

СЕКЦИЯ 8

ЭКОНОМИЧНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Председатель – к.т.н., доц. А. Г. ИЛЬЧЕНКО

Секретарь – студ. М.А. ВОЛЬМАН

М.А. Вольман, студ.; рук. В.К. Семенов, д.т.н., проф.

(ИГЭУ, г. Иваново)

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РЕАКТОРА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

Реактор, находящийся в энергетических режимах, в отличие от холодного состояния характеризуется отрицательной обратной связью по температуре топлива и теплоносителя. Оба коэффициента реактивности отрицательны, так что обе связи стабилизируют реактор и позволяют в известных пределах работать ему в режиме саморегулирования [1].

Кинетика реактора с сосредоточенными параметрами с учетом шести групп запаздывающих нейтронов представляет собой задачу Коши на основе системы взаимосвязанных нелинейных дифференциальных уравнений [1]:

$$\frac{dN(t)}{dt} = \frac{\rho - \beta}{\tau} N(t) + \sum \lambda_i N_i(t), \quad (1)$$

$$\frac{dN_i(t)}{dt} = \frac{\beta_i}{\tau} N(t) - \sum \lambda_i N_i(t), \quad (2)$$

$$m_u C_u \frac{dT_u}{dt} = N_T - kF(T_u - T_B), \quad (3)$$

$$m_B C_B \frac{dT_B}{dt} = kF(T_u - T_B) - \gamma_B C_B G(T_{ВВХ} - T_{ВХ}), \quad (4)$$

$$\rho = \delta\rho(t) + \alpha_1(T_B - T_B(0)) + \alpha_2(T_u - T_u(0)). \quad (5)$$

Здесь $N(t)$ и ρ – число нейтронов реактора и его реактивность, β – суммарная доля запаздывающих нейтронов, τ – время жизни одного

поколения мгновенных нейтронов, λ_1, N_1 – постоянная распада и вклад в мощность ядер-предшественников соответствующей группы, порождающей запаздывающие нейтроны, m_u, m_v – масса топлива и теплоносителя, C_u, C_v – удельные теплоемкости топлива и теплоносителя при постоянном давлении, k – эффективный коэффициент теплопередачи от топлива к теплоносителю, F – эффективная поверхность теплообмена, γ_v, G – плотность теплоносителя на входе в зону и его расход, T_u, T_v – средние температуры топлива и теплоносителя, $T_{\text{вых}} - T_{\text{вх}} = \Delta T$ – подогрев теплоносителя в активной зоне, $\delta\rho(t)$ – возмущение реактора скачком реактивности, α_1 и α_2 – коэффициенты реактивности по температуре теплоносителя и топлива, обеспечивающие саморегулирование.

В эту систему входят уравнения для нейтронной мощности реактора, шесть уравнений для запаздывающих нейтронов и два уравнения теплопередачи: для топлива и для теплоносителя. В качестве начальных условий задаются мощность реактора, вклад всех групп запаздывающих нейтронов, температуры топлива и теплоносителя, начальный скачок реактивности.

Приведенная математическая модель уравнений содержит следующие допущения и ограничения. Во-первых, она записана для реактора с сосредоточенными параметрами («точный» реактор). Тем самым предполагается, что за время переходного или аварийного процесса пространственное распределение нейтронного поля реактора не успевает заметно измениться. Во-вторых, также считается, что за время протекания вышеназванных процессов не изменяются концентрация борной кислоты и отравление реактора ксеноном и самарием. Третье ограничение касается гипотезы замыкания приведенной системы уравнений. Дело в том, что реактор через систему трубопроводов связан с системами первого контура, а через парогенератор – с системами второго контура и, кроме того, он находится под управлением автоматики. Так как в настоящем исследовании нас интересует физика процессов, непосредственно протекающих в реакторе, то в качестве ограничения системы уравнений считаем температуру на входе в реактор постоянной, а автоматику отключенной.

Особенностью задачи является жесткость вышеназванной системы уравнений. Поэтому использованы алгоритмы интегрирования жестких дифференциальных уравнений [2].

Численные эксперименты на основе реализованной математической модели позволяют количественно исследовать ряд важных для

теории и практики нейтронно-физических процессов в ядерном реакторе ВВЭР-1000, а именно:

- исследования устойчивости реактора при малых случайных возмущениях реактивности;

- исследования динамики разгона реактора в аварийных режимах с любым наперед заданным законом роста реактивности реактора во времени;

- исследования динамики перехода реактора с одного уровня мощности на другой;

- исследования динамики глушения реактора при сбрасывании стержней аварийной защиты с учётом конечного времени падения стержней и соответствующим законам ввода реактивности.

Кроме того, подключение к данному блоку подпрограмм, определяющих изменение реактивности реактора вследствие изменения концентрации борной кислоты или отравления реактора ксеноном и самарием, позволит количественно исследовать кинетику реактора при многофакторном изменении его реактивности.

Приведём один из примеров по реализации данной программы. Он касается исследования устойчивости реактора при его возмущениях по реактивности. Обычно исследования устойчивости разгона реактора, как и исследование устойчивости гидродинамических и других процессов, осуществляется на основе развитой в теоретической физике теории возмущений. Применительно для реактора суть теории заключается в том, что, считая возмущения бесконечно малыми, проводят линеаризацию исходных нелинейных уравнений, пренебрегая бесконечно малыми второго порядка малости. Решения полученных таким способом линейных уравнений для возмущённого движения позволяют выявить характер процессов в реакторе в первые моменты времени после выхода из критического состояния. Недостатком такого подхода является ограниченность предсказания поведения реактора на более поздние моменты времени и невозможность рассмотрения больших возмущений, когда учётом нелинейных эффектов пренебречь нельзя.

Предлагаемая выше математическая модель позволяет проследить за динамикой процессов без вышеуказанных ограничений. На графиках (рис. 1) приведены кривые, показывающие характер развития процесса при положительном скачке реактивности $\delta\rho = 0,005$, когда реактор близок к состоянию мгновенной критичности. При разных параметрах топливной загрузки, заложенных в компьютерную модель, возврат реактора в стационарное состояние происходит либо по аperiодическому, либо по периодическому процессу.

Из сравнения кривых зависимости мощности реактора от времени при одинаковом возмущении по реактивности видно, что при аperiодическом процессе выброс нейтронной мощности реактора больше, чем при периодическом процессе. Во втором случае за счёт более сильной отрицательной обратной связи по температуре в ходе затухающего колебательного процесса реактор перейдёт на уровень мощности $1,05N_0$, тогда как при слабой отрицательной обратной связи он перейдёт на более высокий энергетический уровень $1,5N_0$.

Поскольку характеристики различных топливных загрузок реакторов могут весьма значительно отличаться друг от друга (особенно при переходе на новое топливо), то описанные выше особенности в динамике реакторов нужно учитывать в эксплуатации.

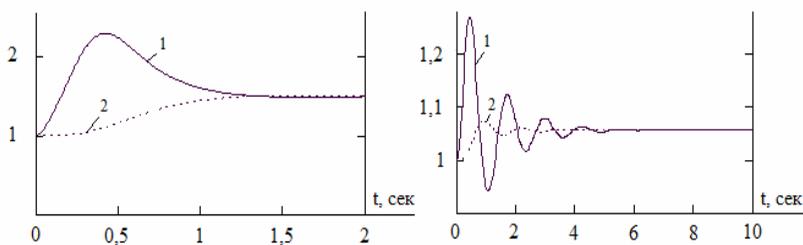


Рис. 1. Зависимость мощности от времени в аperiодическом процессе (слева) и в периодическом процессе (справа):

1 – нейтронная мощность, 2 – тепловая мощность.

Следует заметить, что проделанный численный эксперимент носит чисто познавательный характер и является единственным источником информации о динамике реактора в рассматриваемом гипотетическом аварийном режиме. Компьютерная модель реактора подобный эксперимент поставить не позволит, поскольку на модели, так же как и на действующих реакторных установках для исключения потери управления или ошибочных действий персонала предусмотрено действие автоматической защиты как по мощности, так и по периоду разгона реактора.

Библиографический список

1. Семенов В.К. Кинетика и регулирование ядерных реакторов. – Иваново, ИГЭУ, 2009.
2. Кирьянов Д.В. Mathcad 13 в подлиннике. – СПб.: БХВ – Петербург, 2005.

*К.Г. Плузян, С.Н. Макаров, студенты; В.К. Семенов, д.т.н., проф.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ РЕАКТИМЕТРА НА ФУНКЦИОНАЛЬНО-АНАЛИТИЧЕСКОМ ТРЕНАЖЕРЕ

Целью данной научно-исследовательской работы является отработка методики определения реактивности реактора ВВЭР-1000 при симулировании его работы на функционально-аналитическом тренажере.

Реактивность - характеристика ядерного реактора, измерение и регулирование которой является важной задачей проектирования и эксплуатации АЭС. Реактивностью называются относительное изменение числа нейтронов, рождённых в течение одного поколения. Если в одном поколении родились N_0 нейтронов, а в следующем - N_1 , то реактивность ρ есть относительное изменение количества нейтронов в этих двух поколениях.

$$\rho = \frac{N_1 - N_0}{N_1} = \frac{N_0 k_{эф} - N_0}{N_0 k_{эф}} = \frac{k_{эф} - 1}{k_{эф}}$$

Реактивность - мера удаления реактора от критичности или приближения к ней. Реактивность является одним из важнейших параметров, характеризующих состояние реактора. При $\rho=0$ реактор находится в критическом состоянии, при $\rho < 0$ - в подкритическом, при $\rho > 0$ - он надкритичен, а при $\rho \geq$ в реактор становится критичным по мгновенным нейтронам и уходит в неуправляемый разгон. Как мы видим, если не следить за уровнем реактивности, то реактор может прийти до состояния критичности по мгновенным нейтронам, что приведёт к катастрофическим результатам. Поэтому следить за уровнем реактивности - очень важная задача.

Периодом реактора T (установившимся) называется время, в течение которого мощность реактора изменяется в e раз

$$\frac{1}{T} = \frac{d}{dt} \ln N(t).$$

Период реактора связан с его реактивностью известной формулой Нордхейма:

$$\rho = \frac{\tau}{\tau + T} + \frac{T}{\tau + T} \sum \frac{\beta_i}{1 + \lambda_i T}$$

Реактивность реактора можно определить по измерённому периоду реактора на основании уравнения Нордхейма, однако это можно измерить напрямую.

Метод измерения реактивности базируется на модели кинетики реактора с сосредоточенными параметрами с учётом шести групп запаздывающих нейтронов:

$$\begin{aligned} \frac{dn(t)}{dt} &= \frac{\rho - \beta}{\tau} n(t) + \sum_{\text{я}} \lambda_i C_i(t), \\ \frac{dC_i(t)}{dt} &= \frac{\beta_i}{\tau} n(t) - \sum_{\text{я}} \lambda_i C_i(t) \end{aligned}$$

Из первого уравнения определим реактивность, измерённую в единицах в.

$$\frac{\rho(t)}{\beta} = \frac{\tau}{\beta n} \frac{dn}{dt} + 1 - \frac{\tau}{\beta n} \sum_{\text{я}} \lambda_i C_i$$

После определённых математических преобразований получаем зависимость реактивности от мощности:

$$\frac{\rho(t)}{\beta} = 1 + \frac{\tau}{\beta n} \frac{dn}{dt} - \frac{1}{n} \sum_{\text{я}} T_i,$$

где

$$T_i = \frac{\beta_i}{\beta} e^{-\lambda_i t} \left[n(0) + \lambda_i \int_0^t n(t') e^{\lambda_i t'} dt' \right]_{\text{я}}$$

Берём интеграл по частям и получаем основное уравнение для определения реактивности:

$$\rho = \frac{N_1 - N_0}{N_1} = \frac{N_0 k_{2\Phi} - N_0}{N_0 k_{2\Phi}} = \frac{k_{2\Phi} - 1}{k_{2\Phi}}_{\text{я}}$$

Таким образом, подавая на вход прибора сигнал от ионизационной камеры, на выходе можно получить значение реактивности реактора. Для наших целей будем пользоваться программой ФАТ.

Функционально-аналитический тренажер – это программная среда разработки и моделирования технических процессов и установок промышленного и исследовательского назначения. В данной среде реализована модель блока ВВЭР-1000 с основными узлами управления станцией. При полной мощности реактора производятся измерения мощности и реактивности в зависимости от положения групп поглощающих стержней. На ФАТ реализована программа «Реактиметр»,

данные которой необходимо обработать. В ходе выполнения работы необходимо расчётно-графическим путём обработать результаты измерений реактивности модели ЯР при 100% мощности блока. Сама программа основана на численно-рекуррентной формуле, реализованной в программной среде. Отрабатывается основная методика определения реактивности реактора ВВЭР-1000.

Реактивность характеризует равновесие и стабильность ядерного реактора, поэтому изучение методик и способов расчета и определения данной характеристики – это крайне важная прикладная задача экспериментальной физики ядерных реакторов.

Библиографический список.

1. Казанский Ю.А., Матусевич Е.С. Экспериментальные методы физики реакторов. М.: Энергоатомиздат. 1984.

*С.А. Пименов, студ.; рук. В.С. Шебнев, к.т.н., проф.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

**ВЕРИФИКАЦИЯ ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ
ВВЭР-1000 НА
ФУНКЦИОНАЛЬНО-АНАЛИТИЧЕСКОМ
ТРЕНАЖЕРЕ**

Должный уровень профессиональной подготовленности (квалификации) персонала АЭС – один из важнейших факторов обеспечения его безошибочной работы и достижения безопасной эксплуатации станции. На первый план выдвигается практическая подготовка студентов, что возможно сделать только с масштабным внедрением технических средств обучения. Наиболее эффективным путем снижения аварийности по вине человека – оператора является его тренажерная подготовка. В настоящее время существует множество тренажеров для подготовки специалистов АЭС. Одним из них является функционально-аналитический тренажер (ФАТ) разработанный при сотрудничестве русских и американских специалистов. ФАТ – техническое средство обучения (аналитический тренажёр) для подготовки персонала АЭС, поддерживающий REAL-TIME моделирование, основанное на объектно-ориентированной технологии. ФАТ соответствует системам и оборудованию энергоблока ВВЭР-1000 с ядерным реактором В-320, турбоагрегатом К-1000-60/3000. Он обеспечивает моделирование в реальном масштабе времени всех режимов эксплуатации АЭС (режи-

мы с условиями нормальной эксплуатации, переходные режимы, нарушение нормальной эксплуатации, проектные аварийные режимы и запроектные аварии до границ моделирования). По сравнению с любыми другими аналогами имеет ряд преимуществ. Система включает обширный набор моделирующих инструментов, современный графический интерфейс пользователя. Настройки графической станции позволяют: управлять учебными занятиями, контролировать и протоколировать их выполнение, контролировать моделируемый технологический процесс, выполнять соответствующие управляющие действия. ФАТ имеет графическое представление виртуальных панелей пунктов управления технологическими процессами и адаптирован под интерфейс оператора-технолога. Оператор может наблюдать изменение параметров визуально на реальных цифровых, стрелочных и самопишущих приборах.

Исследования переходных процессов проводились со 100% мощностью реактора и включали в себя отключение 1 гцн из 4-х работающих, отключение 1 гцн из 3-х работающих (противоположного отключенному), например сначала отключение ГЦН-1, а затем ГЦН-3; отключение 1 гцн из 3-х работающих (смежного отключенному)-отключение ГЦН-1, а затем ГЦН-2. Испытания по отключениям ГЦН были проведены на реальнодействующем 3 энергоблоке КАЭС и моей задачей было выполнение этих же испытаний на ФАТе и вскоре сравнение результатов эксперимента с эталонными значениями реального блока АЭС.

Цели испытаний по исследованию поведения РУ при отключении одного ГЦН из 4-х и одного из 3-х работающих:

- комплексной проверки совместной работы основного и вспомогательного оборудования блока при переходе его на новый уровень мощности;
- подтверждения надежного теплоотовода от активной зоны реактора при отключенных ГЦН;
- проверки работы устройств РОМ, АРМ, ЭЧСР, регуляторов давления в 1 контуре, уровня в КД, ПГ других регуляторов блока на соответствие проектным данным;
- получения экспериментальных данных для корректировки и настройки основных регуляторов блока;
- определения величин отклонений параметров 1 и 2 контура от исходных значений в переходном процессе;
- подтверждения работоспособности АСУ ТП в объеме, обеспечивающем проведение испытания.

В заключение можно отметить что: испытания проведены в полном объеме, запланированном программой; алгоритм работы оборудования, систем регулирования, защит соответствуют проектным; в испытаниях по отключению ГЦН были выполнены критерии успешности на уровне номинальной мощности реактора. Что же касается сравнения результатов ФАТа и реального блока – здесь имеют место незначительные отклонения, но самое главное заключается в том, что в момент проведения экспериментов не наблюдалось превышения технологических параметров выше допустимых для безопасной эксплуатации значений, как на тренажере, так и на работающем блоке АЭС.

*А.В. Власова, студ.; рук. А.Ю.Токов, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ДЕФЕКТОВ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС И АЭС И МЕТОДОВ ИХ ИДЕНТИФИКАЦИИ

Для обеспечения надежной эксплуатации оборудования ТЭС и АЭС предусмотрен регламентный эксплуатационный контроль. В докладе рассмотрены виды оборудования, методы контроля, применяемые для определения состояния сварных швов и основного металла при проведении инспекций оборудования.

Одним из главных направлений по поддержанию высокого уровня безопасности и надежности металла оборудования является контроль за его состоянием, своевременным выявлением и фиксацией дефектов, определением физико-механических свойств, структуры и характеристик.

В докладе рассмотрены дефекты теплофикационных турбин ПТ-60-130/13, ПТ-100/120-130-3, ПТ-80-130/13; приведена информация по количеству проверенных труб и выявленных дефектов на ПГВ-1000 I и II энергоблоков КЛНАЭС за период до 2001 года включительно.

Теплофикационные турбины.

Корпусные (литые) детали турбин(корпусы цилиндров, сопловые коробки, корпусы стопорных и регулирующих клапанов).

Наиболее часто встречаемые дефекты-трещины на наружной и внутренней поверхности на радиусных переходах. За период с 2000 по 2009 года зафиксировано 18 трещин различной длины и глубины на 4-х турбоагрегатах. Частота появления трещин возрастает с увеличением количества пусков(особенно из холодного состояния). Трещины фикс-

сируются при эксплуатационном контроле согласно НТД (25,50 тыс. часов). Трещины устраняются путем выборки и наплавки в соответствии с НТД до пуска турбины. Время устранения трещин может варьироваться от одной до нескольких смен. Критических размеров трещин, при которых дальнейшая эксплуатация оборудования невозможна, за весь период работы зафиксировано не было.

Роторы высокого, среднего и низкого давления.

Наиболее часто встречаемые дефекты:

- 1) коррозионный износ (коррозионные язвы) дисков, рабочих лопаток, бандажей;
- 2) эрозионный износ входных кромок рабочих лопаток последних ступеней;
- 3) механические забоины на входных кромках рабочих лопаток (образуются от попадания посторонних предметов).

Коррозионный износ фиксируется при эксплуатационном контроле в соответствии с НТД (25 тыс. часов). Устраняется с помощью абразивной зачистки до сборки турбины в течении планового срока ремонта.

Эрозионный износ фиксируется при эксплуатационном контроле (25 тыс. часов). Ремонт проводится путем опиловки и скругления входных кромок, до размеров не превышающих минимально допустимые в соответствии с НТД, или наплавкой входных кромок по утвержденной технологии специализированной организацией в течении планового срока ремонта до сборки турбины.

Механические забоины выявляются при эксплуатационном контроле (25 тыс. часов). Ремонт проводится путем опиловки и скругления в течении планового срока ремонта до сборки турбины.

