

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**МОСКОВСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
(ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)**

---

Институт Теплоэнергетики и Технической Физики  
КАФЕДРА КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК  
И ЭКОЛОГИИ ЭНЕРГЕТИКИ

**ТИПОВОЙ РАСЧЕТ**

по курсу

«Воднохимические режимы энергоблоков»

«Температурный режим труб НРЧ парового котла СКД с учетом  
внутритрубных отложений»

Котлоагрегат: Пп – 1000 – 25 – 545/545 ГМ (ТГМП – 314)

ВХР: ГАВР

Топливо: природный газ

Студент:

Группа:

Преподаватель: к.т.н., доц. Самойлов Ю.Ф.

## Содержание.

Введение.....	3
1. Задание на расчет.....	3
1.1. Исходные данные.....	3
1.2. Задачи расчета.....	3
1.2.1. Расчетная часть.....	3
1.2.2. Графическая часть.....	4
2. Компоновка котла, конструкция НРЧ и обоснование выбора расчетного сечения.....	5
2.1. Описание тепловой схемы котла.....	5
2.2. Параметры сред в НРЧ.....	5
2.3. Обоснование выбора параметров и сечений водопарового тракта, используемых в качестве исходных данных.....	6
3. Определение температуры металла стенки трубы.....	7
3.1. Исходные данные для расчета.....	7
3.2. Расчет начального периода работы котла ( $\tau_{\text{раб}}=0, \delta_{\text{отл}}=0$ ).....	7
3.2.1. Расчет температуры стенок труб, когда внутритрубные отложения отсутствуют.....	7
3.2.2. Расчет утонения стенки трубы за счет коррозии на внутренней и наружной поверхности трубы.....	10
3.2.3. Расчет толщины стенки трубы по условиям прочности.....	10
3.3. Расчет для периода эксплуатации ( $\tau_{\text{раб}}$ ) равного 40000 часов.....	10
3.3.1. Расчет скорости образования внутритрубных отложений и их толщины слоя отложений.....	10
3.3.2. Расчет температуры стенок труб с учетом внутритрубных отложений.....	10
3.3.3. Расчет утонения стенки трубы за счет коррозии на внутренней и наружной поверхности трубы.....	10
3.3.4. Расчет толщины стенки трубы по условиям прочности.....	10
3.4. Расчет для 80000 часов эксплуатации ( $\tau_{\text{раб}}$ ).....	14
3.4.1. Расчет толщины слоя отложений.....	14
3.4.2. Расчет температуры стенок труб с учетом внутритрубных отложений.....	14
3.4.3. Расчет утонения стенки трубы за счет коррозии на внутренней и наружной поверхности трубы.....	14
3.4.4. Расчет толщины стенки трубы по условиям прочности.....	14
3.5. Расчет для 1200000 часов эксплуатации котла.....	17
3.5.1. Расчет толщины слоя отложений.....	17
3.5.2. Расчет температуры стенок труб с учетом внутритрубных отложений.....	17
3.5.3. Расчет утонения стенки трубы за счет коррозии на внутренней и наружной поверхности трубы.....	17
3.5.4. Расчет толщины стенки трубы по условиям прочности.....	17
3.6. Расчет для 200000 часов эксплуатации котла.....	21
3.6.1. Расчет толщины слоя отложений.....	21
3.6.2. Расчет температуры стенок труб с учетом внутритрубных отложений.....	21
3.6.3. Расчет утонения стенки трубы за счет коррозии на внутренней и наружной поверхности трубы.....	21
3.6.4. Расчет толщины стенки трубы по условиям прочности.....	21
3.7. Сводная таблица результатов расчета.....	29
3.8. Графическое представление результатов расчета.....	25
4. Результаты расчета и их анализ.....	27
4.1. Продолжительность межпромывочного периода по условиям окалиобразования.....	27
4.2. Продолжительность межпромывочного периода по условиям прочности трубы.....	27
4.3. Результирующая продолжительность межпромывочного периода.....	27
4.4. Скорость нарастания массы отложений.....	27
4.5. Скорость нарастания температуры наружной стенки трубы.....	27

4.6. Сопоставление полученных в расчете результатов с промышленными данными.....	27
5. Выводы.....	27
6. Литература.....	28

## **Введение.**

Опыт эксплуатации паровых котлов сверхкритического давления (СКД) показывает, что в наиболее трудных условиях из-за высокой температуры металла работают трубы нижней радиационной части (НРЧ) в топочной камере, так как они расположены в зоне максимальных тепловых потоков, воспринимаемых трубами. При этом температура рабочей среды (водного теплоносителя) соответствует зоне большой теплоемкости (ЗБТ), где возможно ухудшение теплообмена, а скорость отложения примесей водного теплоносителя на внутренней поверхности трубы максимальна. Внутритрубные отложения примеси увеличивают термическое сопротивление теплопередаче, температура металла труб растет. С повышением температуры стенки трубы интенсифицируются процессы коррозии металла с водной и газовой стороны. Коррозия металла приводит к утонению стенки и снижению прочности трубы.

Обычно нижняя радиационная часть котлов СКД выполняется из труб диаметром 32X6 мм (металл – высоколегированная сталь перлитного класса 12X1МФ) с толщиной стенки 6 мм, что соответствует условиям прочности для средних значений температуры труб, средних значений скорости коррозии металла на внутренней и наружной поверхности трубы, расчетному ресурсу работы поверхности нагрева в 100000 часов.

Режимы работы конкретного котла (тепловые потоки, скорость водного теплоносителя, воднохимический режим блока) могут существенно отличаться от средних условий и должны быть учтены при оценки надежности его работы.

## **1. Задание на расчет.**

### **1.1. Исходные данные.**

- Тип топлива: природный газ.
- Водно-химический режим: гидразинно-аммиачный водный режим.
- Концентрация оксидов железа в питательной воде:  $C^{Fe} = 17$  мкг/кг.
- Тепловой поток:  $q_T = 445$  кВт/м<sup>2</sup>
- Массовая скорость рабочей среды:  $\rho W_{pc} = 2100$  кг/м<sup>2</sup>с.
- Температура рабочей среды:  $t_{pc} = 435$  °С.
- Материал труб НРЧ: сталь 12X1МФ.
- Наружный диаметр труб:  $d_n = 32$  мм.
- Толщина стенки трубы  $S_{ст} = 6$  мм.
- Шаг между трубами  $S_1 = 34$  мм.
- Значение давления рабочей среды в расчетном сечении:  $P = 30$  МПа.

### **1.2. Задачи расчета.**

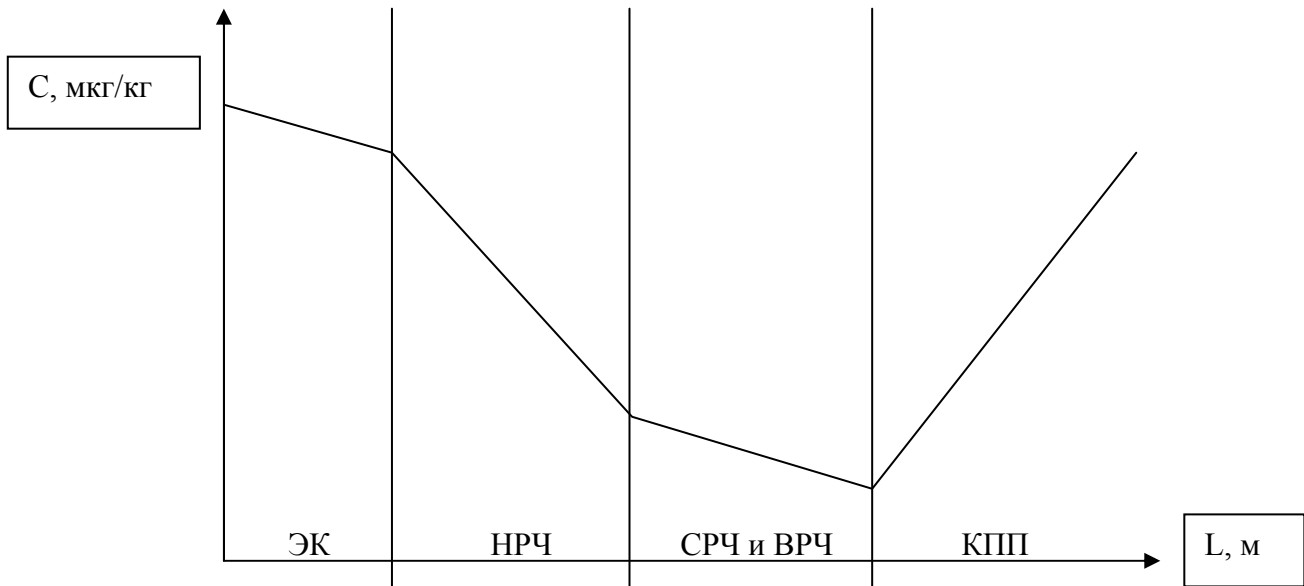
#### **1.2.1. Расчетная часть.**

1. Оценка надежности работы металла труб нижней радиационной части парового котла СКД в процессе его эксплуатации с учетом образования внутритрубных отложений и коррозии металла с пароводяной и газовой сторон.
2. Определение продолжительности межпромывочного периода.
3. Определение скорости образования отложений.
4. Определение скорости роста температуры стенки труб НРЧ.

