

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 обладнання для підігріву газу»

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

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

Дмитро ПАВЛОВСЬКИЙ

(прізвище та ініціали)

(підпис)

Керівник доц., к.т.н. Андрій ТОПОРОВ

(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 за-позичень 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

Дмитру ПАВЛОВСЬКОМУ

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: «Підвищення ефективності обладнання для підігріву газу»

керівник роботи Андрій ТОПОРОВ, 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 газоподігрівач коксової батареї

3. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) аналіз проблеми ефективності роботи газоподігрівача коксової батареї, виявлення негативних наслідків недостатньої роботи, розрахунок теплообмінного обладнання та математичне моделювання роботи газоподігрівача, дослідження математичної моделі ефективності роботи, розробка заходів для підвищення ефективності роботи газоподігрівача.

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

5. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Андрій ТОПОРОВ	23.09.2022	23.09.2022
2	Андрій ТОПОРОВ	23.09.2022	23.09.2022
3	Андрій ТОПОРОВ	23.09.2022	23.09.2022
4	Андрій ТОПОРОВ	23.09.2022	23.09.2022
5	Андрій ТОПОРОВ	23.09.2022	23.09.2022
6	Андрій ТОПОРОВ	23.09.2022	23.09.2022

6. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Опис будови та роботи коксової батареї, газопроводів та газопідвідного обладнання (Розділ 1)	28.10.2022	Виконано
2	Опис роботи обладнання для нагріву зворотнього коксового газу та негативних наслідків недостатньої його роботи (Розділ 1)	11.11.2022	Виконано
3	Класифікація промислових теплообмінників (Розділ 2)	18.11.2022	Виконано
4	Опис діагностики обладнання працюючого під тиском та розрахунок трубної секції (Розділ 3)	18.11.2022	Виконано
5	Математичне моделювання (Розділ 4)	25.11.2022	Виконано
6	Зрівняльний аналіз роботи теплообмінного облпднання (Розділ 5)	09.12.2022	Виконано
7	Охорона праці (Розділ 6)	12.12.2022	Виконано
8	Підготовка презентації	16.12.2022	Виконано
9	Оформлення пояснювальної записки	23.12.2022	Виконано

Студент _____ Дмитро ПАВЛОВСЬКИЙ
(підпис) (прізвище та ініціали)Керівник роботи _____ Андрій ТОПОРОВ
(підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Павловський Д.В. підвищення ефективності обладнання для підігріву газу/випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня «магістр» за спеціальністю 133 Галузеве машинобудування (спеціалізація «техніка переробки сированих матеріалів»). – ДВНЗ ДонНТУ, Покровськ, 2022.

Однією з актуальних проблем теперешнього часу стає підвищення ефективності роботи енерговитратного обладнання. В роботі проаналізовано види теплообмінного обладнання, проаналізовано роботу обладнання при знижених параметрах енергоресурсів підприємства. На основі проаналізованої літератури до теми магістерської роботи, виконано опис обладнання для підігріву газу.

Актуальність теми полягає в необхідності розрахунку обладнання нагріву коксового газу за умовами низьких параметрів енергетичних ресурсів

Об'єкт дослідження: обладнання нагріву коксового газу

Предмет дослідження: підвищення ефективності обладнання підігріву коксового газу

Мета роботи: обґрунтування розрахунку обладнання для підвищення його ефективності.

Методи дослідження – на основі аналізу теплообмінного обладнання та технології нагріву коксового газу розрахувати найбільш ефективне теплообмінне обладнання

Рекомендовані технічні рішення по забезпеченню більш ефективного теплообмінного обладнання

ГАЗОПІДГРІВАЧ.ТЕПЛООБМІННИК. ГАЗОПРОВОДИ, КОКСОВА БАТАРЕЯ, ГАЗОПІДВІДНА АРМАТУРА, КОКСОВИЙ ГАЗ, ПАР

ANOTATION

Pavlovsky D.V. increasing the efficiency of gas heating equipment/graduation qualification work for obtaining a master's degree in the specialty 133 Industrial mechanical engineering (specialization "techniques for processing sulfurized materials"). – DVNZ DonNTU, Pokrovsk, 2022.

One of the urgent problems of the present time is increasing the efficiency of energy-consuming equipment. The work analyzed the types of heat exchange equipment, analyzed the cooling operation at reduced parameters of the enterprise's energy resources. On the basis of the analyzed literature on the topic of the master's thesis, a description of the gas heating equipment was made.

The relevance of the topic lies in the need to calculate coke gas heating equipment under the conditions of low parameters of energy resources

Research object: coke gas heating equipment

Research subject: improving the efficiency of coke gas heating equipment

The purpose of the work: substantiating the calculation of the equipment to increase its efficiency.

Research methods - based on the analysis of heat exchange equipment and coke gas heating technology, calculate the most effective heat exchange equipment

Recommended technical solutions for providing more efficient heat exchange equipment.

GAS HEATER. HEAT EXCHANGER. GAS PIPES, COKE BATTERY, GAS FITTING, COKE GAS, STEAM

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	7
ВСТУП	8
1. ОПИС БУДОВИ ТА РОБОТИ КОКСОВОЇ БАТАРЕЇ.....	9
1.1 ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНОЇ СХЕМИ ГАЗОПРОВІДІВ КОКСОВОЇ БАТАРЕЇ	11
1.2 СХЕМА РОЗТАШУВАННЯ ГАЗОПІДГРІВАЧА, ЗАСУВОК ТА РОЗПОДІЛЬЧИХ ГАЗОПРОВІДІВ	13
1.3 ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ОБІГРІВУ КОКСОВОЇ БАТАРЕЇ	16
1.4 ОПИС РОБОТИ ТЕПЛООБМІННИКА	26
1.5 ОПИС НЕГАТИВНИХ ФАКТОРІВ НЕДОСТАТНЬОЇ РОБОТИ ГАЗОПІДГРІВАЧА	27
2. ВИДИ ТЕПЛООБМІННИКІВ.....	35
2.1 ПОРІВНЯЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛООБМІННИХ АПАРАТІВ .	48
2.2 РОЗРАХУНОК ТЕПЛООБМІННИХ АПАРАТІВ.....	50
2.2 РОЗРАХУНОК ТЕПЛООБМІННИХ АПАРАТІВ.....	50
3. ДІАГНОСТИКА ТА РОЗРАХУНОК ТЕПЛООБМІННОГО ОБЛАДНАННЯ...	52
3.1 ДІАГНОСТИКА АПАРАТІВ ПРАЦЮЮЧИХ ПІД ТИСКОМ	52
3.2 РОЗРАХУНОК ТРУБНОЇ СЕКЦІЇ.....	60
4. МОДЕЛЮВАННЯ РУХУ ПОТОКУ ГАЗУ ТА ПЕРЕДАЧІ ТЕПЛА У ТЕПЛООБМІННИКУ З ВИКОРИСТАННЯМ ANSYS.....	70
4.1 СТАВЛЕННЯ ГЕОМЕТРІЇ В ANSYS DESIGNMODELER.....	74
4.2 СТВОРЕННЯ MESH ДЛЯ РОЗРАХУНКУ В ANSYS	78
4.3 РОЗРАХУНОК НЕОБХІДНИХ ПАРАМЕТРІВ ДЛЯ МОДЕЛЮВАННЯ В ANSYS	85
4.4 РОЗРАХУНОК МОДЕЛЮВАННЯ РУХУ ПОТОКУ ГАЗУ ТА ПЕРЕДАЧІ ТЕПЛА У ТЕПЛООБМІННИКУ	86
5. ЗРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ТРУБНИХ СЕКЦІЙ	90
6. ОХОРОНА ПРАЦІ	99
6.1 ОБЛАДНАННЯ ПРАЦЮЮЧЕ ПІД ТИСКОМ.....	99
6.2 ОХОРОНА ПРАЦІ В ГАЗОВОМУ ГОСПОДАРСТІ КОКСОХІМІЧНИХ ТА МЕТАЛУРГІЙНИХ ПІДПРИЄМСТВ	102
ВИСНОВКИ.....	105
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	106

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ, СИМВОЛІВ І СПЕЦІАЛЬНИХ ТЕРМІНІВ

г/м³ - одиниця виміру речовини «грам на метр кубічний»

мм.в.ст – одиниця виміру тиску «міліметрів водяного стовпчика»

°С - одиниця виміру температури «градусів Цельсія»

МПа – одиниця виміру тиску «МегаПаскаль»

Бар- одиниця вимірювання тиску

°-одиниця вимірювання плоского кута «Градусів»

м-одиниця вимірювання довжини «метрів»

м²- одиниця вимірювання площі «метрів квадратних»

мм – одиниця вимірювання відстані(довжини, товщини тощо.) «міліметрів»

т/Г – одиниця виміру витрати «тон на годину»

м/сек-одиниця вимірювання швидкості «метрів в секунду»

сек- одиниця вимірювання часу «секунд»

хв-одиниця вимірювання часу «хвилин»

год-одиниця вимірювання часу «годин»

ст-одиниця вимірювання часу «століття»

F-площа поверхні теплообміну «м²»

ВСТУП

У зв'язку з нестабільною сировинною базою вугілля необхідного для виробництва коксохімічної продукції та ускладнення логістики збуту готової продукції на підприємствах виникає необхідність зниження об'єму виробництва коксохімічної продукції, що в свою чергу приводить до зниження виробництва коксового газу необхідного для виробництва пари теплоенергетичним цехом підприємства.

Промислова очистка зворотнього коксового газу є одним з найважливіших питань стабільної роботи коксової батареї, яке безпосередньо впливає на довговічність роботи коксової батареї за рахунок відсутності руйнування вогнетривної кладки камер коксування та погіршення обігріву по висоті та довжині обігрівальних простінків. Нестабільна робота теплообмінного обладнання коксової батареї приводить до відкладань конденсату та домішок нафталіну на обладнанні газопроводів та арматурі газопідвідного обладнання, які в свою чергу прискорюють деградаційні процеси протікаючі в обладнанні в процесі експлуатації.

У роботі проведено аналіз роботи теплообмінного обладнання та пошук можливих шляхів підвищення ефективності роботи обладнання для нагріву зворотнього (очищеного) коксового газу коксової батареї до необхідних температур.

1. ОПИС БУДОВИ ТА РОБОТИ КОКСОВОЇ БАТАРЕЇ

Коксова батарея — група коксових печей, які працюють в єдиному технологічному режимі та об'єднані спільними фундаментами, інфраструктурою для підведення та відведення опалювальних газів та повітря, а також відведення продуктів згоряння та коксування. Використовується для промислового виробництва коксу.

Основними конструктивними елементами коксової батареї є коксові печі, фундаментні плити, борова, димова труба, робочі майданчики. Батарея будується на залізобетонній основі — фундаментній плиті. Розрізняють нижню плиту, на якій розміщені канали для відведення продуктів згоряння — борова та верхню, на якій розташована вогнестійка кладка коксових печей. Борова з'єднуються з димовою трубою. По фронту батарея з обох боків обмежена підпорними стінками — контрфорсами, які будуються із залізобетону. З одного боку коксова батарея обладнана пристроєм, що рухається вдовж неї та виштовхує кокс з кожної печі після проходження циклу коксування. Цей бік батареї називають машинною. Іншу сторону, на яку виштовхується кокс, називають коксовою. Готовий кокс виштовхується у вагони, які подаються під батарею, а потім охолоджується водою чи інертними газами.

Коксова піч — технологічний агрегат, в якому здійснюється коксування кам'яного вугілля. Перші коксові печі (так звані стійлові) стали застосовувати на початку 19 ст. Вони склалися з цегляних стінок висотою до 1,5 м і довжиною до 15 м, розташованих один від одного на відстані 2-2,5 м. Завантажене в простір між стінками вугілля покривали зверху і з торців землею і підпалювали. Коксування тривало 8-10 днів. У 30-х роках. 19 ст. з'явилися вуличні печі, в яких коксування протікало в закритих куполоподібних камерах з невеликим доступом повітря. У середині 19 ст. набули поширення полум'яні коксові печі із зовнішнім обігрівом. Вугільну шихту завантажували у викладені з вогнетривкої цегли камери, розділені обігрівальними простінками з вертикальними каналами, в яких спалювався коксовий газ.

Важливим етапом стало створення в 80-х роках 19 століття коксові печі з уловлюванням хімічних продуктів із коксового газу. У цих печах камери коксування були відокремлені від опалювальних простінків.

Сучасні коксові печі за способом завантаження вугільної шихти та видачі коксу поділяють на горизонтальні та вертикальні.

Найбільш поширені горизонтальні коксові печі періодичної дії. Такі коксові печі складаються з камери коксування, обігрівальних простінків, розташованих по обидва боки камери, регенераторів. На верху камери коксування передбачені завантажувальні люки, з торців камера закрита дверима, що знімається. Довжина камер досягає 13-16 м, висота 4-7 м, ширина 0,4-0,5 м. Обігрів камер здійснюється за рахунок спалювання у вертикальних каналах простінків коксового, доменного або ін. пального газу. Період коксування одного вугільного завантаження залежить від ширини камери і температури в обігрівальних каналах і становить зазвичай 13-18 год. По закінченні коксування розжарений кокс виштовхують з камери через дверні прорізи коксовиштовхувачем і гасять. Для компактності коксового цеху та кращого використання тепла коксові печі об'єднують у батареї (по 61-77 коксових печей у кожній) із загальними для всіх печей системами підведення опалювального газу, подачі вугілля, відведення коксового газу

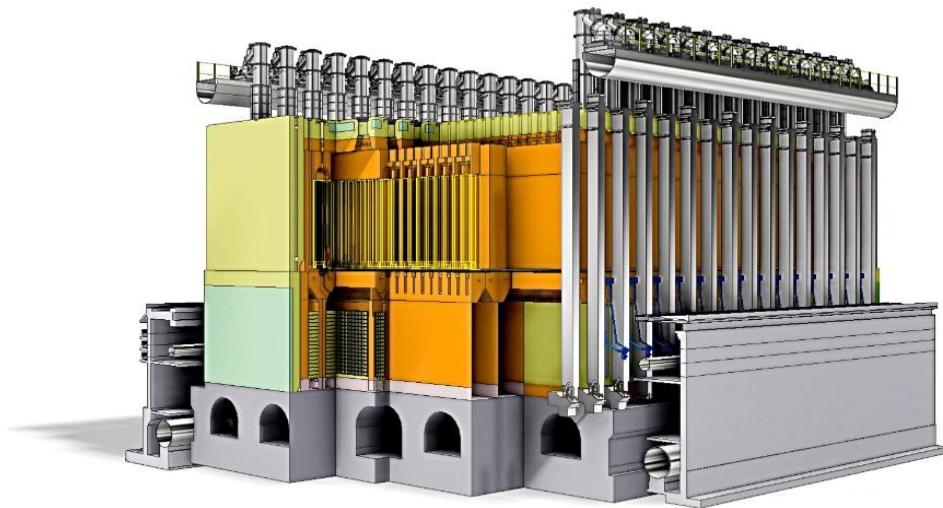


Рисунок 1 «Електронна модель коксової батареї»

1.1 ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНОЇ СХЕМИ ГАЗОПРОВОДІВ КОКСОВОЇ БАТАРЕЇ

Долговічність роботи газопідвідного обладнання коксової батареї багато в чому залежить від наявності «сухого» зворотнього коксового газу, в якому максимально відсутні домішки нафталіну та газового конденсату.

Для обігріву коксових печей застосовується зворотний коксовий газ. Зворотний коксовий газ повинен містити нафталіну та смоли не більше $0,3 \text{ г/нм}^3$, при цьому тиск газу в газопроводі зворотного коксового газу має бути не менше 450 мм.в.ст.

Зворотний (очищений) коксовий газ підводиться до кожної батареї окремим газопроводом від міжцехових комунікацій до проміжного майданчика біля вугільної вежі. На загальному підведенні встановлюється засувка, що відключає подачу зворотнього коксового газу. Конструкція газопроводу в межах батареї залежить від компонування коксового блоку та конструкції печей. Приклад технологічної схеми зображен на Рисунку 1.1

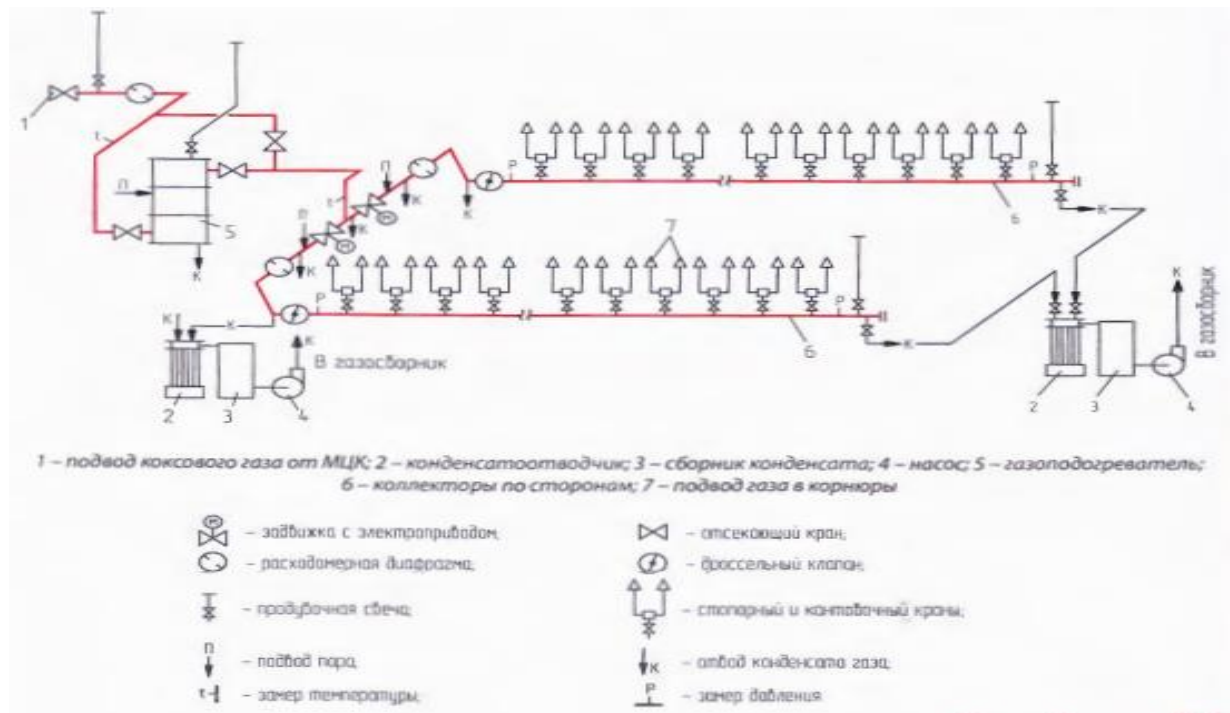


Рисунок 1.1 «Технологічна схема газопроводів коксової батареї»

Після газопроводів міжцехових комунікацій зворотній коксовий газ через засувки подається в теплообмінник (газопідігрівач), після газопідігрівача нагрітий коксовий газ потрапляє в розподільчі газопроводи. Проходячи через калібровані витратомірні шайби та дросельні засувки, які розташовані на газопроводах машинної та коксової сторони газ з розподільчого газопроводу через пробковий (стопорний) кран потрапляє в реверсивний (кантівний) кран, після нього через хрестовини та калібровані діафрагми з циліндрами зворотній коксовий газ подається (при боковому підводі газу) в металеві рукава, клапани обезграфування, стоячки, тройники, чугунні вкладиші та корнюри. Схема подачі зворотнього коксового газу зображена на Рисунку 1.2

СХЕМА ПОДАЧІ ЗВОРОТНЬОГО КОКСОВОГО ГАЗУ НА ОБІГРІВ КОКСОВОЇ БАТАРЕЇ



Рисунок 1.2 «Схема подачі зворотнього коксового газу на обігрів коксової батареї»

1.2 СХЕМА РОЗТАШУВАННЯ ГАЗОПІДІГРІВАЧА, ЗАСУВОК ТА РОЗПОДІЛЬЧИХ ГАЗОПРОВОДІВ

До обладнання газового господарства також відносять засувки встановлені на міжцехових та розподільчих газопроводах зворотнього коксового газу, в технологічній схемі газопроводу зворотнього коксового газу коксової батареї встановлена байпасна лінія подачі зворотнього коксового газу повз газоподігрівач для наявності можливості проведення ремонтних робіт. Також після газоподігрівача на розподільчих газопроводах розташовані калібровані витратомірні шайби постійного перетину з машинної та коксової сторони для визначення витрат зворотнього коксового газу на обігрів коксової батареї.

Тиск в розподільчих газопроводах виставляється за допомогою регулювальних дросельних засувок з електричним та ручним виконуючими механізмами. Регулювання тиску зворотнього коксового газу виконується за допомогою автоматики (приборів) розташованих в операторній коксової батареї, які підтримують заданий технологічний режим обігріву.

Згідно правил газового господарства підприємств чорної металургії коксові батареї обладнані автоматикою припинення обігріву коксової батареї, при зменшенні тиску зворотнього коксового газу в розподільчих газопроводах нижче ніж 50 мм.в.ст.

На Рисунку 1.3 приведена схема розташування газопроводів, газоподігрівача та засувок газопроводів зворотнього коксового газу коксової батареї в газовому тунелі

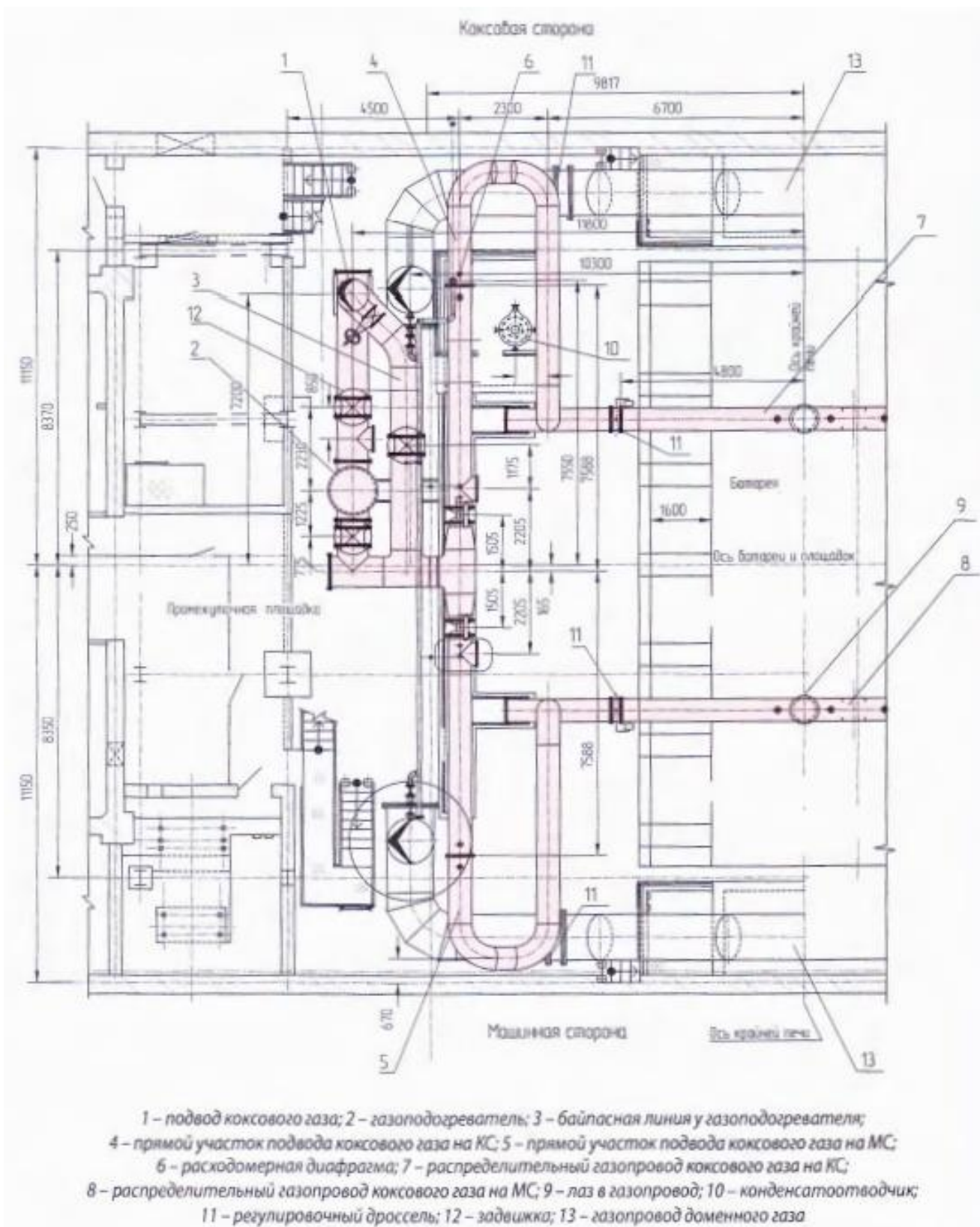


Рисунок 1.3 «Схема розташування газопроводів, газоподігрівача та засувок газопроводів зворотнього коксового газу коксової батареї в газовому тунелі»

Для відведення газового конденсату з газопідігрівача та розподільчих газопроводів зворотнього коксового газу у газовому тунелі встановлений конденсатовідвідник (Рисунок 1.4)

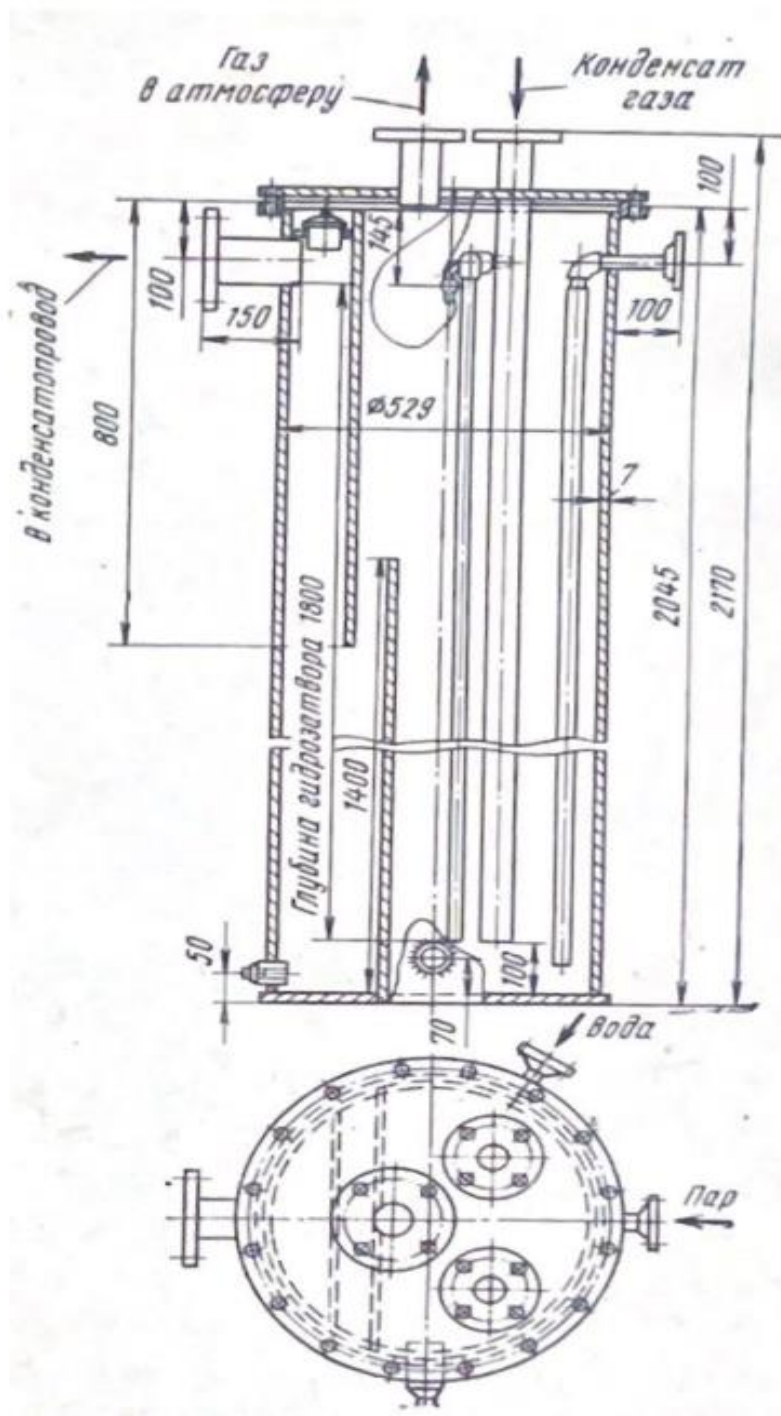


Рисунок 1.4 «Конденсатовідвідник»

1.3 ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ОБІГРІВУ КОКСОВОЇ БАТАРЕЇ

Коксовий газ перед подачею на обігрів підігрівається до заданої температури ($60-70^{\circ}\text{C}$) у трубчастому теплообміннику, встановленому в газовому тунелі (для старих проектів конструкції коксових батарей). Підігрів газу необхідний з метою стабілізації режиму обігріву камер коксування та виключення відкладення нафталіну та конденсату у розподільчих газопроводах та газопідвідної арматурі обігріву коксових печей.

