \cdot Q_{20}) \cdot (1 - Q_{21} \cdot Q_{22}) \times \\ \times (1 - Q_{23} \cdot Q_{24}) \cdot (1 - Q_{25} \cdot Q_{26}) \cdot (1 - Q_{27}) \cdot (1 - Q_{28}),$$

де Q_i – ймовірність появи i -тої події.

Отримане рівняння дозволяє провести послідовний аналіз надійності функціонування первинного газового холодильника з урахуванням кожного конкретного виду відмови механізмів і пристроїв і встановити вплив відмов для розробки оптимальної стратегії ТО і Р. Далі наведена модель розрахунків основних параметрів ПГХ.

2.3 Розрахунки параметрів ПГХ

Проведемо розрахунки основних технологічних параметрів ПГХ. Матеріальний розрахунок із визначенням кількості технічної води для охолодження коксового газу та супутніх продуктів, що в нього входять. Тепловий розрахунок – визначення кількості тепла на вході та виході з ПГХ, із визначенням необхідної поверхні теплопередачі та розрахунком кількості одиниць ПГХ із заданою поверхнею теплопередачі [6]. Розрахунок трубчатки під дією внутрішнього та зовнішнього навантаження [9].

2.3.1 Матеріальний розрахунок

Мета даного розрахунку є визначення матеріальних потоків для охолодження прямого коксового газу із супутніми продуктами [6].

Матеріальний баланс первинного газового холодильника зводиться в таблицю, яка має наступний вигляд:

Таблиця 2.1 - Матеріальний баланс ПГХ

Найменування продуктів	Прихід	Витрата
	кг/год	кг/год
Газ		
Сухий коксовий газ	$G_{Г.ВХ.}$	$G_{Г.ВИХ.}$
Водяна пара	$G_{В.П.ВХ.}$	$G_{В.П.ВИХ.}$
Смоляна пара	$G_{СМ.ВХ.}$	-
Бензольні вуглеводні (БВ)	$G_{Б.В.ВХ.}$	$G_{Б.В.ВИХ.}$
Сірководень	$G_{H_2S,ВХ.}$	$G_{H_2S,ВИХ.}$
Аміак	$G_{NH_3,ВХ.}$	$G_{NH_3,ВИХ.}$
Всього газу:	$G_{прих.}$	$G_{витр.}$
Рідина (конденсат)		
Вода	-	W_K
Розчинені гази	-	W_G
Смола	-	$G_{СМ.ВИХ.}$
Всього:	$G_{прих.}$	$G_{витр.}$

Основні параметри ПГХ розраховуються наступним чином [6].

Прихід матеріальних потоків основних елементів, які потрапляють у ПГХ кг/год:

$$G_{прих.} = G_{Г.ВХ.} + G_{В.П.ВХ.} + G_{СМ.ВХ.} + G_{Б.В.ВХ.} + G_{H_2S,ВХ.} + G_{NH_3,ВХ.},$$

де $G_{Г.ВХ.}$ – маса сухого коксового газу, що надходить на первинне охолодження, кг/год:

$$G_{Г.ВХ.} = V_{Г.ВХ.} \cdot \rho_G.$$

де $V_{Г.ВХ.}$ – об'єм сухого коксового газу, що йде на охолодження, м³/год;

ρ_G – щільність сухого коксового газу, що визначена за складом газу, кг/м³;

$G_{В.П.ВХ.}$ – кількість води шихти і пірогенетичної води, кг/год (приймається в залежності від вологості завантаженої шихти);

$G_{СМ.ВХ.}$ – кількість смоли, що надходить з коксовим газом, кг/год;

$G_{б.в.вх.}$ – кількість БВ у прямому коксовому газі, кг/год:

$$G_{б.в.вх.} = V_{б.в.вх.} \cdot \rho_{б.в.}$$

де $V_{б.в.вх.}$ – об'єм БВ у коксовому газі, що надходить, нм³/год

$\rho_{б.в.}$ – щільність БВ у коксовому газі, що надходить, кг/м³

$G_{H_2S, вх.}$ – кількість сірководню у коксовому газі, що надходить, кг/год:

$$G_{H_2S, вх.} = V_{H_2S, вх.} \cdot \rho_{H_2S}$$

де $V_{H_2S, вх.}$ – об'єм сірководню у коксовому газі, що надходить, нм³/год;

ρ_{H_2S} – густина сірководню у коксовому газі, що надходить, кг/м³;

$G_{NH_3, вх.}$ – кількість аміаку у коксовому газі, що надходить, кг/год:

$$G_{NH_3, вх.} = V_{NH_3, вх.} \cdot \rho_{NH_3}$$

де $V_{NH_3, вх.}$ – об'єм аміаку у коксовому газі, що надходить, нм³/год;

ρ_{NH_3} – густина аміаку у коксовому газі, що надходить, кг/м³.

Витрата матеріальних потоків, кг/год:

$$G_{вир.} = G_{г.вих.} + G_{в.п.вих.} + G_{см.вих.} + G_{б.в.вих.} + G_{H_2S, вих.} + G_{NH_3, вих.} + W_K + W_{г.} + G_{см.вих.}$$

де $G_{г.вих.}$ – кількість сухого коксового газу на виході, при герметичності апарата

$$G_{г.вих.} = G_{г.вх.}, \text{ кг/год};$$

$G_{в.п.вих.}$ – маса водяної пари на виході з ПГХ, кг/год:

$$G_{в.п.вих.} = V_{г.вих.} \cdot \frac{p}{p_{г.вих.} - p} \cdot \rho_{в.п.},$$

де $V_{г.вих.}$ – об'єм сухого коксового газу, що виходить з ПГХ, м³/год;

p – пружність водяної пари при заданій температурі, мм рт.ст.;

$P_{г.вих.}$ – загальний тиск газу на виході з холодильника, мм рт.ст. (вхідна величина);

$$V_{г.вих.} = V_{г.вх.} + V_{б.в.вх.} + V_{H_2S,вх.} + V_{NH_3,вх.},$$

$G_{б.в.вих.}$ – кількість БВ на виході з ПГХ, кг/год:

$$G_{б.в.вих.} = G_{б.в.вх.} - W_{б.в.},$$

де $W_{б.в.}$ - кількість БВ, які розчинилися в аміачній воді, кг/год (визначається зі складу аміачної води);

$G_{H_2S,вих.}$ – кількість сірководню на виході з ПГХ, кг/год:

$$G_{H_2S,вих.} = G_{H_2S,вх.} - W_{H_2S},$$

де W_{H_2S} - кількість сірководню, який розчинився в аміачній воді, визначається зі складу аміачної води, кг/год [3];

$G_{NH_3,вих.}$ – кількість аміаку на виході з ПГХ, кг/год:

$$G_{NH_3,вих.} = G_{NH_3,вх.} - W_{NH_3},$$

де W_{NH_3} – кількість аміаку, який розчинився в аміачній воді, визначається зі складу аміачної води кг/год [6];

W_k – кількість сконденсованої водяної пари, визначається в залежності від умов роботи, кг/год [6];

W_{Γ} – кількість газів, які розчинилися в аміачній воді, кг/год:

$$W_{\Gamma} = W_{\text{б.в.}} + W_{\text{H}_2\text{S}} + W_{\text{NH}_3} + W_{\text{CO}_2},$$

де W_{CO_2} – кількість вуглекислого газу, який розчинився в аміачній воді, визначається зі складу аміачній воді, кг/год [6];

$G_{\text{см.вих.}}$ – кількість рідкої смоли, що виходить з ПГХ, кг/год. Приймаємо, що смола в ПГХ конденсується повністю.

В результаті розрахунку отримаємо величини матеріальних потоків приходу і витрати для проведення процесу охолодження коксового газу та його супутніх продуктів.

2.3.2 Тепловий розрахунок

Тепловий розрахунок холодильника проводимо з метою визначення кількості тепла, що входить і виходить з ПГХ при проведенні процесу охолодження коксового газу.

Загальний прихід тепла [6], кДж/год:

$$Q_{\text{прих.}} = Q_1 + Q_2,$$

де Q_1 – загальна кількість тепла, що входить у первинний газовий холодильник з прямого коксового газу, кДж/год:

$$Q_1 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6,$$

де q_1 – тепло, яке вносить сухий коксовий газ, кДж/год:

$$q_1 = G_{\text{Г.ВХ.}} \cdot c_{\text{Г.ВХ.}} \cdot t_{\text{Г.ВХ.}},$$

де $c_{\text{Г.ВХ.}}$ – теплоємність сухого коксового газу при заданій температурі на вході в ПГХ, кДж/(кг·К);

$t_{\text{Г.ВХ.}}$ – температура коксового газу на вході у відповідну зону холодильника з водою або з розчином, С;

q_2 – тепло, яке вносить водяна пара, кДж/год:

$$q_2 = G_{\text{В.П..ВХ.}} \cdot (r_0 + c_{\text{В.П..ВХ.}} \cdot t_{\text{Г.ВХ.}}),$$

де r_0 – питома теплота випаровування водяної пари, кДж/м² ;

$c_{\text{В.П..ВХ.}}$ – теплоємність водяної пари при заданій температурі коксового газу на вході в ПГХ, кДж/(кг·К);

q_3 – тепло, яке вносить смоляна пара, кДж/год:

$$q_3 = G_{\text{СМ.ВХ.}} \cdot (i_{\text{СМ.ВХ.}} + c_{\text{СМ.ВХ.}} \cdot t_{\text{Г.ВХ.}}),$$

де $i_{\text{СМ.ВХ.}}$ – ентальпія смоляної пари при заданій температурі коксового газу на вході в ПГХ, кДж/кг;

$c_{\text{СМ.ВХ.}}$ – теплоємність смоляної пари при заданій температурі коксового газу на вході в ПГХ, кДж/(кг·К);

q_4 – тепло, яке вносять БВ, кДж/год:

$$q_4 = G_{\text{Б.В.ВХ.}} \cdot c_{\text{Б.В.ВХ.}} \cdot t_{\text{Г.ВХ.}},$$

де $c_{\text{Б.В.ВХ.}}$ – теплоємність БВ при заданій температурі коксового газу на вході

в ПГХ, кДж/(кг·К);

q_5 – тепло, яке вносить сірководень, кДж/год:

$$q_5 = G_{H_2S.BX.} \cdot c_{H_2S.BX.} \cdot t_{г.ВХ.},$$

де $c_{H_2S.BX.}$ – теплоємність сірководню при заданій температурі коксового газу на вході в ПГХ, кДж/(кг·К);

q_6 – тепло, яке вносить аміак, кДж/год:

$$q_6 = G_{NH_3.BX.} \cdot c_{NH_3.BX.} \cdot t_{г.ВХ.},$$

де $c_{NH_3.BX.}$ – теплоємність аміаку при заданій температурі коксового газу на вході в ПГХ, кДж/(кг·К);

Q_2 – тепло, яке вносить технічна вода, содовий розчин, що охолоджує коксовий газ, кДж/год:

$$Q_2 = W \cdot t_{ВХ.},$$

де W – кількість рідини, що надходить до холодильника, кг/год;

$t_{ВХ.}$ – температура технічної води, содового розчину, що охолоджує коксовий газ, на вході до відповідної зони холодильника, К.

Загальна витрата тепла, кДж/год:

$$Q_{\text{вitr.}} = Q_3 + Q_4,$$

де Q_3 – загальна кількість тепла, що виноситься коксовим газом з первинного газового холодильника, кДж/год:

$$Q_3 = q_7 + q_8 + q_9 + q_{10} + q_{11} + q_{12},$$

де q_7 – тепло, яке виносить сухий коксовий газ, кДж/год:

$$q_7 = G_{\text{Г.Вих.}} \cdot c_{\text{Г.Вих.}} \cdot t_{\text{Г.Вих.}},$$

де $c_{\text{Г.Вих.}}$ – теплоємність сухого коксового газу при заданій температурі на виході з ПГХ, кДж/(кг·К);

$t_{\text{Г.Вих.}}$ – температура коксового газу на виході з відповідної зони холодильника, К;

q_8 – тепло, яке виносить водяна пара, кДж/год:

$$q_8 = G_{\text{В.П.Вих.}} \cdot (r_0 + c_{\text{В.П.Вих.}} \cdot t_{\text{Г.Вих.}}),$$

де r_0 – питома теплота випаровування при заданій температурі коксового газу на виході з ПГХ, кДж/м²;

$c_{\text{В.П.Вих.}}$ – теплоємність водяної пари при заданій температурі коксового газу на виході з ПГХ, кДж/(кг·К);

q_9 – тепло, яке виносить смоляна пара, кДж/год:

$$q_3 = G_{\text{СМ.ВХ.}} \cdot (i_{\text{СМ.ВХ.}} + c_{\text{СМ.ВХ.}} \cdot t_{\text{Г.ВХ.}}),$$

де $i_{\text{СМ.ВХ.}}$ – ентальпія смоляної пари при заданій температурі коксового газу на виході з ПГХ, кДж/кг;

$c_{\text{СМ.ВХ.}}$ – теплоємність смоляної пари при заданій температурі коксового газу на виході в ПГХ, кДж/(кг·К);

q_{10} – тепло, яке виносять БВ, кДж/год:

$$q_{10} = G_{\text{б.в.вих.}} \cdot c_{\text{б.в.вих.}} \cdot t_{\text{г.их.}},$$

де $c_{\text{б.в.вих.}}$ – теплоємність БВ при заданій температурі коксового газу на виході з ПГХ, кДж/(кг·К);

q_{11} – тепло, яке виносить сірководень, кДж/год:

$$q_{11} = G_{\text{H}_2\text{S.вих.}} \cdot c_{\text{H}_2\text{S.вих.}} \cdot t_{\text{г.вих.}},$$

де $c_{\text{H}_2\text{S.вих.}}$ – теплоємність сірководню при заданій температурі коксового газу на виході з ПГХ, кДж/(кг·К);

q_{12} – тепло, яке виносить аміак, кДж/год:

$$q_{12} = G_{\text{NH}_3\text{..вих.}} \cdot c_{\text{NH}_3\text{..вих.}} \cdot t_{\text{г.вих.}},$$

де $c_{\text{NH}_3\text{..вих.}}$ – теплоємність аміаку при заданій температурі коксового газу на виході з ПГХ, кДж/(кг·К);

Q_4 – тепло, яке виносить технічна вода, содовий розчин, що охолоджує коксовий газ та конденсат, кДж/год:

$$Q_4 = t_{\text{вих.}} \cdot (W + W_{\text{к}} + G_{\text{см.вих.}} \cdot c_{\text{см}}),$$

де $t_{\text{вих.}}$ – температура технічної води, содового розчину, що охолоджує коксовий газ, на виході з відповідної зони холодильника, К.