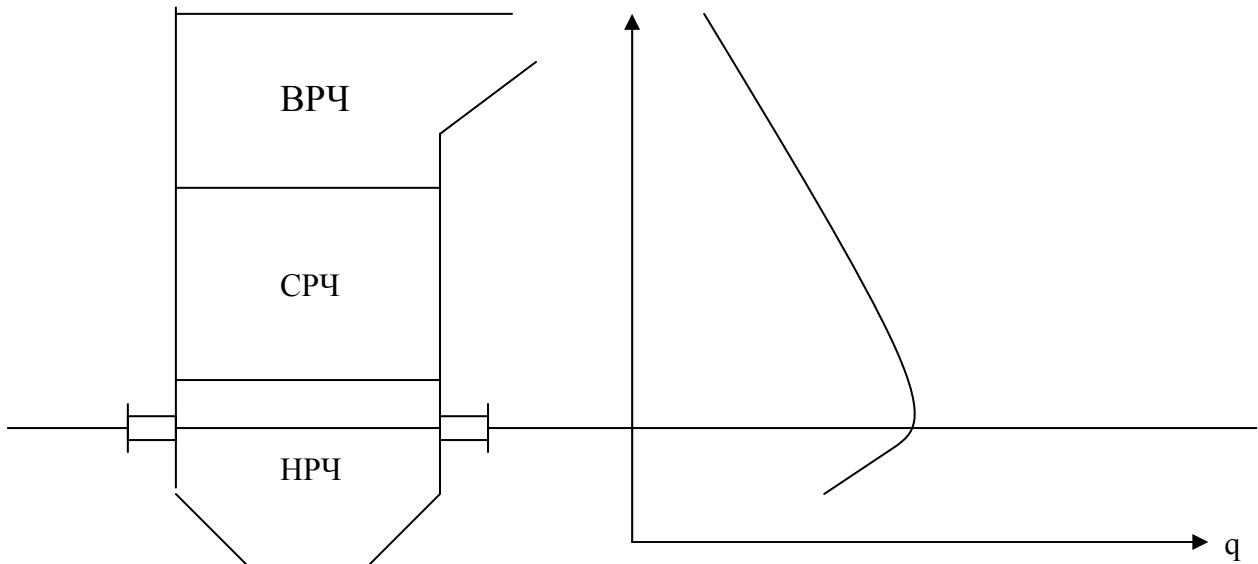
#### **1.2.2. Графическая часть.**

Графическая часть расчетного задания содержит 10 иллюстраций:

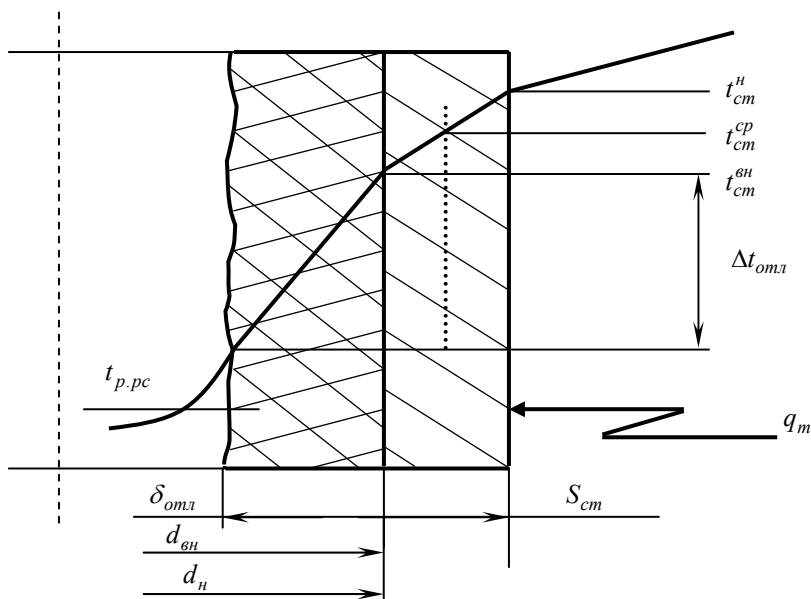
- распределение тепловых потоков в топочной камере котла;
- изменение температуры по толщине стенки трубы;
- интенсивность образования отложений по тракту котла;
- продольный разрез котла Пп-1000-25-545/542-ГМ (ТГМП-314);
- водопаровая схема котла;
- графики, полученные как результат расчета (4 иллюстрации)



**Рисунок 1.** Интенсивность образования отложений по паровому тракту котла (растворимость).



**Рисунок 2.** Распределение тепловых потоков в топочной камере котла.



**Рисунок 3.** Изменение температуры стенки по толщине трубы.

## **2. Компоновка котла, конструкция НРЧ и обоснование выбора рассматриваемого сечения.**

### **2.1. Описание тепловой схемы котла. Парогенератор ТГМП-314.**

С 1970 г. ТКЗ начал выпускать однокорпусные парогенераторы ТГМП-314, заменившие в производстве двухкорпусные агрегаты ТГМП-114.

Парогенератор ТГМП-314 спроектирован для работы на сернистом мазуте и природном газе. По сравнению с параметрами парогенератора ТГМП-114 температура первичного и вторичного пара снижена до 545 °С с 565 и 570 соответственно. Температура уходящих газов  $\vartheta_{yt}=114$  °С вместо 160 у ТГМП-114, благодаря чему КПД парогенератора вырос с 91.75 до 93.31 %. По конструкции парогенератор унифицирован с парогенератором ТПП-312 продольный разрез и схема пароводяного тракта изображены на рис. 1,2. Компоновка – однокорпусная, П-образная. ЗБТ выполнена выносной и расположена в конвективной шахте.

Топочная камера – прямоугольная без пережима и аэродинамического выступа. Размеры топки: ширина – 17.3 м, глубина – 8.65 м, высота шахты – 25 м. В парогенераторе установлены 16 горелок с паромеханическими форсунками производительностью 4.5 т/ч. Горелки расположены в два яруса на фронтальной и задней стенах в районе НРЧ. Общее теплонапряжение топки составляет 290 кВт/м<sup>3</sup>. Тяга уравновешенная, топка и газоходы находятся под разрежением.

Под топки и стены ее нижней части покрыты панелями НРЧ, верхней – панелями СРЧ и ВРЧ, потолок и стены горизонтального газохода и поворотной камеры – экранами. В верхней части топки расположены первая и вторая ступени горизонтального ШПВД. В опускной шахте последовательно по ходу газового потока установлены две ступени КПНД, ЗБТ и экономайзер.

Пароводяной тракт выполнен в виде двух раздельнорегулируемых потоков без перекрестов. В восьми точках по тракту каждого потока осуществляется полное перемешивание обогреваемой среды.

НРЧ выполнена из одноходовых подъемных панелей с необогреваемыми опускными трубами. На каждой боковой стене расположены панели одного потока, а на фронтальной и задней – панели двух потоков. Панели боковых, фронтальных и задних стен в каждом потоке включены последовательно. СРЧ и ВРЧ изготовлены из горизонтальных многоходовых панелей с подъемным движением среды. Для экранирования ВРЧ и СРЧ применены тепловые панели, разработанные для парогенератора ТПП-312. По периметру в топке установлены 18 панелей, включенных параллельно.

Перед СРЧ и ВРЧ осуществляется полное перемешивание среды в пределах потока и раздача ее по панелям из так называемых «пауков». За ВРЧ по ходу пара расположены экраны поворотной камеры (фронтальная стена, потолок, боковая и задняя стены). Затем пар через регулируемую задвижку поступает в ППТО, далее в ШП1ВД, ШП2ВД и выходной пакет КПВД. Перед ШП1ВД установлены растопочный сепаратор и встроенная задвижка.

Как известно, интенсивность образования отложений далеко не постоянная величина, имеющая свой определенный закон изменения. Следовательно, по поверхностям котла примеси будут образовываться в разных количествах в зависимости от параметров среды. График изменения растворимости примесей по тракту котла представлен на рисунке 3.

### **2.2. Параметры сред в НРЧ.**

Вода входит в нижнюю радиационную часть парового котла с параметрами:

$t'_{НРЧ}=290$  °С     $P'_{НРЧ}=30.7$  МПа

и выходит с параметрами:  $t''_{НРЧ}=390$  °С     $P''_{НРЧ}=29.8$  МПа

НРЧ выполнена из одноходовых подъемных панелей с необогреваемыми опускными трубами. На каждой боковой стене расположены панели одного потока, а на фронтальной

вой и задней – панели двух потоков. Панели боковых, фронтowych и задних стен в каждом потоке включены последовательно.

Особенности компоновки НРЧ:

1. Холодная вода поступает в панели боковых стенок, которые включены параллельно, что позволяет снизить скорость среды.
2. После боковой НРЧ вода поступает в фронтową и заднюю стенку, которые включены последовательно.
3. По мере нагрева рабочей среды увеличивается скорость движения (массовая скорость постоянна).
4. НРЧ скомпонована в 4 хода: боковая и по три фронтowych и задних панелей.
5. НРЧ – поверхность, в которой интенсивно происходит образование отложений ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$  – магнетит).
6. Для промывки подается пароводокислородная смесь с давлением 6 МПа и температурой 150 °С, промывочный раствор (пароводяная смесь подается на вход в НРЧ).

### **2.3. Обоснование выбора параметров и сечений водопарового тракта, используемых в качестве исходных данных.**

Расчет температурного режима труб парового котла СКД производится для НРЧ с учетом внутритрубных отложений соединения железа. Необходимо обосновать почему расчет производится именно для НРЧ и по соединениям железа, а не по другим загрязнениям.

1. Расчет производится именно для НРЧ, т.к. опыт эксплуатации паровых котлов СКД показывает, что в наиболее трудных условиях из-за высокой температуры металла работают трубы НРЧ.

Температура стенки трубы определяется величиной воспринятого теплового потока, температурой рабочей среды, условиями теплоотдачи от стенки трубы к потоку рабочей среды и наличием внутритрубных отложений примесей.

Работа металла труб НРЧ в тяжелых температурных условиях объясняется следующими причинами:

- 1). НРЧ расположена в зоне максимальных тепловых потоков, воспринимаемых трубами (см. рисунок 2);
- 2). Температура рабочей среды в НРЧ соответствует зоне большой теплоемкости, где имеет место ухудшение теплоотдачи от стенки трубы к потоку рабочего тела, а также скорость отложений примесей на внутренней поверхности труб максимальна, что приводит к росту температуры стенки (см. рисунок 3).

2. Расчет температурного режима проводится с учетом внутритрубных отложений именно соединений железа, т.к.:

1). Качество питательной воды для паровых котлов СКД высокое и определяющую роль среди других примесей играют именно соединения железа, т.е. НРЧ наиболее сильно страдает от отложений железа, чем от отложений других примесей (см. рисунок 1).

2). Содержание железа в рабочей среде является одним из факторов, определяющих процесс коррозии стенки трубы, т.к. в составе стали коррозии в основном подвергается именно железо, а процессы коррозии напрямую влияют на прочность поверхности нагрева.