Досягнення заданої температури коксового газу досягається шляхом нагрівання вставки трубчастого теплообмінника, розташованого в середній частині апарату парою під тиском від $0,4-0,6$ МПа. Конструкція газопідігрівача зображена на Рисунку 1.5

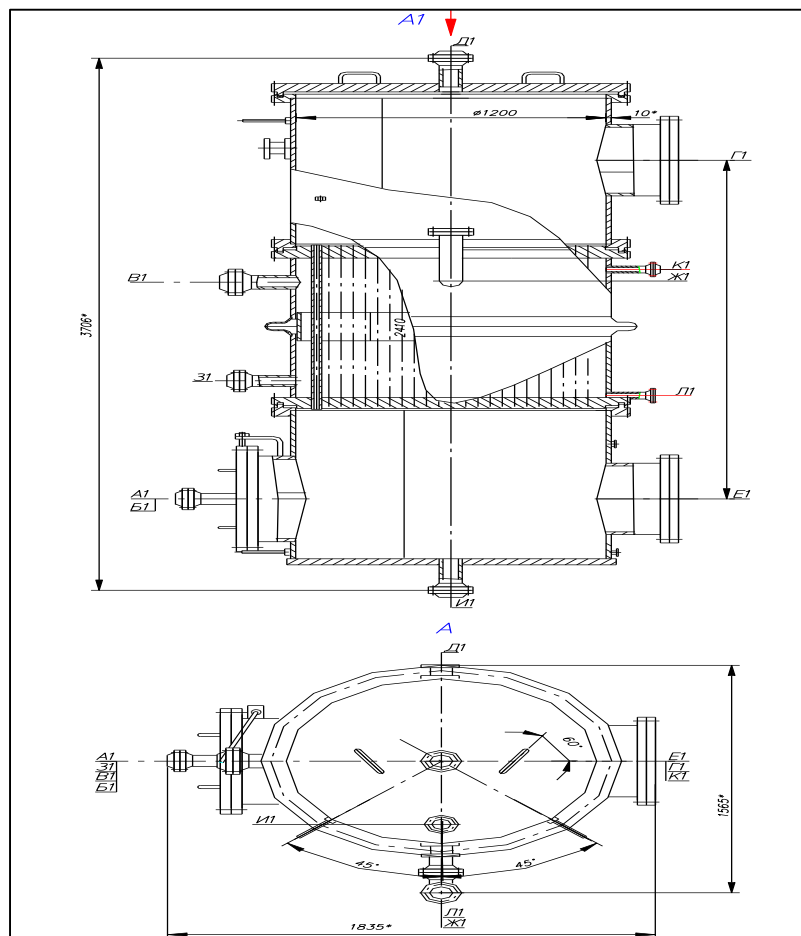


Рисунок 1.5 «Газопідігрівач коксової батареї»

Крім розподільчих газопроводів машинної та коксової сторони, в яких в процесі експлуатації можуть утворюватися відкладання нафталіну, до елементів газопідвідної арматури, котрі, в свою чергу, безпосередньо впливають на довговічність роботи та сохраннысть вогнетривкої кладки та елементів армування камер коксування за рахунок якісного обігріву обогріваючих простінків на безперебійну роботи обладнання на пряму впливає роботооспособність трубчатого теплообмінного обладнання коксової батареї. На рисунку 1.6 приведена електронна модель газопідвідної арматури

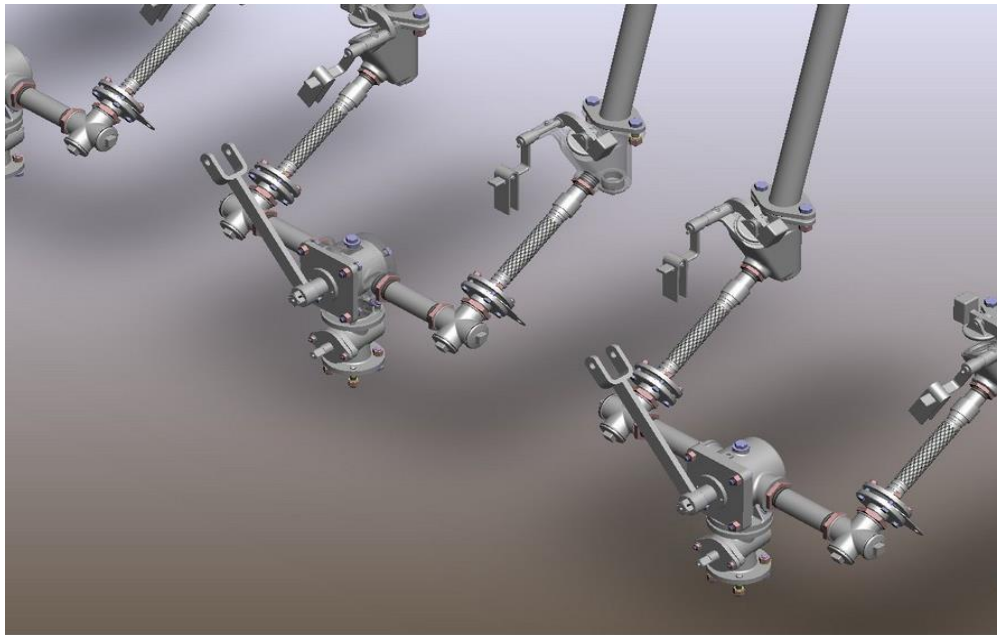


Рисунок 1.6 «Електронна модель газопідвідної арматури коксової батареї»

До газопідвідного обладнання відносять:

- Стопорні (пробкові) крани (Рисунок 1.7)

Стопорний кран служить для повного відключення арматури опалення від газопроводу коксового газу у разі зупинки обігріву обогріваючого простінка, ремонту реверсивного (кантівного) крана або необхідності чищення трубок арматури опалення. Повне відключення надходження газу настає при повороті пробки на 90° від відкритого положення прохідного вікна пробки.

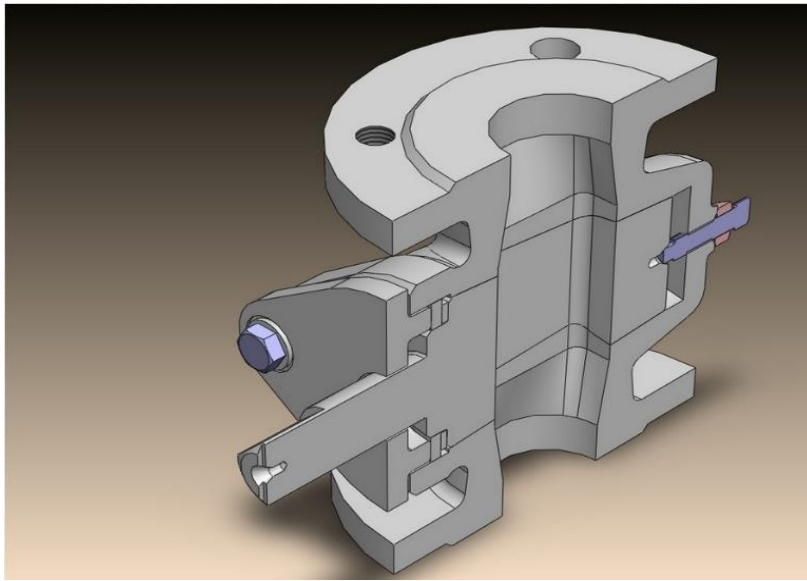


Рисунок 1.7 «Електронна модель стопорного (пробкового) крану»

- Реверсивні (кантівні) крани (Рисунок 1.8)

Реверсивний (кантіваний) кран. Призначений для періодичної подачі опалювального газу в газопідвідні канали печей. Всередині крана знаходиться конусна пробка із прохідним вікном. Корпус має вхідний отвір із фланцем для з'єднання з фланцем стопорного крана. У верхній частині корпусу є вихідний отвір з різьбою для з'єднання з хрестовинами

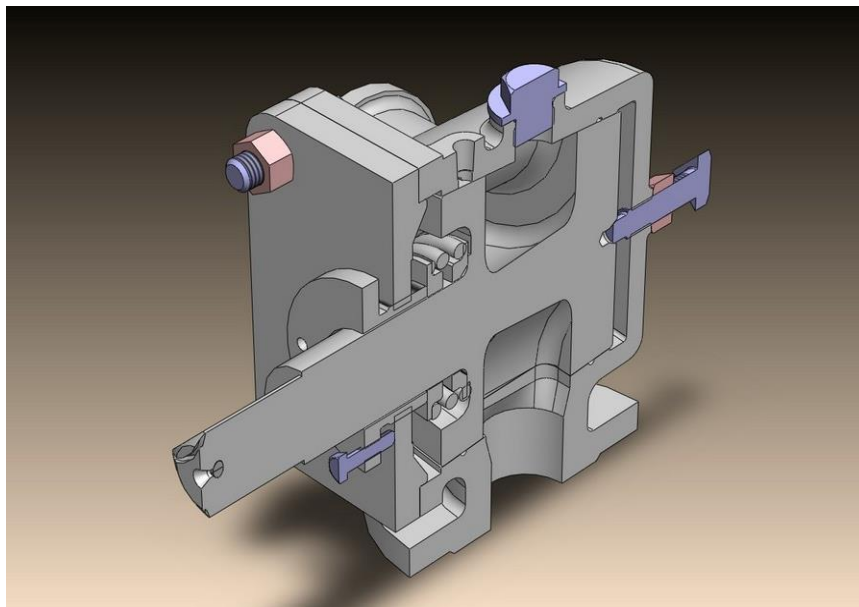


Рисунок 1.8 «Електронна модель реверсивного (кантівного) крану»

- Калібрувальні діафрагми постійного перерізу (Рисунок 1.9)

Калібрувальна діафрагма постійного перерізу необхідна для регулювання кількості подачі газу в обігрівальний простінок. Регулювання виконується шляхом встановлення в діафрагму регулювальних циліндрів різного діаметру.

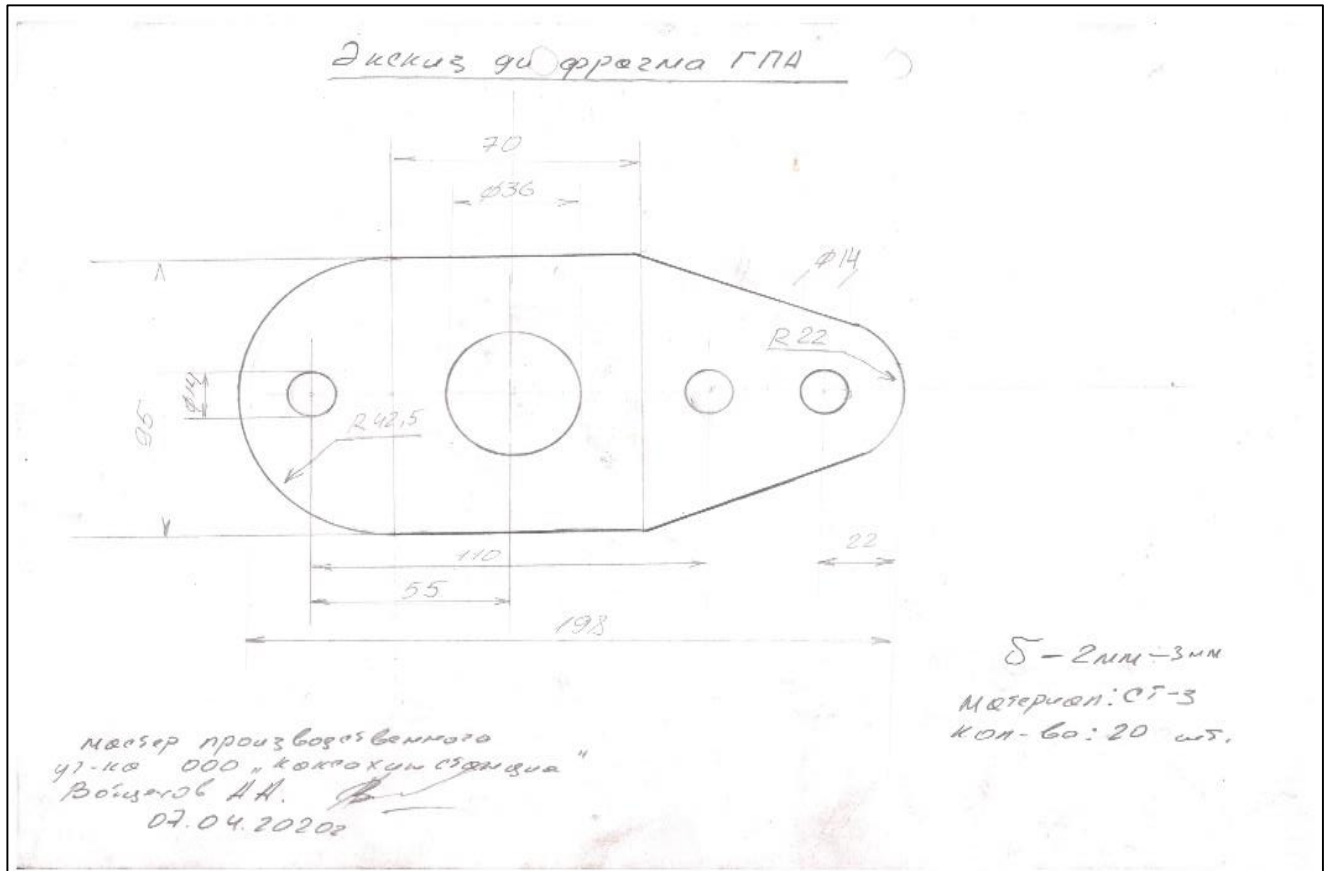


Рисунок 1.9 «Ескіз калібрувальної діафрагми постійного перерізу»

- Гнучкі металеві рукава (Рисунок 1.10)

Призначені для компенсації усунення деталей арматури опалення в результаті температурних змін положення кладки під час зростання кладки батареї по відношенню до положення розподільчого газопроводу коксового газу. Металеві рукава звиті зі сталеві профільної стрічки з азбестовою прокладкою.

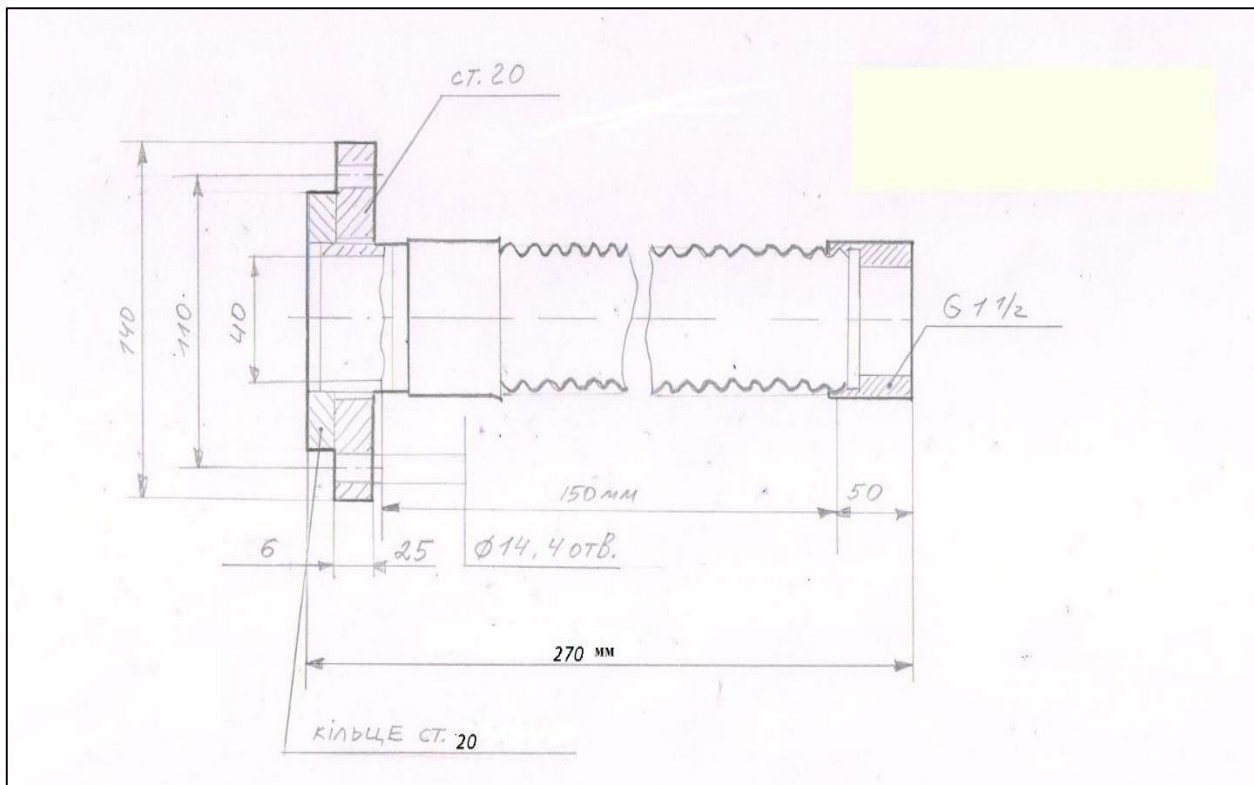


Рисунок 1.10 «Ескіз металевого гнучкого рукава газопідвідної арматури»

- Клапани обезграфування (Рисунок 1.11)

Після кантування (зміни потоків газу та повітря) та припинення подачі коксового газу в корнюри кришка клапана обезграфування за допомогою штанги та важеля піднімається, відкриваючи отвір для проходу повітря для обезграфування. Подачу повітря регулюють за допомогою діафрагм, які встановлюються в отворах для підведення повітря. Ці діафрагми легко замінювати новими у разі потреби, для чого достатньо при закритому стопорному крані вивернути пробку із укріпленою на ній діафрагмою.

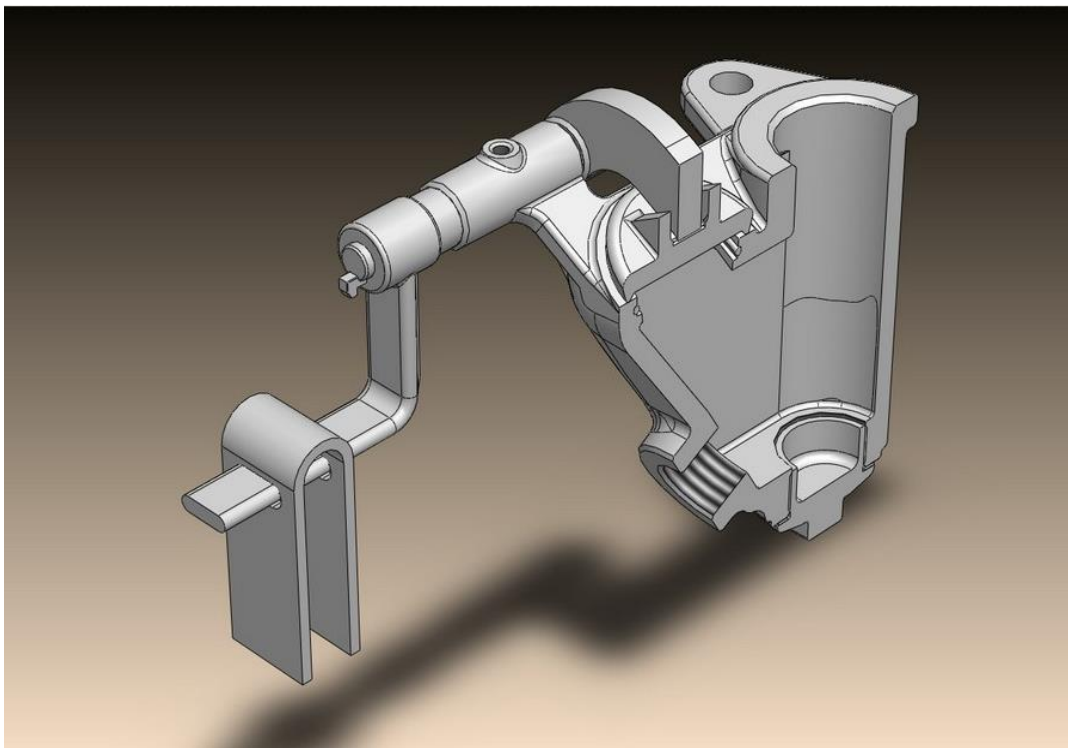


Рисунок 1.11 «Електронна модель клапанна обезгафування газопідвідної арматури»

- Чугунні вкладиші корнюрної зони (Рисунок 1.12)

Призначенні для з'єднання мателевих тройників звогнетривкою кладкою корнюрної зони.

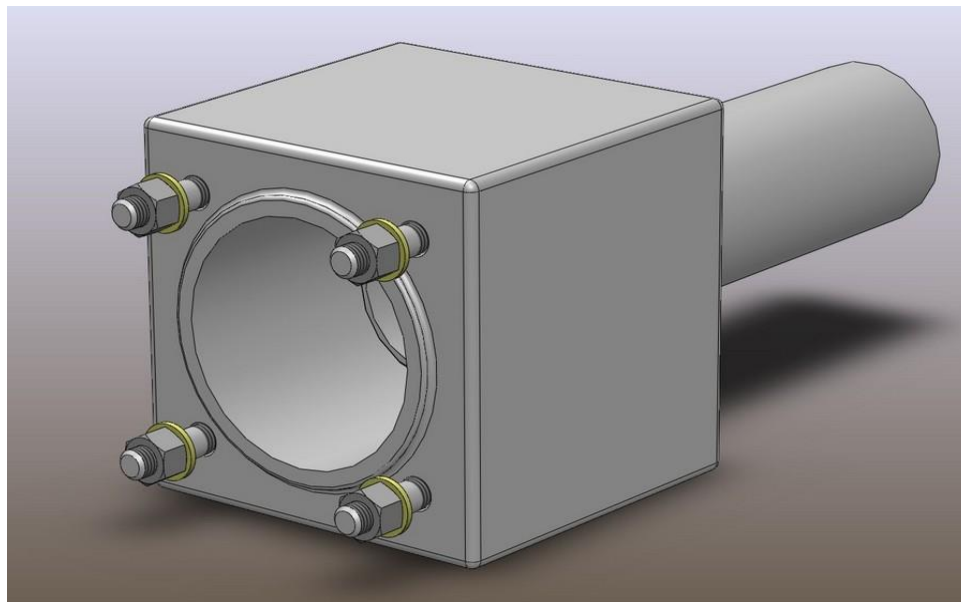


Рисунок 1.12 «Електронна модель чугунного вкладишу корнюрної зони»

- Газоповітряні клапани (ГПК) (Рисунок 1.13)

Газоповітряні клапани призначені для подачі повітря в подові канали регенераторів та для відведення продуктів горіння з подових каналів у бокові борови.

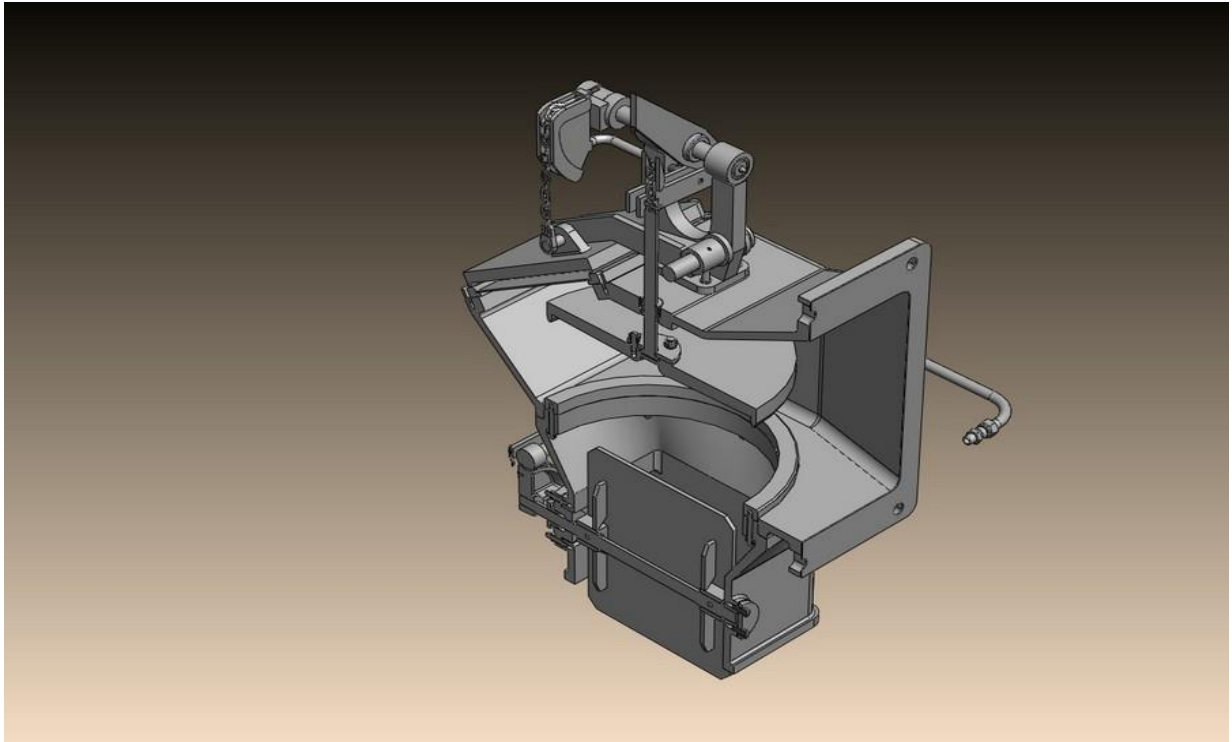


Рисунок 1.13 «Електронна модель газоповітряного клапану»

Кантівка обігріву коксових печей повинна проводитися автоматично та з точним дотриманням інтервалів (наприклад, 20 хвилин).

Основним обладнанням кантувального механізму є кантувальна лебідка та лебідка обезграфіюючого пристрою, які розміщуються в кантувальному приміщенні та є центром управління обладнанням обігріву батареї. Типова схема кантувального механізму зображена на Рисунку 1.14

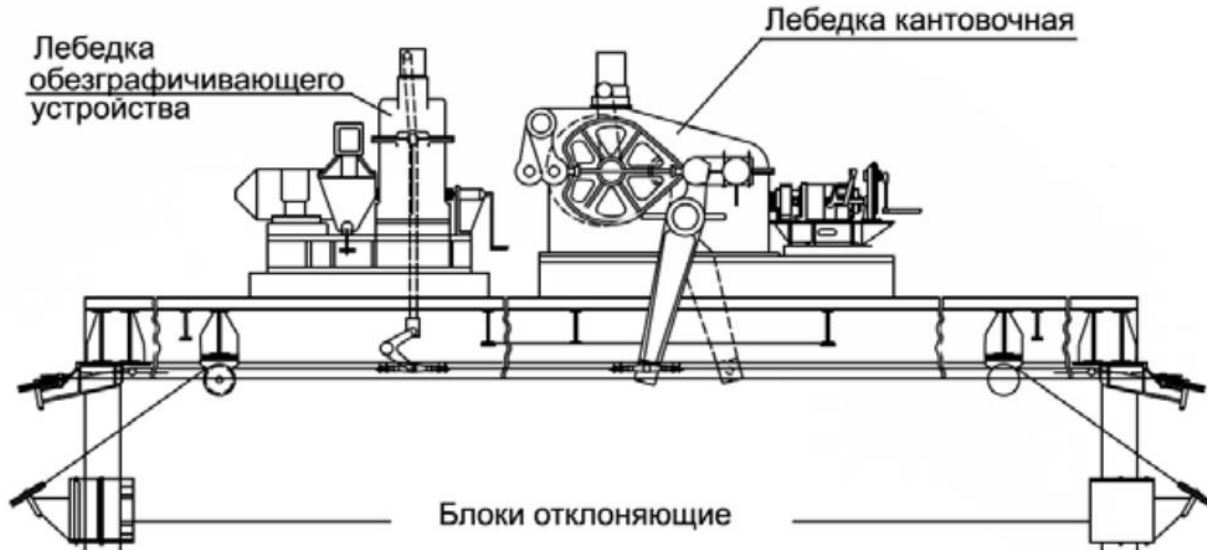


Рисунок 1.14 «Схема кантувального механізму обігріву коксової батареї»

Кантувальні лебідки виготовляються двох видів:

- з нижнім розташуванням робочих елементів
- верхнім розташуванням робочих елементів

Переміщення робочих важелів відбувається, при обертанні ексцентрикових шайб і ковзанні по їхньому колу роликів. При повороті ексцентрикових шайб на 180° кінці важелів переміщуються з одного крайнього положення до іншого.

При переміщенні роликів по ділянках ексцентрикових шайб, що є радіусними дугами кола, утворюється пауза переміщення кінців важелів і, отже, пауза в часі переміщення важелів кранів кантувальних кранів коксового газу і газоповітряних клапанів. Така тимчасова пауза (~ 28 сек) дозволяє звільнитися корнюрам від газу, який не повністю згорів, забезпечуючи продування всієї опалювальної системи повітрям. Під час паузи тарілки ГПК для відведення продуктів згоряння повинні зберігатися трохи відкритими. Під час цієї паузи прочиненими повинні бути і

кришки повітряних клапанів. Це забезпечує надходження повітря в опалювальну систему (в корнюри) для знегафування.

Лебідка обезгафіючого пристрою призначена для відкривання та закривання кришок на повітряних клапанах знегафування арматури опалення коксовим газом. Лебідку встановлюють лише на коксових батареях з бічним підведенням коксового газу. На Рисунку 1.15 зображена лебідка обезгафіючого пристрою.

