Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Высшая школа атомной и тепловой энергетики

Работа допущена к защите
Руководитель ОП
_____ М. В. Конюшин
«___»_____2022 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА СПЕЦИАЛИСТА
ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

ПРОЕКТ АЭС МОЩНОСТЬЮ 1500 МВт В Наллыхане, Турция

по специальности 14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг
по образовательной программе
14.05.02_01 Проектирование и эксплуатация атомных станций

Выполнил
студент гр.3251402/50101 Мерт Э.

Руководитель
Профессор ВШАиТЭ ИЭ, д.т.н., профессор Сергеев В.В.

Консультант
Старший преподаватель ВШАиТЭ ИЭ Конюшин М.В.

Санкт-Петербург
2022

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО

Институт энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ОП

_____ М.В. Конюшин

« » 2021 г.

ЗАДАНИЕ

по выполнению выпускной квалификационной работы

студенту Мерт Э., 3251402/60101

1. Тема работы: Проект АЭС мощностью 1500 МВт в Наллыхане, Турция

2. Срок сдачи студентом законченной работы: 17.12.2021 г.

3. Исходные данные по работе: тип реактора: ВВЭР; тип парогенератора: горизонтальный; теплофикационная нагрузка: 250 Гкал/час; номинальная температура теплоносителя 1-ого контура на выходе из реактора: 330 °С; расчетная температура охлаждающей воды: 10 °С; расчетная температура прямой сетевой воды: 150°С

4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Введение;

Обоснование выбора площадки размещения АЭС;

Расчет тепловой схемы энергоблока АЭС с реактором типа ввэр-1500;

Обоснование выбора ядерного реактора: теплогидравлический расчет;

Заключение;

Список использованных источников

5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей): отсутствует

6. Консультанты по работе: отсутствуют.

7. Дата выдачи задания: 11.01.2022 г.

Руководитель ВКР _____ Сергеев В.В.
(подпись) инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению 23.11.2021 г.

Студент _____ Мерт Э.
(подпись) инициалы, фамилия

РЕФЕРАТ

В работе 92 страницы, 23 рисунков, 31 таблиц.

Ключевые слова: РЕАКТОР ВВЭР-1500, ВВЭР, ГЕОМЕТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ,НЕЙТРОННО-ФИЗИЧЕСКИЙРАСЧЕТ, ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА, ЭНЕРГЕТИКА ТУРЦИЯ.

Атомная электростанция имеет огромный потенциал для удовлетворения высокого спроса на энергопотребление в Турции, в частности, в провинции Анкара с важной промышленной зоной Наллыхан в ближайшие несколько десятилетий. В рамках проекта атомной электростанции мощностью 1500 МВт на указанном месте, в данном исследовании представлен анализ предполагаемого положения строительства, тепловой схемы энергоблоков и принципиального выбора модельного ядерного реактора ВВЭР-1500. Учитывая географическое положение, природные и климатические условия, а также региональную экономику, городок Анкара беспристрастно считается подходящим местом для размещения. На основе всех данных, собранных из библиотеки Санкт-Петербургского политехнического университета, с применением конструктивных и теплогидравлических методов расчета, это исследование выявило тепловую схему АЭС с расчетными параметрами основных элементов, расширением в паровых турбинах и распределением температуры в тепловыделяющих элементах ядерного реактора, а также гидравлические потери в нём. В конце концов, с помощью обновленных технических рекомендаций, был выбран оптимальный вариант строительства проекта с целью достижения экономических выгод и выполнения требований безопасности.

ABSTRACT

In the work 92 pages, 23 figures, 31 tables.

Key Words: VVER-1500 REACTOR, NEUTRON-PHYSICAL CALCULATION, THERMALHYDRAULIC CALCULATION, THERMAL SCHEME, TURKEY ELECTRICITY.

The nuclear power plant has enormous potential to meet the high demand for energy consumption in Turkey, in particular in the Ankara province with the important industrial zone of Nallyhan in the next few decades. Within the framework of the project of a nuclear power plant with a capacity of 1500 MW at the indicated location, this study presents an analysis of the proposed construction position, thermal diagram of power units and the principal choice of a model nuclear reactor VVER-1500. Considering the geographical position, natural and climatic conditions, as well as the regional economy, the town of Ankara is impartially considered a suitable place for accommodation. Based on all data collected from the library of the St. Petersburg Polytechnic University, using constructive and thermohydraulic calculation methods, this study revealed the thermal diagram of a nuclear power plant with the design parameters of the main elements, expansion in steam turbines and temperature distribution in the fuel elements of a nuclear reactor, as well as hydraulic loss in it. In the end, with the help of updated technical guidelines, the optimal construction option for the project was selected in order to achieve economic benefits and meet safety requirements.

Содежание

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АЗ - активная зона

ТВС - тепловыделяющая сборка

твэл - тепловыделяющий элемент

БЗТ - блок защитных труб

ГЦН - Главный циркуляционный насос

ПГ - Парогенератор

ЦВД - Цилиндр высокого давления

ЦНД - Цилиндр низкого давления

СПП - Сепаратор-пароперегреватель

К - Конденсатор

КН - Конденсатный насос

ДН - Дренажные насосы

Д - Деаэратор

ПН - Питательный насос

ТС - Точки смещения

Г - Генератор

БОУ - Обессоливающая установка

ОЭ - Охладитель эжекторов

РКУ - Регулирующий клапан

СРК - Система радиационного контроля

ПВД - подогреватели высокого давления

ПНД - Подогреватель низкого давления

ПСВ - Подогреватели сетевой воды

Р - Реактор

ОГ - Охладитель генератора

РПК - Питательный регулирующий клапан

ТП - Трубопривод

ЦН - Циркуляционный насос

ДК - Дроссельный клапан

ВВЕДЕНИЕ

Турция - самая значительная из стран в мире с населением 90 миллионов человек. Общее производство электроэнергии в Турции в 2020 году составило 316 тераватт-часа.

В течение этого периода 43 процента производства электроэнергии в Турции производилось из возобновляемых источников энергии, в то время как 57 процентов поставлялось из других источников, особенно угля и природного газа [1].

Среди возобновляемых источников энергии на ветер и солнечную энергию приходится 12 % производства электроэнергии в Турции. Такими темпами Турция превысила среднюю мировую долю в производстве ветровой и солнечной электроэнергии, составляющую 9,4 процента.

Среди стран G20 Турция заняла 5-е место в декабре по производству электроэнергии за счет энергии ветра и солнца, опередив такие страны, как Соединенные Штаты, Франция и Бразилия. Кроме того, Турция хочет ускорить свое развитие, добавив ядерные технологии к своим ресурсам по производству энергии [1].

Актуальность исследования

С учетом возможностей реализации текущих проектов, включая атомную электростанцию Аккую, выработка электроэнергии в Турции в среднем оценивается в 395 ТВч. Согласно прогнозам, выработка электроэнергии к 2030 году достигнет 460 млрд. мВч. При этом источники энергии, такие как гидроэнергетика, уголь, нефть и газ, будут почти полностью исчерпаны, и их будет недостаточно для внутреннего спроса [2].

Следуя мировой тенденции, строительство атомной электростанции является необходимой частью развития энергетики страны благодаря ее положительным качествам.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования данной работы является АЭС с ядерным реактором типа ВВЭР-1500.

Цель исследования

Разработка тепловой схемы энергоблока и теплогидравлический расчет ядерного реактора.

Задачи работы

1. Проанализировать площадку размещения АЭС;
2. Выполнить тепловой расчет реактора;
3. Выполнить теплогидравлический расчет ядерного реактора;

Теоретическая и методологическая база исследования

При подготовке ВКР были использованы материалы таких учебных дисциплин, как “Методы расчета и конструирования ядерных реакторов”, “Физика ядерного реактора”, “Атомные электростанции”.

Информационная база

Информация; библиотека Политехнического университета; а также знания, полученные в процессе обучения в вузе, в ходе прохождения учебной и производственных практик, во время прохождения преддипломной практики.

Практическая значимость

Практическая значимость данной работы заключается в разработке проекта АЭС с ядерным реактором типа ВВЭР-1500, обеспечивающего в будущем растущий спрос на электроэнергию.

ГЛАВА 1. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПЛОЩАДКИ РАЗМЕЩЕНИЯ АЭС

Состояние энергетики Турии.

Сектор электроэнергетики Турции развивался в соответствии с вкладом в экономический рост и процветание страны с подходом, основанным на принципе безопасности поставок. Услуги по электроснабжению в Турции уже давно предоставляются общественной организацией, действующей в вертикально интегрированной структуре. в 1990-х годах деятельность по производству и распределению электроэнергии была разделена, были выдвинуты инициативы для частных компаний по участию в инвестиционном и операционном процессе, и были опробованы различные модели. Общий спрос на электроэнергию в Турции в период с 2000 по 2019 год не снизился, за исключением 2001, 2009 и 2019 годов, и продолжил тенденцию к росту. деконструкция в Турции не снизилась. Этот результат показывает, насколько спрос на электроэнергию связан с темпами роста валового внутреннего продукта страны.

В период с 2011 по 2019 год в среднем ежегодно выводилось из эксплуатации 4,6 ГВт установленной мощности на чистой основе. Видно, что увеличение установленной мощности за этот период превышает увеличение общего спроса на электроэнергию, и, по оценкам, одной из основных причин этого являются стимулы, предоставляемые установкам на возобновляемых источниках энергии. Среднегодовая установленная мощность электростанций на возобновляемых источниках энергии, введенных в эксплуатацию в период с 2011 по 2019 год, составила около 3,0 ГВт. Средняя установленная мощность электростанций на возобновляемых источниках энергии, выведенных из эксплуатации в период с 2011 по 2019 год, составляла около 3,0 ГВт. В 2018 году общее увеличение установленной мощности возобновляемых источников энергии составило около 3,5 ГВт, но из-за закрытия некоторых электростанций общее увеличение установленной мощности в Турции составило около 3,4 ГВт. В 2018 году общая чистая установленная мощность тепловых электростанций снизилась примерно на 0,2 ГВт, в то время как объем увеличения общей

установленной мощности ветровых и солнечных электростанций был на уровне 2,1 ГВт. в конце первых девяти месяцев 2020 года общая установленная мощность Турции достигла 93,2 ГВт. За первые девять месяцев увеличение установленной мощности, которое составило около 1 912 мегаватт (МВт), произошло за счет электростанций, вырабатывающих электроэнергию из возобновляемых источников. Увеличение установленной мощности на 1263 МВт было достигнуто за счет гидроэлектростанций, 374 МВт от общего увеличения было вызвано ветровыми электростанциями (ВИЭ), а 237 МВт - солнечными электростанциями (ГЭС). За соответствующий период чистая суммарная установленная мощность электростанций, производящих электроэнергию с использованием природного газа и многотоплива, снизилась на 291 МВт.

Общий спрос Турции на электроэнергию на 2020 год был рассчитан как 316 ТВтч. Для перехода к долгосрочному прогнозу спроса учитывается отчет о прогнозе спроса, опубликованный Министерством энергетики и природных ресурсов на 2021 год и последующий период (ETKB, 2019). Темпы роста данных "Сценария-2", включенных в соответствующий отчет в качестве "Базового сценария", были применены к общему спросу на электроэнергию на 2020 год, и был составлен годовой прогноз спроса до 2030 года. Согласно принятым предположениям, общий спрос на электроэнергию в Турции, который в начале прогнозируемого периода составлял 316 ТВтч в 2020 году, по прогнозам, достигнет 462 ТВтч в 2030 году [2].

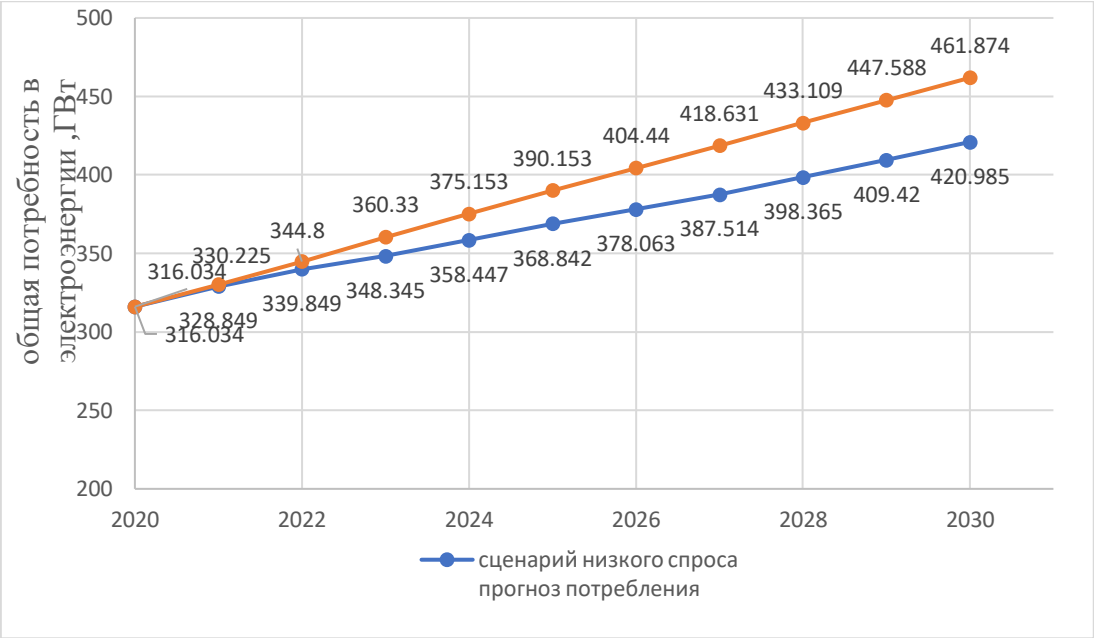

Рис.1.1 График предполагаемого потребления

91,3 ГВт общей мощности 2020 года, которая достигла мощности правления; % составляет 28,1 % и электростанции на природном газе, 22,6 % гидроэлектростанций бараджли, 12,4 % для отечественных угольных тепловых электростанций в 9,8 % импортируемых угольных электростанций и 8,6 % для речных гидроэлектростанций, что соответствует 8,3 % ветровых электростанций, 6,6 % солнечных электростанций, 1,7 % для геотермальных электростанций, %, а остальные 1,9 % составляют другие источники [2].

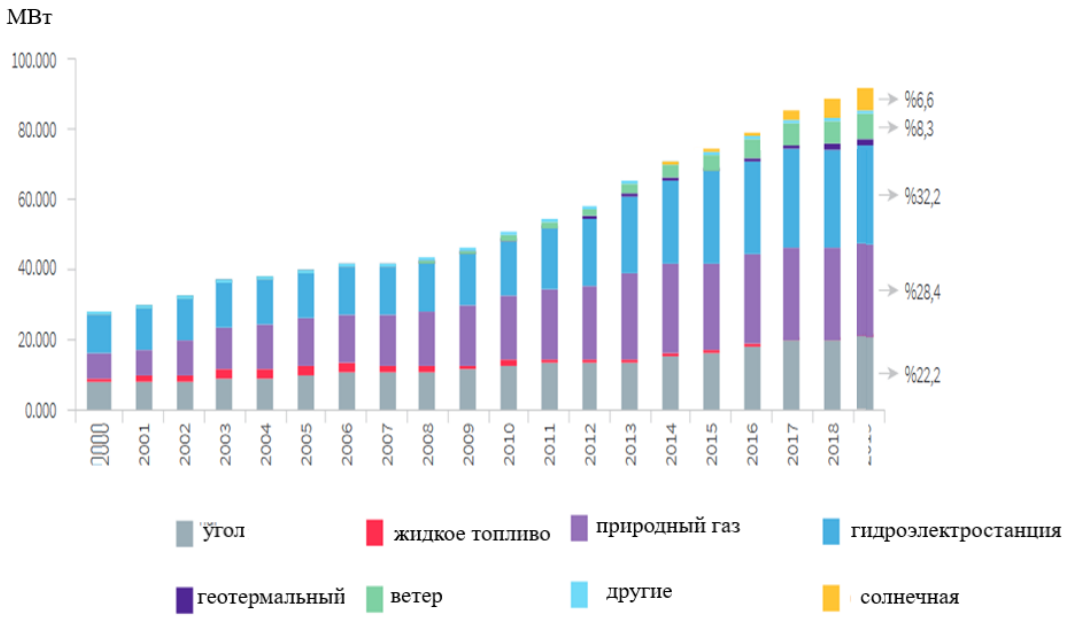

Рис 1.2. Изменение источников энергии по годам.

Географическое положение провинции Анкара.

Анкара - столица и второй по численности населения город Турции. Географически он расположен недалеко от центра Турции и, за исключением северных районов, оставшихся в Западном Причерноморье, большая его часть расположена в Центральной Анатолии. Протяженностью 1355 километров самая большая река Кызылырмак, которая полностью расположена на территории Турции, орошает восток провинции, а река Сакарья, которая является одной из крупнейших рек Турции протяженностью 824 километра, орошает запад провинции. Ручей Анкара, один из притоков реки Сакарья, проходит через центр провинции. На юге провинции находится Соленое озеро, которое является вторым по величине озером в стране площадью 1300 км^2 и вторым по солености озером в мире с содержанием соли 32,4 %. Кроме того, бассейн, в котором расположено Соленое озеро, является крупнейшим закрытым бассейном в Турции.

В южной и центральной частях провинции можно наблюдать холодную и снежную зиму, а также жаркое и сухое лето, а в северных частях - умеренные и дождливые климатические условия Черного моря. В регионах с преобладающим

континентальным климатом наблюдаются значительные перепады температур между декольте днем и ночью, летом и зимой. Август Июль Август Июль - самый теплый месяц, или август. Январь - самый холодный месяц, самые низкие ночные температуры в среднем от -6 до -1 °C за десятилетие провинции.

Территория Анкары зажата между двумя горными поясами, где встречаются разломы (ломаные линии). 30 % площади в границах провинции Анкара составляет 1. и 2. градус - это площадь землетрясения. Большинство небольших сильных землетрясений, произошедших за последние сто лет, находятся в непосредственной близости от линии Северо-Анатолийского разлома и его непосредственной близости или на юго-востоке столицы, вокруг озера Туз и разлома Кыршехир. Самое сильное землетрясение, произошедшее в Анкаре, имеет магнитуду 6,1 [3].

Экономика и энергетика провинции Анкара

Три четверти населения Анкары работает в сфере услуг, и этот сектор занимает самую большую долю в валовом продукте провинции. Причина, по которой этот сектор так сильно развился, заключается в том, что нет отрасли, достаточно крупной, чтобы обеспечить занятость населения, прибывающего с миграцией. На провинцию приходится 9 % валового национального продукта Турции. Отсюда собирается 12 % от общего объема налоговых поступлений страны и 12,3 % доходов бюджета; напротив, доля провинции в бюджете страны составляет 6,4 %.

Доля частного сектора в добавленной стоимости в провинции Анкара составляет более 85 %. Промышленность провинции в целом состоит из малых и средних предприятий. 40 % из них заняты производством в области машиностроения и металлов, что востребовано крупными организациями, занимающимися оборонным и автомобильным производством, за которыми следуют пищевая и текстильная промышленность. Наиболее важными отраслями с точки зрения производства являются продукты питания (сахар, мука, макаронные изделия, молоко, ликероводочные изделия), транспортные

средства, техника (сельскохозяйственная техника, транспортные средства, тракторы), война, цемент и ткачество (шерстяное ткачество, трикотаж, одежда). Также важны пестициды, мебель, кондитерские изделия и полиграфия. Анкара является ведущим городом Турции в сфере оборонной промышленности, программного обеспечения и электроники.

60 % земель в провинции Анкара используется в качестве сельскохозяйственных угодий, что намного выше, чем в среднем по Турции. Наиболее важными полевыми культурами являются пшеница, ячмень и сахарная свекла. Анкара больше подходит для разведения мелкого рогатого скота с точки зрения высоты и характеристик пастбищ. Животноводство постепенно теряет свое прежнее важное место в экономике провинции. Анкара - одна из провинций Турции с высоким потенциалом добычи полезных ископаемых. Некоторые из наиболее важных месторождений бурого угля в Турции находятся в районах Бейпазары и Наллыхан провинции. В районе Бала есть месторождения гипса. Кроме того, соль добывается в Соленом озере и его окрестностях.

Географически в пределах провинции Анкара насчитывается в общей сложности 69 электростанций. Общая производственная мощность электростанций, расположенных в границах провинции Анкара, составляет 2760 МВт, и половина этой мощности зависит от поставок природного газа. Ежегодно производится примерно 6 943 ГВтч. электроэнергии [3].

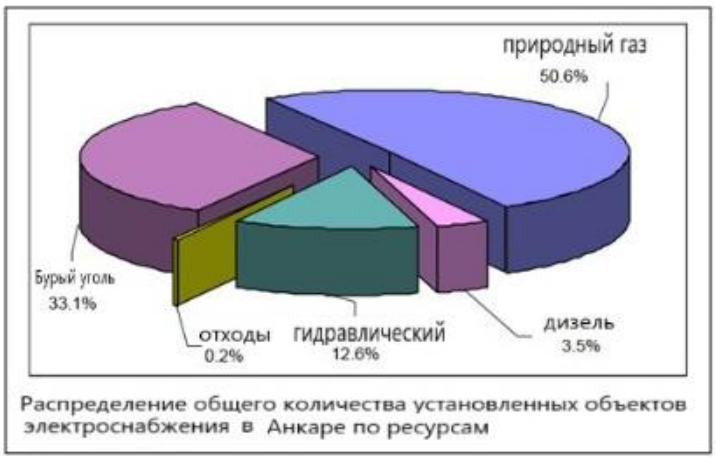

Рис 1.3. Распределение общего количество установленных объектов электроснабжения в Анкаре по ресурсом.

Выбор площадки строительства АЭС.

В настоящее время в Турции строится атомная электростанция. с 1970 года предпринимались попытки построить атомную электростанцию, но большинство из этих попыток оказались бесплодными, в 2004 году вновь был поднят вопрос об атомной электростанции, и в общей сложности была достигнута стадия строительства одной из трех электростанций. В стадии планирования находятся еще две электростанции. Правильный выбор места для строительства атомной электростанции обеспечит безопасную эксплуатацию станции, высокую экономическую эффективность, безопасность энергоснабжения и внесет вклад в защиту окружающей среды.

Место строительства атомной электростанции должно соответствовать требованиям безопасности проекта, обеспечивая безопасность работ от стихийных бедствий: торнадо, наводнений, землетрясений, цунами и т.д. Место должно не только обеспечивать безопасность АЭС, но также должно соответствовать экономической целесообразности, минимизировать воздействие на окружающую среду и быть одобрено местным населением.

АЭС с реактором типа ВВЭР-1500 предполагается разместить на берегу реки Sarıyar(Сарыйар) индустриальной центра Nallıhan. Расстояние до населенного центра Ankara города приблизительно 120 км..