### 3. Определение температуры металла стенки труб

Наружный диаметр труб нижней радиационной части:  $d_H := 32$  мм

Толщина стенки трубы  $S_{CT} := 6$  мм

Внутренний диаметр труб

$$d_{BH} := 32 - 2 \cdot S_{CT}$$

$$d_{BH} = 20 \text{ мм}$$

Шаг  $S_1 := 34$  мм

Материал: сталь 12X1МФ

Давление рабочей среды  $P := 30$  МПа

Температура рабочей среды  $t_{p.ср} := 435$  °С

Энтальпия рабочей среды  $h_{п} := 2.708 \times 10^3$  кДж/кг

Топливо: природный газ

Воднохимический режим: ГАВР

Концентрация Fe в питательной воде  $C_{Fe} := 17$  мкг/кг

Средний удельный тепловой поток на поверхности нагрева:  $q_T := 445$  кВт/м<sup>2</sup>

Массовая скорость воды  $\rho W := 2100$  кг/м<sup>2</sup>с

### 3. Определение температуры металла стенки труб.

3.1. Расчет для начального периода работы котла  $\tau_K := 0$

Приращение температуры в слое внутритрубных отложений

$$\Delta t_{OTL} := 0 \text{ °С}$$

$$\beta := \frac{d_H}{d_{BH}} \quad \beta = 1.6$$

Коэффициент растечки тепла для экранных поверхностей НРЧ

$$\mu := 0.93$$

Коэффициент теплоотдачи при сверхкритическом давлении при  $h=1000-2750$  кДж/кг и  $d_{BH}=20$  мм.

$$\text{Комплекс} \quad B := \frac{\mu \cdot \beta \cdot q_T}{4.19 \cdot \rho W} \quad B = \frac{0.93 \cdot 1.6 \cdot 445}{4.19 \cdot 2100} \quad B = 0.075$$

Коэффициент, учитывающий изменение теплофизических свойств по радиусу трубы:

$$A := 1.05$$

$$\text{Коэффициент теплоотдачи:} \quad \alpha_2 := 12.2 \cdot A \cdot \left( \frac{\rho W}{1500} \right)^{0.8} \quad \alpha_2 = 12.2 \cdot 1.05 \cdot \left( \frac{2100}{1500} \right)^{0.8}$$



$$\alpha_2 = 16.767 \quad \text{кВт/м}^2\text{К}$$

### 3.1.1 Температура на внутренней поверхности стенки трубы

$$t_{\text{ст.вн1}} := t_{\text{р.ср}} + \Delta t_{\text{отл}} + \beta \cdot \mu \cdot q_{\text{т}} \cdot \frac{1}{\alpha_2}$$

$$t_{\text{ст.вн1}} = 435 + 0 + 1.6 \cdot 0.93 \cdot 445 \cdot \frac{1}{16.767} \quad t_{\text{ст.вн1}} = 474.5 \quad \text{°C}$$

### Коэффициент теплопроводности металла для стали 12Х1МФ

$$t_{\text{ст.ср}} := t_{\text{ст.вн1}} + 25$$

так как топливо - природный газ, то  $t_{\text{ст.ср}}$  предварительно принимаем на 20-30 С выше  $t_{\text{ст.вн1}}$

$$t_{\text{ст.ср}} = 474.5 + 25$$

$$t_{\text{ст.ср}} = 499.5 \quad \text{°C}$$

$$\lambda_{\text{М}} := 0.042 - 0.00175 \cdot \left( \frac{t_{\text{ст.ср}}}{100} - 1 \right)$$

$$\lambda_{\text{М}} = 0.042 - 0.00175 \cdot \left( \frac{499.5}{100} - 1 \right)$$

$$\lambda_{\text{М}} = 0.035 \quad \text{кВт/мК}$$

$$t_{\text{ст.ср1}} := t_{\text{р.ср}} + \Delta t_{\text{отл}} + \beta \cdot \mu \cdot q_{\text{т}} \cdot \left[ \frac{1}{\alpha_2} + \frac{S_{\text{ст}} \cdot 10^{-3}}{\lambda_{\text{М}} \cdot (1 + \beta)} \right]$$

$$t_{\text{ст.ср1}} = 435 + 0 + 1.6 \cdot 0.93 \cdot 445 \cdot \left[ \frac{1}{16.767} + \frac{6 \cdot 10^{-3}}{0.035 \cdot (1 + 1.6)} \right]$$

$$t_{\text{ст.ср1}} = 518.1 \quad \text{°C}$$

### 3.1.2 Температура на наружной поверхности стенки трубы

$$t_{\text{ст.н1}} := t_{\text{р.ср}} + \Delta t_{\text{отл}} + \beta \cdot \mu \cdot q_{\text{т}} \cdot \left[ \frac{1}{\alpha_2} + \frac{2 \cdot S_{\text{ст}} \cdot 10^{-3}}{\lambda_{\text{М}} \cdot (1 + \beta)} \right]$$

$$t_{\text{ст.н1}} = 435 + 0 + 1.6 \cdot 0.93 \cdot 445 \cdot \left[ \frac{1}{16.767} + \frac{2 \cdot 6 \cdot 10^{-3}}{0.035 \cdot (1 + 1.6)} \right]$$

$$t_{\text{ст.н1}} = 561.8 \quad \text{°C}$$

### 3.1.3 Утонение стенки трубы со стороны водного теплоносителя за счет коррозии

$$\Delta S_{\text{вн.д}} := 0 \quad \text{мм}$$

### 3.1.4 Глубина коррозии с наружной стороны

$$\Delta S_{\text{н.д}} := 0 \quad \text{мм}$$

### 3.1.5 Суммарное расчетное утонение стенки трубы радиационных поверхностей нагрева котла СКД

$$CЗ_p := \Delta S_{\text{вн.д}} + \Delta S_{\text{н.д}} \quad CЗ_p = 0 \quad \text{мм}$$

$$c3 := 0 \quad \text{мм}$$

## Расчет толщины стенки трубы по условиям прочности

### 3.1.6 Минимальная расчетная толщина стенки прямой бесшовной трубы по условиям прочности

Номинальное допустимое напряжение определяют по  $t_{ст.ср}$

$$\sigma_{\text{доп}} := 107 \quad \text{МПа, при} \quad t_{\text{ст.ср1}} = 518.1 \quad \text{°C}$$

$$S_0 := \frac{P \cdot d_H}{2 \cdot \sigma_{\text{доп}} + P}$$

$$S_0 = \frac{30 \cdot 32}{2 \cdot 107 + 30} \quad S_0 = 3.934 \quad \text{мм}$$

При проектировании поверхности нагрева номинальная толщина стенки труб определяется с учетом прибавки

Прибавка, компенсирующая минусовое отклонение по толщине стенки трубы и все виды утонения при изготовлении трубы

$$c1 := 0.1 \cdot S_0 \quad c1 = 0.39 \quad \text{мм}$$

Прибавка, учитывающая утонение стенки в процессе эксплуатации за счёт всех видов коррозии, механического износа или эрозии к концу расчётного ресурса работы поверхности нагрева

$$c2 = c21 + c22$$

$$\text{Учёт коррозии на внутренней поверхности трубы} \quad c21 := 0.5 \quad \text{мм}$$

$$\text{Учёт коррозии на наружной поверхности трубы} \quad c22 := 1 \quad \text{мм}$$

$$c2 := c21 + c22 \quad c2 = 1.5 \quad \text{мм}$$

$$\text{Прибавка} \quad c := c1 + c2 \quad c = 1.893 \quad \text{мм}$$

$$\text{Номинальная толщина стенки} \quad S := S_0 + c \quad S = 5.828 \quad \text{мм}$$

Условная расчётная толщина стенки  $S_p := S_0 + c_1 + c_3$   $S_p = 4.328$  мм

Запас толщины

$$\Delta S := S_{CT} - S_p$$

$$\Delta S = 6 - 4.328 \quad \Delta S = 1.672 \quad \text{мм}$$

### Внутритрубные отложения оксидов железа

3.1.7 Интенсивность роста  $m_{OTЛ} := 0$  г/м<sup>2</sup>ч

3.1.8 Масса внутритрубных отложений  $M_{OTЛ} := 0$  г/м<sup>2</sup>

3.1.9 Толщина слоя  $\delta_{OTЛ} := 0$  мкм

3.2. Расчёт для периода эксплуатации  $\tau_K := 40000$  ч

#### 3.2.1. Расчет температуры стенки труб поверхности

$\Delta t_{OTЛ} := 5.5$  °C      Задаемся и далее сверяем

#### 3.2.2 Температура на внутренней поверхности стенки трубы

$$t_{CT.VH2} := t_{p.cP} + \Delta t_{OTЛ} + \beta \cdot \mu \cdot q_T \cdot \frac{1}{\alpha_2}$$

$$t_{CT.VH2} = 435 + 5.5 + 1.6 \cdot 0.93 \cdot 445 \cdot \frac{1}{16.767}$$

$$t_{CT.VH2} = 480 \quad \text{°C}$$

#### Коэффициент теплопроводности металла для стали 12X1МФ

$$t_{CT.cP} := t_{CT.VH2} + 25$$

$$t_{CT.cP} = 480 + 25$$

$$t_{CT.cP} = 505 \quad \text{°C}$$

$$\lambda_M := 0.042 - 0.00175 \cdot \left( \frac{t_{CT.cP}}{100} - 1 \right)$$

$$\lambda_M = 0.042 - 0.00175 \cdot \left( \frac{505}{100} - 1 \right) \quad \lambda_M = 0.035 \quad \text{кВт/мК}$$

#### 3.2.3 Температура в среднем сечении стенки трубы

$$t_{CT.cP2} := t_{p.cP} + \Delta t_{OTЛ} + \beta \cdot \mu \cdot q_T \cdot \left[ \frac{1}{\alpha_2} + \frac{S_{CT} \cdot 10^{-3}}{\lambda_M \cdot (1 + \beta)} \right]$$

$$t_{CT.cP2} = 435 + 5.5 + 1.6 \cdot 0.93 \cdot 445 \cdot \left[ \frac{1}{16.767} + \frac{6 \cdot 10^{-3}}{0.035 \cdot (1 + 1.6)} \right]$$

$$t_{\text{СТ.ср2}} = 523.8 \quad 0\text{C}$$

### 3.2.4 Температура на наружной поверхности стенки трубы

$$t_{\text{СТ.н2}} := t_{\text{р.ср}} + \Delta t_{\text{отл}} + \beta \cdot \mu \cdot q_{\text{T}} \cdot \left[ \frac{1}{\alpha_2} + \frac{2 \cdot S_{\text{СТ}} \cdot 10^{-3}}{\lambda_{\text{М}} \cdot (1 + \beta)} \right]$$

$$t_{\text{СТ.н2}} = 435 + 5.5 + 1.6 \cdot 0.93 \cdot 445 \cdot \left[ \frac{1}{16.767} + \frac{2 \cdot 6 \cdot 10^{-3}}{0.035 \cdot (1 + 1.6)} \right]$$

$$t_{\text{СТ.н2}} = 567.5 \quad 0\text{C}$$

Утонение стенки трубы за счет коррозии на внутренней и наружной поверхности трубы

