

Министерство образования Республики Беларусь
Белорусский национальный технический университет
Энергетический факультет

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ



**Материалы 75 – й
научно – технической
конференции студентов
и аспирантов**

Секция

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

Электронный учебный материал

Минск 2019

УДК 621.311
ББК 31 я 43
А 43

Р е ц е н з е н т

Декан факультета инфокоммуникаций УО БГУИР,
к.т.н., доцент С.В. Дробот

Составитель Жуковская Т.Е.

В сборник включены материалы 75 – й научно-технической конференции студентов и аспирантов БНТУ «Актуальные проблемы энергетики» (апрель 2019 г.). Секция «Теплоэнергетика».

Белорусский национальный технический университет.
Энергетический факультет.
пр - т Независимости, 65/2, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: (017) 292-42-32 Факс: 292-71-73
E-mail: ef@bntu.by
<http://www.bntu.by/ef.html>
Регистрационный № ЭИ БНТУ/ЭФ39–72.2019

© Жуковская Т.Е. редак., комп. дизайн.
© БНТУ ЭФ, 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА ЗА КОТЛОМ	8
Авхутская В.О.	8
Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.	8
РЕКОНСТРУКЦИИ ТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ МОГИЛЕВСКОЙ ТЭЦ-2	14
Бабич Д.О.	14
Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.	14
СРАВНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ СТРУКТУРНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ ОПТИМИЗАЦИИ САУ УРОВНЯ ВОДЫ В ПАРОГЕНЕРАТОРАХ АЭС	19
Волчкевич О.М.	19
Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.	19
КАМЕРЫ СГОРАНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК С ПОНИЖЕННЫМ ОБРАЗОВАНИЕМ ТОКСИЧНЫХ ВЕЩЕСТВ.....	25
Дегтяренко Д.В.	25
Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.	25
РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЗА СЧЕТ ТЭЦ ПРИ ПУСКЕ АЭС	32
Запасник В.А.	32
Научные руководители – д.т.н., профессор Карницкий Н.Б., м.т.н. Коробец П.Н.	32
ОПТИМИЗАЦИЯ КАСКАДНОЙ САУ УРОВНЯ ВОДЫ В БАРАБАНЕ ПАРОГЕНЕРАТОРА.....	37
Иванов Д.А., Цыганкова С.Д.	37
Научные руководители – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т., к.э.н., доцент Кравченко В.В.	37
ТУРБОАГРЕГАТЫ ДВИНСКОГО КАСКАДА ГЭС	43
Казанцев И.А., Пантелей Д.Е.	43
Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.	43
ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКЕ	47
Колос В.М.	47
Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.	47
ПРЯМОТОЧНЫЕ РАСПЫЛИТЕЛЬНЫЕ ОХЛАДИТЕЛИ ОБОРОТНОЙ ВОДЫ	50
Колос В.М.	50
Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.	50
ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ МИНИ-ТЭЦ НА БАЗЕ ГАЗОПОРШНЕВЫХ АГРЕГАТОВ	52
Короленко Т.В., Алексеева О.С.	52
Научные руководители – старший преподаватель Павловская А.А., ассистент Ракевич С.И.	52
ПРОГРАММНО-АППАРАТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В WOLFRAM МАТЕМАТИКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МИКРОКОНТРОЛЛЕРНЫХ УСТРОЙСТВ	56
Миргород Ю.С.	56
Научный руководитель – ст. преподаватель Буров А.Л.	56

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ WAVE ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ИНТЕГРИРОВАННЫХ ВПУ ..	62
Миргород Ю.С., Салькевич Я.А.	62
Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.	62
СНИЖЕНИЕ ОКСИДОВ АЗОТА ПУТЕМ ВПРЫСКА ВЛАГИ В ЗОНУ ГОРЕНИЯ.....	68
Науменко Д.А.	68
Научный руководитель – д.т.н., профессор Жихар Г.И.	68
ЗАЩИТА ОТ АБРАЗИВНОГО ИЗНОСА ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ВЫСОКОГО И СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН	70
Ринейский Е.И.	70
Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.	70
ОПТИМИЗАЦИЯ КАСКАДНОЙ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ УРОВНЯ ВОДЫ В БАРАБАНЕ ПАРОГЕНЕРАТОРА С КОРРЕКТИРУЮЩИМ РЕГУЛЯТОРОМ	77
Салькевич Я.А., Миргород Ю.С.	77
Научные руководители – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т., к.э.н., доцент Кравченко В.В.	77
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД ТЭС	83
Салькевич Я.А.	83
Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.	83
ПЕРЕВОД ТУРБИНЫ ПТ-60-130/13 В РЕЖИМ РАБОТЫ С УХУДШЕННЫМ ВАКУУМОМ И ОРГАНИЗАЦИЕЙ ДВУХСТУПЕНЧАТОГО ПОДОГРЕВА СЕТЕВОЙ ВОДЫ.....	90
Сидорук Ю.С.	90
Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.	90
МОДЕРНИЗАЦИЯ РЕГУЛЯТОРА ПИТАНИЯ БАРАБАННОГО КОТЛА	96
Снегур А.В.	96
Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.	96
АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ КОНТРОЛЬКОРПУСА РЕАКТОРА.....	102
Соколюк В.С.	102
Научный руководитель – к.т.н., доцент Герасимова А.Г.	102
ИССЛЕДОВАНИЕ МАЛОРАСХОДНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН	108
Трахимович И.А., Пантелей Д.Е.	108
Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.	108
ОПТИМИЗАЦИЯ РЕГУЛЯТОРА ПИТАНИЯ БАРАБАННОГО КОТЛА	112
Устинович В.В.	112
Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.	112
СТРУКТУРНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ САУ НЕЙТРОННОЙ МОЩНОСТИ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА.....	118
Цыганкова С.Д., Иванов Д.А.	118
Научные руководители – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т., к.э.н., доцент Кравченко В.В.	118
КОРРОЗИЯ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ.....	124
Цыганкова С.Д.	124
Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.	124

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ.....	130
ЭРКАБАЕВА Е.О., ШВЕЦОВ И.А.....	130
Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.	130
ИНФРАКРАСНЫЕ ОБОГРЕВАТЕЛИ	133
ИВАНОВА Д.С.	133
Научный руководитель – к.т.н., доцент Ярмольчик Ю.П.	133
ХОЛОДИЛЬНАЯ МАШИНА С СИСТЕМОЙ ЕСТЕСТВЕННОГО ОХЛАЖДЕНИЯ.....	137
ИВАНОВА Д.С., ИГНАТОВИЧ Р.С.	137
Научный руководитель – ассистент Мясникович В.В.	137
СРАВНЕНИЕ ГРАДИРЕН С ОСЕВЫМ И ЦЕНТРОБЕЖНЫМ ВЕНТИЛЯТОРАМИ	141
ИГНАТОВИЧ Р. С., БОГДАН А. А.	141
Научный руководитель – ассистент Мясникович В.В.	141
ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ УСТАНОВКИ ГРАДИРНИ НА МИНСКОМ КСИ.....	144
БОГДАН А.А., ИВАНОВА Д.С.	144
Научный руководитель – ассистент Мясникович В.В.	144
ОБЪЕМНАЯ НАГРУЗКА И СОПРОТИВЛЕНИЕ ТОПКИ ДВУХХОДОВЫХ ЖАРОТРУБНЫХ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ ICI CALDAIE СЕРИИ REX.....	147
ПЕСТРАК А. В., ПЕРЕХРЕСТ А.А.	147
Научный руководитель – к.т.н., доцент Ярмольчик Ю.П.	147
ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ. ОПИСАНИЕ И ХАРАКТЕРИСТИКИ.....	150
СКИЦУНОВА И.А.	150
Научный руководитель – ассистент Матявин А.А.	150
УТИЛИЗАЦИЯ ПОБОЧНЫХ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОТОКОВ НА ПРИМЕРЕ ЗАВОДА ПО ИЗГОТОВЛЕНИЮ СВЕРХКРУПНОГАБАРИТНЫХ ШИН	153
КУЛАКОВ В.М.	153
Научный руководитель – д.т.н., профессор Романюк В.Н.	153
ГЕНЕРАТОРЫ В ДОРОДА PIEL	156
МАЛАЩУК А.М., МУЗЫКАНТОВА К.С.	156
Научный руководитель – старший преподаватель Петровская Т.А.	156
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ ОАО «МОЗЫРЬСОЛЬ»	158
ИВАНОВА О.А.	158
Научный руководитель – д.т.н., профессор Романюк В.Н.	158
ВЫБОР ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ДЛЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМ ОХЛАЖДЕНИЯ ЧАСТИ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ТУРБИНЫ.....	160
ЛАГОЙКО А.А.	160
Научный руководитель – старший преподаватель Айдарова З.Б.	160
РЕАКЦИЯ САБАТЬЕ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ СИНТЕТИЧЕСКОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	163
БОЛБАС И.А.	163
Научный руководитель – ассистент Матявин А.А.	163

ОБЪЕМНАЯ НАГРУЗКА И СОПРОТИВЛЕНИЕ ТОПКИ ДВУХХОДОВЫХ ЖАРОТРУБНЫХ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ VIESMANN СЕРИИ VITORPLEX 100 ТИП PV1.....	165
Драенков И. С.	165
Научный руководитель – к.т.н. доцент Ярмольчик Ю.П.	165
ОБЪЕМНАЯ ТЕПЛОВАЯ НАГРУЗКА ТОПКИ ДВУХХОДОВОГО И ТРЕХХОДОВОГО ЖАРОТРУБНОГО КОТЛА.....	168
Акулич А. В.	168
Научный руководитель – к.т.н., доцент Ярмольчик Ю.П.	168
ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА БЕЛОРУССКОМ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ЗАВОДЕ.....	170
Кацубо В.В.	170
Научный руководитель – д.т.н., профессор Романюк В.Н.	170
ПРЕДЕЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ ТОПКИ РЕВЕРСИВНОГО ЖАРОТРУБНОГО КОТЛА	175
Шалабодова К.Ю., Якимов И.В.	175
Научный руководитель – к.т.н., доцент Ярмольчик Ю.П.	175
РЕКОНСТРУКЦИИ РАЙОННОМ КОТЕЛЬНОЙ С ПЕРЕВОДОМ ЕЕ НА МЕСТНЫЕ ВИДЫ ТОПЛИВА С УВЕЛИЧЕНИЕМ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ДО 25 МВт.	177
Соколовская К.С.	177
Научный руководитель – к.т.н., доцент Чернышев В. И.	177
МЕХАНИЗМЫ ОБРАЗОВАНИЯ ОКСИДОВ АЗОТА	180
Страчинский С.И.	180
Научный руководитель – к.т.н. доцент Ярмольчик Ю.П.	180
АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЕТА АДИАБАТНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ГОРЕНИЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА.....	182
Страчинский С.И.	182
Научный руководитель – ассистент Мясникович В.В.	182
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ.....	184
Страчинский С.И., Лазакович В.И., Иванова Д.С.	184
Научный руководитель – старший преподаватель Прокопеня И.Н.	184
УСТАНОВКА ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ЧАСТНЫХ ДОМОВ В УСЛОВИЯХ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ	186
Зуева Е. С.	186
Научный руководитель – старший преподаватель Петровская Т.А.	186
ГИБРИДНЫЕ СОЛНЕЧНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ	188
Деветьярова М.В.	188
Научный руководитель – старший преподаватель Петровская Т.А.	188

УДК 621.184.64

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА ЗА КОТЛОМ

Авхутская В.О.

Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

В наше время актуальной является проблема модернизации существующих систем автоматического регулирования на ТЭС в связи с устаревшими схемами и оборудованием в данных системах.

Целью является выявление недостатков типовой САР с дифференциатором. Временно отказаться от типовых регуляторов и использовать передаточную функцию регулируемого устройства, порядок которого будет тем выше, чем выше структура объекта регулирования. Затем параметрически оптимизируем САР, т.е. рассчитываем параметры оптимальной динамической настройки, исходя из максимально допустимого значения, регулирующего и корректирующего воздействий. При этом основной целью является существенное (в разы) улучшение прямых показателей качества при отработке прямых воздействий (отработка задания основной регулируемой величины, внутреннего крайнего внешнего возмущения).

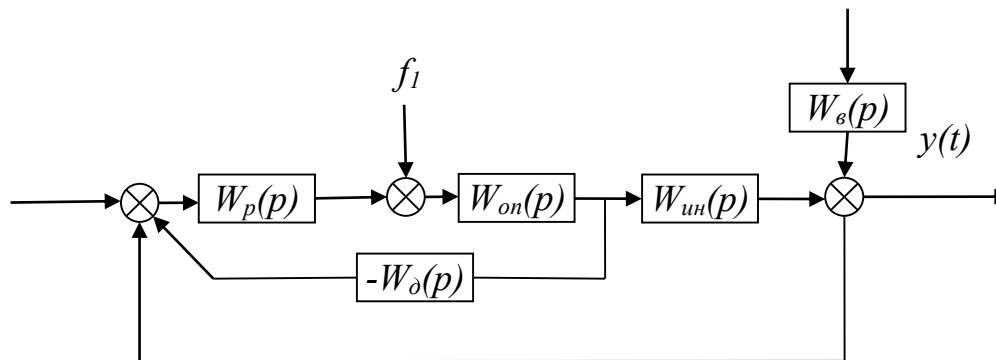


Рисунок 1. Структурная схема САР с дифференциатором

Передаточные функции:

Основной регулятор:

$$W_p(p) = \frac{K_p(T_i p + 1)}{T_i p} \quad (1)$$

Дифференциатор:

$$W_d(p) = \frac{K_d T_d p}{T_d p + 1} \quad (2)$$

Опережающий участок объекта регулирования:

$$W_{оп}(p) = \frac{K_{оп}}{(T_{оп} p + 1)(\sigma_{оп} p + 1)} \quad (3)$$

Инерционный участок объекта регулирования:

$$W_{ин}(p) = \frac{K_{ин} e^{-\tau_y p}}{(T_{ин} p + 1)(\sigma_{ин} p + 1)} \quad (4)$$

Крайнее внешнее возмущение:

$$W_B(p) = \frac{K_B}{T_B p + 1}. \quad (5)$$

Нам необходимо провести оптимизацию САР с дифференциатором. Для этого необходимо разбить двухконтурную САР на две одноконтурные. Оптимизацию начнем с дифференциатора. Внутренний контур по правилу преобразования схем представим в виде одной передаточной функции

$$W_I(p) = W_{y_1, x_{зд}}(p) = \frac{W_p(p) \cdot W_{оп}(p)}{1 + W_p(p) \cdot W_{оп}(p) \cdot W_d(p)} = \frac{1}{W_d(p)} = \frac{T_d p + 1}{K_d T_d p}. \quad (6)$$

Видно, что равенство соответствует виртуальному ПИ-регулятору:

$$W_I(p) = W_p^B(p) = \frac{K_p^B (T_i^B p + 1)}{T_i^B p}. \quad (7)$$

Виртуальный регулятор настраиваем по методу полной компенсации в частном виде (МПК в ЧВ) на оптимальную обработку крайнего внешнего возмущения f_2 по передаточной функции инерционного участка $W_{ин}(p)$ [1]:

$$T_i^B = T_k; \quad (8)$$

$$K_p^B = \frac{T_k}{2K_{ин}\tau_y}, \text{ при } \xi = \frac{1}{\sqrt{2}}; \quad (9)$$

$$K_p^B = \frac{T_k}{4K_{ин}\tau_y}, \text{ при } \xi = 1. \quad (10)$$

Перейдем от виртуального ПИ-регулятора к реальному дифференциатору:

$$T_d = T_k; \quad (11)$$

$$K_d = \frac{2K_{ин}\tau_y}{T_k}, \text{ при } \xi = \frac{1}{\sqrt{2}}; \quad (12)$$

$$K_d = \frac{4K_{ин}\tau_y}{T_k}, \text{ при } \xi = 1. \quad (13)$$

Оптимальные настройки основного ПИ-регулятора производят на основе передаточной функции опережающего участка с учетом численного значения K_d [1].

В этом случае регулятор настраивают по методу частичной компенсации (МЧК) для оптимальной обработки внутреннего возмущения f_1 [1]:

$$K = (K_p \cdot K_{оп} \cdot K_d) = 0,7395 \cdot T \left(1 + \frac{1}{T}\right)^2 - 1, \text{ где } T = \frac{T_{оп}}{\sigma_{оп}}; \quad (14)$$

$$K_p = \frac{K}{K_d \cdot K_{оп}} \quad (15)$$

$$I = \left(\frac{T_{и}}{\sigma_{оп}}\right) = \frac{6.36 \cdot K}{T \left(1 + \frac{1}{T}\right)^3}; \quad (16)$$

$$T_{и} = I \cdot \sigma_{оп}. \quad (17)$$

Для улучшения прямых показателей качества при основных воздействиях, проведем оптимизацию типовой САР, путем превращения её в инвариантную САР. При этом, вместо САР с дифференциатором используем эквивалентную ей каскадную САР.

Структурная схема инвариантной САР при плановом изменении нагрузки с измерением крайнего внешнего возмущения приведена на рисунке 2, методика выбора структурных передаточных функций стабилизирующего (СР) и корректирующего регуляторов (КР) приведена в [2].