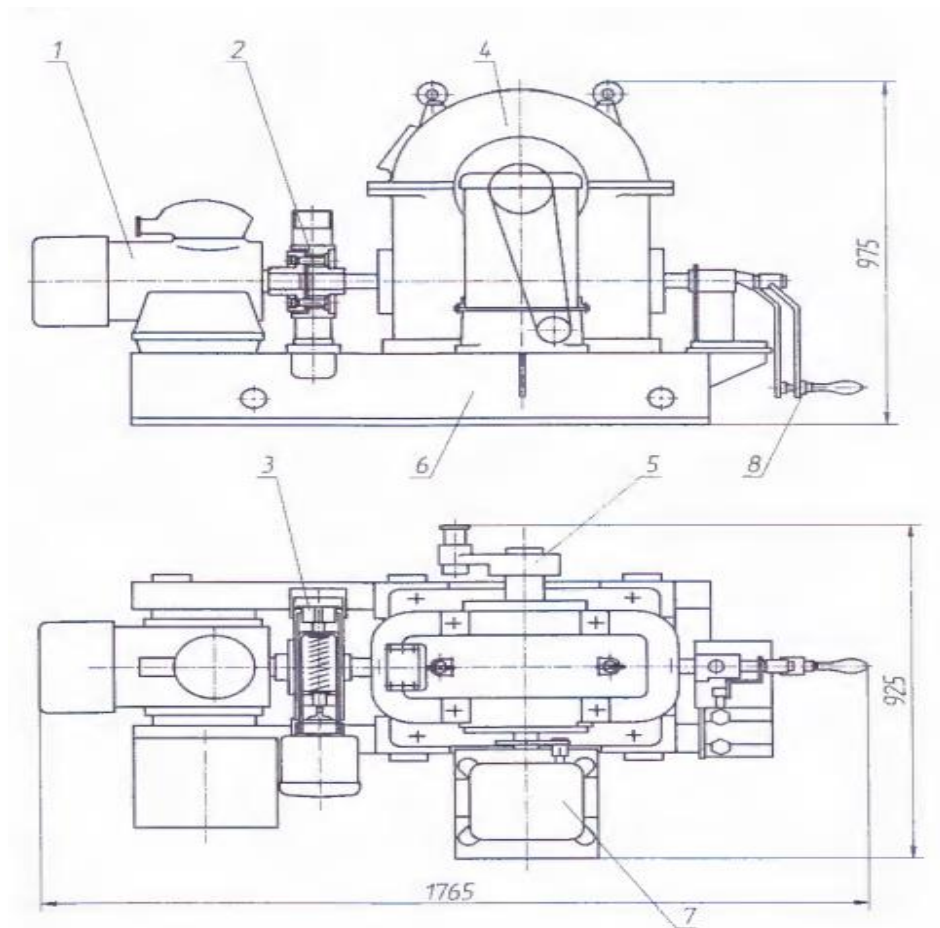


Рисунок 1.15 «Лебідка обезгафіючого пристрою»

Корпус редуктора кантової лебідки повинен бути заповнений олією, так, щоб нижні частини зубчастих колі постійно знаходилися в масляній ванні. Електронна модель редуктору кантувальної лебідки зображен на Рисунку 1.16

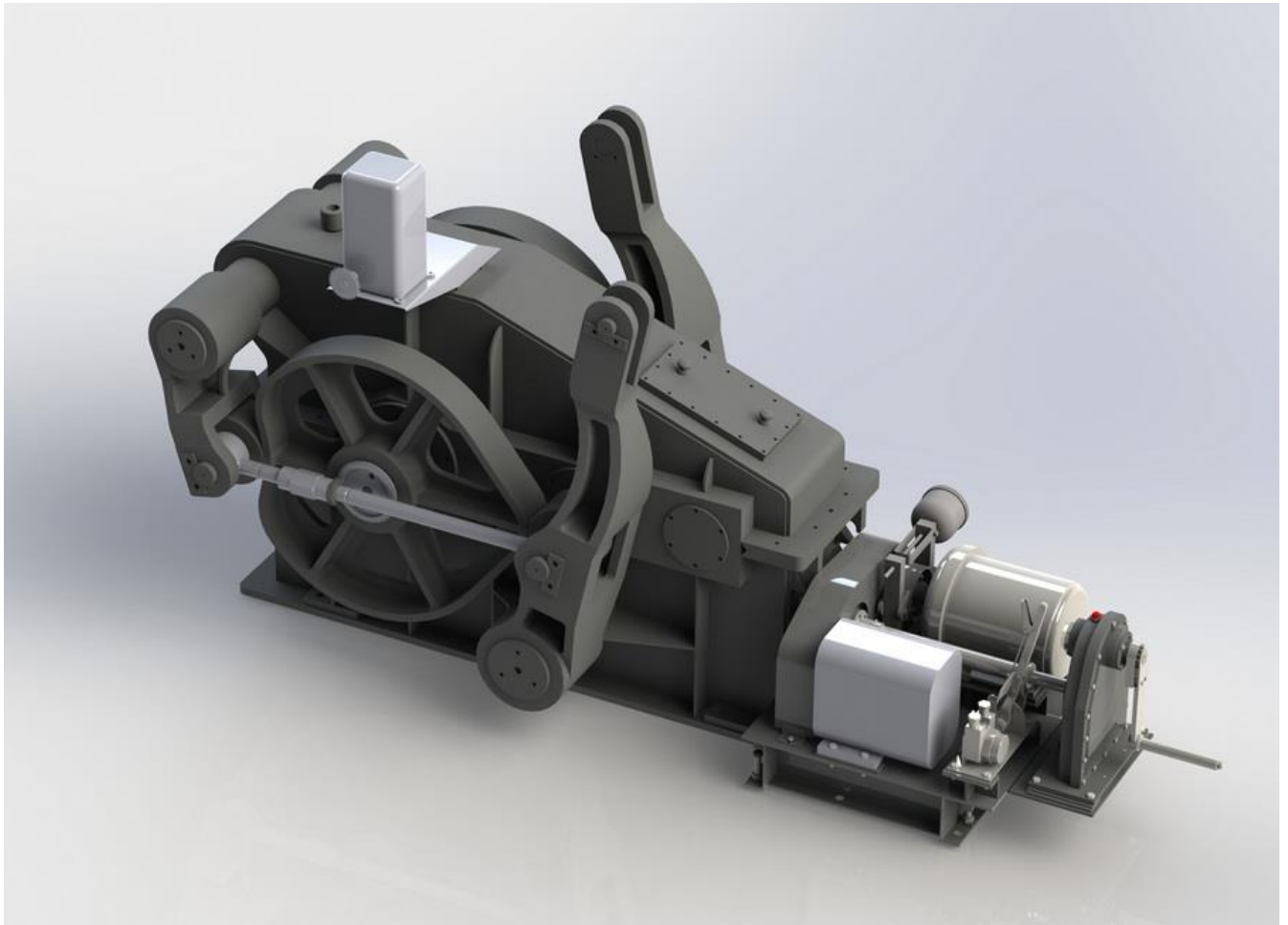


Рисунок 1.16 «Електронна модель редуктору кантувальної лебідки»

Кантувальна лебідка повинна бути обладнана резервним приводом та звуковою сигналізацією, які повинні підтримуватись у справному стані. Звукова сигналізація повинна включатися автоматично за 60 секунд до початку та на весь час кантовки та подавати сигнал у тунелі, що обслуговують. Крім того, через 5 хв після кантування на верх печей повинен подаватися сигнал про початок вимірювання температур у вертикалах.

1.4 ОПИС РОБОТИ ТЕПЛООБМІННИКА

Предметом дослідження є підвищення ефективності роботи обладнання для нагріву коксового газу коксової батареї для роботи в умовах низького об'єму виробництва коксохімічним підприємством та знижених параметрах пару, отже для вирішення питання по стабілізації обладнання газового господарства коксової батареї проведемо аналіз теплообмінного обладнання для підігріву коксового газу різної площі нагріву.

Газоподігрівач складається з 3х секцій. Нижньої - необхідної для подачі газу з газопроводу зворотнього коксового газу в трубчастий теплообмінник, верхньої - необхідної для відведення нагрітого (сухого) зворотнього коксового газу в розподільчі газопроводи коксової батареї, та середньої секції - трубчастого теплообмінника.

Середня частина газоподігрівача складається зі сталевих труб, кінці яких розвальцьовані зверху та знизу на трубних дошках. Зворотній коксовий газ проходить всередині труб, які обігріваються в міжтрубному просторі паром. В середню секцію (трубчатку) холодний газ заходить знизу та нагрітий до необхідної температури виходить зверху теплообмінника (при вертикальному розташуванні газоподігрівача).

Газовий конденсат та нафталін випадає в нижній секції газоподігрівача, а з неї через патрубок сходу газового конденсату потрапляє у конденсатовідвідник розташований у газовому тунелі.

Парова камера (межтрубна) газоподігрівача забезпечена манометром та запобіжним клапаном для скидання пари в атмосферу, при різкому зростанні тиску.

Для зменшення втрати тепла та економії розходу пару в рамках енергоманежменту обладнання секції газоподігрівача ізолюються. На Рисунку 1.17 наведено приклад конструкції середньої секції газоподігрівача.

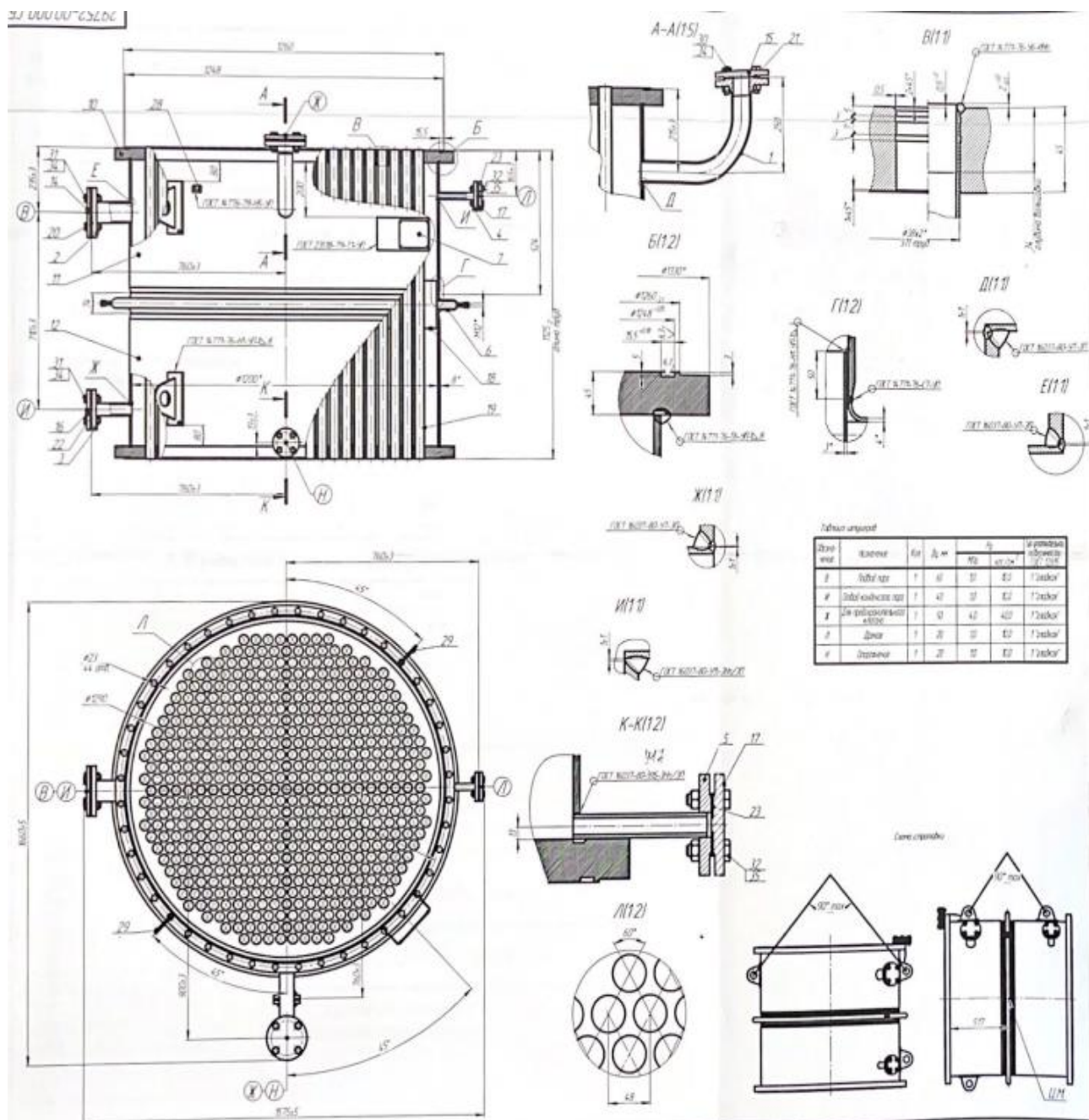


Рисунок 1.17 «Приклад конструкції середньої частини газоподігрівача»

1.5 ОПИС НЕГАТИВНИХ ФАКТОРІВ НЕДОСТАТНЬОЇ РОБОТИ ГАЗОПОДІГРІВАЧА

В умовах нестабільної сировинної бази необхідної для виробництва кокової продукції та систематичними ускладненнями зі збутом готової металургійної продукції підприємства змушені максимально зменшувати об'єми виробництва. Зниження об'ємів виробництва призводить до зниження вироблення коксового газу необхідного для обігріву коксової батареї.

Недостатність об'єму газу обумовлено відсутністю своєчасних капітальних та поточних ремонтів вогнетривної кладки, армуючого обладнання коксових печей та газового господарства коксових батарей, що призвело до зниження продуктивності камер коксування до 50%, а іноді й до повної зупинки камер коксування та коксових батарей.

При малому об'ємі коксового газу підприємство змушено виконувати зупинку апаратів очищення коксового газу цехів вловлювання та сіркоочищення для підтримання тиску в газопроводі зворотнього коксового газу. Також для зниження споживання зворотнього коксового газу знижуються до мінімальних параметрів обладнання теплоенергетичного цеху, що в свою чергу призводить до значного зниження тиску та температури пару необхідного для нагріву зворотнього коксового газу в газопідігрівачі.

Недостатній тиск та температура водяної пари теплообмінного обладнання кокової батареї приводить до відсутності нагріву зворотнього коксового газу до необхідних температур (60-70°C), а отже до відсутності виділення домішок нафталіну в зворотньому коксовому газі за допомогою теплообмінника. Відсутність вловлювання домішок нафталіну призводить до його відкладання в трубному просторі теплообмінника(приклад відкладань в трубах газопідігрівача на Рисунках 1.18 та 1.19)



Рисунок 1.18 «Відкладання на трубчатці теплообмінника»



Рисунок 1.19 «Відкладання на трубчатці теплообмінника»

та забивання трубного простору і зменшення прохідного перерізу трубчатки, яке в свою чергу збільшує супротив апарату та знижує його роботу через зменшення площі нагріву за рахунок виникнення відкладень.

Після газопідігрівача відкладання утворюються в розподільчих газопроводах (приклад відкладань зображен на Рисунку 1.20)



Рисунок 1.20 «Відкладання в розподільчих газопроводах коксової батареї»

та газопідвідної арматури, що в свою чергу безпосередньо впливає на якість обігріву камер коксування. На Рисунку 1.21 наведено приклад відкладань нафталіну в газопідвідній арматурі, які зменшують переріз.



Рисунок 1.21 «Зменшення перерізу зарахунок відкладань нафталіну в газопідвідній арматурі»

Неякісний обігрів обігрівальний простінків приводить до значного зниження якості коксової та хімічної продукції. Нерівномірний обігрів обігрівальних простінків призводить до буріння камер коксування та значного зниження тривалості

працездатності вогнетривкої кладки, армування коксових печей та обладнання коксової батареї.

На Рисунку 1.22 наведено приклад відкладання нафталіну в газопроводі та газопідвідної арматурі, що призводить до значного погіршення обігріву камер коксування

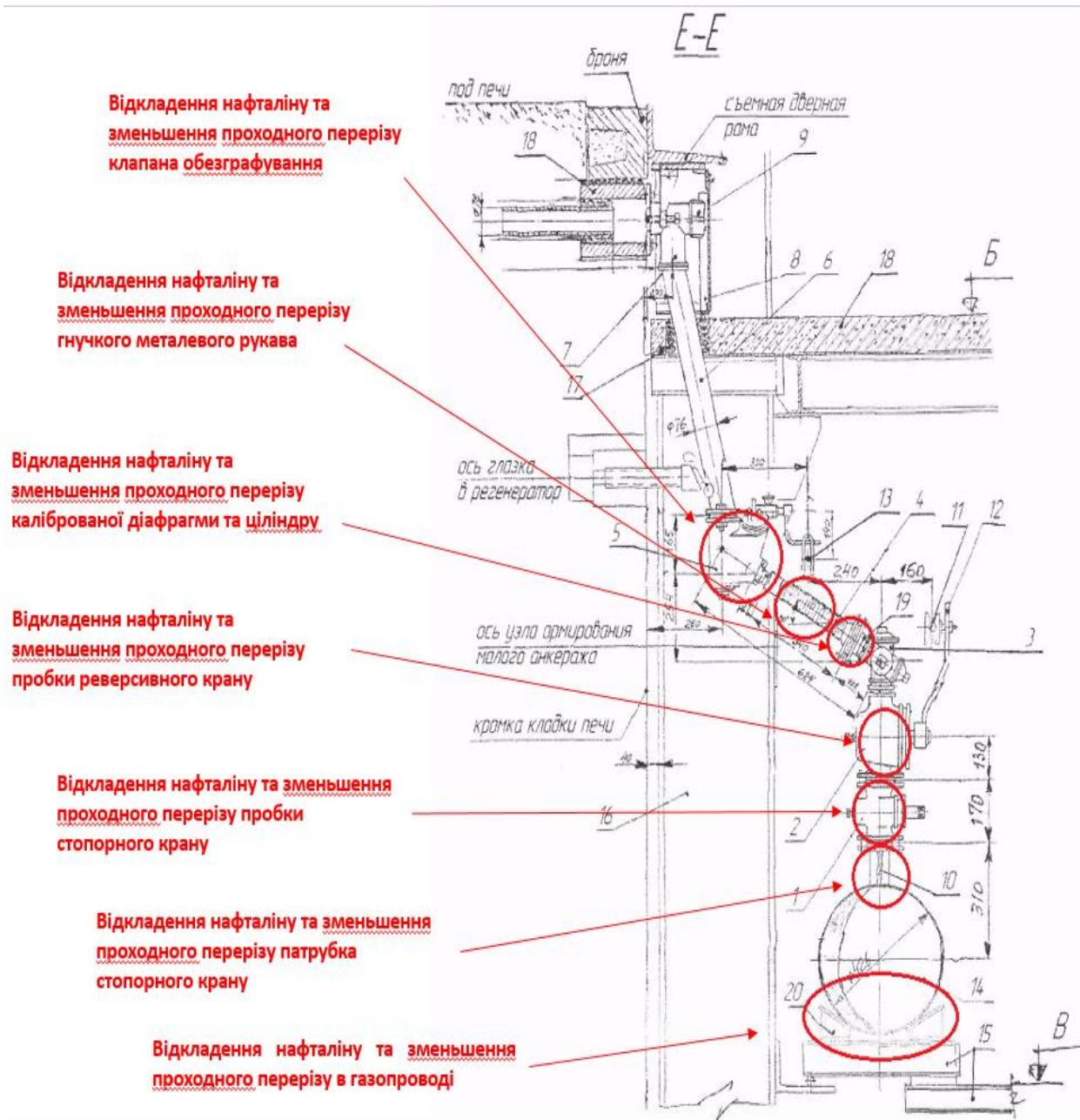


Рисунок 1.22 «Місця відкладання нафталіну в газопідвідної арматурі, при недостатній ефективності роботи теплообмінного обладнання коксової батареї»



Рисунок 1.23 «Відкладання нафталіну на прилеглих поверхнях реверсивних кранів»

Відкладання нафталіну в реверсивному (кантіному) крані, негативно впливають на плавність роботи кранів, а отже безпосереднь впливає на роботу кантівного пристрою.

Підвищення амперажу роботи кантовогоного пристрою призводить до прискоринного . прискореного зношування: редуктора кантувальної лебідки, електродвигуна, шпонкових з'єднань, тросів кантувального механізму, відвідних роликів та підшипників.

До найчастіших випадків виходу з ладу кантувального механізму можна віднести: обрив троса кантувальної лебідки, обрив хвостовика пробки реверсивного крана, обрив стопорного крана внаслідок заклинювання пробки реверсивного крана.

2. ВИДИ ТЕПЛООБМІННИКІВ

Теплообмінники - це пристрої, в яких здійснюється теплообмін між гріючими середовищами і опалювальними середовищами. Для того щоб розібратися у різноманітті теплообмінників, їх класифікують за певними ознаками.

У теплообмінних апаратах здійснюються майже всі види теплових процесів, тому залежно від виконуваних функцій їх поділяють на такі основні групи: нагрівані, випарники та кип'ятильники, холодильники та конденсатори, випарні апарати, пастеризатори, регенератори, деаератори та ін.

Залежно від виду робочих середовищ розрізняються теплообмінники:

- рідинно-рідинні – при теплообміні між двома рідкими середовищами;
- парорідинні - при теплообміні між парою та рідиною;
- газорідинні - при теплообміні між газом та рідиною.

За способом передачі теплоти розрізняються теплообмінники:

- поверхневі
- змішувальні.

У поверхневих теплообмінниках відбувається передача теплоти через поверхню нагрівання. У змішувальних теплообмінниках здійснюється обмін теплотою при безпосередньому змішуванні теплоносіїв.

Поверхневі теплообмінники бувають:

- рекуперативні
- регенеративні.

У рекуператорах теплоносіїв і продукт, між якими відбувається теплообмін, знаходяться по різні боки стінки, що їх розділяє. У регенераторах одна й та сама

поверхня апарату омивається по черзі то теплоносієм, то продуктом. Ці теплообмінники у харчовій промисловості значного поширення не набули. Тому далі під назвою "поверхневі теплообмінники" або просто "теплообмінники" будемо розуміти рекуперативні теплообмінники.

За тепловим режимом розрізняються теплообмінники:

- періодичної дії, в яких спостерігається нестационарний тепловий процес
- безперервної дії з процесом, що встановився у годині.

За конфігурацією поверхні теплообміну розрізняються теплообмінники:

- трубчасті
- пластинчасті
- спіральні

Трубчасті теплообмінники, у свою чергу поділяються на: кожухотрубні, змієвикові, типу "труба в трубі", елементні секційні, зрошувальні та комбіновані.

Крім наведених основних класифікаційних ознак теплообмінних апаратів, їх можна класифікувати за додатковими ознаками. Так за напрямом руху робочих середовищ розрізняють теплообмінники:

- прямоточні,
- протитечійні,
- з перехресною течією та зі змішаною течією;

За числом ходів теплоносія розрізняють теплообмінники: *одноходові* та *багатоходові*;

За жорсткістю конструкції -теплообмінники *жорсткого*, *напівжорсткого* та *нежорсткого* типу.

- **Кожухотрубні теплообмінники**

Теплообмінник трубчастий (Рисунок 2) складається з пучка труб, поміщених у циліндричному корпусі. Корпус кожухотрубчастого теплообмінника є трубою, звареною з одного або декількох сталевих листів. Товщина стінки кожуха (корпусу) визначається тиском робочого середовища та діаметром кожуха, але застосовується на практиці не менше 4 мм. До циліндричних кромки кожуха приварюють фланці. На зовнішній поверхні кожуха прикріплюють опори апарату. Простір між трубками та бічною поверхнею кожуха називається міжтрубним. Трубки завальцьовані (закріплені) або приварені до трубних решіток. До фланців корпусу кріпляться кришка і днище, на них розташовані патрубки для підведення і відведення середовища, що нагріває або охолоджує. На корпусі також є патрубки для підведення та відведення охолоджуваного або нагрітого середовища

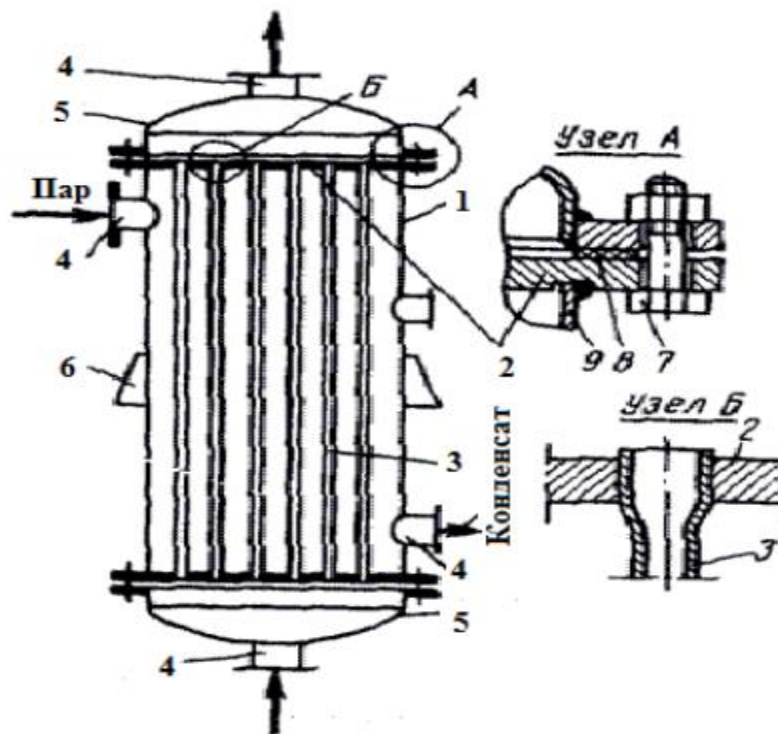


Рисунок 2 «Кожухотрубний теплообмінник»

1 корпус; 2-трубні решітки; 3-гріюча труба; 4- патрубок; 5- днище; 6- опори; 7 - болт; 8-прокладка; 9-обічайка.

Труби в решітках зазвичай рівномірно розміщують по периметрах правильних шестикутників (Рисунок 2.1), тобто по вершинах рівносторонніх трикутників, рідше застосовують розміщення труб по концентричних кіл. В окремих випадках, коли необхідно забезпечити зручне очищення зовнішньої поверхні труб, їх розміщують на периметрах прямокутників. Всі зазначені способи розміщення труб мають одну мету - забезпечити можливо більш компактне розміщення необхідної поверхні теплообміну всередині апарату. Найчастіше максимальна компактність досягається при розміщенні труб по периметрах правильних шестикутників.

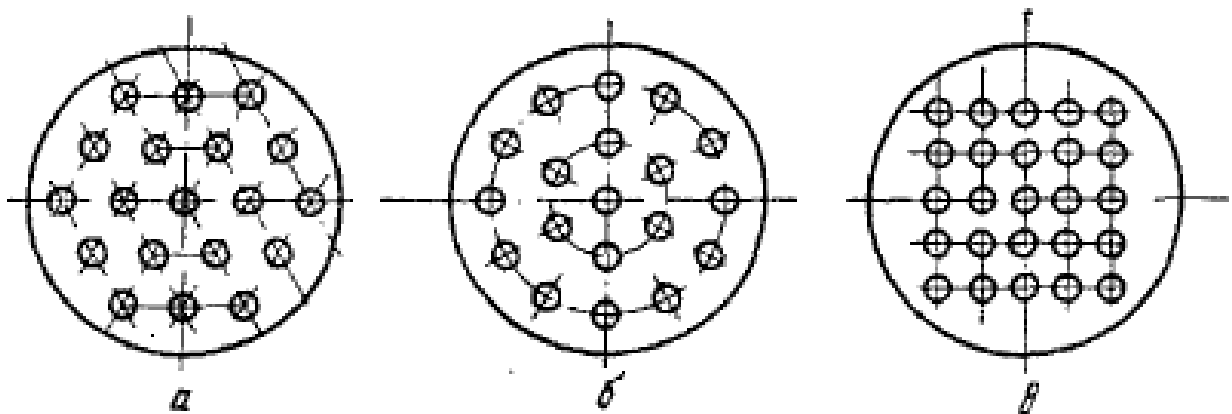


Рисунок 2.1 «Варіанти розміщення труб в теплообмінниках»

а-по периметрах правильних шестикутників, б-по концентричних колах, в-по периметрах прямокутників (коридорне розташування)

Труби закріплені в решітках найчастіше розвальцюванням, причому особливо міцне з'єднання (необхідне у разі роботи апарату при підвищених тисках) досягається при влаштуванні в трубних решітках отвір з кільцевими канавками, які заповнюються металом труби в процесі розвальцювання. Крім того, використовують закріплення труб зварюванням, якщо матеріал труби не піддається витяжки і допустимо жорстке з'єднання труб з трубними решітками, а також пайкою, що

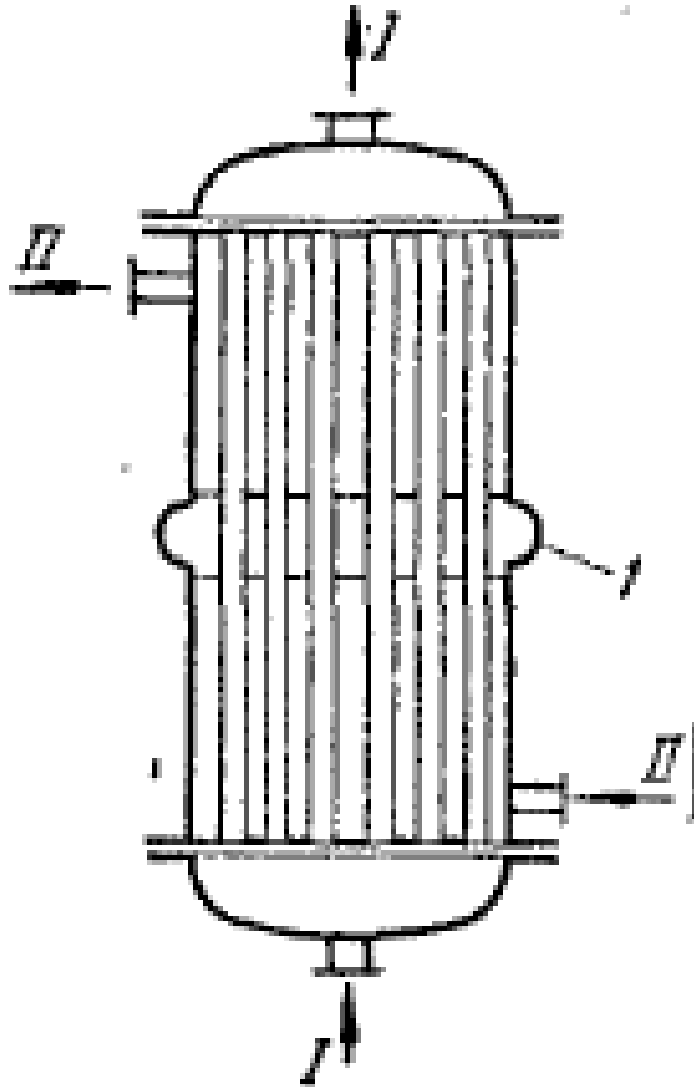
використовується для з'єднання головним чином мідних та латунних труб. Зрідка використовує з'єднання труб з решітками за допомогою сальників, що допускають вільне поздовжнє переміщення труб і можливість їхньої швидкої заміни. Таке з'єднання дозволяє значно зменшити температурну деформацію труб, але є складним, дорогим та недостатньо надійним.

Теплообмінник, зображений на Рисунку 2, є одноходовим. При порівняно невеликих витратах рідини швидкість руху в трубах таких теплообмінників низька і, отже, коефіцієнти тепловіддачі невеликі. Для збільшення останніх при даній поверхні теплообміну можна зменшити діаметр труб відповідно, збільшивши їх висоту (довжину). Однак теплообмінники невеликого діаметру та значної висоти незручні для монтажу, потребують високих приміщень та підвищеної витрати металу на виготовлення деталей, що не беруть участь безпосередньо в теплообміні (кожух апарату). Тому раціональніше збільшити швидкість теплообміну шляхом застосування багатоходових теплообмінників.

Якщо середня різниця температур труб і кожуха в теплообмінниках жорсткої конструкції, тобто нерухомими, привареними до корпусу трубними ґратами, стає значною (приблизно рівною або більшою за $50\text{ }^{\circ}\text{C}$), то труби і кожух подовжуються неоднаково. Це викликає значну напругу в трубних решітках, може порушити щільність з'єднань труб з решітками, призвести до руйнування зварних швів, неприпустимого змішування середовищ, що обмінюються теплом. Тому при різниці температур труб і кожуха більше $50\text{ }^{\circ}\text{C}$, або при значній довжині труб застосовують кожухотрубчасті теплообмінники нежорсткої конструкції, що допускає деяке переміщення труб щодо кожуха апарату.

Для зменшення температурних деформацій, обумовлених великою різницею температур труб і кожуха, значною довжиною труб, а також відмінності матеріалу труб і кожуха, використовують кожухотрубчасті теплообмінники з лінзовим компенсатором (Рисунок 2.2), у яких на корпусі є лінзовий компенсатор, що

піддається пружній деформації. Така конструкція відрізняється простотою, але застосовна при невеликих надлишкових тисках у міжтрубному просторі, які зазвичай не перевищують 6 атмосфер.



Рисунко 2.2 «Одноходовий кожухотрубний теплообмінник з лінзованим компенсатором»

l-лінзований компенсатор

Трубки зазвичай мають діаметр $d \geq 10$ мм і виготовляються з матеріалів, що добре проводять тепло (латунь, мідь, вуглецева сталь, сталь нержавіюча). Великим недоліком одноходових теплообмінників є невідповідність між пропускною

здатністю пучка трубок та площею теплообміну. Наприклад, трубка діаметром 20 мм (при швидкості потоку 1 м/сек) може пропустити близько 1,0 т/год рідини; при цьому площа поверхні трубки при звичайній довжині 3,5 м становить близько 0,2 м². Цієї площі буде недостатньо для суттєвого підігріву такої великої кількості рідини.

Цей недолік можна усунути групуванням труб в окремі пучки (ходи) та встановленням відповідних перегородок. У цьому випадку ми досягаємо ефекту за рахунок збільшення шляху руху потоку у кілька разів. Такий теплообмінник називається багатоходовим. Тут робоча рідина проходить через трубний простір у кілька ходів, протікаючи послідовно через усі пучки труб.