*А.Г. Крестниковский, студ.; рук. А.Ю. Токов, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА РЕАКТОРОВ ВВЭР-1000

На всём протяжении развития атомной энергетики модернизация топливных циклов, как в России, так и за рубежом, проводилась по следующим основным направлениям: повышение требований безопасной и надёжной эксплуатации топлива и активной зоны, а также, повышение экономических показателей ЯТЦ. Экономические показатели в свою очередь можно разделить на следующие составляющие:

- повышение глубины выгорания топлива;

- увеличение длительности кампании топлива;
- повышение коэффициента использования установленной мощности;
- снижение себестоимости электроэнергии и расхода урана.

По эффективности использования ядерного топлива отечественные реакторы типа ВВЭР уступают зарубежным аналогам PWR. Поэтому, на сегодняшний день, одной из важнейших задач, стоящей перед отечественными производителями, является освоение и выпуск ТВС, которая бы по своим технико-экономическим показателям не уступала зарубежным аналогам.

Ядерное топливо легководных реакторов постоянно совершенствуется с внедрением новых технических решений, учетом новых эксплуатационных требований для обеспечения надежности и конкурентоспособности. По мере совершенствования ТВС становится все менее различимы. Однако это не относится к внутреннему содержанию проекта ТВС и активной зоны.

На сегодняшний день основной топливной продукцией для тысячников является кассеты ТВС-2М и ТВСА-PLUS. К ним следует добавить ТВСА-АЛЬФА и ТВСА-12. После 2012 года у россиян должны появиться кассеты четвертого поколения. Кроме этого, в семействе ТВСА появилась модель, унифицированная с ТВС-2М и имеющая 12 дистанционирующих решёток.

В настоящее время разработан технический проект ТВС-2006 в соответствии с требованиями ТЗ (этап №1). Новые кассеты будут работать при более высоких температурах и паросодержании.

Развитие, которое предполагается для ТВС-2006, таково. На этапе №2 ТЗ, который продлится с 2011 по 2012 годы, должна быть разработана кассета для 24-месячного топливного цикла и выгорания до 70 МВтЧсут/кг

В ближайшей перспективе для ВВЭР-1000 предполагается уменьшение толщины оболочек твэлов до 0,57 мм и снижение содержания гафния в цирконии. Будут использоваться таблетки большего диаметра и без центрального отверстия, будет увеличена высота топливного столба.

У тысячников в обозримом будущем может появиться аксиальное профилирование обогащения, ранее бывшее характерным только для продукции "Вестингауза". Будут обеспечены возможности суточного маневрирования мощностью и длительные топливные циклы.

Топливный цикл с кампанией 1,5 года на базе ТВС – 2М по характеристикам топливоиспользования значительно лучше топливных циклов со штатными ТВС. Кроме того, этот топливный цикл имеет

значение КИУМ равное 90,2%, что существенно увеличивает количество выработанной блоком энергии.

В результате проделанной работы можно сделать вывод, что применение ТВС – 2М, а так же гадолиниевого поглотителя является наиболее целесообразным, как с точки зрения повышения надёжности и безопасности активной зоны, так и с точки зрения улучшения экономических показателей ядерного топливного цикла.

П.С. Шеберстов, инж., Б.М. Харитонов, студ.;
рук. А.Г. Ильченко, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)

КОМБИНИРОВАННЫЙ ЦИКЛ АЭС С ВТГР

В настоящее время в связи с необходимостью укрепления позиций ядерной энергетики, повышения производства электроэнергии и увеличения ее доли, вырабатываемой на АЭС, возникает необходимость разработки проектов энергоблоков атомных станций с реакторами нового поколения, обеспечивающими качественный шаг вперед.

Одним из основных направлений инновационных ядерных технологий на сегодняшний день является развитие АЭС с высокотемпературными газоохлаждаемыми реакторами (ВТГР) с гелиевым теплоносителем.

Атомные станции с ВТГР позволяют обеспечить:

- экономичное производство электроэнергии с высоким КПД (до 48%) и минимальным тепловым и радиационным воздействием на окружающую среду;
- возможность получения высокопотенциального тепла, используемого в энергоемких технологических процессах, а также для производства водорода;
- гибкий топливный цикл с возможностью использования различных видов без изменения конструкции активной зоны;

Большие возможности для повышения тепловой экономичности АЭС с ВТГР дает использование комбинированного бинарного цикла. В верхней части цикла используется газотурбинный цикл, а в нижней – паротурбинный.

В работе проводился анализ тепловой экономичности энергоблока такой комбинированной АЭС, включающей в себя высокотемпературный газоохлаждаемый реактор с гелиевым теплоносителем, гелиевую турбину, компрессор, прямоточный парогенератор (ПГ) и паротурбинную установку. Схема парогазовой установки двухконтурная, с закры-

тым газовым циклом и полным использованием тепла газа в паровом цикле. В паровом контуре используется модернизированная паротурбинная установка (ПТУ) К-210-130. В отличие от стандартной ПТУ, ее система регенерации высокого и низкого давлений заменена на газо-водяные теплообменники. Вследствие этого у турбины сохраняется только один отбор на деаэрактор, а сама она работает с увеличенными расходами пара через проточную часть. Гелий с давлением 5 МПа нагревается в реакторе до температуры 1000 °С и поступает в газовую турбину, где расширяется до 2 МПа. Далее он поступает в прямоточный парогенератор, где отдаёт тепло рабочему телу паротурбинного контура. Парогенератор состоит из трёх отдельных модулей: испарителя, основного и промежуточного пароперегревателей. Поток газа после газовой турбины разделяется на два потока, проходит основной и промежуточный пароперегреватели, а затем потоки смешиваются перед модулем испарителя. После парогенератора гелий с температурой 325 °С последовательно проходит газо-водяные теплообменники высокого (ГВТВД) и низкого (ГВТНД) давлений, где охлаждается до 213°С. После компрессора гелий с температурой около 524 °С поступает в реактор. Привод компрессора осуществляется с помощью специальной приводной турбиной. Так организуется замкнутый газовый цикл. Нагретая до 275 °С питательная вода поступает парогенератор, в котором генерируется перегретый пар с давлением 13 МПа и температурой 540°С. Принципиальная схема комбинированного цикла представлена на рис.1.

Были проведены расчеты тепловой экономичности энергоблока как для вышеописанной тепловой схемы ПТУ, так и для типовой схемы со штатной системой регенеративного подогрева. При расчетах расход гелия через реактор и температура на выходе из него принимались постоянными и равными 168 кг/с и 1000 °С соответственно. Поэтому разные варианты энергоустановки комбинированного цикла отличались тепловой мощностью реактора.

Результаты расчетов показали, что наиболее высокую тепловую экономичность имеет вариант с полным замещением регенеративного подогрева турбоустановки на ГВП. При тепловой мощности реактора 667 МВт суммарная электрическая энергоблока достигает 293,5 МВт, а КПД по выработке электроэнергии соответственно равен 44 %.

Анализ показал, что дополнительное охлаждение гелия перед компрессором с отводом теплоты в окружающую среду приводит к снижению тепловой экономичности. Целесообразно поэтому вводить дополнительное охлаждение гелия при условии полезного использования отводимой от гелия теплоты. Также целесообразным может быть

Платформа Моделирования ЗКЕУМАСТЕР™ (ЗКЕУМАСТЕР™ Simulation Platform) - многоцелевая среда для разработки, отладки, исполнения (запуска на счет), тестирования, интеграции и конечной эксплуатации моделей, выполненная в виде единого и удобного для пользователя программного пакета, доступ к которому осуществляется через Графическую станцию разработчика (ГСР). С помощью ЗКЕУМАСТЕР™ можно разрабатывать новые модели, портировать коды или системы сторонних производителей, организовать интерфейс модели с вводами/выводами, создавать новые специализированные инструменты моделирования, а также вести моделирование в реальном или ином масштабе времени.

Инструменты моделирования ЗКЕУМАСТЕР™ (ЗКЕУМАСТЕР™ Modeling Tools) - представляют собой набор объектно-ориентированных графических инструментов моделирования, со встроенными алгоритмами численных решений. Этот инструментарий обеспечивает всестороннее моделирование с высокой степенью надежности и достоверности.

Инструмент Моделирования Гидравлических Систем (Flow Network Modeling Tool) используется для моделирования потоков многофазной и газовой среды, процессов сгорания, тепло-передачи, массопередачи компонентов смеси в трубопроводах, замкнутых объемах и в соответствующих элементах оборудования (например, в турбинах), с учетом утечек и разрывов.

Система ЗКеуMaster способствует получению таких навыков, как

- умение составлять тепловые схемы и математические модели процессов и аппаратов преобразования ядерной энергии топлива в тепловую и электрическую энергию;
- проведение физических экспериментов на этапах физического и энергетического пуска энергоблока с целью определения нейтронно-физических параметров реакторной установки и АС в целом;
- умение использовать математические модели и программные комплексы для численного анализа всей совокупности процессов в ядерно-энергетическом и тепломеханическом оборудовании АС;
- умение выполнять теплогидравлические, нейтронно-физические и прочностные расчеты узлов и элементов проектируемого оборудования с использованием современных средств.

В результате использования данной программы была спроектирована работа системы промконтура ТФ, достигнута ее устойчивость. Основные элементы системы (теплообменники, насосы, арматура и трубопроводы) выполняют соответствующие им функции.

Но окончательное оформление данного проекта еще не завершено. По мере изучения возможностей программы модель системы дополняется (в частности удобным интерфейсом, возможностью управления и переключения режимов).

Использование системы виртуального моделирования позволяет обучаемым получать углубленные знания в области проектирования и понимания работы оборудования и систем АЭС.

*Д.Е. Кирсанов, студ.; рук. С.Г. Андрианов, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ СЛИВА СЕПАРАТА СПП В ТЕПЛОВОЙ СХЕМЕ БЛОКОВ КАЛИНИНСКОЙ АЭС

Существующая схема предполагает слив сепарата из СПП – 1ч4 через сепаратосборники №№1ч4 без сохранения уровня напрямую в ПНД-4. Изначально по проекту слив сепарата должен быть организован насосами слива сепарата (СС) через регулятор в линию основного конденсата после ПНД-4 в деаэрактор. Из-за сложности регулирования расхода в четырёх сепаратосборниках одним регулятором уровня на напоре насосов схема не нашла применение.

Преимущество существующей схемы заключается в простоте её эксплуатации, т.к. она работает без элементов, снижающих её надежность (насосы, регуляторы).

Недостатки существующей схемы:

- непроектный режим работы ПНД-3,4 из-за дополнительного сброса высокопотенциального потока сепарата СПП, что снижает надежность их элементов (разрушение внутрикорпусных устройств);
- неэффективное использование тепла сепарата СПП;
- невозможность вывода в ремонт ПНД-4 без останова блока;
- вытеснение 4-го (ПНД-4) и 5-го (ПНД-3) отборов пара высокопотенциальным потоком слива сепарата и конденсата ПВД-5;
- работа 2-х сливных насосов ПНД-3 из 3-х в связи с большим суммарным расходом сепарата и конденсата ПНД-4, ПВД-5.

Модернизация сепарато-сборников заключается в установке общего сепаратосборника для восстановления работоспособности схемы слива сепарата насосами СС в линию основного конденсата за ПНД-4 в Д-7 с сохранением работоспособности существующей схемы слива сепарата в ПНД-4 (рис. 1).

Преимущества модернизированной проектной схемы:

- повышение надежности работы ПНД-3,4 и энергоблока в целом;
- возможность вывода в ремонт ПНД-4 без останова блока;
- снижение затрат на ремонт ПНД-3,4;
- эффективное использование тепла сепарата СПП;
- эффективная работа 4 и 5 отборов пара турбины.

В перспективе возможно исключение ПВД-5 из тепловой схемы.

Для повышения надежности и мобильности модернизированной схемы, необходимо установить регулировочную арматуру за насосами слива сепарата. При снижении уровня в конденсатосборнике или снижения давления на напоре насоса, будет производиться переключение схемы сброса сепарата напрямую в ПНД-4.

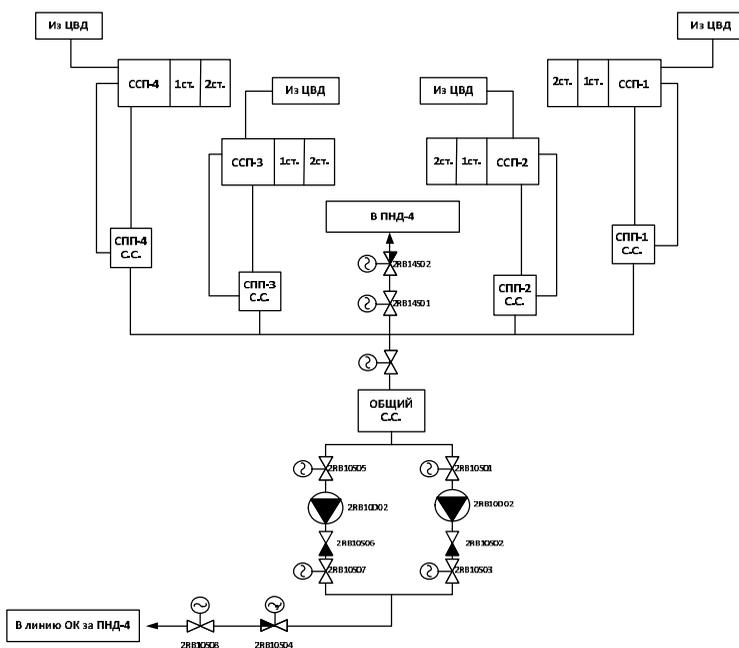


Рис.1. Модернизированная схема с общим сепаратосборником

*С.С. Бородин, ст. преп.; А.В. Варенцов, А.Н. Пронин, магистранты;
рук. А.Е. Хробостов, к.т.н., доц.
(НГТУ им. Р. Е. Алексеева, г. Нижний Новгород)*

**РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ ЛОКАЛЬНОЙ
ГИДРОДИНАМИКИ И МАССООБМЕНА ПОТОКА
ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ТВС-КВАДРАТ ДЛЯ
ОБОСНОВАНИЯ ТЕПЛОТЕНИЧЕСКОЙ
НАДЕЖНОСТИ АКТИВНЫХ ЗОН РЕАКТОРОВ
ТИПА PWR**

Российская корпорация «ТВЭЛ» выходит на западный рынок ядерного топлива. В ОАО «ОКБМ Африкантов» проводятся разработки тепловыделяющих сборок для реакторов типа PWR (Pressure Water Reactor) ТВС-КВАДРАТ, конкурентоспособных с зарубежными аналогами по надежности, безопасности, экономичности и технологичности [1].

В тепловыделяющих сборках реакторов PWR различных модификаций используются перемешивающие дистанционирующие решетки (ПДР). Их применение оказывает существенное влияние на процессы теплообмена в активной зоне реактора. Благодаря закручиванию потока теплоносителя дефлекторами происходит выравнивание температур (энтальпий) по сечению сборок, повышение запасов до кризиса теплоотдачи, улучшение ситуации в наиболее энергонапряженных ячейках ТВС. Однако их наличие приводит к повышению гидравлического сопротивления самой ТВС, что является негативным фактором. Отдельного внимания с точки зрения гидродинамики и массообмена заслуживают затесненные зоны кассеты, прилежащие к направляющим каналам.

Таким образом, особенности конструкций ТВС-КВАДРАТ требуют детального изучения и анализа локальной гидродинамики и массообмена потока теплоносителя.

Для решения этой задачи на базе лаборатории «Реакторная гидродинамика» Института ядерной энергетики и технической физики НГТУ им. Р. Е. Алексеева был проведен ряд экспериментов, направленных на изучение данной проблемы. В качестве исследуемой модели использовался фрагмент ТВС-КВАДРАТ реактора типа PWR, выполненный в полном геометрическом подобии. Исследования проводились методом инъекции пропанового трассера на высоконапорном аэродинамическом стенде, схема которого представлена на рис. 1.

– показано, что эффективное перемешивание трассера в поперечном сечении заканчивается на расстоянии $l/d \approx 16 \div 17$ после ПДР.

На рисунках 2 и 3 представлены графики изменения концентрации трассера по длине экспериментальной модели для характерных зон поперечного сечения за ПДР.

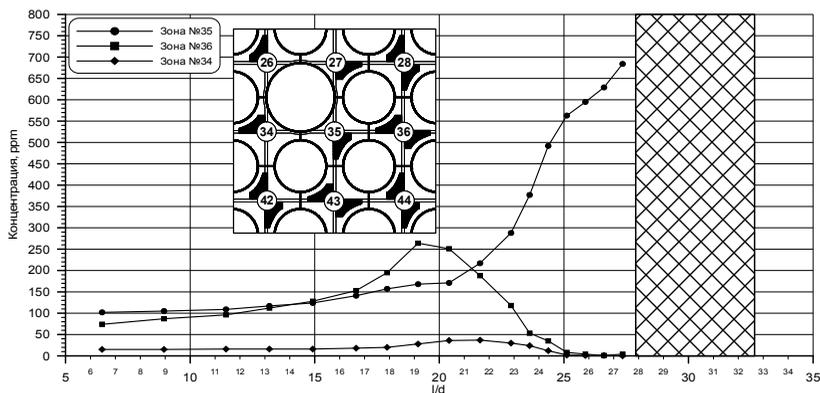
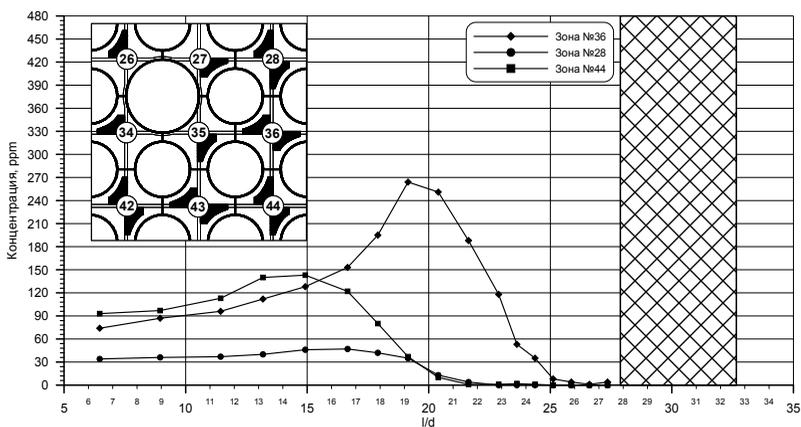


Рис. 2. Распределение концентрации трассера по длине экспериментальной модели для зон №35, №36 и №34 (среднерасходная скорость $\bar{w} = 40,12$ м/с, $Re = 107200$)



Ри. 3. Распределение концентрации трассера по длине экспериментальной модели для зон №36, №28 и №44(среднерасходная скорость $\bar{w}=40,12$ м/с, $Re=107200$)

Показано, что значение расхода теплоносителя в ячейках, прилежащих к НК, зависит от постановки и расположения дефлекторов ПДР. Различие проходных сечений ячеек, прилежащих к направляющему каналу, и стандартных ячеек ТВС-КВАДРАТ приводит к вытеснению части расхода из области НК в среднем на 15-20% (рис. 4).

Полученные результаты используются при обосновании теплотехнической надежности и работоспособности активных зон реакторов PWR с отечественными ТВС-КВАДРАТ.

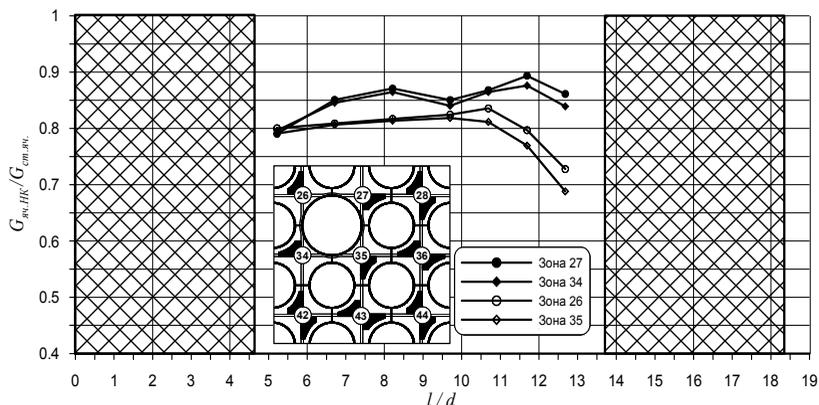


Рис.4. Отношение распределения расхода теплоносителя через ячейки прилежащие к НК к стандартным ячейкам

Библиографический список

1. **Экспериментальные** исследования локального массообмена теплоносителя в ТВС-КВАДРАТ реакторов типа PWR./ С.С. Бородин, С.М. Дмитриев, М.А. Легчанов, А.В. Львов, Д.Н. Солнцев, В.Д. Сорокин, А.Е. Хробостов// Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева №3, Нижний Новгород, 2010г.