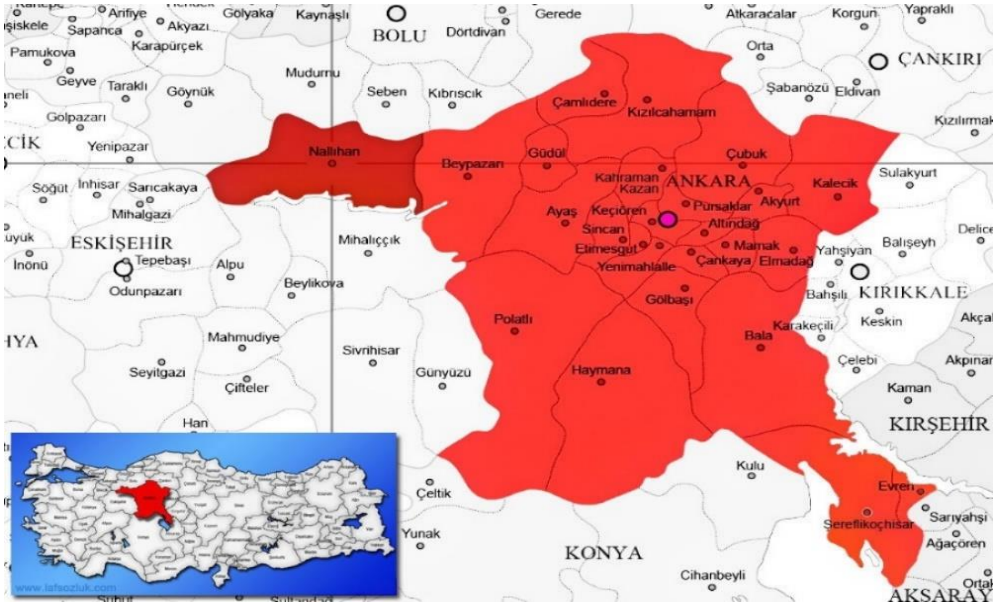

Рис 1.4. Карта Анкары и Наллыхана.

Анкара - богатый город с точки зрения торговли и транспорта. Поэтому вокруг провинции много автомобильных и железных дорог. В частности, в выбранном нами регионе существует большое количество транспортных сетей между Стамбулом и Анкарой.

Рис 1.5. Железнодрожные пути рядом с Наллыханом

Район Наллихан, где будет расположена электростанция, окрашен в желтый цвет, как видно на изображении. Это показывает, что в районе Наллихан существует риск землетрясения 3 и 4 степени. Это значит для АЭС риска нет [4].

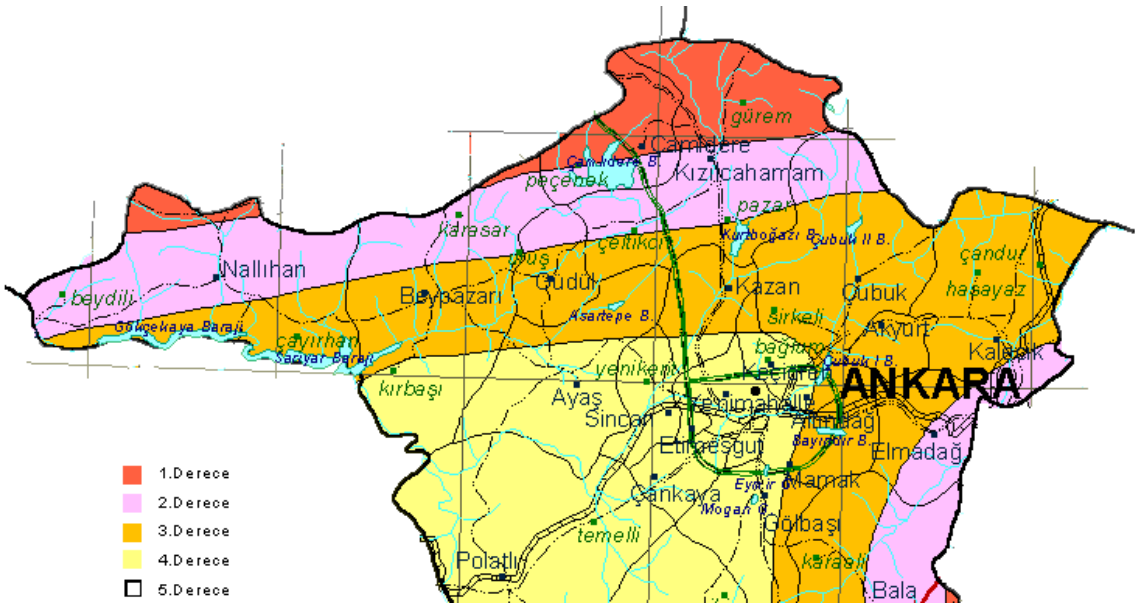

Рис 1.6. Карта зоны землетрясения Анкары

Распределение электроэнергии в Турции осуществляется частными компаниями. В Анкаре, одном из городов, производящих и потребляющих больше всего энергии, операции по распределению электроэнергии, естественно, выполняются множеством различных распределительных компаний. В регионе имеется множество сетей и систем передачи, особенно благодаря электростанциям, расположенным в районе Наллихан.

Атомные электростанции, которые будут построены в Аккую и Наллыхан, будут производить около 70 миллиардов киловатт-часов электроэнергии в год. Если такое количество электроэнергии будет получено от электростанции, работающей на природном газе, необходимо будет импортировать 16 миллиардов кубометров природного газа и ежегодно платить 7,2 миллиарда долларов взамен. Таким образом, четырехблочная АЭС может быть построена на деньги, которые будут выплачиваться только за импорт природного газа через 3 года. Атомные электростанции «Аккую» и «Наллыхан» снизят нашу зависимость от России в поставках природного газа.

Рис 1.7. Карта провинции выбранная территория АЭС

Строительство АЭС здесь решает проблему дефицита электроэнергии в регионе и соседних провинциях. Особенно электроснабжение для строящихся здесь индустриальных парков. Строительство АЭС позволяет также выполнить электрическое планирование Министерства промышленности и торговли, внести вклад в обеспечение достаточного внутреннего спроса на электроэнергию.

Выбранная площадка имеет следующие преимущества для строительства атомной электростанции:

– Низкая плотность населения, в основном голая земля, вдали от населенного пункта.

– Северо-восток имеет длинную береговую линию, обеспечивающую воду для системы технического водоснабжения.

– Небольшие землетрясения случаются редко, землетрясения интенсивной силы не зарегистрированы.

– Удобное транспортное сообщение, как по земле, так и по воде.

– Инфраструктура уже развита с необходимыми удобствами.

Общие характеристики атомной электростанции в Анкаре показано на таблице 1.1.

Таблица 1.1

Общие характеристики атомной электростанции

1	Электрическая мощность АЭС нетто, МВт	1500
2	Теплофикационная нагрузка, Гкал/час	250
3	Номинальная температура теплоносителя 1-ого контура на выходе из реактора, ^{o}C	330
4	Расчетная температура охлаждающей воды, ^{o}C	10
5	Расчетная температура прямой сетевой воды, ^{o}C	150
6	Тип парагенератора	Горизонтальный Насыщенного пара
7	Тип реактора	ВВЭР
8	Число оборотов турбины, об/мин	3000
9	Тип привода питательного насоса	Электропривод

ГЛАВА 2. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ЭНЕРГОБЛОКА АЭС

2.1. Выбор основные технологические параметров контура рабочего тела

Задачей данного раздела является определение давления и температуры генерируемого пара, давления конденсации и оптимальной температуры питательной воды. Используемые формулы взяты из учебных пособий [8, 9]. Все термодинамические свойства воды и водяного пара определены с помощью расширения Thermodynamics, установленного в Microsoft Excel и справочников теплофизических свойств воды и водяного пара [5].

- Требование тепловой мощности энергоблока в первом приближении:

$$Q_1 = \frac{N_{эл}}{\eta_{АЭС}} + Q_{ТФ} = \frac{1500}{0{,}336} + 250 \cdot 1{,}163 = 4755{,}04 \text{ МВт};$$

Где $N_{эл}$ – электрическая мощность, МВт;

$Q_{тф}$ – теплофикационная нагрузка, МВт/час;

$\eta_{АЭС}$ – коэффициент полезного действия АЭС нетто, принимается в первом приближении по аналогии с существующими АЭС. Для АЭС с ВВЭР-1000 принимаем 33,6%;

$1 \frac{\text{Гкал}}{\text{час}} = 1{,}163$ МВт.

- Температура теплоносителя на входе реактора:

$$T_2 = T_1 - \Delta T_{тн} = 330 - 30 = 300℃;$$

Где $\Delta T_{тн} = 30$ ℃ - приращение температуры теплоносителя в парогенераторе;

T_1 - заданная температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора, ºС;

- Расход теплоносителя первого контура:

$$G_{тн} = \frac{Q_1 \cdot \eta_у}{\Delta T_{тн} \cdot C_{р\,тн}} = \frac{4755{,}04 \cdot 1000 \cdot 0{,}998}{30 \cdot 5{,}895} = 26833{,}37 \, {}^{кг}/_{с};$$

Где $\eta_у = 99{,}8\%$ - КПД установки;

$C_{\text{р тн}} = \text{C}_\text{р}(\text{P}_I, \overline{\text{T}}) = \text{C}_\text{р}\left(16\text{МПа}, \frac{330+300}{2}\text{°C}\right) = 5{,}895\ {}^{\text{кДж}}/_{\text{кг}\cdot\text{К}}$ – истинная изобарная теплоёмкость теплоносителя греющего контура, кДж/(кг·К) при давлении в первом контуре 16 МПа и средней температуре в этом контуре.

- Температура охлаждающей воды на выходе из конденсатора:

$$t_{\text{охл}}^{\text{вых к}} = t_{\text{охл}}^{\text{вх к}} + \Delta t_{\text{охл}} = 10 + 10 = 20\text{°C};$$

Где $t_{\text{охл}}^{\text{вх к}}$ – расчетная температура охлаждающей воды на входе конденсатора, °C;

$\Delta t_{\text{охл}}$ – нагрев охлаждающей воды в конденсаторе, рекомендуется принимать по аналогии с существующими АЭС (для реактора типа ВВЭР выбираем $\Delta t_{\text{охл}} = 5 \div 10\text{°C}$), на этом расчете принимаем $\Delta t_{\text{охл}} = 10\text{°C}$.

- Температура конденсационного пара в конденсаторе:

Рекомендуется принимать из условия обеспечения локального температурного напора на выходе охлаждающей воды из конденсатора.

$$t_{\text{к}}^{S} = t_{\text{охл}}^{\text{вых к}} + \delta t_{\text{к}} = 20 + 15 = 35\text{°C};$$

Где $\delta t_{\text{к}} = 15\text{°C}$ - температурное приращение насыщенного пара и охлаждающей воды.

- Давление в конденсаторе:

$$\text{P}_{\text{к}}^{S}(t_{\text{к}}^{S} = 35\text{°C}) = 0{,}0056\ \text{МПа};$$

- Давление и температура генерирующего пара в первом приближении:

Принимаем оптимальное значение давления генерирующего насыщенного пара $\text{P}_{\text{нп}} = 7{,}4\ \text{МПа}$ для горизонтального парогенератора с электрической мощности 1500 МВт и температура пара $t_{\text{нп}}(\text{P}_{\text{нп}} = 7{,}4\ \text{МПа}) = 289{,}62\text{°C}$.

- Оптимальное значение температуры питательной воды

$t_{\text{пв}} = 229\text{°C}$ (для электрической мощности 1500 МВт);

- Расход питательной воды

$$G_{\text{пв}} = \frac{Q_1 \cdot \eta_y}{h_{\text{пг}}^{\text{вых}} - h_{\text{пв}}} = \frac{4755{,}04 \cdot 0{,}998}{2767{,}21 - 986{,}62} \cdot 1000 = 2665{,}14\ {}^{\text{кг}}/_{\text{с}};$$

Где $\eta_y = 0{,}998$ – КПД установки;

$h_{\text{пг}}^{\text{вых}}(\text{P}_{s1} = 7{,}4\ \text{МПа}) = 2767{,}21\ {}^{\text{кДж}}/_{\text{кг}}$ – энтальпия выходящего пара из ПГ;

$\text{P}_{\text{пв}} = \text{P}_{s1} + 0{,}5 = 7{,}4 + 0{,}5 = 7{,}9\ \text{МПа}$ – давление питательной воды;

$h_{\text{пв}}(t_{\text{пв}} = 229°\text{C};\ \text{P}_{\text{пв}} = 7{,}9\text{МПа}) = 986{,}62\ {}^{\text{кДж}}/_{\text{кг}}$ – энтальпия питательной воды;

Основные технологические параметры рабочего тела 1-го контура представлены в табл. 2.1.

Таблица 2.1.

Результаты расчета основных технологических параметров контура рабочего тела

P_S, Мпа	t_s, °C	$i_S, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$G_{\text{пв}}, \frac{\text{кг}}{\text{с}}$
7,4	289,62	2767,21	2665,14

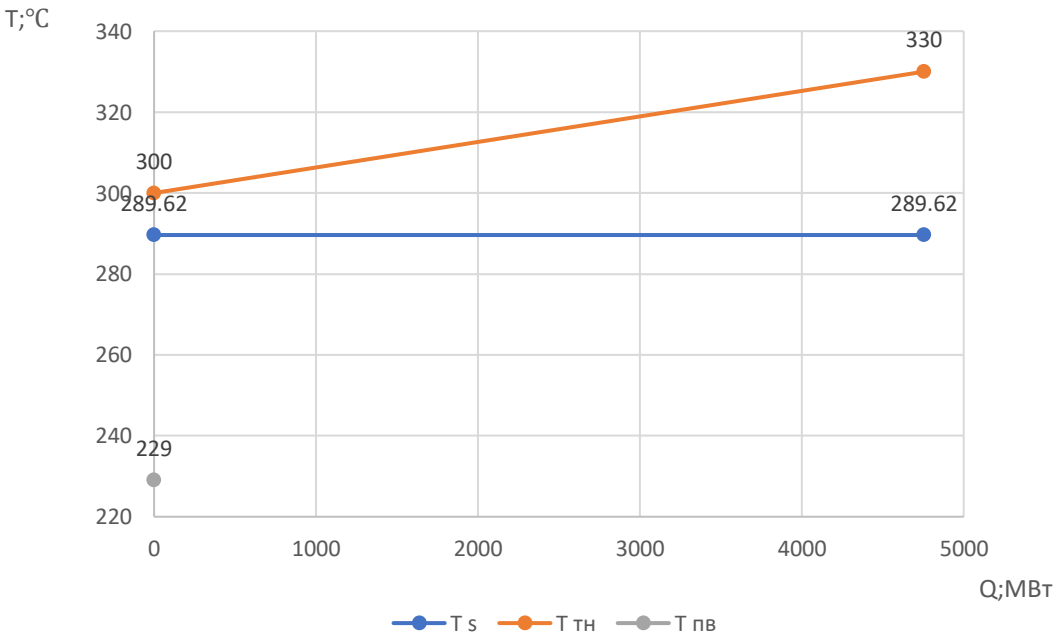

Рис 2.1. T-Q диаграмма теплообмена в парогенераторе

2.2. Определение необходимого числа регенеративных подогревателей и давления пара в отборах

Задачей раздела является определение количества регенеративных подогревателей и давления пара в отборах турбины.

Расчёты выполняются на основе принятых температур питательной воды и конденсата. Величины подогрева воды в регенеративных подогревателях принимаются по аналогии с выполненными объектами:

- для ПНД − 25 ÷30℃ ,
- для ПВД −18 ÷24℃ ,
- для Деаэратора −15 ÷20℃ ,
- в охладителе эжекторов − 3÷5℃.

Давление в деаэраторе принимается по аналогии с большинством реализованных объектов:

$$P_{Д}=0{,}6\div1{,}2 \text{ МПа},$$

Принимается $P_{Д}$ таким, чтобы количество ПНД и ПВД было целым.

В первом приближении выбираю количество ПВД = 2 и ПНД = 4.

Расчет выполняется в следующей последовательности:

Выбираем значение давления деаэратора

$$\mathrm{P}_{Д} = 1 \text{ МПа}$$

- Приращение нивелирующего давления участки от деаэратора до парогенератора:

$$\Delta \mathrm{P}_{\text{нив}} = \Delta \mathrm{P}_{\text{раз высот}} - \Delta \mathrm{P}_{\text{урД}} + \Delta \mathrm{P}_{\text{урПГ}} = \frac{-48{,}8 - 26{,}11 + 17{,}97}{10^3} = -0{,}057 \text{ МПа};$$

При этом:

1. Приращение давления разности высот установок:

$$\Delta \mathrm{P}_{\text{раз высот}} = \left(H_{\text{пг}} \cdot \rho_{\text{пг}}^{\text{вх}} - H_{\text{д}} \cdot \rho_{\text{д}}^{\text{вых}}\right) \cdot g$$
$$= (10 \cdot 833{,}29 - 15 \cdot 887{,}13) \cdot 9{,}81 \cdot 10^{-3} = -48{,}8 \text{ кПа};$$

Где $H_{\text{пг}} = 10$ м – высота парогенератора;

$H_{\text{д}} = 15$ м – высота деаэратора;

$\rho_{\text{ПГ}}^{\text{вх}}(t_{\text{пв}} = 229℃; \text{Р}_{\text{пв}} = 7{,}9\text{МПа}) = 833{,}29\ {}^{\text{кг}}/_{\text{м}^3}$ – плотность питательной воды;

$\rho_{\text{Д}}^{\text{вых}}(\text{Р}_{\text{Д}} = 1\text{МПа}) = 887{,}13\ {}^{\text{кг}}/_{\text{м}^3}$ – плотность выходящей воды из деаэратора.

2. Приращение давления уровни деаэратора:

$$\Delta\text{Р}_{\text{урД}} = H_{\text{урД}} \cdot \rho_{\text{Д}}^{\text{вых}} \cdot g = 3 \cdot 887{,}13 \cdot 9{,}81 \cdot 10^{-3} = 26{,}11\ \text{кПа};$$

Где $H_{\text{урд}} = 3$м – высота уровня деаэратора.

3. Приращение давления уровни парогенератора:

$$\Delta\text{Р}_{\text{урПГ}} = H_{\text{урПГ}} \cdot \rho_{\text{ПГ}} \cdot g = 2{,}5 \cdot 732{,}64 \cdot 9{,}81 \cdot 10^{-3} = 17{,}97\ \text{кПа};$$

Где $H_{\text{урПГ}} = 2{,}5$м – высота уровня парогенератора;

$\rho_{\text{ПГ}}(\text{Р}_s^{\text{ПГ}} = 7{,}4\text{МПа}) = 732{,}64\ {}^{\text{кг}}/_{\text{м}^3}$ – плотность воды в ПГ.

- Приращение давления питательного насоса:

$$\Delta\text{Р}_{\text{ПН}} = \text{Р}_{\text{ПГ}} - \text{Р}_{\text{Д}} + \Delta\text{Р}_{\text{ПГ}} + \Delta\text{Р}_{\text{ПТР}} + \Delta\text{Р}_{\text{РПК}} + n \cdot \Delta\text{Р}_{\text{ПВД}} \pm \Delta\text{Р}_{\text{нив}}$$
$$= 7{,}4 - 1 + 0{,}5 + 0{,}25 + 1 + 2 \cdot 0{,}4 - 0{,}059 = 8{,}89\text{МПа};$$

При этом, принимаем значения:

$\Delta\text{Р}_{\text{ПГ}} = 0{,}5$ МПа – приращение давления в парогенераторе;

$\Delta\text{Р}_{\text{ПТР}} = 0{,}25$ МПа – приращение давления в питательном тракте;

$\Delta\text{Р}_{\text{РПК}} = 1$ МПа – приращение давления регулирующего клапана;

$\Delta\text{Р}_{\text{ПВД}} = 0{,}4$ МПа – приращение давления в каждом подогревателе высокого давления.

- Приращение нивелирующего давления участки от конденсатора до деаэратора:

$$\Delta P_{\text{нив}} = \Delta P_{\text{раз высот}} - \Delta P_{\text{урК}} + \Delta P_{\text{урД}} = \frac{103{,}54 - 19{,}54 - 26{,}12}{10^3} = 0{,}11 \text{ МПа};$$

При этом:

- Приращение давления разности высот установок:

$$\Delta P_{\text{раз высот}} = \left(H_{\text{д}} \cdot \rho_{\text{д}}^{\text{вх}} - H_{\text{к}} \cdot \rho_{\text{к}}^{\text{вых}}\right) \cdot g = (15 \cdot 902{,}8 - 3 \cdot 993{,}99) \cdot 9{,}81 = 103{,}59 \text{ кПа};$$

Где $H_{\text{к}} = 3$ м – высота парогенератора;

$H_{\text{д}} = 15$ м – высота деаэратора;

$\rho_{\text{д}}^{\text{вх}}\left(P_{\text{Д}} = 1\text{МПа}; t_{\text{д}}^{\text{вх}} = t_{\text{д}}^{s} - \Delta t_{\text{д}} = 179{,}89 - 15 = 164{,}89℃\right) = 902{,}8\ {}^{\text{кг}}/_{\text{м}^3}$;

$\rho_{\text{к}}^{\text{вых}}(P_s^{\text{к}} = 0{,}0056\text{МПа}) = 993{,}99\ {}^{\text{кг}}/_{\text{м}^3}$.

- Приращение давления уровни деаэратора:

$$\Delta P_{\text{урД}} = H_{\text{урД}} \cdot \rho_{\text{д}} \cdot g = 3 \cdot 887{,}13 \cdot 9{,}81 = 26{,}11 \text{ кПа};$$

Где $H_{\text{урД}} = 3$ м – высота уровня деаэратора;

$\rho_{\text{д}}(P_s^{\text{д}} = 1 \text{ МПа}) = 887{,}13\ {}^{\text{кг}}/_{\text{м}^3}$.

- Приращение давления уровни конденсатора:

$$\Delta P_{\text{урК}} = H_{\text{урК}} \cdot \rho_{\text{К}} \cdot g = 2 \cdot 995{,}9 \cdot 9{,}81 = 19{,}54 \text{ кПа};$$

Где $H_{\text{урК}} = 2$ м – высота уровня конденсатора;

$\rho_{\text{К}}(P_s^{\text{К}} = 0{,}004 \text{ МПа}) = 995{,}9\ {}^{\text{кг}}/_{\text{м}^3}$.

- Приращение давления конденсационного насоса:

$$\Delta P_{\text{КН}} = P_{\text{Д}} - P_{\text{К}} + n \cdot \Delta P_{\text{ПНД}} + \Delta P_{\text{ОЭ}} + \Delta P_{\text{КТР}} + \Delta P_{\text{РКК}} \pm \Delta P_{\text{нив}} + \Delta P_{\text{БОУ}} = 1 - 0{,}0056 + 4 \cdot 0{,}15 + 0{,}07 + 0{,}2 + 0{,}3 + 0{,}11 + 0{,}5 = 2{,}77 \text{ МПа};$$

При этом, принимаем значения:

$\Delta P_{БОУ} = 0{,}5$ МПа – приращение давления в блочной обессоливающей установке;

$\Delta P_{ОЭ} = 0{,}07$ МПа – приращение давления в охладителе эжектора;

$\Delta P_{КТР} = 0{,}2$ МПа – приращение давления в конденсирующем тракте;

$\Delta P_{РКК} = 0{,}3$ МПа – приращение давления регулирующего клапана;

$\Delta P_{ПНД} = 0{,}15$ МПа – приращение давления в каждом подогревателе нижнего давления;

- Приращение температуры питательного насоса:

$$\Delta t_{пн} = \frac{\Delta P_{пн} \cdot \bar{v}_{пн}}{\eta_{пн} \cdot C_{р\,пн}} = \frac{8{,}89 \cdot 0{,}00112}{0{,}8 \cdot 4{,}367} = 2{,}85\ ℃;$$

Где $\bar{v}_{пн}(P_{пн} = P_{Д} + \Delta P_{пн} = 9{,}89$ МПа; $t_{Д}^{s} = 179{,}89℃) = 0{,}00112\ {}^{м^3}/_{кг}$ – удельный объем питательного насоса;

$C_{р\,пн}(P_{пн} = P_{Д} + \Delta P_{пн} = 9{,}89$ МПа; $t_{Д}^{s} = 179{,}89℃) = 4{,}367\ {}^{кДж}/_{кг \cdot К}$ – теплоемкость питательного насоса;

$\eta_{пн} = 0{,}8$ – КПД питательного насоса.