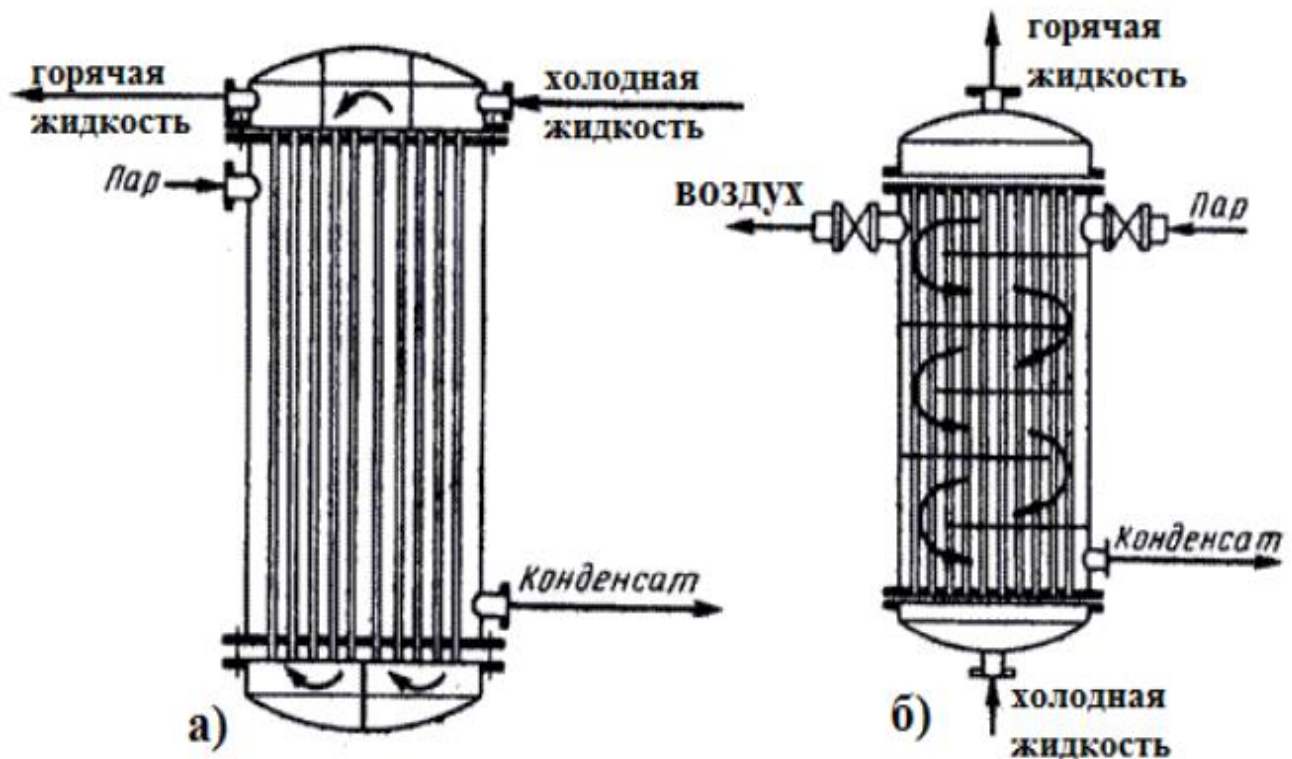


Рисунок 2.3 «Схема багатоходового трубчастого теплообмінника»

а) по трубному простору; б) по міжтрубному простору

При невеликій кількості ходів (два-три) перегородки роблять по хордах, при великому - радіально чи концентрично. Конструктивно зручніше влаштовувати парне

число ходів, зазвичай не більше 16. Якщо в міжтрубному просторі теплоносієм є рідина, то для збільшення її швидкості також влаштовують перегородки - поздовжні та поперечні (для водяної пари застосовують лише одноходове виконання). Поздовжні перегородки ділять міжтрубний простір на стільки ж ходів, скільки має трубний. Ці перегородки забезпечують принцип протитечії робочих тіл. Перегородки встановлені паралельно трубкам і не досягають протилежних трубних решіток. Велика кількість перегородок не рекомендується через складність ущільнення їх стиків з трубними ґратами.

Поперечні перегородки бувають перекриваючі і неперекриваючі. Перекриваючі перегородки перетинають весь міжтрубний простір, залишаючи навколо кожної трубки кільцеву щілину шириною близько 2 мм. Відстань між перегородками зазвичай 100 мм. Робоче тіло протікає через кільцеві щілини із великою швидкістю. При цьому у проміжках між перегородками утворюються турбулентні завихрення, що призводить до збільшення коефіцієнта тепловіддачі. Такі перегородки непридатні, якщо рідини можуть виділяти осад, так як вузькі щілини легко їм забиваються. Неперекриваючі перегородки виконують, наприклад, з проходом у вигляді сектора або сегмента.

- **Трубчастий теплообмінник із U-подібними трубками**

Двоходовий теплообмінник часто виконують з U-подібними трубками, відкриті кінці яких завальцьовані в одну і ту ж трубну решітку. При запуску в роботу теплообмінників слід звертати увагу на напрямок руху робочих тіл. Гаряча (охолоджувана) рідина повинна опускатися (подача зверху), а холодна (та що нагрівається) - підніматися. У цьому випадку отримуємо протитечію, яка забезпечує кращу термічну зрізку.

Приклад трубчастого теплообмінника із U-подібними трубками зображен на Рисунку 2.4

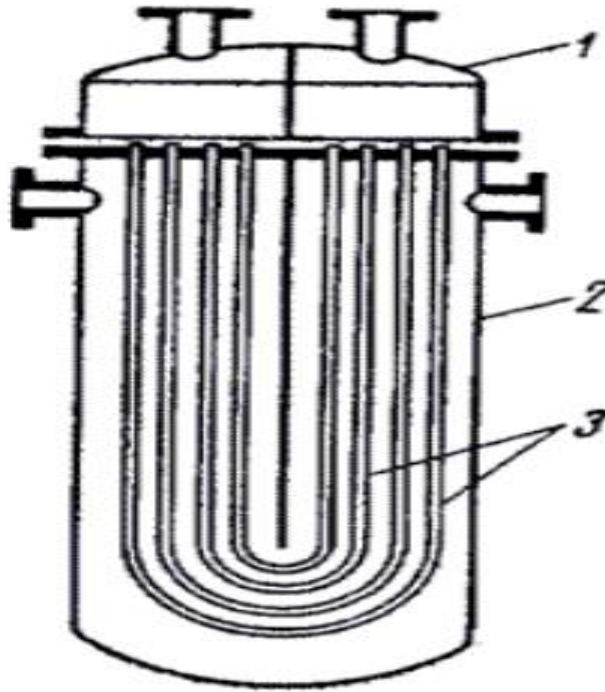


Рисунок 2.4 «Трубчастий теплообмінник із U-подібними трубками»
 1-кришка; 2-корпус; 3- U-подібні трубки

Трубчасті теплообмінники знайшли широке застосування у парових системах з температурою середовищ вище 200°C та тиском понад 25 атмосфер. У всіх інших випадках доцільно застосовувати пластинчасті теплообмінники, оскільки вони будуть дешевшими, займатимуть менше місця та зручними в експлуатації.

- **Теплообмінники «труба в трубі»**

Теплообмінники «труба в трубі» застосовують при невеликих витратах робочих рідин та високих тисків. Їх збирають із декількох послідовно з'єднаних елементів, утворених двома концентрично розташованими трубами. Кожен елемент складається з 2-х труб, вставлених одна до одної. Елементи з'єднані в батарею послідовно, паралельно чи комбіновано. При цьому труби з'єднуються з трубами, а кільцеві простори з кільцевими просторами. Перевагою таких теплообмінників є дотримання протитечії, що забезпечує найбільш повне використання теплоносія. Вони дозволяють

досягати досить високих швидкостей рідини в діапазоні 1-1,5 м/сек, що зменшує можливості відкладення забруднень на поверхні теплообміну та збільшує значення коефіцієнтів теплопередачі. Зазначимо, що ці теплообмінники більш громіздкі, ніж кожухотрубні, і вимагають більшої витрати металу на одиницю поверхні теплообміну.

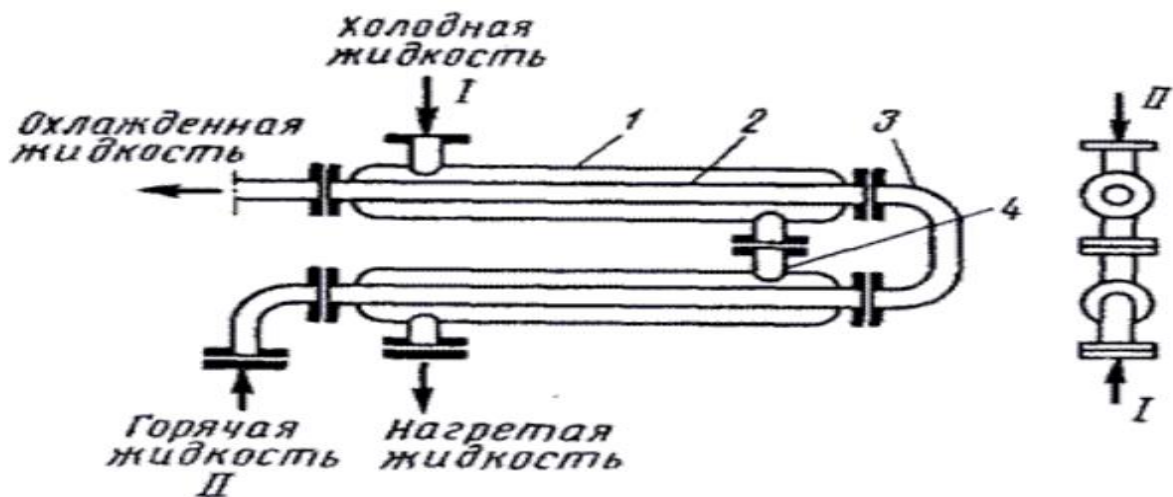


Рисунок 2.5 «Теплообмінники «труба в трубі»

1-зовнішня труба; 2- внутрішня труба; 3- коліно; 4- патрубок

Теплообмінники «труба в трубі» морально застаріли та застосовуються вкрай рідко.

- **Спіральні теплообмінники**

Теплообмінник спіральний - це апарат, в якому поверхня нагріву утворюється двома тонкими металевими листами, привареними до розділової перегородки та згорнутими у вигляді спіралей.

Спіральні теплообмінники складаються з двох спіральних каналів прямокутного перерізу, утворених металевими листами, які є поверхнями теплообміну. Внутрішні кінці спіралей з'єднані перегородкою. З торців канали закриті кришками та ущільнені прокладками. У зовнішніх кінців каналів є патрубки для входу та виходу теплоносіїв, два інших патрубки приварені до плоских бокових кришок.

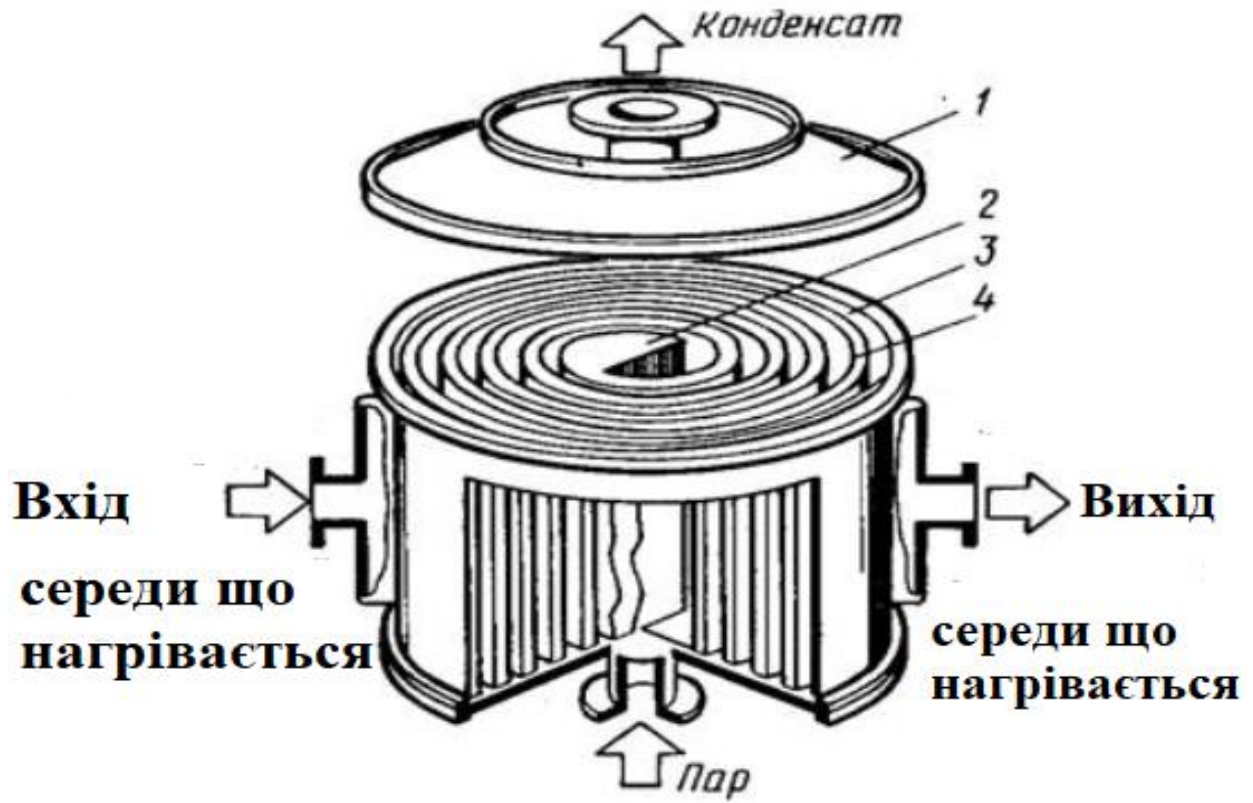


Рисунок 2.6 «Спіральний теплообмінник»

1 - кришка; 2 - перегородка; 3,4 - металеві листи

Спіральний теплообмінник використовується для теплообміну між рідинами та газами. Ці теплообмінники не забиваються твердими частинками, зваженими в теплоносіях, тому вони застосовуються для теплообміну між рідинами з завислими частинками, наприклад, для охолодження бражки на спиртових заводах.

Принцип роботи: середовище, що гріє, подається у вхідний колектор, розташований на кожусі, проходить по спіральному каналу і виходить з патрубку, розташованого на серцевині апарату. Нагрівається середовище входить у патрубок розташований на серцевині апарату з протилежного торця спіралі, проходить по

своєму спіральному каналу і виходить з вихідного колектору середовища, що нагрівається.

Спіральні теплообмінники компактні по відношенню до трубчастих теплообмінників дозволяють проводити процес теплопередачі при високих швидкостях теплоносіїв з високими коефіцієнтами теплопередачі. Гідравлічний опір спіральних теплообмінників нижче за опір багатоходових трубчастих апаратів при тих же швидкостях теплоносіїв.

Недоліком спіральних теплообмінників є складність виготовлення, ремонту та чищення. Звідси впливає два основних недоліки: спіральні теплообмінники дуже дорогі за ціною та їх експлуатація найважча з усього переліку теплообмінного обладнання. Серйозну конкуренцію спіральним теплообмінникам складають теплообмінники Free Flow.

- **Пластинчасті теплообмінники**

Пластинчасті теплообмінники (Рисунок 2.7) монтуються на рамі, що складається з верхньої та нижньої напрямних, які з'єднують стійку з нерухомою плитою. По напрямних балках рухається рухлива плита. Між рухомою та нерухомою плитами розташовується пакет сталевих штампованих гофрованих пластин, в яких є канали для проходу теплоносіїв, стягнутий стяжними шпильками. Ущільнення пластин досягається за допомогою прокладок, розташованих у спеціальному пазу пластини. Ущільнення теплообмінника можуть витримувати високий робочий тиск (до 25 бар). Теплоносії до каналів, утворених пластинами, проходять по каналах, що чергуються, крізь розділені прокладками отвори.

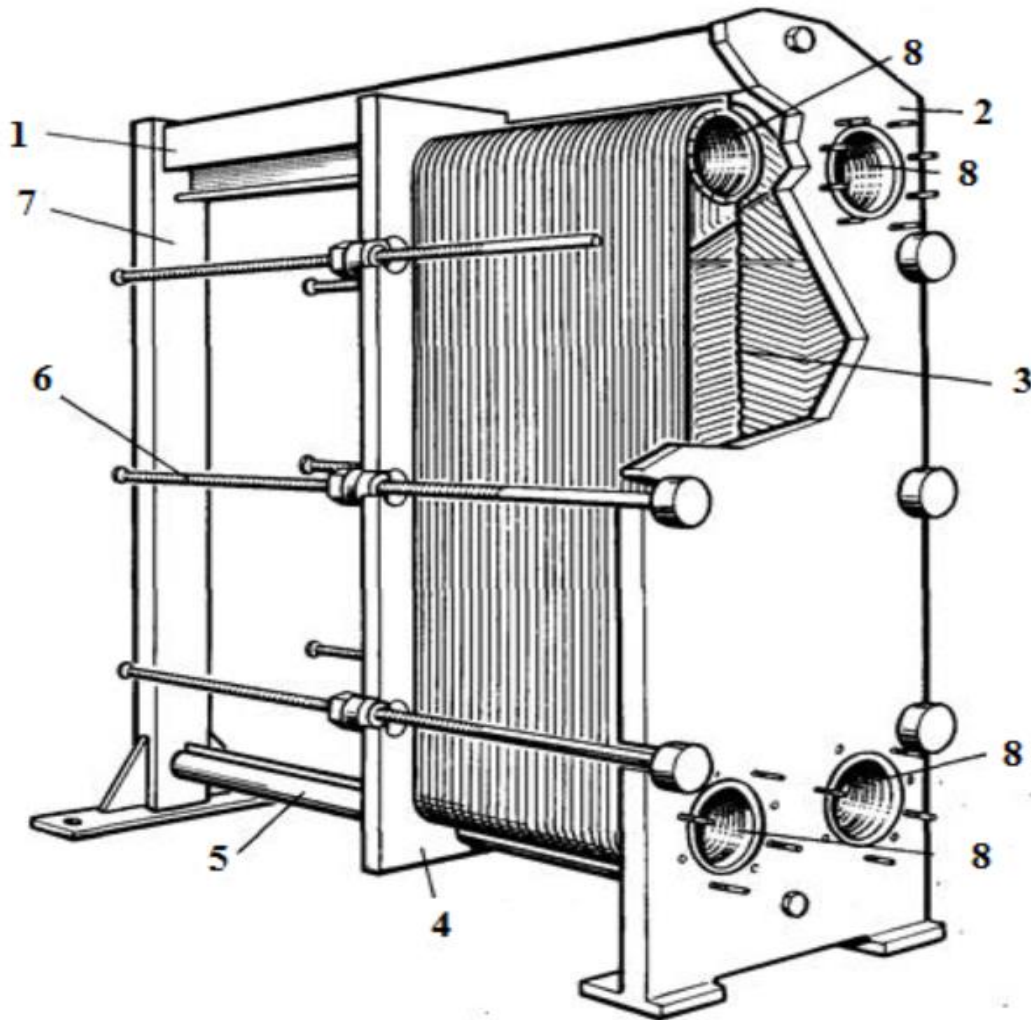


Рисунок 2.7 «Пластинчатий теплообмінник»

1- верхня напрямна; 2 нерухома плита; 3- пакет теплопередаючих пластин; 4-рухлива плита; 5- нижня напрямна; 6- стяжна шпилька; 7-стійка; 8-коллекторні отвори

Теплопередача в пластинчастому теплообміннику частіше відбувається в протитоці, коли середовища рухаються у різних напрямках.

Пластинчасті теплообмінники (ПТО) використовуються як нагрівачі, охолоджувачі, рекуператори тепла. ПТО компактні, мають велику площу поверхні теплопередачі, що досягається гофруванням пластин. Пластинчасті теплообмінники бувають розбірні та нерозбірні. Висока ефективність обумовлена високим ставленням

площі поверхні теплопередачі до обсягу теплообмінника за рахунок високих швидкостей теплоносіїв, а також турбулізації потоків гофрованими поверхнями пластин та низького термічного опору стінок пластин.

До недоліків пластинчастих теплообмінників відносяться складність виготовлення, можливість забивання поверхонь пластин завислими в рідині твердими частинками. Теплообмінники Free Flow, що поставляються компанією «Тепло-Поліс», легко справляються із завданням передачі тепла між в'язкими середовищами та середовищами, що містять волокна та включення.

2.1 ПОРІВНЯЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛООБМІННИХ АПАРАТІВ

Конструкція теплообмінників повинна задовольняти низку вимог, що залежать від конкретних умов протікання процесу теплообміну (теплове навантаження апарату, температура та тиск, при яких здійснюється процес, агрегатний стан та фізико-хімічні властивості теплоносіїв, їх хімічна агресивність, умови тепловіддачі, можливість забруднення робочих поверхонь апарату та інше). При виборі теплообмінника необхідно враховувати також простоту пристрою та компактність апарату, витрату металу на одиницю переданого тепла та інші техніко-економічні показники. Зазвичай, жодна з конструкцій не задовольняє повністю всім вимогам і доводиться обмежуватися вибором найбільш відповідної конструкції.

В одноходових кожухотрубчастих теплообмінниках сумарний поперечний переріз труб відносно велике, що дозволяє отримувати досить високі швидкості в трубах тільки при великих об'ємних витратах середовища, що рухаються в них. Тому такі апарати раціонально використовувати, коли швидкість процесу визначається величиною коефіцієнта тепловіддачі в міжтрубному просторі, а також у процесі випаровування рідин.

Багатоходові (по трубному простору) кожухотрубчасті теплообмінники застосовуються головним чином як парові парові підігрівачі рідин і конденсаторів. Саме в цих випадках взаємний напрямок руху теплоносіїв у багатоходових теплообмінниках (змішаний струм) не призводить до зниження середньої рушійної сили порівняно з протитечією, за принципом якого працюють одноходові теплообмінники. Багатоходові теплообмінники доцільно використовувати також для процесу теплообміну в системах рідина-рідина та газ-газ при великих теплових навантаженнях. Якщо ж потрібна поверхня теплообміну невелика, то для зазначених систем більш придатні елементні теплообмінники. Особливу увагу мають трубчасті теплообмінники нежорсткої конструкції (у тому числі багатоходові) у тих випадках, коли різниця температур теплоносіїв значна і необхідна компенсація неоднакового теплового розширення труб та корпусу апарату. Однак ці апарати дорожчі за теплообмінники жорсткої конструкції.

Теплообмінники з подвійними трубами застосовуються в основному в контактнo-каталевих і реакційних процесах, що протікають при високих температурах, коли необхідно надійно забезпечити вільне подовження всіх труб, не зважаючи на подорожчання апарату і складніший його монтаж.

Змійникові теплообмінники (занурювальні, зрошувальні змійовики, приварені до зовнішніх стінок апаратів) найбільш ефективно використовують для охолодження та нагрівання сильно агресивних середовищ, коли необхідно застосування хімічно стійких матеріалів, з яких важко або неможливо виготовити трубчасті теплообмінники. Крім того, ці апарати придатні для теплообміну, що протікають під високим тиском. Однак апарати таких конструкцій працюють лише при помірних теплових навантаженнях.

Як зазначалося, основними перевагами спіральних та пластинчастих теплообмінників є компактність та висока інтенсивність теплообміну. Водночас їх застосування обмежене невеликими різницями тиску та температур обох теплоносіїв.

Спіральні теплообмінники використовуються для нагрівання та охолодження рідин, газів та паро-газових сумішей. Область застосування пластинчастих теплообмінників – процеси теплообміну між рідинами.

Важливим фактором, що впливає на вибір типу теплообмінника, є вартість його виготовлення, а також експлуатаційні витрати, що складаються із вартості амортизації апарату та вартості енергії, що витрачається на подолання гідравлічних опорів.

2.2 РОЗРАХУНОК ТЕПЛООБМІННИХ АППАРАТІВ

Теплообмінні апарати всіх типів повинні працювати при оптимальних тепловому режимі, що відповідає поєднанню заданої продуктивності та інших показників, що визначаються технологічними умовами, з мінімальною витратою тепла.

При проектуванні теплообмінників їхній тепловий розрахунок зводиться до визначення необхідної поверхні теплообміну F при відомих витратах, початковій та кінцевій температурах теплоносіїв.

Для діючих теплообмінні апарати виконують перевірочні теплові розрахунки, в яких можлива продуктивність апарату зіставляється з фактичною і визначаються умови, що відповідають оптимальному режиму роботи теплообмінника.

Теплові розрахунки виробляються спільно з гідравлічними та конструктивними та на основі всіх цих розрахунків підбирають найбільш підходящі стандартні або нормалізовані конструкції теплообмінних апаратів. Вибрана конструкція має бути по можливості оптимальною - що поєднує інтенсивний теплообмін з низькою вартістю, надійністю, дешевизною та зручністю експлуатації.

До проведення власне розрахунку трубчастих теплообмінників слід встановити доцільність направлення одного з теплоносіїв до трубного, а іншого - міжтрубний простір апарату. Вибір простору для руху теплоносія в поверхневому теплообміннику

будь-якого типу виробляють, виходячи з необхідності покращити умови тепловіддачі з боку теплоносія з великим термічним опором. Тому рідина (або газ), витрата якої менша або яка має більшу в'язкість, рекомендується направляти в той простір, де її швидкість буде вищою, наприклад, у трубний, а не в міжтрубний простір однокотлового кожухотрубчастого теплообмінника. У трубний простір доцільно спрямовувати теплоносії, що містять тверді суспензії і забруднення, з тим щоб полегшити очищення поверхні теплообміну. Теплоносії знаходяться під надлишковим тиском (з міркувань механічної міцності апарату), і, нарешті, хімічно активні речовини, так як в цьому випадку для виготовлення корпусу теплообмінника не потрібно дорогого корозійностійкого матеріалу. Слід враховувати також, що при напрямі теплоносія, що нагріває, в труби зменшується втрата тепла в навколишнє середовище.

Приймаючи напрямок взаємного руху теплоносіїв, враховують і перевагу протитечії, при теплообміні без зміни агрегатного стану, а також доцільність збігу напрямків вимушеного та вільного руху теплоносія (наприклад, при русі середовища, що нагрівається, знизу вгору).

Швидкість теплоносіїв у вибраному апараті повинні забезпечувати сприятливе поєднання інтенсивного перенесення тепла та помірної витрати енергії на переміщення теплоносія. При цьому бажано, щоб теплообмін відбувався в умовах турбулентного режиму перебігу теплоносіїв при розвиненому турбулентному русі ($Re \geq 10^4$) або близькому до нього.

3. ДІАГНОСТИКА ТА РОЗРАХУНОК ОБЛАДНАННЯ НАГРІВУ ГАЗУ

3.1 ДІАГНОСТИКА АППАРАТІВ ПРАЦЮЮЧИХ ПІД ТИСКОМ

Діагностування технічного стану здійснюється за програмою, на кожну посудину або групу судин однієї конструкції, що працюють в однакових умовах (на одному «майданчику» в одному цеху тощо) з урахуванням конструктивних особливостей та умов експлуатації можливостей застосування конкретного виду контролю, що не руйнує. У ній наводиться перелік потенційно небезпечних зон, обсяг та види неруйнівного контролю. Зони контролю зображуються на карті контролю з прив'язкою їхнього розташування до найближчих зварних швів або елементів судини із зазначенням розмірів, що забезпечують виконання методів контролю, що застосовуються (Рисунок 3)

А – вхід газу; Б – вихід газу; В – дренаж; Г – вихід конденсату; Н – люк; К1 – К4 – кільцеві зварні шви; П1 – П3 – поздовжні зварні шви; 1 – 48 – номери точок контролю товщини стінки обічаків та днищ; (49 – 54) а, б, в, г – номери точок контролю товщини патрубків штуцерів (а – 0 год., б – 3ч., в – 6ч., г – 9ч.)

Підприємство, що експлуатує посудину відповідно до програми обстеження, забезпечує підготовку судини до обстеження та безпечно проведення робіт, а саме:

- відключення судини від усіх комунікацій, встановлення заглушок з хвостовиками, розтин судини та очищення її від відкладень;
- видалення (зняття) частково або повністю зовнішньої ізоляції, що перешкоджає проведенню контролю, зачищення зон контролю відповідно до картки контролю;

Забезпечення освітленням для проведення візуального огляду всередині посудини від джерела струму не більше 12 В та, за необхідності, електроживленням приладів та технічних засобів контролю відповідно до чинних на об'єкті правил техніки безпеки;

- проведення аналізу повітря всередині судини на вміст шкідливих та вибухонебезпечних речовин, постачання персоналу засобами індивідуального захисту органів дихання, запобіжними плакатами та табличками встановленого зразка.

Роботи з діагностики судини виконують за нарядом-допуском, що оформляється підприємством, що експлуатує посудину. Запобіжні пристрої посудини, а також контрольно-вимірювальні прилади (КВП), встановлені на щитах системи автоматизації та за місцем повинні відповідати робочій (проектній) документації на посудину. КВП повинні бути метрологічно повірені і мати відповідні тавра та позначки.

При виконанні візуального та вимірювального контролю звертається особлива увага на оцінку корозійного та ерозійного зносу в зонах поділу середовищ, у місцях скупчення води або конденсату, у зонах різкої зміни траєкторії руху потоку

(наприклад на елементах корпусу або внутрішніх пристроях навпроти входу продукту) та різкої зміни прохідного перерізу; наявність тріщин у місцях приварювання патрубків, штуцерів та люків до корпусу посудини деталей кріплення внутрішніх технологічних пристроїв до корпусу сосуда тощо; тріщин, що утворюються в місцях геометричної, температурної та структурної неоднорідності (найчастіше у зварних з'єднаннях); змішання або відведення кромek або непрямолинейності елементів, що з'єднуються; наявність вм'ятин або випучин та інших дефектів форми; відхилення судини колонного типу від вертикалі, відрив трубопроводів входу та виходу технологічного середовища від найближчих до посудини фундаментів. Виявлені пошкодження та дефекти зображуються на карті-контролі або ескізі з прив'язкою до найближчих орієнтирів.

При необхідності в індивідуальну програму дослідження вносять доповнення, що передбачають застосування різних видів неруйнівного контролю у зоні виявлених ушкоджень.

Судини та апарати, виготовлені з вуглецевих малолегованих сталей, піддаються в основному суцільній, виразковій, щілинній та точковій (піттинговій) корозії. Устаткування, виготовлене з корозійно-стійких (нержавіючих) сталей, може бути схильне до міжкристалітної корозії, що характеризується вибіркоким руйнуванням кордонів зерен металу і призводить до різкого зниження його міцності та пластичності. Міжкристалічна корозія проявляється у зоні термічного впливу зварних швів.