### 3.2.5 Утонение стенки трубы со стороны водного теплоносителя за счет коррозии

$$T_{\text{ВН}} := \frac{t_{\text{СТ.ВН1}} + t_{\text{СТ.ВН2}}}{2} + 273$$

$$T_{\text{ВН}} = \frac{474.5 + 480}{2} + 273 \quad T_{\text{ВН}} = 750.2 \quad \text{K}$$

$$\Delta S_{\text{ВН}} := 10 \left( 1.58 - \frac{3380}{T_{\text{ВН}}} \right) + 0.261 \cdot \log(\tau_{\text{К}})$$

$$\Delta S_{\text{ВН}} = 10 \left( 1.58 - \frac{3380}{750.2} \right) + 0.261 \cdot \log(4 \times 10^4) \quad \Delta S_{\text{ВН}} = 0.0189 \quad \text{мм}$$

Действительное утонение стенки трубы

$$\Delta S_{\text{ВН.д}} := 1.3 \cdot \Delta S_{\text{ВН}} \quad \Delta S_{\text{ВН.д}} = 0.02454 \quad \text{мм}$$

### 3.2.6 Глубина коррозии с наружной стороны

$$T_{\text{Н}} := \frac{t_{\text{СТ.н1}} + t_{\text{СТ.н2}}}{2} + 273$$

$$T_{\text{Н}} = \frac{561.8 + 567.5}{2} + 273 \quad T_{\text{Н}} = 837.7 \quad \text{K}$$

Коэффициент, учитывающий особенности протекания коррозионных процессов в экранах конкретных котлов

$$K_{\text{Н.д}} := 1 + \frac{1.3 - 1}{500 - 350} \cdot (q_{\text{T}} - 350) \quad K_{\text{Н.д}} = 1.19$$

$$\Delta S_{H.д} := 10^{-\left[ \left( 6.66 - \frac{7800}{T_H} \right) + \left( 0.4 + 0.143 \cdot 10^{-4} \cdot T_H \right) \cdot \log(\tau_K) \right]} \cdot K_{H.д}$$

$$\Delta S_{H.д} = 10^{-\left[ \left( 6.66 - \frac{7800}{837.7} \right) + \left( 0.4 + 0.143 \cdot 10^{-4} \cdot 837 \right) \cdot \log(40000) \right]} \cdot 1.19$$

$$\Delta S_{H.д} = 0.2088 \quad \text{мм}$$

3.2.7 Суммарное расчетное утонение стенки трубы радиационных поверхностей нагрева котла СКД

$$C3_p := \Delta S_{BH.д} + \Delta S_{H.д} \quad C3_p = 0.233 \quad \text{мм}$$

в пересчете на срок службы труб 100000 часов

$$C3 := C3_p \cdot \frac{100000}{\tau_K} \quad \text{мм} \quad C3 = 0.583 \quad \text{мм}$$

Расчет толщины стенки трубы по условиям прочности

3.2.8 Минимальная расчетная толщина стенки прямой бесшовной трубы по условиям прочности

Номинальное допустимое напряжение определяют по test пр

$$\sigma_{доп} := 101.6 \quad \text{МПа} \quad t_{ст.ср2} = 523.8 \quad \text{°C}$$

$$S_0 := \frac{P \cdot d_H}{2 \cdot \sigma_{доп} + P}$$

$$S_0 = \frac{30 \cdot 32}{2 \cdot 101.6 + 30} \quad S_0 = 4.117 \quad \text{мм}$$

При проектировании поверхности нагрева номинальная толщина стенки труб определяется с учетом прибавки

Прибавка, компенсирующая минусовое отклонение по толщине стенки трубы и все виды утонения при изготовлении трубы

$$c1 := 0.1 \cdot S_0 \quad c1 = 0.4117 \quad \text{мм} \quad c2 = 1.5 \quad \text{мм}$$

$$\text{Прибавка} \quad c := c1 + c2 \quad c = 1.912 \quad \text{мм}$$

$$\text{Номинальная толщина стенки} \quad S := S_0 + c \quad S = 6.028 \quad \text{мм}$$

$$\text{Условная расчётная толщина стенки} \quad S_p := S_0 + c1 + c3 \quad S_p = 5.112 \quad \text{мм}$$

Запас толщины

$$\Delta S := S_{CT} - S_p$$

$$\Delta S = 6 - 5.112 \qquad \Delta S = 0.888 \quad \text{мм}$$

### Расчет скорости образования внутритрубных отложений

3.2.9 Энтальпия при которой образуется максимальное количество железоксидных отложений

$$h_{\text{макс}} := 900 \cdot \left( \frac{\beta \cdot \mu \cdot q_T}{\rho W} \right) + 1500$$

$$h_{\text{макс}} = 900 \cdot \left( \frac{1.6 \cdot 0.93 \cdot 445}{1200} \right) + 1500 \qquad h_{\text{макс}} = 1.784 \times 10^3 \quad \text{кДж/кг}$$

3.2.10 Отклонение энтальпии потока в расчетной точке от hмакс

$$\Delta h := h_{\text{макс}} - h_{\text{п}} \qquad |\Delta h| = 924.217$$

3.2.11 Интенсивность роста удельного количества наносных образований оксидов железа на лобовой образующей трубы

$$K_h := 10^{-0.0025 \cdot (|\Delta h| - 100)} \qquad K_h = 8.699 \times 10^{-3}$$

Коэффициент неравномерности образования отложений по периметру трубы

$$\frac{S_1}{d_H} = 1.063 \qquad K_{\text{неп}} := 2.45 \quad \text{- для гладких труб}$$

$$m_{\text{отл}} := 0.000225 \cdot C_{\text{Fe}} \cdot d_{\text{вн}} \cdot 10^{-3} \cdot \rho W \cdot K_{\text{неп}} \cdot \left( 1 - \exp \left( -1.57 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{h_{\text{макс}} - 209}{d_{\text{вн}} \cdot 10^{-3}} \right) \right)$$

$$m_{\text{отл}} = 0.000225 \cdot 17 \cdot 20 \cdot 10^{-3} \cdot 2100 \cdot 2.45 \cdot \left( 1 - \exp \left( -1.57 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{1784 - 209}{20 \cdot 10^{-3}} \right) \right)$$

$$m_{\text{отл}} = 0.046 \quad \text{г/м}^2\text{ч}$$

3.2.12 Рост внутритрубных отложений за счет образования наносных отложений и окисления металла трубы водной средой СКД

$$T_{\text{вн. экв}} := \frac{t_{\text{ст. вн1}} + t_{\text{ст. вн2}}}{2} + 273$$

$$T_{\text{вн. экв}} = \frac{474.5 + 480}{2} + 273 \qquad T_{\text{вн. экв}} = 750.2 \quad \text{К}$$

$$K_{\text{отл}} := 1 \quad \text{- для гидразинно-аммиачного режима}$$

$$M_{\text{отл}} := \left( m_{\text{отл}} \cdot \tau_{\text{к}} + 6.567 \cdot 10^5 \cdot \tau_{\text{к}}^{0.26} \cdot \exp\left(-\frac{7830}{T_{\text{вн.экв}}}\right) \right) \cdot K_{\text{отл}} \cdot K_{\text{н}}$$

$$M_{\text{отл}} = \left[ 0.046 \cdot 4 \times 10^4 + 6.567 \cdot 10^5 \cdot (4 \times 10^4)^{0.26} \cdot \exp\left(-\frac{7830}{750.2}\right) \right] \cdot 1 \cdot (8.699 \times 10^{-3})$$

$$M_{\text{отл}} = 18.56 \quad \text{г/м}^2$$

### 3.2.13 Средняя толщина слоя отложений

$$\delta_{\text{отл}} := \frac{M_{\text{отл}}}{4.08} \quad \delta_{\text{отл}} = 4.549 \quad \text{мкм}$$

### 3.2.14 Приращение температуры в слое внутритрубных отложений

Коэффициент теплопроводности отложений определяется по ВХР

Для гидразинно-аммиачного воднохимического режима

$$\lambda_{\text{отл}} := 0.55 \quad \text{Вт/мК}$$

$$\Delta t_{\text{отл}} := \beta \cdot \mu \cdot q_{\text{T}} \cdot \frac{\delta_{\text{отл}} \cdot 10^{-6}}{\lambda_{\text{отл}} \cdot 10^{-3}} \quad \Delta t_{\text{отл}} = 5.477 \quad \text{}^{\circ}\text{C}$$

## 3.3. Расчёт для периода эксплуатации $\tau_{\text{к}} := 80000 \quad \text{ч}$

### 3.3.1. Расчет температуры стенки труб поверхности

$$\Delta t_{\text{отл}} := 10.4 \quad \text{}^{\circ}\text{C} \quad \text{Задаемся и далее сверяем}$$

### 3.3.2 Температура на внутренней поверхности стенки трубы

$$t_{\text{ст.внз}} := t_{\text{р.ср}} + \Delta t_{\text{отл}} + \beta \cdot \mu \cdot q_{\text{T}} \cdot \frac{1}{\alpha_2}$$

$$t_{\text{ст.внз}} = 435 + 10.4 + 1.6 \cdot 0.93 \cdot 445 \cdot \frac{1}{16.767}$$

$$t_{\text{ст.внз}} = 484.9 \quad \text{}^{\circ}\text{C}$$

Коэффициент теплопроводности металла для стали 12Х1МФ

$$t_{\text{ст.ср}} := t_{\text{ст.внз}} + 25$$

$$t_{\text{ст.ср}} = 484.9 + 25$$

$$t_{\text{ст.ср}} = 509.9 \quad \text{}^{\circ}\text{C}$$

$$\lambda_{\text{М}} := 0.042 - 0.00175 \cdot \left( \frac{t_{\text{ст.ср}}}{100} - 1 \right)$$

$$\lambda_{\text{М}} = 0.042 - 0.00175 \cdot \left( \frac{509.9}{100} - 1 \right) \quad \lambda_{\text{М}} = 0.035 \quad \text{кВт/мК}$$