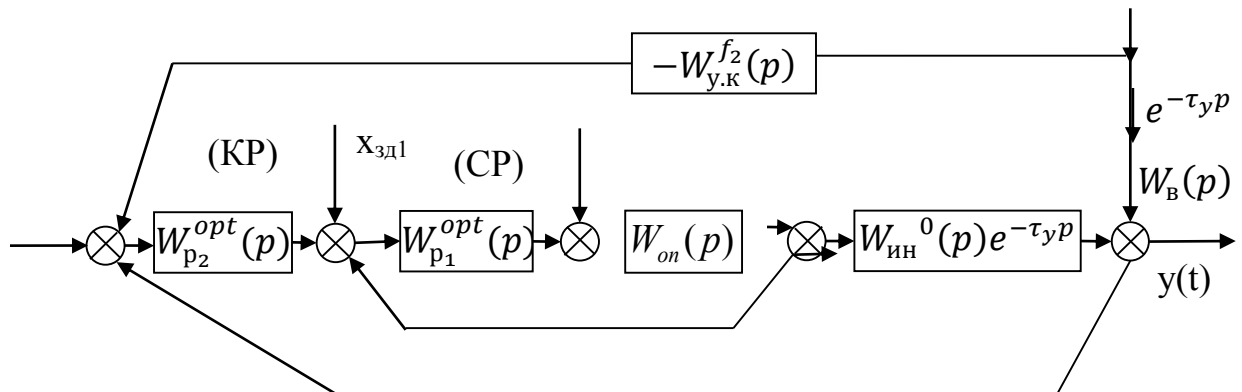


Рисунок 2. Структурная схема инвариантной САР при плановом изменении нагрузки (ПИИ)

Здесь передаточная функция стабилизирующего регулятора имеет вид:

$$W_{p1}^{opt}(p) = [W_{оп}^*]^{-1} \cdot W_{зд1}^{PC(n=1)}(p) = \frac{T_{оп}^* + 1}{K_{оп} T_{зд1} p}, \quad (18)$$

$$\text{где } T_{оп}^* = T_{оп} + \sigma_{оп}; \quad (19)$$

$T_{зд1} = \gamma \cdot T_{оп}^*$ — параметр динамической настройки СР, где γ — численные значения ряда чисел Золотого сечения [2];

$W_{зд1}^{PC(n=1)}(p)$ — заданная передаточная функция разомкнутой системы, равна

$$W_{зд1}^{PC(n=1)}(p) = \frac{1}{T_{зд1} p}. \quad (20)$$

При этом заданная передаточная функция замкнутой системы внутреннего контура с СР имеет вид:

$$W_{зД1}^{3C}(p) = \frac{1}{T_{зД1}p + 1}. \quad (21)$$

С учетом передаточных функций (4), (21) находим передаточную функцию эквивалентного объекта регулирования [2]:

$$W_{ЭКВ}(p) = W_{зД1}^{3C(n=1)}(p) \cdot W_{ИН}(p) = \frac{K_{ИН} e^{-\tau_y p}}{(T_{ИН}p + 1)(\sigma_{ИН}p + 1)(T_{зД1} + 1)}. \quad (22)$$

Передаточная функция корректирующего (КР) с учетом (22) примет вид:

$$W_{p2}^{opt}(p) = [W_{ЭКВ}(p)]^{-1} \cdot \frac{W_{зД2}^{3C}(p)}{1 - W_{зД2}^{3C}(p)} = W_{\Phi}(p) \frac{1}{1 - W_{зД2}^{3C}(p)}. \quad (23)$$

$$W_{зД2}^{3C}(p) = W_{y1,зД2}(p) = \frac{e^{-\tau_y p}}{(T_{зД2}p + 1)^3}. \quad (24)$$

где $T_{зД2} = \gamma \cdot \tau_y$ – параметр динамической настройки КР. (25)

При этом передаточная функция фильтра с учетом (22) и (24) имеет вид:

$$W_{\Phi}(p) = \frac{W_{ЭКВ}(p)}{W_{зД2}^{3C}(p)} = \frac{(T_{ИН}p + 1)(\sigma_{ИН}p + 1)(T_{зД1} + 1)}{K_{ИН} \cdot (T_{зД2} + 1)^2}. \quad (26)$$

Условие инвариантности при изменении f_2 :

$$W_{y,к}^{f_2}(p) \cdot W_{зД2}^{3C}(p) = e^{-\tau_y p} \cdot [1 - W_{зД2}^{3C}(p)]. \quad (27)$$

$$W_{y,к}^{f_2}(p) = \frac{W_B(p)[1 - W_{зД2}^{3C}(p)]}{W_{зД2}^{3C}(p)} = \frac{K_B \cdot (T_{зД2}p + 1)^3 \cdot [1 - W_{зД2}^{3C}(p)]}{(T_Bp + 1) \cdot (T_{зД3}p + 1)^2}, \quad (28)$$

которая при $T_{зД2} = T_{зД3}$ примет вид:

$$W_{y,к}^{f_2}(p) = \frac{K_B}{(T_Bp + 1)(T_{зД2}p + 1)} \cdot \left[1 - \frac{e^{-\tau_y p}}{T_{зД2}p + 1} \right]. \quad (29)$$

После моделирования всех переходных процессов САР при основных воздействиях получили следующие результаты:

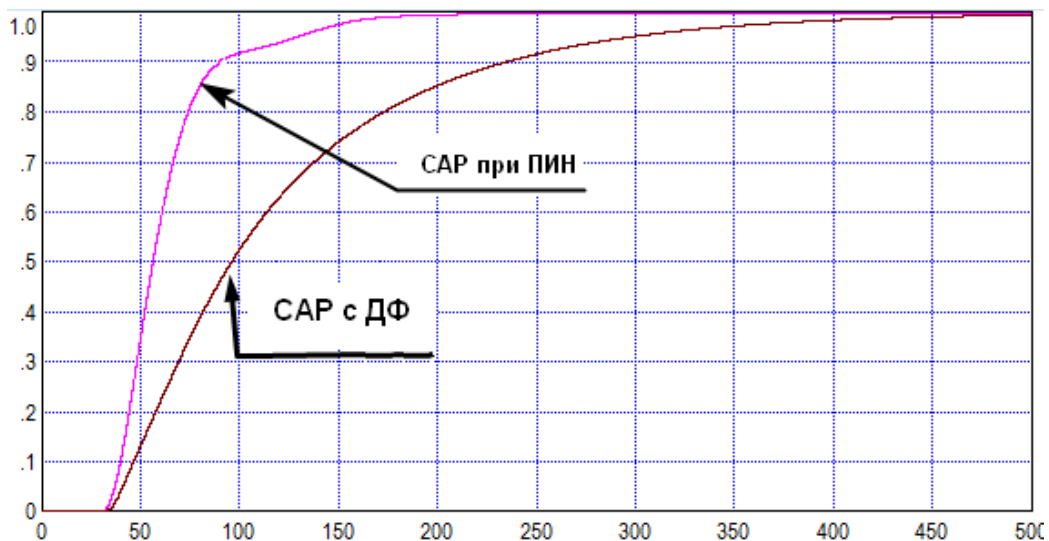


Рисунок 3. Графики отработки задающего воздействия $x_{зД2}$

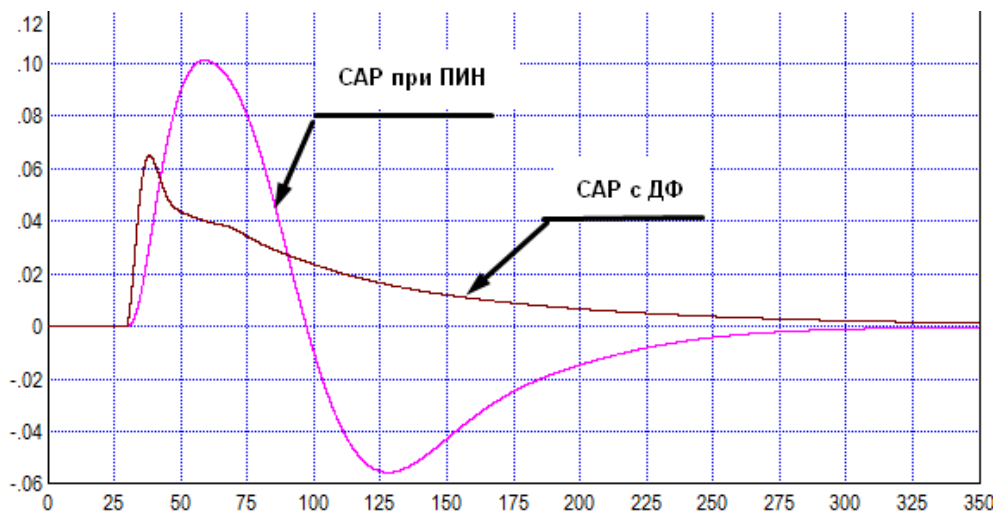


Рисунок 4. Графики обработки внутреннего возмущения f_1

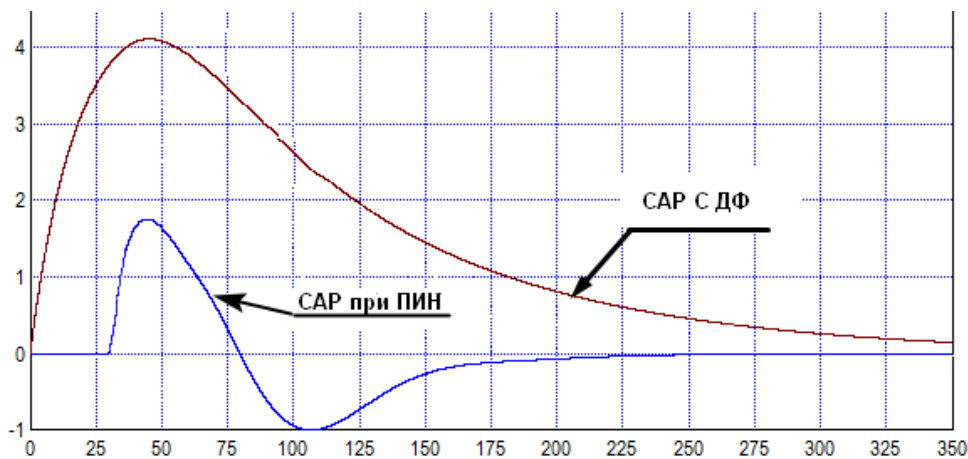


Рисунок 5. Графики обработки крайнего внешнего возмущения f_2

Таблица 1

Прямые показатели качества переходных процессов

Метод	$X_{зд}$			f_1			f_2		
	$\sigma_m, \%$	ψ	$t_{п}$	A_m	ψ	$t_{п}$	A_m	ψ	$t_{п}$
САР с ДФ	-	1	475	0,086	1	550	4.12	1	610
САР при ПИН	-	1	225	0.1	0,92	325	1.75	0,92	250

Из графиков и таблицы прямых показателей качества видно, что инвариантная САР при плановом изменении нагрузки является оптимальным методом при всех воздействиях.

Обработка скачка задания $X_{зд}$:

Время регулирования t_p у инвариантной САР при ПИН составляет 225с, что в 2,11 раза меньше чем у САР с ДФ.

Обработка внутреннего возмущения f_1 :

Максимальная динамическая ошибка регулирования у инвариантной САР при ПИН составляет 0.1, но у САР с ДФ ошибка регулирования меньше и равна 0.086.

Время регулирования t_p у инвариантной САР при ПИН составляет 325с, что в 1,69 раза меньше чем у САР с ДФ.

Отработка крайнего внешнего возмущения f_2 :

Максимальная динамическая ошибка регулирования наименьшая у инвариантной САР при ПИН и составляет 1.75, что в 2.35 раза меньше, чем у САР с ДФ;

Время регулирования t_p у инвариантной САР при ПИН составляет 250с, что в 2.44 раза меньше, чем у САР с ДФ.

Литература

1. Кулаков Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчёта промышленных систем регулирования. – М.: Высшэйшая школа, 1984. – 192 с.
2. Кулаков Г.Т. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами. – М.: Высшэйшая школа, 2017. – 238 с.

УДК 621.181

РЕКОНСТРУКЦИИ ТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ МОГИЛЕВСКОЙ ТЭЦ-2

Бабич Д.О.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

Строительство Могилевской ТЭЦ-2 (МТЭЦ-2) было начато в 1966 г. и осуществлялось в три очереди; с вводом последней станция вышла на проектную мощность 345 МВт. В 1992 – 2004 гг. на МТЭЦ-2 была проведена реконструкция с переводом на природный газ, что позволило сократить расход топлива и снизить вредные выбросы в атмосферу.

В настоящее время на МТЭЦ-2 установлены шесть турбоагрегатов суммарной электрической мощностью – 347,3 МВт, восемь котлоагрегатов суммарной производительностью 2310 т/ч, четыре водогрейных котла производительностью по 100 Гкал/ч каждый. Суммарная тепловая мощность станции – 1263 Гкал/ч.

В последние годы на станции реализуются и планируются на перспективу мероприятия по техническому перевооружению, реконструкции и ремонту энергооборудования.

Так реализация проекта «Реконструкция МТЭЦ-2. Повышение надежности с увеличением отпуска тепла» позволила передать тепловую нагрузку зоны теплоснабжения районной котельной №1 г. Могилева на МТЭЦ-2 и получить дополнительную выработку электроэнергии на тепловом потреблении, увеличить загрузку теплофикационных отборов турбин и повысить экономичность работы станции в целом.

Важным энергосберегающим решением стала установка турбины SST 060 фирмы Siemens мощностью 2,3 МВт, позволившая исключить из работы РУ22/8 и получить дополнительную выработку электроэнергии на тепловом потреблении.

Принципиальная схема подключения турбины SST 060 ст. № 6 показана на рисунке 1, а ее технические характеристики – в таблице 1.

Пар на турбину поступает из коллекторов пара 2,2 МПа, расположенных на наружной эстакаде технологических трубопроводов с установкой отключающей арматуры в машинном зале. Паропроводы после турбины подключаются к коллекторам пара 0,9 МПа, также расположенным на наружной эстакаде технологических трубопроводов с расположением отключающей арматуры внутри здания.

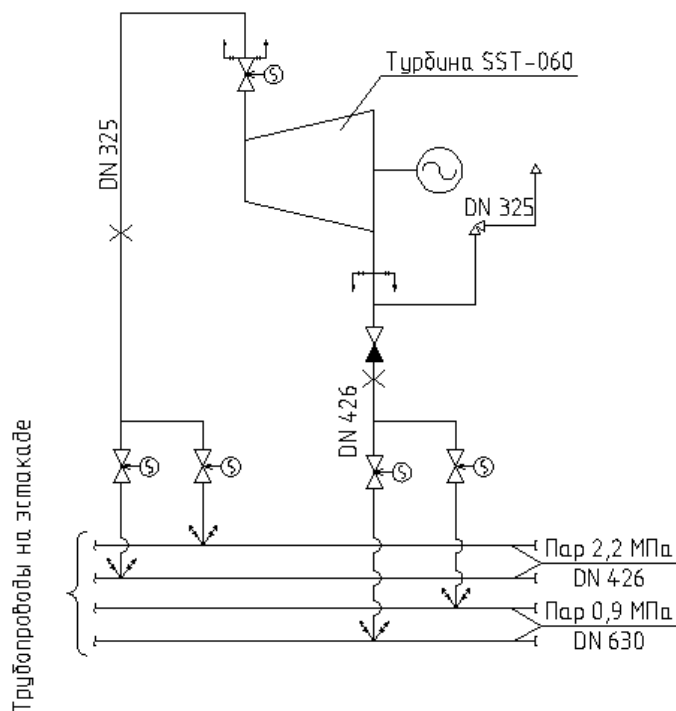


Рисунок 1. Принципиальная схема подключения турбины

На паропроводе 0,9 МПа от турбины (выхлопе турбины) предусматривается установка предохранительного клапана, срабатывающего при достижении давления пара выше заданного. На паропроводах турбины проект предусматривает установку устройств для измерения расхода.

С установкой турбины SST 060 меняется режим работы существующих РУ-2,2/0,8 МПа: из рабочих они становятся резервными.

Таблица 1

Технические характеристики турбоагрегата SST 060

Параметр	Обозначение	Величина
Мощность турбоагрегата	кВт	2321
Частота вращения ротора турбины	об./мин.	8654
Частота вращения ротора генератора	об./мин.	1500
Передаточное число редуктора	-	5,77
Расход свежего пара	т/ч	60
Давление свежего пара	МПа	2,05
Температура свежего пара	°С	340
Теплопроизводительность П-отбора	Гкал/ч	32
Давление отработанного пара	МПа	0,8
Температура отработанного пара	°С	346
Внутренний относительный КПД турбоустановки	-	0,68
Удельный расход теплоты на выработку электроэнергии	Гкал/МВт·ч	0,92

При числе часов использования турбины SST 060 соответствующем среднестатистической наработке РУ-22/8 и равном $\tau = 5700$ ч дополнительная теплофикационная выработка составляет около 10 тыс. МВт·ч. Это эквивалентно годовой экономии условного топлива около 1,5 – 2,0 тыс. т у.т.

В планах модернизации станции реконструкция турбины ПТ-135/165-130/21 ст. №5 с установкой в части низкого давления (ЧНД) двух ступеней (23 и 24) вместо трех и уплотнение поворотной диафрагмы.

Известно, что на режимах теплового графика ЧНД не вырабатывает, а потребляет мощность. Наличие трех ступеней в ЧНД при длине лопаток последней ступени высотой 830 мм приводит при работе турбины с закрытой поворотной диафрагмой низкого давления к необоснованно высоким потерям на трение, вентиляцию и потери теплоты с охлаждающей водой. Замена ЧНД на двухступенчатую с уменьшением высоты лопаток последней ступени с 830 до 660 мм дает возможность повысить экономичность и маневренность турбоустановки.