У деяких середовищах можливий прояв ножової корозії по лінії сплавлення зварного шва, який є різновидом міжкристалічної корозії за наявності в технологічному середовищі супутніх розчинів хлоридів, лугів, ряду кислот при температурах вище 40-50 °C нержавіючі сталі схильні до корозійного розтріскування. Найбільша ймовірність корозійного розтріскування виникає у місцях найбільшої залишкової напруги після зварювання штампування згинання тощо. Для виявлення

схильності до міжкристалічної корозії та корозійних розтріскування в місцях найбільшої залишкової напруги судин і апаратів, виготовлених з нержавіючих аустенітних сталей, слід застосовувати метод травлення за ГОСТ 6032-89 або методи неруйнівного контролю, що дозволяють виявити поверхневий і:

Неруйнівний контроль судин проводять:

- для докладнішого дослідження дефектів, виявлених візуально;
- для виявлення ненаглядних візуальних дефектів у зварних з'єднаннях та потенційно небезпечних ділянках.

Неруйнівний контроль здійснюють методами ультразвукової, магнітопорошкової, капілярної дефектоскопії та ін. Обсяг неруйнівного контролю визначається індивідуальною програмою діагностування. Зварні з'єднання судин, що працюють при негативних температурах нижче мінімально дозволеного рівня, контролюються ультразвуковим або радіаційним методом в обсязі 100 %.

На підставі аналізу технічної документації, даних візуального та вимірювального контролю, а також контролю елементів судини неруйнівними методами приймається рішення про необхідність визначення хімічного складу, структури та механічних властивостей металу. Така необхідність виникає, наприклад, при діагностуванні судин, встановлених на відкритому повітрі, які в холодну пору року піддаються впливу низьких температур, внаслідок чого температура стінки може стати нижчою, ніж мінімальна дозволена температура застосування сталі, що може призвести до зниження пластичних властивостей металу та небезпеки виникнення та розвитку крихких тріщин. Це відноситься в першу чергу до судин, виготовлених з вуглецевих та деяких низьколегованих сталей. Ці роботи виконуються обов'язково при виявленні аномальних зон з наявністю мікротріщин або твердістю металу, що виходить за межі, що допускаються. По можливості роботи виконують без вирізки масивних зразків неруйнівним способом відбору малих проб (мікропроб).

У судинах і апаратах, що експлуатуються в сірководневмісних середовищах, крім загальної корозії може відбуватися корозійне розтріскування та розшарування металу, викликане воднем, що утворюється в результаті електрохімічних процесів на поверхні сталі за участю сірководню, вуглекислого газу та води. Сірководневе розтріскування та розшарування можуть початися всередині металу, далеко від поверхні. Сірководневе розшарування піддаються в основному вуглецеві та малолеговані сталі з межею міцності 300-800 МПа, тоді як сірководневе корозійне розтріскування під напругою більш характерне для високоміцних сталей.

Для виявлення розшарування використовують переважно ультразвукову дефектоскопію і товщинометрію. Ці методи дозволяють виявити дефекти на будь-якій глибині в товщі стінки апарата. Надійність виявлення дефектів (розшарування) забезпечується суцільним скануванням поверхні

При виявленні результаті проведеного контролю ушкоджень і дефектів проводиться оцінка їх відповідності нормам і критеріям, наведеним у керівних документах, і навіть виконуються перевірочні розрахунки міцність і стійкість. Ці розрахунки стандартизовані та виконуються відповідно до чинної нормативно-технічної документації.

Найчастіше виконується перевірочний розрахунок за ГОСТ 14249-89 «Сосуди та апарати. Норми та методи розрахунку» при виявленні потонання стінок. Мінімальна товщина S_p , що допускається, за умовою міцності без урахування припуску на компенсацію корозії визначається при цьому за формулами:

для гладкої циліндричної оболонки, навантаженої внутрішнім тиском:

$$S_p = \frac{pD}{2[\sigma]\varphi_p - p}$$

де D - внутрішній діаметр оболонки, $[\sigma]$ - допустима напруга при розрахунковій температурі; φ_p - Коефіцієнт міцності поздовжнього шва оболонки; φ - Коефіцієнт міцності зварних швів днища (залежно від розташування); R - радіус кривизни по внутрішній поверхні у вершині днища судини.

За наявності тріщиноподібних дефектів має бути проведений розрахунок на міцність з урахуванням виявлених дефектів за моделями в'язкого та крихкого руйнування. Під час проведення розрахунків за моделлю в'язкого руйнування умовою забезпечення міцності є перевищення допустимих напруг проти фактичними. Розрахункова температура і напруги, що допускаються, при цьому визначаються за ГОСТ 14249-89.

Опір крихкому руйнуванню в умовах розтягування для тріщиноподібного дефекту вважається забезпеченим при виконанні умови

$$K_1 \leq [K_{1c}]$$

де K_1 - розрахункове значення коефіцієнта інтенсивності напружень; $[K_{1c}]$ - допустиме значення коефіцієнта інтенсивності напруги матеріалу у вихідному стані.

Розрахунок проводиться для двох розрахункових випадків: робочих умов та гідравлічних (пневматичних) випробувань. Як розрахунковий тиск при аналізі робочих умов приймається дозволений тиск. При гідравлічному (пневматичному) випробуванні - пробний тиск ПБ 03-576-03.

Оцінка технічного стану судини проводиться на основі аналізу діагностичної інформації:

- перевірки відповідності параметрів технічного стану вимогам конструкторської (проектної) та нормативно-технічної документації, що

пред'являються до конструкції та матеріалів при виготовленні, монтажі, ремонті та експлуатації;

- перевірки відповідності параметрів технічного стану, виявлених пошкоджень та дефектів критеріям та нормам, встановленим у керівному документі;
- результатів перевірочних розрахунків на міцність.

Посудина допускається до подальшої експлуатації в установленому порядку, якщо в результаті проведеного технічного діагностування визначено, що при розрахункових параметрах навантаження (тиску і температури) він знаходиться у справному або працездатному стані.

У випадках, коли не можна оцінити міцність судини за чинною нормативною документацією, а також коли виникає необхідність отримання додаткової інформації про несучу здатність та залишковий ресурс судини, проводять уточнені розрахунки напружено-деформованого стану або його оцінку експериментальним шляхом (тензометрією, магнітним методом та ін.).

Посудина, в якій за результатами технічного діагностування виявлено дефекти, що підлягають усуненню із застосуванням зварювання, після завершення ремонтно-відновлювальних робіт піддається позачерговому гідравлічному (пневматичному) випробуванню. Допускається проведення гідравлічного (пневматичного) випробування безпосередньо після закінчення технічного діагностування за умови, що до проведення планового гідравлічного (пневматичного) випробування залишається менше двох років. Пневматичні випробування обов'язково супроводжуються контролем акустико-емісійним методом.

Пробний тиск під час проведення випробувань визначають відповідно до ПБ 03-576-03 за формулою

$$p_{i\partial} = K_p \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_{\tau}}$$

де К-коефіцієнт надлишкового тиску, $K_p = 1,5$ - для судин, виготовлених методом лиття, $K = 1,25$ - для інших способів виготовлення; - Розрахунковий тиск судини; $[\sigma]_{20}$ - напруги, що допускаються для матеріалу судини при $T = 20$ °C і розрахунковій температурі T ;

Посудина вважається таким, що витримав випробування, якщо в процесі навантаження не виявлено падіння тиску, течі і отпотевания, тріщин та інших ознак розриву металу, видимих залишкових деформацій, акустично активних дефектів.

Залишковий ресурс судини приймається мінімальним за результатами розрахунку швидкості корозії (ерозії), циклічної міцності, зміни механічних характеристик матеріалу. Призначуваний за результатами розрахунків термін подальшої експлуатації повинен при цьому перевищувати граничну величину: якщо отриманий в результаті розрахунків залишковий ресурс перевищує 10 років, його слід прийняти рівним 10 років.

При продовженні експлуатації судини встановлюється регламент контролю його технічного стану, що передбачає проведення періодичних оглядів, товщинометрію елементів та проведення випробувань пробним тиском.

У технічно обґрунтованих випадках можуть призначатися додаткові види контролю: наприклад, при виявленні підвищеної вібрації - періодичний вимір віброшвидкості на штуцерах і патрубках входу та виходу продукту в трьох взаємно перпендикулярних напрямках, при виявленні деформації фундаментів - сезонні вимірювання деформації фундаментів і т.д. п.

3.2 РОЗРАХУНОК ТРУБНОЇ СЕКЦІЇ

1. Вихідні дані						
№ з/п	Найменування		Позначення	Одиниці вимір.	В трубах	В корпусі
1	Тиск розрахунковий		P	МПа(кгс/см²)	0,2 (0,2)	0,7 (0,7)
2	Температура розрахункова		t	°C	100	150
3	Внутрішній діаметр апарату		D	ММ	1200	1200
4	Матеріал	Обічайок		Сталь 09Г2С-12		
		Решіток				
		Труб		12Х18Н10Т		
		Патрубків		Сталь 20		
5	Тиск пробний		Pпр	МПа(кгс/см²)	0,26 (0,26)	0,92 (0,92)
6	Допустима нормативна напруга, при розрахунковій температурі для матеріалу	Обічайок	[σ]	МПа(кгс/см²)		171 (1710)
		Труб			261 (2610)	
		Патрубків				139 (1390)
		Решіток			154 (1540)	
7	Коефіцієнт міцності поздовжнього зварювального шва для матеріалу		φ		1	1
8	Надбавка на компенсацію корозії		C1	ММ	2	2
9	Надбавка на мінусовий допуск листа		C2	ММ	0,8; 0,9	0,8
2. Прийняті данні за результатами розрахунку						
1	Товщина стінки обичайки		S	ММ		8
2	Товщина стінки труби			ММ	2	
3	Товщина трубної решітки		Sp	ММ	45	

Таблиця 1 «Вхідні данні розрахунку трубчатки з площею нагріву 57,5м²»

3.2.1 Розрахунок на міцність

Приймається за стандартом

Фланці апаратні-по ГОСТ 28759.2-90 на P_y 0,6 МПа, сталь 09Г2С-12

Фланці штуцерів-по ГОСТ 12821-80 на P_y 40 МПа, сталь 20

Патрубки штуцерів – по ГОСТ 8732-78, сталь 20

Компенсатор линзовий-по ОН 26-01-79-68 на P_y 1,6 МПа, сталь 09Г2С-12

Розрахунок обічайки діаметром 1200 мм , матеріал сталь 09Г2С-12,

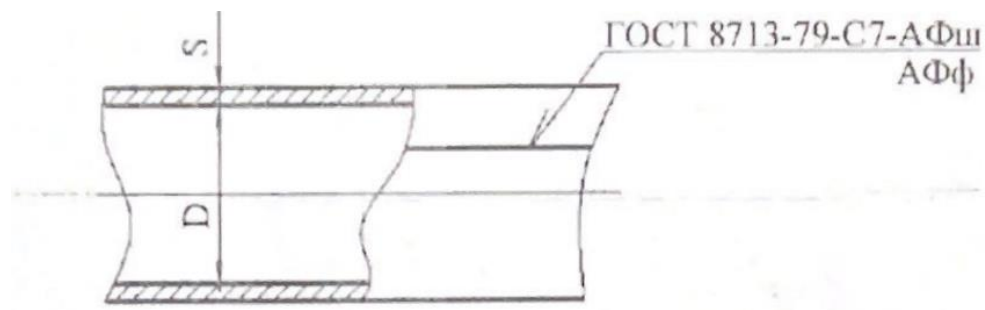


Рисунок 3.1 Обічайка теплообмінника

Виконавча товщина обічайки визначається за формулою:

$$S_p = \frac{pD}{2[\sigma]\varphi_p - p}$$

$$S_p = \frac{0,7 \times 1200}{2 \times 1 \times 171 - 0,7} = 2,46 \text{ мм}$$

$$S \geq S_p + C = 2,46 + 2,8 = 5,26 \text{ мм}$$

$C = C_1 + C_2$ -сума розрахункових надбавок,

Приймаємо обічайку камери товщиною $S = 8$ мм, з умов укріплення отворів.

Умови застосування формули:

$$\frac{S - C}{D} \leq 0.1.$$

$$\frac{8 - 2.8}{1200} = 0.004 < 0.1 - \text{виконано}$$

3.2.2 Розрахунок укріплення отворів

Найбільш допустимий діаметр одиночного отвору, що не потребує додаткового посилення:

в обічайці корпусу:

$$d_0 = 2 \left(\frac{S - C}{S_p} - 0.8 \right) \sqrt{D_p (S - C)};$$

$$d_0 = 2 \left(\frac{8 - 2.8}{2.46} - 0.8 \right) \sqrt{1200(8 - 2.8)} = 207 \text{ мм}$$

Де $D_r = D$

Отвори під штуцери в апараті розрахунку на укріплення не потрібні, так як $d_0 > d_p$

3.2.3 Розрахунок трубної решітки , матеріал сталь 09Г2С-12

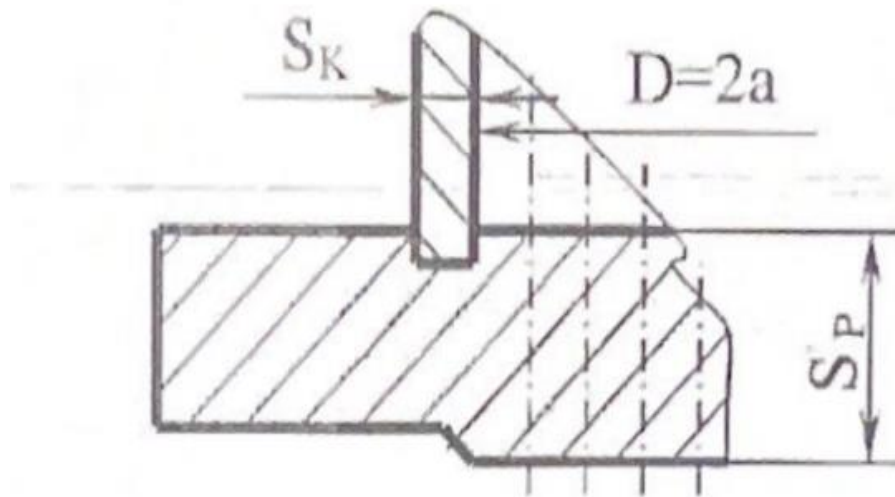


Рисунок 3.2 Безтрубний край

Основні характеристики решітки.

Відносна характеристика безтрубного краю:

$$m_n = \frac{a}{a_1} = \frac{600}{565} = 1.06,$$

де:

$a=600$ мм-внутрішній радіус апарату,

$a_1=565$ мм-відстань від осі апарату до осі найбільш віддаленої труби

Коефіцієнти впливу тиску на трубну решітку:

$$\eta_M = 1 - \frac{i \times d_r^2}{4 \times a_1^2} = 1 - \frac{511 \times 38^2}{4 \times 565^2} = 0,422$$

$$\eta_T = 1 - \frac{i(d_T - 2S_T)^2}{4 \times a_1^2} = 1 - \frac{511(38 - 2 \times 2)^2}{4 \times 565^2} = 0,537$$

$i=511$ шт – кількість труб в решітці,

$d_r=38$ мм – зовнішній діаметр труб,

$S_r=2$ мм – товщина стінки труб

Коефіцієнт ослаблення трубної решітки:

$$\phi_p = 1 - \frac{d^0}{t_p} = 1 - \frac{38,35}{48} = 0,2$$

$d_0=38.25$ мм – діаметр отворів в решітці,

$t_p=48$ мм – шаг розбивки отворів в решітці.

Коефіцієнт жорсткості перфорованої плити, Ψ_0 , визначається за таблицею

$$\Psi_0=0,24$$

Основні характеристики жорсткості елементів апарату:

Модуль пружності основи (системи труб)

$$K_y = \frac{E_T(\eta_T - \eta_M)}{l} = \frac{2,15 \times 10^5 (0,537 - 0,422)}{562,5} = 43,9 \text{ Н/мм}^3$$

$E_r=2,15 \times 10^5$ МПа – модуль поздовжньої пружності матеріалу труб при $t_r=100^\circ\text{C}$.

$l=562,5$ мм – половина довжини труб.

Наведене відношення жорсткості труб до жорсткості кожуха:

$$P = \frac{K_y \times a^1 \times l}{E_k \times S_k} = \frac{43,9 \times 565 \times 562,2}{1,86 \times 10^5 \times 8} = 9,37$$

$E_k=1,86 \times 10^5$ МПа – модуль поздовжньої пружності матеріалу труб при $t_r=150^\circ\text{C}$.

$S_k=8$ мм – товщина стінки кожуха

Коефіцієнти зміни жорсткості системи труби-кожух:

$$K_p=1+K_g^*$$

$$K_q=1+K_g^*$$

Коефіцієнти зміни жорсткості системи труби-кожух:

$$K_q=1+\frac{\pi \times \alpha \times E_k \times S_k}{l \times K_k} = 1 + \frac{3.14 \times 600 \times 1.86 \times 10^5 \times 8}{500 \times 46301} = 122,1$$

$$K_p=1-\frac{\pi(D_k^2-d_k^2) \times E_k \times S_k}{4.8 \times l \times \alpha \times K_k} = 1 - \frac{3.14(1358^2-1200^2) \times 1.86 \times 10^5 \times 8}{4.8 \times 500 \times 600 \times 46301} = -27.3$$

Де:

K_k -жорсткість компенсатору

$$K_k=\frac{E_k \times \delta_k^3 \times A_2}{n \times d_k^2}$$

При $\beta_k = \frac{d_k}{D_k} = \frac{1200}{1358} = 0.88$ - $A_2=5820$ – коефіцієнт, котрий визначається з таблиці РД 26-01-55-84

$E_k=1,86 \times 10^5$ МПа – модуль поздовжньої пружності матеріалу компенсатору,

$\delta_k = 4$ мм – товщина компенсатору,

$n=1$ – кількість лінз,

$D_k=1358$ мм, $d_k=1200$ мм – зовнішній та внутрішній діаметри компенсатору,

$$K_k=\frac{1,86 \times 10^5 \times 4^3 \times 5820}{1 \times 1200^2} = 48112 \text{ Н/мм}$$

3.2.4 Наведений тиск

$$P_0 = [\alpha_k(t_k - t_0) - \alpha_r(t_r - t_0)] \times K_y \times 1 + [\eta_r - 1 + m_{CP} + m_n(m_n + 0,5pKq)] \times P_r - [\eta_m - 1 + m_{CP} + m_n(m_n + 0,3pK_p)] \times P_m;$$

$$m_{CP} = 0,15 \frac{i(dY - SY)^2}{\alpha_1^2} = 0,15 \frac{511(38-2)^2}{565^2} = 0,311$$

$\alpha_r = 16 \times 10^{-6} 1/\text{град}$; $\alpha_k = 12,6 \times 10^{-6} 1/\text{град}$ – коефіцієнт лінійного розширення матеріалу труб і матеріалу кожуха

$t_n = 121^\circ\text{C}$; $t_r = 32,5^\circ\text{C}$; $t_0 = 20^\circ\text{C}$ – середня температура стінки кожуха, труб та температура сборки апарату.

Для розрахунку приймаємо:

$$P_r = 0,2 \text{ МПа} \quad P_m = 0,7 \text{ МПа}$$

$$P_0 = [12,6(121 - 20) - 16,6(32,5 - 20)] \times 10^{-6} \times 43,9 \times 562,5 + [0,537 - 1 + 0,311 + 1,06(1,06 + 0,5 \times 9,74 \times 122,1)] \times 0,2 - [0,422 - 1 + 0,311 + 1,06(1,06 + 0,5 \times 9,74 \times (-27,3))] \times 0,7 = 203 \text{ МПа}$$

3.2.5 Спрощений розрахунок

При $K\sigma = 1,7$;

$$P_p = 0,7 \text{ МПа} < 6,3 \text{ МПа}$$

$$\frac{\alpha - \alpha^1}{S_p} = \frac{600 - 565}{50} = 0,7 < 3$$

Товщина трубної решітки:

$$S_p \geq \frac{f_1 \times S_k}{\eta_Y - \eta_M}$$

S – сума розрахункових надбавок, мм

$$f_1 = f(A^1; B^1)$$

$$A^1 = \frac{P_0}{2[\sigma_a] \times K_q \times \phi_p} = \frac{|203|}{2 \times 450 \times 122,1 \times 0,199} = 0,01$$

$$B^1 = \frac{\psi_0 \times l}{S_k} = \frac{0,24 \times 562,5}{8} = 16,8$$

$[\sigma_a] = 450 \text{ МПа}$ – амплітуда умовних пружних навантажень, розраховується за ГОСТ 25859-83 черт.6

при $[N] = 1000$

$$f_1 = 0,04$$

Товщина решітки:

$$S_p \geq \frac{0,04 \times 8}{0,537 - 0,422} + 2 \times 2 + 3 = 9,78 \text{ мм}$$

Де: 3 мм – надбавка на глибину пазу

Приймаємо товщину решітки $S_p = 45 \text{ мм}$ з умов міцності та герметичності фланцевого з'єднання.

3.2.6 Осьове зусилля в трубі

$$N_T = \frac{\pi \times a_1^2}{i} \left[(\eta_M \times P_M - \eta_T \times P_T) + \frac{f_2^*}{f_2^* \times K_q^* + K_q} \times |P_O| \right] =$$

$$= \frac{3,14 \times 565^2}{511} [(0,422 \times 0,7 - 0,537 \times 0,2) + \frac{0,248}{0,248 \times 122,1 + 122,1} \times 203] = 5344 \text{ Н}$$

$$f_2^* = \sqrt[4]{Z} / (\sqrt[4]{Z} + 1) = \sqrt[4]{0,012} / (\sqrt[4]{0,012} + 1) = 0,248$$

$$Z = \frac{43,7}{B'} \left[\frac{S_K}{S_P(\eta_T + \eta_M)} \right]^3 = \frac{43,7}{16,8} \left[\frac{8}{50(0,537 + 0,422)} \right]^3 = 0,012$$

Умова міцності кріплення труб в решітці:

$$|N_T| \leq [N]_{\text{тр}}$$

$[N]_{\text{тр}}$ – допустиме навантаження на з'єднання труби з решіткою.

Для випадку розвальцювання:

$$[N]_{\text{тр}} = d_T \times l_B \times [q];$$

$[q] = 29,4 \text{ МПа}$ – допустиме навантаження на одиницю умовної поверхні з'єднання труби з решіткою для завальцьованих у пази труб.

$l_B = 34 \text{ мм}$ – глибина розвальцювання труб,

$$[N]_{\text{тр}} = 38 \times 34 \times 29,4 = 37985 \text{ Н}$$

Умова міцності кріплення труб в решітці $5344 \text{ Н} < 37985 \text{ Н}$ – виконано.

3.2.7 Розрахунок пробного тиску

Пробний тиск розраховується за формулою:

$$P_{\text{пр}} = 1,25 P \frac{[\sigma]^{20}}{[\sigma]_l}$$

$\frac{[\sigma]^{20}}{[\sigma]_l}$ – відношення допустимих напружень для матеріалу патрубку при 20°C і розрахунковій температурі.

Для трубного простору:

$$\frac{[\sigma]^{20}}{[\sigma]_l} = \frac{147}{142} = 1,035$$

Для міжтрубного простору:

$$\frac{[\sigma]^{20}}{[\sigma]_l} = \frac{147}{139} = 1,057$$

Пробний тиск для трубного простору:

$$P_{\text{пр}} = 1,25 \times 0,2 \times \frac{147}{142} = 0,26 \text{ МПа}$$

Пробний тиск для міжтрубного простору:

$$P_{\text{пр}} = 1,25 \times 0,2 \times \frac{147}{139} = 0,92 \text{ МПа}$$

Розрахунок виконано за ГОСТ 14249-89, ГОСТ 24755-89, РД 26-14-88, РД 26-01-55-84.

4. МОДЕЛЮВАННЯ РУХУ ПОТОКУ ГАЗУ ТА ПЕРЕДАЧІ ТЕПЛА У ТЕПЛООБМІННИКУ З ВИКОРИСТАННЯМ ANSYS

4.1. Створення геометрії в ANSYS DesignModeler

Моделювання буде проводитися у ANSYS Workbench Fluid Flow (Fluent). Fluid Flow (Fluent) має аналогічний модуль CFX функціонала, однак містить більш широкий спектр моделей і методів для моделювання течій з хімічними реакціями. Також має вбудований редактор розрахункових сіток.

Для початку роботи створюємо нову систему аналізу потоку рідини FLUENT, двічі клацнувши Fluid Flow (FLUENT) у розділі «Analysis Systems» на панелі інструментів «Toolbox» (рис. 4.1).



Рисунок 4.1 «Створення нової систему аналізу потоку рідини FLUENT»

Для геометрії аналізу потоку рідини створюємо геометрію в ANSYS DesignModeler. Спочатку імпортуємо готову спрощену модель теплообмінника с приєднаними патрубками (далі – модель), яку було створено за допомогою програми КОМПАС-3D (рис. 4.2).

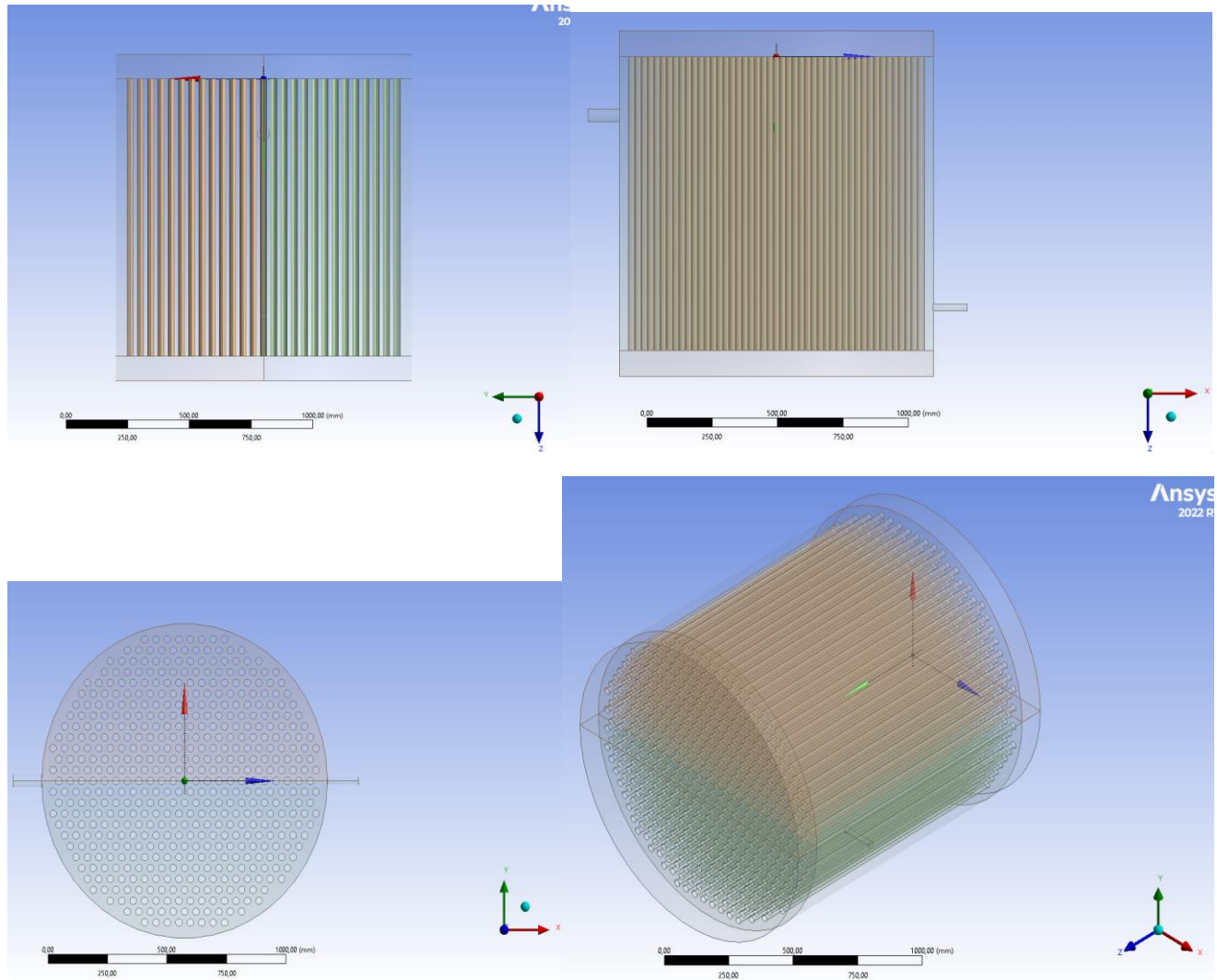


Рисунок 4.2 «Імпортована 3D-модель теплообмінника с приєднаними патрубками»

Для спрощення роботи, прискорення підрахунку результатів та більш наглядного відображення було вирішено використовувати половину моделі. Для цього спочатку використовуємо функцію «Boolean» та обираємо усі труби, які використовуються для потоку газу (рис. 4.3).

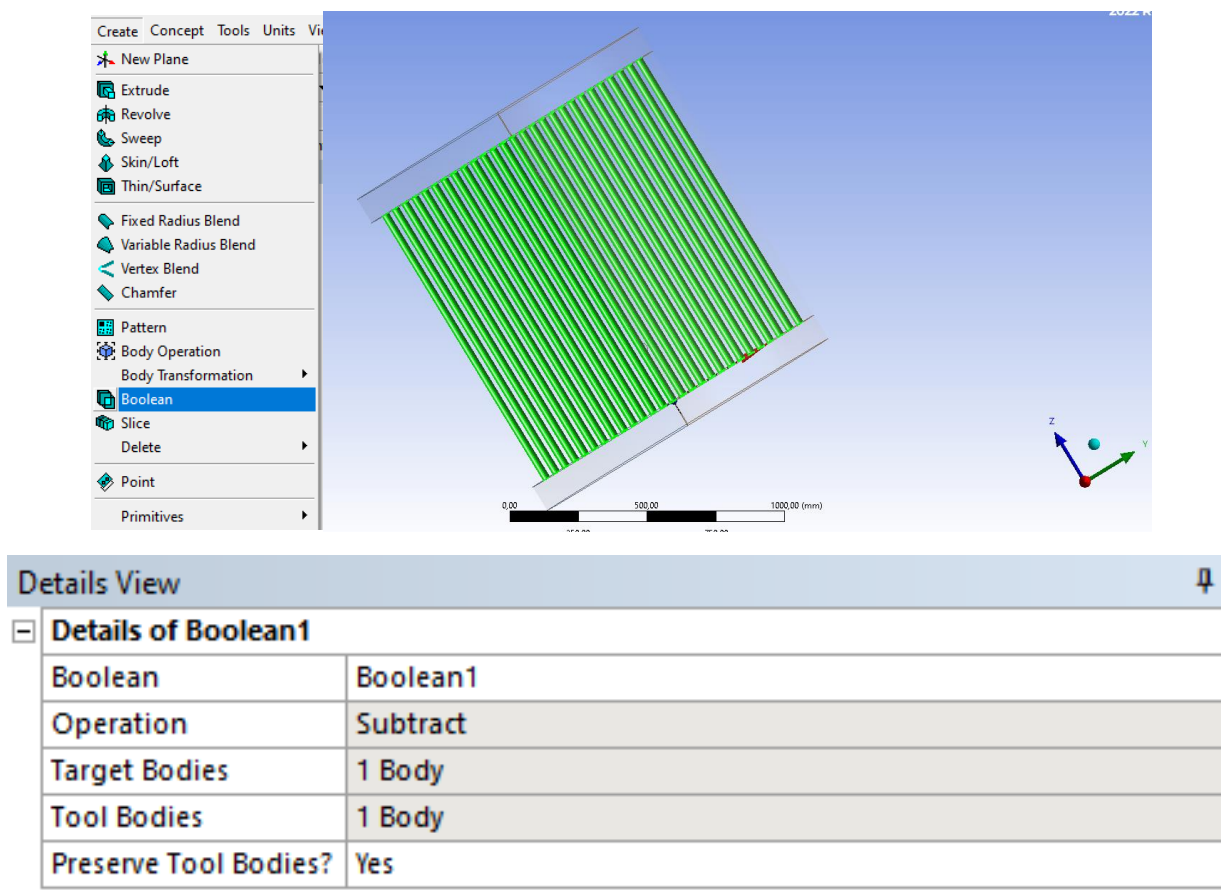


Рисунок 4.3 «Операція «Boolean»

Далі для видалення половини моделі використовуємо «Slice» і обираємо потрібний план YZ. Після генерації отримуємо ту ж саму трубу, але поділену на дві частини (рис. 4.4). Потім за допомогою функції «Delete» видаляємо непотрібну частину (рис. 4.5).