### 3.3.3 Температура в среднем сечении стенки трубы

$$t_{\text{СТ.СРЗ}} := t_{\text{р.СР}} + \Delta t_{\text{ОТЛ}} + \beta \cdot \mu \cdot q_{\text{T}} \cdot \left[ \frac{1}{\alpha_2} + \frac{S_{\text{СТ}} \cdot 10^{-3}}{\lambda_{\text{М}} \cdot (1 + \beta)} \right]$$

$$t_{\text{СТ.СРЗ}} = 435 + 10.4 + 1.6 \cdot 0.93 \cdot 445 \cdot \left[ \frac{1}{16.767} + \frac{6 \cdot 10^{-3}}{0.035 \cdot (1 + 1.6)} \right]$$

$$t_{\text{СТ.СРЗ}} = 528.8 \quad \text{0C}$$

### 3.3.4 Температура на наружной поверхности стенки трубы

$$t_{\text{СТ.НЗ}} := t_{\text{р.СР}} + \Delta t_{\text{ОТЛ}} + \beta \cdot \mu \cdot q_{\text{T}} \cdot \left[ \frac{1}{\alpha_2} + \frac{2 \cdot S_{\text{СТ}} \cdot 10^{-3}}{\lambda_{\text{М}} \cdot (1 + \beta)} \right]$$

$$t_{\text{СТ.НЗ}} = 435 + 10.4 + 1.6 \cdot 0.93 \cdot 445 \cdot \left[ \frac{1}{16.767} + \frac{2 \cdot 6 \cdot 10^{-3}}{0.035 \cdot (1 + 1.6)} \right]$$

$$t_{\text{СТ.НЗ}} = 572.6 \quad \text{0C}$$

Утонение стенки трубы за счет коррозии на внутренней и наружной поверхности трубы

### 3.3.5 Утонение стенки трубы со стороны водного теплоносителя за счет коррозии

$$T_{\text{ВН}} := \frac{t_{\text{СТ.ВН2}} + t_{\text{СТ.ВНЗ}}}{2} + 273$$

$$T_{\text{ВН}} = \frac{480 + 484.9}{2} + 273 \quad T_{\text{ВН}} = 755.4 \quad \text{K}$$

$$\Delta S_{\text{ВН}} := 10 \left( 1.58 - \frac{3380}{T_{\text{ВН}}} \right) + 0.261 \cdot \log(\tau_{\text{К}})$$

$$\Delta S_{\text{ВН}} = 10 \left( 1.58 - \frac{3380}{755.4} \right) + 0.261 \cdot \log(8 \times 10^4) \quad \Delta S_{\text{ВН}} = 0.0243 \quad \text{ММ}$$

Действительное утонение стенки трубы

$$\Delta S_{\text{ВН.д}} := 1.3 \cdot \Delta S_{\text{ВН}} \quad \Delta S_{\text{ВН.д}} = 0.03158 \quad \text{ММ}$$

### 3.3.6 Глубина коррозии с наружной стороны

$$T_{\text{Н}} := \frac{t_{\text{СТ.Н2}} + t_{\text{СТ.НЗ}}}{2} + 273$$



$$T_H = \frac{567.5 + 572.6}{2} + 273 \quad T_H = 843.1 \quad \text{К}$$

$$\Delta S_{H.д} := 10^{\left[ \left( 6.66 - \frac{7800}{T_H} \right) + (0.4 + 0.143 \cdot 10^{-4} \cdot T_H) \cdot \log(\tau_K) \right]} \cdot K_{H.д}$$

$$\Delta S_{H.д} = 10^{\left[ \left( 6.66 - \frac{7800}{843.1} \right) + (0.4 + 0.143 \cdot 10^{-4} \cdot 843.1) \cdot \log(80000) \right]} \cdot 1.19$$

$$\Delta S_{H.д} = 0.3193 \quad \text{мм}$$

### 3.3.7 Суммарное расчетное утонение стенки трубы радиационных поверхностей нагрева котла СКД

$$C3_p := \Delta S_{BH.д} + \Delta S_{H.д} \quad C3_p = 0.351 \quad \text{мм}$$

в пересчете на срок службы труб 100000 часов

$$c3 := C3_p \cdot \frac{100000}{\tau_K} \quad \text{мм} \quad c3 = 0.439 \quad \text{мм}$$

### Расчет толщины стенки трубы по условиям прочности

#### 3.3.8 Минимальная расчетная толщина стенки прямой бесшовной трубы по условиям прочности

Номинальное допустимое напряжение определяют по tct ср

$$\sigma_{доп} := 97.1 \quad \text{МПа} \quad t_{ср.ср3} = 528.8 \quad ^\circ\text{C}$$

$$S_0 := \frac{P \cdot d_H}{2 \cdot \sigma_{доп} + P}$$

$$S_0 = \frac{30 \cdot 32}{2 \cdot 97.1 + 30} \quad S_0 = 4.282 \quad \text{мм}$$

При проектировании поверхности нагрева номинальная толщина стенки труб определяется с учетом прибавки

Прибавка, компенсирующая минусовое отклонение по толщине стенки трубы и все виды утонения при изготовлении трубы

$$c1 := 0.1 \cdot S_0 \quad c1 = 0.4282 \quad \text{мм} \quad c2 = 1.5 \quad \text{мм}$$

$$\text{Прибавка} \quad c := c1 + c2 \quad c = 1.928 \quad \text{мм}$$

$$\text{Номинальная толщина стенки} \quad S := S_0 + c \quad S = 6.21 \quad \text{мм}$$

$$\text{Условная расчётная толщина стенки} \quad S_p := S_0 + c1 + c3 \quad S_p = 5.149 \quad \text{мм}$$

Запас толщины

$$\Delta S := S_{CT} - S_p$$

$$\Delta S = 6 - 5.149 \quad \Delta S = 0.851 \quad \text{мм}$$

### Расчет скорости образования внутритрубных отложений

3.3.9 Рост внутритрубных отложений за счет образования наносных отложений и окисления металла трубы водной средой СКД

$$T_{\text{ВН.ЭКВ}} := \frac{t_{\text{СТ.ВН2}} + t_{\text{СТ.ВН3}}}{2} + 273$$

$$T_{\text{ВН.ЭКВ}} = \frac{480 + 484.9}{2} + 273 \quad T_{\text{ВН.ЭКВ}} = 755.4 \quad \text{К}$$

$$M_{\text{ОТЛ}} := \left( m_{\text{ОТЛ}} \cdot \tau_K + 6.567 \cdot 10^5 \cdot \tau_K^{0.26} \cdot \exp\left(-\frac{7830}{T_{\text{ВН.ЭКВ}}}\right) \right) \cdot K_{\text{ОТЛ}} \cdot K_H$$

$$M_{\text{ОТЛ}} = \left[ 0.046 \cdot 8 \times 10^4 + 6.567 \cdot 10^5 \cdot (8 \times 10^4)^{0.26} \cdot \exp\left(-\frac{7830}{755.4}\right) \right] \cdot 1 \cdot (8.699 \times 10^{-3})$$

$$M_{\text{ОТЛ}} = 35.24 \quad \text{г/м}^2$$

### 3.3.10 Средняя толщина слоя отложений

$$\delta_{\text{ОТЛ}} := \frac{M_{\text{ОТЛ}}}{4.08} \quad \delta_{\text{ОТЛ}} = 8.637 \quad \text{мкм}$$

### 3.3.11 Приращение температуры в слое внутритрубных отложений

Коэффициент теплопроводности отложений определяется по ВХР

Для гидразинно-аммиачного воднохимического режима

$$\lambda_{\text{ОТЛ}} := 0.55 \quad \text{Вт/мК}$$

$$\Delta t_{\text{ОТЛ}} := \beta \cdot \mu \cdot q_T \cdot \frac{\delta_{\text{ОТЛ}} \cdot 10^{-6}}{\lambda_{\text{ОТЛ}} \cdot 10^{-3}} \quad \Delta t_{\text{ОТЛ}} = 10.399 \quad \text{}^\circ\text{C}$$

### 3.4.Расчёт для периода эксплуатации $\tau_K := 120000 \quad \text{ч}$

#### 3.4.1. Расчет температуры стенки труб поверхности

$$\Delta t_{\text{ОТЛ}} := 15.3 \quad \text{}^\circ\text{C} \quad \text{Задаемся и далее сверяем}$$

#### 3.4.2 Температура на внутренней поверхности стенки трубы

$$t_{\text{СТ.ВН4}} := t_{p.c.p} + \Delta t_{\text{ОТЛ}} + \beta \cdot \mu \cdot q_T \cdot \frac{1}{\alpha_2}$$

$$t_{\text{СТ.ВН4}} = 435 + 15.3 + 1.6 \cdot 0.93 \cdot 445 \cdot \frac{1}{16.767}$$

$$t_{\text{СТ.ВН4}} = 489.8 \quad 0\text{C}$$

Коэффициент теплопроводности металла для стали 12Х1МФ

$$t_{\text{СТ.ср}} := t_{\text{СТ.ВН4}} + 25$$

$$t_{\text{СТ.ср}} = 489.8 + 25$$

$$t_{\text{СТ.ср}} = 514.8 \quad 0\text{C}$$

$$\lambda_{\text{М}} := 0.042 - 0.00175 \cdot \left( \frac{t_{\text{СТ.ср}}}{100} - 1 \right)$$

$$\lambda_{\text{М}} = 0.042 - 0.00175 \cdot \left( \frac{514.8}{100} - 1 \right) \quad \lambda_{\text{М}} = 0.035 \quad \text{кВт/мК}$$

### 3.4.3 Температура в среднем сечении стенки трубы

$$t_{\text{СТ.ср4}} := t_{\text{р.ср}} + \Delta t_{\text{отл}} + \beta \cdot \mu \cdot q_{\text{Т}} \cdot \left[ \frac{1}{\alpha_2} + \frac{S_{\text{СТ}} \cdot 10^{-3}}{\lambda_{\text{М}} \cdot (1 + \beta)} \right]$$

$$t_{\text{СТ.ср4}} = 435 + 15.3 + 1.6 \cdot 0.93 \cdot 445 \cdot \left[ \frac{1}{16.767} + \frac{6 \cdot 10^{-3}}{0.035 \cdot (1 + 1.6)} \right]$$

$$t_{\text{СТ.ср4}} = 533.8 \quad 0\text{C}$$

### 3.4.4 Температура на наружной поверхности стенки трубы

$$t_{\text{СТ.н4}} := t_{\text{р.ср}} + \Delta t_{\text{отл}} + \beta \cdot \mu \cdot q_{\text{Т}} \cdot \left[ \frac{1}{\alpha_2} + \frac{2 \cdot S_{\text{СТ}} \cdot 10^{-3}}{\lambda_{\text{М}} \cdot (1 + \beta)} \right]$$

$$t_{\text{СТ.н4}} = 435 + 15.3 + 1.6 \cdot 0.93 \cdot 445 \cdot \left[ \frac{1}{16.767} + \frac{2 \cdot 6 \cdot 10^{-3}}{0.035 \cdot (1 + 1.6)} \right]$$

$$t_{\text{СТ.н4}} = 577.8 \quad 0\text{C}$$

Утонение стенки трубы за счет коррозии на внутренней и наружной поверхности трубы