Расчеты, проведенные ЗАО «Уральский турбинный завод» - изготовителем данной турбоустановки, показывают, что при давлении в конденсаторе равном около 0,11 кгс/см², обе лопатки – 830 и 660 мм равно экономичны. При дальнейшем повышении давления в конденсаторе более короткие лопатки обеспечивают большую мощность турбины.

Проведение данной реконструкции турбины позволяет [1]:

- повысить надежности ротора низкого давления, снизить интенсивности эрозионного износа рабочих лопаток ЧНД;
- увеличить максимальную мощность турбины на режиме теплового графика в следствие снижения потерь на трение и вентиляцию на 1,0 – 3,0 МВт и увеличить отопительную нагрузку турбины на 10 – 15 МВт
- повысить КПД последних ступеней на большей части режимов эксплуатации турбины; маневренности турбины и упростить ее пуск из различных тепловых состояний.

Объем реконструкции (рисунок 2), предлагаемый ЗАО «Уральский турбинный завод»:

- дефектация и разборка ротора низкого давления;
- контроль, механическая обработка и ремонт вала ротора, рабочего колеса 23 ступени, механическая обработка диафрагм 18-22 ступеней;
- разлопачивание рабочего колеса 25 ступени, укорочение рабочих лопаток 25 ступени до длины 660 мм и их восстановительный ремонт;
- облопачивание колеса 25 ступени доработанными лопатками с установкой двух демпферных связей, сборка ротора низкого давления с установкой облопаченного колеса 25 ступени вместо колеса 24 ступени;
- балансировка ротора низкого давления;
- удаление из проточной части диафрагмы 25 ступени и установка вместо нее обтекателя;
- ремонт и уплотнение регулирующей диафрагмы низкого давления, монтаж кольцевой системы охлаждения выхлопа.

Для проведения ремонтных работ поставляется комплект следующих деталей для модернизации: облопаченных колес 18-22 ступеней, обтекателя, втулки, уплотнительных и упорных колец и прочего (см. рисунок 2).



Рисунок 2. Объем реконструкции ротора низкого давления турбины ПТ-135/165-130/21

В более отдаленной перспективе развития МТЭЦ-2 планируется провести реконструкцию турбины Т-50-130 ст. №3 в турбину «мятого» пара, что позволит дозагрузить турбины с П-отбором 2,0 МПа.

На рисунке 3 показана принципиальная схема включения приключенной турбины в схему турбоустановки типа ПТ. Отметим, что аналогичная реконструкция была проведена на Светлогорской ТЭЦ [2].

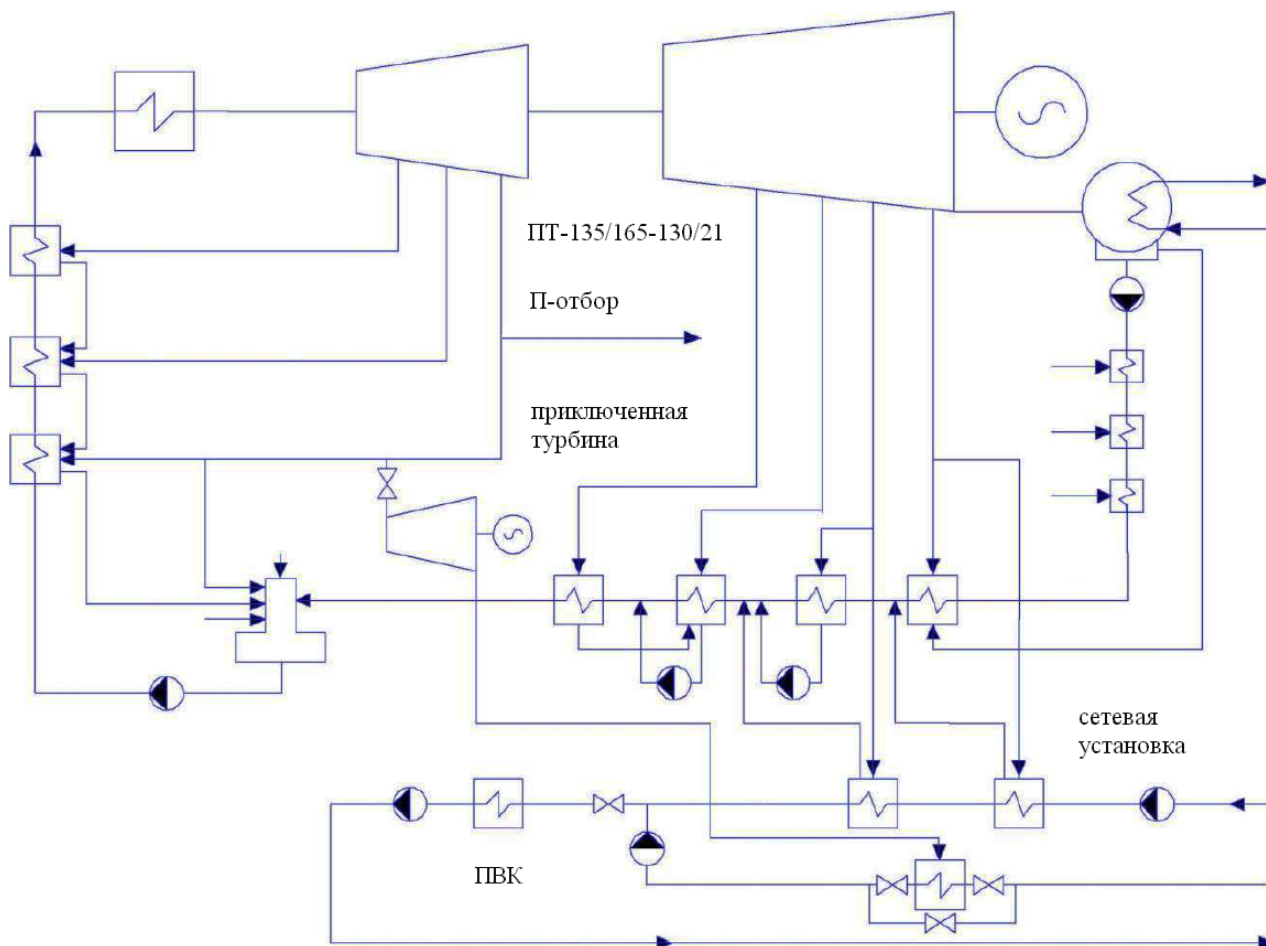


Рисунок 3. Принципиальная тепловая схема с установкой приключенной турбины на производственном отборе турбины ПТ-135-130/21

Реконструкция турбины Т-50-130 ст. №3 в турбину «мятого» пара вследствие удаления высокотемпературной части высокого давления позволит продлить срок службы этой турбины, в значительной степени, выработавшей свой ресурс. При этом превращение ее в приключенную турбину (см. рисунок 3) позволит более полно загрузить существующие турбины с производственными отборами – в первую очередь, турбину ПТ-135/165-130/21 ст. №5.

Литература

1. Технические предложения по модернизации турбоагрегатов типа ПТ-135 производства ЗАО «Уральский турбинный завод» // Екатеринбург // [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.utz.ru>
2. Соловей, Д. Н. Использование приключенных турбин для повышения тепловой экономичности и надежности промышленно-отопительных ТЭЦ / Д. Н. Соловей, А. В. Поджаров ; науч. рук. С. А. Качан // Актуальные проблемы энергетики : материалы 72-й научно-технической конференции студентов и аспирантов / Белорусский национальный технический университет, Энергетический факультет. – Минск : БНТУ, 2016. – С. 550-553.

УДК 681.5(076.5)

СРАВНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ СТРУКТУРНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ ОПТИМИЗАЦИИ САУ УРОВНЯ ВОДЫ В ПАРОГЕНЕРАТОРАХ АЭС

Волчкевич О.М.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

Улучшение качества поддержания уровня воды в барабане парогенераторов повышает безопасность работы АЭС[1]. В работе представлено сравнение каскадной САР(КСАР) с реальным корректирующим ПИД-регулятором, оптимизированным по методам ЕС[2] и инвариантной САР(ИСАР) при плановом изменении нагрузки с корректирующим ПИ-регулятором, настроенным по методу симметричного оптимума[3].

КСАР с реальным корректирующим ПИД регулятором, оптимизированным по методам ЕС:

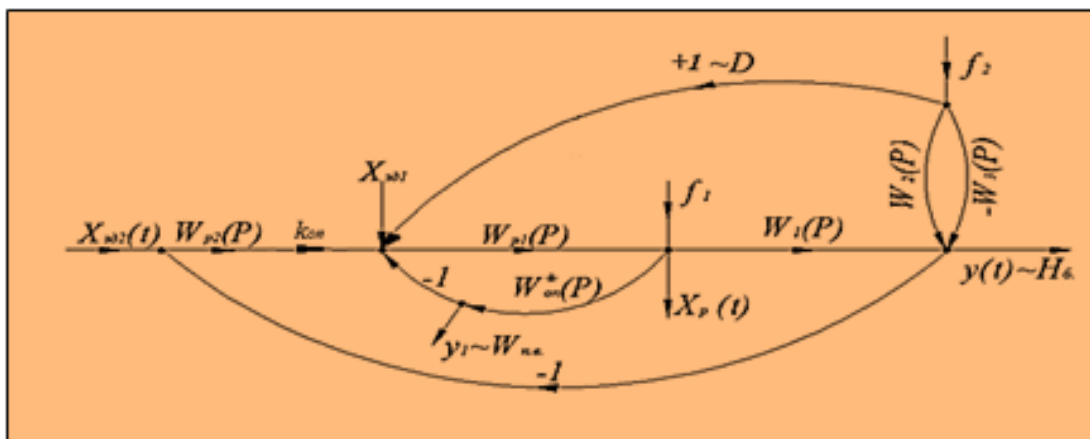


Рисунок 1. Структурная схема каскадной САР уровня воды в барабане парогенератора с оптимизацией корректирующего регулятора по методам ЕС [2]

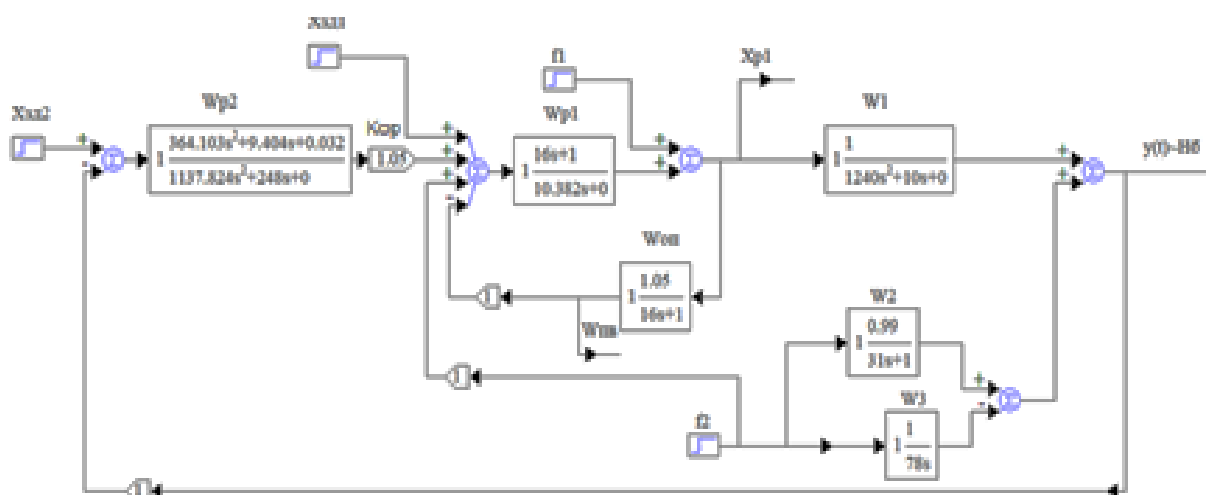


Рисунок 2. Структурная схема моделирования КСАР

На схеме обозначены:

- $y(t)$ – основная регулируемая величина (Нб-уровень воды в парогенераторе);

- $x_{\text{з01}}$ – заданное значение регулируемого параметра;
- $x_{\text{з02}}$ – заданное значение корректирующего регулятора;
- $f_1(t)$ – внутреннее возмущение;
- $x_p(t)$ – регулирующее воздействие;
- $W_{f2}(p) = W_2(p) - W_3(p) = \frac{k_2}{T_2 p + 1} - \frac{1}{T_3 p}$, – передаточная функция крайнего

внешнего возмущения, с явлением “набухания” уровня при возмущении расхода перегретого пара;

- $W_1(p) = \frac{1}{T_1 p (\tau_1 p + 1)}$ – передаточная функция объекта регулирования по

каналу регулирующего воздействия;

- $W_{on}^*(p) = \frac{k_{on}^*}{T_{on} p + 1}$ – передаточная функция опережающего участка;

- $W_{p1}(p) = \frac{T_{on}^* p + 1}{k_{on} T_{\text{з0н}} p}$ – передаточная функция стабилизирующего ПИ

регулятора (СР);

- $W_{p2}(p) = \frac{k_{p2} \cdot (Tu_2 p + 1) \cdot (T\partial_2 p + 1)}{Tu_2 p \cdot (T\delta p + 1)}$ – передаточная функция корректирующего

ПИД регулятора (КР), где:

k_{p2} – коэффициент передачи;

Tu_2 – время интегрирования, с;

$T\partial_2$ – время дифференцирования, с;

$T\delta = \frac{T\partial_2}{10}$ – балансная постоянная времени ПИД регулятора, с.

Для сравнения выбираем метод ЕС-2005, т.к. он показал наилучшие результаты.

ИСАР при плановом изменении нагрузки и настройке корректирующего ПИ-регулятора по методу симметричного оптимума с корректором в цепи задания

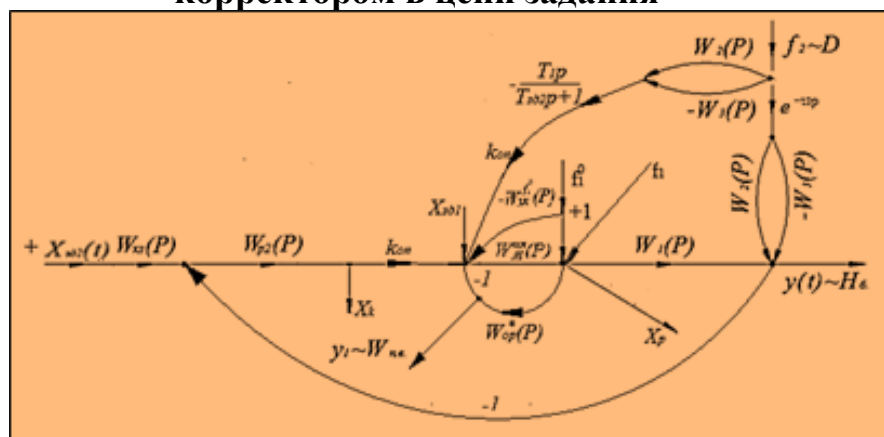


Рисунок 3. Структурная схема ИСАР при плановом изменении нагрузки и настройке корректирующего ПИ-регулятора, настроенным по методу симметричного оптимума [3]

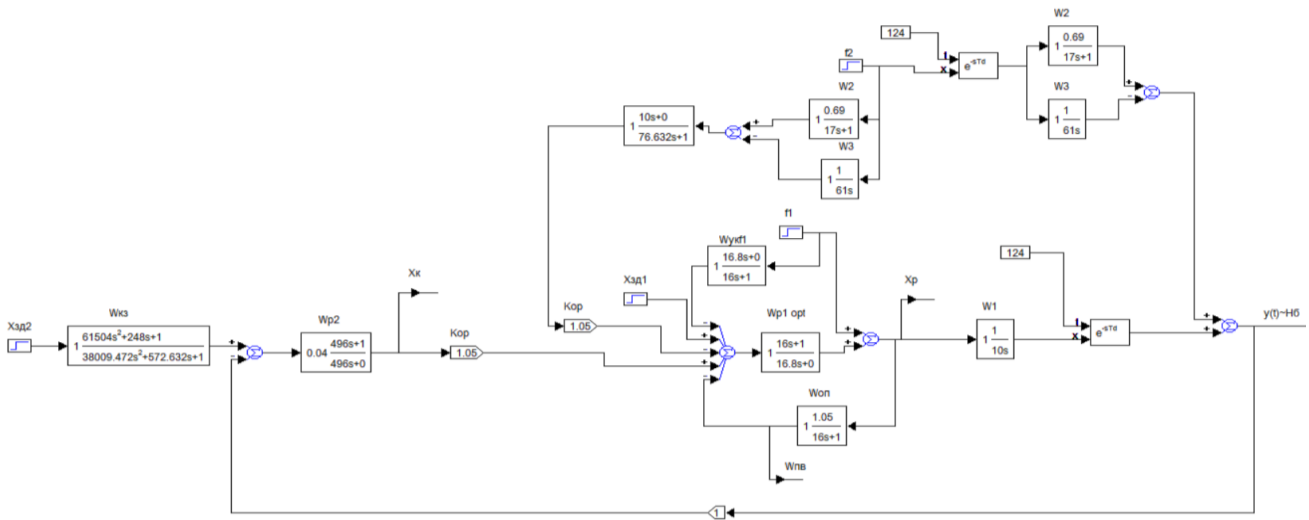


Рисунок 4. Структурная схема моделирования ИСАР

На схеме обозначены:

- $y(t)$ – основная регулируемая величина;
- $x_{\text{ад}2}$ – заданное значение корректирующего регулятора;
- f_1^0 – наиболее опасное внутреннее возмущение;
- $W_{\text{кз}}(p) = \frac{4\tau_1^2 p^2 + 2\tau_1 p + 1}{(4\tau_1 p + 1)(T_{\text{зод}2} p + 1)}$, – передаточная функция корректора задания,

где $T_{\text{зод}2} = \tau_1 \cdot \gamma$. Здесь γ принадлежит ряду чисел правила золотого сечения $[0,618; 0,382 \dots 0,09]$;

- $W_{p2}(p) = \frac{k_{p2}(T_{u2} p + 1)}{T_{u2} p}$, – передаточная функция корректирующего ПИ-регулятора;

- $W_{\text{ук}}^{f_1^0}(p) = -\frac{1}{W_{p1}^{\text{opt}}(p)}$, – передаточная функция устройства компенсации

наиболее опасного внутреннего возмущения;

- $W_{p1}^{\text{opt}}(p) = \frac{T_{\text{он}}^* p + 1}{k_{\text{он}} T_{\text{он}}^* p}$, – передаточная функция оптимального

стабилизирующего регулятора, который с дополнительным усилителем $k_{\text{он}}$ между выходом корректирующего и входом стабилизирующего регулятора превращает внутренний контур стабилизирующего регулятора в усилитель с коэффициентом передачи $k = 1$;

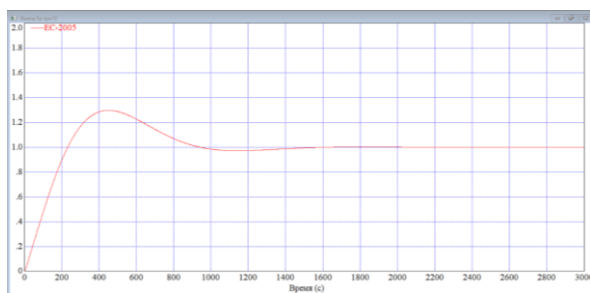
- $W_1(p) = \frac{e^{-\tau_1 p}}{T_1 p}$, – передаточная функция объекта регулирования;

- $W_{\text{он}}^*(p) = \frac{k_{\text{он}}}{T_{\text{он}}^* p + 1}$, – передаточная функция опережающего участка.