Д.В. Доронков, Е.С. Кондратьева, магистранты; Д.Н. Солнцев, асп.;

*рук. А.Е. Хробостов, к.т.н., доц.
(НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород)*

РАСЧЁТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И МАССООБМЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ТВС РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ КЛТ-40С

В настоящее время в России ведётся строительство первой плавучей атомной электростанции (ПАТЭС) с целью обеспечения электро- и теплоснабжения региональных потребителей в удалённых районах страны, где энергоснабжение посредством собственных ресурсов затруднено. Помимо этого считается целесообразным использовать транспортабельные АЭС и для десалинации морской воды в регионах с дефицитом пресной воды.

Энергоисточником вышеупомянутой ПАТЭС является реакторная установка КЛТ-40С. Требования к ядерным энергетическим установкам обуславливают необходимость обеспечения КЛТ-40С эксплуатационной надёжности и безопасности, а также высоких показателей эффективности работы.

Активная зона данной РУ является кассетной и состоит из шести-гранных ТВС. Разработанная в ОАО «ОКБМ Африкантов» ТВС для активных зон реактора КЛТ-40С должна соответствовать международным стандартам и требованиям. В связи с этим возникает необходимость обоснования её теплотехнической надёжности и поисков путей её повышения. Для этих целей требуется детально изучить локальную гидродинамику и межъячеечный массообмен потока теплоносителя в ТВС реактора КЛТ-40С.

Сложность математического описания трёхмерного течения потока теплоносителя в пучке твэлов не позволяет решить эту задачу путём численного моделирования, поэтому основным методом изучения гидродинамики и массообмена в ТВС является экспериментальное исследование масштабных и полноразмерных моделей кассет и фрагментов активных зон на стендах [1].

Исследования проводились в научно-исследовательской лаборатории «Реакторной гидродинамики» на аэродинамическом стенде, в состав которого входит высоконапорная газодувка, измерительный комплекс, регулирующая аппаратура и экспериментальная модель. На рис. 1 представлен общий вид экспериментальной модели.

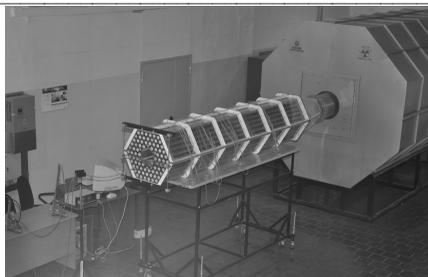


Рис. 1. Общий вид экспериментальной модели

В качестве метода исследования локальной гидродинамики и межъячеечного массообмена потока теплоносителя в модели ТВС применялся метод инъекции пропанового трассера, суть которого заключается в регистрации поперечного потока массы газа. На основе комплексного анализа экспериментальных данных по исследованию гидродинамики и межъячеечного массообмена теплоносителя в КЛТ-40С сделаны следующие выводы:

1. Посредством механизма турбулентного переноса часть поперечного потока теплоносителя из каждой ячейки переходит в соседнюю ячейку, смешиваясь при этом с основным осевым потоком (рис. 2, 3).

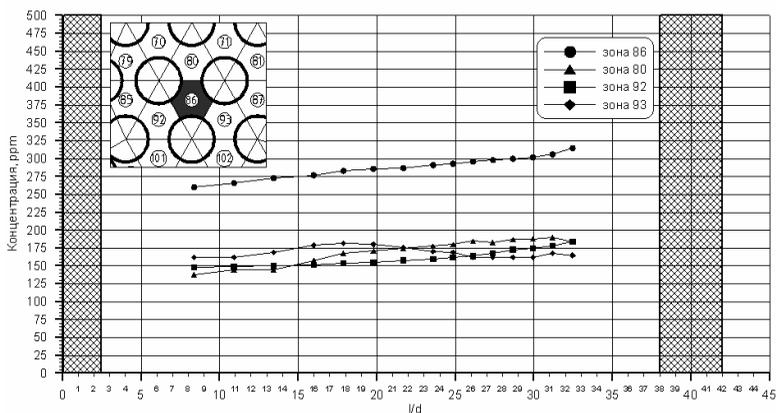


Рис. 2. Распределение концентрации трассера по длине экспериментальной модели (среднерасходная скорость $\bar{w} = 33,66$ м/с, $Re = 88205$).

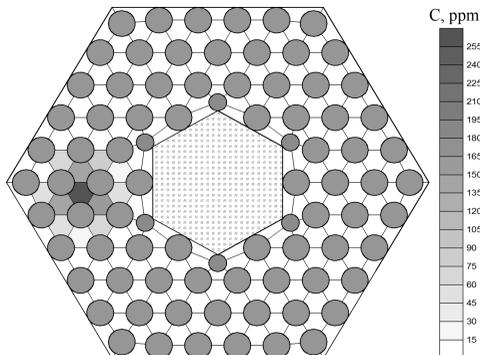


Рис. 3. Распределение концентрации трассера в выходном сечении экспериментальной модели ТВС реактора КЛТ-40С (среднерасходная скорость $\bar{\omega} = 33,66$ м/с, $Re = 88205$).

2. Применение ДР, состоящих из пластин, не приводит к интенсивному перемешиванию потока теплоносителя. Это обусловлено меньшей перемешивающей способностью пластинчатой ДР, а также тем, что ТВС реактора КЛТ-40С имеет раздвинутый пучок твэлов. С другой стороны, такая пластинчатая решётка имеет невысокое гидравлическое сопротивление.

Результаты исследования локальных гидродинамических и массообменных характеристик потока теплоносителя в тепловыделяющих сборках ядерных реакторов КЛТ-40С приняты для практического использования в ОАО «ОКБМ Африкантов» при обосновании теплотехнической надёжности активных зон.

Работа выполнена при поддержке Совета по Грантам Президента РФ, грант №МК 3172.2011.8.

Библиографический список

1. **Исследования** массообменных характеристик и эффективности перемешивающих решеток ТВСА-АЛЬФА реакторов ВВЭР/С.С. Бородин, С.М. Дмитриев, М.А. Легчанов, О.Ю. Новикова, Д.Н. Солнцев, А.Е. Хробостов.// Труды пятой Российской национальной конференции по теплообмену в восьми томах, г. Москва, 2010г., Т. 1. С. 177-180.

И.А. Замыслова, Д.В. Зяблицев, магистранты; А.Е. Хробостов, к.т.н., доц.; рук. С.М. Дмитриев, д.т.н., проф. (НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород)

ИССЛЕДОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И МАССООБМЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОТОКА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПРИ ПОСТАНОВКЕ ПЕРЕМЕШИВАЮЩЕЙ РЕШЕТКИ ТИПА «ПОРЯДНАЯ ПРОГОНКА» В МОДЕЛИ ФРАГМЕНТА АКТИВНОЙ ЗОНЫ РЕАКТОРА ВБЭР-300 С ТВСА

Рынок региональных энергоблоков весьма значителен: только в России в настоящее время эксплуатируется около 470 блоков мощностью, в основном, на уровне 200 - 250 МВт на органическом топливе, главным образом, на природном газе. Более половины этих блоков уже выработали свой ресурс и требуют замены. Развитие региональной энергетики на базе атомных энергоисточников подразумевает постепенное замещение выработавших ресурс городских газо-мазутных и угольных теплоэлектростанций и котельных на атомные теплоэлектроцентрали (АТЭЦ) и станции теплоснабжения (АСТ) средней и малой мощности.

Для этой цели создан проект реакторной установки ВБЭР-300, в которой используются бескожуховые ТВСА каркасной конструкции. Они являются аналогами ТВСА, разработанных в ОАО «ОКБМ Африкантов» для реакторов ВВЭР-1000, в которых сконцентрированы все инновационные решения по повышенной надежности активной зоны и эффективности использования топлива.

С одной стороны, особенности конструкций такой ТВСА требуют детального изучения и анализа локальной гидродинамики и массообмена потока теплоносителя в активной зоне реактора ВБЭР-300. С другой, оптимальная конструкция ТВСА требует поиска вариантов, обеспечивающих наиболее благоприятное сочетание таких параметров, как интенсивность перемешивания, гидравлические потери и запасы до кризиса теплоотдачи в активной зоне реактора [1].

Вышеназванные критерии во многом зависят от конструкции перемешивающих устройств, применяемых в ТВС, таких как перемешивающие решетки, ленточные завихрители, спиральные навивки и др. В настоящее время ведутся работы по усовершенствованию конструкции перемешивающих решеток (ПР) и оптимизации шага их расположения по высоте тепловыделяющей сборки. Таким образом, для обоснования теплотехнической надежности активных зон реакторных установок при постановке ТВСА с перемешивающими решетками необходимо определить влияние конструкции данных решеток на гидродинамику и массообмен потока теплоносителя.

Учитывая сложность математического описания трехмерного течения жидкости в пучке твэлов, основным методом изучения гидродинамики и массообмена сборок является экспериментальное исследование масштабных моделей кассет и активных зон на экспериментальном стенде.

Экспериментальный стенд представляет собой аэродинамический разомкнутый контур, через который прокачивается воздух, имитирующий поведение потока теплоносителя в реакторе ВБЭР-300 с ТВСА. Экспериментальная модель (рис.1), представляющая собой фрагмент активной зоны реактора ВБЭР-300, выполнена в полном геометрическом подобии и включает в себя сегменты трех ТВСА, пояса дистанционирующих и перемешивающих решеток.



Рис.1. Общий вид экспериментальной модели

Для исследования локальной гидродинамики и массообмена потока в экспериментальной модели применялся метод диффузии примесей (метод трассера). Метод трассера основан на регистрации поперечного потока массы по некоторой переносимой субстанции и относится к категории методов определения коэффициентов перемешивания [3].

Для измерения концентрации углеводородов C_nH_m в газозо-воздушной смеси использовался газоанализатор, принцип которого основан на измерении величины поглощения инфракрасного излучения.

По полученным результатам были построены графики распространения концентрации трассера по длине ЭМ, позволяющее количественно оценить эффективность перемешивания потока.

Комплексный анализ результатов исследований локальной гидродинамики и массообмена потока теплоносителя в модели ТВСА реактора ВБЭР-300 представлен в докладе. Полученные результаты могут быть использованы в качестве базы экспериментальных данных для верификации CFD-кодов и программ детального поясечного расчета активных зон водо-водяных ядерных реакторов, с целью уменьшения консерватизма при обосновании теплотехнической надежности активных зон.

Библиографический список

1. Экспериментальные исследования эффективности перемешивания потока теплоносителя в ТВС реактора ВВЭР при постановке системы перемешивающих решеток / А.С. Бальбердин, А.В.Варенцов, А.А. Добров, Д.В. Доронков, А.В. Львов, Д.Н. Солнцев, В.Д. Сорокин // Будущее технической науки: сборник материалов X Междунар. молодеж. научно-техн. конф.; НГТУ им. Р.Е. Алексеева, стр. 253, Нижний Новгород, 2011г.

2. Исследования массообменных характеристик и эффективности перемешивающих решеток ТВСА-АЛЬФА реакторов ВВЭР/ С.С. Бородин, С.М. Дмитриев, М.А. Легчанов, О.Ю. Новикова, Д.Н. Солнцев, А.Е. Хробостов // Труды пятой Российской национальной конференции по теплообмену в восьми томах, г. Москва, 2010г., Т. 1. С. 177-180.

3. Особенности гидродинамики и массообмена теплоносителя в ТВСА-АЛЬФА реактора ВВЭР. / А.С. Бальбердин, С.С. Бородин, С.М. Дмитриев, М.А. Легчанов, А.В. Львов, О.Ю. Новикова, Д.Н. Солнцев, В.Д. Сорокин, А.Е. Хробостов // Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика, №1-2010г., С. 42-48.

*И.Т. Кутлубаев, студ.; рук. Ю.А. Аверьянова к.т.н., доц.
(КГЭУ, г. Казань)*

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ В АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Во второй половине 40-х гг., ещё до окончания работ по созданию первой советской атомной бомбы, советские учёные приступили к разработке первых проектов мирного использования атомной энергии, генеральным направлением которого сразу стала электроэнергетика.

В 1948 г. по предложению И. В. Курчатова и в соответствии с заданием партии и правительства начались первые работы по практическому применению энергии атома для получения электроэнергии.

В мае 1950 года в СССР близ посёлка Обнинское Калужской области начались работы по строительству первой в мире АЭС, мощностью 5 МВт, которая была запущена 27 июня 1954 года.

В настоящее время в 30 странах мира работают 212 атомных электростанций с 433 энергоблоками общей установленной электрической мощностью 366 590 МВт. 65 энергоблоков находятся на стадии сооружения. 138 энергоблоков закрыты, ещё 5 не работают, однако решение об их окончательном закрытии пока не принято.

В настоящее время в России на 10 действующих АЭС эксплуатируется 32 энергоблока общей мощностью 24 242 МВт, из них 16 реакторов с водой под давлением — 10 ВВЭР-1000, 6 ВВЭР-440; 15 канальных кипящих реакторов — 11 РБМК-1000 и 4 ЭПБ-6; 1 реактор на быстрых нейтронах — БН-600.

Среди крупных российских АЭС — Балаковская АЭС, Калининская АЭС (самая близкая к Москве), Курская АЭС, Ленинградская АЭС, Нововоронежская АЭС и Смоленская АЭС.

Огромными преимуществами АЭС является практическая независимость от источников топлива из-за небольшого объема используемого топлива и её относительная экологическая чистота.

Главный недостаток АЭС — тяжелые последствия аварий, для исключения которых АЭС оборудуются сложнейшими системами безопасности с многократными запасами и резервированием, обеспечивающими исключение расплавления активной зоны даже в случае максимальной проектной аварии (местный полный поперечный разрыв трубопровода циркуляционного контура реактора).

Взрывы на японской АЭС вызвали во всем мире дискуссии о том, насколько безопасна атомная энергетика.

Причина антиядерных дискуссий в мире сводится в основном к статусу Японии как самой продвинутой, технологически совершенной и оттого безопасной страны. Если там не могут обуздать атом, пусть и в критической ситуации, то что говорить о других странах. Германия откладывает программу продления срока эксплуатации своих атомных электростанций. Швейцария приостанавливает строительство новых АЭС. США не намерены менять свои планы в области ядерной энергетики, но, по словам американского президента, необходимо «улучшить систему безопасности и работу самих станций».

Россия также не планирует останавливать развитие атомной энергетики, и хотя АЭС России не находятся в сейсмически активных областях, но нужно учитывать все факторы и заблаговременно предотвращать аварии и катастрофы не только на объектах атомной энергетики, но и всего топливного энергетического комплекса в целом, и первый шаг к выходу на новый уровень безопасности уже сделан.

Атомные электростанции – необходимый элемент энергобезопасности или, напротив, источник постоянной угрозы? События в Японии вновь дали толчок международным дебатам. Особенностью проблемы надежности является ее связь со всеми этапами «жизненного цикла» объекта, поэтому сбор информации об отказах оборудования и других систем должен осуществляться постоянно. Эти результаты должны

использоваться при анализах безопасности на этапах декларирования безопасности при эксплуатации объекта.

Американская неправительственная организация "Инициатива по сокращению ядерной угрозы" (Nuclear Threat Initiative) совместно с компанией Economist Intelligence Unit опубликовала первый рейтинг стран с точки зрения ядерной безопасности.

Рейтинг учитывает, как хранятся ядерные материалы в 176 странах мира. Он поделен на две части: страны, обладающие более чем одним килограммом таких материалов (всего 32), и страны, в которых их меньше одного килограмма или вообще нет (всего 144).

Россия, в которой хранится более 500 тонн ядерных материалов, заняла 24 место. В тройку самых безопасных стран вошли Австралия, Венгрия и Чехия. Германия, Великобритания и Канада разделили 10 место, а США и Бельгия - 13-е. На последнем месте в рейтинге 32 стран оказалась Северная Корея.

Один из основателей "Инициативы по сокращению ядерной угрозы" Сэм Нанн (Sam Nunn) прокомментировал ИТАР-ТАСС позицию России, сказав, что "сегодняшняя Россия и Россия двадцатилетней давности - это две большие разницы". Он отметил, что благодаря российским военным и ученым за 20 лет страна добилась "значительных достижений" в области ядерной безопасности. Однако, по его мнению, коррупция в России вызывает беспокойство.

При составлении рейтинга ядерной безопасности учитывается ряд факторов, в частности, качество и количество ядерных материалов, физическая защищенность и контроль над ними, политическая стабильность, противодействие коррупции и другие.

При этом вовсе не стоит думать, что российские АЭС не имеют ничего общего с современными технологиями — еще как имеют. Конечно, все могучее и силовое сделано в прошлые годы, и никакого модного "нано" там нет. Но многочисленные системы контроля и сигнализации, тысячи датчиков, компьютеры, анализирующие их состояние, — это все вполне современное, придаться не к чему.

Казалось бы, все так примитивно, без модных нанотехнологий — фонтанчики, бочки на колесах... Но это — именно та самая дубовая, советская в хорошем смысле слова надежность, обеспеченная простыми средствами. Именно благодаря ей продолжает движение перманентно неисправный узик, продолжает стрелять испугавшийся в болоте Калашников...

После аварии на Чернобыльской АЭС в 1986 году у миллионов людей началась радиофобия. Поскольку информация о путях радиоактивного облака была засекречена, никто не знал — попал ли его город

или поселок в зону заражения, можно ли собирать грибы, купаться в речке и т. д. Знание в массы привнесла газета "Аргументы и факты". Редакция газеты опубликовала схему простейшего дозиметра и содействовала покупке главного его элемента — счетчика Гейгера, купить который в обычном магазине радиотоваров гражданам было невозможно. Тема безопасности атомных станций сейчас очень актуальна.

По словам главы "Росатома", все российские станции полностью соответствуют действующим российским и международным нормам. "Наши новые проекты атомных станций соответствуют всем этим постфукусимским требованиям", - заявил Сергей Кириенко. По его словам, новая станция спокойно выдержала бы и 9-балльное землетрясение и волну цунами. "Новая станция может выдерживать 400-тонный самолет", - отметил глава "Росатома".

ЗАКЛЮЧЕНИЕ: Ядерная энергетика — пожалуй, не самая безопасная в мире отрасль. Но, как ни крути, на данный момент она не имеет альтернативы. Возможно, конечно, когда-либо человечество научится извлекать из эфира некую радиантную энергию, о которой мечтал Тесла, но пока что подобные технологии далеки от реализации. Что же делать? Да в общем-то, ничего! Атомщикам — продолжать строить и эксплуатировать АЭС, пока не появится новый Тесла, а нам, обывателям, — спокойно пользоваться в квартирах той самой атомной электроэнергией и не истерить понапрасну...

*А.М.Курмашев, К.В.Бондаренко, студенты;
рук. А.Ж.Касаева, к.п.н., доц.
(КГУТиИ им.Ш.Есенова, г.Актау)*

ФАКТОРЫ РИСКА БЕЗОПАСНОСТИ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Предотвращение радиационных аварий и инцидентов зависит от того, какая заложена концепция и какие применены принципы безопасности в основе построения и эксплуатации ядерных объектов.

В мире существуют понятия общей ядерной безопасности и техники ядерной безопасности.

Под термином «техника ядерной безопасности» понимаются технологические меры, имеющие целью обеспечивать нормальную работу установок, не подвергая работников повышенным дозам облучения, посредством улучшения условий производства и обращения с твердыми и жидкими радиоактивными отходами, а также предотвращение аварий и ограничение их последствий.