$c_{\text{см}}$ – теплоємність рідкої смоли, кДж/(кг·К).

Прирівнявши прихід тепла до витрати, знайдемо кількість рідини W ,

необхідної для охолодження газу в холодильнику, що дозволить визначити основний конструктивний параметр – поверхню теплопередачі, а разом зі тим кількість холодильників, необхідних для охолодження всього об'єму коксового газу.

2.3.3 Визначення необхідної поверхні теплопередачі ПГХ

У ході цього розрахунку визначаємо основні конструктивні параметри холодильників, а також кількість ПГХ, необхідних для охолодження всього об'єму коксового газу [5-6].

Приймаємо, що первинні трубчасті газові холодильники з'єднуються між собою паралельно, так як при цьому гідравлічний опір їх значно менше, ніж при послідовному з'єднанні. Необхідну поверхню теплопередачі розрахуємо за формулою, м²:

$$F = 2 \cdot \pi \cdot \frac{d_1}{2} \cdot n \cdot L,$$

де d_1 – зовнішній діаметр труб, м;

n – кількість труб у відповідній зоні холодильника, шт.;

L – довжина однієї труби, м.

$$n \cdot L = \frac{Q}{\Delta t_{cp} \cdot K},$$

де Q – кількість тепла, що надходить до холодильника, кДж/год:

$$Q = Q_4 - Q_2.$$

$\Delta t_{\text{ср}}$ – середня різниця температур, К:

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{(t_{\text{Г.ВХ.}} - t_{\text{ВИХ.}}) - (t_{\text{Г.ВИХ.}} - t_{\text{ВХ.}})}{\ln \frac{t_{\text{Г.ВХ.}} - t_{\text{ВИХ.}}}{t_{\text{Г.ВИХ.}} - t_{\text{ВХ.}}}},$$

K – коефіцієнт теплопередачі від коксового газу до охолоджуючої рідини, Вт/ (м·К):

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d_1} + \frac{1}{2\lambda} \cdot \ln \frac{d_1}{d_2} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_2}},$$

де α_1 – коефіцієнт тепловіддачі від газу до стінки труби, Вт/ (м²·К):

$$\lg \alpha_1 = 1,69 + 0,0246 \cdot x,$$

де x – середній вміст водяної пари у газовій суміші, в залежності від матеріальних потоків %;

λ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу труб, Вт/ (м·год·К);

d_2 – внутрішній діаметр труб, м;

α_2 – коефіцієнт тепловіддачі від стінки труби до охолоджуючої рідини, Вт/ (м²·К):

$$\alpha_2 = Nu \cdot \frac{\lambda'}{d_2},$$

де Nu – число Нуссельта;

λ' – коефіцієнт теплопровідності охолоджуючої рідини, Вт/ (м·год·К).

$$Nu = 0,356 \cdot Re^{0,6} \cdot \varepsilon_{\varphi},$$

де ε_{φ} – коефіцієнт впливу куту атаки між потоками речовин, що приймають участь у теплообміні;

Re – число Рейнольдса:

$$Re = \frac{\omega \cdot d_2 \cdot \rho}{\mu},$$

де ω – швидкість руху рідини у трубах, м/с:

$$\omega = \frac{W}{3600 \cdot m \cdot k},$$

де m – кількість холодильників, що працюють одночасно, шт. Для розрахунку приймається визначена кількість. У подальших розрахунках - уточняється;

k – площа поперечного перетину труб в одному пучку, м²;

ρ – густина рідини, що охолоджує, кг/м³;

μ – динамічна в'язкість, Н · с/м².

Поділивши необхідну поверхню теплопередачі F на стандартну поверхню охолодження одного ПГХ [5-6], визначається кількість основних холодильників та приймається рішення щодо кількості резервних в залежності від умов роботи, технології виробництва, місце розташування. Після чого здійснюються міцнісні розрахунки трубчатки ПГХ.

2.3.4 Розрахунок труб під дією внутрішнього тиску та зовнішнього навантаження

Для проведення розрахунків на міцність треба визначити розрахункову товщину стінки труб первинного газового холодильника. Для цього розглянемо трубу під дією внутрішнього тиску [7-9].

Для проведення даного розрахунку необхідно прийняти матеріал трубчатки, щоб отримати допустимі напруження. Для сталей, що використовуються в хімічному машинобудуванні, допустимі напруження визначається наступним чином [7-9], МПа:

$$[\sigma] = \eta \cdot \sigma,$$

де σ – нормативні допускні напруження, для марки сталі за заданою температурою, МПа [9];

η – поправковий коефіцієнт, що враховує вид заготовки [9].

Тоді товщина стінки труби буде, мм:

$$S = \frac{P_{\text{розрах.}} \cdot D}{2 \cdot [\sigma] \cdot \varphi - P_{\text{сер.}}} + C,$$

де $P_{\text{розрах.}}$ – розрахунковий тиск, приймаємо умовно $P_{\text{розрах.}} = P_{\text{сер.}}$, МПа;

$P_{\text{сер.}}$ – тиск рідини у трубах, МПа, [7-9];

φ – коефіцієнт зварного шву, приймаємо згідно з [9];

C – конструктивна прибавка до розрахункових товщин конструкційних елементів, визначається за формулою [9], мм:

$$C = C_1 + C_2 + C_3,$$

де C_1 – прибавка для компенсації корозійних та ерозійних процесів, мм [16];

C_2 – прибавка на мінімальний допуск вальцювання, залежить від розміру листа. При середньому класі точності вальцювання $C_2 = 0,4$ мм, [9];

C_3 – прибавка на округлення розмірів (технологічна прибавка), це різниця між остаточно прийнятою стандартною величиною та величиною, що отримана після розрахунку.

Таким чином ми отримаємо товщину стінки, яка буде відповідати умовам міцності і витримає задане навантаження, що діє на трубу.

Розрахунок на зовнішнє навантаження дає змогу перевірити на міцність прийнята товщина трубчатки, що діють зовні.

Розрахункова схема – балка на двох опорах (рис. 3.6)

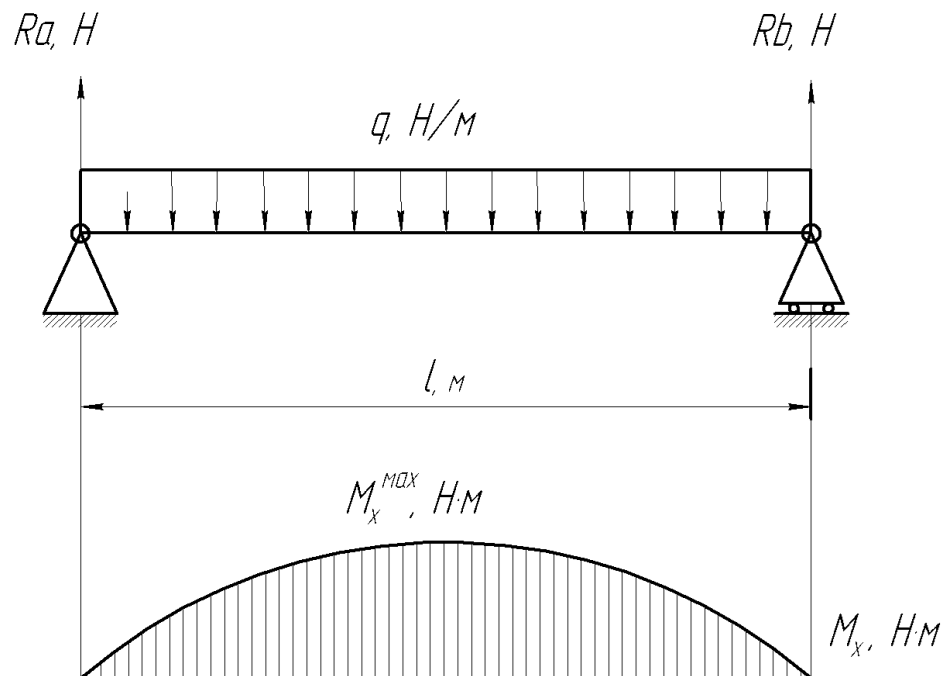


Рисунок 2.6 – Розрахункова схема труби як балки на двох опорах для розрахунку

Навантаження від згину труб визначається наступним чином, МПа [7-9]:

$$\sigma_{max} = \frac{M_x^{max}}{W_x},$$

де M_x^{max} – найбільший згинальний момент, що виникає посередині прольоту, Н·м:

$$M_x^{max} = \frac{q \cdot l^2}{8},$$

де q – навантаження на трубу від ваги рідини та ваги самої труби, Н/м;

l – довжина труби, м;

W_x – осьовий момент опору, м³.

Для кільцевого перетину труби осьовий момент опору дорівнює:

$$W_x = \frac{\pi \cdot (d_1^4 - d_2^4)}{32 \cdot d_1}.$$

Після чого перевіряється умова міцності:

$$\sigma_{max} \leq [\sigma].$$

Якщо максимальні діючі навантаження менше допустимих, міцність труб забезпечена. Якщо ні – треба збільшувати товщину стінки або міняти конструкційний матеріал доти, доки ця умова не буде виконуватись.

Після закінчення класичних розрахунків, які дають змогу оцінити технічний

стан ПГХ та газопроводу на етапі проектування, необхідно перевірити працездатність обладнання на етапі експлуатації.

2.4 Модель розрахунку параметрів технічного стану обладнання під час експлуатації ПГХ

2.4.1 Технологічний розрахунок ПГХ при експлуатації

При експлуатації внаслідок проведення технологічних процесів на стінках труб первинного газового холодильника утворюються відкладення з обох сторін, які ускладнюють процес теплопередачі. Класична методика розрахунків не враховує цього, тому результат розрахунку може бути некоректним. Метою даного розрахунку є виведення формули, яка буде правильною з точки зору експлуатації ПГХ.

Отже приймаємо, що на зовнішній поверхні труб утворюється шар смолистих відкладень, а на внутрішній – шар накипу, також задаємося їх середньою товщиною (рис. 3.7).

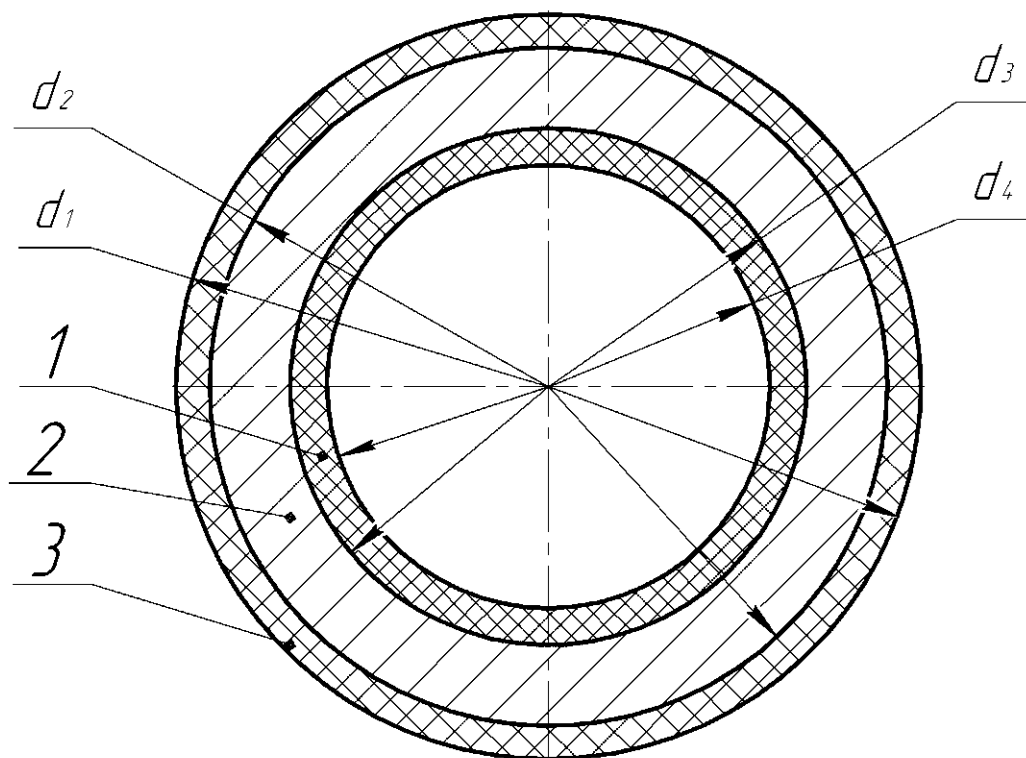
Для циліндричної трьохшарової стінки з урахуванням позначень класичного розрахунку (п. 3.3.3) формула для розрахунку, прийме вигляд:

$$Q' = n \cdot L \cdot \Delta t_{\text{сер}} \cdot K',$$

де $n \cdot L$ – загальна довжина всіх труб, м (див. п. 3.3.3);

$\Delta t_{\text{сер}}$ – середньо логарифмічна різниця температур, К (див. п. 3.3.3);

K' – коефіцієнт теплопередачі для циліндричної багатошарової стінки:



1 – шар відкладень накипу; 2 – металева труба; 3 – шар відкладень смоли

Рисунок 2.7 – Трьохшарова стінка труби ПГХ

$$K' = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1 \cdot d_3} + \frac{1}{2\lambda_1} \cdot \ln \frac{d_3}{d_1} + \frac{1}{2\lambda} \cdot \ln \frac{d_1}{d_2} + \frac{1}{2\lambda_2} \cdot \ln \frac{d_2}{d_4} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_4}},$$

де α_1 – коефіцієнт тепловіддачі від коксового газу відкладенням смоли, Вт/(м² · К) (див. п. 3.3.3);

d_3 – середній зовнішній діаметр відкладень смоли, м Приймаємо з технологічних міркувань;

λ_1 – коефіцієнт теплопровідності відкладень смоли, Вт / (м · К) [5-7];

d_1 – зовнішній діаметр металевої труби, м;

λ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу труб, Вт / (м · К);

d_2 – внутрішній діаметр металевої труби, м;

λ_2 – коефіцієнт теплопровідності сталі через шар накипу, Вт / (м · К) [5-7];

d_4 – середній внутрішній діаметр шару відкладень накипу, м. Приймаємо з технологічних міркувань;

α_2 – коефіцієнт тепловіддачі від відкладень накипу до охолоджуючої рідини, Вт/(м² · К) (див. п. 3.3.3).