### 3.4.5 Утонение стенки трубы со стороны водного теплоносителя за счет коррозии

$$T_{\text{ВН}} := \frac{t_{\text{СТ.ВН3}} + t_{\text{СТ.ВН4}}}{2} + 273$$

$$T_{\text{ВН}} = \frac{484.9 + 489.8}{2} + 273$$

$$T_{\text{ВН}} = 760.3 \quad \text{К}$$

$$\Delta S_{\text{ВН}} := 10^{\left(1.58 - \frac{3380}{T_{\text{ВН}}}\right) + 0.261 \cdot \log(\tau_{\text{К}})}$$

$$\Delta S_{\text{ВН}} = 10^{\left(1.58 - \frac{3380}{760.3}\right) + 0.261 \cdot \log(12 \times 10^4)} \quad \Delta S_{\text{ВН}} = 0.0289 \quad \text{мм}$$

Действительное утонение стенки трубы

$$\Delta S_{\text{ВН.д}} := 1.3 \cdot \Delta S_{\text{ВН}} \quad \Delta S_{\text{ВН.д}} = 0.03752 \quad \text{мм}$$

### 3.4.6 Глубина коррозии с наружной стороны

$$T_{\text{Н}} := \frac{t_{\text{СТ.Н4}} + t_{\text{СТ.Н3}}}{2} + 273$$

$$T_{\text{Н}} = \frac{572.6 + 577.8}{2} + 273 \quad T_{\text{Н}} = 848.2 \quad \text{К}$$

$$\Delta S_{\text{Н.д}} := 10^{\left[\left(6.66 - \frac{7800}{T_{\text{Н}}}\right) + (0.4 + 0.143 \cdot 10^{-4} \cdot T_{\text{Н}}) \cdot \log(\tau_{\text{К}})\right]} \cdot K_{\text{Н.д}}$$

$$\Delta S_{\text{Н.д}} = 10^{\left[\left(6.66 - \frac{7800}{848.2}\right) + (0.4 + 0.143 \cdot 10^{-4} \cdot 848.2) \cdot \log(120000)\right]} \cdot 1.19$$

$$\Delta S_{\text{Н.д}} = 0.4294 \quad \text{мм}$$

### 3.4.7 Суммарное расчетное утонение стенки трубы радиационных поверхностей нагрева котла СКД

$$C3_{\text{р}} := \Delta S_{\text{ВН.д}} + \Delta S_{\text{Н.д}} \quad C3_{\text{р}} = 0.467 \quad \text{мм}$$

в пересчете на срок службы труб 100000 часов

$$C3 := C3_{\text{р}} \cdot \frac{100000}{\tau_{\text{К}}} \quad \text{мм} \quad C3 = 0.389 \quad \text{мм}$$

### Расчет толщины стенки трубы по условиям прочности

#### 3.4.8 Минимальная расчетная толщина стенки прямой бесшовной трубы по условиям прочности

Номинальное допустимое напряжение определяют по  $t_{\text{СТ ср}}$

$$\sigma_{\text{ДОП}} := 90.3 \quad \text{МПа} \quad t_{\text{СТ.ср4}} = 533.8 \quad \text{°C}$$

$$S_0 := \frac{P \cdot d_{\text{Н}}}{2 \cdot \sigma_{\text{ДОП}} + P}$$

$$S_0 = \frac{30 \cdot 32}{2 \cdot 90.3 + 30} \quad S_0 = 4.558 \quad \text{мм}$$

При проектировании поверхности нагрева номинальная толщина стенки труб определяется с учетом прибавки

Прибавка, компенсирующая минусовое отклонение по толщине стенки трубы и все виды утонения при изготовлении трубы

$$c1 := 0.1 \cdot S_0 \quad c1 = 0.4558 \quad \text{мм} \quad c2 = 1.5 \quad \text{мм}$$

$$\text{Прибавка} \quad c := c1 + c2 \quad c = 1.956 \quad \text{мм}$$

$$\text{Номинальная толщина стенки} \quad S := S_0 + c \quad S = 6.514 \quad \text{мм}$$

$$\text{Условная расчётная толщина стенки} \quad S_p := S_0 + c1 + c2 \quad S_p = 5.403 \quad \text{мм}$$

Запас толщины

$$\Delta S := S_{СТ} - S_p$$

$$\Delta S = 6 - 5.403 \quad \Delta S = 0.597 \quad \text{мм}$$

Расчет скорости образования внутритрубных отложений

3.4.9 Рост внутритрубных отложений за счет образования наносных отложений и окисления металла трубы водной средой СКД

$$T_{\text{ВН.ЭКВ}} := \frac{t_{\text{СТ.ВН4}} + t_{\text{СТ.ВН3}}}{2} + 273$$

$$T_{\text{ВН.ЭКВ}} = \frac{484.9 + 489.8}{2} + 273 \quad T_{\text{ВН.ЭКВ}} = 760.3 \quad \text{К}$$

$$M_{\text{ОТЛ}} := \left( m_{\text{ОТЛ}} \cdot \tau_{\text{К}} + 6.567 \cdot 10^5 \cdot \tau_{\text{К}}^{0.26} \cdot \exp\left(-\frac{7830}{T_{\text{ВН.ЭКВ}}}\right) \right) \cdot K_{\text{ОТЛ}} \cdot K_{\text{Н}}$$

$$M_{\text{ОТЛ}} = \left[ 0.046 \cdot 12 \times 10^4 + 6.567 \cdot 10^5 \cdot (12 \times 10^4)^{0.26} \cdot \exp\left(-\frac{7830}{760.3}\right) \right] \cdot 1 \cdot (8.699 \times 10^{-3})$$

$$M_{\text{ОТЛ}} = 51.8 \quad \text{г/м}^2$$

3.4.10 Средняя толщина слоя отложений

$$\delta_{\text{ОТЛ}} := \frac{M_{\text{ОТЛ}}}{4.08} \quad \delta_{\text{ОТЛ}} = 12.697 \quad \text{мкм}$$

3.4.11 Приращение температуры в слое внутритрубных отложений

Коэффициент теплопроводности отложений определяется по ВХР

Для гидразинно-аммиачного воднохимического режима

$$\lambda_{\text{отл}} := 0.55 \quad \text{Вт/мК}$$

$$\Delta t_{\text{отл}} := \beta \cdot \mu \cdot q_T \cdot \frac{\delta_{\text{отл}} \cdot 10^{-6}}{\lambda_{\text{отл}} \cdot 10^{-3}} \quad \Delta t_{\text{отл}} = 15.286 \quad \text{°C}$$

3.5. Расчёт для периода эксплуатации  $\tau_K := 200000 \quad \text{ч}$

### 3.5.1. Расчет температуры стенки труб поверхности

$$\Delta t_{\text{отл}} := 25 \quad \text{°C} \quad \text{Задаемся и далее сверяем}$$

3.5.2 Температура на внутренней поверхности стенки трубы

$$t_{\text{ст.вн5}} := t_{p.\text{ср}} + \Delta t_{\text{отл}} + \beta \cdot \mu \cdot q_T \cdot \frac{1}{\alpha_2}$$

$$t_{\text{ст.вн5}} = 435 + 25 + 1.6 \cdot 0.93 \cdot 445 \cdot \frac{1}{16.767}$$

$$t_{\text{ст.вн5}} = 499.5 \quad \text{°C}$$

Коэффициент теплопроводности металла для стали 12Х1МФ

$$t_{\text{ст.ср}} := t_{\text{ст.вн5}} + 25$$

$$t_{\text{ст.ср}} = 499.5 + 25$$

$$t_{\text{ст.ср}} = 524.5 \quad \text{°C}$$

$$\lambda_M := 0.042 - 0.00175 \cdot \left( \frac{t_{\text{ст.ср}}}{100} - 1 \right)$$

$$\lambda_M = 0.042 - 0.00175 \cdot \left( \frac{524.5}{100} - 1 \right) \quad \lambda_M = 0.035 \quad \text{кВт/мК}$$

3.5.3 Температура в среднем сечении стенки трубы

$$t_{\text{ст.ср5}} := t_{p.\text{ср}} + \Delta t_{\text{отл}} + \beta \cdot \mu \cdot q_T \cdot \left[ \frac{1}{\alpha_2} + \frac{S_{\text{ст}} \cdot 10^{-3}}{\lambda_M \cdot (1 + \beta)} \right]$$

$$t_{\text{ст.ср5}} = 435 + 25 + 1.6 \cdot 0.93 \cdot 445 \cdot \left[ \frac{1}{16.767} + \frac{6 \cdot 10^{-3}}{0.035 \cdot (1 + 1.6)} \right]$$

$$t_{\text{ст.ср5}} = 543.7 \quad \text{°C}$$

3.5.4 Температура на наружной поверхности стенки трубы

$$t_{\text{ст.н5}} := t_{p.\text{ср}} + \Delta t_{\text{отл}} + \beta \cdot \mu \cdot q_T \cdot \left[ \frac{1}{\alpha_2} + \frac{2 \cdot S_{\text{ст}} \cdot 10^{-3}}{\lambda_M \cdot (1 + \beta)} \right]$$

$$t_{CT.H5} = 435 + 25 + 1.6 \cdot 0.93 \cdot 445 \cdot \left[ \frac{1}{16.767} + \frac{2 \cdot 6 \cdot 10^{-3}}{0.035 \cdot (1 + 1.6)} \right]$$

$$t_{CT.H5} = 587.9 \quad 0C$$

Утонение стенки трубы за счет коррозии на внутренней и наружной поверхности трубы

### 3.5.5 Утонение стенки трубы со стороны водного теплоносителя за счет коррозии

$$T_{BH} := \frac{t_{CT.BH5} + t_{CT.BH4}}{2} + 273$$

$$T_{BH} = \frac{489.8 + 499.5}{2} + 273 \quad T_{BH} = 767.6 \quad K$$

$$\Delta S_{BH} := 10 \left( 1.58 - \frac{3380}{T_{BH}} \right) + 0.261 \cdot \log(\tau_K)$$

$$\Delta S_{BH} = 10 \left( 1.58 - \frac{3380}{767.6} \right) + 0.261 \cdot \log(20 \times 10^4) \quad \Delta S_{BH} = 0.0363 \quad MM$$

Действительное утонение стенки трубы

$$\Delta S_{BH.d} := 1.3 \cdot \Delta S_{BH} \quad \Delta S_{BH.d} = 0.04725 \quad MM$$