Под общей ядерной безопасностью понимается более обширная область, направленная на обеспечение защиты людей и имущества от

любых видов опасности, вызываемых созданием функционированием и выводом из эксплуатации стационарных или передвижных ядерных установок, а также обработкой, преобразованием, транспортировкой или утилизацией природных или искусственных радиоактивных веществ.

Защита населения от последствий случайного выброса продуктов деления ядерного топлива основана на создании серии последовательных непроницаемых «барьеров». Обеспечение техники безопасности, прежде всего, зависит от надёжности каждого из «барьеров» и в их правильном функционировании, как при нормальной работе и нормальных переходных процессах, так и в аварийных условиях и аварийных переходных процессах работы ядерного реактора.

Возрастающий принцип техники безопасности можно разбить на три последовательных независимых друг от друга этапа:

- упреждающие меры, заключающиеся в обеспечении надёжности каждого барьера выбором материалов, их приспособленностью к условиям работы и сохранением во времени предписанных параметров. Необходимо чёткое указание технологических пределов, с тем, чтобы была возможность определить действительный коэффициент запаса между этими пределами и условиями функционирования;

- контроль в целях обнаружения любого выхода за пределы указанного выше коэффициента запаса и, в таком случае, своевременного принятия корректирующих мер автоматическим или ручным способом для возвращения к нормальным условиям работы;

- действия по смягчению последствий, которые имеют целью, при аварийном превышении технологических пределов, предотвратить выброс радиоактивных веществ или ограничить его последствия.

В основе обеспечения безопасности принимается оптимальное сочетание активных и пассивных систем, а также наличие пассивных систем для всех классов аварий.

Резервирование и разнообразие средств останова реактора, охлаждения активной зоны и отвода остаточных тепловыделений.

Функционирование пассивных систем при всех проектных авариях должно обеспечить безопасность в течение не менее 24 часов для восстановления активных систем и прихода внешней помощи.

В основу концепции безопасности АЭС положен принцип МАГАТЭ «Защита в глубину». Основа его многобарьерный принцип.

Система барьеров на реакторной установке АЭС традиционно включает в себя:

- топливную матрицу;
- оболочки тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ);
- границу контура теплоносителя, охлаждающего активную зону;
- систему герметичных ограждений (контайнмент).

На новых поколениях АЭС должно полностью исключаться попадание радионуклидов в окружающую среду при любых авариях на энергоблоке.

Первый барьер представляет топливную матрицу самой таблетки диоксида урана, уран-плутония или с другими матричными наполнителями.

Второй барьер представляет, оболочку тепловыделяющих элементов - герметичная оболочка твэла, которая удерживает даже газообразные радионуклиды.

Третий барьер представляет собой герметичный корпус реактора и трубопроводы первого контура, которые удерживают радионуклиды в случае разгерметизации оболочки твэлов и попадания радионуклидов в теплоноситель.

Четвертый барьер - прочная герметичная оболочка (контайнмент) предназначенная для удержания продуктов деления при аварийных ситуациях.

АЭС с водо-водяными реакторами имеют контайнмент, представляющий внешнюю защитную оболочку в которую заключен ядерный реактор с первым контуром.

На АЭС с реакторами РБМК и БН строились железобетонные здания. Меньшая прочность которых, по сравнению с водо-водяными реакторами, компенсируется наличием специальной системы фильтров для очистки выбросов в случае аварии.

Для примера на рис.1 представлена система удержания радиоактивных веществ на реакторной установке с контайнментом.

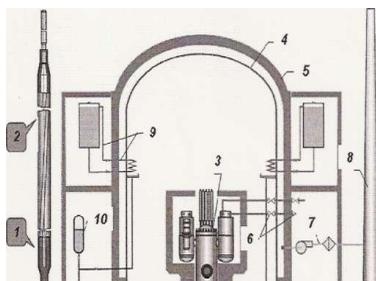


Рис. 1. Системы удержания радиоактивных веществ:

1 - топливная матрица; 2 - оболочка твэла; 3 - герметичный первый контур; 4 - герметичное ограждение; 5 - защитная оболочка; 6 - локализирующая арматура; 7 - система фильтровального сброса из межблочного пространства; 8 - вентиляционная труба; 9 - система снижения давления с защитной оболочки; 10 - система охлаждения корпуса реактора

На первый взгляд надёжность каждого барьера и их функционирование не вызывает сомнений. Но в некоторых случаях такой подход носит чисто условный характер, так как он иногда заставляет выдвигать в качестве постулата трудно идентифицируемые события. Не все барьеры безопасности имеют взаимную независимость и чёткие границы их разделения, это касается границ

теплоносителя первого контура, трубки парогенераторов.

Кроме того, существует принцип глубокоэшелонированной защиты. Данный принцип -метод логического мышления, учитывающий возможность отказа оборудования, ошибки человека и возникновения незапланированных событий. Безопасность ядерной установке основывается на качестве проектных решений и эксплуатации.

Определение глубокоэшелонированной защиты приводится в документе Серии изданий МАГАТЭ по безопасности № 75-INSAG-3 «Основные принципы безопасности атомных электростанций». Оно гласит: «Для компенсации потенциальных ошибок человека и механических отказов реализуется концепция глубоко эшелонированной защиты (ГЭЗ), которая состоит из нескольких уровней защиты и включающая в себя последовательность барьеров на пути выхода радиоактивных веществ в окружающую среду. Эта концепция включает защиту барьеров для предотвращения повреждения электростанции и самых барьеров. Она включает дальнейшие меры защиты населения и окружающей среды от ущерба в случае, если эти барьеры окажутся не вполне эффективными».

В отличие от метода барьеров безопасности, принцип ГЭЗ исходит из предпосылки, что ошибки, инциденты и аварии происходят на самом деле, и необходимо предусмотреть размещение противодействующих средств так, чтобы свести их последствия к приемлемым уровням.

Принцип ГЭЗ состоит из ряда последовательных действий и процедур, разбитых на уровни, каждый из которых имеет основной целью не допускать, чтобы на установке потребовались меры, предусмотренные на следующем уровне. Вторая цель заключается в том, чтобы свести к приемлемым значениям радиологические последствия всех возможных условий работы установки.

Основными направлениями по обеспечению безопасности следующих поколений АЭС и их отличие от прототипов, эксплуатирующихся в настоящее время, являются:

- обеспечение безопасности при всех проектных авариях за счет функционирования только пассивных систем безопасности с возможностью контроля и управления за состоянием АЭС в течение 24 часов только за счет электропитания от аккумуляторных батарей;

- повышение эффективности аварийной защиты, обеспечивающей подкритичность активной зоны при расхолаживании ниже 100°С, с учетом полного распада ксенона и замещением борного раствора, на

установках типа ВВЭР, чистым конденсатом (с учетом застревания одного ОР СУЗ) использование двойной защитной оболочки;

- улучшение технико-экономических показателей.

Безопасность АЭС должна обеспечиваться при нормальной эксплуатации в течение всего проектного срока службы, не менее 60 лет.

Библиографический список

1. Преображенская Л.Б., Зарубин В.А., Никандрова А.В. Популярно об атомной энергетике. М.ИздАТ. 1993. 48с.

2. Назаренко П.И. Анализ инцидентов, связанных с пожарами, вызванными течами натрия на реакторе БН-350.

3. Сугиров Д.У. Строительство и проектирование атомной станции. Казахстан, 2001г.

4. Грымков В.Е и др. Реакторы канального типа как составная часть ядерной энергетики России. Атомная энергия том.103. Вып.1. июль 2007г.

*И.В. Фролов, студ.; рук. А.Ю. Токов, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

УЧЕБНО-КОНТРОЛИРУЮЩЕЕ ПОСОБИЕ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ НОРМ РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

В настоящее время в связи с быстрым развитием сетевых и коммуникационных технологий возникает необходимость их эффективного использования. В этой области наиболее актуальной является задача создания и широкого внедрения в учебный процесс автоматизированных систем обучения и диагностики качества знаний. Проектирование автоматизированных обучающих систем и диагностика качества знаний по локальной сети и сети Internet позволяют автоматизировать не только процесс обучения по лекционному материалу, но и такую форму занятий, как индивидуальная работа обучаемых.

Данное компьютерное учебно-контролирующее пособие в первую очередь предназначено для подготовки персонала и специалистов всех уровней предприятий и учреждений Минатома РФ, Минздрава РФ и Госсанэпиднадзора в плане перехода на новые концепции радиационной безопасности в соответствии с требованиями Норм радиационной безопасности (НРБ-99/2009). Также оно послужит хорошим материа-

лом для студентов соответствующих специальностей, для которых тематика данного пособия является крайне актуальной.

Целями проекта являются: подбор необходимого информационного материала и его организация в единую систему, разработка вопросов к каждому созданному разделу, а также сопровождение использования программы с внесением дополнений и исправлений. В процессе создания компьютерного пособия было использовано большое количество учебных материалов, методических пособий, справочников и ресурсов сети Internet. В итоге созданы как информационные модули по основным темам Норм радиационной безопасности, так и контролирующие по соответствующим разделам. Для создания пособия использовалась специальная программа-оболочка, позволяющая решить все поставленные задачи, а именно обучение и контроль.

Несомненно, проект является перспективным и имеет самые различные направления своего дальнейшего развития. На всех атомных электрических станциях страны персонал, работающий в зоне строгого режима, ежегодно проходит проверку знаний в виде экзамена по дисциплине «Радиационная безопасность». В настоящее время контроль проходит в письменной форме, что существенно затрудняет подготовку специалистов к сдаче экзамена и проверку работ. С введением данного учебно-контролирующего пособия на атомных электрических станциях ряд проблем существенно исчезнет. Также данное пособие могут использовать руководители и специалисты предприятий, занятых проектированием, монтажом, эксплуатацией и утилизацией приборов и устройств с радиоактивными источниками и с генерирующими источниками ионизирующих излучений: рентгеновских аппаратов, рентгеновских дефектоскопов, досмотровых установок и т.д. Проект не имеет аналогов в России и за рубежом.

Данное учебно-контролирующее пособие переводится на английский язык в целях его дальнейшего использования за рубежом. В пособии, в первую очередь, учтены международные основные нормы безопасности для защиты от ионизирующих излучений и безопасного обращения с источниками излучения (Safety Series No. 115 – International Basic Safety Standards for Protection against Ionizing Radiation and for the Safety of Radiation Sources).

*Д.В. Седов, асп.; рук. А.Г. Ильченко, к.т.н, доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ-ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ НА ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ

Системы регенерации современных паротурбинных установок ТЭС и АЭС, в которых применяются как поверхностные, так и смешивающие подогреватели, представляют собой достаточно сложные и капиталоемкие системы, требующие больших затрат на техобслуживание и ремонт. Существенно уменьшить капиталоемкость систем регенерации и избавиться от некоторых недостатков, присущих регенеративным подогревателям традиционных типов, возможно путем применения смешивающих насосов-подогревателей, работающих по принципу пароводяного инжектора [1]. В этом случае сохраняются преимущества смешивающих подогревателей, а также отпадает необходимость в самых уязвимых элементах схемы – насосах, перекачивающих жидкость в состоянии насыщения.

Общие методы расчета струйных аппаратов и пароводяных инжекторов в частности достаточно подробно разработаны в работах Н. М. Зингера и Е. Я. Соколова[2]. Наиболее подробно теория струйных аппаратов, работающих на двухфазной среде, развита в работах [1, 3]. Ввиду высокой сложности процессов, протекающих в таких аппаратах, теоретически описать эти процессы весьма проблематично, поэтому методики расчета базируются в значительной степени на экспериментальных данных.

В работе [4] рассматривалось применение СНП в системе регенерации турбоустановки К-220-44. Система регенерации низкого давления содержит пять поверхностных подогревателей. Рассматривался вариант с заменой всех ПНД (а так же конденсатных и сливных насосов) тремя СНП. Также для сравнения рассматривался вариант с заменой первых двух поверхностных ПНД на смешивающие.

Как известно, производительность и параметры рабочей и инжектируемой сред струйных насосов-подогревателей, работающих на скачке конденсации, жестко связаны с геометрическими характеристиками СНП – критическим сечением рабочего сопла и основным геометрическим параметром, представляющим собой отношение площади выходного сечения камеры смешения к площади критического сечения сопла. Вследствие этого поиск оптимальных геометрических характеристик насоса-подогревателя, при котором обеспечивались бы заданные нагревы воды при известных параметрах отборов, представляет

собой сложную вариативную задачу, требующую большого объема вычислений.

Совместные расчеты тепловых схем турбоустановки и СНП показали, что тепловая экономичность турбоустановки с тремя СНП вместо пяти ПНД несколько ниже, чем у варианта со штатной системой регенерации низкого давления (табл. 1). Однако этот вариант имеет существенно меньшие капитальные затраты.

Таблица 1. Результаты расчета тепловых схем вариантов

Наименование варианта	КПД _{брутто} , %	КПД _{нетто} , %
базовый вариант	32,19	31,29
вариант с тремя СНП	31,89	31,14
вариант со смешивающими ПНД-1,2	32,28	31,44

Капитальные затраты в систему регенерации низкого давления для базового варианта составляют около 890,8 млн. руб (пять поверхностных ПНД, два охладителя дренажа, два сливных и один конденсатный насос). В варианте модернизации с СНП они существенно меньше – около 420 млн. руб (три СНП и два конденсатных насоса).

В вариант с использованием двух смешивающих ПНД капитальные затраты составили примерно 832,4 млн. руб.

Из табл. 2 следует, что наибольшее снижение приведенных затрат при любом рассмотренном варианте стоимости электроэнергии соответствует варианту с использованием СНП.

Таблица 2. Изменение годовых приведенных затрат по вариантам

Вариант	ДК, млн. руб/год	ДН, МВт	ДЗ, млн. руб/год
Вариант с тремя СНП	-17,27	-1,017	$\frac{-3,50^{*)}}{-5,60^{**}}$
Вариант с двумя смешивающими ПНД-1,2	-2,14	0,999	$\frac{-5,64}{-7,74}$

^{*)} – $z_3=50$ коп/(кВт·ч);

^{**)} – $z_3=80$ коп/(кВт·ч).

При использовании трех струйных насосов-подогревателей система регенерации турбины имеет меньшую тепловую экономичность по сравнению с базовой, следовательно осуществление этого варианта модернизации наиболее целесообразно при низкой стоимости электроэнергии. Очевидно, что с увеличением количества струйных насосов-подогревателей в системе регенерации низкого давления (и, соответственно, числа ступеней подогрева) тепловая экономичность должна повыситься. Кроме того, при использовании струйных насосов-подогревателей, ввиду значительного снижения интенсивности окис-

лообразования, должны уменьшиться затраты на поддержание водно-химического режима. Так же снизятся затраты на техобслуживание и ремонт и повысится надежность системы в целом. Совокупность вышеизложенных факторов свидетельствует о возможности применения смешивающих насосов-подогревателей в системах регенерации паровых турбин. Для обоснования промышленного применения струйных насосов-подогревателей в системе регенерации турбоустановок тепловых и атомных электростанций необходимо провести расчет СНП в совокупности с расчетом тепловой схемы турбоустановки при переменных режимах работы.

Библиографический список

1. **Фисенко, В.В.** Сжимаемость теплоносителя и эффективность работы контуров циркуляции ЯЭУ/ В.В. Фисенко. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
2. **Соколов, Е.Я.** Струйные аппараты/ Е.Я. Соколов, Н.М. Зингер. – М.: Энергоатомиздат.
3. **Циклаури, Г.В.** Адиабатные двухфазные течения/ Г.В. Циклаури, В.С. Данилин, Л.И. Селезнев. – М: Атомиздат, 1973.
4. **Ильченко А.Г., Седов Д.В.** Обоснование возможности применения струйных насосов-подогревателей в системе регенерации ПТУ //Повышение эффективности энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 9. – М.: Энергоатомиздат, 2009.

*А.С.Куттегельдиев, студ.; рук. Ш.О.Мендалиева, ст. преп.
(КГУТиИ им.Ш.Есенова, г.Актау)*

РИСКИ В ОБЛАСТИ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС

В XXI веке потребление первичных источников энергии растет быстрыми темпами, стремясь опережать рост промышленного производства и рост населения с его бытовыми потребностями. Чтобы человечество смогло выжить на Земле, сохранить природу и возможности для достойного существования следующих поколений, необходимо перейти на новые способы производства энергии разных видов.

Ядерная энергетика на базе реакторов, в которых происходит деление ядерного топлива, является в настоящее время самым реальным эффективным из неуглеродных источников энергии.

Основной особенностью использования ядерной энергетики для выработки электрической энергии является потенциальный риск, связанный с возможными последствиями радиологических воздействий, как на человека, так и на окружающую среду в

результате несанкционированных или нерегламентных действий и событий.

Другие энергоисточники также не исключают риски, а иногда и превышают риски ядерного энергопроизводства, но всем известна особая чувствительность общественного мнения по отношению к такому явлению как радиоактивность, которое зачастую ассоциируется с военными взрывами в Хиросиме и Нагасаки, а также с крупными катастрофами происходившие на ядерных объектах в мире.

Каждый день в своей жизни, сознательно или неосознанно, люди подвергаются целому ряду больших или меньших рисков. Не обладая средствами объективной оценки этого понятия, риски часто воспринимаются субъективно. Поэтому необходимо иметь метод оценки для сравнения различных рисков.

Принятый научный метод оценки риска основан на статистике. Учитывается частота события и размер ущерба, нанесённый этим событием. Так, например, в Швейцарии с населением в 6,7 млн человек ежегодно погибает в авариях на дорогах около 900 человек [1]. Следовательно, индивидуальный риск смерти от этой причины составляет: $900:6700000 = 0,000134$ т.е. 1,3 на 10000.

Таким образом, оцениваются риски смертельного исхода за год от основных причин, повлекших гибель людей:

курение	1/1000,
рак	1/1000,
дорожные аварии	1/10000,
естественная радиоактивность	1/100 000,
сжигание органического топлива	1/100 000,
медицинская радиодиагностика	1/100 000,
отравление пестицидами	1/250 000,
авиакатастрофы	1/1 000 000,
землетрясения	1/1 000 000,
ядерная энергетика	1/10 000 000,
молнии	Ф.1/10 000 000.

Но если посмотреть с другой стороны, то недостаток энергии – это весьма серьёзный риск, поскольку он вызывает ухудшение условий жизни людей. А в свою очередь, при получении, преобразовании или использовании энергии, риск всегда присутствует.

В неаварийных эксплуатационных условиях ядерный энергетический цикл несёт риск для здоровья персонала и населения на порядок ниже, чем циклы угольной и нефтяной энергетике.

Это видно из обобщённой оценки смертности в энергопроизводствах с различным видом топлива (число летательных

исходов на 1 ГВт/год) представленных в табл. 1.

Результаты сравнительных оценок риска различных энергетических систем показывают, что при нормальных условиях эксплуатации атомная энергетика и возобновляемые энергоисточники имеют наименьший риск для здоровья, а энергосистемы на угле и нефти – наибольший.

Таблица 1. Оценка смертности в энергопроизводствах с различным видом топлива

Энергоцикл	Персонал		Население	
	Немедленная смерть	Последующая смертность	Немедленная смерть	Последующая смертность
Уголь	0,16-3,2	0,02-1,1	0,1-1,0	2,0-6,0
Нефть	0,20-1,35	Нет данных	0,001-0,1	2,0-6,0
Газ	0,10-1,0	Нет данных	0,2	0,004-0,2
Уран	0,07-0,5	0,07-0,37	0,001-0,01	0,005-0,2

Приблизительные оценки подтверждают, что риск для здоровья людей от тяжелых аварий на атомных, нефтяных и газовых электростанциях имеет одинаковый порядок величины, он примерно на порядок меньше чем на угольных.

Любой вид человеческой деятельности в той или иной мере связан с опасностью. Абсолютной безопасности нет, и атомная энергетика не является исключением.

Задача людей, занятых в области атомной энергетике сделать безопасность АЭС настолько высокой, чтобы она воспринималась обществом как абсолютная.