Дане рівняння теплопередачі дає змогу отримати значення кількості тепла, що передається від коксового газу до охолоджуючої рідини, при реальній експлуатації ПГХ.

2.4.2 Імовірнісна модель механічних напружень трубчатки ПГХ

У процесі експлуатації в ПГХ під дією різних факторів змінюються параметри трубчатки. Зовнішній діаметр труб збільшується за рахунок налипання смолистих відкладень, внутрішній – зменшується внаслідок заростання солями накипу. При цьому на зовнішній і внутрішній поверхнях труб неминує протікає корозія. Відповідно товщина стінки труби має різні значення в різні моменти часу. Крім того при зменшенні прохідного перетину в трубах величина тиску поступово зростає.

Для розрахунків та оцінки міцності елементів технічного об'єкта часто використовують класичні формули, які можуть дати адекватний результат тільки при відсутності реальних експлуатаційних процесів. Внаслідок цього реальні механічні напруження в матеріалі виявляються більше робочих. І при експлуатації обладнання в умовах високих тисків і температур, рівень надійності може різко знизиться. Все це викликає необхідність розробки методики імовірнісного розрахунку для оцінки міцності, в якому будуть враховані зміни відповідних параметрів [12].

Напочатку з формули Барлоу виразимо формулу для розрахунку значення напружень у трубчатці під дією внутрішнього тиску рідини, МПа:

$$N = f(P_{\text{сер}}, d_1, S) = \frac{P_{\text{сер}} \cdot d_1}{2 \cdot S},$$

де $P_{\text{сер}}$ – середнє значення тиску у трубї, МПа;

d_1 – зовнішній діаметр труби, мм;

S – товщина стінки труби, мм.

Введемо в позначення вхідних і вихідних параметрів значення математичного очікування (μ) і його середньоквадратичних відхилень (σ) [20].

$$\mu_N = f(\mu_{P_{\text{сер}}}, \mu_{d_1}, \mu_S) = \frac{\mu_{P_{\text{сер}}} \cdot \mu_{d_1}}{2 \cdot \mu_S}.$$

Для отримання значення середньоквадратичного відхилення візьмемо частинні похідні за кожною змінною рівняння для розрахунку значення напружень у трубчатці [12].

$$\frac{\partial f}{\partial P_{\text{сер}}} = \frac{d_1}{2 \cdot S};$$

$$\frac{\partial f}{\partial d_1} = \frac{P_{\text{сер}}}{2 \cdot S};$$

$$\frac{\partial f}{\partial S} = -\frac{P_{\text{сер}} \cdot d_1}{2 \cdot S^2}.$$

Розклавши функцію $N = f(P_{cep}, d_1, S)$ у ряд Тейлора до перших двох членів [12], отримаємо:

$$\sigma_N^2 = \left(\frac{d_1}{2 \cdot S}\right)^2 \cdot \sigma_{P_{cep}}^2 + \left(\frac{P_{cep}}{2 \cdot S}\right)^2 \cdot \sigma_{d_1}^2 + \left(-\frac{P_{cep} \cdot d_1}{2 \cdot S^2}\right)^2 \cdot \sigma_S^2.$$

Тоді середньоквадратичне відхилення від напружень в трубчатці буде дорівнювати:

$$\sigma_N = \sqrt{\sigma_N^2}.$$

Таким чином, значення математичного сподівання напружень, що діють у трубах ПГХ, має значення, МПа:

$$N = \mu_N \pm \sigma_N.$$

Далі можна змодельовати ситуацію зміни всіх параметрів і простежити вплив цієї зміни на значення напружень та їх середньоквадратичних відхилень.

Перевагою запропонованої моделі є можливість отримання у заданий проміжок часу діапазону значень параметрів обладнання, які змінюються в процесі експлуатації.

2.4.3 Модель оцінки залишкового ресурсу газопроводу ПГХ

Для визначення залишкового строку роботи газопроводу, який знаходиться під тиском, використаємо методику ОСТ 153-39.4-010-2002 [13]. У нашому випадку коксовий газ у газопроводі знаходиться під розрідженням. Тому

модифікуємо цю методику. А саме, для визначення товщини стінки, що відбраковується, розглянемо трубу як балку на двох опорах.

Тоді залишковий ресурс газопроводу, років:

$$\tau_{\text{зал.}} = \frac{t_{\text{min}} - t_{\text{відб.}}}{V_{\text{сер}}},$$

де t_{min} – ймовірна мінімальна товщина стінки газопроводу, мм;

$t_{\text{відб.}}$ – товщина стінки труби, що відбраковується, мм;

$V_{\text{сер}}$ – середня швидкість корозії, мм/рік.

$$t_{\text{min}} = t_{\text{сер}} - 2 \cdot \sigma,$$

де $t_{\text{сер}}$ – середнє значення заміряних товщин стінки, мм;

σ – середньоквадратичне відхилення товщини, що заміряли, мм.

$$t_{\text{сер}} = \frac{\sum_{k=1}^N t_K}{N},$$

де N – кількість вимірювань;

t_K – значення товщини стінки, що виміряли, мм;

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{k=1}^N (t_K - t_{\text{сер}})^2},$$

$$t_{\text{відб.}} = \frac{4 \cdot M_y^{\text{max}}}{\pi \cdot d_1^2 \cdot R_1},$$

де R_1 – розрахунковий опір матеріалу труб і деталей трубопроводів, що визначається за формулою, МПа:

$$R_1 = R_H^1 \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot K_1,$$

де R_H^1 – нормативний опір, що дорівнює найменшим значенням тимчасового опору на розрив матеріалу труб, МПа [13];

m_1 – коефіцієнт умов роботи матеріалу труб при розриві, [13];

m_2 – коефіцієнт умов роботи трубопроводу [13];

K_1 – коефіцієнт однорідності матеріалу труб [13].

M_y^{max} – найбільший згинальний момент, що виникає посередині прольоту, Н·м. Розрахункова схема як у п.3.3.1. Знаходиться наступним чином:

$$M_y^{max} = \frac{Q \cdot a \cdot l_1^2}{8},$$

де Q – навантаження на газопровід від ваги коксового газу та ваги труби, Н;

a – коефіцієнт надійності, який враховує снігове навантаження, [13].

l_1 – відстань між опорами, м (приймаємо з конструктивних міркувань).

$$V_{сер} = \frac{t_n - t_{min}}{\tau},$$

де t_n – номінальна товщина стінки газопроводу, мм:

$$t_n = t_R + S_T + S_K,$$

де t_R – розрахункова товщина стінки газопроводу, мм. Формули для перевірного розрахунку товщини стінки розроблені для труб, що знаходяться під тиском. Тому залежність для розрахунку товщини стінки труби виведена з формули для визначення діючих напружень від згину.

S_T – технологічний припуск, мм;

S_K – припуск на корозію, мм.

τ – термін експлуатації, роки.

$$t_R = \frac{4 \cdot M_y^{max}}{\pi \cdot d_1^2 \cdot [\sigma] \cdot \gamma_f \cdot k'}$$

де γ_f – коефіцієнт надійності за навантаженням [13];

k – коефіцієнт носівної здатності труб [13];

$[\sigma]$ – допустимі напруження від згину, приймаємо умовно $[\sigma] = R$, МПа;

R – розрахунковий опір матеріалу труб, що транспортують продукти, що містять сірководень, МПа:

$$R = \frac{R_2^H \cdot \gamma_s}{\gamma_n},$$

де R_2^H – нормативний опір, що дорівнює найменшим значенням межі текучості при розтязі і згині матеріалу труб, МПа [13];

γ_s – коефіцієнт надійності за умовами роботи газопроводів, що транспортують продукти, які містять сірководень [13];

γ_n – коефіцієнт надійності за призначенням трубопроводів [13].

В результаті розрахунку ми отримаємо залишковий термін експлуатації

газопроводу ПГХ. Для оцінки залишкового ресурсу з фіксованою імовірністю використаємо розрахунки залишкового ресурсу з урахуванням спільного корозійно-ерозійного зношення.

3 ДОСЛІДЖЕННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ПГХ

3.1 Визначення параметрів технічного стану, які впливають на ефективність роботи ПГХ

Основні параметри технічного стану ПГХ: задана поверхня теплопередачі від прямого коксового газу до охолоджуючих технічних рідин через металеву стінку трубчатки. Як зазначалось у попередньому розділі при експлуатації виникає ситуація, коли навколо та в середині металевих труб утворюються додаткові прошарки, які зменшують поверхню теплопередачі, тим самим зменшуючи ефективність проведення процесу охолодження у ПГХ [4].

Поверхня теплопередачі може суттєво знижуватися при відключенні секцій ПГХ внаслідок порушення герметичності, а саме потрапляння прямого коксового газу в охолоджувальну рідину. Ця ситуація виникає внаслідок технічної конструкції трубчатки. Крайні труби можливо якісно обслужити, провести відновлювальні роботи. Труби, які розташовані ближче до центру секції – практично не обслуговуються. Саме тому при виявленні коксового газу у охолоджувальній суміші перекривається ціла секція, для подальшої роботи в цілому обладнання.

У залежності від поверхні теплопередачі знаходиться температура коксового газу на виході з ПГХ. При перевищенні регламентованої температури в інтервалі 25-35 °С приймають рішення про подальшу експлуатацію ПГХ або зупинку для проведення ремонтно-відновлювальних робіт для відновлення ефективності охолодження коксового газу [1,4].

3.2 Технологічні розрахунки ПГХ

Розрахунок технологічних параметрів первинного газового холодильнику починається з визначення матеріальних потоків прямого коксового газу (п. 2.3.1).

Приймаємо, що в холодильнику конденсується $G_{\text{см.вих.}} = 850$ кг/год [6] смоли, причому вона конденсується повністю. Вихід основних продуктів коксування в процентах за масою на суху шихту: кокс - 77,5 %; сухий коксовий газ - 15,0 %; смола - 3,5 %; пірогенетична волога - 2,2 %; бензольних вуглеводнів - 1,0 % ; сірководень - 0,5 %; аміак - 0,3 % [6].

Склад сухого коксового газу (за вирахуванням бензольних вуглеводнів, сірководню та аміаку): $\text{H}_2 = 57,9$ %; $\text{CH}_4 = 26,2$ %; $\text{CO} = 6,0$ %; $\text{N}_2 = 4,6$ %; $\text{CO}_2 = 2,2$ %; $\text{C}_m\text{H}_n = 2,5$ %; $\text{O}_2 = 0,6$ % [6]. Склад аміачної води приймаємо наступний, г/л: аміаку – 5, сірководню – 2, двоокису вуглецю – 2.

Необхідні дані для розрахунку наведені у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Вхідні та довідкові дані для розрахунку

Параметр	Позначення	Значення
Об'єм сухого коксового газу, що надходить, м ³ /год	$V_{\text{г.вх.}}$	100 000
Густина сухого коксового газу, кг/м ³	$\rho_{\text{г.}}$	0,454
Об'єм БВ у коксовому газі, що надходить, нм ³ /год	$V_{\text{б.в.вх.}}$	820
Густина БВ у коксовому газі, що надходить, кг/м ³	$\rho_{\text{б.в.}}$	3,7
Об'єм сірководню у прямому коксовому газі, нм ³ /год	$V_{\text{H}_2\text{S, вх.}}$	1000
Густина сірководню у прямому коксовому газі, кг/м ³	$\rho_{\text{H}_2\text{S}}$	1,52
Об'єм аміаку у прямому коксовому газі, нм ³ /год	$V_{\text{NH}_3, \text{вх.}}$	1200

Продовження таблиці 3.1

Параметр	Позначення	Значення
Густина аміаку у прямому коксовому газі, кг/м ³	ρ_{NH_3}	0,73
Об'єм сухого коксового газу після охолодження в ПГХ, м ³ /год	$V_{г.вих.}$	99 800
Пружність водяної пари при при 35 °С, мм рт.ст.	р	42,18
Пружність водяної пари при при 73 °С, мм рт.ст.		214,2
Загальний тиск газу на виході з холодильника, мм рт.ст	$P_{г.вих.}$	745

Проміжні дані та результати розрахунку наведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Матеріальний баланс первинного газового холодильника

Найменування продуктів	Зона з розчином		Зона з водою	
	Прихід	Витрата	Прихід	Витрата
	кг/год	кг/год	кг/год	кг/год
Газ				
Сухий коксовий газ	45400	45400	45400	45303
Водяна пара	88030	44900	44900	4970
Смоляна пара	4240	4240	4240	-
Бензольні вуглеводні	3030	3030	3030	3030
Сірководень	1520	1520	1520	1437
Аміак	910	910	910	366
Всього газу:	143130	100 000	100 000	55373
Рідина (конденсат)				
Вода	-	43130	43130	83060
Розчинені гази	-	-	-	457
Смола	-	-	-	4240
Всього:	143130	143130	143130	143130

Таким чином можливо перевірити правильність розрахунків: баланс речовин на вході та на виході з ПГХ. Ці матеріальні показники необхідні для подальшого визначення теплових потоків у ПГХ (п. 2.3.2).