- Приращение температуры конденсационного насоса:

$$\Delta t_{кн} = \frac{\Delta P_{кн} \cdot \bar{v}_{кн}}{\eta_{кн} \cdot C_{р\,кн}} = \frac{2{,}78 \cdot 0{,}001}{0{,}77 \cdot 4{,}173} = 0{,}87\ ℃;$$

Где $\bar{v}_{кн}(P_{кн} = P_{к} + \Delta P_{кн} = 2{,}784$ МПа; $t_{к}^{s} = 29℃) = 0{,}001\ {}^{м^3}/_{кг}$ – удельный объем конденсационного насоса;

$C_{р\,кн}(P_{кн} = P_{к} + \Delta P_{кн} = 2{,}77$ МПа; $t_{к}^{s} = 35℃) = 4{,}172\ {}^{кДж}/_{кг \cdot К}$ – теплоемкость конденсационного насоса;

$\eta_{кн} = 0{,}77$ – КПД конденсационного насоса.

Требуемое число подогревателя низкого давления:

$$n_{\text{пнд}} = \frac{t_{\text{д}}^{s} - t_{\text{к}}^{s} - \Delta t_{\text{э}} - \Delta t_{\text{кн}} - \Delta t_{\text{д}}}{\Delta t_{\text{пнд}}} = \frac{179{,}89 - 35 - 5 - 0{,}87 - 15}{30} = 4{,}1;$$

Вывод – Получим 4 подогреватели низкого давления.

Где Температура насыщения в деаэраторе $t_{\text{д}}^{s}(\text{Р}_{\text{Д}} = 1\text{МПа}) = 179{,}89$ ℃;

Температура насыщения в конденсаторе $t_{\text{к}}^{s} = 35$ ℃.

Принимаем значения:

Приращение температуры в охладители эжектора $\Delta t_{\text{оэ}} = 5$℃;

Приращение температуры в деаэраторе $\Delta t_{\text{д}} = 15$℃;

Приращение температуры в подогреватели низкого давления $\Delta t_{\text{пнд}} = 30$℃.

- Требуемое число подогревателя высокого давления:

$$n_{\text{пвд}} = \frac{t_{\text{пв}} - t_{\text{д}}^{s} - \Delta t_{\text{пн}}}{\Delta t_{\text{пвд}}} = \frac{229 - 179{,}89 - 2{,}85}{22} = 2{,}1;$$

Вывод – Получим 2 подогреватели высокого давления.

Где температура насыщения в деаэраторе $t_{\text{д}}^{s}(\text{Р}_{\text{Д}} = 1\text{МПа}) = 179{,}89$ ℃.

Принимаем значения приращения температуры в подогреватели высокого давления $\Delta t_{\text{пвд}} = 20$℃.

Принципиальная тепловая схема представлена на рис. 2.2.

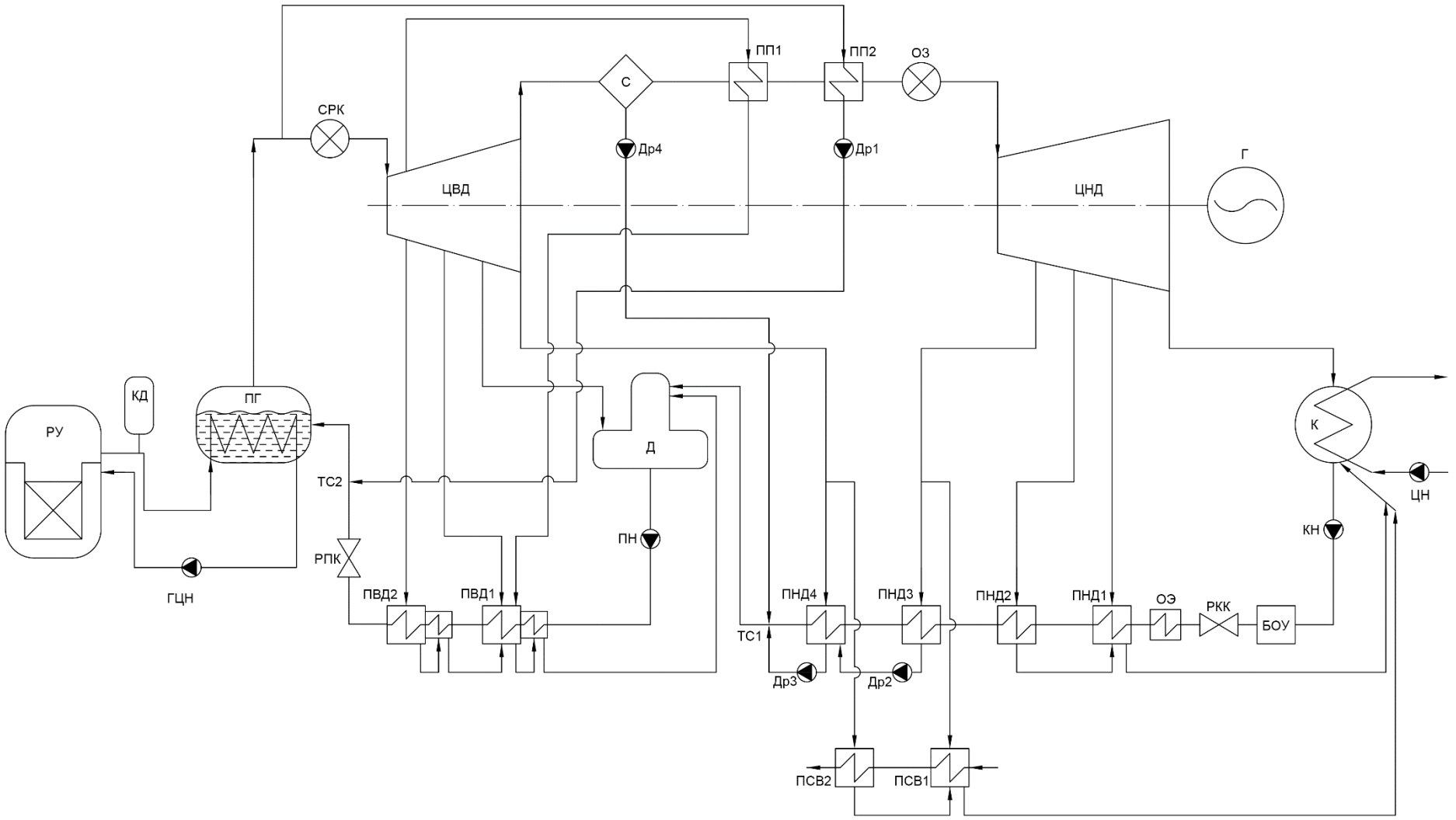

Рис. 2.2. Принципиальная тепловая схема энергоблока АЭС

2.3. Распределение температуры воды по тракту

- Температура охлаждающей воды основного конденсатора на выходе каждых ПНД:

$$t^{\text{ок}}_{\text{пнд1 вх}} = t^{\text{вых}}_{\text{кн}} + \Delta t_{\text{кн}} + \Delta t^{\text{ок}}_{\text{оэ}} = 35 + 0{,}87 + 5 = 40{,}87℃;$$

$$t^{\text{ок}}_{\text{пнд2 вх}} = t^{\text{ок}}_{\text{пнд1 вх}} + \Delta t^{\text{ок}}_{\text{пнд}} = 40{,}87 + 30 = 70{,}87℃;$$

$$t^{\text{ок}}_{\text{пнд3 вх}} = t^{\text{ок}}_{\text{пнд2 вх}} + \Delta t^{\text{ок}}_{\text{пнд}} = 70{,}87 + 30 = 100{,}87℃;$$

$$t^{\text{ок}}_{\text{пнд4 вх}} = t^{\text{ок}}_{\text{пнд3 вх}} + \Delta t^{\text{ок}}_{\text{пнд}} = 100{,}87 + 30 = 130{,}87℃.$$

- Температура питательной воды на входе каждых ПВД:

$$t^{\text{пв}}_{\text{пвд1 вх}} = t^{s}_{\text{д}} + \Delta t_{\text{пн}} = 179{,}89 + 2{,}78 = 182{,}74℃;$$

$$t^{\text{пв}}_{\text{пвд2 вх}} = t^{\text{пв}}_{\text{пвд1 вх}} + \Delta t^{\text{пв}}_{\text{пвд}} = 182{,}74 + 22 = 204{,}74℃.$$

2.4. Расчет процесс расширения в паровой турбине

Располагая значениями параметров генерируемого пара, давления в камерах отборов турбины и давления в конденсаторе, приступают к расчету процесса расширения пара в проточной части турбины.

- Давление пара перед стопорно-регулирующим клапаном:

$$\text{P}_{\text{о}} = \text{P}^{\text{вых}}_{\text{пг}} \frac{100 - \delta_{\text{Рпар}}}{100} = 7{,}4 \cdot \frac{100 - 5}{100} = 7{,}03 \text{ МПа};$$

Где $\delta_{\text{Рпар}} = 5$ – приращение давления пара.

- Значение энтальпия пара перед стопорно-регулирующим клапаном:

$$h_o = h^{\text{вых}}_{\text{пг}}(\text{P}^{\text{вых}}_{\text{пг}} = 7{,}4\text{МПа}) = 2767{,}21 \, {}^{\text{кДж}}/_{\text{кг}};$$

- Давление пара перед первой ступенью турбины ЦВД:

$$\text{P}'_{\text{о}} = \text{P}_{\text{о}} \frac{100 - \delta_{\text{Рсрк}}}{100} = 7{,}03 \frac{100 - 4}{100} = 6{,}75 \text{ МПа};$$

Где $\delta_{\text{Рсрк}} = 4$ – приращение давления пара.

- Значение энтальпия пара перед стопорно-регулирующим клапаном:

$$h'_o = h_o = h_{\text{пг}}^{\text{вых}}(\text{P}_{\text{пг}}^{\text{вых}} = 7{,}4\text{МПа}) = 2767{,}21\ {}^{\text{кДж}}/_{\text{кг}};$$

- Насыщенная температура в каждых ПНД:

$$t_{\text{пнд1}}^{S} = t_{\text{пнд1}}^{\text{вых}} + \delta t_{\text{пнд}} = t_{\text{пнд1}}^{\text{вх}} + \Delta t_{\text{пнд}}^{\text{ок}} + \delta t_{\text{пнд}} = 40{,}87 + 30 + 5 = 75{,}87\text{°C};$$

$$t_{\text{пнд2}}^{S} = t_{\text{пнд2}}^{\text{вых}} + \delta t_{\text{пнд}} = t_{\text{пнд2}}^{\text{вх}} + \Delta t_{\text{пнд}}^{\text{ок}} + \delta t_{\text{пнд}} = 75{,}87 + 30 + 5 = 105{,}87\text{°C};$$

$$t_{\text{пнд3}}^{S} = t_{\text{пнд3}}^{\text{вых}} + \delta t_{\text{пнд}} = t_{\text{пнд3}}^{\text{вх}} + \Delta t_{\text{пнд}}^{\text{ок}} + \delta t_{\text{пнд}} = 105{,}87 + 30 + 5 = 135{,}87\text{°C};$$

$$t_{\text{пнд4}}^{S} = t_{\text{пнд4}}^{\text{вых}} + \delta t_{\text{пнд}} = t_{\text{пнд4}}^{\text{вх}} + \Delta t_{\text{пнд}}^{\text{ок}} + \delta t_{\text{пнд}} = 135{,}87 + 30 + 5 = 165{,}87\text{°C}.$$

Насыщенное давление в каждых ПНД - $\text{P}_{\text{пнд}}^{S}(t_{\text{пнд}}^{S})$.

- Насыщенная температура в каждых ПВД:

$$t_{\text{пвд1}}^{S} = t_{\text{пвд1}}^{\text{вых}} + \delta t_{\text{пвд}} = t_{\text{пвд1}}^{\text{вх}} + \Delta t_{\text{пвд}}^{\text{пв}} + \delta t_{\text{пвд}} = 182{,}74 + 22 + 3 = 207{,}74\text{°C};$$

$$t_{\text{пвд1}}^{S} = t_{\text{пвд1}}^{\text{вых}} + \delta t_{\text{пвд}} = t_{\text{пвд1}}^{\text{вх}} + \Delta t_{\text{пвд}}^{\text{пв}} + \delta t_{\text{пвд}} = 207{,}74 + 22 + 3 = 229{,}74\text{°C}.$$

Насыщенное давление в каждых ПВД - $\text{P}_{\text{пвд}}^{S}(t_{\text{пвд}}^{S})$.

Где $\delta t_{\text{п}i}$ – недогрев воды на выходе из подогревателе до температуры насыщения греющего пара (5°С для ПНД и 3°С для ПВД).

- Давление пара отбора в турбине:

$$\text{P}_{\text{отб}\ i} = \frac{\text{P}_{\text{П}\ r}^{S}}{1 - \Delta P_r};$$

При этом i – номер отбора по ходу расширения пара;

r – номер подогревателя по ходу воду;

$\Delta P_r = \frac{11-r}{100}$ – относительные потери давления от ТУ до подогревателя.

Для расчёта процесса расширения необходимо располагать внутренними КПД отсеков. Эти показатели, приведенные в литературе, получены при перегретом паре. Если часть или все ступени отсека работают на влажном паре, то нужно учитывать это с помощью поправочного коэффициента:

$$\eta_{oi}^{\text{вл}} = \eta_{oi}^{\text{сух}} \cdot (1 - K_{\text{вл}} \cdot y);$$

Где: $\eta_{oi}^{\text{вл}}$ – относительный внутренний КПД при работе на влажном паре;

$\eta_{oi}^{\text{сух}}$ – относительный внутренний КПД при работе на перегретом паре;

y –влажность в конце процесса расширения отсека;

$K_{\text{вл}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий влияние влажности.

Для насыщенного парогенератора, значение $K_{\text{вл}}$ соответственно равняется 0,1 для ЦВД и 0,2 для ЦНД.

- Потери давления сепаратора:

$$\Delta\text{P}_{\text{сеп}} = 0{,}04 \cdot \text{P}_{\text{отб 4}} = 0{,}04 \cdot 0{,}762 = 0{,}030 \text{ МПа}$$

- Потери давления в одном перегревателе:

$$\Delta\text{P}_{\text{пп}} = 0{,}01 \cdot (\text{P}_{\text{отб 4}} - \Delta\text{P}_{\text{сеп}}) = 0{,}01 \cdot (0{,}762 - 0{,}030) = 0{,}0073 \text{ МПа}$$

- Потери давления в отсечной задвижке:

$$\Delta\text{P}_{\text{оз}} = 0{,}02 \cdot (\text{P}_{\text{отб 4}} - \Delta\text{P}_{\text{сеп}} - n \cdot \Delta\text{P}_{\text{пп}}) = 0{,}02 \cdot (0{,}762 - 0{,}030 - 0{,}015) = 0{,}014 \text{ МПа}$$

- Давление пара перед первой ступенью турбины ЦНД:

$$\text{P}_{\text{ЦНД}}^{\text{вх}} = \text{P}_{\text{отб 4}} - \Delta\text{P}_{\text{сеп}} - n \cdot \Delta\text{P}_{\text{пп}} - \Delta\text{P}_{\text{оз}} = 0{,}762 - 0{,}030 - 0{,}015 - 0{,}014 = 0{,}702 \text{ МПа}$$

- Температура перегретого пара перед первой ступенью турбины ЦНД:

$$t_{\text{пп}}^{\text{пп2 вых}} = t_{\text{пг}}^{\text{вых}} - \delta t_{\text{пп}} = 289{,}62 - 20 = 269{,}62 \text{ ℃}$$

Где $\delta t_{\text{пп}} = 20$ ℃ - оптимальное приращение температуры в перегревателе.

- Значение энтальпия перегретого пара перед первой ступенью турбины ЦНД:

$$h_{\text{цнд}}^{\text{вх}}\left(\text{P}_{\text{ЦНД}}^{\text{вх}} = 0{,}702 \text{ МПа}; t_{\text{пп}}^{\text{пп2 вых}} = 269{,}62 \text{ ℃}\right) = 2995{,}61 \ {}^{\text{кДж}}/_{\text{кг}}$$

Максимальная условная влажность пара на выходе турбины К–1000–60/1500: По аналогии с существующими объектами влажность пара на выходе из ЦВД не должна превышать 17% и больше чем 15%; а для ЦНД влажность находится в диапазоне 9 ~ 13 %. Превышение данного значения влажности приведет к значительному уменьшению относительного внутреннего КПД и, что важнее, к эрозийному износу лопаток турбины и их последующему выходу из строя. Поэтому процесс расширения в ЦВД будем вести до давления в 4-ом отборе, после чего поток пара направляется в СПП, ПП-1 и ПП-2, а затем в ЦНД.

Таблица 2.2.

Значение параметров расширения пара в турбине высокого давления

	ПВД2	ПВД1	Д	ПНД4
$t_{вх}$	204,74	182,74	164,89	130,87
t_s	229,74	207,74	179,89	165,87
P_s	2,784	1,823	1	0,716
r	8	7	6	5
ΔP_r	0,03	0,04	0,05	0,06
$P_{отб\ i}$	2,870	1,899	1,053	0,762
$\eta_{сух}^{oi}$	0,92	0,92	0,92	0,92
$h_{сух}$	2621,344	2555,62	2464,84	2418,10
x	89,935	87,286	84,34	83,05
y	0,101	0,127	0,157	0,170
$\eta_{вл}^{oi}$	0,911	0,908	0,906	0,904
$h_{вл}$	2622,81	2556,48	2466,27	2418,92
S	5,8457	5,8596	5,8802	5,892

Влажность выходящего пара из ЦВД

$$y_{ЦВД} = 16{,}91\%$$

Таблица 2.3.

Значение параметров расширения пара в турбине нижнего давления

	ПНД3	ПНД2	ПНД1	К
$t_{вх}$	100,87	70,87	40,87	-
t_s	135,87	105,87	75,87	35
P_s	0,321	0,125	0,04	0,00563
r	4	3	2	1
ΔP_r	0,07	0,08	0,09	0,1
$P_{отб\ i}$	0,345	0,136	0,044	0,0063
$\eta_{сух}^{oi}$	0,82	0,82	0,82	0,82
$h_{сух}$	2864,01	2716,91	2565,04	2341,92
x	100	100	96,763	90,631
y	0,000	0,000	0,032	0,094
$\eta_{вл}^{oi}$	-	-	0,815	0,805
$h_{вл}$	-	-	2566,02	2346,12
S	7,2455	7,3288	7,4265	7,5987

Влажность выходящего пара из ЦНД

$$y_{ЦНД} = 9{,}2\%$$

Процесс расширения в турбине на h -S диаграмме представлен на рисунке 2.3.

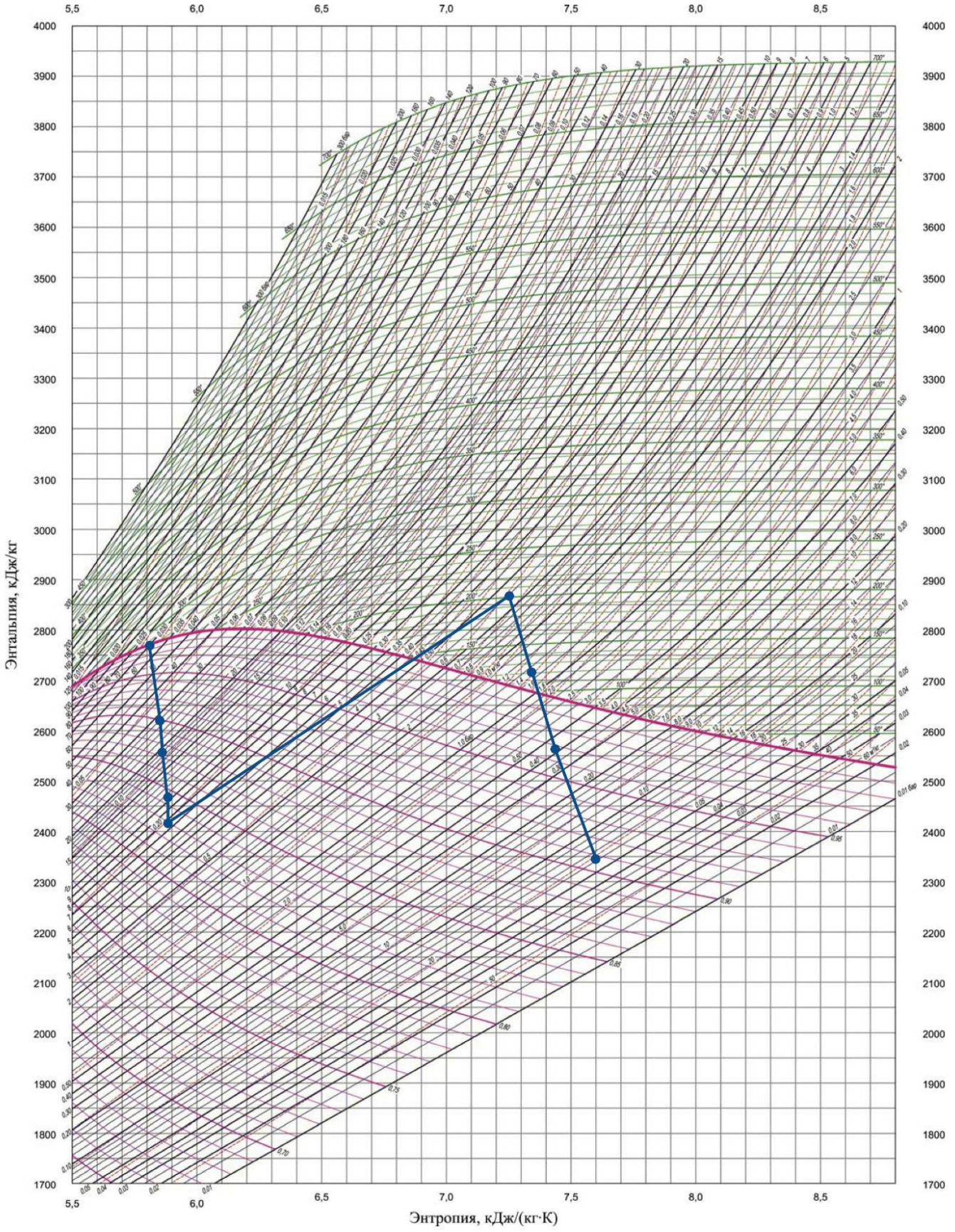

Рис 2.3. Процесс расширения в турбине на h -S диаграмме

2.5. Расчет подогревателей сетевой воды

Необходимо определить давления и расходы греющего пара на каждый подогреватель сетевой воды и температуры на выходе из каждого подогревателя.

- Расход сетевой воды:

$$G_{\text{св}} = \frac{Q_{\text{тф}}}{c_{p\text{св}}(t_{\text{прсв}} - t_{\text{обрсв}})};$$

где:

$c_{p\text{св}}$ – удельная изобарная теплоёмкость сетевой воды;

$t_{\text{прсв}}$ – температура прямой сетевой воды; $t_{\text{прсв}} = 150$ ℃;

$t_{\text{обрсв}}$ – температура обратной сетевой воды. Принимаем $t_{\text{обрсв}} = 70$ ℃.

$$c_{p\text{св}}\left(\frac{t_{\text{прсв}} + t_{\text{обрсв}}}{2} = 110\ ℃, p_{\text{св}} = 1\ \text{МПа}\right) = 4{,}228\ \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$G_{\text{св}} = \frac{290{,}75 \cdot 10^6}{4{,}228 \cdot 10^3 \cdot (150 - 70)} = 859{,}54\,\frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

- Температура сетевой воды на выходе из ПСВ-1:

$$t_{\text{псв1}}^{\text{вых}} = t_{\text{обрсв}} + \frac{t_{\text{прсв}} - t_{\text{обрсв}}}{2} = 70 + \frac{150 - 70}{2} = 110\ ℃;$$

- Температура конденсации греющего пара в каждом сетевом подогревателе:

$$t_{\text{псв}i}^{s} = t_{\text{псв}i}^{\text{вых}} + \delta t_{\text{п}};$$

Где:

$\delta t_{\text{п}} = 5$ ℃ – минимальный локальный температурный напор на выходе из ПСВ;

$t_{\text{псв1}}^{s} = t_{\text{псв1}}^{\text{вых}} + \delta t_{\text{п}} = 110 + 5 = 115$ ℃;

$t_{\text{псв2}}^{s} = t_{\text{псв2}}^{\text{вых}} + \delta t_{\text{п}} = 150 + 5 = 155$ ℃.