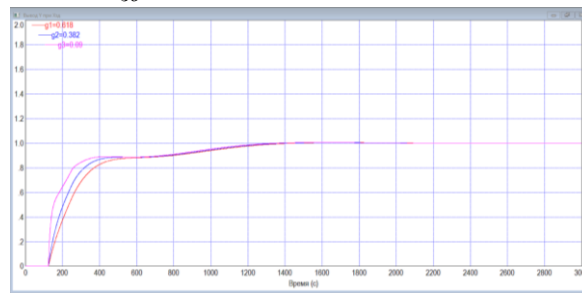
Для сравнения выбираем процесс $\gamma = 0,382$, т.к. он показал наилучшие результаты.

Сравнение смоделированных переходных процессов КСАР с реальным ПИД-регулятором, оптимизированным по методу ЕС-2005 и ИСАР при плановом изменении нагрузки и настройке корректирующего ПИ-регулятора по методу симметричного оптимума:

$y(t)$ при обработке x_{30} :

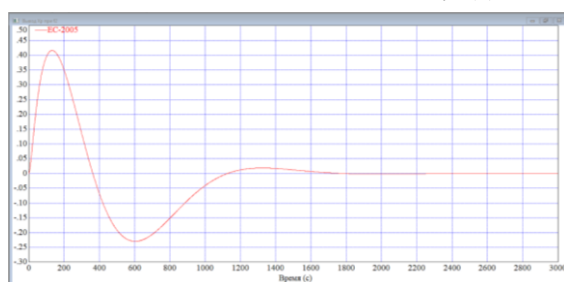


а).

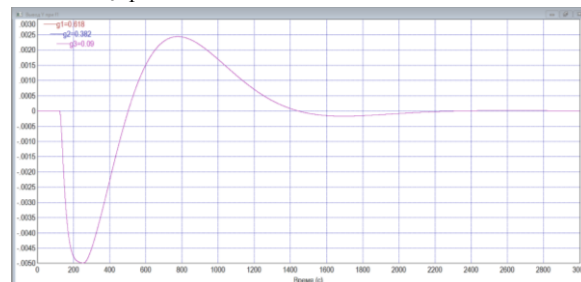


б).

$y(t)$ при обработке f_1 :

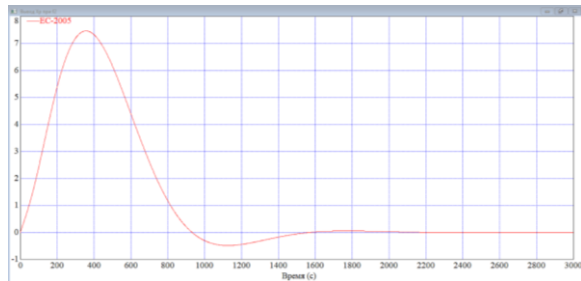


а).

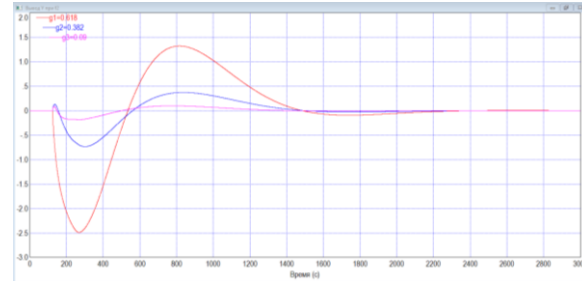


б).

$y(t)$ при обработке f_2 :

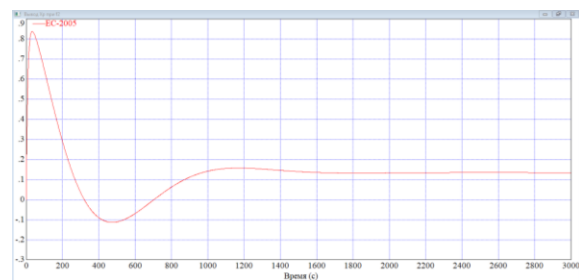


а).

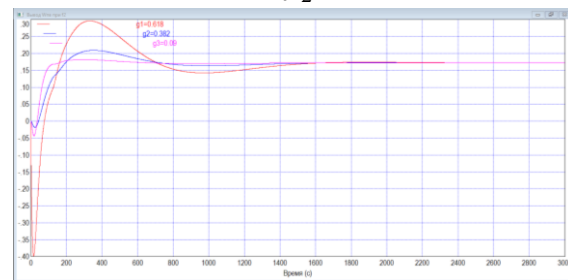


б).

Расход питательной воды ($W_{пв}$) при обработке f_2 :



а).



б).

Рисунок 5. Графики переходных процессов: а). КСАР с реальным ПИД-регулятором, оптимизированным по методу ЕС-2005 [2, стр.529] ($k_{p2} = 0,07$; $T_{u2} = 310$ с; $T_{d2} = 68,2$ с;

$T_{\delta} = \frac{T_{d2}}{10} = 6,82$ с); б). ИСАР при плановом изменении нагрузки и настройке корректирующего

ПИ- регулятора по методу симметричного оптимума

Сравнение прямых показателей качества:

Таблица 1

Прямые показатели качества(ППК) КСАР с корректирующим реальным ПИД-регулятором, оптимизированным по методу ЕС-2005

Основные возмущения	t_p, c	$\sigma_m, \%$	ψ	A_{max1}
y, x_{302}	1542	30	-	-
y, f_1	1736	-	0.95	0.42
y, f_2	1627	-	-	7.48
$W_{пв}, f_2$	1787	-	0.96	0.84

Где: y, x_{302} – график изменения основной регулируемой величины при возмущении заданием; y, f_1 – график изменения основной регулируемой величины при внутреннем возмущении; y, f_2 – график изменения основной регулируемой величины при крайне внешнем возмущении; $W_{пв}, f_2$ – график изменения расхода питательной воды при крайне внешнем возмущении.

Здесь приняты следующие обозначения ППК: t_p – время регулирования, с; σ_m – перерегулирование, %; ψ – степень затухания; A_{max1} – максимальная динамическая ошибка регулирования.

Таблица 2

Прямые показатели качества ИСАР при плановом изменении нагрузки и настройке корректирующего ПИ-регулятора по методу симметричного оптимума

Основные возмущения	t_p, c	$\sigma_m, \%$	ψ	A_{max1}
y, x_{302}	1181	–	1	–
y, f_1	1615	–	1	- ,005
y, f_2	1458	–	1	- 0,6
$W_{пв}, f_2$	1216	–	1	0,20

При сравнении полученных графиков и прямых показателей качества переходных процессов было выявлено, что лучшей является ИСАР при плановом изменении нагрузки и настройке корректирующего ПИ-регулятора по методу симметричного оптимума (см. таблица 1,2), т.к. она обеспечивает минимальные динамические отклонения при отработке внутреннего и внешнего возмущения. При этом достигается минимальное регулирующее изменение расхода питательной воды($W_{пв}$) при возмущении расходом пара. Кроме того, при отработке скачка задания корректирующего регулятора: время

регулирования уменьшается на 22%, а максимальная величина перерегулирования полностью исчезает.

Литература

1. Демченко В.А. Автоматизации и моделирование технологических процессов АЭС и ТЭС: учебной пособие/ В.А.Демченко.-Одесса: “Астропринт”, 2001.- 301 с.
2. Aidan O'Dwyer. Handbook of PI and PID controller Tuning Rules/ O'Dwyer Aidan.- Dublin: Institute of Technology; Ireland, Imperial College Press, 2009.- 529 p.
3. Кулаков Г.Т. Система автоматического управления уровнем парогенераторов АЭС на базе контура регулирования со сглаживанием задающего сигнала/ Г.Т.Кулаков, С.М.Сацук, А.Н.Кухоренко//доклады БГУИР.- 2018.-№1(111).- с.72-77.

УДК 621.438

КАМЕРЫ СГОРАНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК С ПОНИЖЕННЫМ ОБРАЗОВАНИЕМ ТОКСИЧНЫХ ВЕЩЕСТВ

Дегтяренко Д.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

При сжигании органического топлива (природного газа) в камерах сгорания газотурбинных установок (ГТУ) образуются различные продукты сгорания, в том числе токсичные оксиды азота NO_x и монооксид углерода CO .

Известно, что различают три вида оксидов азота – термический, топливный и быстрый (таблица 1) [1, 2].

Таблица 1 – Основные механизмы образования оксидов азота

Механизм	Реакции	Характеристика
Термические NO_x	$N + O_2 \rightarrow NO + O$ $O + N_2 \rightarrow NO + N$ $2NO + O_2 \rightarrow 2NO_2$	Очень зависит как от температуры, так и от продолжительности взаимодействия. Очень значительны при температуре выше $1400^\circ C$. Незначительные при температуре ниже $750^\circ C$.
Топливные NO_x	$CN + O_2 \rightarrow NO + CO$ $HCN \text{ or } NH_3 + O_2 \rightarrow NO, N_2O + N_2$	Образуются при реакции органически связанного азота в топливе с кислородом. Процесс сложный, всё ещё остаётся значительная неопределённость.
Быстрые NO_x	$CH + N_2 \rightarrow HCN + N$ $N + OH \rightarrow NO + H$ $N + O_2 \rightarrow NO + O$ $HCN + O_2 \rightarrow NO + CO + H$	Образуется в результате реакции углеводородных радикалов с атмосферным азотом, в итоге - HCN , а, значит, и NO_x вследствие ряда дальнейших реакций в газовой фазе. Процесс существенно не зависит от температуры, кроме случаев, когда топливо переобогащено. Становится более важным, когда другие механизмы образования NO_x были подавлены.

Главный фактор, определяющий образование термического азота – это температура в зоне горения (рисунок 1). Образование NO_x возрастает с повышением температуры в зоне синтеза NO_x по экспоненте, поэтому для снижения выхода оксидов азота необходимо в первую очередь снизить температуру в зоне горения.

В то же время для снижения образования CO необходимо увеличивать полноту сгорания топлива, то есть поддерживать достаточно высокую температуру (рисунок 2) [2].

Основные методы снижения образования NO_x при сгорании органического топлива представлены на рисунке 3 [2].

Ранее широко применяли впрыск воды или пара в камеру сгорания ГТУ для подавления токсичных выбросов, то есть так называемый «влажный» метод. Позже совершенствование камер сгорания привело к широкому распространению «сухих» методов снижения образования NO_x .

В европейских странах с жесткими экологическими требованиями к установкам, использующим органическое топливо, применяется каталитическая очистка уходящих газов.

Рассмотрим некоторые особенности «сухих» камер сгорания ГТУ, обеспечивающих низкие выбросы вредных веществ.

На рисунке 4 представлены схемы работы диффузионной камеры сгорания и камеры сгорания предварительного смешения [2]. Отличие в том, что последние имеют камеру предварительного смешения.

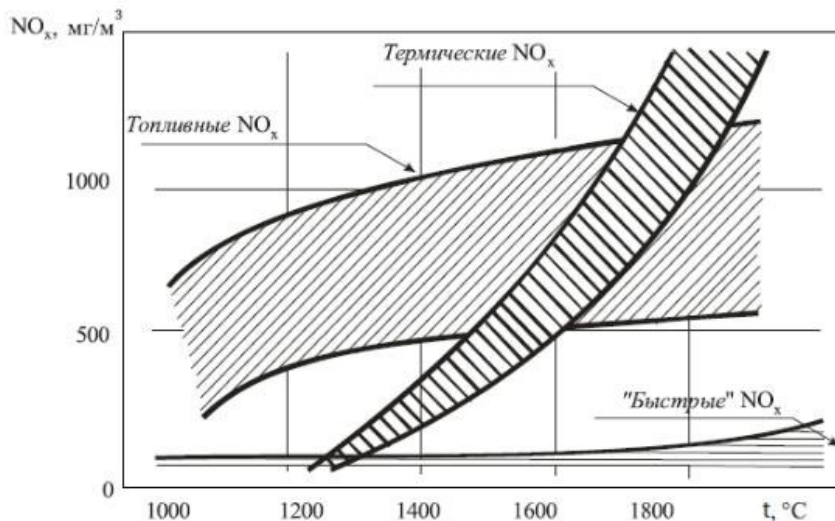


Рисунок 1. Зависимость образования оксидов азота от температуры горения

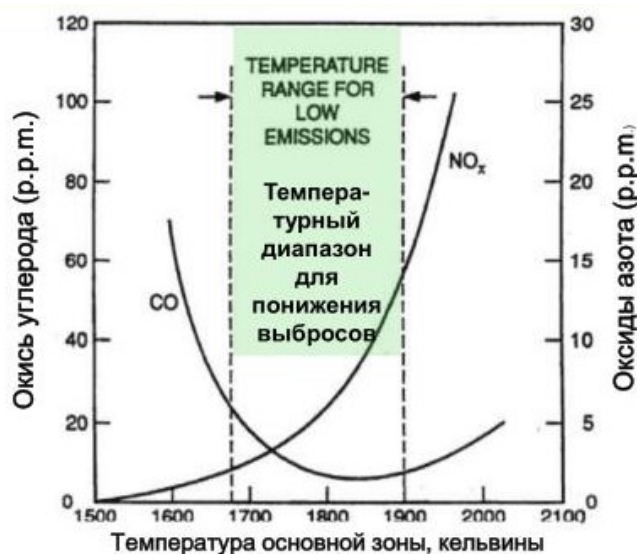


Рисунок 2. Зависимость эмиссии токсичных веществ от температуры горения



Рисунок 3. Основные методы снижения образования NO_x .

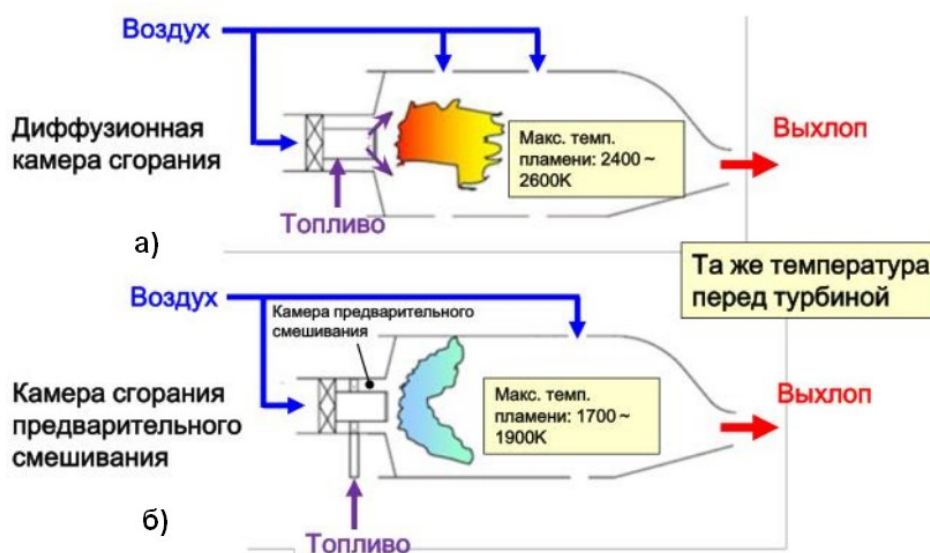


Рисунок 4. Схема работы камер сгорания: диффузионной (а) и предварительного смешения (б)

Применение камер сгорания с предварительным смешиванием позволяет снизить образование выбросов NO_x поскольку интенсификация смесеобразования в камере сгорания сокращает время образования оптимальной топливно-воздушной смеси. Это снижает вероятность образования локальных зон с «богатой» концентрацией топлива, а также способствует сокращению длины факела и обеспечивает короткое время нахождения газов в зоне высоких температур.