Тепловий розрахунок проводиться для охолоджуючої рідини: технічна вода та содовий розчин, тому розрахунок здійснюється двічі.

Розрахуємо прихід тепла з содовим розчином.

Необхідні дані для розрахунку та проміжні розрахункові дані наведені у таблицях 3.3 – 3.4 відповідно.

Таблиця 3.3 – Вхідні та довідкові дані для розрахунку

Параметр	Позначення	Значення	Джерело інформації
Теплоємність сухого коксового газу при 82 °С, кДж/(кг·К)	$c_{г.вх}$	3,038	3
Температура коксового газу на вході у зону з розчином, °С	$t_{г.вх.}$	82	1
Питома теплота випаровування при 82 °С, кДж/м ²	r_0	2493,05	3
Теплоємність водяної пари при 82 °С, кДж/(кг · К)	$c_{в.п..вх.}$	1,835	3
Ентальпія смоляної пари, кДж/кг	$i_{см.вх.}$	369	3
Теплоємність смоляної пари при 82 °С, кДж/(кг · К)	$c_{см.вх}$	1,408	3
Теплоємність БВ при 82 °С, кДж/(кг · К)	$c_{б.в..вх.}$	1,127	3
Теплоємність сірководню при 82 °С, кДж/(кг · К)	$c_{H_2S..вх.}$	0,997	3
Теплоємність аміаку при 82 °С, кДж/(кг · К)	$c_{NH_3..вх.}$	2,108	3
Температура содового розчину на вході, °С	$t_{вх.}$	50	1

Таблиця 3.4 – Проміжні розрахункові дані

Параметр	Позначення	Значення
Тепло, яке вносить сухий коксовий газ, кДж/год	q_1	11 309 000
Тепло, яке вносить водяна пара, кДж/год	q_2	232 711 000
Тепло, яке вносить смоляна пара, кДж/год	q_3	2 053 000
Тепло, яке вносять БВ, кДж/год	q_4	280 000
Тепло, яке вносить сірководень, кДж/год	q_5	126 000
Тепло, яке вносить аміак, кДж/год	q_6	157 000
Кількість тепла, що вносить коксовий газ, кДж/год;	Q_1	246 636 000
Тепло, яке вносить содовий розчин, кДж/год	Q_2	$209,5 \cdot W$

Загальний прихід тепла з содовим розчином:

$$Q_{\text{прих.}} = 246\,636\,000 + 209,5 \cdot W, \text{ кДж/год.}$$

Витрата тепла з содовим розчином визначається наступним чином.

Необхідні дані для розрахунку та проміжні розрахункові дані наведені у таблицях 3.5 – 3.6 відповідно.

Таблиця 3.5 – Вхідні та довідкові дані для розрахунку

Параметр	Позначення	Значення
Теплоємність сухого коксового газу при 73 °С, кДж/(кг · К)	$c_{\text{г.вих}}$	3,092
Температура коксового газу на виході із зони з розчином, °С	$t_{\text{г.вих.}}$	73
Питома теплота випаровування водяної пари, кДж/м ²	r_0	2493,05
Теплоємність водяної пари при 73 °С, кДж/(кг · К)	$c_{\text{в.п..вих.}}$	1,471
Ентальпія смоляної пари, кДж/кг	$i_{\text{см.вх.}}$	369
Теплоємність смоляної пари при 73 °С, кДж/(кг · К)	$c_{\text{см.вх}}$	1,399
Теплоємність БВ при 73 °С, кДж/(кг · К)	$c_{\text{б.в..вих.}}$	1,123

Продовження таблиці 3.5

Параметр	Позначення	Значення
Теплоємність сірководню при 73 °С, кДж/(кг·К)	$c_{H_2S..вих.}$	0,997
Теплоємність аміаку при 73 °С, кДж/(кг·К)	$c_{NH_3..вих.}$	2,103
Температура содового розчину на виході з ПГХ, °С	$t_{вих.}$	65

Таблиця 3.6 – Проміжні розрахункові дані

Параметр	Позначення	Значення
Тепло, яке виносить сухий коксовий газ, кДж/год	q_7	10 248 000
Тепло, яке виносить водяна пара, кДж/год	q_8	116 758 000
Тепло, яке виносить смоляна пара, кДж/год	q_9	1 997 000
Тепло, яке виносять БВ, кДж/год	q_{10}	248 000
Тепло, яке виносить сірководень, кДж/год	q_{11}	111 000
Тепло, яке виносить аміак, кДж/год.	q_{12}	140 000
Кількість тепла, що виносить коксовий газ, кДж/год	Q_3	129 502 000
Тепло, яке виносить содовий розчин та конденсат, (приймаємо, що конденсується 181000 кг/год водяної пари), кДж/год	Q_4	13 192 000 + +272,35 · W

Загальна витрата тепла з содовим розчином:

$$Q_{расх} = 142\,694\,000 + 272,35 \cdot W, \text{ кДж/год.}$$

Прирівнюючи прихід та витрату тепла, знайдемо кількість розчину W,

необхідного для охолодження газу в холодильнику:

$$246\,636\,000 + 209,5 \cdot W = 142\,694\,000 + 272,35 \cdot W,$$

звідки

$$W = 1\,653\,811 \text{ кг/год}$$

або

$$W = 1\,654 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Таблиця 3.7 – Тепловий баланс ПГХ за содовим розчином

Найменування продукту	Прихід	Витрата
Коксовий газ, кДж/год	246 636 000	129 502 000
Содовий розчин, кДж/год	346 473 000	450 415 000
Конденсат, кДж/год	-	13 192 000
Всього, кДж/год:	593 109 000	593 109 000

Розрахуємо прихід тепла з технічною водою.

Вхідними даними на даному етапі є температура коксового газу на вході у зону з водою, $t_{г.вх.} = 73^\circ \text{ С}$ [1,6], та температура технічної води на вході, $t_{вх.} = 26^\circ \text{ С}$ [1,6]. Інші дані беруться з попередніх розрахунків.

Поміжні розрахункові параметри мають наступні значення:

кількість тепла, що вносить коксовий газ, $Q_1 = 129\,502\,000 \text{ кДж/год}$;

тепло, яке вносить технічна вода і конденсат, $Q_2 = 13\,192\,000 + 108,94 \cdot W \text{ кДж/год}$.

Тоді загальний прихід тепла з технічною водою:

$$Q_{\text{прих.}} = 142\,694\,000 + 108,94 \cdot W, \text{ кДж/год}.$$

Далі розрахуємо витрату тепла з технічною водою.

Необхідні дані для розрахунку та проміжні розрахункові дані наведені у таблицях 3.8 – 3.9 відповідно.

Таблиця 3.8 – Вхідні та довідкові дані для теплового розрахунку

Параметр	Позначення	Значення
Теплоємність сухого коксового газу при 35 °С, кДж/(кг · К)	$c_{г.вих}$	2,874
Температура коксового газу на виході із зони з водою, °С	$t_{г.вих.}$	35
Питома теплота випаровування при 35 °С, кДж/м ²	r_0	2493,05
Теплоємність водяної пари при 35 °С, кДж/(кг·К)	$c_{в.п..вих.}$	1,818
Теплоємність БВ при 35 °С, кДж/(кг · К)	$c_{б.в..вих.}$	1,031
Теплоємність сірководню при 35 °С, кДж/(кг·К)	$c_{H_2S..вих.}$	0,985
Теплоємність аміаку при 35 °С, кДж/(кг·К)	$c_{NH_3..вих.}$	2,066
Температура технічної води на виході з ПГХ, °С	$t_{вих.}$	45
Теплоємність рідкої смоли при 35 °С, кДж/(кг·К)	$c_{см}$	1,437

Таблиця 3.9 – Проміжні розрахункові дані

Параметр	Позначення	Значення
Тепло, яке виносить сухий коксовий газ, кДж/год	q_7	4 557 000
Тепло, яке виносить водяна пара, кДж/год	q_8	12 707 000
Тепло, яке виносять БВ, кДж/год	q_{10}	109 000
Тепло, яке виносить сірководень, кДж/год	q_{11}	49 500
Тепло, яке виносить аміак, кДж/год	q_{12}	46 000

Кількість тепла, що виносить коксовий газ, кДж/год	Q_3	17 468 500
Тепло, яке виносять технічна вода й конденсат, кДж/год	Q_4	$188,55 \cdot W + 9\,969\,000$

Тоді загальна витрата тепла з технічною водою:

$$Q_{\text{расх}} = 27\,437\,500 + 188,55 \cdot W, \text{ кДж/год.}$$

Прирівнявши прихід та витрату тепла, знайдемо кількість води W , необхідну для охолодження газу в холодильнику:

$$142\,694\,000 + 108,94 \cdot W = 27\,437\,500 + 188,55 \cdot W,$$

звідки

$$W = 1\,147\,764 \text{ кг/год}$$

або

$$W = 1\,148 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Таблиця 3.10 – Тепловий баланс ПГХ за технічною водою

Найменування продукту	Прихід	Витрата
Коксовий газ, кДж/год	129 502 000	17 468 500
Технічна вода, кДж/год	157 719 500	272 976 000
Конденсат, кДж/год	13 192 000	9 969 000
Всього, кДж/год:	300 413 500	300 413 500

Таким чином, для охолодження $100\,000 \text{ м}^3/\text{год}$ коксового газу необхідно $1\,654 \text{ м}^3/\text{год}$ содового розчину та $1\,148 \text{ м}^3/\text{год}$ технічної води. Виходячи з цього, можна визначити основний конструктивний параметр – необхідну поверхню теплопередачі (п. 2.3.3). При двох рідинах, що охолоджують, проводимо два

окремих розрахунки. Розрахуємо необхідну поверхню теплопередачі для зони з розчином.

Вхідні дані для розрахунку та проміжні розрахункові дані наведені у таблицях 3.11 – 3.12 відповідно.

Таблиця 3.11 – Вхідні та довідкові дані для розрахунку

Параметр	Позначення	Значення
Кількість холодильників, що працюють одночасно, шт. (приймаємо, уточнюємо)	m	12
Площа поперечного перетину труб в одному пучку, м^2	k	0,1864
Щільність содового розчину, $\text{кг}/\text{м}^3$	ρ	1100
Динамічна в'язкість, $\text{Н} \cdot \text{с}/\text{м}^2$	μ	$3,7 \cdot 10^{-3}$
Коефіцієнт впливу куту атаки, при $\varphi = 90^\circ$	ε_φ	1
Коефіцієнт теплопровідності содового розчину, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{год} \cdot \text{К})$	λ'	2,33
Внутрішній діаметр труб, м	d_2	0,05
Коефіцієнт теплопровідності сталі X18H10T, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{год} \cdot \text{К})$	λ	15,5
Середній вміст водяної пари у газовій суміші, %	x	44,5
Зовнішній діаметр труб, м	d_1	0,057

Таблиця 3.12 – Проміжні розрахункові дані

Параметр	Позначення	Значення
Швидкість руху содового розчину у трубах, м/с	ω	0,205
Число Рейнольдса,	Re	3050
Число Нуссельта	Nu	44
Коефіцієнт тепловіддачі від стінки труби до содового розчину, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$	α_2	2050
Коефіцієнт тепловіддачі від газу до стінки труби, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$	α_1	708
Коефіцієнт теплопередачі від газу до содового розчину, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$	K	25,8

Середня різниця температур, К	Δt_{cp}	18,5
Кількість тепла, що надходить до холодильника, Вт	Q	28 872 778
Загальна довжина труб, м	$n \cdot L$	60 492

Необхідна поверхня теплопередачі для зони з розчином:

$$F = 10\,827 \text{ м}^2.$$

Поверхня охолодження двох стандартних верхніх секцій холодильнику дорівнює 1350 м^2 [1,6], отже необхідно мати робочих холодильників $\frac{10\,827}{1\,350} = 8$ шт. Остаточне рішення приймемо після розрахунку зони з водою.

Розрахуємо необхідну поверхню теплопередачі для зони з водою.

Вхідні дані для розрахунку та проміжні розрахункові дані наведені у таблицях 3.13 – 3.14 відповідно.

Таблиця 3.13 – Вхідні та довідкові дані для розрахунку

Параметр	Позначення	Значення
Кількість холодильників, що працюють одночасно, шт (приймаємо, уточнюємо)	m	12
Площа поперечного перетину труб в одному пучку, м^2	k	0,1864
Густина технічної води, $\text{кг}/\text{м}^3$	ρ	994
Динамічна в'язкість, $\text{Н} \cdot \text{с}/\text{м}^2$	μ	$0,894 \cdot 10^{-3}$
Коефіцієнт впливу куту атаки, при $\varphi = 90^\circ$,	ε_φ	1
Коефіцієнт теплопровідності технічної води, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{год} \cdot \text{К})$	λ'	0,624

Внутрішній діаметр труб, м	d_2	0,05
Коефіцієнт теплопровідності сталі X18H10T, Вт/(м·год·К)	λ	15,5
Середній вміст водяної пари у газовій суміші, %	x	41
Зовнішній діаметр труб, м	d_1	0,057

Таблиця 3.14 – Проміжні розрахункові дані

Параметр	Позначення	Значення
Швидкість руху технічної води у трубах, м/с	ω	0,143
Число Рейнольдса	Re	7950
Число Нуссельта	Nu	78
Коефіцієнт тепловіддачі від стінки труби до технічної води, Вт/(м ² ·К)	α_2	973
Коефіцієнт тепловіддачі від газу до стінки труби, Вт/ (м ² ·К)	α_1	587
Коефіцієнт теплопередачі від газу до технічної води, Вт/ (м·К)	K	18,3
Середня різниця температур, К;	Δt_{cp}	16,7
Кількість тепла, що надходить до холодильника, Вт	Q	32 015 694
Загальна довжина труб, м	$n \cdot L$	104 593

Тоді необхідна поверхня теплопередачі для зони з водою :

$$F = 18\,720 \text{ м}^2.$$

Поверхня охолодження двох стандартних нижніх секцій холодильника дорівнює 1600 м^2 [1,6], отже необхідно мати робочих холодильників $\frac{18\,720}{1600} = 11,7$.