- Давление конденсации греющего пара:

$\mathrm{P}^{s}_{\text{псв1}}(t^{s}_{\text{псв1}} = 115℃) = 0{,}169$ МПа;

$\mathrm{P}^{s}_{\text{псв2}}(t^{s}_{\text{псв2}} = 155\ ℃) = 0{,}543$ МПа;

Из таблицы 3 видно, что $\mathrm{P}^{s}_{\text{псв1}} \leq \mathrm{P}_{\text{отб 5}}$; $\mathrm{P}^{s}_{\text{псв2}} \leq \mathrm{P}_{\text{отб 4}}$, поэтому ПСВ1 будет соединяться к отбору V, а ПСВ2 будет соединяться к отбору IV.

Будем принимать:

$\mathrm{P}'^{s}_{\text{псв1}} = \mathrm{P}_{\text{отб 5}} - \Delta P_4 = 0{,}345 - 0{,}07 = 0{,}275$ МПа;

$\mathrm{P}'^{s}_{\text{псв2}} = \mathrm{P}_{\text{отб 4}} - \Delta P_5 = 0{,}762 - 0{,}06 = 0{,}702$ МПа.

- Пересчитаем температуру конденсации греющего пара по новому давлению в каждом сетевом подогревателе:

$t'^{s}_{\text{псв1}}(\mathrm{P}'^{s}_{\text{псв1}} = 0{,}275\ \text{МПа}) = 130{,}6\ ℃$;

$t'^{s}_{\text{псв2}}(\mathrm{P}'^{s}_{\text{псв2}} = 0{,}705\ \text{МПа}) = 165{,}05\ ℃$.

- Расходы греющего пара на каждый ПСВ:

1. на ПСВ2:

$$G^{\text{гр}}_{\text{псв2}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot (h^{\text{вых}}_{\text{псв2}} - h^{\text{вых}}_{\text{псв1}})}{h^{\text{гр}}_{\text{псв2}} - h^{\text{др}}_{\text{псв2}}}$$

где:

$h^{\text{гр}}_{\text{псв2}} = h_4 = 2418{,}92$ кДж/кг.

$h^{\text{др}}_{\text{псв2}}(\mathrm{P}'^{s}_{\text{псв2}}, t'^{s}_{\text{псв2}} - 5\ ℃ = 160{,}05\ ℃) = 675{,}84$ кДж/кг.

$h^{\text{вых}}_{\text{псв1}}(\mathrm{P}_{\text{св}} = 1\text{МПа}; t^{\text{вых}}_{\text{псв1}} = 110℃) = 461{,}99$ кДж/кг.

$h^{\text{вых}}_{\text{псв2}}(\mathrm{P}_{\text{св}} = 1\text{МПа}; t^{\text{вых}}_{\text{псв2}} = 150℃) = 632{,}57$ кДж/кг.

Соответственно:

$$G^{\text{гр}}_{\text{псв2}} = \frac{859{,}6 \cdot (632{,}57\ - 461{,}99)}{2418{,}92 - 675{,}84} = 84{,}12\,\frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

2. на ПСВ1:

$$G_{\text{псв1}}^{\text{гр}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot c_{p\text{св}} \cdot \left(t_{\text{псв1}}^{\text{вых}} - t_{\text{обрсв}}\right) - G_{\text{псв2}}^{\text{гр}} \cdot \left(h_{\text{псв2}}^{\text{др}} - h_{\text{псв1}}^{\text{др}}\right)}{h_{\text{псв1}}^{\text{гр}} - h_{\text{псв1}}^{\text{др}}}$$

где:

$h_{\text{псв1}}^{\text{гр}} = h_5 = 2864{,}01$ кДж/кг;

$h_{\text{псв1}}^{\text{др}}\left(\text{P}'^{s}_{\text{псв1}}, t'^{s}_{\text{псв1}} - 5\ ℃ = 125{,}6\ ℃\right) = 527{,}64$ кДж/кг.

Соответственно:

$$G_{\text{псв1}}^{\text{гр}} = \frac{859{,}54 \cdot 4{,}228 \cdot (110 - 70) - 84{,}12 \cdot (675{,}84 - 527{,}64)}{2864{,}01 - 527{,}64} = 56{,}89\,\frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

2.6. Определение расхода среды на каждом элементе на схеме

Расчет выполняется на основе материальных и тепловых балансов уравнений. Записываем уравнения для каждого элемента схемы и точек смещения.

Принимаем первое значение расхода в приближении на выходе перегревателе ПП1 $G_{\text{пп1}}^{\text{вых}} = 133{,}1$ кг/с

ТС2:

$$G_{\text{д}}^{\text{вых}} \cdot h_{\text{пвд2}}^{\text{вых}} + G_{\text{пп2}}^{\text{др}} \cdot h_{\text{пп2}}^{\text{др}} = G_{\text{пв}} \cdot h_{\text{пв}}$$

ПВД2:

$$G_1 \cdot \left(h_1 - h_{\text{пвд2}}^{\text{др}}\right) = G_{\text{д}}^{\text{вых}} \cdot \left(h_{\text{пвд2}}^{\text{вых}} - h_{\text{пвд1}}^{\text{вых}}\right)$$

ПВД1:

$$G_{\text{пп1}}^{\text{вых}} \cdot h_{\text{пп1}}^{\text{вых}} + G_2 \cdot h_2 + G_{\text{пвд2}}^{\text{др}} \cdot h_{\text{пвд2}}^{\text{др}} = G_{\text{пвд1}}^{\text{др}} \cdot h_{\text{пвд1}}^{\text{др}}$$

Д:

$$G_{\text{д}}^{\text{вх}} \cdot h_{\text{д}}^{\text{вх}} + G_3 \cdot h_3 + G_{\text{пвд1}}^{\text{вых}} \cdot h_{\text{пвд1}}^{\text{др}} = G_{\text{д}}^{\text{вых}} \cdot h_{\text{д}}^{\text{вых}}$$

Для ТС1:

$$G_{\text{с}}^{y} \cdot h_{\text{с}}^{y} + G_{\text{к}}^{\text{вых}} \cdot h_{\text{пнд4}}^{\text{вых}} + G_{\text{пнд4}}^{\text{др}} \cdot h_{\text{пнд4}}^{\text{др}} = G_{\text{д}}^{\text{вх}} \cdot h_{\text{д}}^{\text{вх}}$$

$$G_{\text{с}}^{y} + G_{\text{к}}^{\text{вых}} + G_{\text{пнд4}}^{\text{др}} = G_{\text{д}}^{\text{вх}}$$

Для ПНД4:

$$G_4' \cdot h_4 + G_{\text{пнд3}}^{\text{др}} \cdot h_{\text{пнд3}}^{\text{др}} - G_{\text{пнд4}}^{\text{др}} \cdot h_{\text{пнд4}}^{\text{др}} = G_{\text{к}}^{\text{вых}} \cdot \left(h_{\text{пнд4}}^{\text{вых}} - h_{\text{пнд3}}^{\text{вых}}\right)$$

$$G_4' = G_4 - G_{\text{псв2}}^{\text{гр}}$$

$$G_4' + G_{\text{пнд3}}^{\text{др}} = G_{\text{пнд4}}^{\text{др}}$$

Для ПНД3:

$$G_5' \cdot \left(h_5 - h_{\text{пнд3}}^{\text{др}}\right) = G_{\text{к}}^{\text{вых}} \cdot \left(h_{\text{пнд3}}^{\text{вых}} - h_{\text{пнд2}}^{\text{вых}}\right)$$

$$G_5' = G_5 - G_{\text{псв1}}^{\text{гр}}$$

Для ПНД2:

$$G_6 \cdot \left(h_6 - h_{\text{пнд2}}^{\text{др}}\right) = G_{\text{к}}^{\text{вых}} \cdot \left(h_{\text{пнд2}}^{\text{вых}} - h_{\text{пнд1}}^{\text{вых}}\right)$$

Для ПНД1:

$$G_7 \cdot h_7 + G_{\text{пнд2}}^{\text{др}} \cdot h_{\text{пнд2}}^{\text{др}} = G_{\text{пнд1}}^{\text{др}} \cdot h_{\text{пнд1}}^{\text{др}}$$

Для К:

$$G_{\text{пнд1}}^{\text{др}} \cdot h_{\text{пнд1}}^{\text{др}} + G_{\text{псв1}}^{\text{др}} \cdot h_{\text{псв1}}^{\text{др}} + G_8 \cdot h_8 = G_{\text{охл}} \cdot \text{c}_{\text{р ох.в}} \cdot \left(t_{\text{ох.в}}^{\text{вых}} - t_{\text{ох.в}}^{\text{вх}}\right) + G_{\text{к}}^{\text{вых}} \cdot h_{\text{к}}^{\text{вых}}$$

$$G_{\text{пнд1}}^{\text{др}} + G_8 + G_{\text{псв1}}^{\text{др}} = G_{\text{ок}}$$

Для ЦНД:

$$G_{\text{с}}^{x} = G_5 + G_6 + G_7 + G_8$$

Для ПП2:

$$G_{\text{с}}^{x} \cdot (h_{\text{пп2}}^{\text{вых}} - h_{\text{пп1}}^{\text{вых}}) = G_{\text{пп2}}^{\text{др}} \cdot \left(h_{\text{пп2}}^{\text{гр}} - h_{\text{пп2}}^{\text{др}}\right)$$

Для ПП1:

$$G_{\text{с}}^{x} \cdot (h_{\text{пп1}}^{\text{вых}} - h_{\text{с}}^{x}) = G_{\text{пп1}}^{\text{др}} \cdot \left(h_{\text{пп1}}^{\text{гр}} - h_{\text{пп1}}^{\text{др}}\right)$$

Для сепаратора:

$$G_{\text{с}}^{y} = \frac{y}{100} \cdot G_{\text{с}}^{\text{вх}}$$

$$G_{\text{с}}^{\text{вх}} = G_{\text{с}}^{x} + G_{\text{с}}^{y}$$

Для ЦВД:

$$G_{\text{пв}} = G_1 + G_2 + G_3 + G_4 + G_{\text{пп2}}^{\text{др}} + G_{\text{пп1}}^{\text{др}} + G_{\text{с}}^{\text{вх}}$$

Систему решаем и результаты:

Таблице 2.4.

Расхода среды на каждом элементе на схеме

Расход	кг/с		Расход	кг/с
G_1 (ПВД2)	153,81		G_5' (ПНД3)	85,62
G_2 (ПВД1)	129,14		G_5	142,51
G_3 (Д)	56,98		G_6 (ПНД2)	85,56
G_4	206,03		G_7 (ПНД1)	81,35
G_4' (ПНД4)	121,91		G_8 (К)	1252,03
$G_{\text{пп1}}^{\text{др}}$	133,16		$G_{\text{д}}^{\text{вх}}$	2085,27
$G_{\text{пп2}}^{\text{др}}$	106,84		$G_{\text{д}}^{\text{вых}}$	2558,31
$G_{\text{с}}^{y}$	317,79		$G_{\text{к}}^{\text{вых}}$	1559,95
$G_{\text{с}}^{x}$	1561,45		$G_{\text{пвд1}}^{\text{др}}$	416,05

При расчете получим новое значение расхода в приближении на выходе перегревателе ПП1 $G_{\text{пп1}}^{\text{вых}} = 133{,}16$ кг/с с погрешность 0,042% < 0,5%. Мы принимаем значение расхода на выходе перегревателе ПП1 $G_{\text{пп1}}^{\text{вых}} = 133{,}1$ кг/с.

2.7. Расчет потерь электроэнергии на собственные нужды

- Для всех насосов расходы электроэнергии вычисляются по формуле:

$$N = \frac{G \cdot \Delta\text{P} \cdot \bar{\vartheta}}{\eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{эл.пр}}}$$

где:

G – расход среды через насос, кг/с;

ΔP – напор, создаваемый насосом, МПа;

$\bar{\vartheta}$ – средний удельный объем среды в насосе, м3/кг;

$\eta_{\text{н}}$ – внутренний относительный КПД насоса;

$\eta_{\text{эл.пр}}$ – КПД привода насоса; $\eta_{\text{эл.пр}} = 0{,}85$.

- Для ГЦН:

Принимаем $\Delta\text{P} = 0{,}648$ МПа, $\bar{\vartheta}(16\text{ МПа}, 315℃) = 0{,}001$ м^3/кг.

- Для Др1:

$$\Delta\text{P}_{\text{Др1}} = \text{P}_{\text{пв}} - \text{P}_{\text{пп2}}^{\text{вых}} = 7{,}9 - 6{,}9 = 1\text{МПа}.$$

- Для Др2:

$$\Delta\text{P}_{\text{Др2}} = \text{P}_{\text{пнд4}}^{s} - \text{P}_{\text{пнд3}}^{s} = 0{,}716 - 0{,}269 = 0{,}395\text{МПа}.$$

- Для Др3:

$$\Delta\text{P}_{\text{Др3}} = \text{P}_{\text{д}}^{\text{вх}} - \text{P}_{\text{пнд4}}^{s} = 1 - 0{,}716 = 0{,}284\text{МПа}.$$

- Для Др4:

$$\Delta\text{P}_{\text{Др3}} = \text{P}_{\text{д}}^{\text{вх}} - \text{P}_{\text{Сеп}}^{y} = \text{P}_{\text{д}}^{\text{вх}} - \text{P}_{\text{отб 4}} = 1 - 0{,}762 = 0{,}238\text{МПа}.$$

- Для ЦН:

$h_{\text{к}} = 2346{,}12$ кДж/кг; $h'_{\text{к}} = 146{,}64$ кДж/кг;

$h_{\text{ох.в}}^{\text{вых}} = 84{,}858$ кДж/кг; $h_{\text{ох.в}}^{\text{вх}} = 42{,}995$кДж/кг.

Мощность циркуляционного насоса:

$$N_{\text{цн}} = \frac{D_{\text{цнд}}^{\text{вых}} \cdot m \cdot g \cdot H}{\eta_{\text{цн}} \cdot \eta_{\text{эл.пр}}}$$

Где m – кратность охлаждения

$$m = \frac{h_{\text{к}} - h'_{\text{к}}}{h_{\text{ох.в}}^{\text{вых}} - h_{\text{ох.в}}^{\text{вх}}} = 52{,}54$$

H – создаваемый ЦН напор, $H = 20$ м.

Соответственно:

$$N_{\text{цн}} = \frac{8194{,}15 \cdot 52{,}54 \cdot 9{,}81 \cdot 20}{0{,}86 \cdot 0{,}85} = 115{,}55 \text{ МВт}$$

Таблица 2.5.

Расходы электроэнергии на собственные нужды

Наименование насоса	G, кг/с	ΔP, МПа	$\bar{\vartheta}$, м3/кг	$\eta_{\text{эл.пр}}$	$\eta_{\text{н}}$	N, МВт
КН	1559,95	2,77	0,001	0,85	0,77	6,613
ПН	2558,31	8,89	0,001125		0,81	37,175
ГЦН	26833,37	0,648	0,00144		0,85	34,656
ЦН	8194,15				0,86	115,551
Др4	317,79	0,238	0,0011018		0,8	0,124
Др3	207,53	0,284	0,0011018		0,8	0,096
Др2	85,62	0,395	0,00108038		0,8	0,054
Др1	106,84	1	0,01408		0,8	2,212

- Суммарный расход электроэнергии на собственные нужды:

$N_{\text{сн}} = N_{\text{кн}} + N_{\text{пн}} + N_{\text{гцн}} + N_{\text{цн}} = 196{,}48$ МВт

2.8. Расчет внутренней мощности турбоустановки

- Рассчитав отборы на подогреватели, определим внутренние мощности каждого отсека по формуле:

$$N_{\text{отс}i} = G_{\text{отс}i} \cdot (h^{\text{вх}}_{\text{отс}i} - h^{\text{вых}}_{\text{отс}i})$$

где:

i – номер отсека;

$G_{\text{отс}i}$ – расход пара в отсеке, кг/с;

$h^{\text{вх}}_{\text{отс}i}/h^{\text{вых}}_{\text{отс}i}$ – энтальпии соответственно на входе/выходе отсека, кДж/кг.

Таблица 2.6.

Внутренние мощности отсеток

Отсек	$h^{\text{вх}}_{\text{отс}i}$	$h^{\text{вых}}_{\text{отс}i}$	$G_{\text{отс}i}$	$N_{\text{отс}i}$
1	2767,21	2622,81	2558,31	369,41
2	2622,81	2556,48	2271,40	150,67
3	2556,48	2466,27	2142,26	193,24
4	2466,27	2418,92	2085,27	98,75
5	2995,61	2864,01	1561,45	205,49
6	2864,01	2716,91	1418,94	208,72
7	2716,91	2566,02	1333,38	201,19
8	2566,02	2346,12	1252,03	275,32

- Внутренняя мощность турбин:

$$N_{\text{турб}} = \sum N_{\text{отс}i} = 1702{,}81 \text{ МВт}$$

2.9. Показатели тепловой экономичности

Задачей данного раздела является расчет электрической и тепловой мощностей и определение КПД АЭС. В случае, если расчетный КПД АЭС нетто отличается от принятого в начале расчета, то необходимо провести дополнительные итерации.

- Расчетная мощность на клеммах генератора находится по следующей зависимости:

$$N_{\text{эл.расч}} = N_{\text{турб}} \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{ген}}$$

где:

$N_{\text{турб}}$ – внутренняя мощность турбины, МВт;

$\eta_{\text{мех}}$ – механический КПД, $\eta_{\text{мех}} = 0{,}99$;

$\eta_{\text{ген}}$ – КПД генератора, $\eta_{\text{ген}} = 0{,}998$.

$$N_{\text{эл.расч}} = 1702{,}81 \cdot 0{,}998 \cdot 0{,}998 = 1696 \text{ МВт}$$

- Теплота, затраченная на производство электроэнергии:

$$Q_{\text{э}} = G_{\text{пв}} \cdot (h_0 - h_{\text{пв}}) \cdot 10^{-3} - Q_{\text{тф}}$$
$$= 2665{,}14 \cdot (2767{,}21 - 986{,}62) \cdot 10^{-3} - 290{,}75 = 4454{,}78 \text{ МВт}$$

- Электрический КПД АЭС нетто: .....

$$\eta_{\text{нетто}} = \frac{N_{\text{эл.расч}} - N_{\text{сн}}}{Q_{\text{э}}} = \frac{1696 - 196{,}48}{4454{,}78} = 0{,}3366 = 33{,}66\ \%$$

- Отклонение расчетной электрической мощности от заданной:

$$\Delta = \left|\frac{N_{\text{эл.расч}} - N_{\text{сн}} - N_{\text{эл}}}{N_{\text{эл}}}\right| \cdot 100\% = \left|\frac{1696 - 196{,}48 - 1500}{1500}\right| \cdot 100\% = 0{,}032\ \%$$

$$\Delta = 0{,}032\ \% < 0{,}5\ \%$$

Принимаем результат $\eta_{\text{нетто}} = 33{,}66\ \%$.

ГЛАВА 3. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА: ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Теплогидравлический расчет реактора представляет собой одно из наиболее важных звеньев в техническом обосновании работоспособности ядерной энергетической установки.

Его целью является определение характеристик, необходимых для оценки теплотехнической надежности активной зоны, проведение нейтронно-физического и прочностных расчетов реактора, выбор оборудования первого контура установки.

3.1. Исходные данные

Исходные данные для расчета представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Исходные для теплогидравлического расчета ядерного реактора

№	Параметр, размерность	Значение
1	$Q_р$, МВт	4755
2	P_1 , МПа	16
3	ΔT_1, °С	30
4	$d_{твэла}$, мм	9,3
5	топливо	UO_2
6	Материал оболочки	Цирконий Zr
7	$\delta_{ст}$, мм	0,72
8	$\delta_{заз}$, мм	0,07
9	$n_{твэла}$	331
10	Тип решетки	Треугольная Δ
11	Шаг твэла, мм	12,75
12	Расстояние между гранями, мм	4,1
13	$m = H_{аз}/D_{аз}$	0,95

- Параметры теплоносителя

В таблице 3.2 приведены теплофизические параметры теплоносителя на входе и выходе в реактор, а также параметры, относящиеся к средней температуре в активной зоне. Во всех дальнейших расчетах используются данные из [6].

Таблица 3.2.