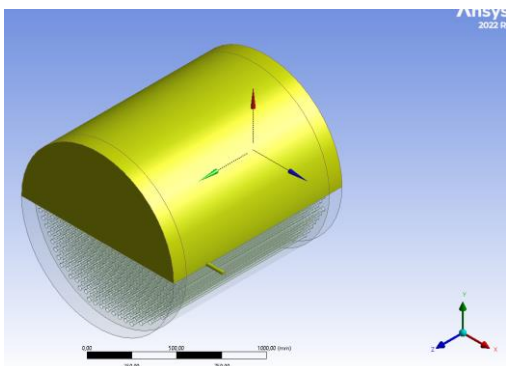


Рисунок 4.4 «3D-модель, поділена на дві частини»

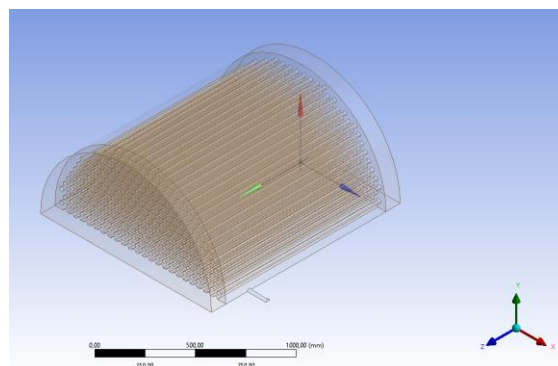


Рисунок 4.5 «Частина моделі»

Після імпорту моделі та видалення половини у дереві програми «Tree Outline» автоматично створиться тіло моделі «4 Parts, 4 Bodies» (рис. 3.6), з якої два тіла буде помічено, як виключені з розрахунку.

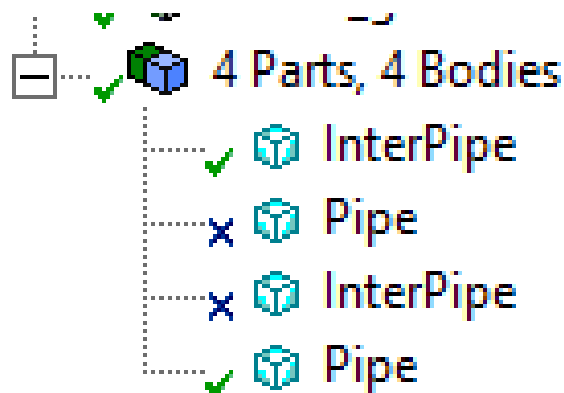


Рисунок 4.6 «Тіло моделі»

У параметрах «Details View» тіл «InterPipe» та «Pipe» у області «Fluid/Solid» потрібно обрати «Fluid», – це необхідно для зміни геометрії твердого тіла на геометрію рідинного тіла (рис. 4.7).

Details View		4
[-] Details of Body		
Body	InterPipe	
Volume	...	
Surface Area	...	
Faces	540	
Edges	1614	
Vertices	1076	
Fluid/Solid	Fluid	
Shared Topology Method	Automatic	
Geometry Type	DesignModeler	
[-] Dependencies		
Child 1	InterPipe	

Рисунок 4.7 «Вибір геометрії рідинного тіла»

На цьому процес створення геометрії у DesignModeler закінчено і можна переходити до створення сітки.

4.2. Створення Mesh для розрахунку в ANSYS

Тепер, коли створено геометрію моделі, потрібно створити обчислювальну сітку для всього обсягу потоку. Для цього відкриваємо програму Meshing.

Для спрощення роботи в подальшому в ANSYS FLUENT, слід позначити кожен межю в геометрії, створивши іменовані виділення для входів та виходів теплообмінника (окремо для пару та газу) та симетрії. Для цього обираємо потрібний вхід/вихід, тиснемо ПКМ, обираємо опцію «Create Named Selection» та у вікні, що з'явилося обираємо ім'я секції. Вхід та вихід для пару (steam), які було обрано для моделі зображено на рисунку 4.8. Входи та виходи (inlet, outlet) для газу (gas) – на рисунку 4.9. Виділення для симетрії (symmetry) (для пару та газу) зображено на рис. 4.10.

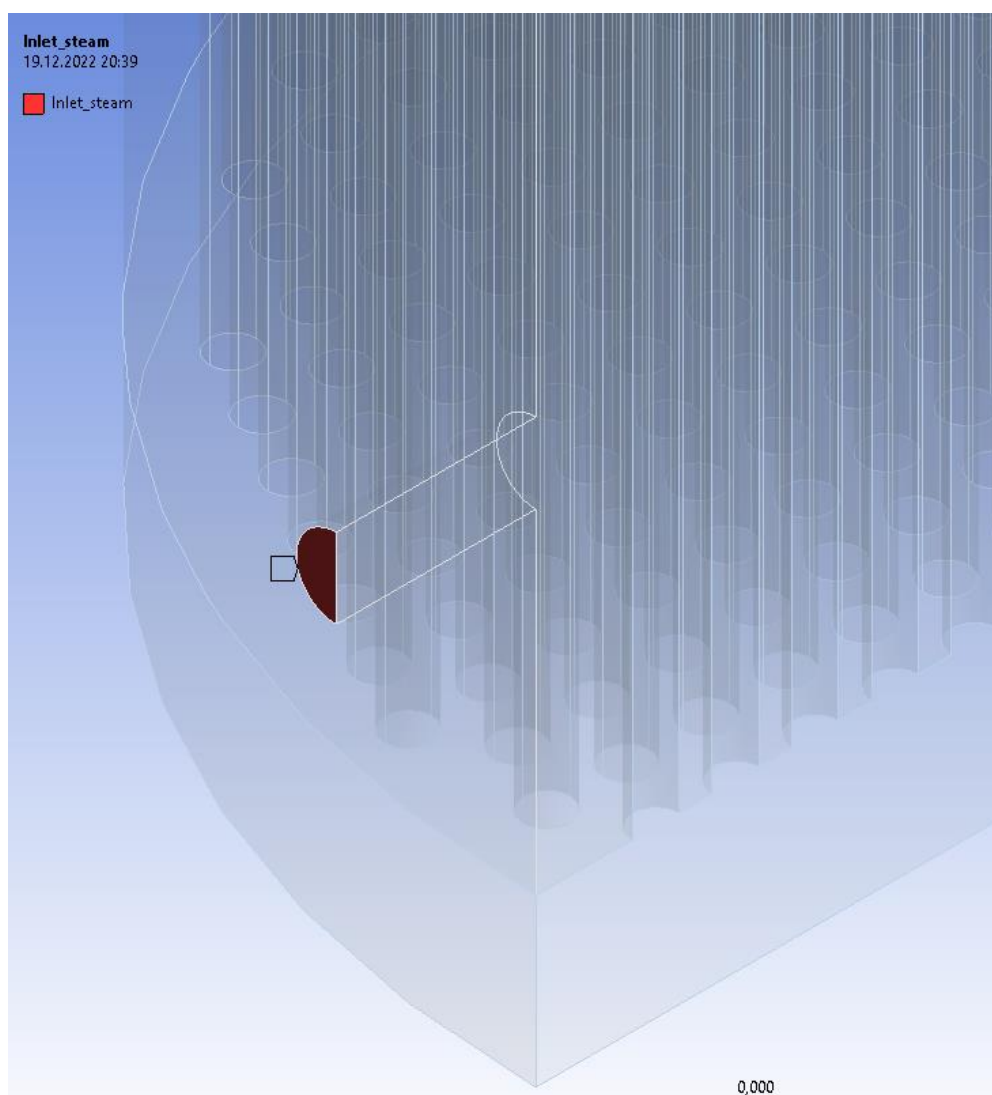


Рисунок 4.8 «Вхід та вихід для пару, які було обрано для моделі»

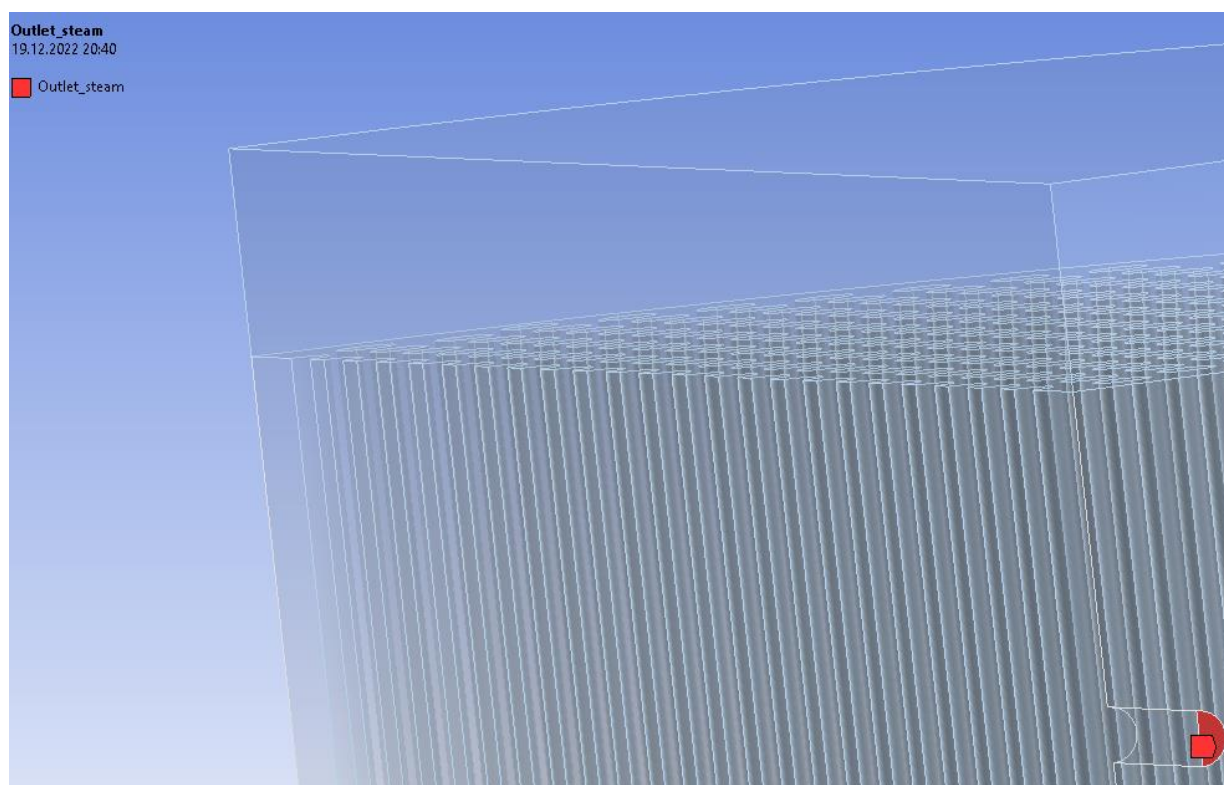


Рисунок 4.8 «Вхід та вихід для пару, які було обрано для моделі»

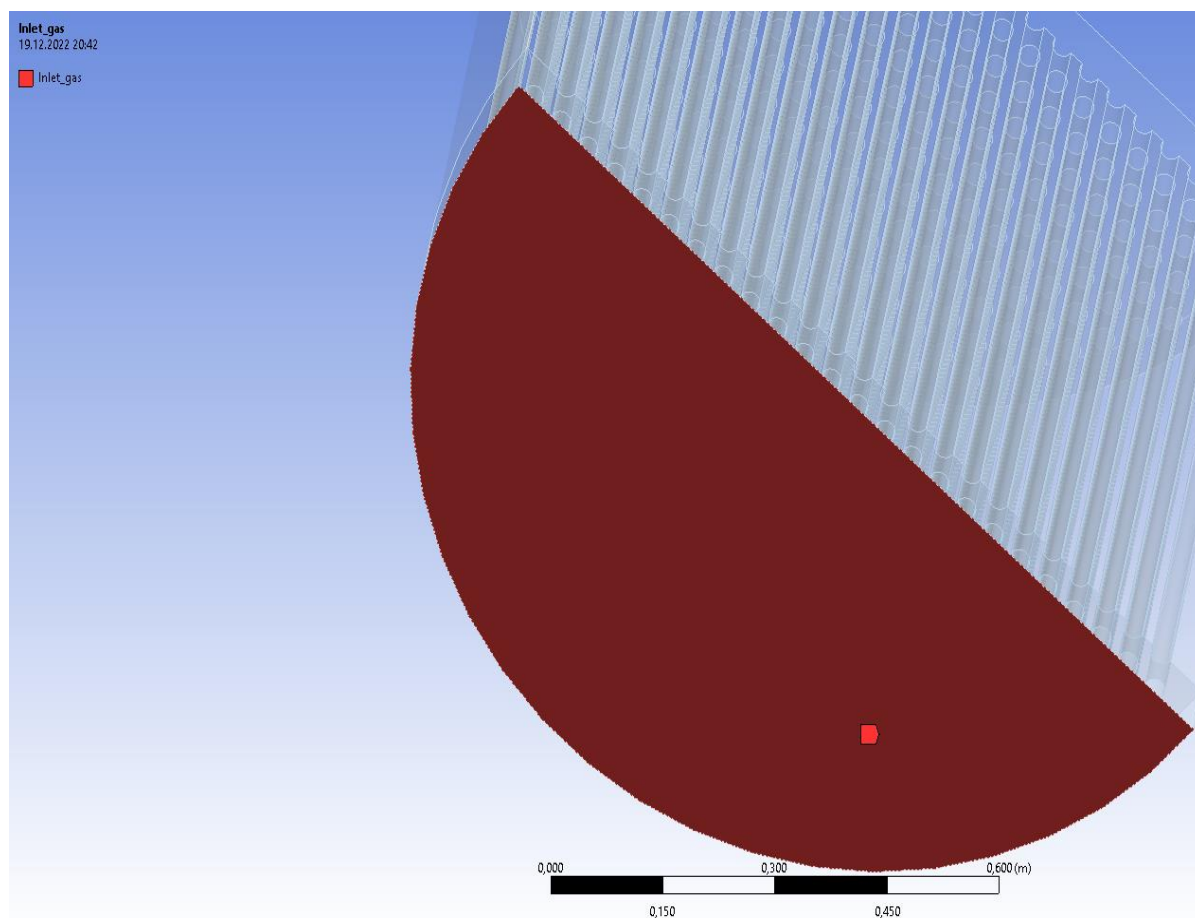


Рисунок 4.9 «Вхід та вихід для газу, які було обрано для моделі»

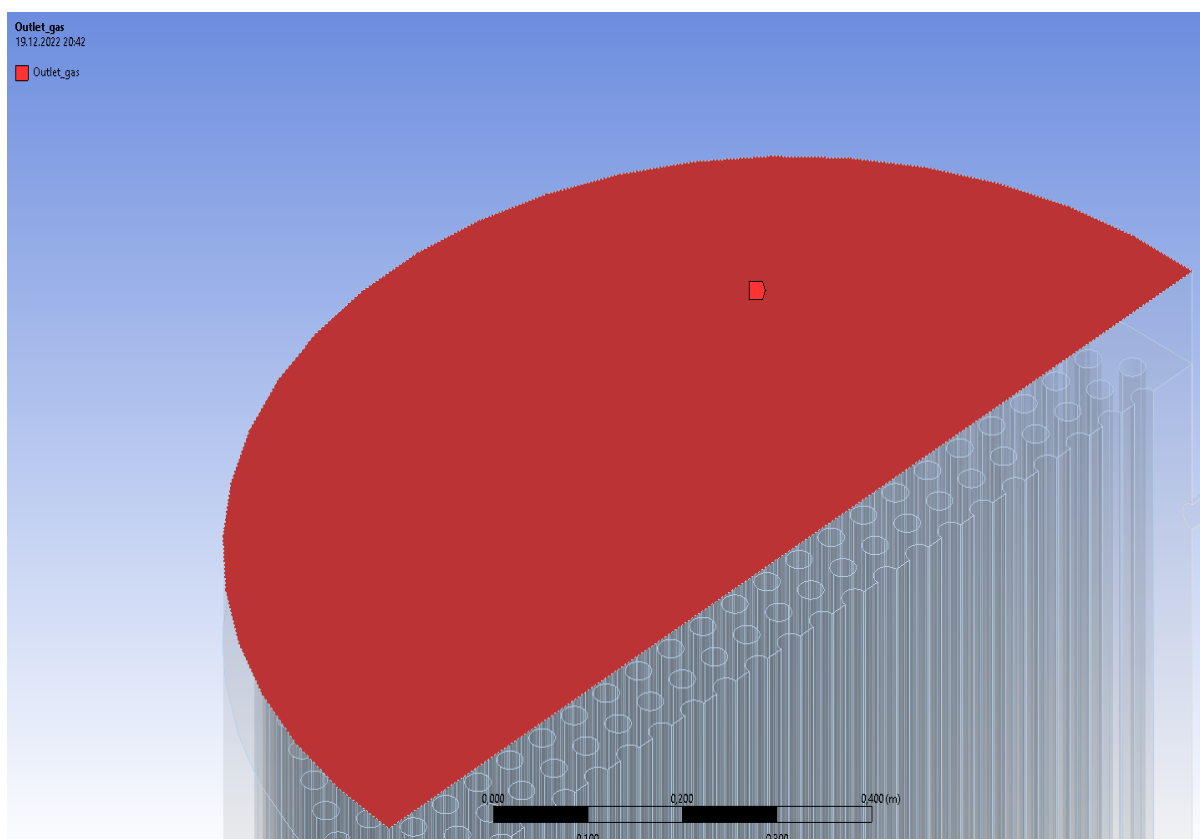


Рисунок 4.9 «Вхід та вихід для газу, які було обрано для моделі»

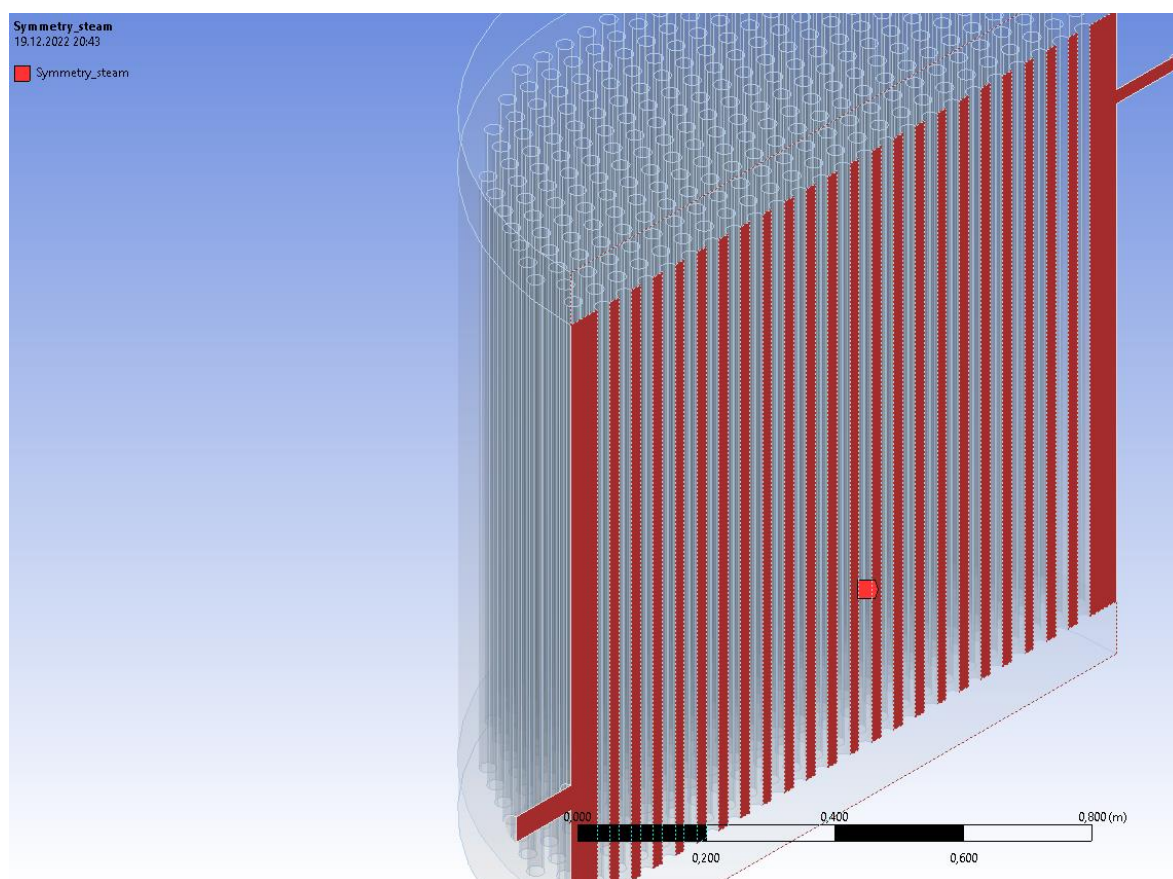


Рисунок 4.10 «Виділення для симетрії для пару та газу окремо»

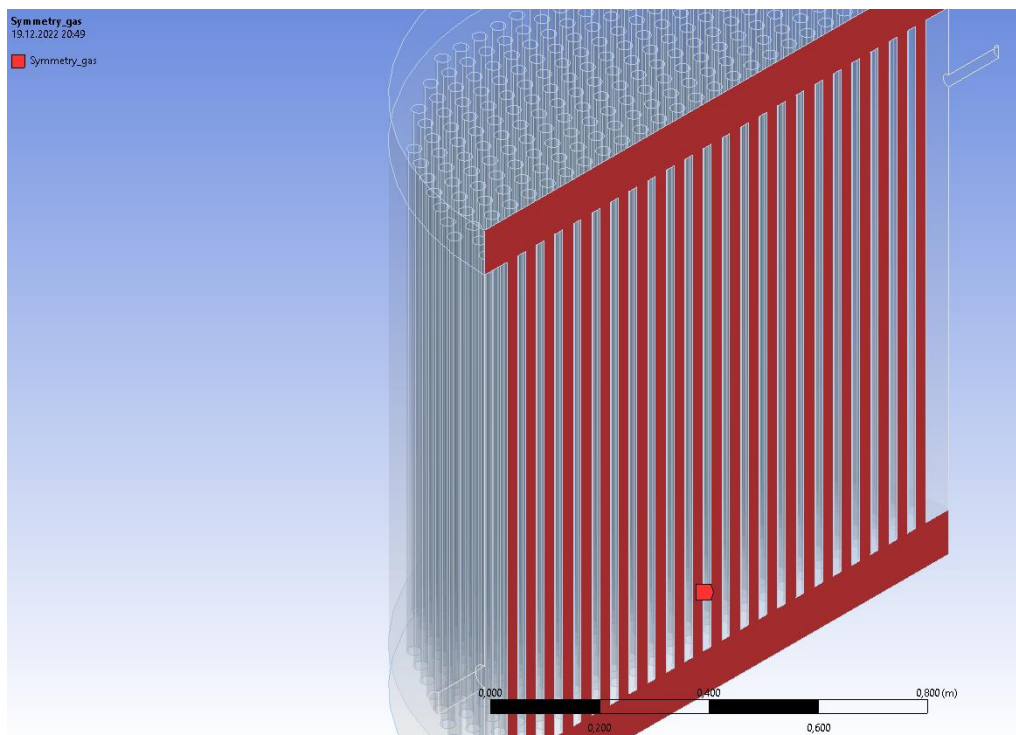


Рисунок 4.10 «Виділення для симетрії для пару та газу окремо»

Далі встановимо деякі основні параметри сітки. Для аналізу налаштуємо кілька параметрів, щоб отримати більш тонку сітку. Для цього у вікні «Outline» обираємо вкладку «Mesh» щоб перейти до вікна «Details of «Mesh»». Далі у вкладці «Quality» для опції «Smoothing» обираємо «High» (для високого згладжування), у вкладці «Sizing» для опції «Curvature Normal Angle» встановлюємо 10° (для визначення нормального кута викривлення), у вкладці «Inflation» для опції «Use Automatic Inflation» обираємо «Program Controlled». Далі додаємо елемент керування розміром тіла. Для цього виділяємо всю модель, тиснемо ПКМ, обираємо параметр «Insert», потім «Sizing». Після цього у вікні «Outline» у вкладці «Mesh» з'явиться нова вкладка «Face Sizing», до роботи з якою переходимо далі. Для опції «Element Size» встановимо значення розміру елементів, що дорівнює 0,1 м.

Наступним кроком є генерація сітки. Для цього обираємо вкладку «Mesh» та тиснемо «Generate». Отриману модель з сіткою зображено на рисунку 4.11.

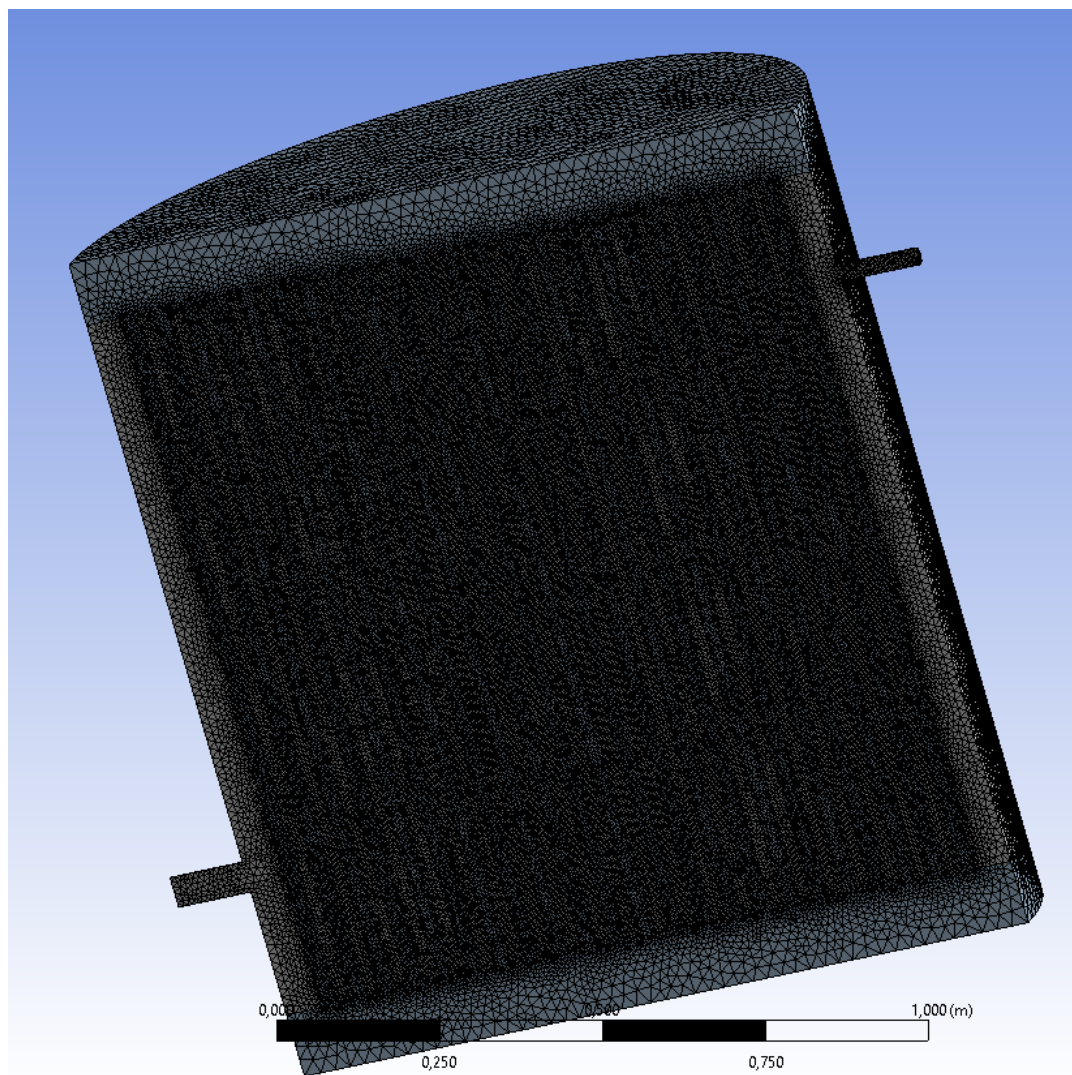


Рисунок 4.11 «Генерована сітка для моделі»

На цьому створення сітки завершено.

4.3. Розрахунок необхідних параметрів для моделювання в ANSYS (Setup)

Коли сітку для моделі створено можна переходити до розрахунку необхідних параметрів. Для розрахунку необхідно запустити модуль Setup в ANSYS, та виставити необхідні параметри (рис. 4.12).