Должны применяться такие методы и принципы, используемые в ядерной промышленности, чтобы обеспечение достаточного уровня безопасности учитывалось, как при расчётах потенциальных рисков, которые должны быть достаточно слабыми, так и при расчетах достаточности затрат которые не должны быть беспредельно большими.

На рис.1 представлена зависимость риска R для населения от затрат на системы безопасности Из графиков видно, что увеличение затрат на системы безопасности (увеличение числа систем безопасности) приводит к росту косвенного риска R_k . Поэтому при беспороговом вредном воздействии полный риск $R_n = R_{np} + R_k$ может достичь лишь некоего минимума R_1 , существенно отличного от нуля [2].

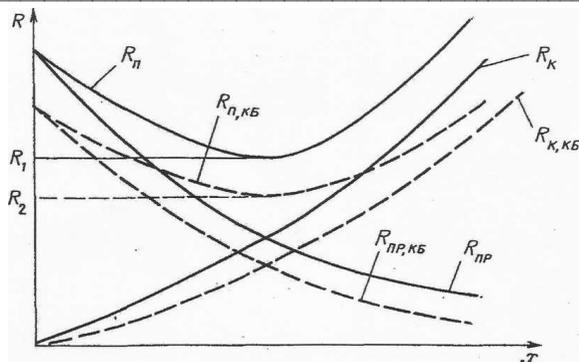


Рис. 1. Зависимость полного риска для населения от затрат на защиту:

$R_{п}$ - прямой риск от воздействия выбросов АЭС; $R_{п}$ - прямой риск, но с высоким уровнем культуры безопасности; $R_{к}$ - косвенный риск, связанный с отказом системы безопасности; $R_{к,кб}$ - то же, но с высоким уровнем культуры безопасности на всех предприятиях атомной энергетики и с ней работающих в кооперации; $R_{п}(R_{п,кб})$ - полный риск, представляющий собой $R_{п}+R_{к}$

Безопасность определяется как совокупность технических и организационных мероприятий, которых необходимо придерживаться на всех стадиях жизни установки, с тем, чтобы риск мог считаться приемлемым для персонала

Создание заданного типа установки начинается, прежде всего, с определения связанных с ней видов риска и серьезности каждого из них.

По сравнению с другими установками, предназначенными для выработки энергии, ядерные реакторы отличаются двумя особыми характеристиками:

- 1) скопление в них очень большого количества радиоактивных веществ, от воздействия которых следует защищать персонал и окружающую среду;
- 2) продолжительное выделение существенного количества энергии, даже после остановки реактора, поскольку эта энергия поддерживается за счёт продолжающегося деления радиоактивных продуктов, содержащихся в активной зоне реактора.

Следовательно, безопасность ядерной установки решена настолько, насколько решены вопросы защиты от воздействия источников излучения и возможности их локализации, как при нормальных условиях эксплуатации, так и аварийных режимах.

При эксплуатации ядерного реактора предметом риска может быть:

- зависимость вырабатываемой мощности от сочетания целого ряда параметров, которые необходимо регулировать извне,
- энергия, выделяемая, в ядерном реакторе, может нарастать

очень быстрыми, неконтролируемыми темпами и достигнуть предела мгновенной мощности,

- выделение энергии топливом, участвующим в цепной реакции, не может быть прекращено с остановом реактора, остаточная мощность, будет убывать длительное время, что требует постоянного охлаждения топлива.

В табл. 2 представлены величины остаточной мощности ядерной энергетической установки (примерно ВВЭР - 1000), после прекращения цепной реакции.

Таблица 2. Величины остаточной мощности ядерной энергетической установки

Срок с момента прекращения реакции	Доля исходной тепловой мощности	Выделяемая тепловая мощность, МВт
1 секунда	7%	200
1 минута	5%	150
1 час	1,5%	45
1 день	0,5%	15
1 неделя	0,3%	9
1 месяц	0,15%	4,5
1 год	0,03%	1
10 лет	0,003%	0,1
100 лет	0,001%	0,03
1000 лет	0,0002%	0,006

Поэтому для предотвращения специфических видов риска, требуется: 1) эффективный контроль цепной реакции, а соответственно и производимой мощностью; 2) обеспечение необходимого охлаждения топлива (активной зоны) с целью сохранения герметичности оболочек твэлов; 3) обеспечение удержания радиоактивности, содержащейся не только в топливе, но и в теплоносителе первого контура, в защитной оболочке, а также в других помещениях блока.

Можно выделить 3 вида рисков – потенциальный, остаточный и приемлемый.

Потенциальный риск, это риск, возможность которого следует опасаться при отсутствии каких-либо защитных мер.

Остаточный риск представляет неисчезающую опасность, несмотря на меры, которые были приняты как для предотвращения аварии, так и для смягчения их последствий в случае возникновения.

Исходя из этого, вся трудность заключается в оценке остаточного риска, так как нельзя получить то, что можно свести к нулю. На самом деле остаточный риск подлежит двоякой оценке: по степени вероятности аварии, то есть возможности её возникновения, и по

степени её серьезности, то есть масштабов её последствий.

Исходя из принципа обеспечения безопасности необходимо, чтобы установление уровня опасности было настолько низким, насколько это практически достижимо или насколько это возможно разумно достигнуть.

При подходе к проблемам безопасности вероятностным методом необходимо, чтобы возникновение аварии было тем менее вероятным, чем серьезнее её последствия для окружающей среды. Необходимо, чтобы самая тяжёлая авария с весьма серьёзными последствиями рассматривалась как самая маловероятная.

В мировой практике таким подходом руководствовались с самого начала работ в области безопасности ядерных установок.

С начала 1970 года использовалась «кривая Фермера» определяющая зависимость последствий (выраженных в выбросах радиоактивного йода) от возможной вероятности события (рис. 2).

В дальнейшем регулирующими органами был установлен ориентировочный предел максимальной вероятности возникновения аварий, способных привести к последствиям, считающимися неприемлемыми. Это не означает, однако, что ситуации с более низкой вероятностью не заслуживают внимания.

С развитием ядерной энергетики, развивалось, понимание вопросов безопасности и постепенно был разработан целый ряд принципов, концепций и методов безопасности, на всех этапах создания, эксплуатации и вывода из эксплуатации ядерных установок.

В первую очередь было разработано понятие барьеров безопасности, затем были постепенно развиты принцип глубоко эшелонированной защиты и вероятностные исследования.

В нормальных условиях эти вопросы решаются конструкцией ядерной установки, а в процессе выполнения тех или иных работ, защита может быть обеспечена правильно размещёнными поглощающими экранами, выполненными из подходящих материалов соответствующей толщины.

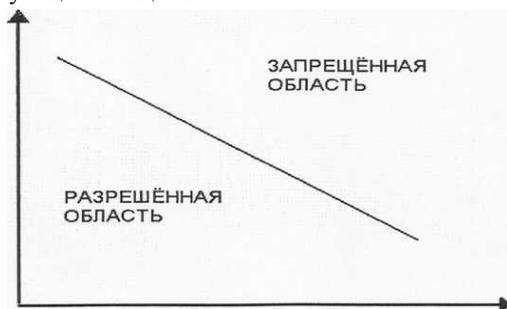


Рис.2. Зависимость «вероятность - последствия» по йоду-131

Радиоактивные продукты образуются внутри делящегося материала, и они в нём должны оставаться до тех пор, пока топливо не будет переработано на специализированном радиохимическом заводе.

В нашей работе проанализировано состояние энергетической отрасли в Мангистауской области.

Интенсивное развитие Республики Казахстан, в особенности Мангистауской области, требует развития энергетической отрасли промышленности. Дешевая и доступная электроэнергия, а также тепловая энергия, является необходимым условием для роста промышленности.

В настоящее время планируется строительство в Мангистауской области атомной электростанции с российским реактором ВБЭР-300, выбранным специальной комиссией для сооружения на АЭС в г. Актау из пятнадцати предлагавшихся вариантов. Дозовая нагрузка данного реактора на население при нормальной эксплуатации пренебрежимо мала и не превышает 0,3 мкЗв/год, что составляет 0,01% по сравнению с естественным радиационным фоном (2,4 мЗв/год). В реализации данного масштабного проекта непосредственное участие принимают специалисты из России.

Предполагается, что атомная станция будет представлять собой атомную теплоэлектроцентраль (АТЭЦ), состоящую из двух энергоблоков с реакторными установками ВБЭР-300. Основные технико-экономические показатели АТЭЦ с ВБЭР-300 приведены в табл. 3.

Все технологии, используемые в этом проекте, уже опробованы на атомных реакторах российских подводных лодок и судов. Общая продолжительность безаварийной работы реакторов подобного типа на данный момент составляет 6000 реакторолет (опосредованно это значит, что 400 реакторов работают без аварий уже 15 лет).

Таблица 3. Основные технико-экономические показатели АТЭЦ с ВБЭР-300

Наименование	Значение
Тепловая мощность реактора, МВт	830
Количество ГЦН/парогенераторов, шт.	4/4
Параметры первого контура :	
Давление, МПа	15,7
Температура теплоносителя на входе/на выходе активной зоны, °С	289,4/7323,0
Расход теплоносителя через реактор, т/ч	15600
Параметры второго контура	
Паропроизводительность, т/ч	1538
Давление перегретого пара на выходе ПГ, МПа	6,38
Температура перегретого пара на выходе ПГ, °С	305

Секция 8. Экономичность, надежность и безопасность атомных станций

Температура питательной воды, °С	220
Основные характеристики активной зоны	
Удельная энергонапряжённость, МВт/м ³	64,3
Режим перегрузки	Трехкратная частичная
Продолжительность кампании между частичными переагрузками, эфф.сут	660-670
Число часов использования установленной мощности в год, ч, не менее	8000
Назначенный срок службы не заменяемого оборудования, лет	60

В настоящее время это одна из самых безопасных технологий в мире. За проектные аварии, т.е. тяжелые аварии на АС, имеют вероятность до уровня один раз в сто миллионов лет (1×10^{-8} событий на реактор в год).

Защитная оболочка реактора будет состоять из 2 слоев. Внутренний слой выполнен из стали, внешний - из железобетона. В целом защита реактора выдерживает падение самолета весом 20 тонн. Как показал опыт аварии на АПЛ «Курск», произошедшей 12 августа 2000 года, на которой стоял реактор подобного типа, даже при мощном внешнем воздействии утечки радиации не произошло.

Следует напомнить, что там на оболочку реактора действовали следующие факторы: ударная волна от детонировавших торпед; тепловое воздействие от пожара (как говорят выводы комиссии, в эпицентре было 8000 °С); давление столба воды при погружении обломков лодки на дно в течение года (глубина 115-116 м) и коррозионное воздействие морской воды. Однако, как показали замеры при подъеме лодки, радиационный фон был в пределах фонового по данному участку морского дна.

Также необходимо отметить опыт эксплуатации ледоколов, которые постоянно подвергаются сильным нагрузкам при прокладывании путей через льды – оболочка реактора также остается неповрежденной.

Альтернативными вариантами энергоисточника для города Актау и Мангистауской области могут быть только ТЭЦ, использующие в качестве топлива природный газ.

Его цена с 35,51 доллара США за тысячу кубометров может возрасти до мирового уровня –150 долларов США за кубометр. А это в свою очередь приведет к резкому подорожанию тарифов на электроэнергию (с 4,68 тенге/кВт·ч до 12,45 тенге/кВт·ч) и тепловую энергию (с 1120 тенге/Гкал до 3272 тенге/Гкал), что негативно скажется как на развитии хозяйственной деятельности в регионе (других энергоисточников просто нет), так и на коммунальных платежах населения. Использовать уголь нельзя по причинам отсутствия месторождений, а также из-

за выбросов взвешенных частиц в воздух при сжигании. При этом еще необходимо строить золоотвалы. Кроме того, любое сырье приходится в Актау транспортировать на довольно большое расстояние, что сильно удорожает его себестоимость.

Введение же даже одного блока АС уже заметно снижает тарифы, ведь отпускная цена электроэнергии составит 2,14 тенге/кВт·ч, а тепловой энергии 526 тенге/Гкал, что ниже даже существующих цен. Использование ветрогенераторов и солнечных батарей для больших мощностей абсолютно невозможно в силу как технических, так и экономических причин. Например, сооружение ветрогенераторов той же мощности потребует площади от 168 до 280 квадратных километров.

Таким образом, в существующих условиях альтернативы атомной станции для города Актау и Мангистауской области нет.

Библиографический список

1. **Материалы** симпозиума ведущих экспертов ООН по энергетике и окружающей среде. Хельсинки, май 1991г.
2. **Легасов В.А., Дёмин В.Ф., Шевелёв Я.В.** Основы анализа безопасности в ядерной энергетике. Атомно-водородная энергетика и технология. М.ЭАИ, 1986, вып.7
3. **Преображенская Л.Б., Зарубин В.А., Никаandroва А.В.** Популярно об атомной энергетике. М.ИздАТ. 1993. 48с.
4. **Назаренко П.И.** Анализ инцидентов, связанных с пожарами, вызванными течами натрия на реакторе БН-350.
5. **Сугиров Д.У.** Строительство и проектирование атомной станции. Казахстан, 2001г.
6. **Грымков В.Е., Гроздов И.И., Никитин Ю.М. и др.** Реакторы канального типа как составная часть ядерной энергетике России. Атомная энергия том. 103. Вып.1. июль 2007.

*И.О. Фролов, студ.; рук. А.Ю. Токов, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

НАЗНАЧЕНИЕ И СТРУКТУРА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ РАДИАЦИОННОЙ ОБСТАНОВКИ (АСКРО) НА КАЛИНИНСКОЙ АЭС

АСКРО – это автоматизированная система контроля радиационной обстановки, предназначенная для автоматического непрерывного контроля радиационной обстановки в районе расположения Калининской АЭС (КлнАЭС) и наблюдения за метеорологическими параметрами атмосферного воздуха промплощадки. АСКРО Калининской АЭС входит в состав отраслевой подсистемы автоматизированного контроля

радиационной обстановки в районах размещения атомных станций концерна «Росэнергоатом» [1].

АСКРО Калининской АЭС состоит из:

- системы «SkyLINK»;
- системы «АТЛАНТ»;
- метеорологических комплексов МК-14 на промплощадке и защищенного пункта управления противоаварийными действиями на территории г. Удомля.

Результаты измерений радиационной обстановки предоставляются Кризисному центру, подразделениям Технической дирекции концерна «Росэнергоатом», а также пользователям локальной сети КЛНАЭС. Метеорологические данные комплекса МК-14 предназначены для использования в качестве исходных значений при прогнозировании радиационной обстановки в случае радиационной аварии на КЛНАЭС. Расчет осуществляется с помощью программного комплекса «RECASS». Информация о радиационной обстановке с системы «АТЛАНТ» (7 постов), с системы «SkyLINK» (11 постов) и метеорологические данные комплекса МК-14 поступают на серверы сбора и обработки данных в защищенный пункт управления противоаварийными действиями. Также данные о состоянии систем АСКРО и результаты измерений обстановки с постов доступны пользователям локальной сети КЛНАЭС.

«SkyLINK» (производства Genitron Instruments, Германия) является самостоятельной системой, функционирующей в автоматизированном режиме по заданному алгоритму. Информация по радиоканалу поступает от датчиков, расположенных в 30-км зоне КЛНАЭС, на приемную антенну.

Технические характеристики системы «SkyLINK»:

- диапазон измерения мощности дозы гамма-излучения – от 2 мкР/ч до 100 Р/ч;
- погрешность измерения мощности дозы гамма-излучения – 20 %;
- диапазон измерения температуры – от –64 до +64 °С;
- погрешность измерения температуры – 0,5 %;
- рабочий диапазон температуры для гамма-зонда, антенны и приемника антенны – от –40 до +64 °С;
- допустимая влажность воздуха при эксплуатации гамма-зонда, антенны и приемника антенны – до 100 %;
- рабочий диапазон температуры для компьютера цифровой обработки сигнала и сервера сбора данных – от 10 до 35 °С.

Гамма-зонд – это автономный датчик, предназначенный для постоянной регистрации мощности дозы гамма-излучения и температуры,

оборудованный передающим радио (УКВ) модулем «SkyLINK». Система «SkyLINK» основана на принципе односторонней радиопередачи, т.е. гамма-зонд посылает телеграммы без подтверждения их получения от базовой станции. Для повышения надежности канала передачи данных каждый измеренный параметр передается 27 раз. Передающий радио (УКВ) модуль сконструирован в расчете на необслуживаемое функционирование. Благодаря современной технологии цифровой обработки сигнала, потребление передатчика минимально и составляет 10 мВт, обеспечивая автономную работу гамма-зонда на протяжении нескольких лет. Радио (УКВ) модуль позволяет осуществлять передачу измеренных гамма-зондом значений по радио на расстояние до 100 км. При достижении измеряемыми параметрами значений уставок инициируется немедленная передача данных на базовую станцию, что позволяет активизировать сигнализацию в режиме реального времени.

Измеряемые данные не только передаются на базовую станцию, но и сохраняются в памяти гамма-зонда, обеспечивая, таким образом, сохранность данных даже в случае прерывания связи по радиоканалу. Зарегистрированные результаты измерений могут быть считаны в любое время через интерактивный инфракрасный интерфейс. Через него, а также с помощью персональной электронной вычислительной машины или портативного компьютера Notebook, осуществляется установка настроек зонда и считывание архивных данных. В гамма-зонд встроена внутренняя система контроля качества работы. В периодические интервалы времени процессор автоматически проводит серию тестирующих операций и проверку правдоподобия данных. Все эти результаты регистрируются во внутренней памяти гамма-зонда и передаются на базовую станцию одновременно со значениями мощности дозы гамма-излучения.

Конструкция и размеры гамма-зонда приведены на рис. 1. Корпус гамма-зонда сделан из герметичного чехла в виде алюминиевой трубы, на концах которой расположены нижняя и верхняя муфты. Внутри корпуса расположено измерительное оборудование зонда и литиевые батареи. На верхнюю муфту, посредством резьбового соединения, крепится передающий радио (УКВ) модуль. Передающий УКВ модуль помещен в пластиковый стакан длиной 200 мм. В нижнюю муфту встроено окно для инфракрасного считывателя [2].

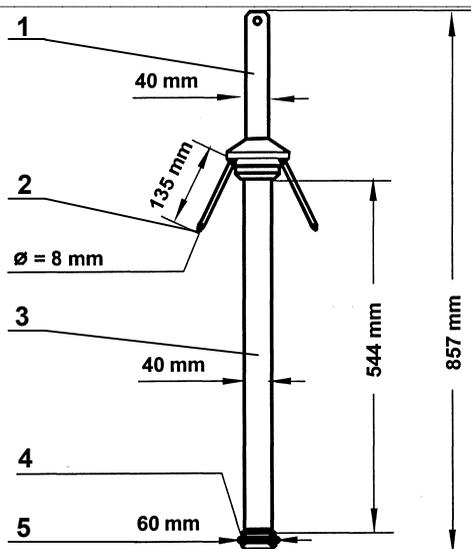


Рис. 1. Конструкция гамма-зонда: 1 – радио (УКВ) модуль «SkyLINK»; 2 – радиальная составляющая антенны; 3 – герметичный алюминиевый чехол; 4 – защитное резиновое кольцо; 5 – окно для инфракрасного считывателя

Кроме радиационных детекторов, каждый гамма-зонд имеет следующие дополнительные аналоговые датчики:

- датчик температуры;
- датчик на удар;
- датчик влажности;
- датчик манипуляций;
- датчик контроля напряжения.

Все дополнительные аналоговые датчики встроены в корпус гамма-зонда.

Библиографический список

1. **Инструкция** по обеспечению радиационной безопасности на Калининской атомной станции. 00.--ПУ.0038.55.
2. **Инструкция** по эксплуатации автоматизированной системы контроля радиационной обстановки АСКРО. 00.--ПЭ.0049.55.

Н.А. Забелин, асп.; рук. В.К. Семенов д.т.н., проф.