Теплофизические свойства теплоносителя

Параметр	Название параметра, размерность	Значение параметра
T_s	Температура насыщения, °C	347,36
$T_{вх}$	Температура воды на входе в реактор, °C	300
$T_{вых}$	Температура воды на выходе в реактор, °C	330
$T_{ср}$	Средняя температура воды в активной зоне, °C	315
$i_{вх}$	Энтальпия на входе в реактор, $^{кДж}/_{кг}$	1337,2
$i_{вых}$	Энтальпия на выходе из реактора, $^{кДж}/_{кг}$	1515,7
Δi	Приращение энтальпии, $^{кДж}/_{кг}$	178,5
$\rho_{вх}$	Плотность воды на входе в реактор, $^{кг}/_{м^3}$	727,46
$\rho_{вых}$	Плотность воды на выходе из реактора, $^{кг}/_{м^3}$	653,39
$\rho_{ср}$	Средняя плотность воды в активной зоне, $^{кг}/_{м^3}$	690,43
$\mu_{вх}$	Динамическая вязкость воды на входе в реактор, Па · с	$8{,}87 \cdot 10^{-5}$
$\mu_{вых}$	Динамическая вязкость воды на выходе из реактора, Па · с	$7{,}64 \cdot 10^{-5}$

$\mu_{ср}$	Средняя динамическая вязкость воды в активной зоне, Па · с	$8{,}26 \cdot 10^{-5}$
$\lambda_{ср}$	Средняя теплопроводность воды, $^{Вт}/_{м \cdot К}$	0,531
$Pr_{ср}$	Среднее число Прандтля воды	0,9187
υ'	Удельный объем воды в состоянии насыщения, $\frac{м^3}{кг}$	$1{,}71 \cdot 10^{-3}$
υ''	Удельный объем сухого насыщенного пара, $\frac{м^3}{кг}$	$9{,}31 \cdot 10^{-3}$

3.2. Расчет геометрических характеристик

- Определение диаметра топливной таблетки

$$d_1 = d_2 - 2 \cdot (\delta_{заз} + \delta_{ст}) = 9{,}3 - 2 \cdot (0{,}07 + 0{,}72) = 7{,}72 \text{ мм}$$

- Определение конструктивного зазора между твэлами и кожухом ТВС

$$\alpha_1 = 0{,}825 \cdot (\alpha - d_2) = 0{,}825 \cdot (12{,}75 - 9{,}3) = 2{,}84 \text{ мм}$$

- Определение числа твэлов в центральном ряду

$$n_{твэл}^{ц.р} = \sqrt{\frac{n_{твэл} - 1}{0{,}75} + 1} = \sqrt{\frac{331 - 1}{0{,}75} + 1} = 21$$

- Определение размера ТВС под ключ

$$S_к = 0{,}866 \cdot \alpha \cdot \left(n_{твэл}^{ц.р} - 1\right) + 2 \cdot (\alpha_1 + \delta_{кас}) + d_2 = 238{,}82$$

- Определение площади живого сечения для прохода теплоносителя

$$F_{H2O}^{кас} = 0{,}866 \cdot (S_к - 2\delta_{кас})^2 - \pi \frac{{d_2}^2}{4} n_{твэл}$$

$$= 0{,}866 \cdot (238{,}82 - 2 \cdot 1{,}5)^2 - \pi \frac{9{,}3^2}{4} 331 = 25678{,}3 \text{ мм}^2$$

- Определение площади кассеты, занятой конструкционными материалами

$$F_{\text{км}}^{\text{кас}} = \frac{\pi}{4}\left[{d_2}^2 - (d_1 + 2\delta_{\text{заз}})^2\right] \cdot n_{\text{твэл}} + 2\sqrt{3} \cdot \delta_{\text{кас}}(S_{\text{к}} - \delta_{\text{кас}})$$
$$= \frac{\pi}{4}[9{,}3^2 - (7{,}72 + 2 \cdot 0{,}07)^2] \cdot 331 + 2\sqrt{3} \cdot 1{,}5(238{,}82 - 1{,}5)$$
$$= 7657{,}08 \text{ мм}^2$$

- Определение площади кассеты, занятой топливом

$$F_{\text{Т}}^{\text{кас}} = \frac{\pi {d_1}^2}{4} \cdot n_{\text{твэл}} = \frac{\pi \cdot 7{,}72^2}{4} \cdot 331 = 15493{,}6 \text{ мм}^2$$

- Определение площади кассеты, занятой газовыми зазорами

$$F_{\text{З}}^{\text{кас}} = \frac{\pi}{4}\left[(d_2 - 2\delta_{\text{об}})^2 - {d_1}^2\right] \cdot n_{\text{твэл}} = \frac{\pi}{4}[(9{,}3 - 2 \cdot 0{,}72)^2 - 7{,}72^2] \cdot 331$$
$$= 567{,}04 \text{ мм}^2$$

- Определение общей площади кассеты

$$F_{\text{общ}}^{\text{кас}} = \sum_{i=1}^{4} F_i^{\text{кас}} = 25678{,}3 + 7657{,}08 + 15493{,}6 + 567{,}04 = 49397{,}5 \text{ мм}^2$$

- Гидравлический (смоченный) периметр кассеты

$$P_{\text{Г}}^{\text{кас}} = \pi d_2 n_{\text{т}} + 2\sqrt{3}(S_{\text{к}} - 2\delta_{\text{кас}}) = \pi \cdot 9{,}3 \cdot 331 + 2\sqrt{3}(238{,}82 - 2 \cdot 1{,}5)$$
$$= 10487{,}7 \text{ мм}$$

Гидравлический диаметр кассеты

$$D_{\text{Г}}^{\text{кас}} = \frac{4\, F_{H2O}^{\text{кас}}}{P_{\text{Г}}^{\text{кас}}} = 9{,}79 \text{ мм}$$

Тепловой периметр кассеты

$$P_{\text{Т}}^{\text{кас}} = \pi \cdot d_2 \cdot n_T = \pi \cdot 9{,}3 \cdot 331 = 9665{,}86 \text{ мм}$$

Тепловой периметр кассеты

$$D_{\text{Т}}^{\text{кас}} = \frac{4F_{\text{Т}}^{\text{кас}}}{P_{\text{Т}}^{\text{кас}}} = \frac{4 \cdot 15493{,}6}{9665{,}86} = 9{,}79 \text{ мм}$$

- Площадь ячейки

$$F_{\text{яч}} = \frac{\sqrt{3}}{2}(S_{\text{к}} + \delta_{\text{яч}})^2 = \frac{\sqrt{3}}{2}(238{,}82 + 4{,}1)^2 = 51108 \text{ мм}$$

- Шаг ТВС – расстояние между центрами соседних кассет.

$$t_{\text{ТВС}} = S_{\text{к}} + \delta_{\text{яч}} = 238{,}82 + 4{,}1 = 242{,}92 \text{ мм}$$

3.3. Конструктивный расчет

- Зададим три значения скорости теплоносителя

$\overline{w}$, м/с	$\overline{w_1}$	$\overline{w_2}$	$\overline{w_3}$
	4	4,5	5

- Расход реактора

$$G_{\text{Р}} = \frac{Q_{\text{Р}}^{T}}{\Delta I} = \frac{4755 \cdot 1000}{178{,}5} = 26638{,}65 \ \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Расчет геометрических характеристик АЗ с примерами скорости $\overline{w_1} = 4$ м/с:

- Полное сечение ТВС в АЗ

$$(F_{H2O}^{\Sigma})_1 = \frac{K_{\text{пр}} \cdot G_{\text{Р}}}{\bar{\rho} \cdot \overline{\omega_l}} = \frac{0{,}97 \cdot 26638{,}65}{690{,}43 \cdot 4} = 9{,}36 \text{ м}^2$$

Где $K_{\text{пр}} = 0{,}97$ – коэффициент протечки

- Количество ТВС в АЗ

$$n_{\text{к}} = \frac{F_{H2O}^{\Sigma}}{F_{H2O}^{\text{кас}}} = \frac{9{,}35 \cdot 10^6}{25678{,}3} \cong 364$$

- Площадь поперечного сечения АЗ

$$F_{\text{аз}} = n_{\text{к}} \cdot F_{\text{яч}} = 364 \cdot 51108 \cdot 10^{-6} = 18{,}62 \text{ м}^2$$

- Диаметр АЗ

$$D_{\text{АЗ}} = 2 \cdot \sqrt{\frac{F_{\text{АЗ}}}{\pi}} = 2 \cdot \sqrt{\frac{18{,}62}{\pi}} = 4{,}87 \text{ м}$$

- Высота АЗ

$$H_{\text{АЗ}} = m \cdot D_{\text{АЗ}} = 0{,}95 \cdot 4{,}86 = 4{,}63 \text{ м}$$

- Объём АЗ

$$V_{\text{АЗ}} = \frac{\pi \cdot {D_{\text{АЗ}}}^2}{4} \cdot H_{\text{АЗ}} = \frac{\pi \cdot 4{,}86}{4} \cdot 4{,}62 = 86{,}14 \text{ м}^3$$

- Средняя удельная энерго-напряженность (мощность) АЗ

$$q_{\text{АЗ}} = \frac{Q_{\text{Р}}}{V_{\text{АЗ}}} = \frac{4755}{86{,}14} = 55{,}19\ \frac{\text{МВт}}{\text{м}^3}$$

- Площадь в АЗ, занятая топливом

$$F_{\text{АЗ}}^{T} = n_{\text{к}} \cdot F_{\text{кас}}^{T} = 364 \cdot 15493 \cdot 10^{-6} = 5{,}65\ \text{м}^2$$

- Площадь в АЗ, занятая конструкционным материалом

$$F_{\text{АЗ}}^{\text{км}} = n_{\text{к}} \cdot F_{\text{кас}}^{\text{км}} = 364 \cdot 7657 \cdot 10^{-6} = 2{,}79\ \text{м}^2$$

- Площадь в АЗ, занятая газовым зазором

$$F_{\text{АЗ}}^{\text{з}} = n_{\text{к}} \cdot F_{\text{кас}}^{\text{з}} = 364 \cdot 5567{,}04 \cdot 10^{-6} = 0{,}206\ \text{м}^2$$

- Площадь в АЗ, занятая водой

$$F_{\text{АЗ}}^{H20} = n_{\text{к}} \cdot [F_{\text{кас}}^{H2O} + (F_{\text{яч}} - F_{\text{кас}})] = 364 \cdot [25678{,}3 + (51108 - 49397{,}5)] \cdot 10^{-6} = 9{,}98\ \text{м}^2$$

- Общая площадь АЗ

$$F_{\text{АЗ}} = F_{\text{АЗ}}^{T} + F_{\text{АЗ}}^{\text{км}} + F_{\text{АЗ}}^{\text{з}} + F_{\text{АЗ}}^{H20} = 18{,}62\ \text{м}^2$$

- Водо-топливное соотношение

$$\omega^{*} = \frac{F_{\text{АЗ}}^{H20}}{F_{\text{АЗ}}^{T}} = \frac{9{,}98}{18{,}62} = 1{,}76$$

Таблица 3.3.

Результаты конструктивного расчета активной зоны

$\bar{w}$, м/с	4	4,5	5
(F_{H2O}^{Σ}); м^2	9,36	8,32	7,49
$n_{\text{к}}$	364,37	323,88	291,49
$F_{\text{аз}}$; м^2	18,62	16,55	14,90
$D_{\text{АЗ}}$; м	4,87	4,59	4,36
$H_{\text{АЗ}}$; м	4,63	4,36	4,14

$V_{\text{АЗ}}$; м^3	86,14	72,19	61,64
$q_{\text{АЗ}}$; $^{\text{МВт}}/_{\text{м}^3}$	55,20	65,87	77,14
$F_{\text{АЗ}}^{T}$; м^2	5,65	5,02	4,52
$F_{\text{АЗ}}^{\text{км}}$; м^2	2,79	2,48	2,23
$F_{\text{АЗ}}^{\text{з}}$; м^2	0,21	0,18	0,17
$F_{\text{АЗ}}^{H20}$; м^2	9,98	8,87	7,98
$F_{\text{АЗ}}$; м^2	18,62	16,55	14,90
ω^*	1,767	1,767	1,767

3.4. Расчет неравномерности энерговыделения в активной зоне

Для расчета неравномерности необходимо вычислить размеры АЗ с учетом эффективной добавки отражателя.

Отражатель - это конструктивный элемент реактора, окружающий АЗ. Отражатель возвращает часть нейтронов, покидающих АЗ. Тем самым они эффективнее используются. Так же уменьшаются критические размеры реактора.

В качестве отражателя обычно используют замедлитель. В реакторах типа ВВЭР отражателем является слой теплоносителя между обечайкой корпуса и шахтой реактора.

Эффективной добавкой называется то расстояние от границы АЗ, на котором нейтронный поток обращается в 0. Эффективные размеры – диаметр и высота АЗ с учетом эффективной добавки. При расчете неравномерности энерговыделения будем использовать именно их. По высоте реактора зависимость определяется законом синуса, по радиусу – по функции Бесселя первого рода.

Принимаем длину миграции М = 8 см и эффективная добавка отражателя $\delta_{\text{отр}} = 8 \div 12$ см

- Эффективная добавка

$$\delta_{эф} = Δэф = 0{,}072 + (М^2 - 40) \cdot 10^{-3} = 0{,}096 \text{ м}$$

- Коэффициент неравномерности тепловыделения по радиусу АЗ

$$К_{r1} = 2{,}32 \cdot \left(1 + \frac{2\delta_{эф}}{R_{аз} + \delta_{эф}}\right)^{-1} = 2{,}32 \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot 0{,}096}{0{,}5 \cdot 4{,}87 + 0{,}096}\right)^{-1} = 2{,}156$$

- Коэффициент неравномерности тепловыделения по оси реактора

$$К_{z1} = 1{,}57 \cdot \left(1 + \frac{2\delta_{эф}}{Н_{аз} + 2\delta_{эф}}\right)^{-1} = 1{,}57 \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot 0{,}096}{4{,}63 + 2 \cdot 0{,}096}\right)^{-1} = 1{,}509$$

- Коэффициент неравномерности тепловыделения по объеме АЗ

$$К_{v1} = К_{ч1} \cdot К_{z1} = 2{,}156 \cdot 1{,}509 = 3{,}255$$

Таблица 3.4.

Результаты вычисления неравномерности энерговыделения в активной зоне

$\bar{w}$, м/с	4	4,5	5
$К_r$	2,156	2,148	2,139
$К_z$	1,510	1,506	1,503
$К_v$	3,256	3,235	3,216

3.5. Гидравлическое профилирование

Под гидравлическим профилированием активной зоны подразумевается перераспределение расхода по радиусу АЗ. Это делается для компенсации неравномерности энерговыделения. В зонах с максимальным его значением может происходить локальное вскипание теплоносителя, поэтому увеличивая местный расход можно добиться того, чтобы энтальпия теплоносителя на выходе не превышала значение насыщения.

1) Определим расход через кассету со средним энерговыделением:

$$G_{k1} = \frac{k_{пр} \cdot G_p}{n_{k1}} = \frac{0{,}96.26638}{364} = 70{,}92 \frac{кг}{с}$$

2) Определим расход через кассету с максимальным энерговыделением:

$$G_{k1}^{max} = G_{k1} \cdot k_G = 70{,}92 \cdot 2{,}156 = 152{,}92 \ \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

где $\mathrm{k_G} = \mathrm{k_r}$ по условию – полное гидравлическое профилирование.

3) Определим максимальную скорость теплоносителя:

$$\overline{w^{max}}_1 = \overline{w_1} \cdot k_r = 4 \cdot 2{,}156 = 8{,}63 \ \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Таблица 3.5.

Результаты расчета гидравлическое профилирования

	$\mathrm{K_G} = \mathrm{K_r}$		
$\overline{w}$, м/с	4	4,5	5
G_k ; кг/с	70,92	79,78	88,65
G_k^{max}; кг/с	152,92	171,34	189,64
$\overline{w}^{max}$; м/с	8,63	9,66	10,70

3.6. Основные теплогидравлические параметры активной зоны

Средний удельный тепловой поток на

- Единицу длины

$$\bar{q}_l = \frac{K_{\text{пр}} \cdot Q_{\text{р}}}{H_{\text{аз}} \cdot n_{\text{к}} \cdot n_{\text{т}}} = \frac{0{,}97 \cdot 4755 \cdot 10^6}{4{,}63 \cdot 364 \cdot 331} = 8{,}27 \,.10^3 \,\frac{\text{Вт}}{\text{м}}$$

- Единицу площади

$$\bar{q}_s = \frac{\bar{q}_l}{\pi \cdot d_{\text{твэл}}} = \frac{8{,}27.10^3}{\pi \cdot 9{,}3 \cdot 10^{-3}} = 282{,}96 \,.10^3 \,\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

- Единицу объема

$$\bar{q}_v = \frac{4 \cdot \bar{q}_s}{d_{\text{твэл}}} = \frac{4 \cdot 282{,}96}{9{,}3 \cdot 10^{-3}} = 121{,}705.10^6 \ \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3}$$

Максимальный удельный тепловой поток на

- Единицу длины

$$q_l^{max} = \bar{q}_l \cdot \mathrm{K}_v = 8{,}27 \cdot 3{,}25 = 26{,}91 \,\frac{\text{Вт}}{\text{м}}$$

- Единицу площади

$$q_s^{max} = \bar{q}_s \cdot К_v = 282{,}96 \cdot 3{,}25 = 921{,}27\ \frac{Вт}{м^2}$$

- Единицу объема

$$q_v^{max} = \bar{q}_v \cdot К_v = 121{,}7 \cdot 3{,}25 \cdot 10^6 = 396246{,}39\ \frac{Вт}{м^3}$$

Таблица 3.6.

Основные теплогидравлические параметры активной зоны

$\bar{w}$, м/с	4	4,5	5
$\bar{q}_l$; $^{Вт}/_{м}$	8,27	9,86	11,55
$\bar{q}_s$; $^{Вт}/_{м^2}$	282,96	337,65	395,45
$\bar{q}_v$; $^{Вт}/_{м^3}$	0,12	0,15	0,17
q_l^{max}; $^{Вт}/_{м}$	26,92	31,92	37,16
q_s^{max}; $^{Вт}/_{м^2}$	921,27	1092,37	1271,84
q_v^{max}; $^{Вт}/_{м^3}$	396246,39	469838,46	547026,51

3.7. Распределение температуры теплоносителя по высоте активной зоны

1) Определение распределения энерговыделения по высоте активной зоны:

$$i_1(z) = i_{вх} + \frac{\Delta i}{2} \cdot \left(1 + \frac{sin\left(\frac{\pi \cdot z}{H'_{аз1}}\right)}{sin\left(\frac{\pi \cdot H}{2 \cdot H'_{аз1}}\right)}\right) = 1310{,}3 + \frac{172{,}8}{2} \cdot \left(1 + \frac{sin(\frac{\pi \cdot z}{4{,}40})}{sin(\frac{\pi \cdot 4{,}21}{2 \cdot 4{,}40})}\right);$$

$$t_{т/н}(z) = f^s(P_1; i_1(z));$$

В таблицах, представленных ниже, соответственно показано распределение удельных тепловых потоков, и также температуры теплоносителя по высоте АЗ для каждой из трех скоростей.

Для построения графиков распределения удельных тепловых потоков по высоте АЗ выбираем следующие значения:

$$Z=\left\{\frac{-H_{аз1}}{2}; \frac{-3H_{аз1}}{8}; \frac{-2H_{аз1}}{8}; \frac{-H_{аз1}}{8}; 0; \frac{H_{аз1}}{8}; \frac{2H_{аз1}}{8}; \frac{3H_{аз1}}{8}; \frac{H_{аз1}}{2}\right\}$$

Таблица 3.7.

Распределение удельных тепловых потоков по высоте АЗ, энтальпия теплоносителя, распределение температуры по высоте для скорости $\bar{w} = 4$ м/с.

z; м	$q_l^z; \frac{\text{Вт}}{\text{м}}$	$q_s^z; \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$	$q_v^z; \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3}$	$I^z; \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$T_{\text{т/н}}$; °C
-2,31	1,68	57,63	24788,42	1337,20	300,00
-1,85	9,59	328,14	141137,27	1342,89	301,04
-1,39	16,63	569,04	244746,31	1356,12	303,45
-0,93	22,16	758,56	326263,22	1375,70	306,96
-0,46	25,70	879,62	378329,85	1399,86	311,21
0,00	26,92	921,27	396246,39	1426,45	315,76
0,46	25,70	879,62	378329,85	1453,04	320,18
0,93	22,16	758,56	326263,22	1477,20	324,07
1,39	16,63	569,04	244746,31	1496,78	327,13
1,85	9,59	328,14	141137,27	1510,01	329,14
2,31	1,68	57,63	24788,42	1515,70	330,00

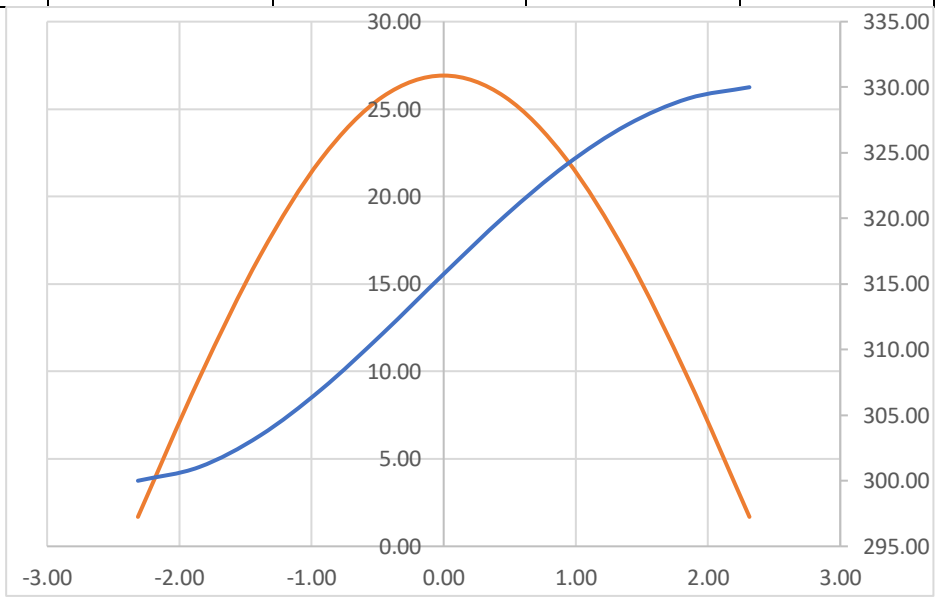

Рис 3.1.Диаграммы распределений тепловых потоков на единицу длины и температуры теплоносителя по высоте АЗ со скоростью 4 м/с

Таблица 3.8.

Распределение удельных тепловых потоков по высоте АЗ, энтальпия теплоносителя, распределение температуры по высоте для скорости $\bar{w} = 4{,}5$ м/с.

z; м	$q_l^z; \frac{\text{Вт}}{\text{м}}$	$q_s^z; \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$	$q_v^z; \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3}$	$I^z; \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$T_{\text{т/н}}$; °C
-2,18	2,11	72,30	31097,53	1337,20	300,00
-1,74	11,45	391,99	168598,00	1342,96	301,06
-1,31	19,76	676,48	290959,15	1356,22	303,47
-0,87	26,30	900,22	387193,53	1375,78	306,98
-0,44	30,48	1043,13	448659,73	1399,90	311,21
0,00	31,92	1092,37	469838,46	1426,45	315,76
0,44	30,48	1043,13	448659,73	1453,00	320,17
0,87	26,30	900,22	387193,53	1477,12	324,06
1,31	19,76	676,48	290959,15	1496,68	327,11
1,74	11,45	391,99	168598,00	1509,94	329,13
2,18	2,11	72,30	31097,53	1515,70	330,00

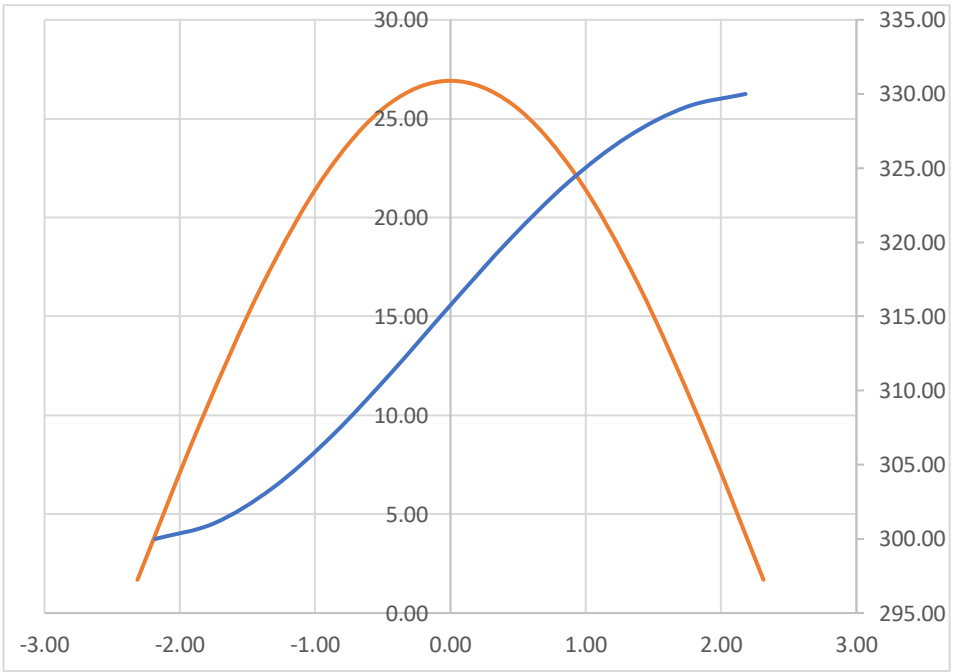

Рис 3.2. . Диаграммы распределений тепловых потоков на единицу длины и температуры теплоносителя по высоте АЗ со скоростью 4,5 м/с

Таблица 3.9.