Зона з розчином менш відповідальна, тому остаточно приймаємо 12 стандартних ПГХ, що працюють паралельно, з площею поверхні теплообміну $F = 2950 \text{ м}^2$ та два резервних ПГХ, розташований по обох кінцях колони холодильників для забезпечення необхідної продуктивності у разі аварії або проведення планових ремонтно-відновлювальних робіт.

3.3 Міцнісні розрахунки елементів ПГХ

Для розрахунків міцності приймаємо властивості матеріалу труб сталь Х18Н10Т. Вхідні дані для розрахунку труб під внутрішнім тиском (п. 3.3.4) мають вигляд (табл. 3.15):

Таблиця 3.15 – Вхідні та довідкові дані для розрахунку

Параметр	Позначення	Значення
Нормативні допускні напруження, для сталі Х18Н10Т при $100 \text{ }^{\circ}\text{C}$, МПа	σ	139
Поправковий коефіцієнт, що враховує вид заготовки	η	1,0
Розрахунковий тиск, МПа	$P_{\text{розрах.}}$	0,4
Тиск рідини у трубах, МПа	$P_{\text{сер}}$	0,4
Коефіцієнт зварного шву	φ	1
Прибавка для компенсації корозії й ерозії, мм	C_1	1,5

Підставивши значення у формули (п. 2.3.4), маємо:

допускне напруження для розрахунку, $[\sigma] = 139 \text{ МПа}$;

конструктивна прибавка до розрахункових товщин, $C = 1,9 + C_3$.

Товщина стінки труби:

$$S = 1,97 + C_3, \text{ мм.}$$

Приймаємо товщину стінки рівною 3,5 мм. Звідси $C_3 = 1,53$ мм.

Для розрахунку труб під дією зовнішнього навантаження (п. 3.3.5) потрібні такі вхідні дані:

навантаження на трубу від ваги рідини та ваги самої труби, $q = 45,7 \text{ Н/м}$;
довжина труби, $l = 3,63 \text{ м}$.

Тоді найбільший згинаючий момент, що виникає посередині прольоту:

$$M_x^{max} = 54 \text{ Н·м,}$$

а осьовий момент опору,

$$W_x = 9 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Підставив ці дані, отримаємо навантаження від згину труб,

$$\sigma_{max} = 6 \text{ МПа.}$$

Перевіримо умову міцності:

$$\sigma_{max} \leq [\sigma],$$

$$6 \text{ МПа} < 139 \text{ МПа.}$$

Отже умова виконується – міцність забезпечена.

Здійснивши всі необхідні розрахунки, переходимо до дослідження технічного стану обладнання зони первинного охолодження на стадії експлуатації.

3.4 Розрахунок параметрів технічного стану ПГХ при експлуатації

3.4.1 Тепловий розрахунок при експлуатації ПГХ

Для зручності розрахунку кількості тепла, що передається від коксового газу до рідини при тривалій роботі об'єкту та наявності додаткових шарів на трубчатці (п. 2.4.1), обчислення були проведені за допомогою додатка MS Office Excel. Результати наведені нижче (табл. 3.16).

Таблиця 3.16 – Результати розрахунку

Параметр	Позначення	Значення	Один. виміру
Загальна довжина труб	$n \cdot L$	104593	м
Середня температура	Δt_{cp}	16,7	К
Коеф. тепловід. від газу відкладенням	α_1	587	Вт/(м ² · К)
Зовнішній діаметр шару відкладень	d_3	0,059	м
Коеф. теплопровідності відкладень	λ_1	0,377	Вт/(м · К)
Зовнішній діаметр труби	d_1	0,057	м
Коеф. теплопровідності сталі X18H10T	λ	15,5	Вт/(м · К)
Внутрішній діаметр труби	d_2	0,05	м
Коеф. теплопр. стали крізь шар накипу	λ_2	3,6	Вт/(м · К)
Внутрішній діаметр шару накипу	d_4	0,048	м
Коеф. тепловід. сталі крізь шар накипу	α_2	973	Вт/(м ² · К)

Результати розрахунків		
K'	9,4	Вт/(м · К)
Q'	16 490 822	Вт
У порівнянні з класичним розрахунком:		
Q	32 015 694	Вт

Таким чином, видно, що в процесі експлуатації при протіканні таких експлуатаційних процесів, як утворення смолистих відкладень та солей жорсткості на трубах ПГХ, значно зменшується кількість переданого газом тепла. Тобто коксовий газ не охолоджується до заданої температури, а саме його

фактична температура є вищою за нормативну. Це порушує технологічні режими експлуатації обладнання для подальшого уловлення компонентів коксового газу. В першу чергу обладнання, яке знаходиться після ПГХ згідно технологічній лінії. Тому для такого відповідального апарату переважним є додатковий розрахунок на стадії експлуатації з урахуванням експлуатаційних процесів.

3.4.2 Імовірнісний розрахунок механічних напружень, що виникають у трубчатці ПГХ

Для початку задаємося (з конструктивних міркувань) вхідними даними, які наведені у таблиці 3.17 та приводимо перелік параметрів, що будуть розраховані (табл. 3.18).

Таблиця 3.17 – Вхідні дані для ймовірнісного розрахунку

Вхідний параметр	Позначення	Значення	Одиниці виміру
Класична назва			
Тиск у трубі	$P_{сер}$	0,4	МПа
Зовнішній діаметр труби	d_1	57	мм
Товщина стінки труби	S	3,5	мм
Назва, що використовується при розрахунку			
Математичне сподівання тиску в трубі	$\mu_{P_{сер}}$	0,4	МПа
Математичне сподівання зовнішнього діаметра труби	μ_{d_1}	57	мм
Математичне сподівання товщини стінки труби	μ_S	3,5	мм
Середньоквадратичне відхилення тиску в трубі	$\sigma_{P_{сер}}$	0,05	МПа
Середньоквадратичне відхилення зовнішнього діаметра труби	σ_{d_1}	1	мм
Середньоквадратичне відхилення товщини стінки труби	σ_S	0,5	мм

Таблиця 3.18 – Розрахункові дані

Вихідні дані	Позначення	Одиниці виміру
Класична назва		
Діючі напруження	N	МПа
Допустимі напруження	[N]	МПа
Назва, що використовується при розрахунку		
Математичне очікування діючих напружень	μ_N	МПа
Математичне очікування допустимих напружень	$\mu_{[N]}$	МПа
Середньоквадратичне відхилення діючих напружень	σ_N	МПа
Середньоквадратичне відхилення допустимих напружень	$\sigma_{[N]}$	МПа

Тоді, підставивши значення у формули (3.27 – 3.29), маємо:

$$\mu_N = 3,26 \text{ МПа};$$

$$\sigma_N^2 = 0,39 \text{ МПа};$$

$$\sigma_N = 0,62 \text{ МПа}.$$

Таким чином, величина математичного очікування діючих напружень у трубах ПГХ має значення:

$$N = 3,26 \pm 0,62 \text{ МПа}.$$

У процесі експлуатації різні розрахункові параметри змінюються і це впливає на значення напружень [12]. За допомогою програми MS Office Excel була змодельована ця ситуація (табл. 4.20), в результаті чого побудований графік залежності значень напружень і її середньоквадратичного відхилення в процесі

експлуатації при зміні параметрів тиску та геометричних розмірів труби (рис. 3.1).

Таблиця 3.19 – Результати розрахунку при одночасній зміні параметрів товщини стінки та тиску у трубах

№	τ , міс.	$\mu_{p_{сер}}$, МПа	$\sigma_{p_{сер}}$, МПа	μ_{d1} , мм	σ_{d1} , мм	μ_s , мм	σ_s , мм	μ_N , МПа	$\mu_N + \sigma_N$, МПа	$\mu_N - \sigma_N$, МПа
1	2	0,40	0,05	57,00	1,00	3,50	0,50	3,26	3,88	2,64
2	4	0,41	0,06	56,90	1,10	3,40	0,60	3,43	4,22	2,64
3	6	0,42	0,07	56,80	1,20	3,30	0,70	3,61	4,59	2,64
4	8	0,43	0,08	56,70	1,30	3,20	0,80	3,81	5,00	2,62
5	10	0,44	0,09	56,60	1,40	3,10	0,90	4,02	5,45	2,59
6	12	0,45	0,10	56,50	1,50	3,00	1,00	4,24	5,94	2,54
7	14	0,46	0,11	56,40	1,60	2,90	1,10	4,47	6,48	2,46
8	16	0,47	0,12	56,30	1,70	2,80	1,20	4,73	7,09	2,36
9	18	0,48	0,13	56,20	1,80	2,70	1,30	5,00	7,76	2,23
10	20	0,49	0,14	56,10	1,90	2,60	1,40	5,29	8,51	2,06

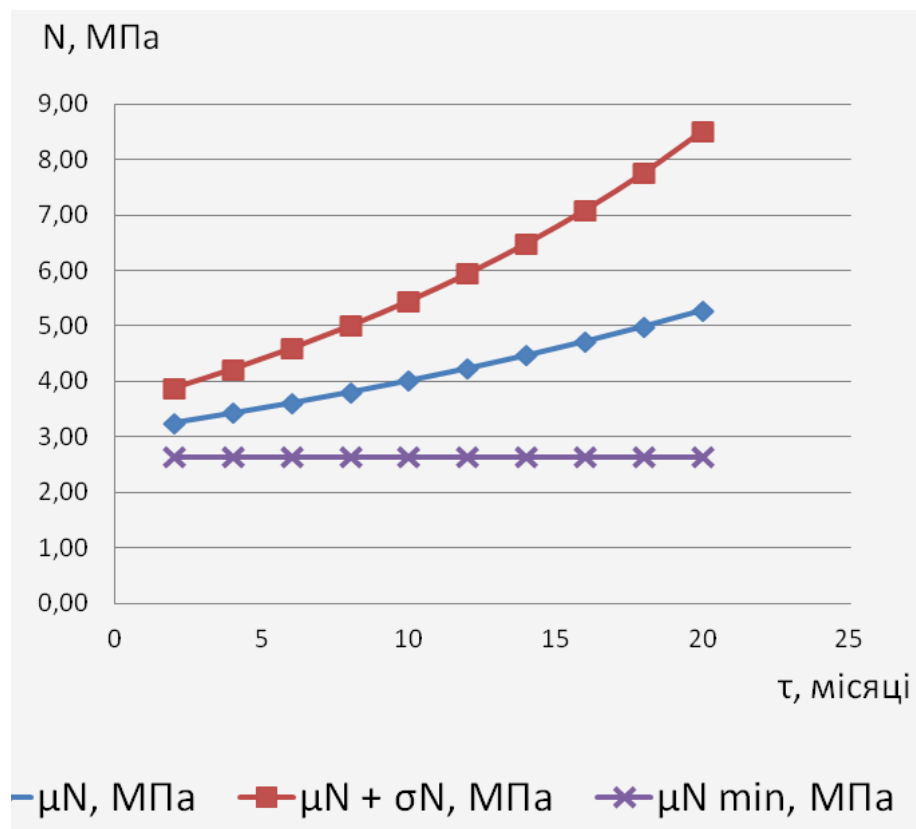


Рисунок 3.1 – Графік залежності значень напружень від часу експлуатації ПГХ при зміні всіх вхідних параметрів

Проведено аналіз значень діючих напружень в умовах експлуатації при зміні математичного очікування і середньоквадратичного відхилення товщини стінки, внутрішнього діаметра труб і тиску в них. Виявлено тенденцію зростання значення напружень. При цьому збільшується і середньоквадратичне відхилення напружень.

Отже маємо, що за класичною методикою діючі напруження через 10 місяців складають 4 МПа, а за ймовірнісною можуть бути 5,5 МПа. За 20 місяців експлуатації ця різниця збільшиться до 3 МПа. У нашому випадку ці значення не суттєві, бо тиск у трубах невеликий 0,4 МПа. Проте загальна методика розрахунку дозволяє визначати діапазон зміни цього параметра для різних технічних об'єктів, в яких діють більш суттєві напруження, а отже буде й більший розкид значень. Перевагою запропонованої моделі є можливість визначення діапазону значень діючих напружень, що змінюються у процесі експлуатації, у заданий момент часу.

3.4.3 Оцінка залишкового ресурсу газопроводу на виході із ПГХ

Для проведення розрахунку були зібрані заводські дані за проведенням ультразвукового контролю товщини стінки. Після проведення їх аналізу було виявлено, що найбільш уразливою є перша ділянка газопроводу [13]. Тому далі ми будемо розглядати саме її. Результати вимірювання першої ділянки представлені у таблиці 3.20 (повна таблиця вимірювань наведена у додатку В), необхідні дані для розрахунку – у таблиці 3.21.