Одновременно обеспечиваются низкие выбросы CO и несгоревших углеводородов.

Для примера на рисунке 5 показана схема горелки ГТУ АЕ64. Ansaldo Energia [3].

ГТУ АЕ64.3А оснащена кольцевой низкоэмиссионной камерой сгорания DLN с 24 горелками типа HR3. Камера сгорания размещена в центральной секции двустенного корпуса. Корпус камеры сгорания состоит из литых

компонентов, выполненных из жаропрочного сплава. Детали и узлы камеры сгорания находятся в зоне прямого воздействия горячего воздуха, подаваемого из компрессора, поэтому поверхность камеры сгорания защищена термобарьерным покрытием с использованием керамических материалов.

Горелки HR3 разработаны на основе гибридного принципа (распыление/предварительное смешивание), что позволяет достигнуть низких уровней эмиссии NO_x и CO , стабильного горения при работе на жидком или газообразном топливе.

Аэродинамика горелки обеспечивается двумя концентрическими завихрителями (осевой и диагональный), вращающимися в одном направлении. Диффузионная горелка оснащена пилотной горелкой для работы на обедненном топливе. Работа на жидком топливе обеспечивается специальными форсунками, в которых жидкое топливо смешивается с деминерализованной водой для снижения уровней эмиссии NO_x .

Каналы распределения топливовоздушной смеси объединены в диагональные ребра, обеспечивая оптимальное смешивание топлива с воздухом. При работе на жидком топливе оно распыляется с помощью подаваемого воздуха, при этом капли топлива испаряются и смешиваются с воздухом.

Возможен автоматический переход работы с одного вида топлива на другой.

Уровень эмиссии NO_x при работе на природном газе составляет менее 50 мг/м^3 , на дизельном топливе – менее 120 мг/м^3 , уровень CO – 30 мг/м^3 на обоих видах топлива. При этом используется 45%-я эмульсия (деминерализованная вода/дизельное топливо). При работе на сухой, предварительно подготовленной топливной смеси уровень эмиссии NO_x составляет менее 250 мг/м^3 , деминерализованная вода при этом не используется.

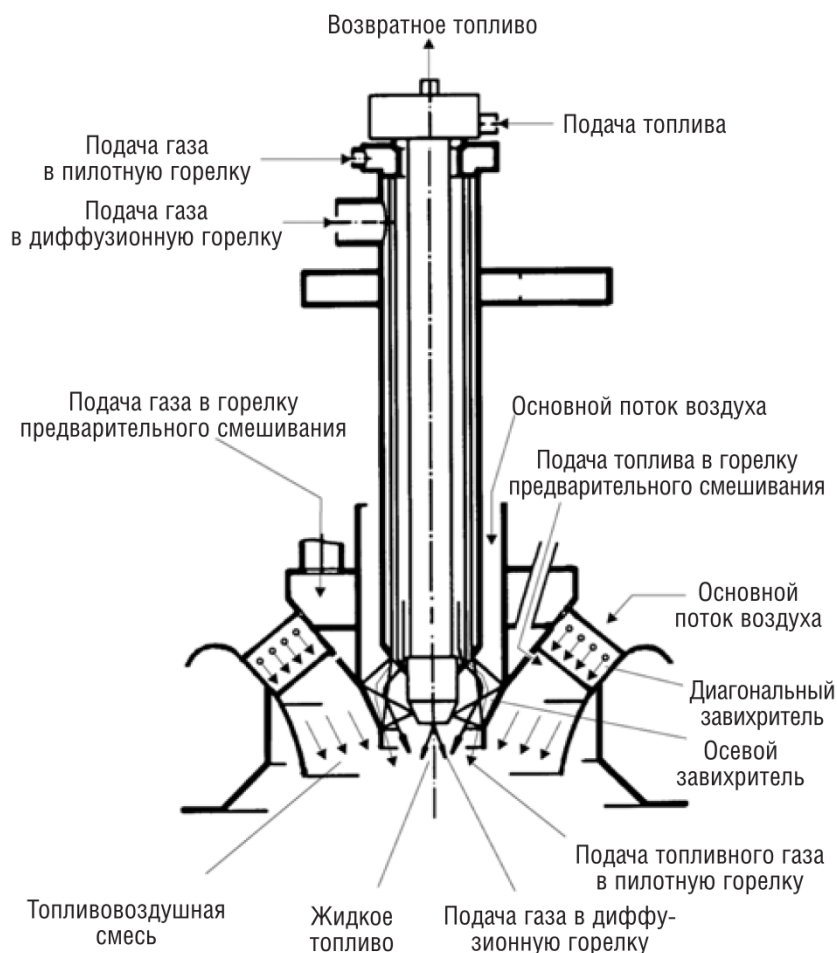


Рисунок 5. Схема горелки типа HR3

Сегодня перспективными являются разработки ГТУ, работающих при предельно высоких начальных температурах газов. Однако при повышении температуры газов на выходе из камеры сгорания до 1700–1800°C, уровень выбросов оксидов азота возрастает до 80–150 ppm [1].

Интересной и многообещающей представляется альтернативная технология каталитического горения (рисунок 6), которое может дать сверхнизкие уровни выбросов NO_x , CO и не сгоревших углеродов [2].

Каталитическое горение может снизить температуру горения топлива при той же скорости движения газов в камере сгорания в широком диапазоне отношения топливо/воздух или может увеличить скорость горения при том же температурном уровне. Первое позволяет снизить образование оксидов азота, второе позволяет снизить образование CO , т.е. обеспечить высокую степень полноты сгорания.

Применение катализаторов обеспечивает равномерное распределение температур в камере сгорания (КС).

Существует два способа применения катализаторов:

- КС с полным каталитическим горением. При этом обычно применяют пару катализаторов. Один, очень активный катализатор «воспламенения» стоит на входе, а второй стоит далее по течению газов. В таких КС подают заранее подготовленную гомогенную смесь.

- гибридная каталитическая КС. В таких КС процесс горения происходит ступенчато. На первой ступени происходит каталитическое горение, а во второй происходит горение гомогенной смеси. Причем, во второй ступени температура горения очень низкая, что снижает образование NOx.

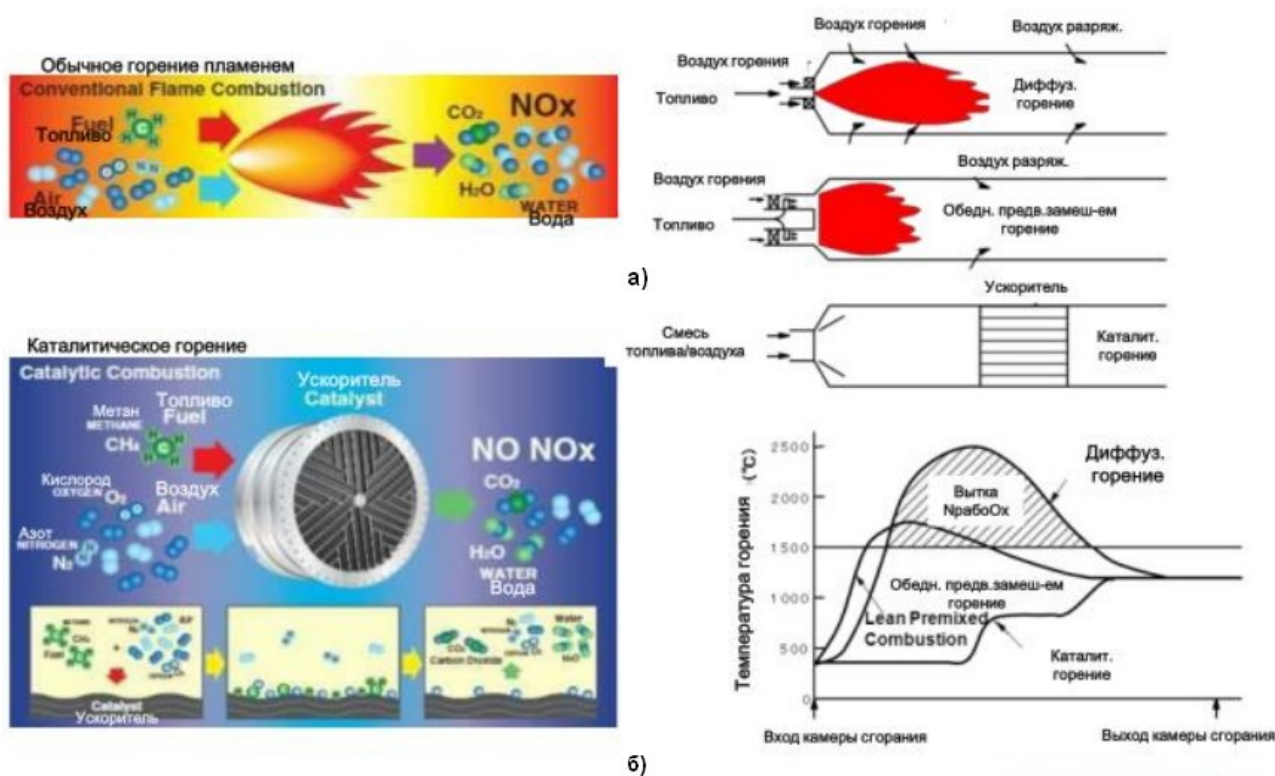


Рисунок 6. Схема работы камер сгорания с обычным горением (а) и каталитическим (б)

Катализаторы – важнейшие элементы камер сгорания. Они должны выдерживать длительный период работы при высоких температурах и воздействие неблагоприятных среды. Материал катализатора должен обладать свойством сопротивления истиранию. Необходимо обеспечение небольших потерь давления. Катализатор должен быть активен достаточно длительный период времени, для обеспечения хороших показателей.

К недостаткам данной технологии, также можно отнести:

- ограниченный ресурс работы каталитических материалов;
- высокая цена;
- необходимость пред-горелок для обеспечения окисления на катализаторе;
- низкая маневренность при изменении нагрузок;
- сложность конструкции;
- сложность работы при рециркуляции газов в КС.

Литература

1. Умышев Д.Р. Разработка и исследование камеры сгорания ГТУ с пониженным образованием токсичных веществ / Дисс... доктора философии. – Алматы, Республика Казахстан, 2017.

2. Shinich Kajita. Камеры сгорания газотурбинных установок / Лекция в Московском Энергетическом институте. Kawasaki Heavy Industries, Ltd. Gas Turbines & Machinery Company – Октябрь. – 2012. // [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.slideserve.com/evadne/shinich-kajita-kawasaki-heavy-industries-ltd-gas-turbines-machinery-company>

3. Двигатель АЕ64.3А компании Ansaldo Energia: модификации для российского рынка / Леонардо Торбидони, Люка Абба, Роберто Абрам, Люка Бордо // Турбины и Дизели. 2014. – май июнь. – С. 30 – 35.

УДК 621.181

РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЗА СЧЕТ ТЭЦ ПРИ ПУСКЕ АЭС

Запасник В.А.

Научные руководители – д.т.н., профессор Карницкий Н.Б., м.т.н. Коробец П.Н.

В текущем 2019 году намечен ввод первого энергоблока мощностью 1196 МВт на Белорусской АЭС, в дальнейшем с пуском аналогичного энергоблока мощность АЭС возрастет до 2400 МВт. Наличие внешних факторов (сбыт электроэнергии в соседние государства, изменение цены на углеводородные энергоносители) и внутренних (изменение за последние годы структуры энергосистемы Республики Беларусь за счет ввода мощных ПГУ серии 400 МВт, гидроэлектростанций, газотурбинных установок и др.) потребуют решения целого ряда задач, включая резервирование мощности и регулирование частоты за счет привлечения имеющихся внутренних электрогенерирующих мощностей и построенных в ближайшее время мобильных энергоисточников общей мощностью порядка 700 МВт.

К резервированию и регулированию частоты будут привлечены энергоблоки 300 МВт Лукомльской ГРЭС, а также ряд ТЭЦ, оснащенных электродкотлами и баками-аккумуляторами горячей воды. К таким ТЭЦ можно отнести Гомельскую ТЭЦ, уже оснащенную электродкотлами суммарной мощностью 80 МВт, а также Гродненскую ТЭЦ-2, на которой планируется установка электродкотлов по 30 МВт и соответствующих им баков-аккумуляторов. При этом важен период и время востребованности этих мощностей. Современная теплоэлектроцентраль имеет специфику, заключающуюся, прежде всего, в выполнении диспетчерских заявок на электрическую нагрузку, задаваемую с учетом величины тепловых нагрузок. Невыполнение такого графика электрических нагрузок с увязкой с тепловой расценивается в худшем случае как авария, в более благоприятном варианте как брак в работе. Таким образом, на ТЭЦ должна выполняться двуединая задача, причем важно, как выполнение графика электрических нагрузок, так и поддержание заданных параметров теплоносителей, отпускаемых тепловому потребителю. При этом следует учитывать и такой фактор, как неравномерность потребления электрической и тепловой нагрузок в течение суток, недели, отопительного и межотопительного периодов в течение календарного года.

В результате ввода на Белорусской АЭС электрогенераторных мощностей, предназначенных для работы в базовой части электрического графика, возникнуть ситуации перевода части ГРЭС и ТЭЦ в нерасчетный режим эксплуатации с частыми пусками и остановами, установленного на них оборудования, часто изначально не предназначенного для таких режимов работы. В базовой части желательно работа крупных ТЭЦ, имеющих высокие технико-экономические показатели по сравнению с конденсационными электростанциями.

При существующей структуре электрогенерирующих мощностей в настоящее время основной проблемой их баланса является прихождение ночных минимумов в отопительный период, так как в структуре электрогенерации ТЭЦ занимают большую долю, при этом выработка ими электроэнергии зависит от теплового потребителя, как производственного, так и жилищно-бытового в течении суток и других временных интервалов.

Интеграция АЭС в Белорусскую энергосистему в 2020 году существенно изменит баланс электрических мощностей ОЭС Беларуси, при этом значительно сократится доля КЭС в покрытии максимума электропотребления. Если в 2013 году она составляла практически треть, то с вводом Белорусской АЭС понизится до 15 %. Таким образом роль КЭС для покрытия переменной части графика электрических нагрузок будет сведена до минимума, а для покрытия этой части графика будут привлекаться энергоблоки ПГУ всех типов, паросиловые теплофикационные энергоблоки и пиковые мобильные энергоисточники. Электроснабжение потребителей в течение отопительного периода почти полностью перейдет к АЭС и ТЭЦ.

Касательно Гродненской ТЭЦ-2, работающей в основном по тепловому графику нагрузок с минимальным расходом пара в конденсаторы турбин ПТ-70-130/13 и ПТ-60-130/13, обеспечивая тепловые нагрузки ОАО «Гродно Азот» и отопительных нагрузок ЖКХ г. Гродно. Турбина Р-50-130/13 работает в режиме противодействия, блок ГТУ работает с нагрузкой близкой к максимальной.

В межотопительный период коэффициент неравномерности суточного графика генерации составляет порядка 0,88. В тоже время, как свидетельствует график характерных суток отопительного периода, коэффициент неравномерности снижается до 0,65, что свидетельствует о существенном привлечении Гродненской ТЭЦ-2 к разгрузкам в часы ночного минимума.

С учетом ввода АЭС будут наблюдаться особые сложности прохождения ночных провалов нагрузок в энергосистеме. В случае использования мощностей ТЭЦ возникает ситуация, когда в целях разгрузки по электрической мощности теплофикационных турбин в ночное время предусмотреть установку электродкотлов для подогрева сетевой воды в режимах разгрузки турбин ниже теплового минимума, либо разгрузка будет осуществляться за счет подогрева сетевой воды теплом, вырабатываемом в электродкотлах.

Разгрузка отборов турбин на электродкотлы выгоднее по сравнению с разгрузкой на паровые котлы ТЭЦ. С энергетической точки зрения применение электродкотлов на ТЭЦ приведет к повышению удельных расходов топлива на производимую электроэнергию в среднем на 0,04-0,08 %, что вполне оправдано. Положительная сторона использования электродкотлов состоит в резком сокращении глубины разгрузки турбоагрегатов типа Т и ПТ по электрической мощности в пределах 15-17 %.

С ростом спроса в энергосистеме на маневренную полупиковую мощность при вводе АЭС достоинство электродкотлов становится весьма важным, так как расширяет диапазон маневренной мощности на ТЭЦ вплоть до полного отказа в выдаче мощности в энергосистему при сохранении выполнения выдачи

тепловой энергии потребителям. Суммарное снижение мощности вышеуказанной ТЭЦ без учета нагрузки собственных нужд составит 170-190 МВт. В межотопительный период при отопительной тепловой нагрузке в ночное время равной 50 Гкал/ч и мощности электрокотлов 20 МВт, снижение мощности ТЭЦ составит порядка 60 МВт.

Видно, что ТЭЦ будет играть существенную роль в качестве регулятора мощности в энергосистеме. С учетом наличия в белорусской энергосистеме значительного количества теплоэлектроцентралей – вышесказанные подходы можно будет использовать широко при сохранении практически неизменной экономичности установленных на ТЭЦ турбоагрегатов и электрокотлов.

Рассмотрим еще одно очень важное устройство на ТЭЦ, позволяющее в период минимального электропотребления – это баки-аккумуляторы сетевой воды. Передавая горячую (прямую сетевую) воду с температурой 95-120 °С из верхней части бака в систему теплоснабжения синхронной подачей обратной сетевой холодной воды в нижнюю часть бака-аккумулятора, тем самым осуществляя его разрядку. В период же максимального электропроизводства баки-аккумуляторы выполняют функцию потребителя теплоты, забирая воду из системы теплоснабжения в верхнюю часть с одновременной передачей подогретой воды в систему теплоснабжения (зарядка бака-аккумулятора). Баки-аккумуляторы должны работать в противофазе, заряжаясь днем за счет увеличения пропуска пара в отборы, генерируя дешевую электроэнергию в часы дневных пиков. Разрядка баков-аккумуляторов происходит в ночные провалы графика электрических нагрузок за счет использования электрокотлов при снижении расхода пара в отборы турбин.