Распределение удельных тепловых потоков по высоте АЗ, энтальпия теплоносителя, распределение температуры по высоте для скорости $\bar{w} = 5$ м/с.

z; м	$q_l^z; \frac{\text{Вт}}{\text{м}}$	$q_s^z; \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$	$q_v^z; \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3}$	$I^z; \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$	$T_{\text{т/н}}$; ℃
-2,07	2,59	88,52	38075,12	1337,20	300,00
-1,66	13,41	459,14	197478,50	1343,02	301,07
-1,24	23,05	788,82	339278,61	1356,27	303,48
-0,83	30,62	1048,19	450835,39	1375,78	306,98
-0,42	35,47	1214,13	522204,63	1399,81	311,20
0,00	37,16	1271,84	547026,51	1426,45	315,76
0,42	35,47	1214,13	522204,63	1453,09	320,19
0,83	30,62	1048,19	450835,39	1477,12	324,06
1,24	23,05	788,82	339278,61	1496,63	327,11
1,66	13,41	459,14	197478,50	1509,88	329,12
2,07	2,59	88,52	38075,12	1515,70	330,00

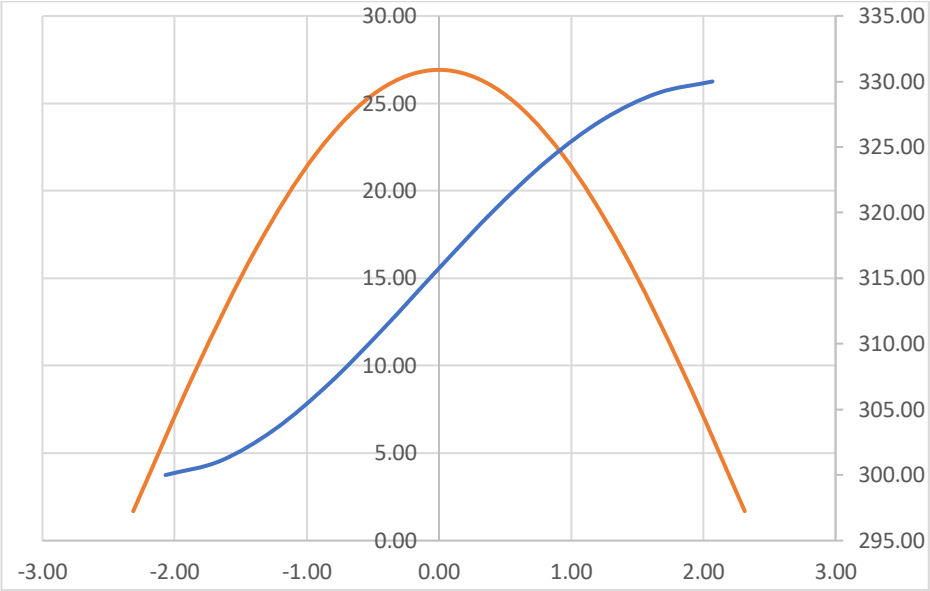

Рис 3.3. Диаграммы распределений тепловых потоков на единицу длины и температуры теплоносителя по высоте АЗ со скоростью 5 м/с

3.8. Определение коэффициента запаса до кризиса теплоотдачи

Так как тепловой поток большой ($^{МВт}/_{м^2}$), поэтому вблизи стенки твэла образуются пленки пара (теплопроводность пара много меньше, чем теплопроводность жидкости), происходит процесс плёночного кипения, приводит к кризису первого рода.

Определим критические тепловые нагрузки в координате z

$q_{кр}(z)=1{,}163\cdot10^{-3}\cdot590\cdot(\bar{\rho}w_{max}3600)^{0.5}\cdot\Delta t_н^{0{,}33}(\frac{v''-v'}{v''})^{1.8}$

где w_{max} – максимальная скорость теплоносителя;

$\bar{\rho}$ =690,43 кг/м^3 - средняя плотность теплоносителя, определяемая по средней температуре $\overline{T_{H_2O}}$ =315°C;

$\Delta t_н$ – температура недогрева до T_s;

v' и v'' – удельные объемы на линии насыщения при P_1=16 МПа;

v'=1,709.10^{-3} м^3/кг;

v''=9,309.10^{-3} м^3/кг;

T_s= 347,4°C – температура насыщения воды при давлении 16 МПа.

Определим коэффициент запаса до кризиса теплообмена первого рода:

$$n_{\text{зап}} = \frac{q_{\text{кр}}(z)}{q_s(z)}$$

В таблицах и графиках, представленных ниже, соответственно показано распределение критических тепловых нагрузок и коэффициент запаса до кризиса теплообмена первого рода по высоте АЗ для каждой из трех скоростей.

Таблица 3.10.

Распределение удельных тепловых потоков, температуры теплоносителя по высоте активной зоны при w = 4 м/с

z; м	$T_{\text{Н}}(z)$; ℃	$q_s(z); \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$	$q_{\text{кр}}(z); \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$	$n_{\text{зап}}$
-2,31	300,00	5363,07	57,63	88,40
-1,85	301,04	5323,92	328,14	15,41
-1,39	303,45	5230,87	569,04	8,73
-0,93	306,96	5089,01	758,56	6,37
-0,46	311,21	4905,73	879,62	5,30
0,00	315,76	4692,72	921,27	4,84
0,46	320,18	4465,09	879,62	4,82
0,93	324,07	4243,20	758,56	5,31
1,39	327,13	4050,48	569,04	6,76
1,85	329,14	3912,99	328,14	11,33
2,31	330,00	3851,05	57,63	63,48

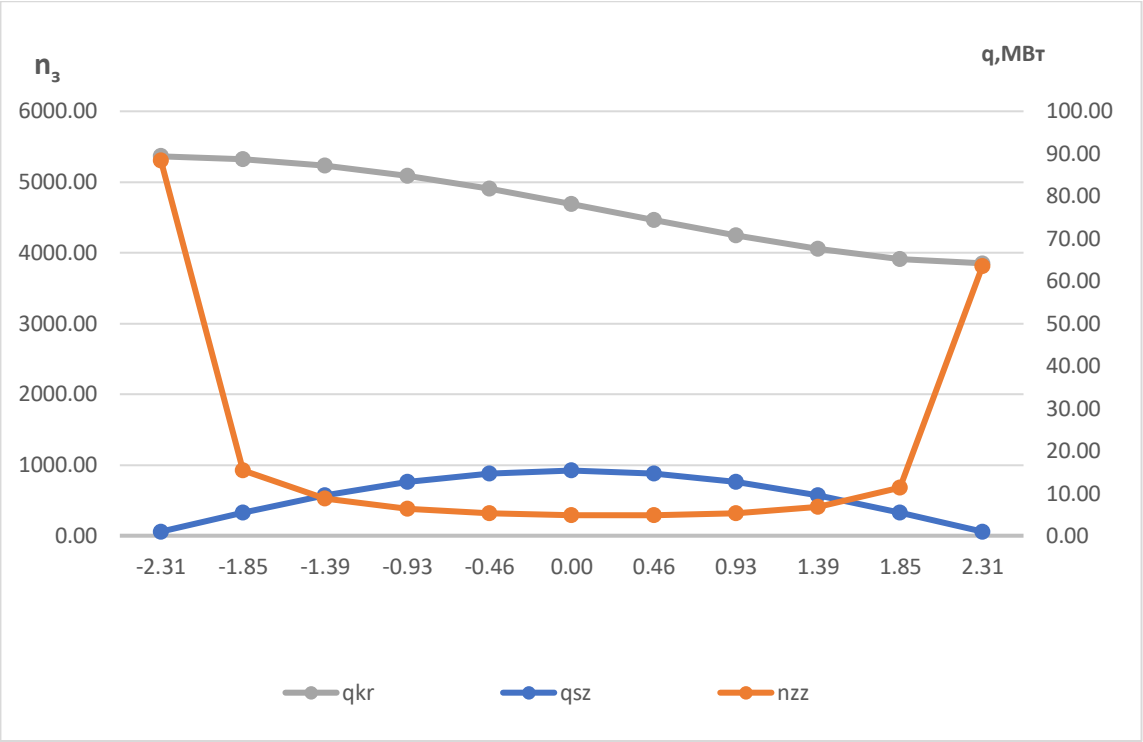

Рис. 3.4. Диаграммы изменений q_s, $q_{кр}$, $n_з$ по высоте для w = 4 м/с

Таблица 3.11.

Распределение удельных тепловых потоков, температуры теплоносителя по высоте активной зоны при w = 4,5 м/с

z; м	$T_{т.н}(z)$; °C	$q_s(z)$; $\frac{кВт}{м^2}$	$q_{кр}(z)$; $\frac{кВт}{м^2}$	$n_{зап}$
-2,18	300,00	5688,40	72,30	74,74
-1,74	301,06	5646,06	391,99	13,68
-1,31	303,47	5547,34	676,48	7,79
-0,87	306,98	5396,83	900,22	5,70
-0,44	311,21	5203,31	1043,13	4,74
0,00	315,76	4977,38	1092,37	4,33
0,44	320,17	4736,52	1043,13	4,31
0,87	324,06	4501,23	900,22	4,75
1,31	327,11	4297,58	676,48	6,04
1,74	329,13	4151,10	391,99	10,06

2,18	330,00	4084,66	72,30	53,67

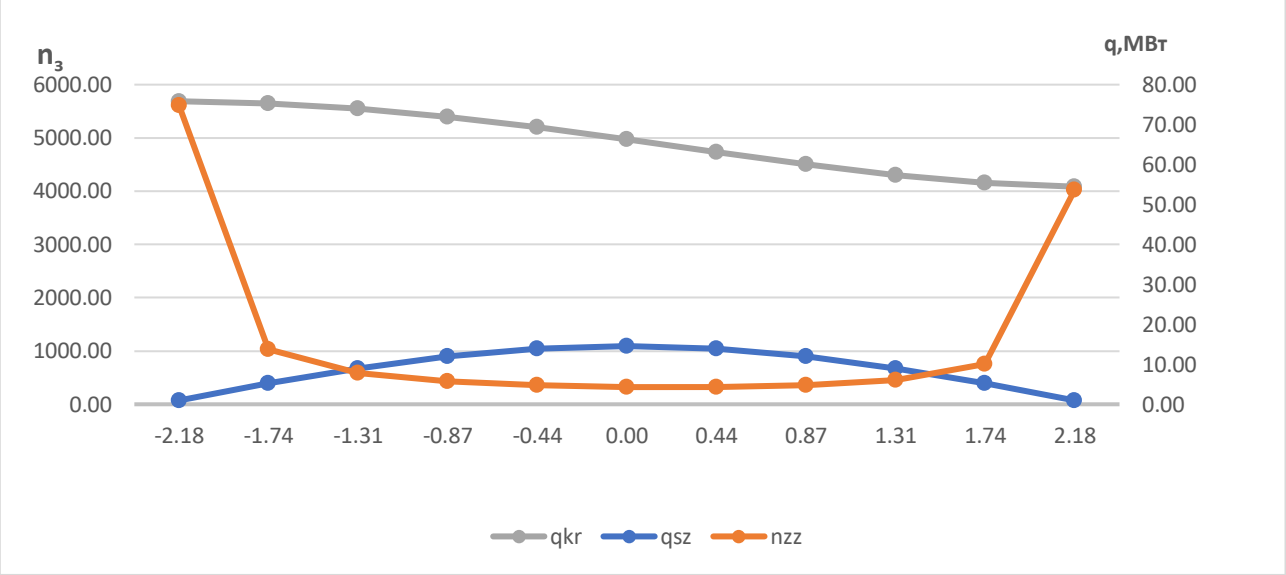

Рис. 3.5. Диаграммы изменений q_s, $q_{кр}$, $n_з$ по высоте для w = 4,5 м/с

Таблица 3.12.

Распределение удельных тепловых потоков, температуры теплоносителя по высоте активной зоны при w = 5 м/с

z; м	$T_{т.н}(z)$; °C	$q_s(z)$; $\frac{кВт}{м^2}$	$q_{кр}(z)$; $\frac{кВт}{м^2}$	$n_{зап}$
-2,07	300,00	5996,10	88,52	64,35
-1,66	301,07	5951,05	459,14	12,31
-1,24	303,48	5846,97	788,82	7,04
-0,83	306,98	5688,76	1048,19	5,16
-0,42	311,20	5485,27	1214,13	4,29
0,00	315,76	5246,62	1271,84	3,92
0,42	320,19	4991,52	1214,13	3,91
0,83	324,06	4744,72	1048,19	4,30
1,24	327,11	4530,05	788,82	5,46
1,66	329,12	4376,44	459,14	9,06

2,07	330,00	4305,61	88,52	46,21

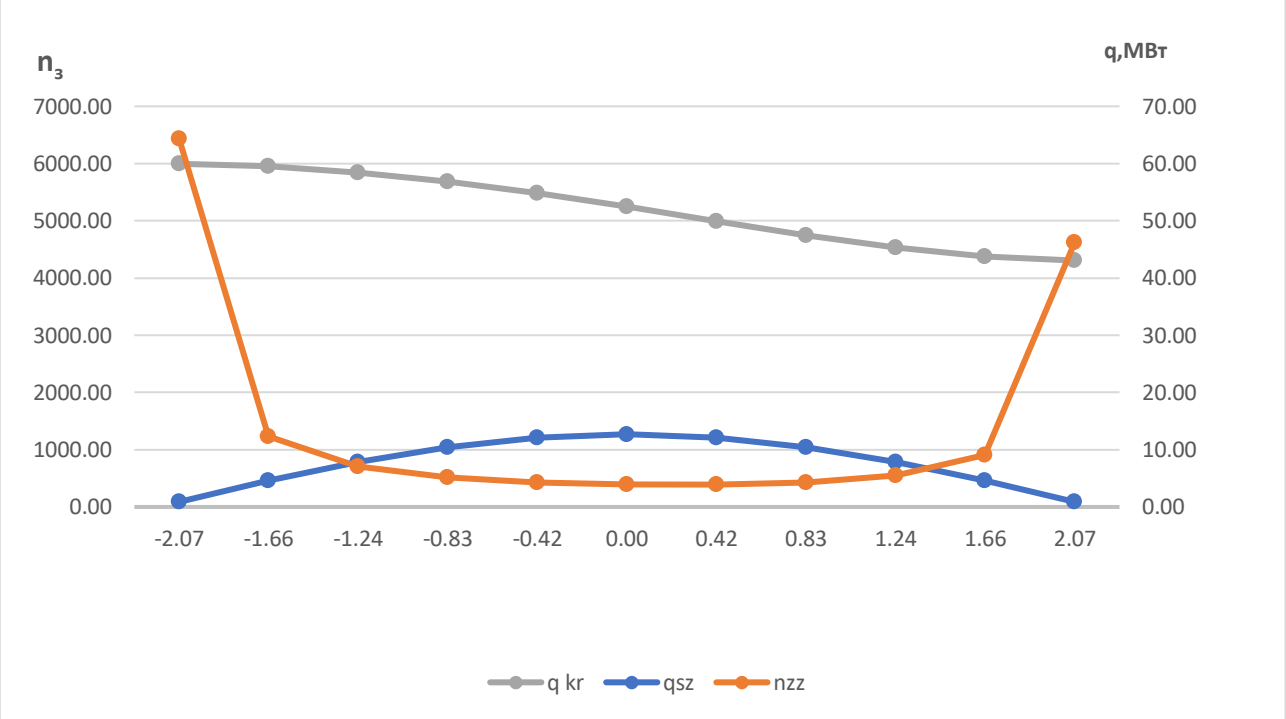

Рис. 3.6. Диаграммы изменений q_s, $q_{кр}$, $n_з$ по высоте для w = 5 м/с

3.9. Распределение температур оболочки твэла

Для надёжной работы реактора на мощности большое значение имеет температура оболочки твэла. Очевидно, что температура внешней стенки твэла не должна превышать определенные значения:

- Температура кипения теплоносителя при давлении 16 МПа, T_s=347,36 °С. В реакторе нельзя допускать поверхностное вскипание теплоносителя, так как вода и пар имеют разные нейтронно-физические свойства. Локальное парообразование приведет к колебаниям реактивности.

- Температура начала пароциркониевой реакции $T_{п-ц}$=650 °С. Пароциркониевая реакция – взаимодействие воды теплоносителя с цирконием оболочки твэлов – начинается только после температуры $T_{п-ц}$. В ее результате выделяется большое количество водорода, который взаимодействует с

кислородом воздуха, образуя взрывоопасный гремучий газ, цирконий окисляется – оболочка твэла утончается. Реакция экзотермическая, т.е. самоподдерживается.

- Температура, соответствующая кризису кипения первого рода. Кризис кипения первого рода возникает при переходе из пузырькового или однофазного течения в пленочный режим. Пленка пара на поверхности твэла обладает очень низким значением коэффициента α, из-за чего температура поверхности увеличивается и может произойти расплавление оболочки твэла или начнется пароциркониевая реакция.

- Температура плавления циркония $T_{пл\,Zr}$=1400 °С. Оболочка твэла является вторым барьером безопасности, при ее расплавлении ядерное топливо и продукты деления попадают в теплоноситель первого контура.

Определим долю площади поперечного сечения канала, занятой твэлами:

$$\varepsilon = \frac{F^{\Sigma}_{твэл}}{F_{прох\ касс}} = \frac{\frac{\pi d_2^2}{4}\cdot n_т}{\frac{\sqrt{3}}{2}(S_к - 2\delta_{кас})^2} = \frac{\frac{\pi * 9{,}3^2}{4}\cdot 331}{\frac{\sqrt{3}}{2}(238{,}82 - 2\cdot 1{,}5)^2} = 0{,}466$$

Определим эффективный диаметр:

$$D_{эф} = \frac{2\varepsilon}{(1-\varepsilon)^2}\left(\frac{\varepsilon}{2} - \frac{3}{2} - \frac{ln\varepsilon}{1-\varepsilon}\right)\cdot D_г = \frac{2\cdot 0{,}466}{(1-0{,}466)^2}\left(\frac{0{,}466}{2} - \frac{3}{2} - \frac{ln\,0{,}466}{1-0{,}466}\right)\cdot 69{,}65 = 52{,}16\ мм$$

Определим тепловой периметр твэла:

$$P_т = \pi \cdot d_{твэл} = \pi \cdot 9{,}3 = 29{,}2мм$$

9.1. Определение температуры наружной поверхности оболочки твэла:
Определение числа Рейнольдса

$$Re = \frac{\rho \cdot w_{max} \cdot D_Г^{кас}}{\mu}$$

Где ρ - Средняя плотность воды в активной зоне, кг/м^3;

$D_{\Gamma}^{\text{кас}}$ - гидравлический диаметр кассета, м;

μ - Динамическая вязкость воды. $\mu = f\ (T_{\text{Т/Н}}, P_I);$ Па · с

Определение числа Нуссельта по формуле Петухова

$$Nu = \frac{\frac{\xi}{8} \cdot Re \cdot Pr}{k + 4{,}5 \cdot \sqrt{\xi} \cdot \left(Pr^{2/3} - 1\right)}$$

Где $Pr = f\ (T_{\text{Т/Н}}, P_I)$ - число Прандтля

$$k = 1 + \frac{900}{Re}$$

$$\xi = (1{,}82 \cdot lgRe - 1{,}64)^{-2}$$

Определение число Нуссельта для ТВС

$$Nu = (0{,}032 \cdot \frac{t}{d_2} - 0{,}0144) \cdot Re^{0{,}4} \cdot Pr^{1/3}$$

Где t – шаг твэл, м; d2 – диаметр твэл, м;

Определим коэффициент теплоотдачи

$$\alpha = \frac{Nu \cdot \lambda}{D_{\Gamma}^{\text{кас}}}; \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$$

Где λ - коэффициент теплопроводности воды. $\lambda = f\ (T_{\text{Т/Н}}, P_I);$

Функция распределения температуры наружной поверхности твэла

$$T_{\text{об}}^{\text{н}}(z) = T_{\text{тн}}(z) + q_1(z) \cdot R_{\alpha}; ℃$$

Где $R_{\alpha} = \frac{1}{\pi \cdot d_2 \cdot \alpha}$ - термическое сопротивление теплоотдачи, м · К/Вт;

Определим максимальную температуру наружной поверхности твэла

$$(T_{об}^{н})_{max} = T_{вх} + \frac{\Delta T}{2} + q_l^{max} R_{\bar{\alpha}} \sqrt{1 + \left(\frac{\Delta T}{2 q_l^{max} R_{\bar{\alpha}}}\right)^2 \cdot \frac{1}{sin^2(\frac{\pi H_{аз}}{2H'_{аз}})}}; ℃$$

Где $R_{\bar{\alpha}} = \frac{1}{\pi \cdot d_2 \cdot \bar{\alpha}}$, $\bar{\alpha}$ - среднее значение коэффициента теплоотдачи

Определим высоту, соответствующую максимальной температуре

$$z\left(T_{об\,max}^{нар}\right) = \frac{H'_{аз}}{\pi} \cdot arctg \frac{\Delta T}{2 \cdot \sin\left(\frac{\pi H_{аз}}{2H'_{аз}}\right) \cdot q_l^{max} R_{\bar{\alpha}}}; м$$

В таблицах и графиках, представленных ниже, соответственно показано распределение температуры оболочки твэла по высоте для каждой из трех скоростей (для наиболее напряжённой ТВС).

Таблица 3.13.

Распределение температуры оболочки твэла по высоте для скорости w=4 м/с

z; м	q_l^z; кВт/м	$T_{т.н}(z)$; ℃	$T_{об}^{н}(z)$; ℃
-2,31	1,68	300	301,53
-1,85	9,59	301,04	309,75
-1,39	16,63	303,45	318,56
-0,93	22,16	306,96	327,11
-0,46	25,70	311,21	334,58
0,00	26,92	315,76	340,23
0,46	25,70	320,18	343,55

0,93	22,16	324,07	344,22
1,39	16,63	327,13	342,24
1,85	9,59	329,14	337,85
2,31	1,68	330	331,53

$$(T_{об}^{н})_{max} = 346{,}08\ ℃$$

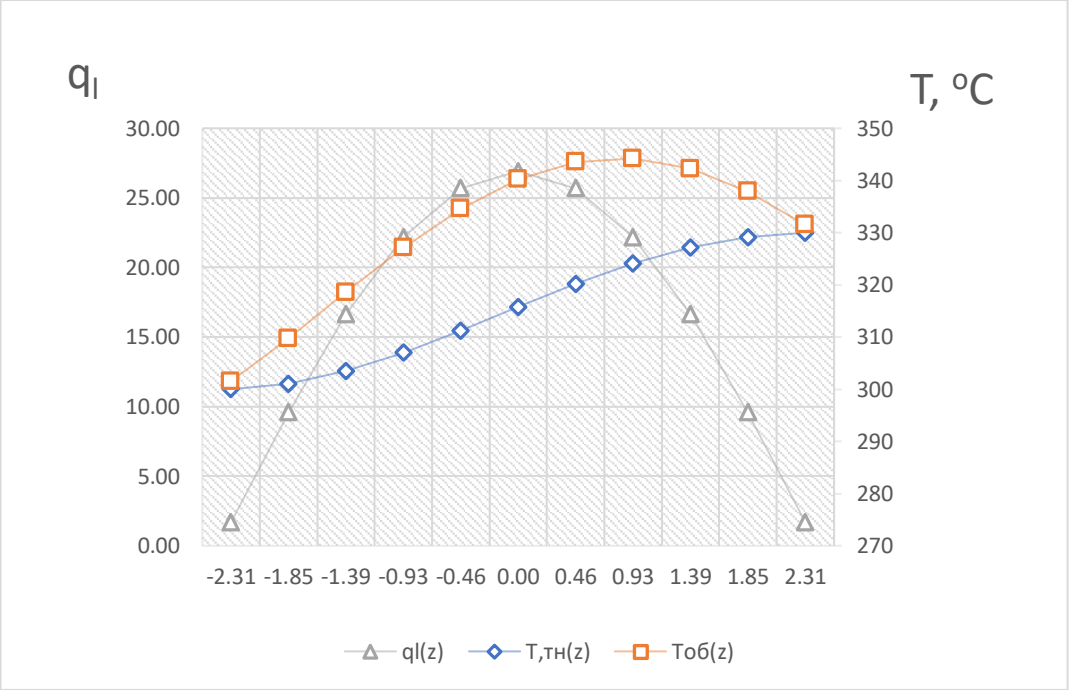

Рис 3.7. Распределение температуры оболочки твэла по высоте для скорости 4 м/с

Таблица 3.14.