(ИГЭУ, г. Иваново)

ОСОБЕННОСТИ ПЕРВОЙ ТОПЛИВНОЙ ЗАГРУЗКИ 4 ЭНЕРГОБЛОКА КАЛИНИНСКОЙ АЭС

Первая топливная загрузка активной зоны реактора блока № 4 Калининской АЭС является головной в отрасли. Она впервые была полностью укомплектована из кассет ТВСА-PLUS. Особенностью ТВСА-PLUS является то, что в них установлены тепловыделяющие элементы (ТВЭЛы) с удлинненным топливным столбом – до 370 см и без бланкетов, в то время как «традиционные» топливные кассеты имеют в своем составе ТВЭЛы длиной до 355 см.

В составе исследуемой топливной загрузки входят пять типов ТВСА-PLUS:

- 66 ТВС типа С150 с обогащением по урану-235 1,5 %;
- 31 ТВС типа С240 с обогащением по урану-235 2,4 %;
- 30 ТВС типа U30G2 с обогащением по урану-235 2,98 % (содержат 300 ТВЭЛов обогащением 3,0 %, 12 ТВЭЛов обогащением 2.4 %, содержание оксида гадолиния в топливе ТВЭЛов – 8 %);
- 24 ТВС типа С300 с обогащением по урану-235 3,0 %;
- 12 ТВС типа С330 с обогащением по урану-235 3,3 %.

Таким образом, 30 из 163-х ТВС активной зоны содержат интегрированный с топливом выгорающий поглотитель. Суммарное количество ТВЭЛов составляет 360 шт. Все кассеты имеют 15 дистанционирующих решеток. Среднее обогащение топлива по урану-235 первой топливной загрузки активной зоны реактора блока № 4 Калининской АЭС составляет 2,1 %. Картограмма первой топливной загрузки представлена на рисунке 1.

Расчетная длительность первой кампании согласно [1] составляет 303,66 эффективных суток. Так как исследуемая топливная загрузка активной зоны ВВЭР-1000 является головной в отрасли, то она требует достаточно широкого исследования с целью определения ее нейтронно-физических характеристик (НФХ). За основу были взяты номенклатура и объем экспериментальных исследований НФХ, рекомендованные в РД ЭО 0150-2004 [2].

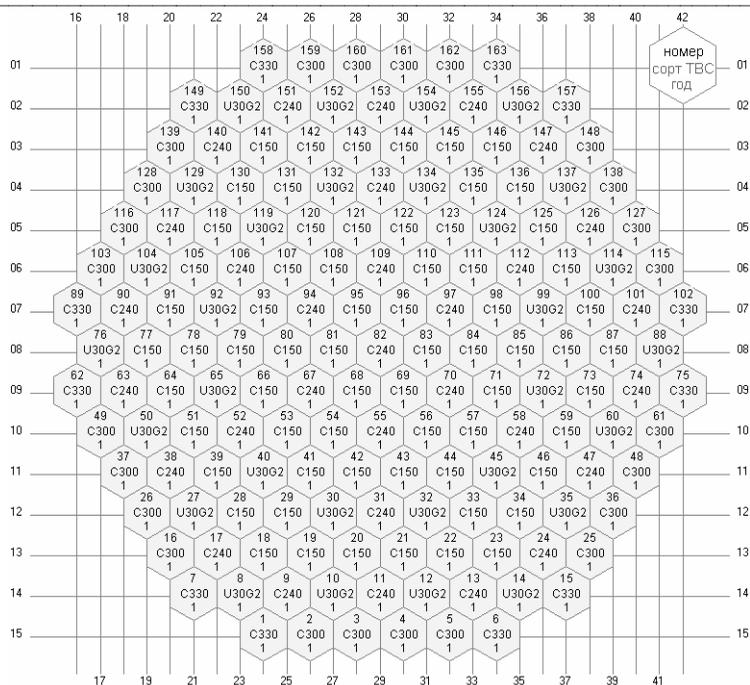


Рис. 1. Картограмма первой топливной загрузки

Таким образом, должны быть определены следующие характеристики:

1. Температурные, барометрические и плотностные коэффициенты реактивности на минимально контролируемом уровне мощности реактора.
2. Интегральные и дифференциальные эффективности групп ОР СУЗ и коэффициенты реактивности по концентрации борной кислоты в реакторе на минимально контролируемом уровне мощности.
3. Эффективности отдельных органов регулирования при практически свободной от поглотителей активной зоне и при погруженных в активную зону реактора отдельных группах СУЗ.
4. Мощностные коэффициенты и мощностные эффекты реактивности при увеличении мощности реактора от минимально контролируемого уровня до одного процента номинальной величины.

5. Эффективности аварийной защиты реактора и эффективности наиболее эффективного органа регулирования СУЗ.
6. Дифференциальные и интегральные эффективности групп ОР СУЗ и коэффициенты реактивности по концентрации борной кислоты в реакторе на энергетических уровнях мощности.
7. Мощностные, температурные, барометрические и плотностные коэффициенты реактивности на энергетических уровнях мощности реактора.
8. Изменения реактивности вследствие отравления ксеноном при увеличении мощности реактора от минимально контролируемого до энергетического уровня.
9. Изменения реактивности вследствие отравления ксеноном при увеличении мощности реактора с одного до другого энергетического уровня.
10. Изменения реактивности вследствие изменения отравления ксеноном при снижении мощности реактора с одного до другого энергетического уровня.
11. Изменения реактивности вследствие изменения отравления ксеноном при снижении мощности реактора с энергетического до минимально контролируемого уровня.
12. Характеристики «свободных» ксеноновых колебаний в активной зоне реактора.

Библиографический список

1. **Альбом** нейтронно-физических характеристик 1 топливной загрузки 4 блока Калининской АЭС.
2. **Руководящий** документ. Типовые программы и методики проведения физических экспериментов на энергоблоках атомных электростанций с реакторами ВВЭР-1000. РД ЭО 0150-2004 / Концерн «Росэнергоатом». – М., 2005.
3. **Программы** и методики. Физические эксперименты на этапе физического пуска энергоблока № 4 Калининской АЭС (ядерно-опасная работа). 04.01.УС.ПМ.0665.54.

*Н.А. Забелин, асп.; рук. В.К. Семенов д.т.н., проф.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО И МОЩНОСТНОГО КОЭФФИЦИЕНТОВ

РЕАКТИВНОСТИ НА СТАЦИОНАРНЫХ УРОВНЯХ МОЩНОСТИ РЕАКТОРА

Согласно РД ЭО 0151-2004 [1] изменение реактивности при постоянстве температуры теплоносителя на входе в реактор и постоянстве давления в первом контуре описывается зависимостью

$$\Delta\rho(t) = \left(\frac{\partial\rho}{\partial H}\right)\Delta H(t) + \left(\frac{\partial\rho}{\partial N}\right)_{\text{ex}} \frac{e^{-t/\tau_u}}{\tau_u} \int_0^t \Delta N(t') e^{t'/\tau_u} dt' \quad (1)$$

В формуле (1) неизвестными величинами являются $\tau_u, \left(\frac{\partial\rho}{\partial N}\right)_{\text{ex}}$,

$\frac{\partial\rho}{\partial H}$. Обозначая эти величины соответственно $k_1 = \frac{\partial\rho}{\partial H}$, $k_2 = \left(\frac{\partial\rho}{\partial N}\right)_{\text{ex}}$ и

$k_3 = \tau_u$ и подставляя в (1), получим:

$$\Delta\rho(t) = k_1\Delta H(t) + k_2 \frac{e^{-t/k_3}}{k_3} \int_0^t \Delta N(t') e^{t'/k_3} dt' \quad (2)$$

По типовым методикам [1] нахождение указанных коэффициентов осуществляется на основе регрессионного анализа выражения (2) по методу наименьших квадратов. В силу того, что k_3 входит в указанное выражение под знаком интеграла, метод не чувствителен к выбору этой величины. Погрешность такого подхода в определении величины k_3 может достигать 100%.

Указанные коэффициенты можно попытаться оценить следующим образом. Считая равенство (2) точным, проведем сшивку функций, стоящих в левой и правой частях уравнения, включая вторые производные. При $t=0$ все три величины $s(0)=0$, $\Delta H(0)=0$ и $\Delta N(0)=0$, и это ничего не дает для нахождения указанных коэффициентов. Для установления связи между коэффициентами продифференцируем исходное уравнение по времени и проведем сшивку по первым производным

$$\frac{\partial\Delta\rho}{\partial t} = k_1 \frac{\partial\Delta H}{\partial t} - \frac{k_2}{k_3^2} \int_0^t \Delta N(t') \exp\left(\frac{t'-t}{k_3}\right) dt' + \frac{k_2}{k_3} \Delta N(t) \quad (3)$$

При $t=0$ $\frac{\partial\Delta\rho}{\partial t} = b_2$, $\frac{\partial\Delta H}{\partial t} = b_1$. Отсюда получаем

$$k_1 = \frac{b_2}{b_1} . \quad (4)$$

Для нахождения связи между коэффициентами k_2 и k_3 продифференцируем по времени уравнение (2) и потребуем равенства вторых производных при $t = 0$

$$\frac{\partial^2 \rho}{\partial t^2} = k_1 \frac{\partial^2 \Delta H}{\partial t^2} + \frac{k_2}{k_3^3} \int_0^t \Delta N(t') \exp\left(\frac{t'-t}{k_3}\right) dt' + \frac{k_2}{k_3} \frac{\partial \Delta N(t)}{\partial t} - \frac{k_2}{k_3^2} \Delta N(t) . \quad (5)$$

Обозначая $\left(\frac{\partial^2 \rho}{\partial t^2}\right)_0 = b_3$, $\left(\frac{\partial^2 \Delta H}{\partial t^2}\right)_0 = b_4$ и $\left(\frac{\partial \Delta N(t)}{\partial t}\right)_0 = b_5$,

получим

$$\Delta \rho(t) - \frac{b_2}{b_1} \Delta H(t) = \frac{b_3 - \frac{b_2 b_4}{b_1}}{b_5} \int_0^t \Delta N(t') \exp\left(\frac{t'-t}{k_3}\right) dt' . \quad (6)$$

В этом уравнении неизвестной величиной является только коэффициент k_3 , который находится на основе регрессионного анализа уравнения (6) по методу наименьших квадратов.

Таким образом, изложенная выше методика позволяет экспериментально найти все интересующие нас коэффициенты реактивности.

Библиографический список

5. **Руководящий документ.** Типовые программы и методики проведения физических экспериментов на энергоблоках атомных электростанций с реакторами ВВЭР-1000. РД ЭО 0150-2004 / Концерн «Росэнергоатом». – М., 2005.

*Н.А. Забелин, асп.; рук. В.К. Семенов д.т.н., проф.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ВЕРИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ ПЕРЕДАЧИ ТЕПЛОТЫ ОТ ТОПЛИВА К ТЕПЛОНОСИТЕЛЮ В РЕАКТОРЕ

При описании методики проведения эксперимента по определению температурного коэффициента реактивности на мощности отмечено, что процесс передачи теплоты от топлива к теплоносителю, определяемый выражением

$$m_u C_u \frac{dT_u}{dt} = N_T - kF(T_u - T_6), \quad (1)$$

протекает значительно медленней, чем процесс установления температуры теплоносителя при его циркуляции по первому контуру

$$m_6 C_6 \frac{dT_6}{dt} = kF(T_u - T_6) - \gamma_6 C_6 G(T_{6\text{вых}} - T_{6\text{вх}}). \quad (2)$$

Следовательно, при возвратном движении стержней и постоянстве температуры на входе в реактор температура теплоносителя на выходе из реактора будет определяться выражением

$$\frac{kF}{kF + \gamma C_6 G} \Delta T_u = \Delta T_6,$$

а

$$\Delta T_u = \frac{e^{-t/\tau_u}}{\tau_u kF} \int_0^t \Delta N(t') e^{t'/\tau_u} dt'. \quad (3)$$

Это решение является приближенным и нуждается в количественной оценке.

Для доказательства правомерности этого предположения система уравнений (1) и (2) решена численно применительно для реактора ВВЭР-1000. Численное решение проведено на основе алгоритма Рунге-Кутты.

Сравнение результатов численного интегрирования системы дифференциальных уравнений (1) и (2) (рис. 1) с приближенным аналитическим решением (рис. 2) показывает правомерность принятой выше гипотезы.

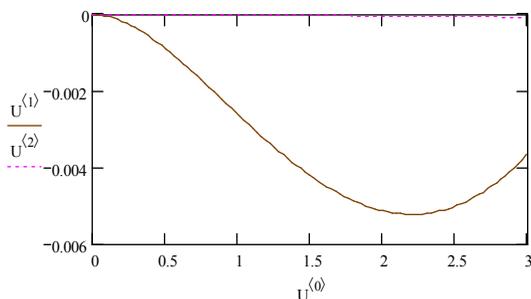


Рис. 1. Расчётная зависимость мощности от времени (по известным исходным данным)

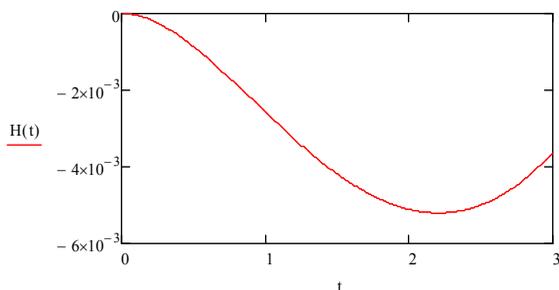


Рис. 2. Аналитическая зависимость мощности от времени (по данным эксперимента)

Библиографический список

1. Амоносков А.А., Дубинский Ю.А., Копченкова Н.В. Вычислительные методы для инженеров. М.: Высшая школа. 1994.

*А.В. Хурция, студ.; рук. А.Г. Ильченко, к.т.н., доц.
(ИГЭУ. Г. Иваново)*

ОБОСНОВАНИЕ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ МОЩНОСТИ СЕРИЙНЫХ РЕАКТОРОВ ВВЭР-1000 ДО 110% ОТ НОМИНАЛЬНОЙ

Наряду со строительством новых блоков АЭС, значительный интерес вызывает возможность увеличения эксплуатационной мощности действующих энергоблоков.

Как известно, в настоящее время на ряде отечественных АЭС проведено обоснование повышения эксплуатационной мощности энерго-

блоков с серийными реакторами ВВЭР-1000 до 104 % от номинальной. В данной работе приведены результаты расчетного обоснования возможности повышения эксплуатационной мощности реактора ВВЭР-1000 до 110 % от номинальной применительно к 3-му энергоблоку Калининской АЭС. С этой целью были проведены расчеты нейтронно-физических характеристик активной зоны для 9-й топливной загрузки.

Расчеты проводились с использованием программы БИПР-7А и программного комплекса «КАСКАД».

В активной зоне 3 блока (9-я загрузка) содержится 67 свежих ТВСА-PLUS, содержащих бланкетные зоны из природного урана.

Размещение свежего топлива следующее: 12 ТВСА-PLUS на периферии активной зоны, 24 ТВСА-PLUS во втором ряду от периферии, остальные – в центральной части активной зоны.

Результаты расчетов показали, что нейтронно-физические характеристики удовлетворяют нормам безопасности при эксплуатации блока на 110 % от номинальной мощности.

При этом длительность кампании уменьшилась с 517,6 эф. суток до 506,9 эф. суток, что заставляет предпринимать меры либо по увеличению ее длительности (повышение обогащения), либо по изменению условий эксплуатации станции в целом, т.к. сроки ремонта на данном блоке будут наступать чаще, нежели на остальных.

Входная температура теплоносителя увеличивается с 287 до 287,7 °С, а суммарный температурный коэффициент реактивности на начало кампании изменяется от -21,65 до -23,6 %/°С. Он остается отрицательным, что удовлетворяет условиям безопасной эксплуатации. Критическая концентрация борной кислоты на начало кампании уменьшится с 8,61 до 8,39 гН₃ВО₃/кгН₂О.

Несколько увеличивается стационарное отравление Хе-135: на начало кампании – увеличение по абсолютной величине с -2,63 до -2,71 %; на конец кампании – становится более отрицательным (с -2,89 до -2,96 %).

Средняя глубина выгорания топлива на мощности 110 % от номинальной на конец кампании составляет 36,33 МВт*С/кг U, что намного меньше допустимого максимального значения, описанного в номенклатуре.

Форма поля энерговыделения на мощности 110 % несколько отличается по сравнению с режимом номинальной мощности. Максимум высотного распределения энерговыделения смещен несколько ближе к низу активной зоны, чем на 100 % мощности.

Максимально нагруженной ТВС является 44 кассета с максимальным $K_q=1,35$ (относительная мощность ТВС) на 320 сутки, $K_v=1,59$

(максимальной относительной мощности). Поля энерговыделения в ТВС практически идентичны, выгорание происходит так же как и при номинальной мощности.

С целью определения параметров теплотехнической надежности активной зоны в новом режиме были проведены теплогидравлические расчеты для ТВС с максимальным K_q . Полученное в результате расчетов значение минимального коэффициента запаса до кризиса теплообмена для максимально нагруженной ТВС составляет $K_{зап}=1,81$. Опасное сечение при этом находится в 44-й ТВС (4-й твэл, 13-й слой по высоте, $K_g=1,44$).

Таким образом, полученные результаты подтверждают принципиальную возможность реализации режима с повышенной до 110 % от номинальной мощностью реакторной установки. Однако требуется дополнительные обосновывающие расчеты применительно к условиям переходных процессов (обесточивание или заклинивание ГЦН, срабатывание АЗ-1, закрытие стопорных клапанов турбины и др.). Необходимо также тщательно проанализировать возможность работы турбоустановки и вспомогательного оборудования в новом режиме.

*Н.А. Забелин, асп., А.В. Хурция, студ.;
рук. А.Г. Ильченко, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПРИМЕНЕНИЕ ТВСА-PLUS НА БЛОКАХ КЛнАЭС

ТВСА-PLUS является этапом эволюционного развития базовой конструкции ТВСА и ее модификаций (ТВСА-У, ТВСА-Т, ТВСА-5, ТВСА-5М, ТВСА-АЛЬФА).

ТВСА-PLUS имеют повышенную ураноемкость по сравнению с ТВС предыдущих поколений, что обеспечивается применением увеличенной высоты активной зоны на 150 мм на базе твэлов и твэгов с увеличенной загрузкой урана (топливными таблетками наружным диаметром 7,6 мм с центральным отверстием 1,2 мм).

Важным улучшением стало использование выгорающего поглотителя — оксида гадолиния, вносимого непосредственно в топливную матрицу (такие твэлы называют твэгами). Это позволило снизить избыточную реактивность свежего топлива с высоким обогащением. Все конструктивные элементы и решения примененные в ТВСА-PLUS подтверждены длительным опытом эксплуатации в условиях реакторной установки ВВЭР-1000.

Внедрение ТВСА-PLUS на энергоблоке Калининской АЭС запланировано в соответствии с «Программой внедрения ТВСА с увеличенной массой топлива на энергоблоках Калининской АЭС с учётом повышения мощности до 104% номинальной и реализации 18 месячных топливных циклов (период 2008-2015 годов)».

Повышение мощности до 104% Нном на блоке №3 начинается с 2009 г (пятая топливная загрузка), на блоке № 2 - с 2010 г (23 топливная загрузка).

Внедрение топливного цикла 3Ч1,5 года с мощностью 104% Нном на блоках № 3 и № 2 Калининской АЭС осуществляется с 2010 г (соответственно шестая и 23 топливные загрузки) на базе конструкции ТВСА- PLUS с топливной таблеткой 7,6Ч 1,2 мм.

Как показал опыт эксплуатации, выгорание топлива ТВС не превышает значений, при которых обеспечивается работоспособность топлива в стационарных и переходных режимах эксплуатации РУ. Проект ТВСА-PLUS предусматривает максимально-допустимое выгорание топлива в среднем по объёму кассеты 68 МВт·сут/кгU. Для шестой и седьмой топливных загрузок 3 блока Калининской АЭС расчетное значение выгорания топлива в ТВСА-PLUS не превышает 60 МВт·сут/кгU.