Режим работы бака-аккумулятора в отопительный период при относительно высокой температуре (0 °С), тепловой нагрузкой 320 Гкал/ч, с расходом сетевой воды 8000 т/ч, электрической мощностью 165 МВт будет характеризоваться следующими показателями: в дневное время на протяжении 16 часов появляется возможность саккумулировать 70 Гкал/ч теплоты, при этом ТЭЦ увеличивает мощность на 15 МВт.

В ночное время в течение 8 часов ТЭЦ разгружается по электрическому графику. При этом паровые турбины будут работать в конденсационном режиме с нагрузками 3-5 МВт. Из баков-аккумуляторов с сетевой водой с расходом 4500 т/ч будет отпущено порядка 180 Гкал/ч теплоты. Остальное количество тепловой нагрузки будет компенсировано пиковыми сетевыми подогревателями.

В заключение отметим некоторые технические характеристики электрокотлов (таблица 1) и баков-аккумуляторов.

Электродные котлы ZETA (Швеция) выпускаются как для подключения с изолированной нейтралью (тип ZVPI), так и для подключения с непосредственным заземлением нейтрали (тип ZVP). Котел оборудован электродной системой, состоящей из трех или шести фазных электродов (один либо два на фазу), одного нейтрального электрода и трех либо шести регулирующих заслонок. Для выполнения требований надежности электрокотел изготовлен по двухконтурной схеме – первичный (замкнутый)

контур котла и вторичны (разомкнутый) контур системы теплоснабжения потребителя, разделенные теплообменником. В первичном контуре вода нагревается в котле. Посредством циркуляционного насоса вода перемещается между котлом и теплообменником. Сетевая вода нагревается во вторичном контуре теплообменника и поступает в систему теплоснабжения потребителя. Для поддержания в замкнутом контуре необходимого объема воды и давления при температурных расширениях воды предусматривается автоматическая установка поддержания давления и подпитки замкнутого контура за счет насосной установки и расширительных баков.

Для обеспечения необходимых свойств воды: электропроводности и показателя рН предусматривается установка подготовки добавочной воды для подпитки и заполнения первичного контура (дозировочная станция). В качестве реагентов используется едкий натр и тринатрийфосфат. Вода в котле не должна содержать растворенные кислород и углекислый газ во избежание образования накипи и процессов коррозии. Высокое содержание в воде катионов железа или высокая проводимость вызывают ускоренный износ электродов.

Таблица 1

Технические характеристики водогрейных котлов ZETA

Показатели	Тип котла	
	ZVPI/ZVP	ZHPI/ZHP
Расчетная температура первичного контура, °С	130-135	160
Расчетное давление первичного контура, бар	5-6	10
Рабочее давление первичного контура, бар	2-4	6
Рабочая температура первичного контура, °С: – выход; – вход	120 90	145 –
Рабочая температура вторичного контура, °С: – выход; – вход	110-115 70	120 –

В период минимального электропотребления аккумулятор теплоты выполняет функцию дополнительного теплоисточника, в период максимального электропотребления бак-аккумулятор выдает теплоту в виде горячей воды потребителю.

В атмосферных аккумуляторах температура горячей воды поддерживается на уровне 95-100 °С, в аккумуляторах с повышенным давлением – до 120 °С.

В составе Белорусской энергосистемы имеется 31 ТЭЦ, из которых 10 – высокого и повышенного давления. Эти станции представляют практический интерес для поставленной выше задачи с предлагаемым сценарием их работы

при вводе Белорусской АЭС. Величину требуемого снижения генерации можно распределить между этими ТЭЦ разными способами и на базе доли ТЭЦ в снижении мощности энергосистемы определяются соответствующие ей ёмкость тепловых аккумуляторов и необходимое увеличение мощности генерации электроэнергии в часы максимума нагрузок, обеспечивающие требуемую аккумуляцию тепловой энергии для её отпуски в ночные часы в соответствии с потребностью. Снижение необходимой ёмкости центральных аккумуляторов может быть достигнуто за счет установки тепловых аккумуляторов у её потребителей и перед распределительной сетью.

Мотивация потребителя может заключаться в применении дифференцированных тарифов на тепловую энергию. В часы дневных максимумов тариф снижается для стимуляции аккумуляции тепловой энергии, в часы ночных провалов электропотребление – увеличивается. Такой опыт уже имеется в Дании. Установка баков-аккумуляторов для теплового аккумулярования является рентабельным способом совершенствования КПД ТЭЦ. Аккумуляционное оборудование позволяет гибко планировать выработку электроэнергии. Генерирующие блоки можно останавливать на протяжении ночи и/или в выходные дни, когда имеется достаточный объем аккумулярования.

Литература

1. Скоровородцев, С.В. Выдача мощности Белорусской АЭС / С.В. Скоровородцев. – Минск: Энергия и менеджмент, 2014. – № 4–5. – С. 20–23.
2. Ковалев, Д.В. Перспективные режимы работы генерирующего оборудования в составе Белорусской энергосистемы после 2020 года / Д.В. Ковалев. – Минск: Энергетическая стратегия, 2014. – № 4. – С.20–23.

УДК 621.181

ОПТИМИЗАЦИЯ КАСКАДНОЙ САУ УРОВНЯ ВОДЫ В БАРАБАНЕ ПАРОГЕНЕРАТОРА

Иванов Д.А., Цыганкова С.Д.

Научные руководители – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т., к.э.н., доцент Кравченко В.В.

Парогенераторы АЭС являются одним из самых ответственных элементов станции, от надежности работы, которых зависит безопасность всей энергетической установки. Основными управляемыми параметрами в парогенераторе (ПГ) являются уровень и расход питательной воды и пара, к стабилизации которых предъявляют жесткие требования. Неточное поддержание этих параметров в барабане парогенератора приводит к повышению влажности пара, повышает износ лопаточного аппарата турбины и снижает мощность энергоблока.

Управление уровнем воды в барабане ПГ АЭС традиционно осуществляется трехимпульсной САУ [1].

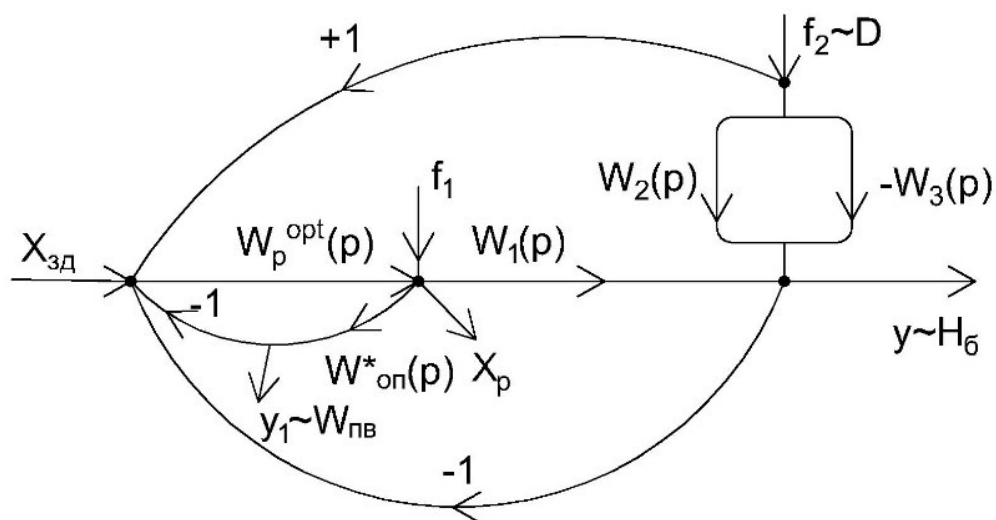


Рисунок 1. Структурная схема типовой трехимпульсной САУ уровня воды в барабане парогенератора: $x_{зд}$ – заданное значение основной регулируемой величины; $y(t)$ – основная регулируемая величина, H_b – уровень воды в барабане парогенератора; f_1 – внутреннее возмущение; $y_1(t)$ – промежуточная регулируемая величина, $W_{пв}$ – расход питательной воды; $x_p(t)$ – регулирующее воздействие; f_2 – крайнее внешнее возмущение, D – расход пара.

Передаточная функция объекта регулирования при возмущении расхода питательной воды представлена в виде реального интегрирующего звена:

$$W_1(p) = \frac{1}{T_1 p (\tau_1 p + 1)}, \quad (1)$$

где T_1 – постоянная времени идеального интегрирующего звена, с;

τ_1 – постоянная времени инерционного звена первого порядка, численно равная величине запаздывания по каналу регулирующего воздействия, с.

Передаточная функция оптимального ПИ-регулятора имеет вид [2]:

$$W_p^{opt}(p) = [W_{оп}(p)]^{-1} \cdot W_{зд}^{PC(n=1)}(p) = \frac{T_{оп}^* \cdot p + 1}{k_{оп} \cdot T_{зд} \cdot p}, \quad (2)$$

где $W_{зд}^{PC(n=1)}(p)$ – заданная передаточная функция разомкнутой системы при $n=1$, равная:

$$W_{зд}^{PC(n=1)}(p) = \frac{1}{(T_{зд} \cdot p + 1)^{n-1}} = \frac{1}{T_{зд} \cdot p}, \quad (3)$$

$T_{оп}^*$ – постоянная времени опережающего участка, с;

$k_{оп}$ – коэффициент передачи опережающего участка объекта;

$T_{зд}$ – параметр динамической настройки регулятора, равный [2]:

$$T_{зд} = \gamma \cdot T_{оп}^*. \quad (4)$$

Передаточная функция опережающего участка имеет вид:

$$W_{оп}^*(p) = \frac{k_{оп}}{T_{оп}^* p + 1}, \quad (5)$$

Передаточная функция инерционного звена первого порядка:

$$W_2(p) = \frac{k_2}{T_2 p + 1}, \quad (6)$$

где k_2 – коэффициент усиления инерционного звена;

T_2 – постоянная времени инерционного звена, с.

Передаточная функция идеального интегрирующего звена:

$$W_3(p) = \frac{1}{T_3 p}, \quad (7)$$

где T_3 – постоянная времени идеального интегрирующего звена, с.

Передаточная функция явления “набухания” уровня воды в барабане парогенератора при возмущении расходом пара:

$$W_B(p) = W_2(p) - W_3(p).$$

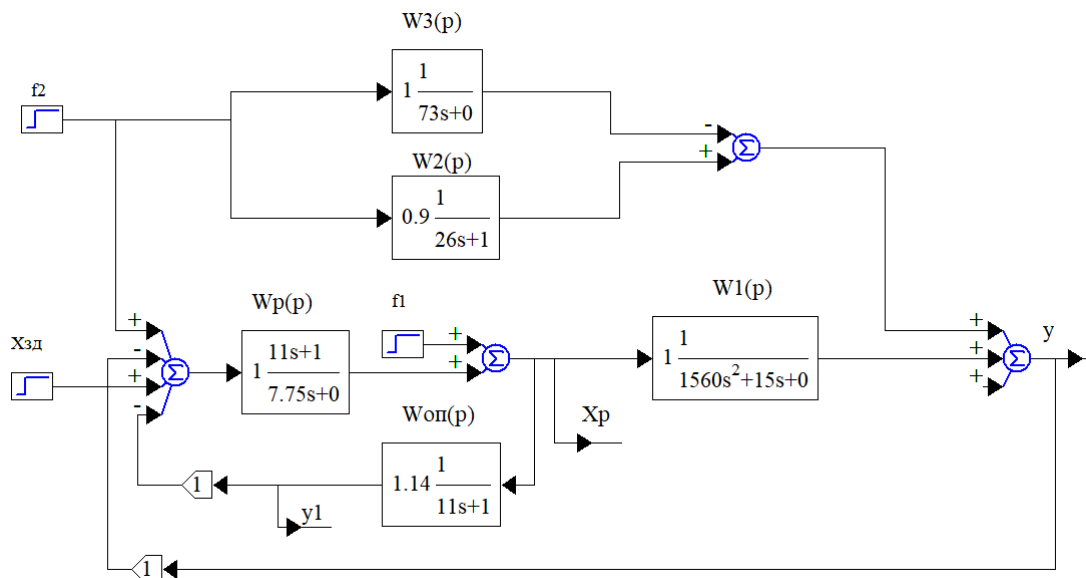


Рисунок 2. Структурная схема моделирования переходных процессов типовой трехимпульсной САУ уровня воды в барабане ПГ, смоделированная в программе VisSim

Из приведенных на рисунке 7 графиков переходных процессов видно, что при отработке внешнего возмущения появляется статическая ошибка регулирования. Лучшие прямые показатели качества обеспечиваются при численном значении $\gamma = 0,382$: уменьшается время регулирования и максимальная величина перерегулирования.

Чтобы убрать статическую ошибку регулирования и улучшить все прямые показатели качества при обработке типовых возмущений, рекомендуем использовать каскадную САУ (рисунок 3), применив передаточные функции оптимальных регуляторов [2], схема моделирования переходных процессов приведена на рисунке 4.

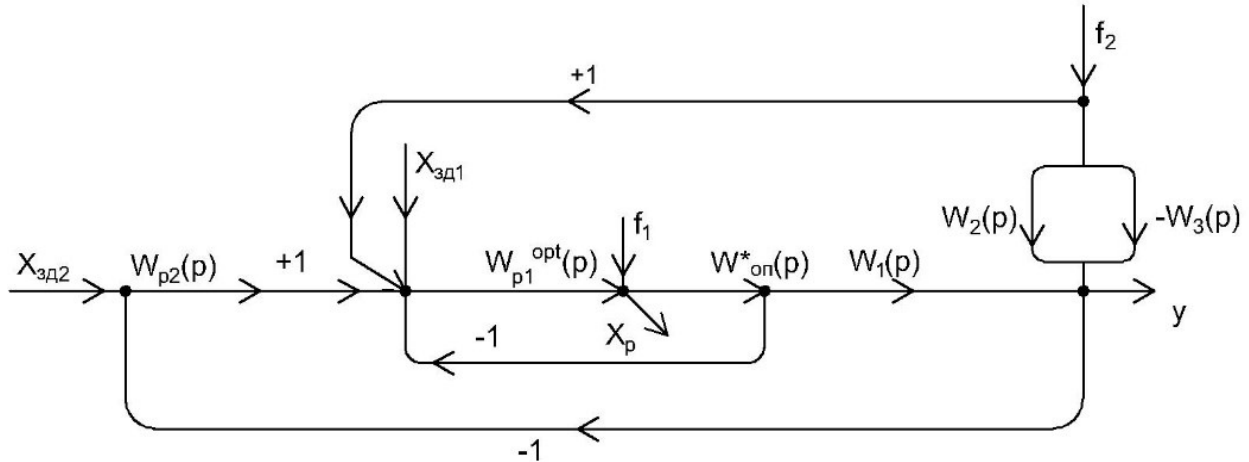


Рисунок 3. Структурная схема каскадной САУ уровня воды в барабане парогенератора

Передаточная функция оптимального стабилизирующего регулятора (СР) имеет вид:

$$W_{p1}^{opt}(p) = [W_{оп}(p)]^{-1} \cdot W_{зд}^{PC(n=1)}(p) = \frac{T_{оп} \cdot p + 1}{k_{оп} \cdot T_{зд1} \cdot p} \quad (8)$$

Передаточная функция реального корректирующего ПИД-регулятора (КР) имеет вид [2]:

$$W_{p2}^{РПИД}(p) = [W_1(p)]^{-1} \cdot W_{зд}^{PC(n=2)}(p) = \frac{(T_1 p + 1) \cdot (\tau_1 p + 1)}{2T_{зд2} p \left(\frac{T_{зд2}}{2} p + 1 \right)}, \quad (9)$$

где $T_{зд2}$ – параметр динамической настройки регулятора, равный:

$$T_{зд2} = \gamma \cdot \tau_1. \quad (10)$$

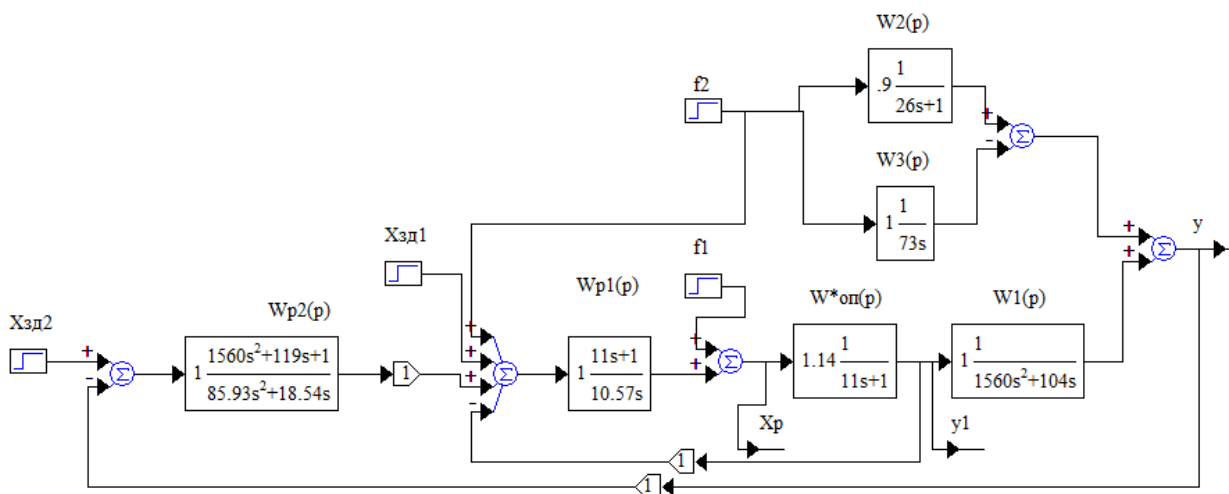


Рисунок 4. Структурная схема моделирования переходных процессов каскадной САУ уровня воды в барабане парогенератора, смоделированная в программе VisSim

Из приведенных на рисунке 7 графиков переходных процессов следует, что в предлагаемой каскадной САУ исчезла статическая ошибка регулирования при отработке внешнего возмущения. Лучшие прямые показатели качества регулирования обеспечиваются при численном значении $\gamma = 0,382$. Из недостатков предлагаемой каскадной САУ можно выделить перерегулирование при отработке скачка задания $x_{зд2}$. Для устранения этого недостатка в цепь задания корректирующего регулятора добавляют корректор задания с передаточной функцией $W_{кз}(p)$ (рисунок 5).