Таблиця 3.20 – Результати діагностики газопроводу

Номер місця за схемою, N	Товщина стінки, t_k , мм	Номер місця за схемою N	Товщина стінки, t_k , мм
1	4,4	5	1,6
2	4,3	6	2,1
3	4,7	7	2,1
4	2,0	8	4,0

Таблиця 3.21 – Вхідні та довідкові дані для розрахунку

Параметр	Позначення	Значення
Нормативний опір, МПа	R_H^1	450
Коефіцієнт умов роботи матеріалу труб при розриві	m_1	0,8
Коефіцієнт умов роботи трубопроводу	m_2	0,6
Коефіцієнт однорідності матеріалу труб; для безшовних труб з вуглецевої і для зварних труб з низьколегованої сталі	K_1	0,8
Навантаження на газопровід від ваги коксового газу і ваги самої труби, Н	Q	16 970
Коефіцієнт надійності, який враховує снігове навантаження	a	1,4
Відстань між опорами, м	l_1	5
Технологічний припуск та припуск на корозію, мм	$S_T + S_K$	9,5
Термін експлуатації, років	τ	27
Допустимі напруження від згину, МПа	$[\sigma]$	87
Коефіцієнт надійності за навантаженням	γ_f	1,1

Коефіцієнт носівної здатності труб	k	1
Нормативний опірщо дорівнює найменшим значенням межі текучості при розтязі і згині матеріалу труб, МПа	R_2^H	240
Коефіцієнт надійності за умовами роботи газопроводів, що транспортують продукти, які містять сірководень	γ_s	0,4
Коефіцієнт надійності за призначенням трубопроводів	γ_n	1,1

Підставивши вхідні параметри з таблиці 3.21 у формули п.2.4.3, отримаємо наступні значення (табл. 3.22).

Таблиця 3.22 – Проміжні розрахункові дані

Параметр	Позначення	Значення
Ймовірна мінімальна товщина стінки газопроводу, мм	t_{min}	0,55
Середнє значення заміряних товщини, мм	$t_{сер}$	3,15
Середньоквадратичне відхилення товщини, що заміряли, мм	σ	1,3
Товщина стінки труби, що відбраковується, мм	$t_{відб.}$	0,27
Розрахунковий опір матеріалу труб і деталей трубопроводів, МПа	R_1	172,8
Найбільший згинальний момент, що виникає посередині прольоту, кН	M_y^{max}	74
Середня швидкість корозії, мм/рік	$V_{сер}$	0,35
Номінальна товщина стінки газопроводу, мм	t_n	10
Розрахункова товщина стінки газопроводу, мм	t_R	$0,5 \cdot 10^{-3}$
Розрахунковий опір матеріалу труб, що транспортують продуктиз сірководнем, МПа	R	87

Тоді залишковий ресурс буде дорівнювати:

$$\tau_{\text{зал.}} = 0,8 \text{ років,}$$

або

$$\tau_{\text{зал.}} = 9,5 \text{ місяців.}$$

Таким чином, згідно отриманим результатам по розрахунку залишкового ресурсу, газопровід може знаходитись у експлуатації ще 9, 5 місяців до утворення наскрізних дефектів.

4. РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ПГХ

Аналізуючи процес охолодження коксового газу в ПГХ можливо виділити напрямки для підтримки ефективності охолодження коксового газу в ПГХ:

- 1) організаційний;
- 2) конструктивний;
- 3) технологічний;
- 4) комбінований.

4.1 Організаційний напрямок підвищення ефективності роботи ПГХ

Досвід користування ПГХ на багатьох коксохімічних підприємствах показує, що необхідна достатня кількість води для охолодження та правильна організація водно-хімічного режиму експлуатації [14-15]. Робота оборотних систем охолодження ускладнюється, внаслідок загальної та карбонатної жорсткості технічної води.

Висока жорсткість води сприяє утворенню міцних карбонатних утворень на теплообмінних поверхнях ПГХ та інших. Розрахунки, частково у роботі, показують, що збільшення на них товщини прошарку з 0,2 до 2 мм призводять до зниженню теплопередачі на 20-25%. Як наслідок до підвищення температури коксового азу на 8-10 °С. Маючи температуру охолодженого коксового газу вище рівня 35°С лише на 1-3 °С знижується вихід цілого ряду хімічних компонентів на 6-8%. Ступінь охолодження коксового газу в ПГХ має вплив на виділенні фенолу та аміаку, а отже на їх вміст в стічних водах. Крім того глибоке охолодження коксового газу в ПГХ забезпечує повне виділення з нього нафталіну[14-15].

Тобто при експлуатації ПГХ виникає явище двостороннього наростання відкладень: із внутрішньої частини труб солі жорсткості, із зовнішньої – суміш

нафталінових та смолянистих відкладень, які істотно знижують поверхню теплопередачі та підвищують температуру коксового газу на виході з ПГХ.

Організаційний спосіб підтримки належної ефективності роботи ПГХ заключається у тому, щоб якісно підготувати технічну воду для ПГХ, очистити від карбонатів або пом'якшити до мінімально можливого вмісту солей жорсткості.

4.2 Технічні та технологічні рішення для ефективної роботи ПГХ

Основні режимні інтервали температур при роботі ПГХ:

Температура прямого коксового газу, що подається на охолодження не повинна бути вище 82 °С.

Температура газу на виході з ПГХ згідно встановленої норми технологічного режиму – 30 °С.

Температура технічної води або розчину для охолодження, що подається в ПГХ не повинна бути вища за 24 °С.

Температура технічної води або розчину для охолодження на виході з ПГХ 45 °С.

Для якісного проведення процесу охолодження у ПГХ необхідна вся поверхня теплопередачі або охолодження. Для ПГХ з горизонтальними трубами вона складає 2950 м².

Технічні та технологічні рішення для інтенсифікації охолодження коксового газу в ПГХ спрямовані на збільшення поверхні теплопередачі, або попередньо проводити охолодження прямого коксового газу у додатковому обладнанні або існуючому.

Поверхня теплопередачі у ПГХ складається із секцій труб, по яким проходить технічна вода. Форма труб звичайна циліндрична із розмірами 57х3,5 мм довжина 3000 мм, сумарна кількість труб складає 6080 штук [6] (рис. 4.1).

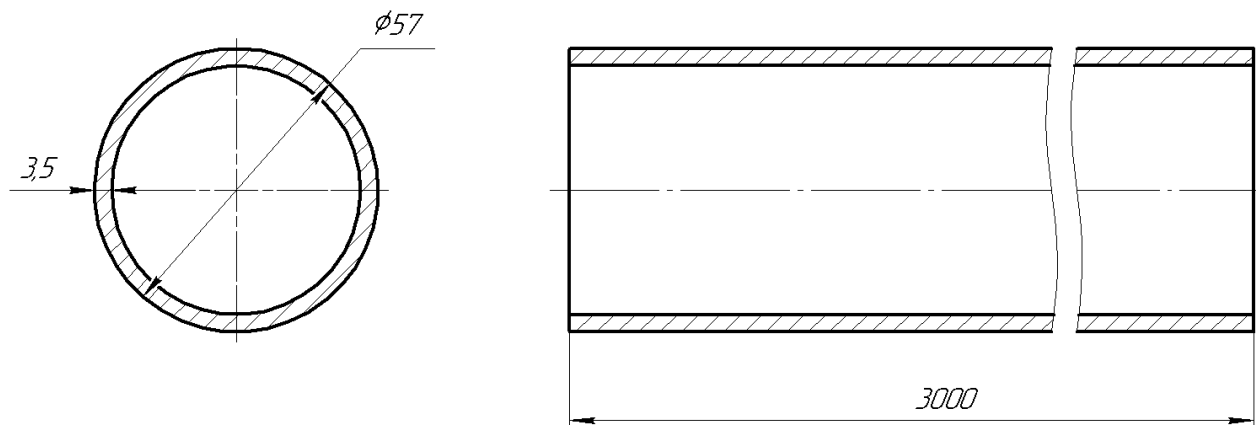


Рисунок 4.1 – Труба ПГХ

Для збільшення поверхні теплопередачі та турбулізації потоку охолоджуючої води пропонується застосувати замість труб звичайної циліндричної форми, використати труби із спіральним перетином, як зовні так і в середині (рис.4.2)

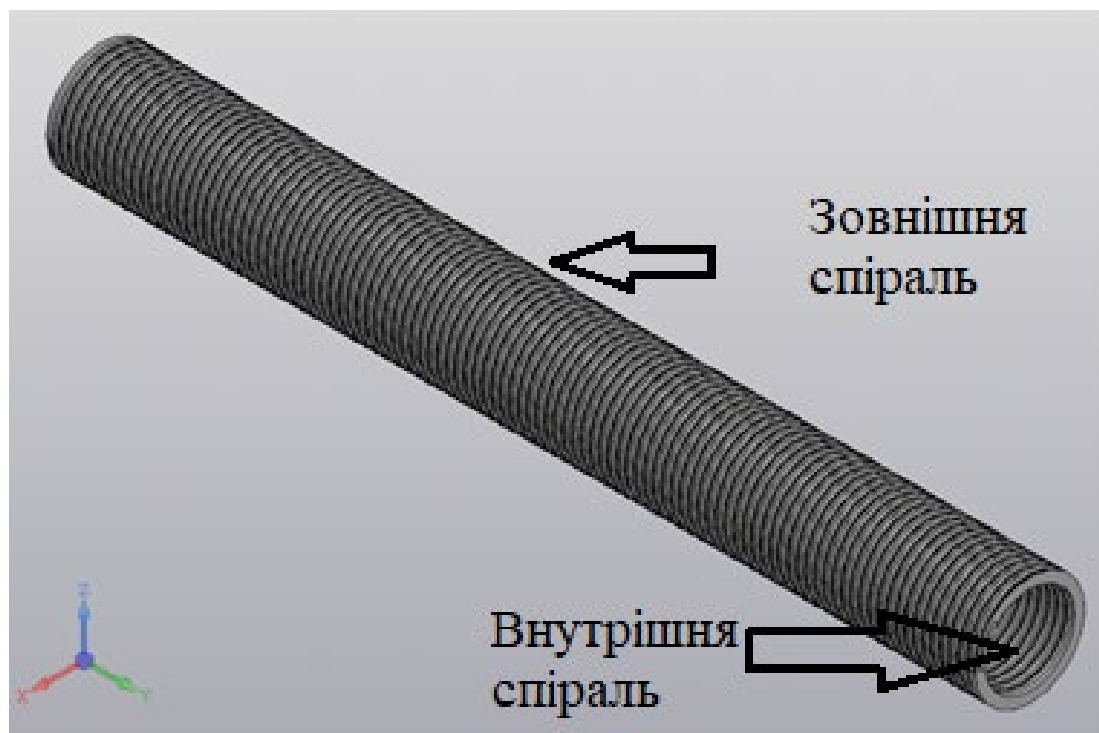


Рисунок 4.2 – Труба ПГХ із зовнішньою та внутрішньою спіраллю

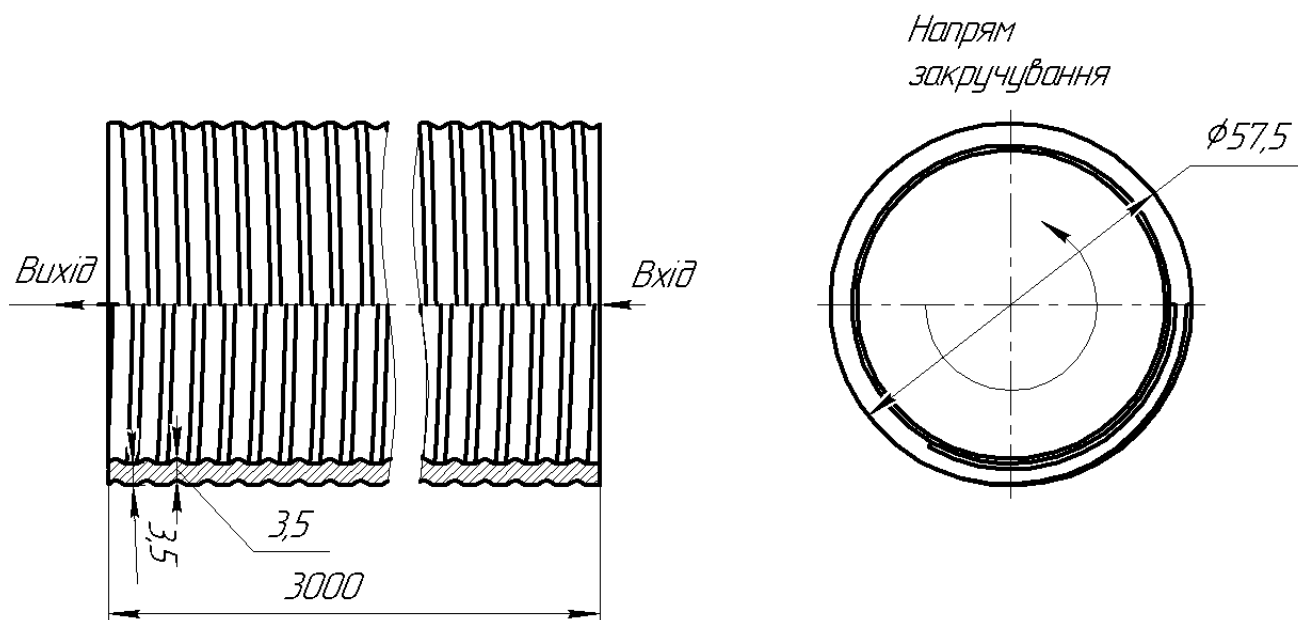


Рисунок 4.3 – Креслення спіральної труби ПГХ

Наявність спіральних форм дає переваги: збільшення поверхні контакту фаз в залежності від форми та виду спіральних форм від 10 до 20%. В середині труби спіралеподібний канал дає можливість турбулізувати проходження води, тим самим, збільшуючи критерій Рейнольдса та збільшуючи коефіцієнт теплопередачі. При проходженні технічною водою крізь труби із спіральним перетином відбувається додаткове закручування потоку та пришвидшення проходження.