### 3.5.6 Глубина коррозии с наружной стороны

$$T_H := \frac{t_{CT.H4} + t_{CT.H5}}{2} + 273$$

$$T_H = \frac{577.8 + 587.9}{2} + 273 \quad T_H = 855.8 \quad K$$

$$\Delta S_{H.d} := 10 \left[ \left( 6.66 - \frac{7800}{T_H} \right) + (0.4 + 0.143 \cdot 10^{-4} \cdot T_H) \cdot \log(\tau_K) \right] \cdot K_{H.d}$$

$$\Delta S_{H.d} = 10 \left[ \left( 6.66 - \frac{7800}{855.8} \right) + (0.4 + 0.143 \cdot 10^{-4} \cdot 855.8) \cdot \log(200000) \right] \cdot 1.19$$

$$\Delta S_{H.d} = 0.641 \quad MM$$

### 3.5.7 Суммарное расчетное утонение стенки трубы радиационных поверхностей нагрева котла СКД

$$C3_p := \Delta S_{\text{вн.д}} + \Delta S_{\text{н.д}} \quad C3_p = 0.688 \quad \text{мм}$$

в пересчете на срок службы труб 100000 часов

$$c3 := C3_p \cdot \frac{100000}{\tau_k} \quad \text{мм} \quad c3 = 0.344 \quad \text{мм}$$

### Расчет толщины стенки трубы по условиям прочности

#### 3.5.8 Минимальная расчетная толщина стенки прямой бесшовной трубы по условиям прочности

Номинальное допустимое напряжение определяют по  $t_{ст\ ср}$

$$\sigma_{\text{доп}} := 78 \quad \text{МПа} \quad t_{\text{ст.ср5}} = 543.7 \quad ^\circ\text{C}$$

$$S_0 := \frac{P \cdot d_H}{2 \cdot \sigma_{\text{доп}} + P}$$

$$S_0 = \frac{30 \cdot 32}{2 \cdot 78 + 30} \quad S_0 = 5.161 \quad \text{мм}$$

При проектировании поверхности нагрева номинальная толщина стенки труб определяется с учетом прибавки

Прибавка, компенсирующая минусовое отклонение по толщине стенки трубы и все виды утонения при изготовлении трубы

$$c1 := 0.1 \cdot S_0 \quad c1 = 0.5161 \quad \text{мм} \quad c2 = 1.5 \quad \text{мм}$$

Прибавка  $c := c1 + c2 \quad c = 2.016 \quad \text{мм}$

Номинальная толщина стенки  $S := S_0 + c \quad S = 7.177 \quad \text{мм}$

Условная расчётная толщина стенки  $S_p := S_0 + c1 + c3 \quad S_p = 6.022 \quad \text{мм}$

Запас толщины

$$\Delta S := S_{\text{ст}} - S_p$$

$$\Delta S = 6 - 6.022 \quad \Delta S = -0.022 \quad \text{мм}$$

### Расчет скорости образования внутритрубных отложений

#### 3.5.9 Рост внутритрубных отложений за счет образования наносных отложений и окисления металла трубы водной средой СКД

$$T_{\text{вн.экв}} := \frac{t_{\text{ст.вн4}} + t_{\text{ст.вн5}}}{2} + 273$$



$$T_{\text{ВН.ЭКВ}} = \frac{489.8 + 499.5}{2} + 273 \quad T_{\text{ВН.ЭКВ}} = 767.6 \quad \text{К}$$

$$M_{\text{ОТЛ}} := \left( m_{\text{ОТЛ}} \cdot \tau_{\text{К}} + 6.567 \cdot 10^5 \cdot \tau_{\text{К}}^{0.26} \cdot \exp\left(-\frac{7830}{T_{\text{ВН.ЭКВ}}}\right) \right) \cdot K_{\text{ОТЛ}} \cdot K_{\text{h}}$$

$$M_{\text{ОТЛ}} = \left[ 0.046 \cdot 20 \times 10^4 + 6.567 \cdot 10^5 \cdot (20 \times 10^4)^{0.26} \cdot \exp\left(-\frac{7830}{767.6}\right) \right] \cdot 1 \cdot (8.699 \times 10^{-3})$$

$$M_{\text{ОТЛ}} = 84.7 \quad \text{г/м}^2$$

### 3.5.10 Средняя толщина слоя отложений

$$\delta_{\text{ОТЛ}} := \frac{M_{\text{ОТЛ}}}{4.08} \quad \delta_{\text{ОТЛ}} = 20.76 \quad \text{мкм}$$

### 3.5.11 Приращение температуры в слое внутритрубных отложений

Коэффициент теплопроводности отложений определяется по ВХР

Для гидразинно-аммиачного воднохимического режима

$$\lambda_{\text{ОТЛ}} := 0.55 \quad \text{Вт/мК}$$

$$\Delta t_{\text{ОТЛ}} := \beta \cdot \mu \cdot q_{\text{T}} \cdot \frac{\delta_{\text{ОТЛ}} \cdot 10^{-6}}{\lambda_{\text{ОТЛ}} \cdot 10^{-3}} \quad \Delta t_{\text{ОТЛ}} = 24.993 \quad \text{}^{\circ}\text{C}$$

## 3.6 Графическое представление результатов расчёта

### 3.6.1. Зависимость распределения температуры металла от времени эксплуатации

$$t_{\text{ст. ср}_i} =$$

518.14
523.76
528.768
533.776
543.692

$^{\circ}\text{C}$

$$t_{\text{ст. ввн}_i} =$$

474.492
479.992
484.892
489.792
499.492

$^{\circ}\text{C}$

$$t_{\text{ст. нар}_i} =$$

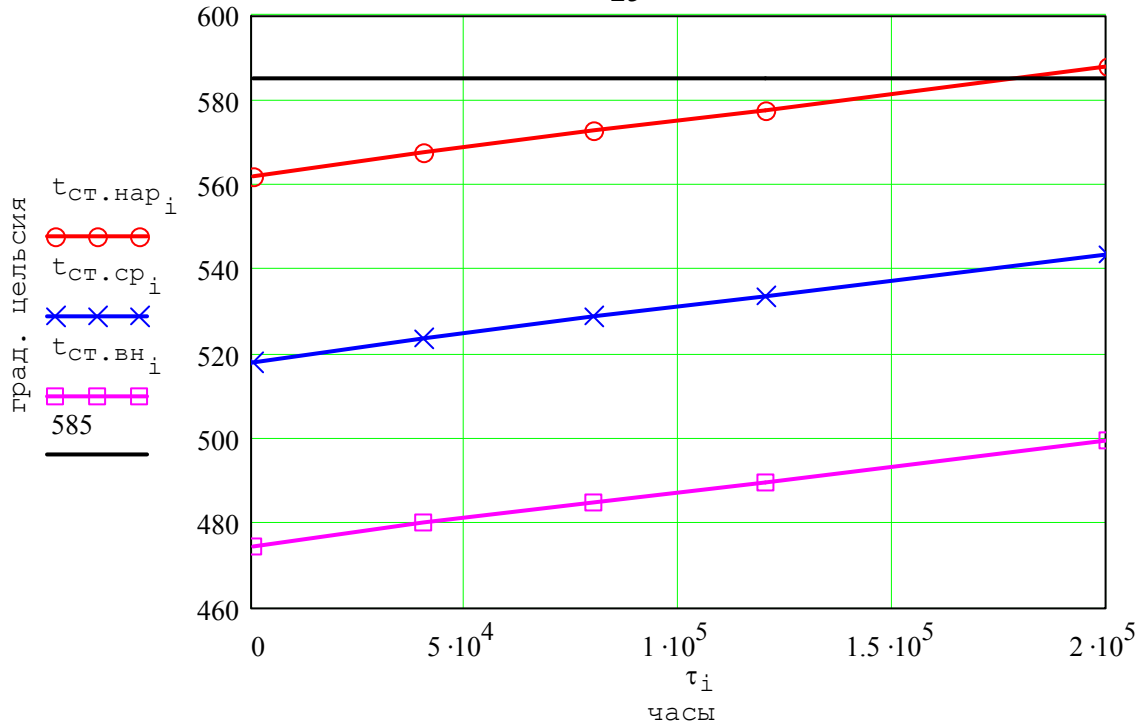
561.788
567.529
572.644
577.761
587.893

$^{\circ}\text{C}$

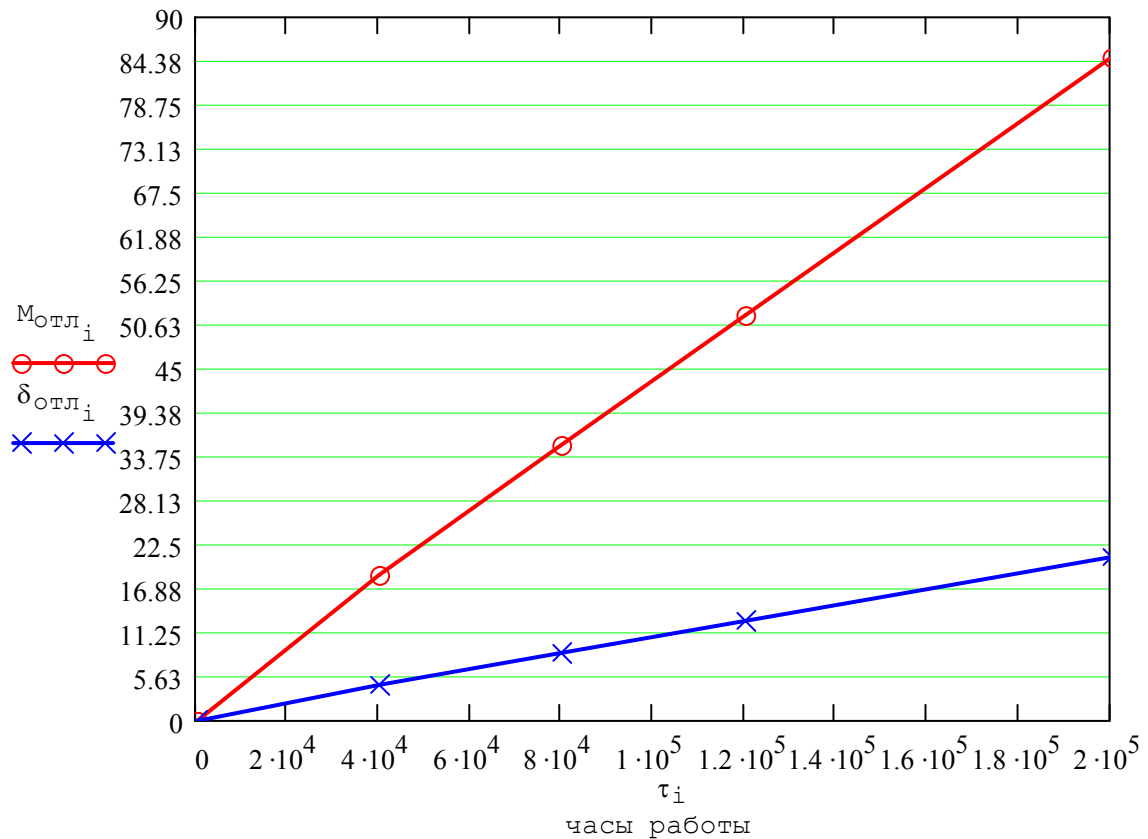
$$\tau_i =$$

0
$4 \cdot 10^4$
$8 \cdot 10^4$
$1.2 \cdot 10^5$
$2 \cdot 10^5$

ч



**3.6.2. Изменение массы внутритрубных отложений и средней расчетной толщины слоя отложений от времени эксплуатации**



**3.6.3. Изменение утонения стенки с водной и газовой сторон, суммарного расчетного утонения стенки трубы в зависимости от срока эксплуатации**