Распределение температуры оболочки твэла по высоте для скорости w=4,5 м/с

z; м	q_l^z; кВт/м	$T_{т.н}(z)$; °C	$T_{об}^{н}(z)$; °C
-2,18	2,11	300	301,73
-1,74	11,45	301,06	310,45
-1,31	19,76	303,47	319,67
-0,87	26,30	306,98	328,54
-0,44	30,48	311,21	336,20
0,00	31,92	315,76	341,93
0,44	30,48	320,17	345,16
0,87	26,30	324,06	345,62

1,31	19,76	327,11	343,31
1,74	11,45	329,13	338,52
2,18	2,11	330	331,73

$$(T_{об}^{н})_{max} = 351{,}89\ °C$$

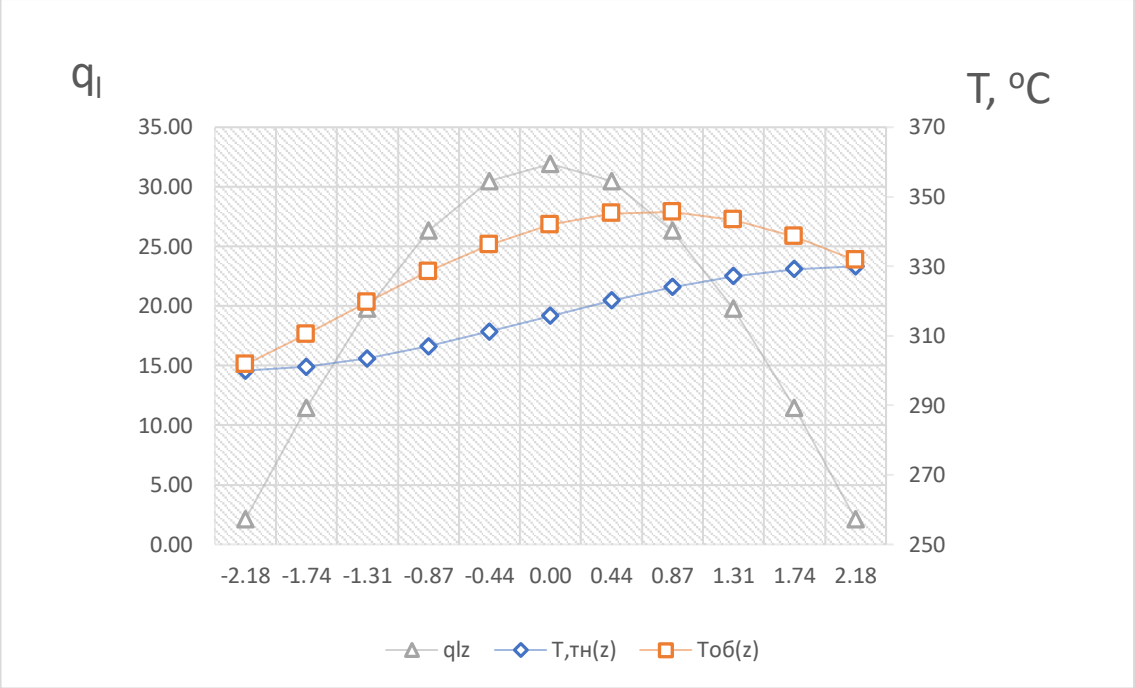

Рис 3.8. Распределение температуры оболочки твэла по высоте для скорости 4,5 м/с

Таблица 3.15.

Распределение температуры оболочки твэла по высоте для скорости 5 м/с

z; м	q_l^z; кВт/м	$T_{т.н}(z)$; °C	$T_{об}^{н}(z)$; °C
-2,07	2,59	300	301,9657
-1,66	13,41	301,07	311,265
-1,24	23,05	303,48	320,9956
-0,83	30,62	306,98	330,2549
-0,42	35,47	311,2	338,1594
0,00	37,16	315,76	344,0008
0,42	35,47	320,19	347,1494
0,83	30,62	324,06	347,3349
1,24	23,05	327,11	344,6256
1,66	13,41	329,12	339,315

2,07	2,59	330	331,9657

$$(T_{об}^{н})_{max} = 357{,}09y°C$$

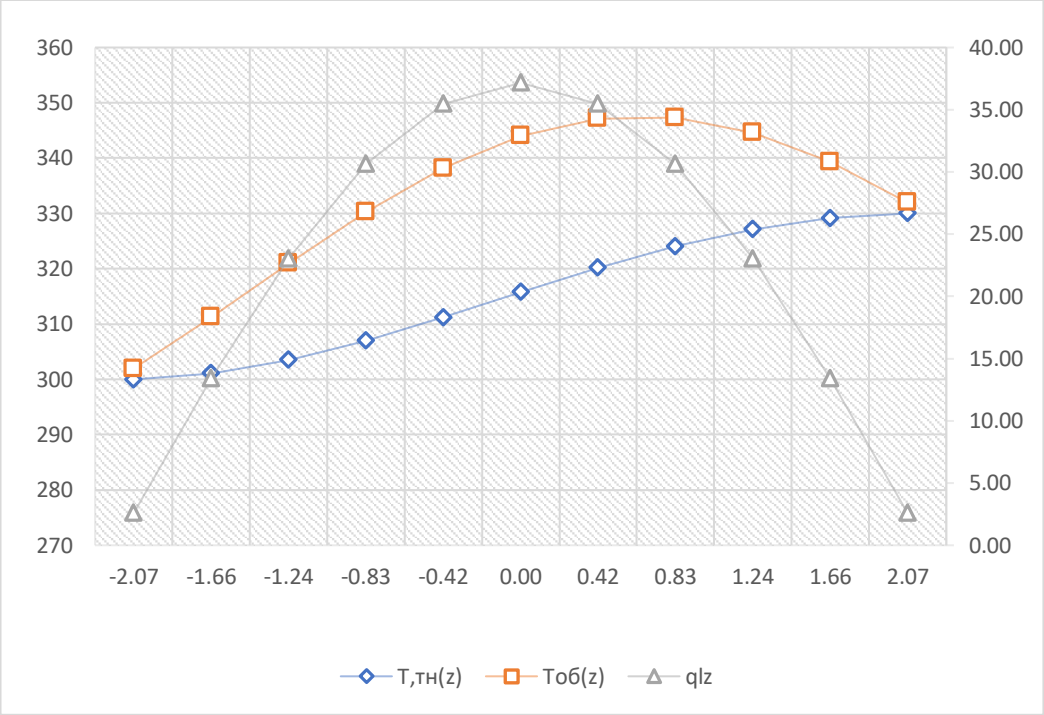

Рис 3.9. Распределение температуры оболочки твэла по высоте для скорости 5 м/с

Из таблиц значения наружной температуры оболочки твэла в варианте со скоростью 4 м/с не превышает температуру насыщения 347,36 °С. Это хорошая ситуация, объясняется тем, что твэлы в ВВЭР некипящие. Если наоборот, наружная температура оболочки достигается температурой насыщения, вблизи стенки твэла будет образоваться пара из-за пристенного кипения (поверхностного кипения), эти пара будут препятствовать процессу кипения теплоносителя в объеме, приводит к уменьшению мощности реактора.

9.2. Определение температуры на внутренней поверхности оболочки твэла

Видно, что $T_{об}^{H}(max)$ меньше, чем температура насыщения, значит, кризис первого рода не будет происходить (запас до кипения 10ºС).

Определим коэффициент теплопроводности оболочки твэла по справочнику теплофизических свойств материалов ядерной техники, Чиркин В. С., стр. 208, таб. 6.19 [6]:

Т, К	100	123	223	293	373	423	523	623	673
$\lambda_{об}$,Вт/(м.К)	22,3	22,2	21,7	21,4	21,2	21,0	20,7	20,5	20,4

Определим термическое сопротивление оболочки твэла

$$R_{\lambda}^{об} = \frac{\ln(\frac{d_2}{d_2 - 2 \cdot \delta_{ст}})}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{об}}, \frac{м \cdot К}{Вт};$$

Где d2 – диаметр твэл, м;

$\delta_{ст} -$ толщина стенки твэл, м;

Функция распределения температуры на внутренней поверхности оболочки твэла

$$T_{об}^{вн}(z) = T_{об}^{нар}(z) + R_{\lambda}^{об} \cdot q_l(z)$$

$\lambda_{об1}$=20,7 $\frac{Вт}{м \cdot К}$, при $\overline{T_{об1}^{нар}} = 330\ ^{\circ}C$

$\lambda_{об2}$=20,7 $\frac{Вт}{м \cdot К}$, при $\overline{T_{об2}^{нар}} = 331{,}7^{\circ}C$

$\lambda_{об3}$=20,7 $\frac{Вт}{м \cdot К}$, при $\overline{T_{об3}^{нар}} = 332{,}4^{\circ}C$

Определим термическое сопротивление оболочки твэла:

$$R_{\lambda 1}^{об} = \frac{ln(\frac{d_2}{d_2 - 2 \cdot \delta_{об}})}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{об1}} = \frac{ln(\frac{9.3}{9.3 - 2 \cdot 0.72})}{2 \cdot \pi \cdot 20{,}6} = 0{,}00129\ \frac{м \cdot К}{Вт}$$

$R_{\lambda 2}^{об} = 0{,}00129\ \frac{м \cdot К}{Вт}$

$R_{\lambda 3}^{об} = 0{,}00129\ \frac{м \cdot К}{Вт}$

Функция распределения температуры на внутренней поверхности оболочки твэла:

$$T_{об}^{вн}(z) = T_{об}^{нар}(z) + R_{\lambda}^{об} \cdot q_l(z)$$

В таблицах, представленных ниже, соответственно показано распределение температуры внутренней поверхности твэла по высоте для каждой из трех скоростей.

Таблица 3.16.

Изменение температуры внутренней поверхности твэла по высоте для w=4 м/с

z; м	$T_{об}^{н}(z)$; ℃	$T_{об}^{вн}(z)$; ℃
-2,31	301,53	303,72
-1,85	309,76	322,22
-1,39	318,57	340,18
-0,93	327,11	355,92
-0,46	334,58	367,98
0,00	340,24	375,22
0,46	343,55	376,95
0,93	344,22	373,03
1,39	342,25	363,86
1,85	337,86	350,32
2,31	331,53	333,72

Таблица 3.17.

Изменение температуры внутренней поверхности твэла по высоте для w_2=4,5м/с

z; м	$T_{об}^{н}(z)$; ℃	$T_{об}^{вн}(z)$; ℃
-2,18	301,73	304,48
-1,74	310,45	325,34
-1,31	319,68	345,37
-0,87	328,55	362,73
-0,44	336,20	375,81
0,00	341,93	383,41
0,44	345,16	384,77
0,87	345,63	379,81
1,31	343,32	369,01
1,74	338,52	353,41
2,18	331,73	334,48

Таблица 3.18.

Изменение температуры внутренней поверхности твэла по высоте для w_3=5м/с

z; м	$T_{об}^{н}(z)$; ℃	$T_{об}^{вн}(z)$; ℃
-2,07	301,97	305,33
-1,66	311,27	328,70
-1,24	321,00	350,95
-0,83	330,25	370,06
-0,42	338,16	384,26
0,00	344,00	392,30
0,42	347,15	393,25
0,83	347,33	387,14
1,24	344,63	374,58
1,66	339,32	356,75
2,07	331,97	335,33

3.10. Распределение температур топлива по высоте твэла

Определим коэффициент теплопроводности газового зазора по справочнику теплофизических свойств материалов ядерной техники, Чиркин В. С., стр. 285, таб. 8.29 при принимаемом давлении 20 атм [6]:

Т, К	273	373	573	773	973	1273
$\lambda_з$,Вт/(м.К)	0,144	0,1796	0,2459	0,3051	0,3608	0,4386

Определим коэффициент термического сопротивления газового зазора

$$R_\lambda^з = \frac{\ln(\frac{d_2 - 2\cdot\delta_{ст}}{d_1})}{2\cdot\pi\cdot\lambda_з}; \frac{м\cdot К}{Вт}$$

Функция распределения температуры между оболочкой и твэлом

$$T_г^н(z) = T_{об}^{вн}(z) + R_\lambda^з \cdot q_l(z)$$

Определим коэффициент теплопроводности газового зазора по справочнику теплофизических свойств материалов ядерной техники [6, стр. 287]:

$\lambda_{з1}$= 0,265 $\frac{Вт}{м\cdot К}$, при $\overline{T_{об1}^{вн}} = 351{,}19^{o}C$

$\lambda_{з2}$= 0,266 $\frac{Вт}{м\cdot К}$, при $\overline{T_{об2}^{вн}} = 356{,}23^{o}C$

$\lambda_{з3}$= 0,267 $\frac{Вт}{м\cdot К}$, при $\overline{T_{об3}^{вн}} = 361{,}69^{o}C$

Определим коэффициент термического сопротивления газового зазора:

$$R_{\lambda1}^{заз} = \frac{ln(\frac{d_2 - 2\cdot\delta_{об}}{d_1})}{2\cdot\pi\cdot\lambda_{з1}} = \frac{ln(\frac{9.3 - 2\cdot0.72}{7{,}72})}{2\cdot\pi\cdot0{,}265} = 0.0107\ \frac{м\cdot К}{Вт}$$

$R_{\lambda2}^{заз} = 0.0107\ \frac{м\cdot К}{Вт}$.

$R_{\lambda3}^{заз} = 0{,}0107\ \frac{м\cdot К}{Вт}$

Функция распределения внешней поверхности таблетки топлива:

$$T_г^{нар}(z) = T_{об}^{вн}(z) + R_{\lambda1}^{заз} \cdot q_{l1}(z)$$

В таблицах, представленных ниже, соответственно показано распределение температуры внешней поверхности таблетки топлива по высоте для каждой из трех скоростей.

Таблица 3.19.

Изменение температуры зазора между оболочкой и твэлом по высоте для w_1=4м/с

z; м	$T_{об}^{вн}(z)$; ℃	$T_{н}(z)$; ℃
-2,31	303,72	321,90
-1,85	322,22	425,76
-1,39	340,18	519,72
-0,93	355,92	595,26
-0,46	367,98	645,52
0,00	375,22	665,90
0,46	376,95	654,49
0,93	373,03	612,37
1,39	363,86	543,40
1,85	350,32	453,86
2,31	333,72	351,90

Таблица 3.20.

Изменение температуры зазора между оболочкой и твэлом по высоте для w_2=4,5м/с

z; м	$T_{об}^{вн}(z)$; ℃	$T_{н}(z)$; ℃
-2,18	304,48	327,20
-1,74	325,34	448,55
-1,31	345,37	558,01

-0,87	362,73	645,71
-0,44	375,81	703,71
0,00	383,41	726,78
0,44	384,77	712,67
0,87	379,81	662,79
1,31	369,01	581,65
1,74	353,41	476,62
2,18	334,48	357,20

Таблица 3.21.

Изменение температуры зазора между оболочкой и твэлом по высоте для $w_З$=5м/с

z; м	$T_{об}^{вн}(z)$; ℃	$T_н(z)$; ℃
-2,069	305,327	333,050
-1,656	328,700	472,483
-1,243	350,950	597,977
-0,830	370,059	698,309
-0,417	384,264	764,478
0,000	392,297	790,584
0,417	393,254	773,468
0,830	387,139	715,389
1,243	374,580	621,607
1,656	356,750	500,533
2,069	335,327	363,050

Определим коэффициент теплопроводности топлива UO_2 по справочнику теплофизических свойств материалов ядерной техники, Чиркин В. С., стр. 125, таб. 3.9 [6].

Т,К	473	673	873	1073	1273	1473
λ_f,Вт/(м.К)	5,8	4,5	3,6	3,0	2,9	2,65

Определим коэффициент термического сопротивления топлива UO_2

$$R_{\lambda}^{\text{г}} = \frac{1}{4 \cdot \pi \cdot \lambda_f}; \frac{\text{м} \cdot \text{К}}{\text{Вт}}$$

Функция распределения температуры в центре блока горючего

$$T_{\text{г}}^{\text{ц}}(z) = T_{\text{г}}^{\text{н}}(z) + R_{\lambda}^{\text{г}} * q_l(z)$$

Таблица 3.22.

Изменение температуры в центре блока горючего по высоте активной зоны для w_1=4м/с

Для w=4м/с					
z; м	$T_{\text{н}}(z)$; ℃	$q_l(z)$; $^{\text{кВт}}/_{\text{м}}$	$\lambda_f(z)$; $^{\text{Вт}}/_{\text{м} \cdot \text{К}}$	$T_r(z)$; ℃	$\sum R$
2,31	321,90	1,68	5,01	348,66	0,0159
1,85	425,75	9,58	4,38	600,03	0,0181
1,38	519,72	16,62	3,96	853,98	0,0201
0,925	595,26	22,16	3,62	1082,70	0,0219
0,462	645,52	25,69	3,465	1236,04	0,0229
0	665,90	26,91	3,405	1295,28	0,0233
0,462	654,49	25,69	3,438	1249,64	0,0231
0,925	612,37	22,16	3,654	1095,28	0,0217
1,38	543,40	16,62	3,856	886,67	0,0206

1,85	453,85	9,58	4,26	633,03	0,0186
2,31	351,90	1,68	4,818	379,73	0,0165
$T_r^{max}(0{,}00) = 1295{,}28$ ℃					

Таблица 3.23.

Изменение температуры в центре блока горючего по высоте активной зоны для w_2=4,5м/с

Для w=4,5м/с					
z; м	$T_н(z)$; ℃	$q_l(z)$; $кВт/м$	$\lambda_f(z)$; $Вт/м \cdot К$	$T_r(z)$; ℃	$\sum R$
-2,18	327,20	2,11	4,97	361,02	0,016
-1,74	448,55	11,45	4,28	661,40	0,018
-1,31	558,01	19,76	3,79	973,32	0,021
-0,87	645,71	26,30	3,47	1250,06	0,0229
-0,44	703,71	30,48	3,29	1441,03	0,0241
0,00	726,78	31,92	3,22	1515,44	0,0247
0,44	712,67	30,48	3,26	1456,09	0,0243
0,87	662,79	26,30	3,41	1276,17	0,0233
1,31	581,65	19,76	3,69	1008,68	0,0216
1,74	476,62	11,45	4,16	695,92	0,0191
2,18	357,20	2,11	4,78	392,40	0,016
$T_r^{max}(0{,}00) = 1515{,}44$ ℃					

Таблица 3.24.

Изменение температуры в центре блока горючего по высоте активной зоны для w_3=5м/с

Для w=5м/с

z; м	$T_н(z)$; °C	$q_l(z)$; $кВт/м$	$\lambda_f(z)$; $Вт/м \cdot К$	$T_r(z)$; °C	$\sum R$
-2,07	333,05	2,59	4,94	374,78	0,0161
-1,66	472,48	13,41	4,18	728,24	0,019
-1,24	597,98	23,05	3,61	1105,85	0,022
-0,83	698,31	30,62	3,31	1435,84	0,024
-0,42	764,48	35,47	3,11	1673,19	0,025
0,00	790,58	37,16	3,03	1766,99	0,026
0,42	773,47	35,47	3,08	1690,14	0,025
0,83	715,39	30,62	3,26	1464,48	0,024
1,24	621,61	23,05	3,54	1140,39	0,0225
1,66	500,53	13,41	4,05	764,25	0,0196
2,07	363,05	2,59	4,74	406,49	0,0168
$T_r^{max}(0,00) = 1767$ °C					

Условия для выбора оптимального варианта $T_{ц.r}(max) < 2300$°C (с запасом $T_{плавл.}$ UO_2 = 2800 °C) ⇒ плавления топливного сердечника не происходит.

Из таблицы 3.22, 3.23, 3.24 выберем скорость теплоносителя равную 4 м/с.

3.11. Расчет гидравлических потерь

Гидравлические потери разделим на два вида: потери на трение и потери в местных сопротивлениях.

Принимаем:

- Расстояние между кромками соседних патрубков: H=1000 мм;
- Внутренний диаметр патрубка: D_0=850 мм;

- Размер кольцевого зазора между шахтой и корпусом реактора: h=200 мм;

Определим радиус закругления патрубка:

$$R = 0{,}2 \cdot D_0 = 0{,}2 \cdot 850 = 1700 \text{ мм}$$

Определим высоту опускного участка:

$$l_{оп1} = 1{,}5 \cdot H_{аз} = 1{,}5 \cdot 4{,}63 = 6{,}93 \text{ м}$$

$l_{оп2} = 6{,}54$ м

$l_{оп3} = 6{,}20$ м

Определим длину участка активной зоны

$l_{аз1} = H_{аз} = 4{,}63$ м

$l_{аз2} = 4{,}36$ м

$l_{аз3} = 4{,}13$ м

Определим длину выходного участка

$$l_{вых1} = l_{оп1} - l_{аз1} + D_o + 1{,}5 \cdot H = 6{,}93 - 4{,}63 + 0{,}85 + 1{,}5 \cdot 1 = 4{,}66 \text{ м}$$

$l_{вых2} = 4{,}53$ м

$l_{вых3} = 4{,}41$ м

Определим коэффициенты динамической вязкости теплоносителя на входе реактор при $T_{вх}$=300ºС, в активной зоне при Т=315 ºС, на выходе из реактора $T_{вых}$=330 ºС. Используя Справочные таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара [5].

$\mu_{вх} = 88{,}7 \cdot 10^{-6}$ Па·с; $\mu_{аз} = 82{,}5 \cdot 10^{-6}$ Па·с; $\mu_{вых} = 76{,}4 \cdot 10^{-6}$ Па·с;

3.10.1. Потери на трение в реакторе

Для расчета потерь на трение разобьем реактор на три участка:

- Опуск в кольцевом зазоре между корпусом и шахтой после выхода из входного патрубка.
- Течение через саму АЗ.
- Течение в пространстве над активной зоной.