Розрахуємо площу бічної поверхні звичайної гладкої труби:

$$S_{\text{бічн}} = 2\pi r l;$$

$$S_{\text{бічн}} = 2 \cdot 3,14 \cdot \frac{57,5}{2} \cdot 3000 = 541650 \text{ мм}^2 = 0,542 \text{ м}^2$$

Уточнюючи розрахунок бічної поверхні ПГХ із конструктивних особливостей маємо загальну поверхню стандартного ПГХ з горизонтальними

трубами, що складає 2950 м² та кількість труб 6080 штук [6]. Розділимо загальну поверхню на кількість труб та отримаємо скільки поверхні приходить на 1 трубу.

$$S_{\text{пов}} = \frac{2950}{6080} = 0,485 \text{ м}^2$$

Припускаємо, що ПГХ з горизонтальними трубами має запас по поверхні теплопередачі, тому в подальшому для порівняння беремо цифри з емпіричного та конструктивного розрахунків.

Розрахунок бічної поверхні спіралеподібної труби звичайними розрахунками досить важка задача, тому використовуючи 3-D моделювання, маючи безпосередньо саму 3-D модель спіралеподібної труби маємо масоцентричні характеристики. Серед них і площу бічної поверхні, яка становить з округленням 582 000 мм² або 0,582 м², що більше ніж розрахована емпірично та конструктивно.

Отже розрахуємо збільшення поверхні теплопередачі у відсотках:

$$\Delta_1 = \frac{0,582 - 0,542}{0,542} \cdot 100 = 7,4\%$$

$$\Delta_2 = \frac{0,582 - 0,485}{0,485} \cdot 100 = 20\%$$

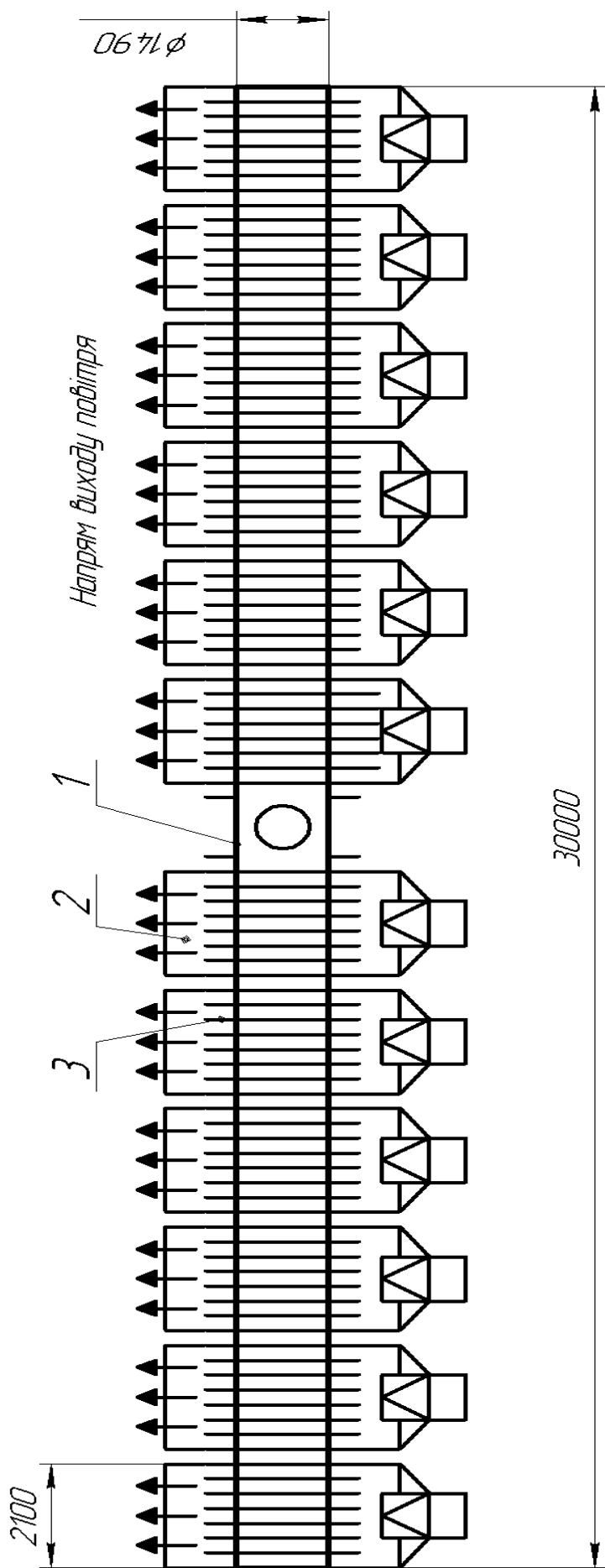
Таким чином, збільшення поверхні теплопередачі зі спіралеподібної труби та звичайної складає від 7,4 до 20 %. Із виявленням оптимальних розмірів спіралеподібних труб ці показники можливо збільшити і відповідно збільшити загальну поверхню теплопередачі ПГХ.

Крім вищевказаних ефектів можливі додаткові переваги, а саме отримання ефекту «Шаубергера». Використовуючи цей ефект, можливе зменшення утворення відкладень накипу та більш довга експлуатація.

Одним з технологічних рішень щодо ефективності роботи ПГХ є попереднє охолодження у колекторі-газопроводі, який подає прямий коксовий газ. На рисунку 4.3 показано розташування колектора-газопровода. Колектор-газопровід складається із сталевих труб діаметром 1420 мм з товщиною стінки 10 мм, і служить для розподілення прямого коксового газу по ПГХ. Розташування на верхній точці входу коксового газу в ПГХ.



Рисунок 4.4 – Колектор-газопровід прямого коксового газу



1 -колектор-газопровід; 2 – каналний вентилятор; 3 – ребра охолодження

Рисунок 4.5 – Схема розташування охолодження колектору-газопроводу коксового газу

Згідно технологічного регламенту роботи уловлюючих цехів коксохімічного виробництва температура коксового газу 82 °С на вході до ПГХ. Отже маємо можливість попередньо зменшити температуру завдяки відведення частини тепла прямого коксового газу шляхом встановлення охолоджуючих установок примусового повітряного охолодження та встановлення додаткових елементів для відведення тепла. Повітряне охолодження відбувається за рахунок вентиляторів, які встановлюються секціями, розділюючи загальну довжину газопроводу на кратну кількість, відносно вхідного газопроводу. Розташування вентиляторів може бути бічним, під або над газопроводом. У випадку розташування над газопроводом повітря повинно відводитися крізь вентилятор.

Канальні високопродуктивні вентилятори дадуть змогу ефективно відводити тепло тим самим попередньо охолоджуючи коксовий газ, який направляється до ПГХ.

Для проведення якісного відведення тепла необхідна наявність ребер охолодження (пластини), які створюють додаткову поверхню тепловіддачі. При достатньому вітровому навантаженні пластини можуть дати змогу також відводити тепло від вхідного коксового газу.

Можливо застосовувати також для газопроводу охолодженого газу для додаткового охолодження влітку, який розташовано набагато нижче.

Таким чином, впровадження спіралеподібних труб та додаткового охолодження газопроводів дадуть стійкий ефект для зменшення температури коксового газу на виході з ПГХ та можливість модернізації конструкції ПГХ із підвищеною поверхнею теплопередачі.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Характеристика виробництва і його шкідливі та небезпечні фактори

Коксохімічне виробництво характеризується безперервністю та періодичністю технологічних операцій, роботи машин, механізмів і устаткування [16]. У цих умовах присутні небезпечні і шкідливі виробничі фактори постійно чи тимчасово або виникають періодично.

У цеху уловлювання основні небезпечні і шкідливі виробничі фактори:

- а) перегрітий пар;
- б) робота з хімічно активними, токсичними речовинами;
- в) наявність обертових механізмів;
- г) електричний струм;
- д) шум та вібрація.

У коксохімічному виробництві найбільш небезпечними з погляду травматизму є виробничі ділянки, що знаходяться в безпосередній близькості від основних технологічних агрегатів цеху уловлення.

До небезпечних виробничих факторів у цеху уловлення відносяться уражені корозією окремі елементи трубопроводів, споруджень, сходинок, перехідних площадок і металевих огорожень, розташованих на висот. В умовах виробництва найбільш небезпечними (токсичними) є речовини: окис вуглецю, сирий бензол, сірководень, ціаністий водень, сірковуглець, бензол, та інші.

Окис вуглецю – безбарвний газ, без смаку і запаху. Загальний характер дії на організм полягає у витисненні кисню з оксигемоглобіну крові. У результаті отруєння настає ядуха. Основні симптоми гострого отруєння - сильний біль у чолі і скронях, запаморочення, шум у вухах, почервоніння і печіння шкіри обличчя, тремтіння, почуття слабості і страху, нудота, блювота.

Перша лікарська допомога при отруєнні окисом вуглецю полягає в наступному: потерпілого виносять на свіже повітря; зігрівають грілкою; прикладають до ніг гірчичники; дають нюхати на ватці нашатирний спирт.

Сирий бензол – прозора легко рухлива рідина зі своєрідним запахом. Сирий бензол витягається з прямого коксового газу і являє собою складну суміш хімічних (ароматичних) з'єднань, головними з яких є бензолні вуглеводні (бензол і його гомологи), їхній зміст складає 80 – 90 %. Бензол легко запалюється, горить полум'ям, яке коптить. Пари сирого бензолу з повітрям утворюють вибухонебезпечну суміш при наступних межах концентрації, % по загальному: нижньому – 1,4; верхньому – 9,5.

Сірковуглець - безбарвна рідина, що частково розкладається на світлі. Пари сірковуглецю в 2,6 рази важче повітря. Надзвичайно токсичний. Великі концентрації діють на організм наркотично. При вдиханні спостерігаються головні болі, нудота, запаморочення, розлад чутливості, болю в гортані, легке сп'яніння, порушення подиху. Потерпілого необхідний свіже повітря, штучне дихання, вдихання кисню.

Феноли мають характерний запах, їхні розчини отруtnі і мають сильну антисептичну дію. При отруєнні фенолами спостерігаються головні болі, запаморочення, шум у вухах, пітливість, задишка, захриплість. При хронічних отруєннях фенолами спостерігається роздратування верхніх дихальних шляхів, нудота, блювота, безсоння. При наданні першої лікарської допомоги необхідні свіже повітря, зігрівання тіла.

Сірководень – безбарвний газ з характерним запахом тухлих яєць, важче повітря. Сірководень сильний відновлювач, дуже токсичний. З повітрям сірководень утворить вибухонебезпечну суміш у межах концентрації 4,3 – 46,0 %. При вдиханні повітря з великими концентраціями сірководню отруєння розвивається миттєво – з'являються судороги, людина непритомніє. При невеликих концентраціях спостерігається роздратування слизоватих оболонок

око, нежить, нудота, задишка, кашель, болі в груд, слабкість, запаморочення. При наданні першої лікарської допомоги потерпілого виносять на свіже повітря, роблять штучне дихання, дають вдихати кисень (хлор), зігрівають тіло.

Таблиця 5.1 - ПДК шкідливих речовин

Назва речовини	Величина ГДК мг/м ³	Клас небезпеки
Окис вуглецю	20	2
Фенол	0,3	2
Сирий бензол	1,5	2
Толуол	0,6	3
Ксилол	0,2	3
Сірковуглець	1	1
Нафталін	20	4
Сірководень	10	2

Різноманіття небезпечних і шкідливих виробничих факторів, особливості виникнення, прояви і впливи їх на працюючого вимагають постійного їхнього обліку, аналізу, всебічної оцінки при розробці організаційних заходів і виборі засобів захисту.

5.2. Заходи щодо поліпшення умов праці

Безпека праці людини у виробничих умовах визначається трьома факторами: безпека устаткування, виробничих і трудових процесів. З метою забезпечення безпечних умов праці проводиться ряд заходів:

-обов'язкова система перевірки герметичності працюючого устаткування;

-для кожного газового апарата, групи апаратів і ділянки газової магістралі повинен бути встановлений нормальний і гранично припустимий опір, при перевищенні якого їх необхідно відключати на ревізію, ремонт, чистку і т. д.;

-забороняється робити які-небудь роботи безпосередньо на ємностях під час перекачування легкозаймистих і токсичних продуктів;

-попереджувати безпосередній контакт працюючих з вихідними матеріалами, які шкідливу дію;

- своєчасне одержання інформації про виникнення небезпечних і шкідливих виробничих факторів на окремих технологічних операціях.

Для запобігання чи виникнення прояву небезпечних і шкідливих факторів, чи зменшення усунення їхнього впливу, чи скорочення локалізації небезпечної зони застосовують технічні засоби безпеки і виробничої санітарії. Їхньою складовою частиною є засоби захисту, що можуть бути індивідуальними, тобто призначеними для захисту одного працюючого, і колективними - для одночасного захисту двох і більш працюючих.

Необхідно чітко виділяти, обгороджувати чи обмежувати зону можливого впливу на людей джерела небезпеки. Для цієї мети, з урахуванням вимог ДСТУ 23407-2008 і ДСТУ 12.4.026-2006, варто більш широко використовувати сучасні сигнальні і захисні огороження, попереджувальні плакати і світлові табло, тупикові упори, що блокують системи і т.д.

Межі небезпечних зон поблизу яких рухаються частини і робочі органи машин визначаються відстанню в межах 5 м. Границі небезпечних зон, у межах яких можливе виникнення небезпеки в зв'язку з падінням предметів чи поразкою електричним струмом, установлюються згідно БН і П 111-4-90.