Применение ТВСА-PLUS с повышенной ураноемкостью позволит перейти к перспективным топливным циклам с увеличенной длительностью кампании – 3х1,5 года (480-510 эфф. сут) с учетом повышения мощности энергоблоков до 104% и 5 х1 год для базового режима эксплуатации АЭС с ВВЭР-1000 (тип В-338, В-320), что обеспечит снижение удельного расхода урана и топливной составляющей себестоимости электроэнергии.

*С.Е. Гладышев, студ.; рук. Г.В. Булавкин, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАЗРАБОТКА КОС «СИСТЕМА ХИМОБЕССОЛЕННОЙ ВОДЫ МАШИННОГО ЗАЛА ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-1000»

Разрабатываемая компьютерная обучающая система (КОС), предназначена для получения знаний и умений по функционированию системы химобессоленной воды машинного зала энергоблока ВВЭР-1000 (система UA). КОС состоит из компьютерного учебного пособия (КУП), представляющего собой обучающую часть с контролем знаний,

и локального ситуационного тренажёра по эксплуатации системы (ЛСТ), представляющего собой «блок навыков и умений». КУП разработан на основании инструкции по эксплуатации [1] и содержит вопросы для самоконтроля, а также раздел контроля знаний с таблицей результатов оценки знаний.

В данном материале наглядно представлена структура и принцип действия системы УА, а так же её эксплуатация в нормальных и аварийных режимах, пуск и обслуживания системы, обслуживание и вывод в ремонт.

Система предназначена для бесперебойного обеспечения ХОВ потребителей машзала. Потребителей условно можно разделить на три группы:

1-я группа потребителей: для нужд БОУ, заполнение и подпитка замкнутой системы охлаждения статора генератора, заполнение и подпитка БАЗХОВ, основным потребителем при этом является конденсатор турбины;

2-я группа потребителей: заполнение и подпитка замкнутой системы охлаждения газоохладителей турбогенератора, уплотнение вспомогательных питательных насосов и конденсатных насосов ТПН, заполнение конденсаторов ТПН, уплотнение насосов МЗ, заполнение общеплощных батарей аккумуляторов, подача ХОВ к потребителям реакторного отделения;

3-я группа потребителей: заполнение и подпитка Д-7ата, продувка датчиков КИП, уплотнение ТПН.

Система ХОВ машинного зала связана с другими системами энергоблока.

После изучения материала при помощи КУП обучаемый должен быть способен описать систему УА и её компоненты в соответствии с нормативной и эксплуатационной документацией, а также получить представление об эксплуатации системы в различных режимах работы, используя разработанный ЛСТ.

Библиографический список

1. **Инструкция** по эксплуатации системы по подаче химобессоленной воды машзала 03.УА.ПЭ.0015.44. Калининская АЭС
- 2 **Эксплуатационные** схемы системы ХОВ машзала 03.УА.ЭС.0024.44. Калининская АЭС

В.Ю.Осинцев, студ.; рук. Г.В. Булавкин, к.т.н., доц.

(ИГЭУ, г. Иваново)

РАЗРАБОТКА КОС «СИСТЕМА РЕГЕНЕРАЦИИ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ЭНЕРГБЛОКА ВВЭР-1000 С ПТУ К-1000-60/3000»

Разрабатываемая компьютерная обучающая система (КОС) предназначена для получения знаний и умений по функционированию системы регенерации высокого давления энергоблока ВВЭР-1000 с ПТУ К-1000-60/3000 (система RD). КОС состоит из компьютерного учебного пособия (КУП), представляющего собой обучающую часть с тестовой частью контроля знаний и локального ситуационного тренажера по эксплуатации системы (ЛСТ), представляющего собой «блок навыков и умений». КУП разработан на основании инструкции по эксплуатации [1] и содержит вопросы для самоконтроля, а также раздел контроля знаний с таблицей результатов оценки знаний.

В данном материале наглядно представлена структура и принцип действия системы RD, а также ее эксплуатация в основных нормальных режимах работы, а именно: подготовка к пуску, пуск, работа на мощности, останов, вывод в ремонт.

Система регенерации высокого давления предназначена для подогрева питательной воды в ПВД до температуры 218°C (при Nном.) и повышения экономичности энергоблока.

В состав регенеративной установки высокого давления входят:

- охладитель пара уплотнений SD30W01 типа ПС-340;
- две подключенных параллельно группы ПВД;
- трубопроводы и арматура.

Подогреватели 3RD11W01 типа ПВ-2500-97-18А и 3RD21W01 типа ПВ-2500-97-28А составляют группу «А», а 3RD12W01 и 3RD22W01 - группу «Б».

Система регенерации высокого давления связана с другими системами турбинного и реакторного отделений.

После изучения материала при помощи КУП обучаемый должен быть способен описать систему RD и ее компоненты в соответствии с нормативной и эксплуатационной документацией, а также получить

представление об эксплуатации системы в основных нормальных режимах работы, используя разработанный ЛСТ.

Библиографический список

1. **Инструкция** по эксплуатации системы регенерации высокого давления 03.RD.ПЭ.0017.44. Калининская АЭС.
2. **Эксплуатационные** схемы системы регенерации высокого давления 03.RD.ЭС.0017.44». Калининская АЭС.

*Н.Г. Петров, студ.; рук. Г.В. Булавкин, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАЗРАБОТКА КОС «ОБЩЕБЛОЧНАЯ СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-1000 С ПТУ К-1000-60/3000»

Разрабатываемая компьютерная обучающая система (КОС) предназначена для получения знаний и умений по функционированию общеплочной системы технического водоснабжения энергоблока ВВЭР-1000 с ПТУ К-1000-60/3000 (система VB). КОС состоит из компьютерного учебного пособия (КУП), представляющего собой обучающую часть с тестовой частью контроля знаний и локального ситуационного тренажера по эксплуатации системы (ЛСТ), представляющего собой «блок навыков и умений». КУП разработан на основании инструкции по эксплуатации [1] и содержит вопросы для самоконтроля, а также раздел контроля знаний с таблицей результатов оценки знаний.

В данном материале наглядно представлена структура и принцип действия системы VB, а также ее эксплуатация в основных нормальных режимах работы, а именно: подготовка к пуску, пуск, работа на мощности, останов, вывод в ремонт.

Система технического водоснабжения неотвественных потребителей предназначена для технического водоснабжения различных теплообменных аппаратов турбинного и реакторного отделения (циркуляционных насосов, технологического конденсатора, охладителей электродвигателей главных циркуляционных насосов, маслоохладителей

главных циркуляционных насосов, механизмов машзала, холодильных пароводяных эжекторных машин), потребителей спецводоочистки.

В общеблочную систему технического водоснабжения входят:

- три насоса, предназначенных для технического водоснабжения охладителей электродвигателей главных циркуляционных насосов;
- трубопроводы, служащие технологическими связями, арматура, предназначенная для выполнения переключений;
- КИП и средства автоматики, предназначенные для контроля работы

ты

системы и автоматизации технологического процесса.

Система технического водоснабжения связана с другими системами турбинного и реакторного отделений.

После изучения материала при помощи КУП обучаемый должен быть способен описать систему VB и ее компоненты в соответствии с нормативной и эксплуатационной документацией, а также получить представление об эксплуатации системы в основных нормальных режимах работы, используя разработанный ЛСТ.

Библиографический список

1. **Материалы** УТП Калининской АЭС «Система технического водоснабжения », Кл.16.ПО.01.03:СО.Р.VB.ПХ.ОВ.--01.
2. **Эксплуатационные** инструкции и схемы соответствующих систем энергоблока №3 Калининской АЭС (03.VB.ЭС.0013.44; 03.VB.ЭС.0034-0035,0042.44).

*А.Е. Чёхрев, студ.; рук. Г.В. Булавкин, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАЗРАБОТКА КОС «СИСТЕМА ВОДЯНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ОБМОТКИ СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА ТВВ-1000-2 ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-1000»

Разрабатываемая компьютерная обучающая система (КОС) предназначена для получения знаний и умений по функционированию системы водяного охлаждения статора генератора ТВВ-1000-2 энергоблока ВВЭР-1000(система SS). КОС состоит из компьютерного учебного пособия (КУП), представляющего собой обучающую часть с тестовой

частью контроля знаний и локального ситуационного тренажера по эксплуатации системы (ЛСТ), представляющего собой «блок навыков и умений». КУП разработан на основании инструкции по эксплуатации [1] и содержит вопросы для самоконтроля, а также раздел контроля знаний с таблицей результатов оценки знаний.

В данном материале наглядно представлена структура и принцип действия системы SS, а также ее эксплуатация в основных нормальных режимах работы, а именно: подготовка к пуску, пуск, работа на мощности, останов, вывод в ремонт.

Система водяного охлаждения статора генератора предназначена для отвода тепла, выделяющегося в обмотках статора и нажимных кольцах генератора, с целью поддержания допустимого их температурного состояния.

В состав регенеративной установки высокого давления входят:

- бак водяной SS10B01;
- два насоса охлаждения статора SS11D01, SS12D01 типа X280/72-К-СД;
- два теплообменника SS21W01, SS22W01 – типа ВВТ-100;
- три механических фильтра SS31-33N01 – типа ФВ-100;
- шесть магнитных фильтров SS61-66N01 – типа ФВ-100;
- два ионообменных фильтра SS41N01, SS42N01 – типа ФИ-4;
- фильтр механический SS40N01 – ФВ-10;
- ловушка газовая SS80;
- контрольно-измерительные приборы и средства автоматики;
- трубопроводы и арматура.

Система водяного охлаждения статора генератора связана с другими системами турбинного отделения.

После изучения материала при помощи КУП обучаемый должен быть способен описать систему SS и ее компоненты в соответствии с нормативной и эксплуатационной документацией, а также получить представление об эксплуатации системы в основных нормальных режимах работы, используя разработанный ЛСТ.

Библиографический список

1. **Инструкция** по эксплуатации системы водяного охлаждения обмотки статора генератора ТВВ-1000-2, 03.SS.ПЭ.0027.44. Калининская АЭС.

2. **Эксплуатационные** схемы системы водяного охлаждения обмотки статора генератора ТВВ-1000-2, 03 SS.ЭС 0012.44. Калининская АЭС.

*С.М.Штаюра, студ.; рук. Г.В. Булавкин, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАЗРАБОТКА КОС «СИСТЕМА ВОДЯНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА ТУРБОГЕНЕРАТОРА ТВВ-1000-2 ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-1000 С ПТУ К-1000-60/3000»

Разрабатываемая компьютерная обучающая система (КОС) предназначена для получения знаний и умений по функционированию системы водяного охлаждения газа турбогенератора ТВВ-1000-2 энергоблока ВВЭР-1000 с ПТУ К-1000-60/3000 (система VG).

КОС состоит из компьютерного учебного пособия (КУП), представляющего собой обучающую часть с тестовой частью контроля знаний и локального ситуационного тренажера по эксплуатации системы (ЛСТ), представляющего собой «блок навыков и умений». КУП разработан на основании инструкции по эксплуатации [1] и содержит вопросы для самоконтроля, а также раздел контроля знаний с таблицей результатов оценки знаний.

В данном материале наглядно представлена структура и принцип действия системы VG, а также ее эксплуатация в основных нормальных режимах работы, а именно: подготовка к пуску, пуск, работа на мощности, останов, вывод в ремонт.

Система водяного охлаждения газа турбогенератора предназначена для охлаждения водорода, циркулирующего в корпусе генератора, дистиллята, охлаждающего обмотку статора генератора ТВВ-1000-2, а также для отвода тепла от воздухоохладителей возбудителя и выпрямителя.

В состав системы водяного охлаждения газа турбогенератора ТВВ-1000-2 входят:

- насосы 3VG11(12)D01;
- теплообменники 3VG21(22)W01;
- теплообменники 3SS11,12,13W01 типа ВВТ-100;

- компенсационный бак 3VG30B01;
- трубопроводы и арматура.

Система водяного охлаждения газа турбогенератора связана с другими системами турбинного и реакторного отделений.

После изучения материала при помощи КУП обучаемый должен быть способен описать систему VG и ее компоненты в соответствии с нормативной и эксплуатационной документацией, а также получить представление об эксплуатации системы в основных нормальных режимах работы, используя разработанный КОС.

Библиографический список

1. **Инструкция** по эксплуатации системы водяного охлаждения газа турбогенератора 03.VG.ПЭ.0022.44. Калининская АЭС.
2. **Эксплуатационные** схемы системы водяного охлаждения газа турбогенератора 03.VG.ЭС. 0012.44. Калининская АЭС.

*Д.Н. Елагин, студ.; рук. Г.В. Булавкин, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ДРЕНАЖНАЯ СИСТЕМА МАШЗАЛА ЭНЕРГОБЛОКА № 3 И БНС-3 КАЛИНИНСКОЙ АЭС КАК ОБЪЕКТ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КОС

Дренажная система машзала энергоблока № 3(система UL) предназначена для откачки воды из дренажных приемков машзала энергоблока № 3. Дренажная система блочной насосной станции -3 (БНС-3) (система VC) предназначена для откачки воды из дренажных приемков и аванкамер БНС-3.

В состав рассматриваемой дренажной системы входят: три дренажных насоса 3UL10D(09,10,11) типа 1B20/5-16/5; три дренажных насоса 3VC30D(01,02,03) типа К-160/20; трубопроводы и арматура (табл. 1). Реализован начальный этап разработки: назначение, функции, структура и принципиальная схема системы.

При разработке компьютерной обучающей системы (КОС) по данной технологической системе предполагается создание компьютерного учебного пособия (КУП) на основании [1,2] и локального ситуационного тренажера (ЛСТ), где будут отражены основные режимы нормальной эксплуатации данной технологической системы (подготовка к

пуску, пуск, работа на мощности, останов, вывод в ремонт).

Таблица 1. Основные технические данные оборудования дренажной системы

Наименование	Единицы измерения	Дренажные насосы машзала	Дренажные насосы БНС-3
Тип насоса	-	1В20/5-16/5	К-160/120
Обозначение	-	3UL10D(01-03)	3VC30D(09-11)
Количество	шт. на бл.	3	3
Подача	м ³ /час	16	160
Мощность	кВт	4	6,91;8,1
Напор	м.в.ст.	50	20
Част. вращения	об./мин.	1500	2910
Напряжение	В	380	380
Напр. вращения	По часовой стрелке		

Библиографический список

1. **Инструкция** по эксплуатации дренажной системы машзала энергоблока № 3 и БНС-3, 03.VL.ПЭ.0019.44. Калининская АЭС
2. **Эксплуатационные** схемы системы машзала энергоблока № 3 и БНС-3, 3VL.ЭС.0040.44. Калининская АЭС.

*А.А. Капустин, студ.; рук. Г.В. Булавкин, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

СИСТЕМА ПОДАЧИ ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОДЫ НА СПЕЦКОРПУС И ХВО КАК ОБЪЕКТ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КОС

Реализован начальный этап разработки: назначение, функции, структура и принципиальная схема системы.

Система подачи технической воды на спецкорпус и химводоочистку (ХВО) (ТС -VB30) предназначена для надежного и бесперебойного снабжения водой следующих потребителей энергоблока №3: спецкорпус; подпитка ответственных потребителей РО; ХВО; узел подпитки центральных материальных складов (ЦМС); хранилище твердых радиоактивных отходов (ХТРО).

В состав системы подачи технической воды на спецкорпус и ХВО (VB30) входят насосы 3VB30D01,02 (табл. 1), всасывающая и напорная арматура, трубопроводы.

При разработке компьютерной обучающей системы (КОС) по данной технологической системе предполагается создание компьютерного

Таблица 1. Основные технические характеристики насосов

Наименование	Единицы измерения.	Величина
Тип насоса	-	1Д1600-90
Обозначение на тех.схеме	-	3VB30D(01,02)
Количество	штук на блок	2
Подача	м.куб./час; (л/с)	1000; (278)
Напор	м.вод.ст.	41,8
Частота вращения	об/мин.	960
Допустимый кавитац. запас	м.вод.ст	не более 4
КПД максимальный	%	87
Мощность насоса	кВт	148
Масса насоса	кг	1300
Диаметр рабочего колеса	мм	540
Тип приводного двигателя	эл. Двигатель	ДА304-400У-4
Мощность эл. Двигателя	кВт	500
Напряжение	В	6000
Масса эл. двигателя	кг	3980
Направление вращения ротора - против часовой стрелки		

учебного пособия (КУП) на основании [1,2] и локального ситуационного тренажера (ЛСТ), где будут отражены основные режимы нормальной эксплуатации данной технологической системы (подготовка к пуску, пуск, работа на мощности, останов, вывод в ремонт).

Библиографический список

1. Материалы УТП Калининской АЭС.
2. Эксплуатационные инструкции и схемы соответствующих систем энергоблока №3 Калининской АЭС (03.УВ.ПЭ.0036.44; 03.УВ.ЭС.0034.44; 03.УВ.ЭС.0035.44)

*С.О. Смирнов, студ.; рук. Г.В. Булавкин, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

СИСТЕМА ДРЕНАЖНОГО БАКА ЭНЕРГОБЛОКА №3 КАЛИНИНСКОЙ АЭС КАК ОБЪЕКТ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ КОС

Реализован начальный этап разработки: назначение, функции, структура и принципиальная схема системы.

Рассматриваемая Система дренажного бака (система RT) предназначена для сбора дренажей высокого и низкого давления энергоблока № 3 Калининской АЭС.

Система состоит из расширителей дренажей 3RT10B(01,02), расширителя пусковых дренажей 3RT20B01, сепаратора влаги II отбора 3RD20B01, дренажного бака 3RT30B(01,02), дренажных насосов 3RT(41,43)D01, трубопроводов и арматуры дренажей высокого и низкого давления, охладителя выпара 3RT10W01.

Расширители дренажей 3RT10B(01,02) предназначены для приемки дренажных потоков от паропроводов ТК, сепаратора влаги II отбора, паропровода пикового бойлера, паропроводов собственных нужд, паропроводов ПЭМ, греющего пара Д-7 ата, паропроводов ТПН, главных предохранительных клапанов и БПУ-А, главных паропроводов, напорных трубопроводов ТПН, напорных трубопроводов ВПЭН, системы продувки ПГ, опорожнение из Д-7ата, конденсата от ТК, конденсата II контура из СК, конденсата II контура РО. Расширитель пусковых дренажей главных паропроводов 3RT20B01 предназначен для сбора дренажных потоков главных паропроводов. Дренажный бак 3RT30B(01,02) предназначен для сбора дренажных потоков РД, ПВД-6, ПВД-7, от напора КН-I ст., конденсатопроводов уплотнений ТПН, продувки трубопроводов отбора проб, трубопроводов питательной воды, конденсата II контура из СК, линии опорожнения баков обессоленной воды РО, сливного конденсата ПЭМ, от эжекторов ТПН. Сепаратор влаги II отбора 3RD20B01 предназначен для удаления влаги пара II отбора турбины. Насосы дренажного бака 3RT(41,43)D01 предназначены для перекачки конденсата ДБ в конденсатор турбины, в БГК, на подпитку бака отепленной воды 3UX1802 ПЭМ, на заполнение бака промконтура охлаждения проб.

При разработке компьютерной обучающей системы (КОС) по данной технологической системе предполагается создание компьютерного учебного пособия (КУП) на основании [1,2] и локального ситуационного тренажера (ЛСТ), где будут отражены основные режимы нормальной эксплуатации данной технологической системы (подготовка к пуску, пуск, работа на мощности, останов, вывод в ремонт).

Библиографический список

1. **Инструкция** по эксплуатации системы дренажного бака блока № 3, 03.РТ.ПЭ. 0006.44. Калининская АЭС.

2. **Эксплуатационные** схемы системы дренажного бака блока № 3, 03.РТ.ЭС.0033.44. Калининская АЭС.

*В.К. Рябинкин, Д.Н. Сироткин, студенты;
рук. В.Г. Шошин, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ТЕСТИРОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ УЧЕБНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТУРБОМАШИН

Одной из основных дисциплин, которые изучают студенты специальности «АЭС», является «Турбомашины АЭС». Заключительным этапом при изучении дисциплины является выполнение курсового проекта на тему «Эскизное проектирование паровой турбины типа ...».