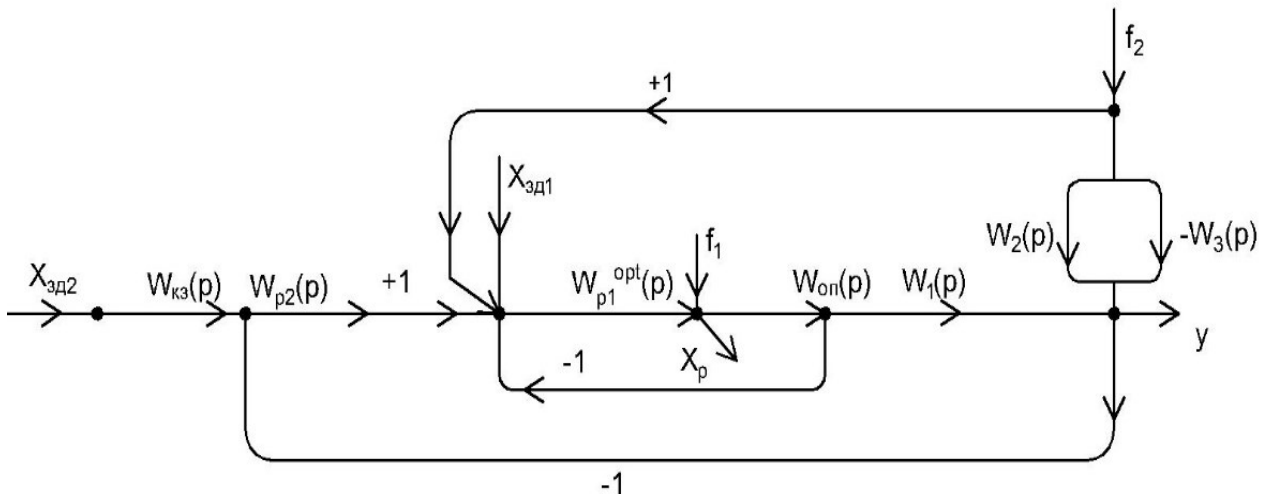


Рисунок 5. Структурная схема каскадной САУ уровня воды в барабане парогенератора с корректором задания

Передаточная функция корректора задания:

$$W_{кз}(p) = \frac{1}{T_{кз}p+1}, \quad (11)$$

где $T_{кз}$ – постоянная времени корректора задания, с.

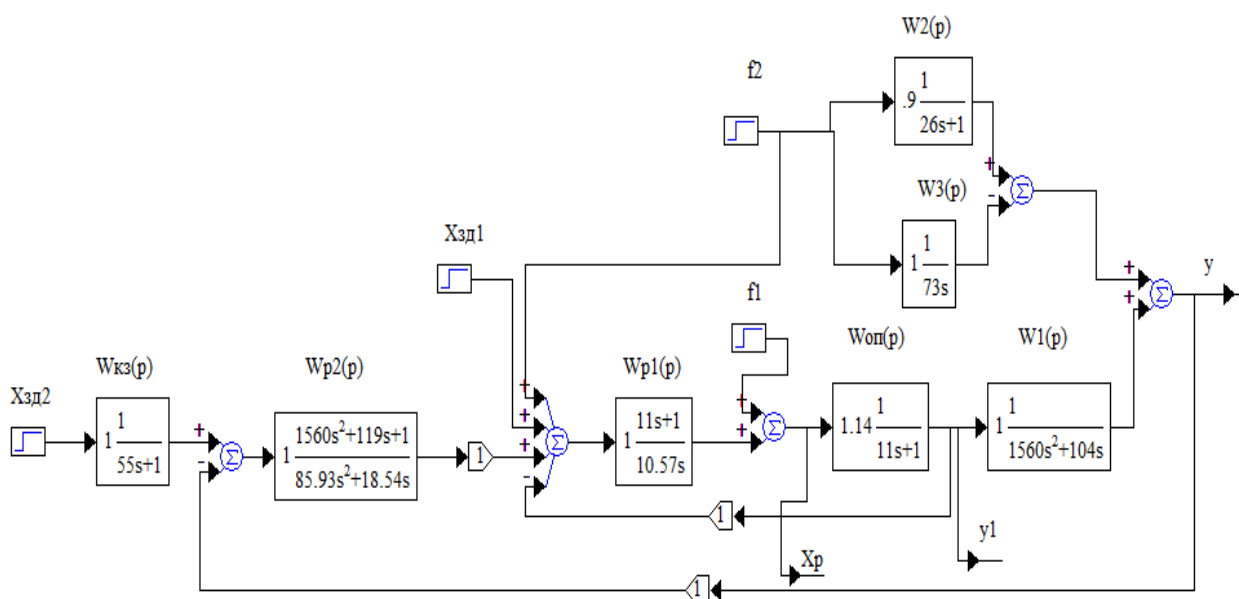


Рисунок 6. Структурная схема моделирования переходных процессов каскадной САУ уровня воды в барабане парогенератора с корректором задания, смоделированная в программе VisSim

Результаты переходных процессов, исследуемых САУ уровня воды в барабане парогенератора при основных воздействиях:

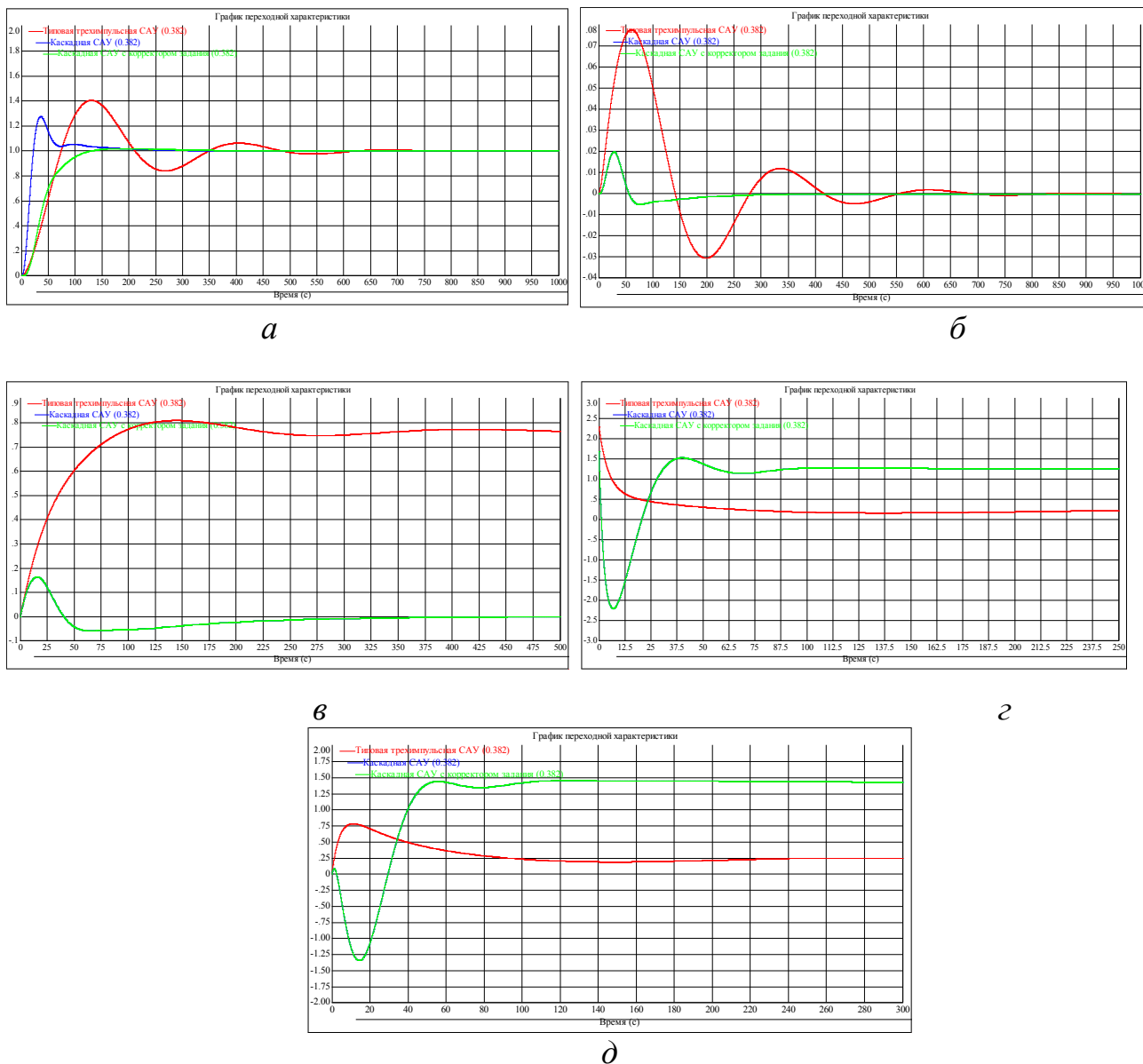


Рисунок 7. Графики переходных процессов исследуемых САУ уровня воды в барабане парогенератора: *a* – отработка скачка задающего воздействия $x_{зд}$; *б* – отработка внутреннего возмущения f_1 ; *в* – отработка внешнего возмущения расходом пара f_2 ; *г* – изменения регулирующего воздействия $x_p(t)$ при отработке внешнего возмущения расходом пара; *д* – изменения регулирующего воздействия по расходу питательной воды $W_{пв}(x_p)$ при отработке внешнего возмущения расходом пара.

Из приведенных на рисунке 7 графиков переходных процессов следует, что в каскадной САУ с корректором задания, исчезает перерегулирование при отработке задающего воздействия. Лучшие прямые показатели качества регулирования обеспечиваются при численном значении $\gamma = 0,382$.

Таблица 1

Сравнение прямых показателей качества (ППК) САУ различных структур

γ	$x_{зд2}$			f_1			f_2			x_p^m
	t_p, c	$\sigma, \%$	ψ	t_p, c	ψ	A_1^+	t_p, c	ψ	$\Delta ст$	
Типовая трехимпульсная САУ уровня воды в барабане парогенератора										
0.382	647	40.8	0.24	275	0.85	0.08	285	0.05	0.77	2.2
Каскадная САУ уровня воды в барабане парогенератора										
0.382	175	29	1	250	-	0.02	250	0.17	-	2
Каскадная САУ уровня воды в барабане парогенератора с корректором задания										
0.382	130	-	1	250	-	0.02	250	0.17	-	2.2

Здесь приняты следующие обозначения ППК: t_p – время регулирования, с; σ – перерегулирование, %; ψ – степень затухания; A_1^+ – максимальная динамическая ошибка регулирования; $\Delta ст$ – статическая ошибка регулирования; x_p^m – максимальное регулирующее воздействие.

Вывод:

Проанализировав графики переходных процессов и таблицу прямых показателей качества, можно сделать вывод, что применение каскадной САУ регулирования уровня воды в барабане парогенератора с корректором задания позволяет улучшить качество регулирования относительно типовой трехимпульсной САУ:

1. Отработка скачка задающего воздействия $x_{зд2}$ осуществляется без перерегулирования. При этом время регулирования каскадной САУ регулирования уровня воды в барабане парогенератора с корректором задания уменьшилось с 647 до 130 с.

2. Отработка внешнего возмущения осуществляется без статической ошибки регулирования $\Delta ст$, а время регулирования уменьшилось с 275 до 250 с.

3. Максимальная динамическая ошибка регулирования при возмущении расходом пара уменьшилась в 4 раза.

4. При этом максимальное изменение регулирующего воздействия x_p^m соизмеримо с типовой.

Литература

1. Демченко, В.А. Автоматизация и моделирование технологических процессов АЭС и ТЭС: учебное пособие/ В.А. Демченко. – Одесса: Астропринт, 2001. – 301 с.
2. Кулаков, Г.Т. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами / Г.Т. Кулаков [и др.]; – под ред. Г.Т. Кулакова Минск: Вышэйшая школа, 2017. – 238 с.

УДК 621.165

ТУРБОАГРЕГАТЫ ДВИНСКОГО КАСКАДА ГЭС

Казанцев И.А., Пантелей Д.Е.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

На сегодняшний день, по приблизительным оценкам, суммарная мировая мощность ГЭС – 715 ГВт. Данное количество электроэнергии вырабатывают более 7000 гидроэлектростанций по всему миру. Доля гидроэнергетики, в суммарной выработке электричества составляет 15–16%. Это в свою очередь соответствует 6% от общего топливного баланса Земли. Планы по расширению гидросооружений энергосистем предусматривают прирост мощности на 140 ГВт, а это более 20% процентов от уже существующих мощностей [2].

Сегодня даже самые обеспеченные топливными ресурсами страны, такие как Россия, Норвегия, Украина, США, и другие, в силу различных причин заинтересованы в строительстве ГЭС. Например, в Новой Зеландии 75% всей производимой электроэнергии приходится ГЭС, в Норвегии – 99% [1].

Республика Беларусь также не отстаёт в данном вопросе. Государственная программа строительства в 2011–2015 годах гидроэлектростанций В декабре 2010 года, была принята программа строительства в 2011–2015 годах гидроэлектростанций (далее – Госпрограмма). Она была разработана на основании:

- Директивы Президента Республики Беларусь от 14 июня 2007 г. № 3 "Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства".
- Указа Президента Республики Беларусь от 17 сентября 2007 г. № 433-ДСП.
- Постановления Совета Министров Республики Беларусь от 9 августа 2010 г. № 1180 "Об утверждении стратегии развития энергетического потенциала Республики Беларусь".

В Госпрограмме принята классификация ГЭС в зависимости от установленной мощности:

- крупные ГЭС - от 10 МВт и выше;
- малые ГЭС - от 1 до 10 МВт;
- мини-ГЭС - от 100 кВт до 1 МВт;
- микро-ГЭС - менее 100 кВт.

Опыт эксплуатации малых ГЭС, нашей восточной соседки, основан на работе более чем 300 малых гидроэлектростанций. Их суммарная выработка более 1 ГВт в год. Данная выработка, к 2020 году должна превысить 2,5 ГВт [6].

Сегодня гидроэнергетика является наиболее экономичным и экологически чистым видом добычи электроэнергии. Плюсами малых ГЭС является почти полное отсутствие нагрузки на эко систему, сохраняется исходный ландшафт, но самым главным является отсутствие вредных выбросов в окружающую среду. Так же существенными преимуществами гидроэнергетики по

отношению к обычным электростанциям на твёрдом, жидком или газообразном топливе можно отнести:

- низкая себестоимость электроэнергии;
 - малые эксплуатационные затраты;
 - невысокая по стоимости замена оборудования;
 - большой срок службы ГЭС (40–50 лет);
 - комбинированное использование ресурсов (электроэнергетика, водоснабжение, судоходство, мелиорация, охрана вод, рыбное хозяйство и т.д.).
- Основными недостатками малой гидроэнергетики являются:
- длительность сооружения малой ГЭС;
 - большие капиталовложения на 1 кВт установленной мощности [5].

Двинский каскад ГЭС – частично введённый, частично строящийся гидроэнергетический комплекс. Первоначально проект включал в себя строительство 4 гидроэлектростанции на территории Республики Беларусь, по течению реки Западная Двина. Планировалось, что в каскад войдут следующие электростанции: уже действующие Витебская ГЭС и Полоцкая ГЭС, а также проектируемые Верхнедвинская ГЭС (работы приостановлены на стадии разработки проекта) и Бешенковичская ГЭС. Рассмотрим турбоагрегаты данных ГЭС

Витебская ГЭС – русловая низконапорная гидроэлектростанция. Включает в себя: бетонную водосбросную плотину, грунтовую насыпную плотину, здание ГЭС, однокамерный однопиточный судоходный шлюз, распределительное устройство.

Установленная мощность ГЭС – 40 МВт, среднегодовая выработка – 138 млн кВт·ч. В здании ГЭС установлены четыре горизонтальных капсульных гидроагрегата (диаметр рабочего колеса – 3,95 м) мощностью по 10 МВт [7].

Полоцкая ГЭС – плотинно-русловая низконапорная ГЭС. Включает в себя земляную плотину, бетонную водосбросную плотину с шестью сегментными затворами и здание ГЭС.

Максимальная мощность ГЭС – 21,66 МВт, среднегодовая выработка – 112 млн. кВт·ч. На гидроэлектростанции установлены пять горизонтальных поворотно-лопастных турбин чешской компании Mavel a.s. Остановимся на турбоагрегатах данной станции.