5.3 Протипожежна безпека

Основним у розробці профілактичних заходів щодо запобігання пожеж є прийняття проектних рішень, спрямованих на обмеження поширення пожеж і створення умов для їхнього успішного гасіння. З цією метою при проектуванні і будівництві будинків застосовують різні неспалені матеріали, матеріали з вогнестійкими покриттями, улаштовують протипожежні розриви і перешкоди. [14]

Відділення охолодження коксового газу є вибухонебезпечним та відноситься до категорії А протипожежних норм будівельного проектування промислових підприємств. Основними конструкціями будинків і споруджень коксохімічних підприємств є сталеві конструкції. З підвищенням температури міцність цих конструкцій зменшується. Так, у сталей марок Ст3 і Ст5 при температурі 500 °С несуча здатність - знижується більш ніж на 45%. Для збільшення вогнестійкості сталевих конструкцій їх облицьовують штукатуркою, цеглою і різними плитами (керамзитобетонними, керамічними, азбоцементними).

Для забезпечення пожежної безпеки підприємства в цілому, цехів, установок, складів у процесі експлуатації розробляються протипожежні інструкції, що узгоджуються з пожежною охороною, затверджуються керівником підприємства і вивішуються на видних місцях. Протипожежні інструкції повинні передбачати спеціальні заходи для окремих виробництв і відділень, недотримання яких може викликати вибух чи пожежу; порядок і норми збереження пожежонебезпечних речовин і матеріалів у цехах, складах, коморах; місця, де забороняється застосування відкритого вогню і паління, а також, де паління дозволене.

На території коксохімічних підприємств повинен забезпечуватися зручний зв'язок між об'єктами і пожежним депо. Усі дороги необхідно містити в справності і не захламлювати предметами і транспортом, що перешкоджають вільному проїзду пожежних машин. Усяке тимчасове закриття пожежних проїздів у зв'язку з проведеними на заводі роботами повинне бути погоджене з пожежною охороною.

Крім транспортного повідомлення, кожен виробничий і адміністративно-побутовий об'єкт підприємства повинний бути забезпечений надійними засобами повідомлення про пожежу в його початковій стадії. В усіх випадках виникнення пожежі на підприємстві чи появи гару й інших ознак горіння обслуговуючий персонал цеху чи установки зобов'язаний вжити заходи для ліквідації вогнища горіння, використовуючи наявні засоби пожежогасіння, і по встановленому зв'язку викликати пожежну команду.

До електричної пожежної сигналізації відносять сповіщувачі, що подають (автоматично чи ручним включенням) сигнал про пожежу, приймальню станцію, що одержує сигнали про пожежу від сповіщувачі і мережі, що з'єднують прийомну станцію зі сповіщувачами, мережа може бути шлейфовий, коли сповіщувачі з'єднані з прийомною станцією проводами по кільцевій системі, і променевий, якщо вони з'єднані проводами по радіальній системі.

Автоматичні пожежні сповіщувачі в залежності від імпульсу спрацьовування бувають димові, реагуючі на появу диму; теплові, реагуючі на підвищення температури повітря навколишнього середовища; світлові, реагуючі на появу і випромінювання полум'я; комбіновані, реагуючі на тепло і дим.

Для швидкого припинення горіння при пожежах необхідно виконати дві основних вимоги: припинити доступ повітря (кисню) у зону горіння, тому що горіння можливе при змісті кисню в повітрі не менш 14%; остудити зону горіння нижче температури самозапалювання, тоді процес горіння припиняється навіть при наявності достатнього доступу повітря. Припинення реакції горіння досягається шляхом механічного, фізичного чи хімічного впливу,

Вогнегасні засоби можуть бути рідкі (вода, розчини солей), газоподібні (водяники пари, газоподібна вуглекислота), пінообразні, тверді (суха земля, пісок, тверда вуглекислота, що виділяє вогнегасні гази). Найбільш розповсюдженим засобом боротьби з вогнем є вода, що застосовується для гасіння більшості пожеж. Воду використовують для гасіння твердих, рідких і газоподібних палих речовин.

Виключення складають ті речовини, що, вступаючи в реакцію з водою, сприяють розвитку пожежі. Наприклад, карбід кальцію виділяє ацетилен, що горить і може стати причиною вибуху.

Для посилення вогнегасних властивостей води до неї додають кислотно-лужний порошок. У цьому випадку утвориться хімічна піна, при введенні якої в зону вогню виникає хмара інертного газу, що перешкоджає доступу кисню в сферу вогню. Хімічну піну застосовують для гасіння всіх нафтопродуктів (з температурою спалаху до 45°C) і твердих палих речовин. При гасінні нафтопродуктів з температурою спалаху більш 45°C застосовують повітряно-механічну піну, що одержують шляхом перемішування у воді спеціального піноутворювача і повітря.

Пожежі електроустаткування, легкозаймистих і палих рідин, хімічних речовин, при взаємодії яких з водою утворюються шкідливі чи посилюючі процес горіння з'єднання, ліквідують застосуванням твердих і газоподібних речовин.

Широко застосовують для гасіння пожежі вуглекислий газ (CO_2). При випуску з балона під тиском 5,8 МПа (58 ат) при $+20^{\circ}\text{C}$ вуглекислота розширюється в 500 разів, і утворює туманоподібну масу, подібну сніжної. Потрапляючи на палаючі речовини, вуглекислота випаровується, поглинаючи теплоту, і тим самим знижує температуру горіння. Вуглекислота не електропровідна і добре проникає в сховані простори. Застосовують її для гасіння електроустановок, що знаходяться під напругою, і різного устаткування.

Невеликі ділянки загоряння засинають піском чи накривають покривалом із тканини. Для гасіння палих рідин з температурою спалаху пара вище 60°C в резервуарах великого обсягу застосовують стиснене повітря.

ВИСНОВКИ

Розглянуто та проаналізовано основні схеми уловлення коксового газу. Представлені параметри та склад коксового газу для проведення процесу охолодження. Проаналізовано основні конструкції первинних газових холодильників. Виявлені переваги та недоліки основних конструкцій, о застосовуються на коксохімічних підприємствах.

Проведено аналіз роботи ПГХ методом «Дерева відмов».

Розроблено математичну модель передачі тепла від коксового газу до охолоджувальної рідини на етапі експлуатації, яка більш точно відображає фізичну суть явищ. Виявлено, що після трьох років експлуатації ПГХ через експлуатаційні процеси, як утворення нафталінові відкладення та солі жорсткості на поверхні труб. Що істотно зменшує кількість переданого тепла: з 32 МВт до 16,5 МВт.

Виведена ймовірнісна модель механічних напружень, що виникають в трубах ПГХ при експлуатації. Встановлено, що із збільшенням терміну експлуатації математичне очікування і дисперсія механічних напружень зростають. Дана методика розрахунку дозволяє із заданою ймовірністю визначити значення діючих напружень в заданий момент часу при найбільш несприятливих комбінаціях діючих факторів.

Отримана математична модель оцінки залишкового ресурсу безпечної роботи газопроводу, який знаходиться під розрідженням, По розрахунку термін експлуатації газопроводу 10 місяців.

Розроблено рекомендації щодо підвищення ефективності роботи первісних газових холодильників. Проаналізовано вплив складу технічної води, о подається на охолодження. Запропоновано конструктивне рішення у вигляді використання спіралеподібних труб та схеми розташування додаткового охолодження

газопроводів. Сумарний ефект складає від 7,4 до 20% збільшення поверхні теплопередачі.

У розділі охорона праці були розглянуті шкідливі і небезпечні чинники виробництва, заходи щодо поліпшення умов праці.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Справочник коксохимика. В 6-ти томах. Том 3. Улавливание и переработка продуктов коксования / Под ред. Е.Т. Ковалева.- Харьков. Издательский Дом «Инжек» - 2009.- 432с.
2. Оборудование коксохимических заводов: Учеб. пособие для техникумов / Ткачев В.С., Остапенко М. А. М.: Metallurgy, 1983. – 360 с.
3. Остапенко М.А. Технологічне обладнання хімічних цехів коксохімічних заводів: Навч посібн. Для вищих навчальних закладів / М.А. Остапенко. – Донецк : ДонНТУ, 2011. – 166 с.
4. Правила технічної експлуатації коксохімічних підприємств. – Харків: Гипрококс, 2018. – 309 с.
5. Основные процессы и аппараты химических технологий / Под ред. Ю.И. Дытнерского. – М.: Химия, 1995. – 494 с.
6. Коробчанский И.Е., Кузнецов М.Д. Расчет аппаратуры для улавливания химических продуктов коксования. – М.: Metallurgy, 1972. – 296 с.
7. Гребенюк А. Ф., Збыковский А. И. Расчеты процессов коксового производства / Пособие по проектированию. – Донецк: Норд-Пресс, 2008.– 322 с.
8. Мікульонок І.О. Механічні, гідромеханічні й масообмінні процеси та обладнання хімічної технології. Навч. Посіб. -К.: ІВЦ «Політехніка» 2002.-304 с.
9. Йоффе И. Л. Проектирование процессов и аппаратов химической технологии. - Л.: Химия, 1991. – 352 с.
10. Седуш В.Я. Надежность, ремонт и монтаж металлургических машин. – К.: Вища школа, 1976. – 228 с.

11. Парфенюк А.С., Алексеева О.Е., Власов Г.А. Методические указания к выполнению расчетной работы по дисциплине «Надежность технического оборудования». – Донецк: ДонНТУ, 2005. – 32 с.
12. Капур К., Ламберсон Л. Надежность и проектирование систем / перевод с англ. под ред. Ушакова И.А. М.: Мир – 1980. –605 с.
13. Контроль неразрушающий. Трубы металлические бесшовные цилиндрические. Методы ультразвуковой дефектоскопии: ГОСТ 17410-78. [Действующий с 1980-01-01]. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1980. [Электронный ресурс]. — Режим доступа к сайту: <http://vsegost.com/Catalog/32/32119.shtml>
14. Золотарев И.В., Ларионов В.В., Барков В.И., Янковская Э.В./ Водно-химический режим оборотного цикла водоснабжения КХП/ Угলেখимический журнал 2007 №5.- с 76-79
15. Пастернак А.А., Скрипченко Н.П. Белонощенко В.П. / Пути повышения эффективности первичного охлаждения коксового газа на ПАО «АКХЗ»/ Угলেখимический журнал 2015 №2.- с 26-30
16. Андриенко Н.П., Охрана труда в коксохимическом производстве, К.: Техника, 1988. – 176с.

ДОДАТОК А

Перелік зауважень нормоконтролера
до кваліфікаційної роботи магістра
студента групи ТПМм-21 Моргунова В.А.

Позначення документа	Документ	Условна помітка	Зміст зауваження

Дата _____

Керівник

Нормоконтролер

Зав. кафедрою ХТХМ

Трет'яков П.В.
(ПІБ)

(ПІБ)

Збиковський Є.І.
(ПІБ)

Додаток Б – Заключение з ультразвукового контролю якості товщини стінки газопровода ПГХ

Заключение №179/09-А **по ультразвуковому контролю качества** **толщины стенок ПГХ №5** **(ОАО Авдеевский КХЗ)** **Цех Улавливания №1**

Объект контроля: ПГХ №5 инв.№010358
Принадлежит: ОАО Авдеевский КХЗ
Дата проведения контроля: 04.12.09.

Контроль произведен согласно:

- ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Методы ультразвуковые»
- РД РОСЭК-006-97 «Конструкции металлические. Толщинометрия ультразвуковая. Основные положения».

Методика контроля: инструкция к толщиномеру.

Измерения производились:

Толщиномером УТ-93П зав. № 2145 с фиксацией минимального значения измеренной толщины стенки
Свидетельство о поверке №86 по 21.01.2010г преобразователь П112-10-4х4-6-003, зав №26 2000
Меры толщины ультразвуковые в количестве 2 шт., зав № 5233, свидетельство о поверке №88 по 21.01.2010г
Инструкции и приспособления: штангенциркуль, рулетка, лупа 6-х, линейка.
Распечатка значений приведена в таблице.
Участки контроля: представлены на схеме проведения неразрушающего контроля.

Местонахождение	Описание обнаруженных дефектов (расположение, условные размеры, предполагаемый характер)	Местонахождение	Описание обнаруженных дефектов (расположение, условные размеры, предполагаемый характер)
1	2	1	2
1	Участок-1 5,3	26	5,6
2	4,8	27	0 (свищ)
3	5,2	28	0 (свищ)
4	4,4	29	0 (свищ)
5	4,7	30	0 (свищ)
6	5,2	31	0 (свищ)
7	6,0	32	Участок-2 5,0
8	5,7	33	5,1
9	0 (свищ)	34	4,5
10	0 (свищ)	35	4,7
11	6,7	36	4,2
12	4,2	37	4,1
13	5,6	38	4,3
14	4,0	39	0 (свищ)
15	4,4	40	5,0
16	4,5	41	0 (свищ)
17	5,6	42	5,4
18	5,7	43	5,1
19	5,5	44	4,6
20	4,5	45	4,2
21	5,3	46	4,3
22	5,4	47	4,7
23	0 (свищ)	48	4,5
24	5,6	49	4,8
25	4,7	50	4,7

1	2	3	4
51	4,7	71	0 (свищ)
52	5,7	72	5,3
53	4,5	73	5,2
54	4,9	74	5,2
55	5,0	75	0 (свищ)
56	4,7	76	5,1
57	4,6	77	5,0
58	4,3	78	5,7
59	4,4	79	5,6
60	4,0	80	5,4
61	4,2	81	0 (свищ)
62	0 (свищ)	82	5,0
63	4,1	83	5,2
64	5,2	84	4,3
65	5,7	85	5,6
66	5,6	86	5,1
67	5,1	87	4,2
68	5,1	88	4,3
69	5,0	89	4,2
70	0 (свищ)	90	0 (свищ)

Примечание:

Корпус ПГХ №5, подвержен коррозионному износу.

Контроль произвели:

Спец. II уровня УТ уд. №14455

Спец. II уровня УТ уд. №13512



Тупикин Е.В./

/Протопопов А.А./