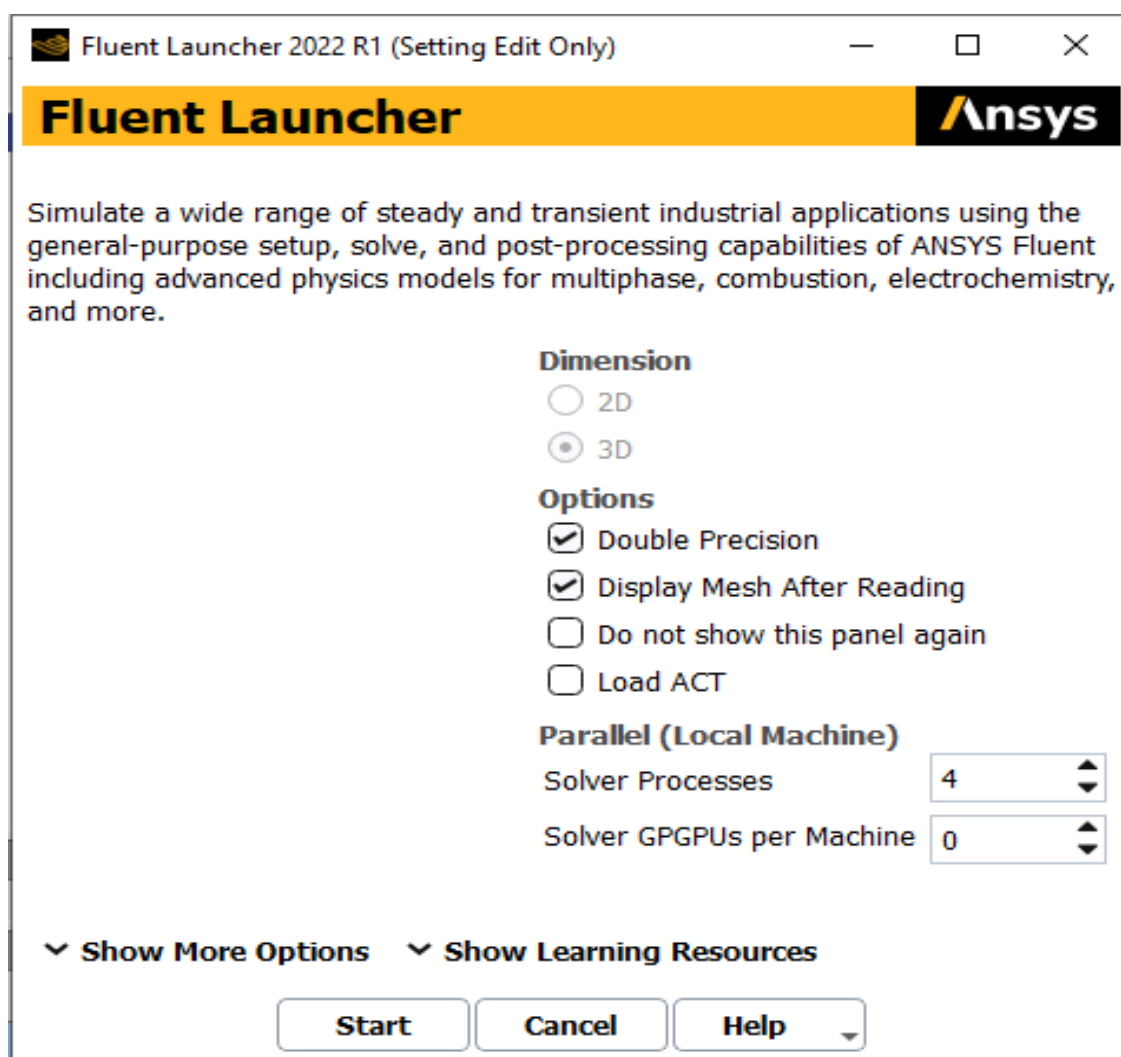


Рисунок 4.12 «Модуль Setup в ANSYS»

Після вибору параметрів відкривається інтерфейс модулю Setup (рис. 4.13).

В меню «General» задаємо гравітаційне прискорення по осі Z. Для моделювання силу тяжіння беремо постійну ($g = -9,81 \text{ м/с}^2$).

Наступним кроком є перевірка сітки. Для цього, залишаючись в меню «General» тиснемо на «Check». За результатами перевірки у звіті повинно бути написано «Done».

Далі налаштовуємо модель для моделювання CFD. Для цього переходимо до меню «Models», потім до параметру «Energy», у вікні, що з'явилося, ставимо галочку біля опції «Energy Equation», – таким чином було увімкнено передачу тепла за допомогою активації рівняння енергії. Далі потрібно так

само ввімкнути k - ϵ турбулентність у меню «Viscous» та вибрати відповідні опції (рис. 4.14).

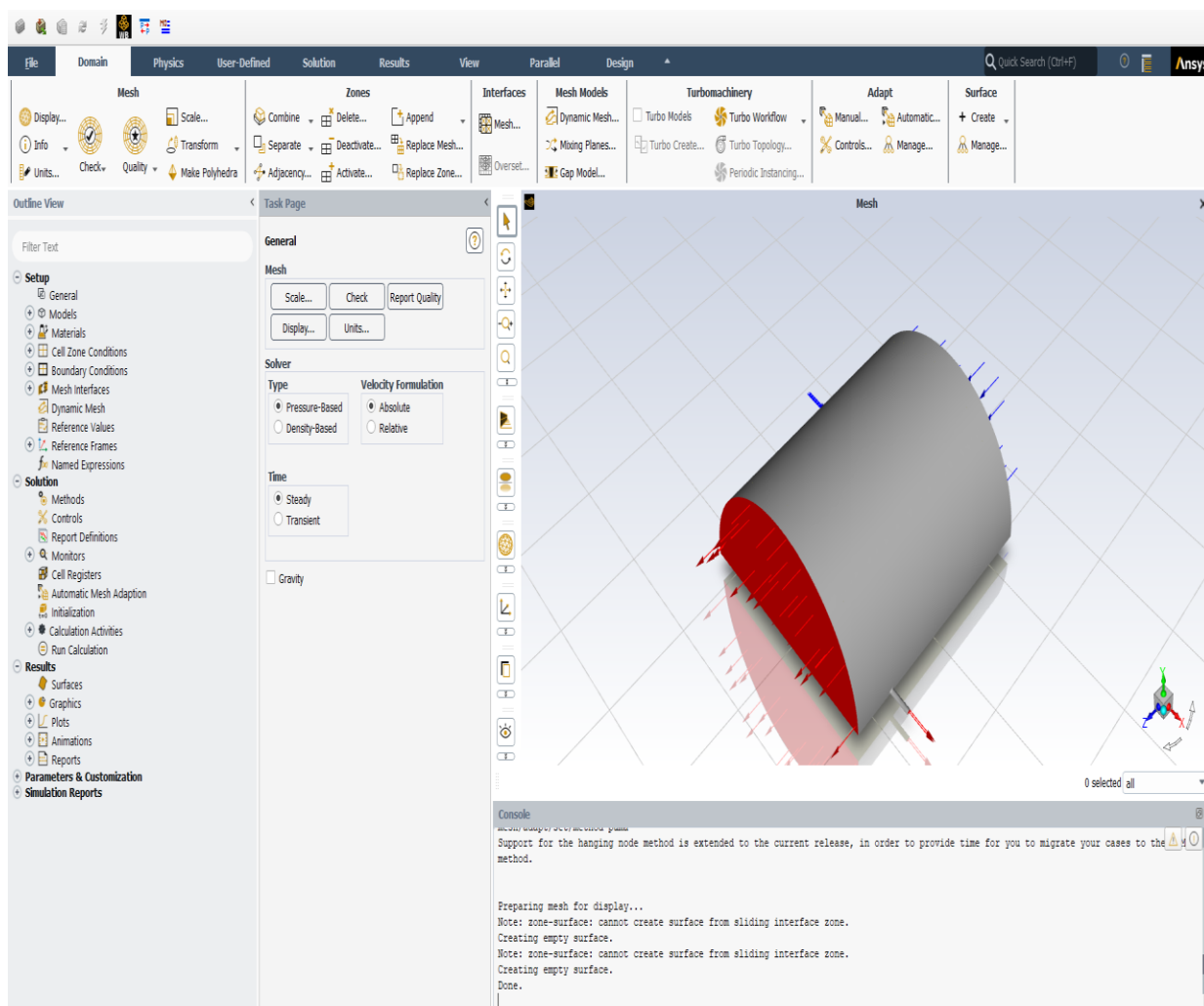


Рисунок 4.13 «Інтерфейс модулю Setup»

Далі налаштуємо матеріали для моделювання CFD. Для цього переходимо до меню «Materials» до вкладки «Fluid». У цьому меню для потоку автоматично обрано повітря, але потрібно додати нові матеріали за допомогою кнопки «Change/Create». У якості цих матеріалів було обрано пар (water-vapor) та метан (methane). Усі матеріали обираємо з «Fluent Database». На рисунку 4.15. відображено вікно створення метану.

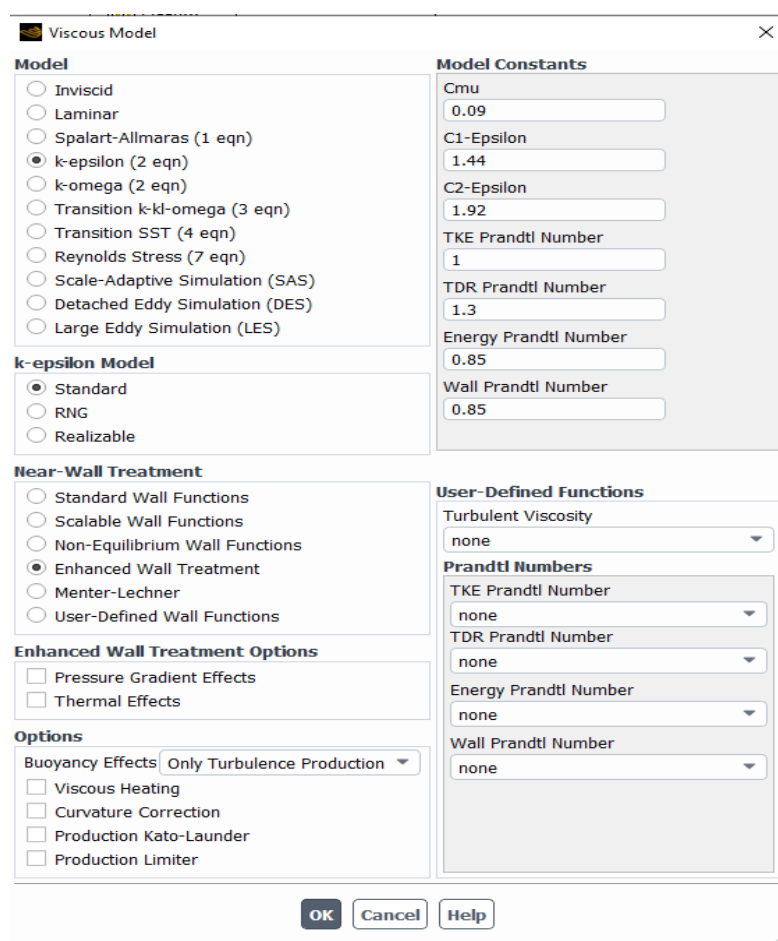


Рисунок 4.14 «Меню «Viscous»»

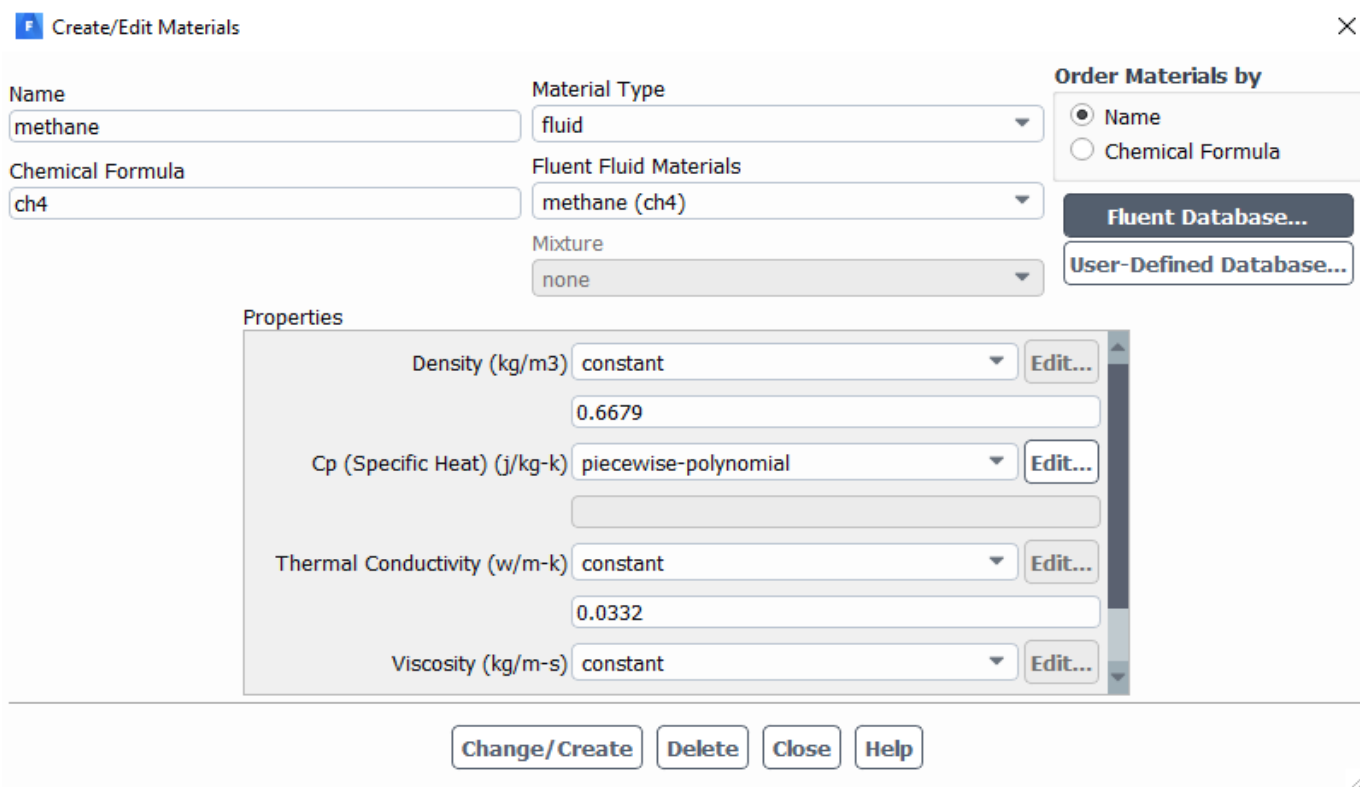


Рисунок 4.15 «Вікно створення нового матеріалу (метану)»

Наступним кроком є встановлення умов секційної зони для моделювання CFD. Для цього переходимо до меню «Cell Zone Conditions» Для зони «interpipe» (для потоку пару) у якості матеріалу обираємо «water-vapor» (рис. 4.16). Для зони «pipe» обираємо матеріал «methane» (рис. 4.17).

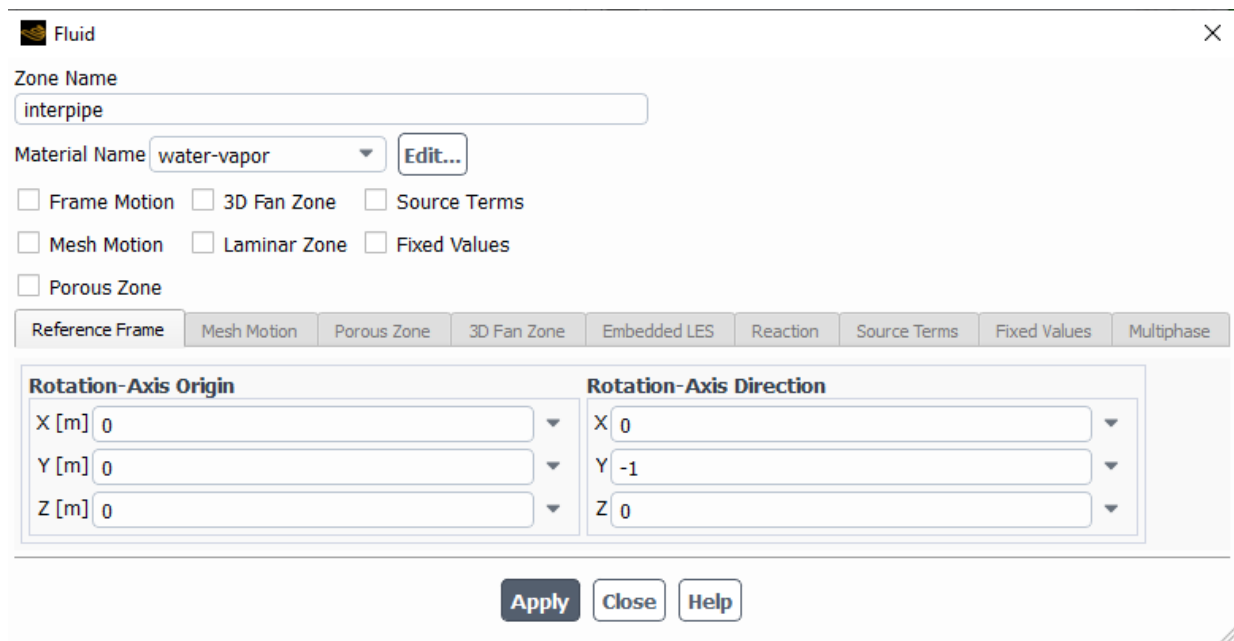


Рисунок 4.16 «Вікно зони «interpipe»

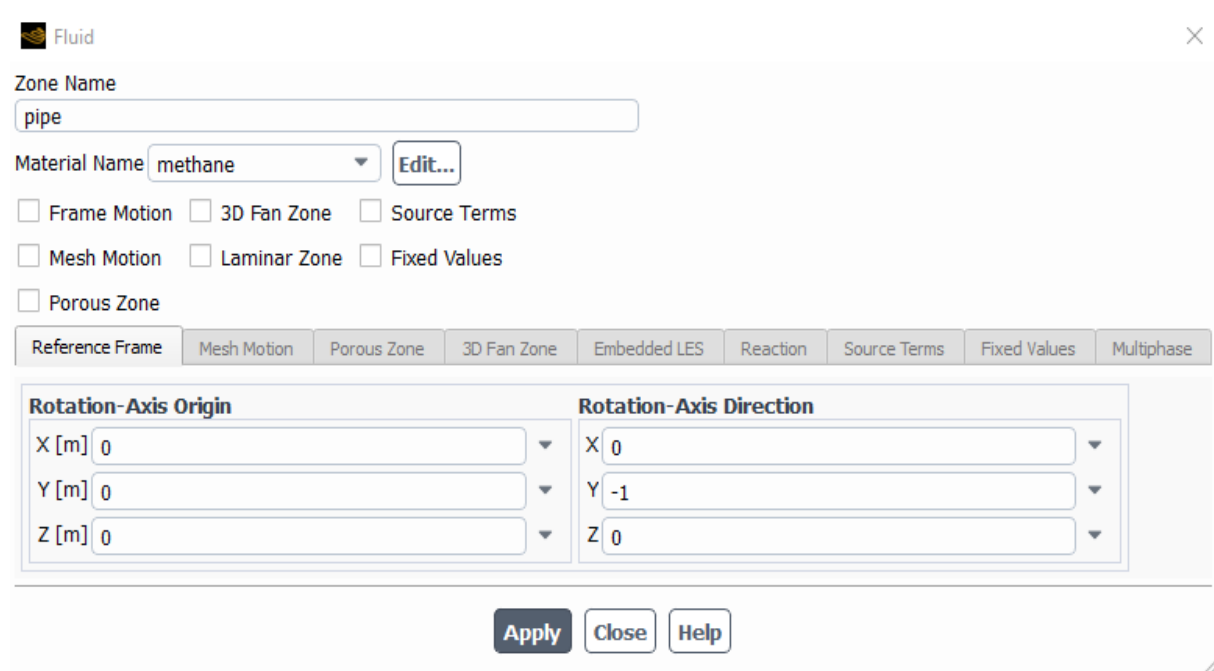


Рисунок 4.17 «Вікно зони «pipe»

Далі переходимо до встановлення граничних умов. Для цього переходимо до меню «Boundary Conditions» та:

1. Для входу для пару у вікні «inlet_steam» (рис. 4.18):
 - для опції «Velocity Specification Method» обираємо «Components»
 - Встановлюємо швидкість (по осі X) = 30,8 м/с та у вкладці «Thermal» температуру = 210 °C (483,15 K).
 - Для опції «Specification Method» обираємо «Intensity and Hydraulic Diameter». Для параметру «Turbulent Intensity» встановлюємо значення 5 %. Для параметру «Hydraulic Diameter» встановлюємо значення 1 м.

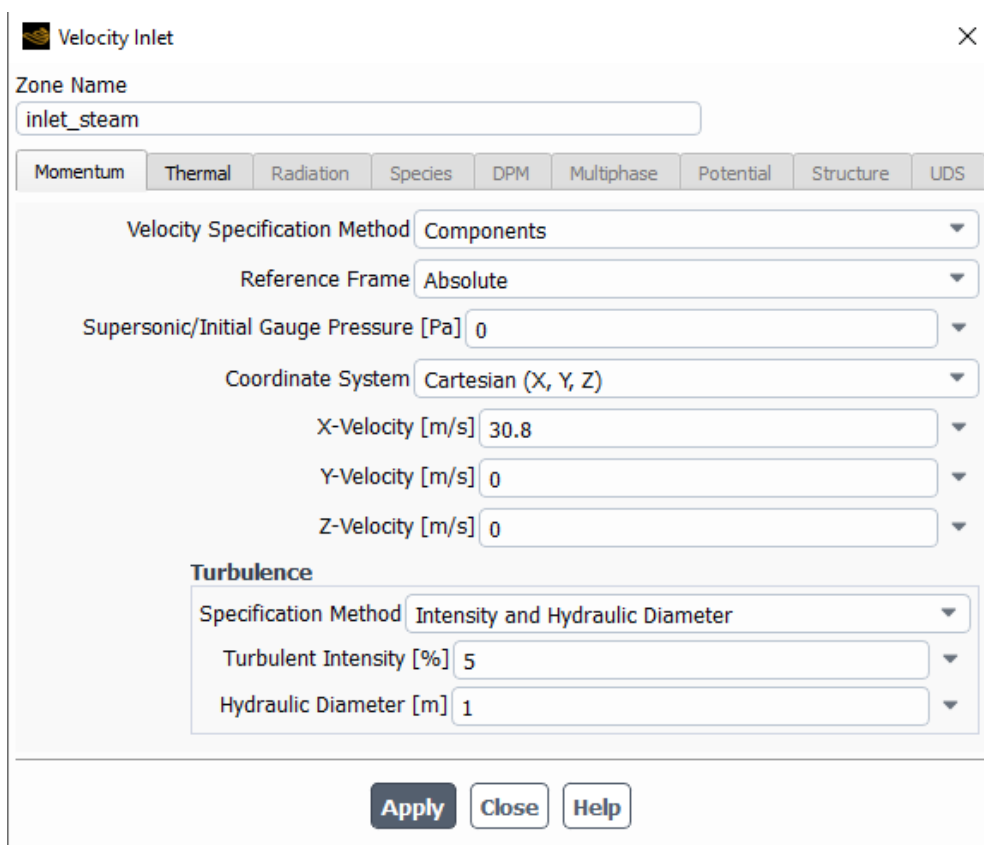


Рисунок 4.18 «Вікно «Velocity Inlet», вкладка «Momentum» (для входу пару)»

2. Для входу для газу у вікні «inlet_gas» аналогічно п. 1, за виключенням швидкості (1040 м/с по осі Y) та температури 20 °C (293,15 K) (рис. 4.19).

3. Для виходу для газу у вікні «outlet_gas» залишаємо параметри за змочуванням незмінними, за виключенням потрібної температури на виході (65 °C або 338,15 K)

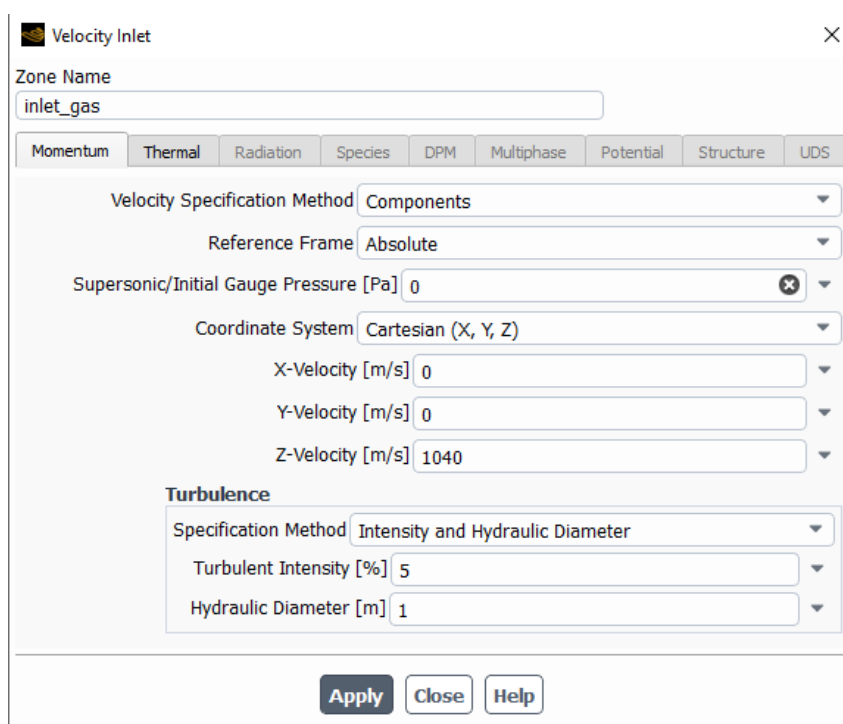


Рисунок 4.19 «Вікно «Velocity Inlet», вкладка «Momentum» (для входу газу)»

Наступним кроком є перехід до встановлення параметрів рішення для моделювання CFD. Для цього переходимо до меню «Monitors» \Rightarrow «Residuals» та встановлюємо значення як на рисунку 4.20.

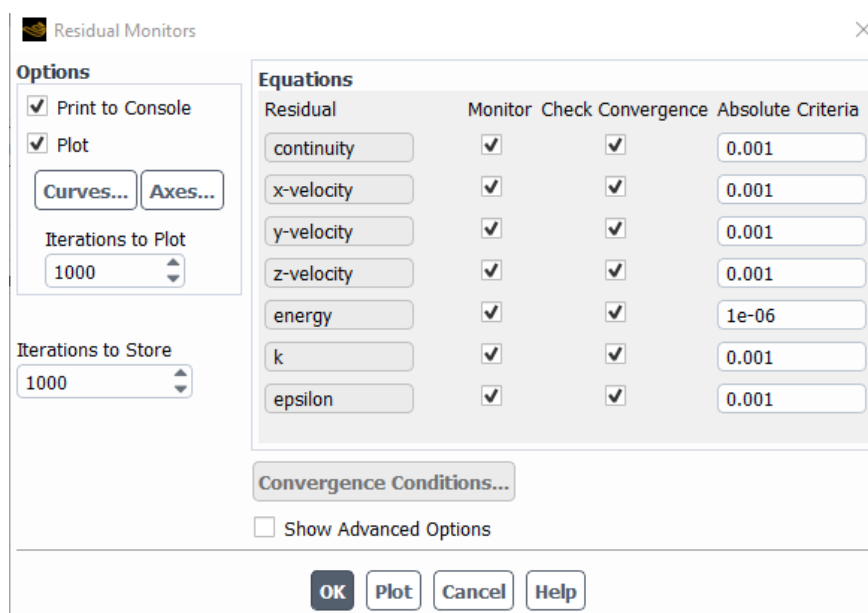


Рисунок 4.20 «Вікно «Residuals Monitors»

Далі потрібно створити монітор поверхні на виході. Доброю практикою є оцінка величин фізичних розчинів на додаток до залишків рівняння при

оцінці збіжності. Для цього переходимо до меню «Monitors» ⇒ «Report definitions». У вікні, що з'явилося створюємо новий звіт, обираючи «Surface Report» ⇒ «Mass-Weighted Average». Далі у вікні «Surface Report Definition» обираємо параметри, як на рисунку 4.21.

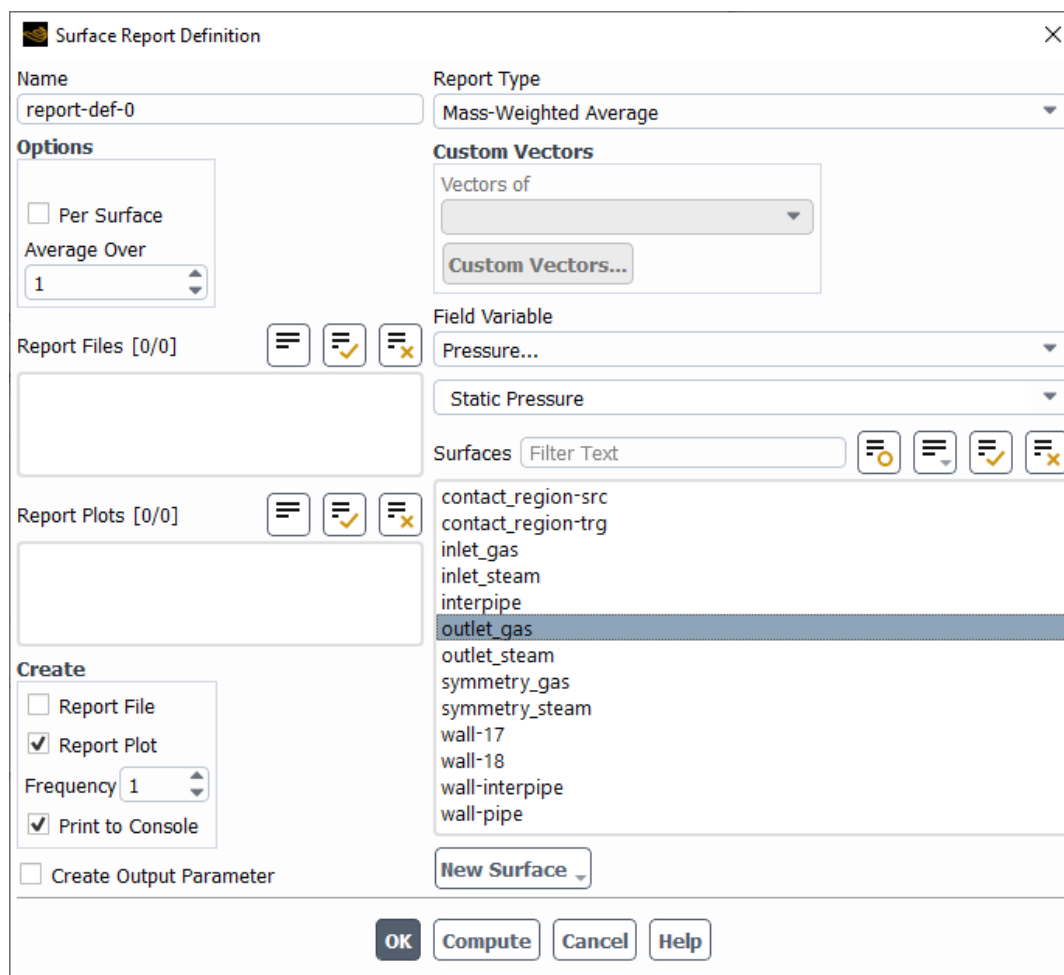


Рисунок 4.21 «Вікно «Surface Report Definition»

Наступним кроком переходимо до меню «Solution» ⇒ «Methods» та для параметру «Gradient» обираємо «Green-Gauss Node Based». Цей метод градієнта використовується для тетраедричних сіток. Для параметру «Pressure» обираємо «Standard».