$c3p_i :=$

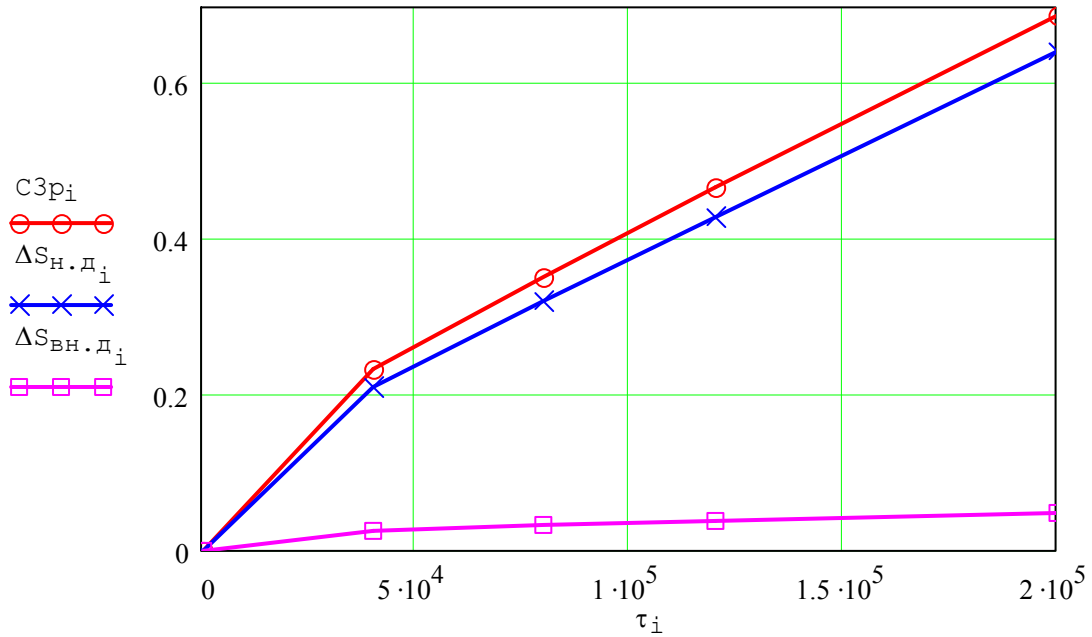
0
0.233
0.351
0.467
0.688

$\Delta S_{ВН.Д_i} :=$

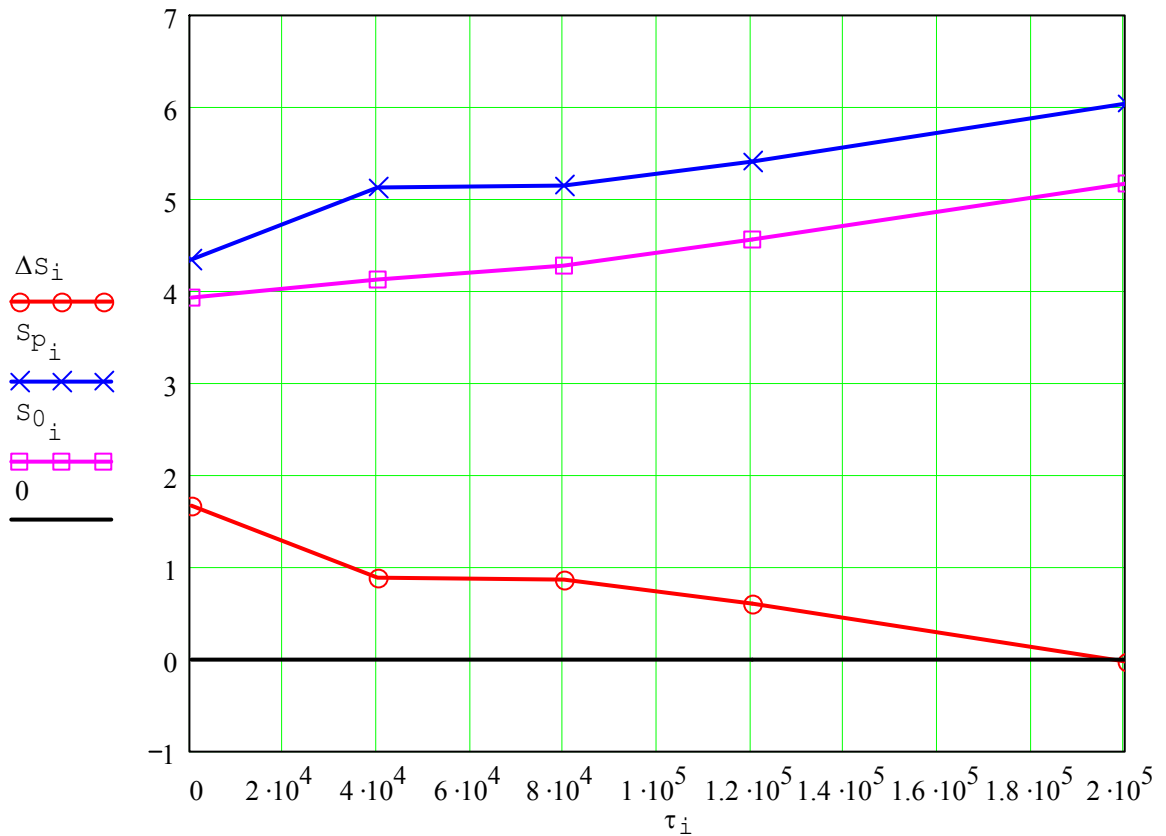
0
0.02454
0.03158
0.03752
0.04725

$\Delta S_{Н.Д_i} :=$

0
0.2088
0.3193
0.4294
0.641



**3.6.4. Изменение минимальной расчетной толщины стенки трубы, номинальной расчетной толщины стенки трубы с учетом добавок, запаса на толщину стенки в зависимости от времени**



## 4. Результаты расчёта и их анализа

### 4.1. Продолжительность межпромывочного периода по условиям окалинообразования.

$$\tau_{\text{пром.г}} := 177000 \text{ ч} \quad - \text{ превышает ресурс котла } 100000 \text{ ч}$$

### 4.2. Продолжительность межпромывочного периода по условиям прочности трубы.

$$\tau_{\text{пром.г}} := 197000 \text{ ч} \quad - \text{ превышает ресурс котла } 100000 \text{ ч}$$

### 4.3. Межпромывочный период больше ресурса работы котельного агрегата

### 4.4. Скорость нарастания массы отложений

$$M_{\text{отл}} := 18.56 \text{ г/м}^2$$

$$\Delta g := \frac{M_{\text{отл}}}{40000} \cdot 1000 \quad \Delta g = 0.464 \text{ (г/м}^2\text{)/1000ч}$$

### 4.5. Скорость нарастания температуры наружной стенки трубы

$$\Delta t_{\text{отл}} := 5.477 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{\text{ст.н}} := \frac{(\Delta t_{\text{отл}})}{40000} \cdot 1000 \quad \Delta t_{\text{ст.н}} = 0.137 \text{ }^{\circ}\text{C/1000ч}$$

### 4.6. Сопоставление полученных в расчёте результатов с промышленными данными

Результаты расчёта существенно занижены по сравнению с промышленными данными.

## 5. Выводы

В процессе эксплуатации котла происходит образование внутритрубных отложений, но температура стенки трубы не достигает опасного значения, равного 585 °С. Коррозия с внутренней стороны и окалинообразование невелики. Из полученных зависимостей видно, что химическую очистку поверхностей нагрева котла до проведения капитального ремонта ( $\tau_{\text{экспл}}=24000-30000$  ч) осуществлять не нужно. С точки зрения коррозии и внутритрубных отложений, трубы НРЧ работают надёжно при использовании гидразинно-аммиачного воднохимического режима.

**7. Литература.**

1. Резников М.И., Липов Ю.М. Паровые котлы ТЭС. М.: Энергоиздат. 1981.
2. Маргулова Т.Х., Мартынова О.И. Водные режимы ТЭС и АЭС. М.: Высшая школа, 1987.
3. Третьяков Ю.М. Температурный режим труб НРЧ парового котла СКД с учетом внутритрубных отложений. М.: МЭИ, 1997.

## 3.7. Сводная таблица результатов расчета.

Таблица 1.

Параметр	Обозначение	Размерность	Время				
			0	40000	80000	120000	200000
<b>1. Температура металла</b>							
на внутренней поверхности	$t_{ст.вн}$	°С	474,5	480	484,9	489,8	499,5
средняя по толщине стенки	$t_{ст.ср}$	°С	499,5	505	509,9	514,8	543,7
на наружной поверхности	$t_{ст.н}$	°С	561,8	567,5	572,6	577,8	587,9
<b>2. Утонение толщины стенки</b>							
с внутренней стороны	$\Delta S_{вн.д}$	мм	0	0,02454	0,03158	0,03752	0,04725
с наружной стороны	$\Delta S_{н.д}$	мм	0	0,2088	0,3193	0,4294	0,641
суммарное	$C_{зр}$	мм	0	0,233	0,351	0,467	0,688
<b>3. Толщина стенки трубы</b>							
минимальная	$S_0$	мм	3,934	4,117	4,282	4,558	5,161
номинальная расчетная	$S_p$	мм	4,328	5,112	5,149	5,403	6,022
запас толщины	$S_{зап}$	мм	1,672	0,888	0,851	0,597	-0,022
<b>4. Внутритрубные отложения оксидов железа</b>							
интенсивность роста	$m_{отл}$	г/м <sup>2</sup> ч	0	0,046	0,046	0,046	0,046
масса	$M_{отл}$	г/м <sup>2</sup>	0	18,56	35,24	51,8	84,7
толщина слоя	$\delta_{отл}$	мкм	0	4,549	8,637	12,7	20,76