Ранее, при выполнении курсового проекта у студентов возникал ряд трудностей:

- устаревший интерфейс компьютерных расчетных программ;
- возраст учебно-методической литературы, превышающий 20 лет;
- литература издана в разное время и различными авторами и содержит определенные разногласия;
- большое количество рутинных расчетов, невозможность рассмотрения ряда вариантов и определения оптимальности проекта.

В связи с этим на кафедре «АЭС» создано новое программное обеспечение, которое должно устранить возникающие трудности, а также предложить студенту понятный интерфейс и возможность выбора оптимального варианта проекта турбомашины.

Целью является эскизное проектирование нестандартной паровой турбомашины с использованием нового программного обеспечения.

Задачи, которые необходимо решить при проектировании:

- создание адекватного расчета паровой турбомашины;
- рассмотрение ряда вариантов создания турбомашины, выявление и обоснование оптимального варианта;
- выявление узких мест и возможных недостатков нового программного обеспечения;
- составление блок-схемы принятия решений при проектировании турбомашины.

Анализ результатов.

В результате должен получиться эскизный проект паровой турбины с рядом рассмотренных вариантов с обоснованием принятых решений.

Полученный эскизный проект может быть использован при составлении примеров использования нового программного обеспечения.

Библиографический список

1. Капелович, Б.Э. Тепловой расчёт паровых турбин: учебное пособие / Б. Э. Капелович.—Иваново: ИГЭУ, 1985.—80 с: ил.

2. Рабенко В.С. Предварительный расчет паровый турбин: учебное пособие.—Иваново: ИГЭУ, 1987.—97 с: ил.

*М.А. Бугров, асп.; А.Р. Крылов, Ю.С. Шейн, студенты;
рук. С.Г. Андрианов, к.т.н., доц.; А.Г. Ильченко, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПРИМЕНЕНИЕ ПАРОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПИКОВОЙ МОЩНОСТИ НА АЭС С ВВЭР

Все атомные станции спроектированы для работы в базисном режиме, однако вынужденно привлекаются к регулированию суточных и недельных графиков нагрузок энергосистемы. При этом имеется достаточно большой резерв для быстрого снижения мощности (до уровня примерно 70% от номинальной), при котором не будут превышены допустимые пределы скорости изменения технологических параметров. Возможности перегрузок энергоблока значительно ниже, что ограничивает участие атомных станций в режимном регулировании мощности энергосистемы.

Целью исследовательской работы выбрано изучение потенциальной возможности и экономической целесообразности внедрения парогазовых технологий на АЭС с ВВЭР для покрытия пиковых нагрузок энергосистемы. Основные задачи заключаются в разработке принципиальных схем включения газовых турбин, определение экономичности и стоимости внедрения предложенных технических решений, выбор технологического оборудования гибридных установок. Современные газотурбинные установки экономичны, маневренны, достаточно компактны. Их недостатком является высокая температура выхлопных газов, которая составляет 600-700 °С. Уходящие продукты горения выбрасываются в атмосферу, тем самым ухудшая экологическую обстановку, теряя при этом потенциальное топливо. Имеющийся поло-

жительный опыт совмещения газового и парового цикла на ТЭС с утилизацией теплоты уходящих газов газотурбинного агрегата в тепловой схеме паровой турбины показывает обоснованность таких разработок. Включение в работу газовой турбины параллельно с паровой будет способствовать не только получению дополнительной мощности на АЭС, но и увеличению тепловой экономичности всего энергоблока.

Возможны следующие способы использования теплоты уходящих газов на АЭС:

- установка парогазовых теплообменников для организации начального и промежуточного перегрева пара основного цикла.
- отключение подогревателей высокого давления в часы пиковых нагрузок и нагрев питательной воды в газодяных подогревателях.

Также возможно применение схемы с заменой приводной турбины питательного насоса на газовую с использованием тепла выхлопных газов в системе регенеративного подогрева.

Организация дополнительного газового цикла на АЭС может быть реализована как на действующих энергоблоках путём проведения реконструкции тепловой схемы 2-го контура, так и на строящихся станциях.

Нами рассматривалось применение газотурбинной установки в составе тепловой схемы ПТУ К-1000-5,9/50 энергоблока с ВВЭР-1000. Рассматривались варианты с использованием теплоты уходящих газов газовой турбины для организации промежуточного перегрева пара в газопаровом теплообменнике (вместо паро-парового подогревателя), а также вариант с замещением регенеративных подогревателей высокого давления газодяным теплообменником. При этом температуры промперегрева и питательной воды сохраняются на проектном уровне: 250 и 212 °С соответственно. Анализ показал, что для условий турбоустановки К-1000-5,9/50 наиболее подходят газотурбинные установки Ansaldo V94.2 (производство компании Siemens), GT26 (производитель фирма Alstom) и Mitsubishi M701F4 (табл. 1).

Из указанных выше ГТУ для использования с системой промежуточного газопарового перегрева могут быть рекомендованы газовые турбины двух типов Ansaldo V94.2 и Ansaldo V94.2K. Для использования с системой газодяного подогрева питательной воды могут быть использованы ГТУ Alstom GT26 или Mitsubishi M701F4.

Ниже приведены некоторые результаты расчетов тепловой схемы парогазового блока К-1000-5,9/50 + ГТУ.

Характеристики ядерного парогазового блока.

1. Режим отключения ПВД по греющему пару. Газовая турбина Mitsubishi M701F4.

Таблица 1. Сравнительные характеристики ГТУ

Величина	Тип ГТУ							
	Mitsubishi M701F4		Ansaldo V94.2		Ansaldo V94.2K		Alstom GT26	
	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето
Тепловая мощность КС, МВт	819,5	774,6	495,8	485,1	521,3	509,8	752,4	714,8
Расход на газовую турбину, кг/с	762,5	716,0	568,2	531,0	577,8	540,0	684,0	654,0
Температура газа перед турбиной, °С	1350	1350	1075	1075	1060	1060	1290	1290
Температура газа за турбиной, °С	582,5	597	516,8	544	517,8	545	613	616
Электрическая мощность ГТУ, МВт	330,9	304,4	172,8	167,4	192,2	186,1	291,2	271,6
КПД, %	40,38	39,30	34,85	34,51	36,87	36,50	38,7	38,0

При отключении всех ПВД и замене их газоводяным подогревателем электрическая мощность паровой турбины повышается до ~ 1099 МВт. Суммарная электрическая мощность блока :

$$N_{\Sigma} = N_{ПТ} + N_{ГТ} = 1099 + 330,9 = 1429,9 \text{ МВт (зима);}$$

$$N_{\Sigma} = N_{ПТ} + N_{ГТ} = 1099 + 304,4 = 1403,4 \text{ МВт (лето).}$$

КПД по выработке электроэнергии:

$$\eta_{\Sigma} = \frac{N_{\Sigma}}{Q_{\Sigma}} = \frac{N_{ПТ} + N_{ГТ}}{Q_{ЯР} + Q_{ГТ}} = \frac{1429,9}{3000 + 819,5} = 0,3744 \text{ (зима);}$$

$$\eta_{\Sigma} = \frac{N_{\Sigma}}{Q_{\Sigma}} = \frac{1403,4}{3000 + 774,6} = 0,3718 \text{ (лето).}$$

2.Режим парогазового перегрева. Газовая турбина Ansaldo V94.2K. При отключении паро-парового перегревателя и замене его на газопаровой электрическая мощность ПТУ увеличивается до 1089 МВт. Суммарная электрическая мощность блока:

$$N_{\Sigma} = N_{ПТ} + N_{ГТ} = 1089 + 192,2 = 1281,2 \text{ МВт (зима);}$$

$$N_{\Sigma} = N_{ПТ} + N_{ГТ} = 1089 + 186,1 = 1275,1 \text{ МВт (лето).}$$

КПД по выработке электроэнергии:

$$\eta_{\Sigma} = \frac{N_{\Sigma}}{Q_{\Sigma}} = \frac{N_{ИТ} + N_{ГТ}}{Q_{ЯР} + Q_{ГТ}} = \frac{1281,2}{3000 + 521,3} = 0,3638 \text{ (зима);}$$

$$\eta_{\Sigma} = \frac{N_{\Sigma}}{Q_{\Sigma}} = \frac{1275,1}{3000 + 509,8} = 0,3633 \text{ (лето).}$$

В конденсационном режиме электрическая мощность энергоблока АЭС составляет 1012,5 МВт, что соответствует значению КПД турбоустановки по выработке электроэнергии 33,75 %. Таким образом, применение парогазовых технологий на АЭС с ВВЭР-1000, позволит получить значительное увеличение мощности, что делает эффективным не только получение пиковой электроэнергии, но и в целом повышает эффективность парогазовых АЭС даже в базовом (основном) режиме работы. Следует отметить, что современные высокотемпературные газовые турбины имеют значительный эксплуатационный ресурс (около 200 тыс. часов), что позволит им отработать полный нормативный срок эксплуатации (30 лет) без замены. Капитальный ремонт производится по техническому состоянию (обычно через 70 тыс. часов или 8 лет). Поскольку топливом является природный газ, затраты в топливное хозяйство относительно невелики. Учитывая компактность и малую металлоемкость ГТУ, их применение совместно ядерным энергоблоком представляется весьма привлекательным.

*Д.В. Фильченкова, студ.; рук. А.Г. Ильченко, к.т.н., доц.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

АНАЛИЗ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ГАЗОТУРБИННОГО ЦИКЛА НА БАЗЕ ВТГР

Одним из направлений ядерных технологий на сегодняшний день является создание АЭС с высокотемпературными газоохлаждаемыми реакторами (ВТГР) с гелиевым теплоносителем. По способу преобразования тепловой энергии АЭС с ВТГР может использоваться как паротурбинный, так и газотурбинный циклы. При температурах гелия на выходе из реактора 900 °С и выше весьма перспективным представляется применение на АЭС с ВТГР газотурбинной установки (ГТУ) замкнутого цикла.

Преимущество газотурбинного цикла – простота энергетической установки и возможность использование высоких температур при относительно низких давлениях. Как показывает опыт создания современных высокотемпературных ГТУ на органическом топливе их электрический КПД достигает 40 % и выше. Преимущества гелия как ра-

бочего тела ГТУ определяются его хорошими теплофизическими свойствами. Гелий по теплопередающим свойствам уступает только водороду, а газотурбинная установка вследствие высокой теплоемкости гелия компактна и имеет малую металлоемкость. Гелий практически не захватывает нейтроны. Он стабилен, химически нейтрален, почти не активируется под облучением, прост в очистке от химических примесей и продуктов деления. При использовании гелия, который является инертным газом, стало возможно использовать в качестве конструкционных материалов более прочные ниобий, молибден, их сплавы, так как отсутствует опасность их окисления.

В представленном докладе было проанализировано влияние на тепловую экономичность простого замкнутого цикла ГТУ таких параметров как степень сжатия компрессора, температура на входе в газовую турбину и температура перед компрессором (после охладителя). Принципиальная схема ГТУ такого типа изображена на рис. 1

В качестве основного показателя тепловой экономичности рассматривался внутренний КПД цикла, аналитическое выражение которого было представлено так, чтобы в нем отражалось влияние большинства важнейших параметров установки. Варьировались: температура на входе в компрессор и в газовую турбину, а также степень повышения давления в компрессоре. Значения внутренних относительных КПД газовой турбины и компрессора принимались равными 0,89 и 0,85 соответственно.

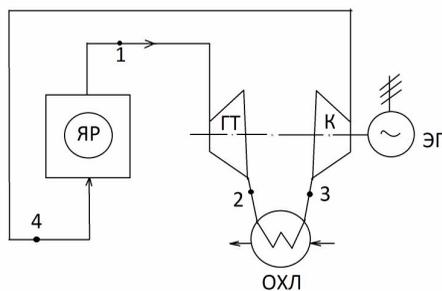


Рис. 1. Принципиальная схема ГТУ, работающей по простому замкнутому циклу

Аналитическое исследование цикла показало, что решающее влияние на внутренний КПД оказывает степень повышения давления в компрессоре (рис. 2). Также экономичность цикла определяется температурами T_1 и T_3 : чем больше T_1 (рис. 3) или меньше T_3 , тем выше

экономичность ГТУ при оптимальном значении степени повышения давления в компрессоре (которая с ростом T_1 будет увеличиваться).

Из графика рис. 2 видно, что внутренний КПД цикла имеет максимум в функции степени повышения давления. При принятых T_1 и T_3 он находится при $\epsilon^{\text{опт}} \approx 10$.

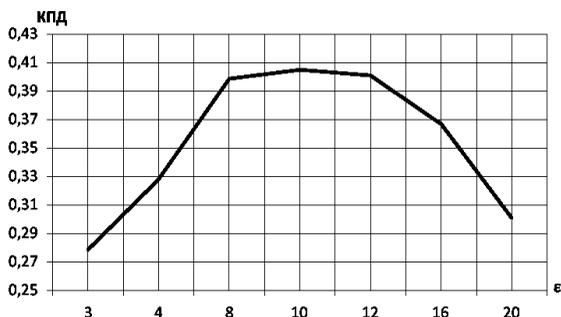


Рис. 2. Зависимость внутреннего КПД ГТУ без регенерации от степени повышения давления при $T_1 = 1200^\circ\text{C}$ и $T_3 = 20^\circ\text{C}$

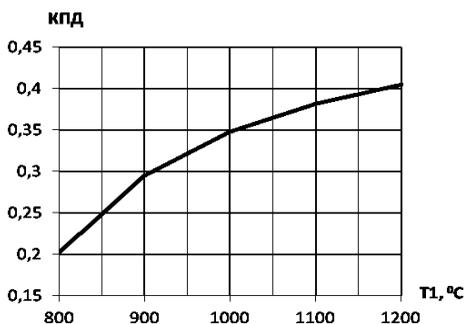


Рис. 3. Зависимость внутреннего КПД ГТУ от температуры на входе в турбину при $T_3 = 20^\circ\text{C}$ и $\epsilon = 10$

Недостаток простого газотурбинного цикла – большие внутренние перетоки энергии, внутренние потери оказывают сильное влияние на показатели ГТУ. Для повышения тепловой экономичности ГТУ используется регенеративный цикл. В простейшем регенеративном цикле ГТУ регенеративный теплообменник размещается между выходом компрессора и входом в реактор (рис.4).

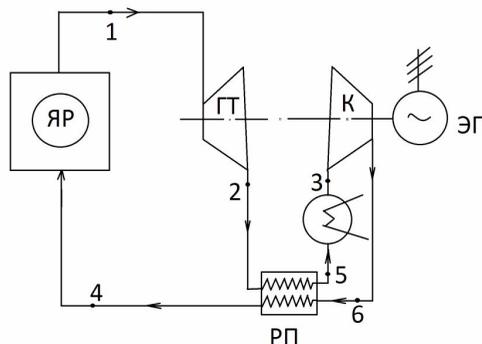


Рис. 4. Принципиальная схема простой ГТУ, работающей по простому замкнутому регенеративному циклу

Как показали расчеты, применение регенерации существенно повышает тепловую экономичность атомной энергоустановки с ГТУ. На графике рис. 5 для сравнения приведена зависимость внутреннего КПД регенеративного цикла ГТУ при полной регенерации и температурах: на выходе из реактора $T_1 = 1200\text{ }^\circ\text{C}$ и после охладителя (перед регенеративным теплообменником) $T_5 = 20\text{ }^\circ\text{C}$ (температурный напор в регенераторе $10\text{ }^\circ\text{C}$). Расчеты показали, что при $\epsilon \square 8$ температура гелия на выходе из турбины становится меньше, чем на выходе из компрессора. Поэтому при этих параметрах регенеративный цикл не может быть реализован. Требуется, очевидно, применение многоступенчатого сжатия с промежуточным охлаждением в компрессоре.

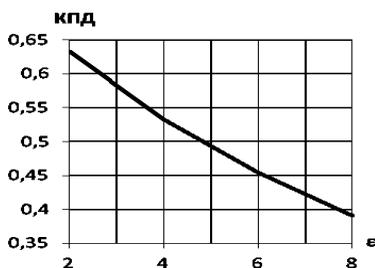


Рис.5. Зависимость внутреннего КПД ГТУ без регенерации от степени повышения давления при $T_1 = 1200\text{ }^\circ\text{C}$ и $T_5 = 20\text{ }^\circ\text{C}$

Несмотря на существенное повышение термического КПД газотурбинного цикла, применение регенерации имеет определенные техни-

ческие и экономические недостатки (увеличение металлоемкости, стоимости, повышенная трудоемкость строительства и монтажа). В конечном счете вопрос о целесообразности введения регенерации и об оптимальных параметрах атомной газотурбинной установки должен решаться на основании технико-экономических расчетов.

Библиографический список

1. **Новые** схемы и циклы в теплоэнергетике. Свердловск: РИСО УФАН СССР, 1971.-152 с.
2. **Полканов Л.Д., Замятин С.А.** Некоторые проблемы проектирования ЯЭУ с высокотемпературными газоохлаждаемыми реакторами: учеб. пособие. Горький: 1982.

*М.С. Куликов, студ.; рук. В.Ф. Степанов, ст.препод.
(ИГЭУ, г.Иваново)*

РАЗРАБОТКА КОС “СИСТЕМА АВАРИЙНОГО ПИТАНИЯ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-1000 С ПТУ К-1000-60/3000 ”

Разрабатываемая компьютерная обучающая система (КОС) предназначена для наиболее полного изучения и понимания принципа работы, режимов работы и эксплуатации системы аварийного питания парогенераторов ПТУ К-1000-60/3000 энергоблока ВВЭР-1000 (система ТХ). КОС состоит из компьютерного учебного пособия (КУП), представляющего собой теоретический блок с контрольной частью, на который делается основной упор, и локального ситуационного тренажера по эксплуатации системы (ЛСТ). КУП разработан на основании инструкции по эксплуатации [1] и содержит вопросы для самоконтроля, а также раздел контроля знаний с таблицей результатов оценки знаний.

В данном материале наглядно представлена структура и принцип действия системы ТХ, а также рассмотрены режимы работы системы и ее эксплуатация, а именно : подготовка к пуску, пуск, работа на мощности, останов, вывод в ремонт.

Система аварийной подачи питательной воды является системой важной для безопасности и относится к защитным системам.

Система аварийной подачи питательной воды в парогенераторы предназначена для подачи питательной воды в парогенераторы в аварийных режимах работы блока, связанных с обесточиванием блока, сейсмическими воздействиями и нарушением нормальной подачи питательной воды в парогенераторы. При включении системы ТХ по

сигналам на ее автоматическое включение или при дистанционном включении насос ТХ10(20,30)D01 подает из бака ТХ10(20,30)В01 химобессоленную воду в ПГ с подачей, обеспечивающей заданную скорость расхолаживания первого контура. Объем каждого бака 470 м³. Продолжительность работы системы, количество работающих насосов, режимы работы регуляторов уровня и расхода воды в ПГ определяется конкретной ситуацией на энергоблоке. К основным требованиям к системе ТХ относятся:

- обеспечение подачи питательной воды в парогенераторы с момента аварии за промежуток времени не более двух минут;
- обеспечение подачи питательной воды не менее, чем в два парогенератора, расходом достаточным для аварийного расхолаживания;
- обеспечение необходимого запаса ХОВ, исходя из условий достижения расхолаживания блока через БРУ-А до давления в первом контуре 15кгс/см²;
- на первом этапе аварийного расхолаживания при обесточивании энергоблока осуществление подачи воды в парогенераторы в течение 6 часов для отвода остаточных тепловыделений.

Система ТХ связана с парогенераторами, системой химобессоленной воды и системой дренажей машзала. После изучения материала при помощи КУП обучаемый должен быть способен описать систему ТХ и ее компоненты в соответствии с нормативной и эксплуатационной документацией, а также получить представление об эксплуатации системы в основных нормальных и аварийных режимах работы.

Библиографический список

1. **Инструкция** по эксплуатации системы аварийного питания парогенератора 01.03:СО.Р.ТХ.ПХ.ОВ.--.01.
2. **Эксплуатационные** схемы системы аварийного питания парогенераторов.