1) Опускной участок:

Определим площадь проходного сечения кольцевого зазора, принимаем $2\delta_{ш} = 0{,}17$м

$$F_{кз1}=\frac{\pi\cdot(D_{аз1}+2\cdot h+2\cdot\delta_{ш})^2}{4}-\frac{\pi\cdot(D_{аз1}+2\cdot\delta_{ш})^2}{4}=\frac{\pi\cdot(4{,}87+2\cdot0{,}2+0{,}17)^2}{4}-\frac{\pi\cdot(4{,}87+0{,}17)^2}{4}=4{,}76м^2$$

$F_{кз2} = 4{,}51$ м^2

$F_{кз3} = 4{,}30$ м^2

Определим скорость теплоносителя в опускном участке:

$$W_{оп1}=\frac{G}{\rho_{вх}\cdot F_{кз1}}=\frac{26638}{727{,}5\cdot4{,}76}=7{,}68\ м/с$$

$W_{оп2} = 8{,}10$ м/с

$W_{оп3} = 8{,}50$ м/с

Определим гидравлический участок опускного участка:

$d_г = 2\cdot h = 2\cdot0{,}2 = 0{,}4$ м

Определим число Рейнольдса

$$Re_1=\frac{W_{оп1}\cdot d_г\cdot\rho_{вх}}{\mu_{вх}}=\frac{7{,}68\cdot0{,}4\cdot727{,}5}{88{,}7\cdot10^{-6}}=25{,}2\cdot10^6$$

$Re_2 = 26{,}6\cdot10^6$

$Re_3 = 27{,}9\cdot10^6$

Определим коэффициент трения,

$$\lambda_{тр1}=(1{,}82\cdot lg\,Re_1-1{,}64)^{-2}=(1{,}82\cdot lg(25{,}2\cdot10^6)-1{,}64)^{-2}=0{,}0071$$

$\lambda_{тр2} = 0{,}00709$

$\lambda_{тр3} = 0{,}00704$

Определим потери на трение в опускном участке

$$\Delta p_{\text{тр1}} = \lambda_{\text{тр1}} \cdot \frac{l_{\text{оп1}} \cdot \rho_{\text{вх}} {W_{\text{оп1}}}^2}{d_{\text{г}} \cdot 2} = 0{,}0074 \cdot \frac{6{,}93 \cdot 727{,}5 \cdot 7{,}68^2}{0{,}4 \cdot 2} = 2{,}699 \text{ кПа}$$

$\Delta p_{\text{тр2}} = 2{,}81$ кПа

$\Delta p_{\text{тр3}} = 2{,}91$ кПа

2) Участок активной зоны:

Определим число Рейнольдса

$$Re_1 = \frac{W_{max1} \cdot D_{\text{г}} \cdot \rho_{\text{ср}}}{\mu_{\text{аз}}} = \frac{8{,}63 \cdot 9{,}79 \cdot 10^{-3} \cdot 690{,}4}{82{,}5 \cdot 10^{-6}} = 0{,}706 \cdot 10^6$$

$Re_2 = 0{,}791 \cdot 10^6$

$Re_3 = 0{,}876 \cdot 10^6$

Определим коэффициент трения:

$$\lambda_{\text{тр1}} = (1{,}82 \cdot lg\, Re_1 - 1{,}64)^{-2} = (1{,}82 \cdot lg(0{,}791 \cdot 10^6) - 1{,}64)^{-2} = 0{,}0123$$

$\lambda_{\text{тр2}} = 0{,}0120$

$\lambda_{\text{тр3}} = 0{,}0119$

Определим потери на трение на участке активной зоны:

$$\Delta p_{\text{тр1}} = \lambda_{\text{тр}} \cdot \frac{l_{\text{аз1}} \cdot \rho_{\text{ср}} {W_1}^2}{D_{\text{г}} \cdot 2} = 0{,}0127 \cdot \frac{4{,}62 \cdot 690{,}4 \cdot 4^2}{9{,}79 \cdot 10^{-3} \cdot 2} = 32{,}89 \text{ кПа}$$

$\Delta p_{\text{тр2}} = 39,,24$ кПа

$\Delta p_{\text{тр3}} = 45{,}96$ кПа

3) Выходной участок:

Определим площадь проходного сечения над ТВС:

$$F_{\text{над А31}} = 0{,}7 \cdot F_{\text{А31}} = 0{,}7 \cdot 18{,}62 = 13{,}03 \text{ м}$$

$F_{\text{над А32}} = 811{,}5$ м

$F_{\text{над А33}} = 10{,}4$ м

Определим скорость теплоносителя на выходном участке

$$W_{\text{вых1}} = \frac{G}{\rho_{\text{вых}} \cdot F_{\text{надА31}}} = \frac{26638}{653{,}3 \cdot 13{,}03} = 3{,}12 \text{ м/с}$$

$W_{\text{вых2}} = 3{,}51$ м/с

$W_{вых3}$ = 3,90 м/с

Определим гидравлический диаметр выходного участка

$$d_{г1} = \sqrt{\frac{4 \cdot F_{надА31}}{n_{касс} \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 13,03}{364 \cdot \pi}} = 0,213 \text{ м}$$

$d_{г2} = 0,213$ м

$d_{г3} = 0,213$ м

Определим число рейнольдса

$$Re_1 = \frac{W_{вых} \cdot d_г \cdot \rho_{вых}}{\mu_{вых}} = \frac{3,12 \cdot 0,213 \cdot 653,3}{76,4 \cdot 10^{-6}} = 2,52 \cdot 10^6$$

$Re_2 = 2,66 \cdot 10^6$

$Re_3 = 2,79 \cdot 10^6$

Определим коэффициент трения

$$\lambda_{тр1} = (1,82 \cdot lg\, Re_1 - 1,64)^{-2} = (1,82 \cdot lg(2,52 \cdot 10^6) - 1,64)^{-2} = 0,00880$$

$\lambda_{тр1} = 0,00865$

$\lambda_{тр1} = 0,00852$

Определим потери на трение на выходном участке

$$\Delta p_{тр1} = \lambda_1 \cdot \frac{l_{вых1} \cdot \rho_{вых} {W_{вых1}}^2}{d_{г1} \cdot 2} = 0,00880 \cdot \frac{4,66 \cdot 653,3 \cdot 3,12^2}{0,213 \cdot 2} = 0,614 \text{ кПа}$$

$\Delta p_{тр2} = 0,742$ кПа

$\Delta p_{тр3} = 0,880$ кПа

Определим суммарные потери на трение

$\sum \Delta p_{тр1} = 36,2$ кПа

$\sum \Delta p_{тр2} = 42,8$ кПа

$\sum \Delta p_{тр3} = 49,76$ кПа

3.10.2. Местные сопротивления

В реакторе присутствует множество различных местных сопротивлений:

- Вход в реактор через входные патрубки
- Поворот на 180 в напорной камере.
- Вход в АЗ через нижнюю решетку

- Дистанционирующие решетки

- Выход из верхней решетки активной зоны

-Поворот теплоносителя на 90°

- Выход теплоносителя из реактора.

На Рисунке 3.10 приведена схема местных гидросопротивлений реактора ВВЭР-1200.

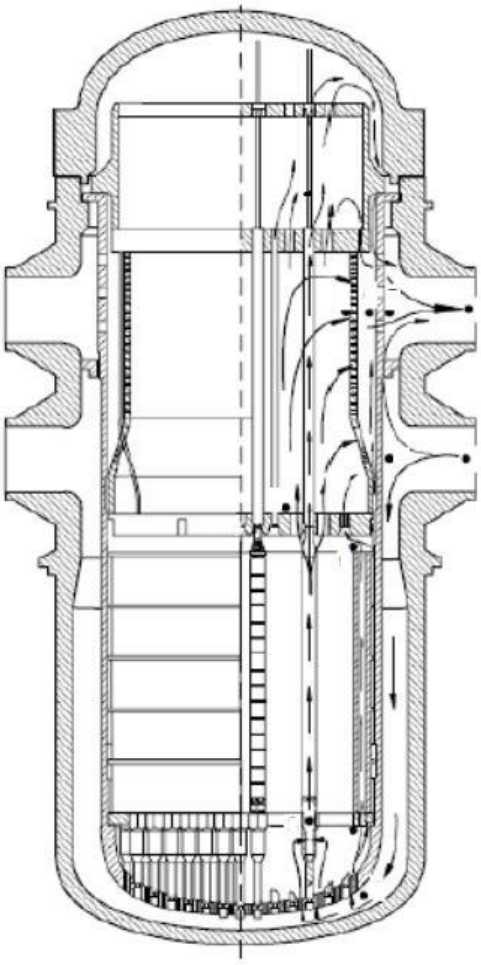

Рис. 3.7. Схема местных гидросопротивлений реактора ВВЭР-1200

1) Вход теплоносителя в реактор из входного патрубка

Принимаем отношение радиуса закругления кромки патрубка к внутреннему диаметру патрубка равно 0,2.

$$\frac{r}{D_0} = 0{,}2$$

$$r = 0{,}2 \cdot D_0 = 0{,}2 \cdot 0{,}85 = 0{,}17 \text{ м}$$

Определим отношения размера кольцевого зазора между шахтой и корпусом к внутреннему диаметру патрубка:

$$\frac{h}{D_0} = \frac{0,2}{0,85} = 0,235$$

Определим коэффициент местного сопротивления $\zeta_м$ = f($\frac{r}{D_0}, \frac{h}{D_0}$) на диаграмме 11-7 с.442, справочник по гидравлическим сопротивлениям [7].

$\zeta_м$=0,60

Принимаем число входных и выходных патрубков $n_п$ = 4

Определим общее проходное сечение патрубков

$$F_п = n_п \cdot \frac{\pi \cdot D_0^2}{4} = 4 \cdot \frac{\pi \cdot 0.85^2}{4} = 2,27 м^2$$

Определим входную скорость теплоносителя

$$W_{вх} = \frac{G}{\rho_{вх} \cdot F_п} = \frac{26638}{727,5 \cdot 2,27} = 16,14 \frac{м}{с}$$

Определим местное сопротивления входа в реактор из входного патрубка

$$\Delta p_{вх} = \zeta \cdot \frac{\rho_{вх} {W_{вх}}^2}{2} = 0,60 \cdot \frac{727,5 \cdot 16,14^2}{2} = 56,85 \text{ кПа}$$

2) Пространственный поворот на 180° в нижней части реактора:

Принимаем отношения радиуса кромок поворота к внутреннему диаметру

$$\frac{r}{D_0} = \frac{r_к}{D_{аз}} = 0,05$$

Определим радиус кромок поворота экрана

$$r_{к1} = D_{аз1} \cdot \frac{r}{D_0} = 4,87 \cdot 0,05 = 0,243 \text{ м}$$

$r_{к2} = 0,229$ м

$r_{к3} = 0,217$ м

Принимаем высоту напорного коллектора $Н_{к1}$ = 0,3 м

Определяем отношение напорного коллектора к внутреннему диаметру

$$\left(\frac{H_к}{D_{аз1}}\right) = \frac{0,3}{4,87} = 0,0616$$

$\left(\frac{H_к}{D_{аз2}}\right) = 0,0653$

$\left(\frac{H_к}{D_{аз3}}\right) = 0{,}0688$

Определяем относительную величину кольцевой щели

$$m_{к1} = \frac{4 \cdot F_{кз1}}{\pi \cdot D_{аз1}^2} = \frac{4 \cdot 4{,}76}{\pi \cdot 4{,}87^2} = 0{,}256$$

$m_{к2} = 0{,}256$

$m_{к3} = 0{,}256$

Определим значение коэффициента местного сопротивления $\zeta = f(\frac{r}{D_0}, m, \frac{H_к}{D_{аз}})$ из диаграммы 6-25, стр. 267, справочник по гидравлическим сопротивлениям[7].

Т. К. $m_к$ <0,75. Мы принимаем значение величины кольцевой щели равное $m_к$=0,75.

ζ_1=5,8; ζ_2=5,8; ζ_3=5,8.

Определим скорость теплоносителя по сечению активной зоны

$$W_{01} = \frac{G}{\rho_{вх} \cdot F_{аз1}} = \frac{26638}{727{,}5 \cdot 18{,}62} = 1{,}96 \frac{м}{с}$$

$W_{02} = 2{,}21$ м/с

$W_{03} = 2{,}45$ м/с

Определим местное сопротивление пространственного поворота на 180° в нижней части реактора

$$\Delta p_{пов1} = \zeta \cdot \frac{\rho_{вх} {W_{01}}^2}{2} = 5{,}8 \cdot \frac{727{,}5 \cdot 1{,}96^2}{2} = 8{,}1 \text{ кПа}$$

$\Delta p_{пов1} = 10{,}3$ кПа

$\Delta p_{пов1} = 12{,}7$ кПа

3) Вход через решетку, на которую опирается активная зона:

Принимаем толщину решетки равную l=100 мм

Определим относительную величину проходного сечения

$$\bar{f_1} = \frac{F_{H_2O1}^{\Sigma}}{F_{аз1}} = \frac{9{,}36}{18{,}62} = 0{,}502 \text{ м}^2$$

$\bar{f_2} = 0{,}502$ м^2

$\bar{f}_3 = 0{,}502$ м^2

Определим площадь живого сечения одного отверстия

$$f_{\text{отв1}} = \frac{F^{\Sigma}_{H_2O1}}{n_{\text{к1}}} = \frac{9{,}63}{364} = 0{,}0256 \text{ м}^2$$

$f_{\text{отв2}} = 0{,}0256$ м^2

$f_{\text{отв3}} = 0{,}0256$ м^2

Определим периметр отверстия решетки

$$P_1 = 2 \cdot \sqrt{\pi \cdot f_{\text{отв1}}} = 2 \cdot \sqrt{\pi \cdot 0{,}0256} = 0{,}567 \text{ м}$$

$P_2 = 0{,}567$ м

$P_3 = 0{,}567$ м

Определим гидравлический диаметр решетки

$$d_{\text{г1}} = \frac{4 \cdot f_{\text{отв1}}}{P_1} = \frac{4 \cdot 0{,}0256}{0{,}567} = 0{,}180 \text{ м}$$

$d_{\text{г2}} = 0{,}180$ м

$d_{\text{г3}} = 0{,}180$ м

Определим отношение толщины гидравлической решетки к гидравлическому диаметру

$$\frac{l}{d_{\text{г1}}} = \frac{0{,}1}{0{,}256} = 0{,}552$$

$\frac{l}{d_{\text{г2}}} = 0{,}552$

$\frac{l}{d_{\text{г3}}} = 0{,}552$

Определим значение коэффициента местного сопротивления $\zeta = f(\bar{f}, \frac{l}{d_{\text{г}}})$ из диаграммы 8-3, стр. 333, справочник по гидравлическим сопротивлениям [7].

$\zeta_1 = 3{,}32$; $\zeta_2 = 3{,}32$; $\zeta_3 = 3{,}32$.

Определим местное сопротивление на входе в активную зону через решетку

$$\Delta p_{\text{реш1}} = \zeta \cdot \frac{\rho_{\text{вх}} {W_{01}}^2}{2} = 3{,}32 \cdot \frac{727{,}5 \cdot 1{,}96^2}{2} = 4{,}66 \text{ кПа}$$

$\Delta p_{\text{реш1}} = 5{,}91$ кПа

$\Delta p_{\text{реш1}} = 7{,}29$ кПа

4) Сопротивление дистанционирующих решеток

Принимаем относительную величину проходного сечения: f=0.7

Определим значение коэффициента местного сопротивления $\zeta=f(\bar{f})$ на диаграмме 8-1 с.331, справочник по гидравлическим сопротивлениям [7].

$\zeta=0{,}97$

Принимаем шаг установки дистанционирующих решеток: $a_{\text{реш}}=250$ мм

Определим количество решеток

$$n_{\text{реш1}} = \frac{H_{\text{аз1}}}{a_{\text{реш}}} = \frac{4{,}63}{0{,}25} = 18$$

$n_{\text{реш2}} = 17$

$n_{\text{реш3}} = 16$

Определим местное сопротивление дистанционирующих решеток

$$\Delta p_{\text{реш1}} = n_{\text{реш1}} \cdot \zeta \cdot \frac{\rho_{\text{ср}} {W_{max}}^2}{2} = 18 \cdot 0.97 \cdot \frac{690{,}4.4^2}{2} = 96{,}4 \text{ кПа}$$

$\Delta p_{\text{реш2}} = 115{,}27$ кПа

$\Delta p_{\text{реш3}} = 133{,}94$ кПа

5) Выход из верхней решетки активной зоны

Определим проходное сечение блока защитных труб

$$\text{F}_{\text{бзт1}} = 0{,}7 \cdot \frac{\text{F}_{\text{аз1}}}{\text{n}_{\text{к1}}} = 0{,}7 \cdot \frac{18{,}62}{364} = 0{,}0357 \text{ м}^2$$

$F_{\text{бзт2}} = 0{,}0357$ м^2

$F_{\text{бзт3}} = 0{,}0357$ м^2

Определим отношение проходного сечения в кассете к проходному сечению защитных труб

$$\left(\frac{F_{H2O}^{\text{кас}}}{F_{\text{бзт1}}}\right) = \frac{25{,}678 \cdot 10^3}{0{,}0357 \cdot 10^6} = 0{,}71778$$

$\left(\frac{F_{H2O}^{\text{кас}}}{F_{\text{бзт2}}}\right) = 0{,}71776$

$\left(\frac{F_{H2O}^{\text{кас}}}{F_{\text{бзт3}}}\right) = 0{,}71776$

Определим значение коэффициента местного сопротивления из диаграммы 4-1, стр. 129, кривой 1, справочник по гидравлическим сопротивлениям [7].

ζ_1=0,09; ζ_2=0,09; ζ_3=0,09

Определим местное сопротивление выхода из верхней решетки активной зоны

$$\Delta p_{\text{вых реш1}} = \zeta_1 \cdot \frac{\rho_{\text{вых}} {W_{max}}^2}{2} = 0.09 \cdot \frac{653{,}39 \cdot 4^2}{2} = 0{,}47\text{кПа}$$

$\Delta p_{\text{вых реш2}} = 0{,}59$ кПа

$\Delta p_{\text{вых реш3}} = 0{,}73$ кПа

6) Поворот теплоносителя на 90°

Принимаем значение коэффициента местного сопротивления при повороте потока на 90° равен ζ=0,2.

Определим местное сопротивление при повороте потока на 90°

$$\Delta p_{\text{пов1}} = \zeta \cdot \frac{\rho_{\text{вых}} {W_{max}}^2}{2} = 0{,}2 \cdot \frac{653{,}39 \cdot 4^2}{2} = 1{,}04\text{кПа}$$

$\Delta p_{\text{пов2}} = 1{,}32$ кПа

$\Delta p_{\text{пов3}} = 1{,}63$ кПа

7) Выход теплоносителя из реактора

Отношение радиуса скругления к диаметру выходного патрубка принимаем так же, как и для входного патрубка:

$$\frac{r}{D_0} = 0{,}2$$

Тогда радиус скругления

$$r = 0{,}2 \cdot D_0 = 0{,}2 \cdot 0{,}85 = 0{,}17 \text{ м}$$

Отношение размера кольцевого зазора к внутреннему диаметру патрубка

$$\frac{h}{D_0} = \frac{0{,}2}{0{,}85} = 0{,}235$$

Принимаем значение коэффициента местного сопротивления ζ=f($\frac{h}{D_0}$, $\frac{r}{D_0}$) из диаграммы 3-5, стр. 104, справочник по гидравлическим сопротивлениям [7].

ζ_1=0,141; ζ_2=0,141; ζ_3=0,141.

Определим скорость теплоносителя в выходном патрубке

$$W_{\text{вых}} = \frac{G}{\rho_{\text{вых}} \cdot F_{\text{п}}} = \frac{26638}{653{,}3 \cdot 2{,}27} = 17{,}9\,\frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Определим местное сопротивление на выходе теплоносителя из реактора

$$\Delta p_{\text{вых}} = \zeta \cdot \frac{\rho_{\text{вых}} {W_{\text{вых}}}^2}{2} = 0{,}141 \cdot \frac{653{,}3 \cdot 17{,}9^2}{2} = 14{,}87 \text{ кПа}$$

8) Определим общее гидравлическое сопротивление реактора

$$\sum \Delta p_{\text{р1}} = \Delta p_{\text{вх}} + \Delta p_{\text{пов}} + \Delta p_{\text{вх реш1}} + \Delta p_{\text{реш1}} + \Delta p_{\text{вых реш1}} + \Delta p_{\text{пов1}} + \Delta p_{\text{вых}} = 182{,}5\text{кПа}$$

$$\sum \Delta p_{\text{тр2}} = 205{,}4 \text{ кПа}$$

$$\sum \Delta p_{\text{тр3}} = 228{,}09 \text{ кПа}$$

3.10.3. Потери на ускорение потока в активной зоне

$$\Delta p_{\text{уск1}} = (\rho W_{\text{мах1}})^2 \left(\frac{1}{\rho_{\text{вых}}} - \frac{1}{\rho_{\text{вх}}}\right) = (690{,}4 \cdot 8{,}63)^2 \left(\frac{1}{653{,}3} - \frac{1}{727{,}5}\right) = 5{,}52\text{кПа}$$

$$\Delta p_{\text{уск2}} = 6{,}9 \text{ кПа}$$

$$\Delta p_{\text{уск3}} = 8{,}4 \text{ кПа}$$

3.10.4. Нивелирный напор

$$\Delta p_{\text{нив1}} = \bar{\rho} g H_{\text{аз}} = 690{,}43 \cdot 9{,}8 \cdot 4{,}63 = 31{,}2 \text{ кПа}$$

$$\Delta p_{\text{нив2}} = 29{,}5 \text{ кПа}$$

$$\Delta p_{\text{нив3}} = 27{,}9\text{кПа}$$

3.10.5. Полное гидравлическое сопротивление системы

$$\sum \Delta p_{\text{г1}} = \sum \Delta p_{\text{тр1}} + \sum \Delta p_{\text{м1}} + \Delta p_{\text{уск1}} + \sum \Delta p_{\text{нив1}} = 255{,}54 \text{ кПа}$$

$$\sum \Delta p_{\text{г2}} = 284{,}41 \text{ кПа}$$

$$\sum \Delta p_{\text{г3}} = 314{,}35 \text{ кПа}$$

3.11. Выбор оптимального варианта

В таблице 3.21 представлены коэффициенты запаса по потерям давления и рассмотрим их зависимость от скорости теплоносителя.

Таблица 3.25

Потери давления и коэффициенты запаса для трех скоростей

№ варианта	W, м/с	$\Delta p_{\text{р}}$, МПа	$\Delta p_{\text{доп}}$, МПа	$n_{зап}$	$n_{зап}^{доп}$
1	4	0,255	0,38	4,84	1,5
2	4,5	0,284	0,38	4,33	1,5
3	5	0,314	0,38	3,92	1,5

Для всех значений скоростей значения температуры оболочки твэла и блока топлива, коэффициентов запаса до кризиса кипения, а также коэффициентов запаса по потерям давления, не превышают допустимых значений. В качестве оптимальной скорости течения теплоносителя выбираем W= 4 м/с. Потому что с этой скоростью расчитанные значения имееют наименьшее отклоние от серийных значений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе проектировалась установка мощностью 1500 МВт. В результате итерационного расчета энергоблока АЭС с реактором типа ВВЭР получены: (с КПД = 33,6 %). Основные параметры контура рабочего тела: давление и температура генерируемого пара в горизонтальном парогенераторе: 7,4 МПа и 289,62 ºС. Число регенеративных подогревателей: 4 подогревателя низкого давления и 2 подогревателя высокого давления, а также давление в отборах. Расход питательной воды составляет 2665,14 кг/с, расход теплоносителя – 26833,37 кг/с. Электрическая мощность энергоблока – 1696,00 МВт и КПД станции нетто – 33,66 %.

В результате расчетов был спроектирован реактор ВВЭР-1500 с диаметром активной зоны $D_{\text{А.З}} = 4{,}86$ м, высотой А.З $H_{\text{А.З}} = 4{,}62$ м, числом рабочих кассет в активной зоне $n_k = 364$ шт согласно выбранной оптимальной скорости $w = 4$ м/с. А также получено распределения температуры теплоносителя, наружной и внутренней температуры оболочки, наружной температуры горючего и температуры в центре горючего. Из полученных значений видно, что не будет происходить процесс поверхностного кипения и процесс пароциркониевой реакции. Суммарная потеря давления в реакторе по первому контуру составляет $\Delta P_{\text{р}} = 0{,}255$МПа, меньше допустимой потери.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ”Энергетическая ситуация в мире и в Турции - Общая оценка", Инженер и машина, том 54, выпуск 639, стр. 32-44.

2. Перспективы развития энергетикисайт.20.10.2020- URL: https://www.tskb.com.tr/i/assets/document/pdf/enerji-sektor-gorunumu-2020.pdf. – Текст: электронный.

3. Стуация Энергетики В Анкаре. 14.12.2020 - URL: https://www.emo.org.tr. - Текст: электронный.

4. Карта зоны землетрясения. 03.05.2017 - URL: https://www.e-sehir.com/turkiye-haritasi/ankara-deprem-fay-hatti-riskharitasi.html. – Текст: электронный.

5. Александров А.А., Григорьев Б.А. *Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара* – Москва – Издательство МЭИ, 1999г – 170с.

6. Чиркин В.С. *Теплофизические свойства материалов ядерной техники* – Москва – Атомиздат, 1968г – 484с.

7. Идельчик И.Е. *Справочник по гидравлическим сопротивлениям* – Москва – Машиностроение, 1975г – 560с.

8. Агафонова Н.Д., Парамонова И.Л., Парамонов А.П. – теплогидравлический расчет парогенераторов АЭС. – СПб – Издательство Политехн. ун-та, 2014г – 130с.

9. Калютик А.А., Конович М.Н., Митюков В.Н. – Теория ядерных реакто ров – СПб – Издательство Политехн. ун-та, 2017г – 70с.

10. Костюк А.Г., Фролов В.В. – Турбины тепловых и атомных станций – Москва – Издательство МЭИ, 2001г – 488с.