Далі переходимо до ініціалізації поля потоку. Для цього переходимо до меню «Solution» ⇒ «Initialization», залишаємо параметри без змін та тиснемо кнопку «Initialize». По закінченню ініціалізації у консолі повинен з'явитися

надпис «Hybrid initialization is done», що означає, що гібридна ініціалізація виконана.

Далі переходимо до запуску розрахунку, для цього переходимо до меню «Run Calculation» у полі «Number of Iterations» вводимо значення 10 та тиснемо «Calculate».

На цьому моделювання роботи потоку газу та передачі тепла у газозбірнику з використанням ANSYS завершено. Наступним кроком є перехід до аналізу отриманих даних.

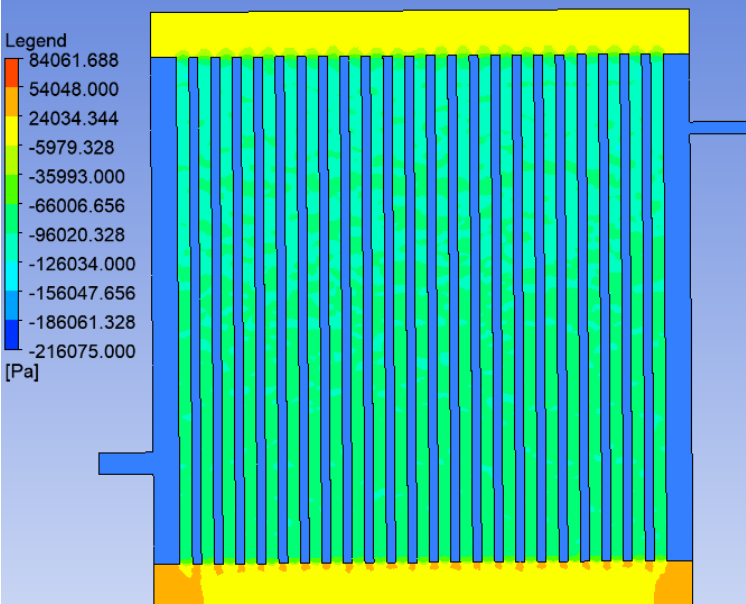
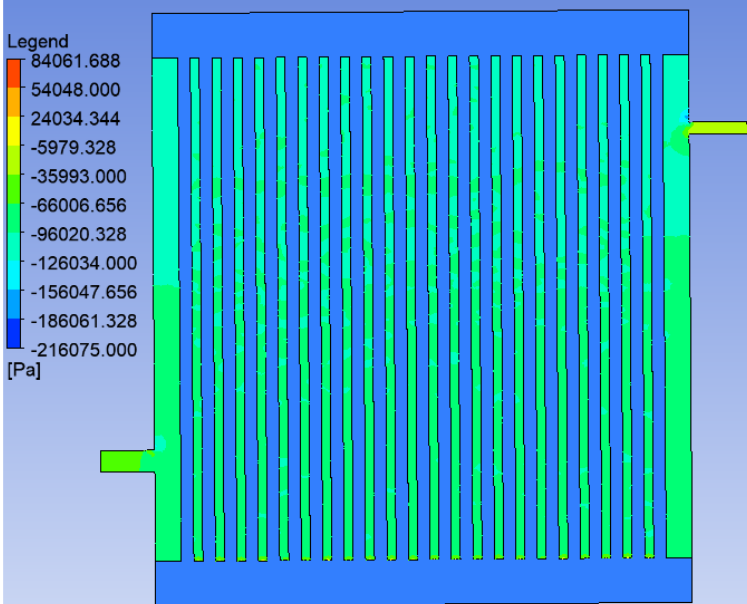
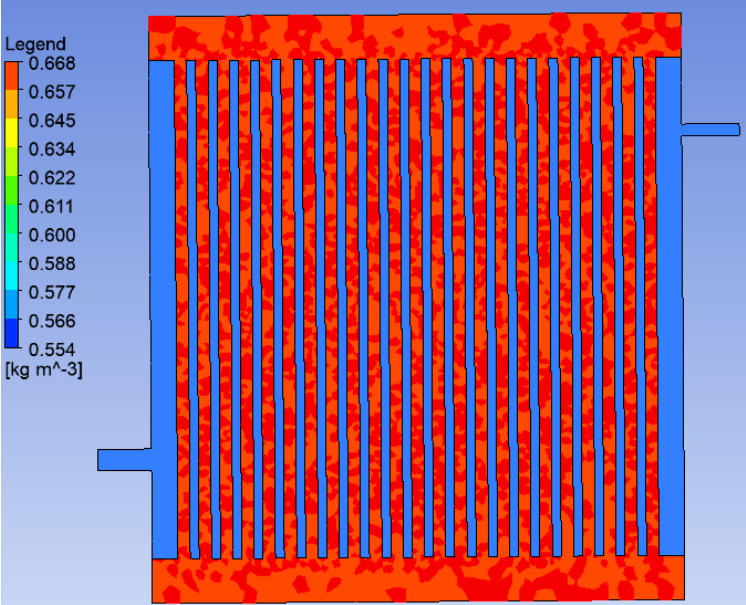
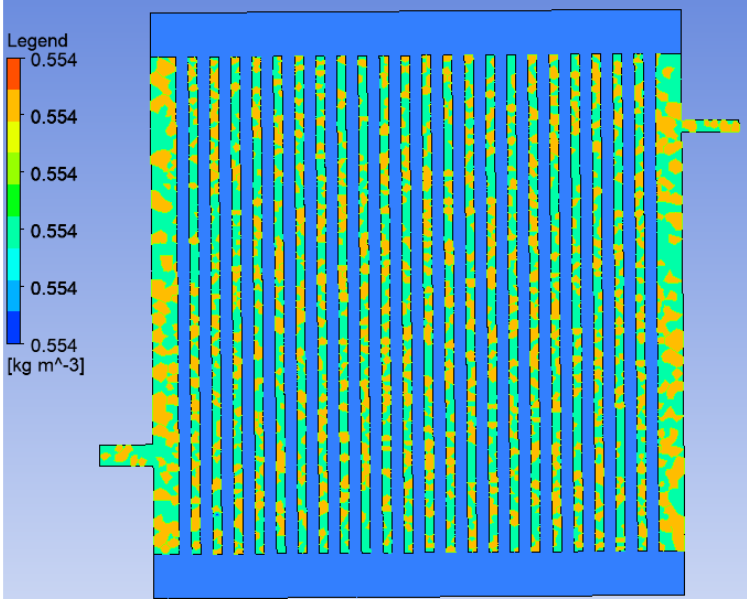
Таким чином у четвертому розділі було проведено моделювання руху потоку газу та передачі тепла у теплообміннику з використанням ANSYS.

4.4 Результати моделювання руху потоку газу та передачі тепла у теплообміннику

Результати моделювання роботи системи відводу у даному розділі отримано та проаналізовано на основі розрахунків базової моделі, опис створення якої відображено у розділах 4.1-4.3. У якості результатів описано рух потоку газу та теплопередачу у частині теплообмінника з двома відводами (далі – модель). Опис виконано за допомогою модулю програми ANSYS «Results» та параметру «Contours» для центрального перерізу по осі ZX. Для відображення результатів обрано наступні характеристики:

1. Тиск, Па.
2. Щільність, кг/м^3 .
3. Температура, К.
4. Швидкість, м/с.

Результати отримані в після моделювання відображено у таблиці нижче.

№ з/п	Назва та од. вимір. параметру	Результати для зони «pipe» (трубки для потоку газу)	Результати для зони «interpipe» (теплообмінник)
1	Тиск, Па	 <p>Legend</p> <ul style="list-style-type: none"> 84061.688 54048.000 24034.344 -5979.328 -35993.000 -66006.656 -96020.328 -126034.000 -156047.656 -186061.328 -216075.000 <p>[Pa]</p>	 <p>Legend</p> <ul style="list-style-type: none"> 84061.688 54048.000 24034.344 -5979.328 -35993.000 -66006.656 -96020.328 -126034.000 -156047.656 -186061.328 -216075.000 <p>[Pa]</p>
2	Щільність, кг/м ³	 <p>Legend</p> <ul style="list-style-type: none"> 0.668 0.657 0.645 0.634 0.622 0.611 0.600 0.588 0.577 0.566 0.554 <p>[kg m⁻³]</p>	 <p>Legend</p> <ul style="list-style-type: none"> 0.554 0.554 0.554 0.554 0.554 0.554 0.554 0.554 0.554 0.554 0.554 <p>[kg m⁻³]</p>

Задачею четвертого розділу було моделювання руху потоку газу та передачі тепла у теплообміннику з використанням ANSYS.

Результат моделювання – базова модель у середовищі програми ANSYS, яка дозволяє проводити аналіз руху потоку газу та передачі тепла за допомогою обробки результатів, отриманих після проведення у ANSYS розрахунків, та які відображено у вигляді таблиці у розділі 4.4.

Отримані результати розподілу температури газу у трубках свідчать про те, що теплообмінник виконує свої функції та газ на виході має потрібну температуру - 65°C

5. ЗРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ГАЗОПІДІГРІВАЧІВ З ПЛОЩЕЮ ОБІГРІВУ 48 м² ТА 57,5 м².

Прикладом наступних досліджень є зрівняння газопідігрівачів однакових за об'ємів виробництв коксових батарей та споживання зворотнього коксового газу на одному з підприємств України

Отже нижче розглянемо приклади двох газопідігрівачих, які мають однакові параметри нижніх та верхніх секцій та їх об'єм, але різні конструкції середньої частини (трубчатки).

Газопідігрівач коксової батареї № 1 має поверхню нагріву **48 м²**, середня секція газоподігрівача (трубчатка) має **220 труб** діаметром **56мм** з товщиною стінки **3мм**. Діаметр трубопроводу подачі пару становить 65мм, діаметр трубопроводу виходу пару з трубчатки становить 40мм. Супротив апарату становить 60 мм.в.ст.

Газопідігрівач коксової батареї № 2 має поверхню нагріву **57,5 м²**, середня секція газоподігрівача (трубчатка) має **511 труб** діаметром **38мм** з товщиною стінки **2мм**. Діаметр трубопроводу подачі пару становить 65мм, діаметр трубопроводу виходу пару з трубчатки становить 40мм. Супротив апарату становить 60 мм.в.ст

Розглянемо залежність температури пару від тиску в рамках підприємства (Рисунок 5)

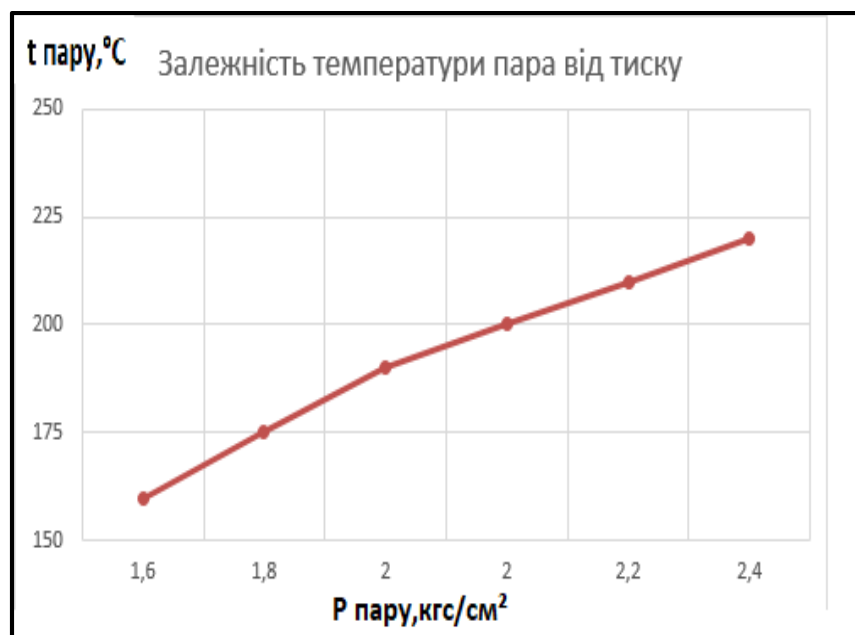


Рисунок 5 «Залежність температури пару від тиску по підприємству»

Маючи данні залежності температури пари від тиску проаналізуємо температурні режими газопідігрівачів з різними поверхнями нагріву

На Рисунку 5.1 побудована крива залежності температури зворотнього коксового газу після газопідігрівача з середньою секцією яка має площу обігріву 48 м^2 , трубчатку з труб діаметром 56мм та товщиною стінки 3мм.

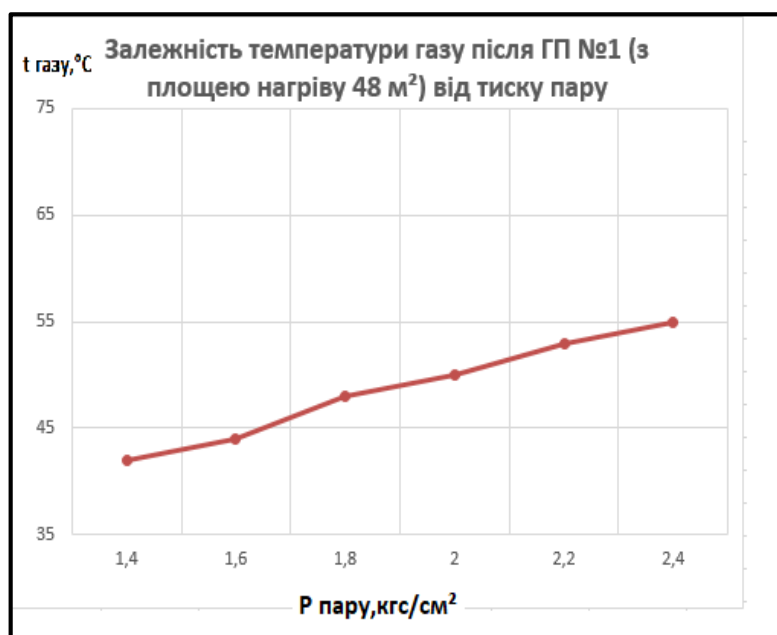


Рисунок 5.1 «Параметри температурного режиму газопідігрівача з площею обігріву 48 м^2 »

Як бачимо, при знижених параметрах роботи теплоенергетичного цеху не забезпечується необхідний тиск та температура водяного пару для нагріву трубчатки газопідігрівача та забезпечення необхідної температури зворотнього коксового газу після газопідігрівача отже не забезпечується вловлювання газового конденсату і домішок нафталіну.

Маючи ті ж самі параметри пари проаналізуємо температурний режим роботи газопідігрівача з площею обігріву $57,5\text{ м}^2$. Данна трубна секція має де що інші параметри трубчатки з діаметром труб 38мм та товщиною стінки 2мм. Крива параметрів роботи даного газопідігрівача приведена на Рисунку 5.2

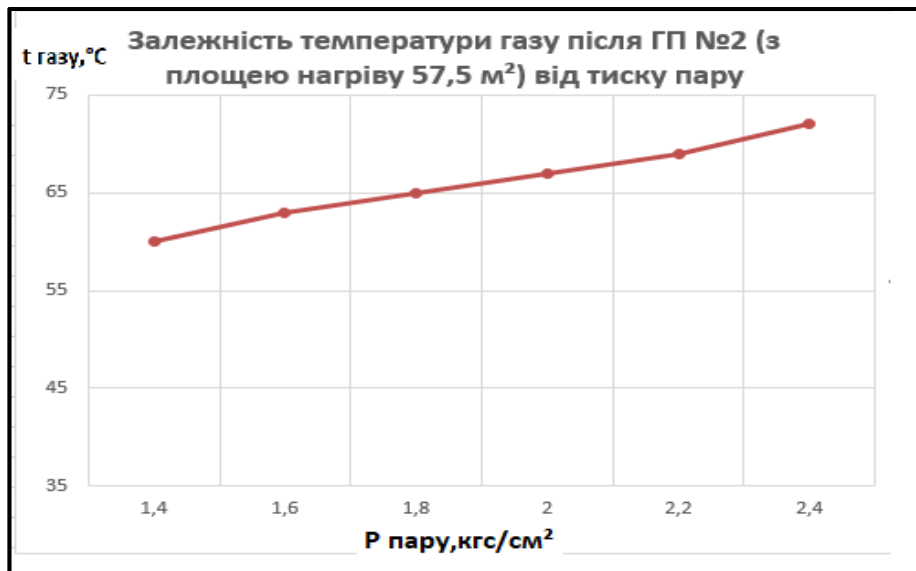


Рисунок 5.2 «Параметри температурного режиму газопідігрівача з площею обігріву 57,5м²»

Проаналізувавши температурний режим роботи трубчатих секцій з різним діаметром труб проведемо аналіз витрати водяного пару, при однакових умовах (Рисунок 5.3)

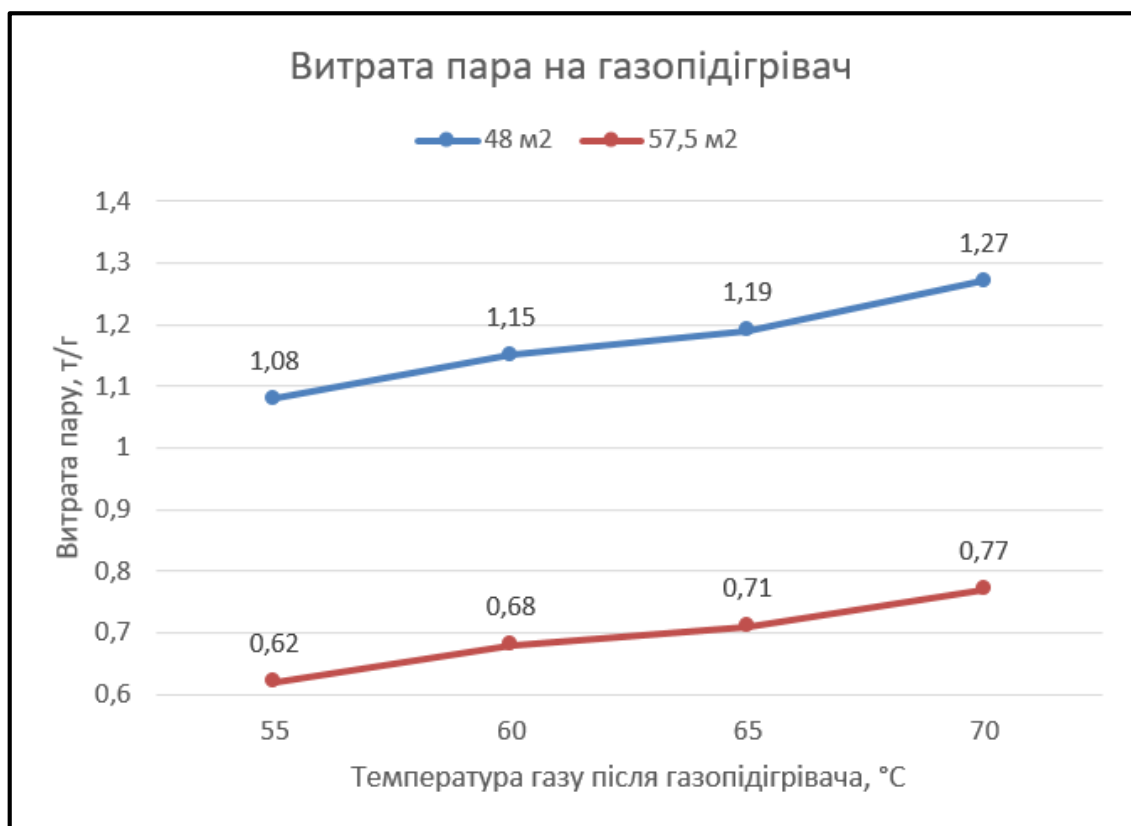


Рисунок 5.3 «Витрати водяного пара для нагріву коксового газу»

6. ОХОРОНА ПРАЦІ

6.1 ОБЛАДНАННЯ ПРАЦЮЮЧЕ ПІД ТИСКОМ

Виробничі об'єкти, що експлуатують обладнання під тиском, належать до небезпечних через високі ризики виникнення вибухів і, як наслідок, нещасних випадків та виробничих травм..

Найчастіші причини аварій і вибухів обладнання працюючого під тиском пов'язані з:

- порушеннями їх обслуговування
- перевищенням гранично допустимого тиску
- недотриманням температурного режиму, тощо.

А відповідальний за це обладнання персонал повинен мати необхідну кваліфікацію.

Обладнання працююче під тиском – це закрыта ємність, призначена для ведення хімічних, теплових та інших технологічних процесів, а також для зберігання та транспортування газоподібних, рідких та інших речовин. Може бути пересувним чи стаціонарним.

Таке обладнання широко використовуються у різних галузях промисловості, підприємствах торгівлі та громадського харчування, медичних установах і навіть у побуті. Області їх застосування різноманітні – від ядерних реакторів до парових котлів, якими опалюються приміщення.

Правила обов'язкові для виконання всіма організаціями, які застосовують у своїй діяльності обладнання працююче під тиском, незалежно від форми власності.

Правила спрямовані на забезпечення промислової безпеки, запобігання аваріям, інцидентам та виробничому травматизму на об'єктах при експлуатації обладнання під тиском понад 0,07 мегапаскалю (МПа):

- пари, газу (у газоподібному, зрідженому стані);
- води за температури понад 115 градусів Цельсія (°C);

- інших рідин при температурі, що перевищує температуру їх кипіння при надлишковому тиску 0,07 МПа.
- парові котли, автономні пароперегрівачі та економайзери;
- водогрійні, пароводогрійні, електро- та енерготехнологічні котли;
- котли-утилізатори (парових та водогрійних);
- пересувні котли та транспортабельні установки;
- котли, що працюють з високотемпературними органічними та неорганічними теплоносіями;
- трубопроводи пари та гарячої води;
- трубопроводи технологічні для транспортування газоподібних, пароподібних та рідких середовищ;
- балони, цистерни, бочки, призначені для стиснених, зріджених та розчинених під тиском газів;
- судини для стиснутих, зріджених газів, рідин та сипких тіл, у яких надлишковий тиск створюється періодично для них

Також важливо зазначити, що до пуску в роботу все обладнання, яке враховане у правилах, підлягає реєстрації та технічному огляду. Залежно від типу обладнання його реєстрація та облік відбувається у наглядовому відділі підприємства.

На обладнанні, що працюють під тиском, повинна бути встановлена справна арматура, контрольно-вимірні прилади та запобіжні пристрої:

- засувки для відключення;
- судин від трубопроводів;
- манометр, що вказує тиск повітря усередині судин;
- запобіжний клапан;
- пристрій для продування та видалення конденсату;
- зворотний клапан на трубопроводі, що підводить.

Експлуатація обладнання, що працює під тиском з несправною арматурою та приладами забороняється, так як може призвести до вибуху.

На підприємстві, де використовується обладнання під тиском, повинен бути призначений співробітник, відповідальний за їх справний стан та безпечну роботу, та спеціаліст, який здійснює нагляд за їх технічним станом та експлуатацією. Як правило, це персонал інженерно-технічних підрозділів

Обслуговувати обладнання що працює під тиском можуть лише особи, які досягли 18-річного віку та пройшли спеціальне навчання та атестацію. Необхідну кваліфікацію можна отримати у навчальному центрі, який має ліцензію на освітню діяльність у цій галузі.

Надалі у персоналу, відповідального за обслуговування судин під тиском, потрібно перевіряти знання не рідше одного разу на рік.

Директор підприємства зобов'язаний вживати заходів для організації належного та своєчасного огляду та ремонту обладнання. Своїм наказом він призначає відповідальних осіб із числа інженерно-технічного персоналу або формує на підприємстві окремий підрозділ, на який покладаються обов'язки з обслуговування обладнання.

Номер та дата наказу про призначення відповідальної особи або утворення підрозділу мають бути занесені до техпаспорту судини.

Відповідальна особа за безпеку експлуатації судин має забезпечити:

- утримання судин у робочому стані;
- обслуговування судин навченими та атестованими працівниками;
- дотримання та впровадження інструкцій щодо режиму та безпечного обслуговування судин;
- проведення своєчасної діагностики та підготовки судин до технічних випробувань;

- складання технічних інструкцій щодо порядку експлуатації обладнання, а також організацію періодичної перевірки знань робітників;
- своєчасне вжиття заходів для усунення виявлених несправностей.

Співробітники, які порушили правила експлуатації, обстеження, ремонту, утримання судин несуть дисциплінарну, матеріальну, адміністративну та кримінальну відповідальність.

6.2 ОХОРОНА ПРАЦІ В ГАЗОВОМУ ГОСПОДАРСТІ КОКСОХІМІЧНИХ ТА МЕТАЛУРГІЙНИХ ПІДПРИЄМСТВ

Правила охорони праці у газовому господарстві підприємств чорної металургії визначають вимоги до будівництва та експлуатації об'єктів газового господарства підприємств чорної металургії та призначені для створення безпечних умов праці у газовому господарстві підприємств при налагодженні та експлуатації газових установок, газопроводів та газового обладнання.

До об'єктів газового господарства належать:

- міжцехові, цехові газопроводи,
- газове обладнання печей, котлів та інших агрегатів, які використовують газ;
- установки для очищення доменного та феросплавного газів;
- газоскидні пристрої, газопідвищувальні, газокompресорні та газотурбінні розширювальні станції;
- газовідсмоктувальні станції феросплавного газу;
- газозмішувальні установки;
- газорегулюючі пункти та установки, а також міжзаводські газопроводи до окремих об'єктів підприємства, що розташовані на відокремлених територіях.

Будівництво (монтаж) та реконструкція об'єктів газового господарства підприємств чорної металургії повинні проводитися відповідно до чинних

нормативно-правових актів з охорони праці, санітарних та будівельних норм і правил, норм технологічного проектування та вимог правил.

Експертиза проектної документації об'єктів газового господарства підприємств чорної металургії проводиться відповідно до вимог Положення про порядок проведення державної експертизи (перевірки) проектної документації на будівництво та реконструкцію виробничих об'єктів та виготовлення засобів виробництва на відповідність їх нормативним актам про охорону праці, затвердженому постановою Кабінету Міністрів України.

Експлуатація будівель, споруд та інженерних мереж об'єктів газового господарства повинна здійснюватися відповідно до вимог Правил обстеження, оцінки технічного стану та паспортизації виробничих будівель та споруд, затверджених наказом Державного комітету будівництва, архітектури та житлової політики України та Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 27.11.97 N 32/288, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 06.07.98 за N 423/2863 (НПАОП 45.2-1.01-98), та Положення про безпечну та надійну експлуатацію виробничих будівель та споруд, затвердженого наказом Державного комітету будівництва, житлової політики України та Державного комітету України з нагляду за охороною праці від 27.11.97 N 32/288, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України від 06.07.98 за N 424/2864 (НПАОП 45.2-4.01-98).

Категорії будівель та приміщень з вибухопожежної та пожежної безпеки визначаються НАПБ Б.07.005-86 та повинні відповідати вимогам НАПБ А.01-001-04

Класифікація вибухонебезпечних зон біля газових установок усередині та зовні приміщень щодо встановленого у цих зонах електрообладнання повинна проводитись згідно з вимогами НПАОП 40.1-1.21-98.

При цьому зовнішні та внутрішні цехові наземні трубопроводи для горючих газів, у яких підтримується надлишковий тиск, а також шафові установки загального призначення належать до вибухобезпечних об'єктів.

До них також відносяться зони біля трубопровідної арматури, клапанів, фланцевих з'єднань, контрольно-вимірювальних приладів та автоматики, приміщення газопідвищувальних станцій доменного газу при тиску газу на виході до 15 кПа, газоочищення доменного газу, конденсатовідвідників усіх горючих газів та їх сумішей, шафові газорегули. Газопроводи та газові установки, що працюють під розрідженням, а також конденсатовідвідники всіх горючих газів та їх сумішей, що розміщуються у колодязях, що належать до вибухонебезпечних об'єктів.

Газосбросні пристрої

Зменшення тиску та підтримання його на заданому рівні в системах газопостачання повинно проводитися:

у газорегулюючих пунктах, що споруджуються на території підприємства;

у газорегулюючих установках, споруджуваних у приміщеннях, де розташовані газоспоживаючі агрегати

Для випуску в атмосферу та спалювання періодичних надлишків доменного, коксового, конверторного та феросплавного газів повинні бути встановлені спеціальні ДСП

Робота ГСП має бути повністю автоматизована. ГСП повинні автоматично вмикатися при підвищенні тиску газу в газопроводах більш заданий рівень і бути обладнані пристроями з постійно діючим запальником або запальним пристроєм, що автоматично вмикається.

Незалежно від наявності постійно діючого або автоматичного запальника має бути, як резерв, передбачено ручне дистанційне запалювання газу.

ГСП повинні автоматично відключатися при падінні тиску газу до заданої величини.

ВИСНОВКИ

Взявши до уваги аналіз роботи газопідігрівачів різної конструкції можна зробити наступний висновок, що трубна секція газопідігрівача, яка має труби меншого діаметра 38мм і товщину стінки труби 2мм має перевагу, при роботі на знижених параметрах пару, є значно енергоефективною та забезпечує необхідну температуру зворотнього коксового газу після газопідігрівача. В свою чергу забезпечення необхідної температури газу теплообмінником призводить до зменшення відкладань нафталіну та газового конденсату в газопідвідній арматурі коксової батареї, що призводить до зменшення деградаційних процесів в газопроводах та газопідвідній арматурі.

Відсутність нафталінових відкладань та появи газового конденсату в газопідвідній арматурі позитивно впливає на якість обігріву камер коксування. Рівномірність обігріву по висоті та довжині обігрівальних простінків значно збільшує тривалість експлуатації вогнетривкої кладки, армування камер коксування, обладнання коксової батареї та коксових машин за рахунок відсутності випадків буріння та зниження амперажу видачі коксу з камер коксування.

Отримані результати розподілу температури газу у трубках за допомогою ANSYS свідчать про те, що теплообмінник виконує свої функції та газ на виході має потрібну температуру - 65°C

Тому рекомендовано встановити середню секцію газопідігрівача с трубною дошкою чисельність 511 труб, діаметром 38мм з товщиною стінки 2мм, так як дана трубчатка має значні переваги зв'язаних з низькою витратою водяної пари та можливістю роботи, при мінімальному виробництві підприємства

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ:

1. Теплотехніка та гідравліка коксових печей М.І. Смойловський, Е.М. Ізраеліт М:Металургія-1977р 208с.
2. НПАОП 27.1-1.10-07 «Правила безпеки в газовому господарстві коксохімічних підприємств і виробництв-2007р.
3. «Правила технічної експлуатації коксохімічних підприємств»-УКРКОКС Харків 2017р
4. Довідник коксохіміка Том 2-«ІНЖЕК» Харків 2014р 724с.
5. Обладнання коксохімічних підприємств Ткачов В.С., Остапенко М.О. М:Металургія-1980р 360с
6. Основи технічної діагностики нафтогазового обладнання Богданов Є.А. М.: Висш. шк., 2006. — 279 з ілюстр.
7. Розрахунки коксових печей та процесів коксування. Вірозуб І.В., Лейбович Р.Є. «Вища школа», 1970, 248 стор.
8. Вловлювання хімічних продуктів коксування. Технологічна інструкція ТІ-105-КХ.-ЦУХП-1(2) -07 (08)-2003