Чешской компанией, для установки на Полоцкой ГЭС были предложены установки, разработанные по технологии Kaplan [9].

Поворотно-лопастные турбины, турбины Каплана – это реактивные турбины, пригодны для использования на низконапорных равнинных реках с сильными колебаниями уровней и с высокими скоростями потока воды. Турбина Каплана представляет собой гидравлическую пропеллерную турбину с регулируемыми лопастями. Была изобретена в 1913 году австрийским профессором Виктором Капланом. Турбина Каплана была эволюцией турбины Фрэнсиса. Ее изобретение позволило эффективно производить энергию в условиях низкого напора воды, что было невозможно с турбинами Фрэнсиса.

Турбина состоит из:

- Рабочее колесо (от 3 до 6 лопастей);

- Распределитель с регулируемыми лопастями;
- Система регулировки и перемещения лопастей;
- Система регулировки и перемещения распределителя;
- Отсасывающая труба;
- Спиральный корпус (опционально) [8].

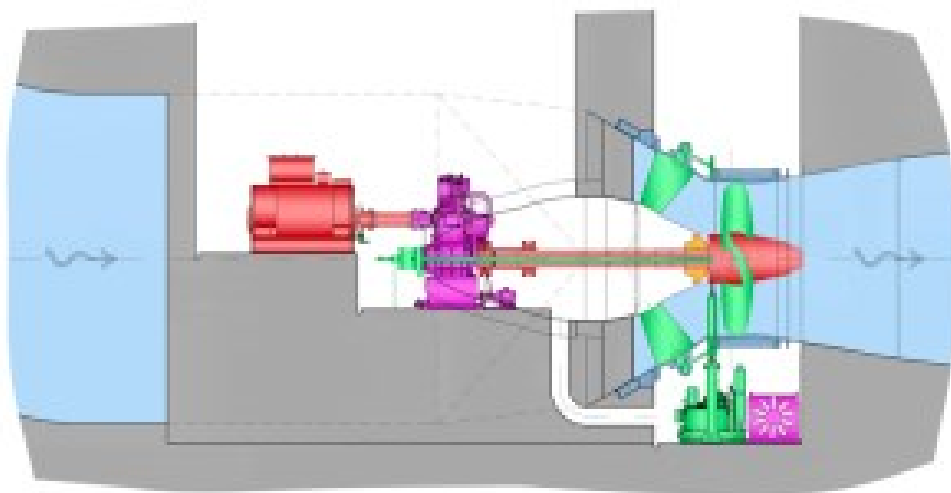


Рисунок 1. Продольный разрез турбоагрегата Полоцкой ГЭС

На Полоцкой ГЭС был установлен турбоагрегат KAPLAN PIT. Это горизонтальная модификация турбины Виктора Каплана. Данные турбины производятся со следующими характеристиками:

- Диаметр рабочего колеса от 1050 мм до 5500 мм;
- Количество лопастей колеса от 3 до 5;
- Диапазон головы от 1,5 до 12 метров (от 5 до 39,5 футов);
- Диапазон расхода от 15 до 150 м³/с (530 до 5340 куб. Футов);
- Выходная мощность от 400 кВт до 8 МВт;
- Ременная передача или параллельная коробка передач [9].

Учитывая параметры реки и проектируемую мощность станции рассчитаем следующие параметры:

КПД ГЭС можно определить из выражения:

$$\eta = \frac{P}{\eta_1 \cdot g \cdot \rho \cdot Q \cdot H \cdot n}, \quad (1)$$

где P - электрическая мощность (21,66 МВт);

η_1 - эффективность генератора (0.7–0.8);

ρ - плотность жидкости (1000 кг/м³);

g - ускорение свободного падения (м²/с), (9.8);

H - напор (м), расстояние по вертикали между верхним и нижним уровнями жидкости;

n - количество турбоагрегатов (5 штук) [3];

Q - расход (152 м³/с) [4]

$$Q = A * v, \quad (2)$$

где A -поперечное сечение подводящей трубы (m^2);

v -скорость потока (m/c) [3].

Зная, что расчётный напор воды равен $H = 7,8$ м, рассчитанный по формуле:

$$H = H_{\text{полн}} - h_{\text{тр}} - h_{\text{доп}} (м), \quad (3)$$

где $h_{\text{тр}}$ -потери на трение в водоводе;

$h_{\text{доп}}$ -дополнительные или местные потери, связанные с засорением водозабора, бифуркацией на сужениях и расширениях, задвижках, клапанах и т.д. [3].

Определим КПД станции:

$$\eta = \frac{21,66 \cdot 10^6}{0,75 \cdot 9,8 \cdot 10^3 \cdot 152 \cdot 7,8 \cdot 5} = 0,4971.$$

Учитывая, то что на выработку электроэнергии не тратится дорогостоящее топливо, и почти отсутствует ущерб окружающей среде, КПД ГЭС равен почти 50% (к сравнению КПД Лукомольской ГРЭС 39–41%), можно сделать вывод об высокой эффективности, как данной ГЭС, так и всего Двинского каскада ГЭС.

Литература

1. Гидроэнергетика и окружающая среда / Ландау Ю.А. [и др.]. – Киев: Либра, 2014.
2. Малинин Н.К. Гидроэнергетика / Н.К. Малинин, Л.А. Кароль; под ред. В.И. Обрезкова. Энергоиздат. – Москва, 1981. – 608 с.
3. Малинин Н.К. Теоретические основы гидроэнергетики. – Издательство «Энергоатомиздат». – Москва, 1985. – 312 с.
4. Смирнов Ю.И. Популярная энциклопедия рек и озёр / Ю.И. Смирнов. ИД "МиМ"/ – Санкт- Петербург, 1998. – 315 с.
5. Энергетические установки и окружающая среда /В.А. Маляренко [и др.] / Под ред. В.А. Маляренко. – Харьков: ХГФГХ, 2002. – 397 с.
6. Dams and Development. A New Framework for Decision-Making. The report of world commission on dams. – London: Eart scan Publications Ltd, 2018.
7. Wu Wenhao. Progress with China's major program of hydro development // Hydropower and Dams. – 2017. – Issue Two.
8. World Hydropower Potential and Development // The International Journal on Hydropower and Dams. – 2008. World atlas and industry guide.
9. KAPLAN TURBINES//Marvel, a.s. – 2015. – Mode of access: <https://mavel.cz/turbines/kaplan/> – Date of access: 07.05.2019.

УДК 621.565.952

ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКЕ

Колос В.М.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

Теплообменные аппараты поверхностного типа на предприятиях энергетики имеет широкое применение. В качестве теплоносителя используются горячая вода, пар, продукты нефтепереработки. По принципу действия рекуперативные теплообменные аппараты делятся на непрерывного и периодического действия. Они применяются в стационарных энергетических, теплофикационных и промышленных теплоиспользующих установках.

К рекуперативным теплообменным аппаратам непрерывного действия относятся: кожухотрубные теплообменные аппараты (горизонтальные и вертикальные), змеевиковые, спиральные теплообменники с ребристыми и гофрированными пластинчатыми поверхностями нагрева.

К рекуперативным теплообменным аппаратам периодического действия относятся: водоподогреватели-аккумуляторы, автоклавы, вулканизаторы, варочные котлы, конвекторы и подобные им теплообменники.

Эффективность работы всех перечисленных теплообменных аппаратов зависит от загрязнений отложениями поверхностей нагрева, что приводит к увеличению термического сопротивления этих поверхностей. Перспективным средством очистки поверхностей теплообмена от отложений является применение ультразвуковой очистки, что ведет к повышению коэффициента теплопередачи теплообменника.

Площадь поверхности нагрева теплообменного аппарата (F) определяется по общеизвестной формуле:

$$F = \frac{Q}{K \cdot \Delta t}, \quad (1)$$

где:

Q – теплопроизводительность аппарата, Вт;

K – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²•°С);

Δt – температурный напор, °С.

Коэффициент теплопередачи (K) поверхностных теплообменных аппаратов с учетом загрязнений определяется по формуле:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + \frac{\delta_3}{\lambda_3} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (2)$$

где:

α_1, α_2 – коэффициенты теплоотдачи между первичным и вторичным теплоносителями и стенкой, Вт/(м²•°С);

$\frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}}, \frac{\delta_3}{\lambda_3}$ – термическое сопротивление стыка трубок и слоя загрязнения;

$\lambda_{ст}, \lambda_3$ – теплопроводность стенки трубки и слоя загрязнения, Вт/(м•°С);

$\delta_{ст}, \delta_3$ – толщина стенки трубки и слоя загрязнения, м.

Для определения влияния отложений на коэффициент теплопередачи от стенки к нагреваемой жидкости (в данном случае – мазута) проведены расчеты при их различной толщине.

Результаты этих расчетов представлены в таблице 1

Таблица 1

Коэффициент теплопередачи в зависимости от толщины загрязнений стенок теплообменного аппарата

α_2 $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$	$\delta_3 = 0$	$\delta_3 = 0,1$ мм	$\delta_3 = 0,3$ мм	$\delta_3 = 0,5$ мм	$\delta_3 = 1,0$ мм	$\delta_3 = 1,5$ мм	λ_3 $\frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{°C}}$
	$k,$ $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$	$k,$ $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$	$k,$ $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$	$k,$ $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$	$k,$ $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$	$k,$ $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$	
290	276,1	223,9	160,1	120,6	77,5	55,7	0,12
174	170,5	148,5	118,3	94,6	65,8	49,9	
58	56,8	54,5	49,9	45,2	37,1	31,3	
290	276,1	244,6	200,1	167	121,5	92,8	0,23
174	170,5	157,5	136,9	120,6	94	76,1	
58	56,8	56,0	52,2	55,6	45,4	40,5	
290	276,1	256,4	223,9	197,2	149,6	118,3	0,35
174	170,5	162,4	148,5	136,9	112,5	94	
58	56,8	56,8	54,5	52,9	48,7	45,2	
290	276,1	261	303,9	211	168,2	139,2	0,46
174	170,5	164,7	154,3	143,8	121,8	105,6	
58	56,8	55,7	55,3	53,9	50,6	47,6	

Как видно из таблицы 1, значение коэффициента теплопередачи в значительной мере снижается в зависимости от толщины загрязнений.

Например, для коэффициента теплоотдачи от поверхности трубы $\alpha_2 = 58$ Вт/(м²·°C) и коэффициента теплопроводности загрязнений $\lambda_3 = 0,12$ Вт/(м·°C) коэффициент теплопередачи для труб с толщиной загрязнений $\delta = 1,5$ мм в сравнении с чистой поверхностью трубы снижается на 45 % ($K_{\delta=0} = 56,8$ Вт/(м²·°C); ($K_{\delta=1,5} = 31,3$ Вт/(м²·°C)).

Эффективным средством очистки поверхностей теплообмена от отложений является использование ультразвуковой аппаратуры. Способ ультразвуковой очистки заключается в применении упругих колебаний ультразвуковой частоты, возбуждаемых импульсным генератором и передаваемых объекту очистки с помощью магнитострикционного преобразователя, который крепится к крышке теплообменника или к трубной доске.

Экспериментальные исследования были проведены на теплообменных аппаратах для подогрева мазута. Магнитострикционные преобразователи устанавливались на продольной оси теплообменника в центре передней

крышки и соединялись с трубной доской. Нагрев мазута производился паром при давлении 0,6 МПа с температурой 170 °С. Очистка производилась 1 раз в 5–6 месяцев. Расход пара на подогрев 1 т мазута до внедрения ультразвуковой очистки составил 0,122 т или 0,288 ГДж/т. Расход пара на подогрев мазута после внедрения ультразвуковой очистки составил 0,0676 т/т или 0,159 ГДж/т. Снижение расхода пара составило 45 %.

Приведенные результаты исследований подтверждают эффективность применения ультразвуковой очистки поверхностей теплообменных аппаратов, применяемых на предприятиях различных отраслей народного хозяйства.

УДК 62-714

ПРЯМОТОЧНЫЕ РАСПЫЛИТЕЛЬНЫЕ ОХЛАДИТЕЛИ ОБОРОТНОЙ ВОДЫ

Колос В.М.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

Для охлаждения оборотной воды наиболее распространёнными являются вентиляторные градирни. Градирни отличаются от других способов охлаждения воды (водохранилища, бассейны) своей компактностью и имеют широкое применение.

В качестве альтернативного устройства даже для таких компактных устройств испарительного охлаждения как вентиляторные градирни можно предложить эжекторные градирни. Принцип работы этих градирен основан на использовании эффекта эжекции, когда вода под большим давлением подается на коллектор и далее через форсунки происходит тонкодисперсный распыл воды. Поток распыленной воды увлекает воздушный поток и происходит интенсивное охлаждение воды. При этом направление движения сред – прямоточное восходящее.

К достоинствам эжекторных охладителей можно отнести:

- ✓ в сравнении с вентиляторными градирнями практически не существует ограничения по максимальной скорости движения потока газов, тогда как в вентиляторной градирне скорость воздуха должна быть не более скорости витания капли воды;
- ✓ в эжекторных градирнях отсутствует насадка, что значительно упрощает конструкцию, а также увеличивает надёжность и обеспечивает удобство эксплуатации и ремонта;
- ✓ проявляется однородность в тепломассообмене в разных слоях оросителя;
- ✓ в процессе охлаждения воды проявляется эффект саморегулирования системы. Это свойство обусловлено самой конструкцией. Так как движущей силой является энергия потока распыла воды, то с уменьшением расхода охлаждающей воды уменьшается и расход эжектируемого воздуха, при этом коэффициент эжекции остаётся постоянным. Кроме того, с увеличением давления в напорном коллекторе (для увеличения расхода воды) размер дисперсных капель воды уменьшается, а значит поверхность взаимодействия увеличивается, что приводит к интенсификации теплообмена;
- ✓ исключаются затраты на замену или ремонт осевых вентиляторов и их двигателей;
- ✓ исключены затраты на проведение работ по замене блоков оросителей и водоуловительных решеток;
- ✓ эжекторная градирня позволяет понизить температуру воды на 3–5 °С в сравнении с вентиляторной градирней;
- ✓ возможность получить значительную экономию электроэнергии, необходимой для привода вентиляторов.

Стоит также отметить, что возможна модернизация уже существующих градирен. Это приведет к уменьшению капитальных вложений в установку и даст значительный экономический эффект.

Однако в настоящее время оснащение данным типом охладителей промышленных предприятий идёт медленно. Этому есть несколько причин:

- ✓ нет единых теоретических исследований гидродинамики и теплообмена охладителей эжекторного типа, что затрудняет разработку научно обоснованных методик их расчёта;
- ✓ известные результаты исследований нередко имеют противоречивый характер.

УДК 629.424.3

ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ МИНИ-ТЭЦ НА БАЗЕ ГАЗОПОРШНЕВЫХ АГРЕГАТОВ

Короленко Т.В., Алексеева О.С.

Научные руководители – старший преподаватель Павловская А.А.,
ассистент Ракевич С.И..

Более 90% мощностей Республики Беларусь вырабатывается на крупных ТЭЦ, работающих на газообразном топливе. В условиях роста цен на энергоносители расширение возможности использования нетрадиционных источников энергии играет довольно значительную роль. Согласно Государственной программе «Энергосбережение» на 2016-2020 годы одной из необходимых задач является увеличение доли местных ТЭР (топливно-энергетических ресурсов), в том числе возобновляемых источников энергии в валовом потреблении ТЭР.

Одним из вариантов рационального использования энергоресурсов и низкопотенциального тепла отходов, образовавшихся в результате технологического цикла того или иного предприятия является использование когенерационной установки на базе газопоршневых агрегатов (ГПА).

Несмотря на то, что установленная мощность таких мини-ТЭЦ относительно невелика, затраты на ее строительство окупаются за счет экономии энергии топлива и уменьшении потерь энергии, так как основным потребителем в данном случае является то предприятие, чей технологический цикл используется. Коэффициент полезного действия такой мини-ТЭЦ может достигать 90%.

Эффективность таких энергоустановок определяется показателями собственно ГПА и принимаемым способом утилизации тепла. При проектировании мини-ТЭЦ на базе ГПА необходимо учитывать максимальное теплотребление предприятия, а также изменение тепловых нагрузок в зависимости от времени суток и сезона.

Для получения высоких экономических показателей работы ГПА в условиях энергосистемы Республики Беларусь необходимо, чтобы число часов использования установленной мощности в год превышало 6 тысяч.

Прежде всего, следует отметить, что основной подбор мощностей когенерационного оборудования следует вести, опираясь на величину постоянной в течение года тепловой нагрузки, какой в данном случае является нагрузка нагрева потоков жидкости перед их сепарацией. Подогрев для технологических нужд нефти и воды, имеющий на сегодняшний день неравномерный график (нагрев только в ночное время в емкостных подогревателях), переводится в непрерывный режим, используя при этом промежуточный скоростной подогреватель. Предусматривается перевод парового потребителя, каким является узел подогрева нефти и воды, на теплофикационную воду, что позволяет полностью перейти на систему теплоснабжения с водяным теплоносителем.

Ниже приведено сравнение двух вариантов проектирования ТЭЦ малой мощности на базе газотурбинных установок (ГТУ) и на базе газопоршневых агрегатов (ГПА).

а) ГТУ имеют большую удельную мощность и, как следствие, большую абсолютную мощность. ГТУ имеют диапазон единичных мощностей от $\approx 0,01$ МВт до ≈ 280 МВт. В свою очередь, ГПА сегодня достигли максимальной единичной мощности ≈ 16 МВт, при минимальной мощности менее одного киловатта (рисунок 1).

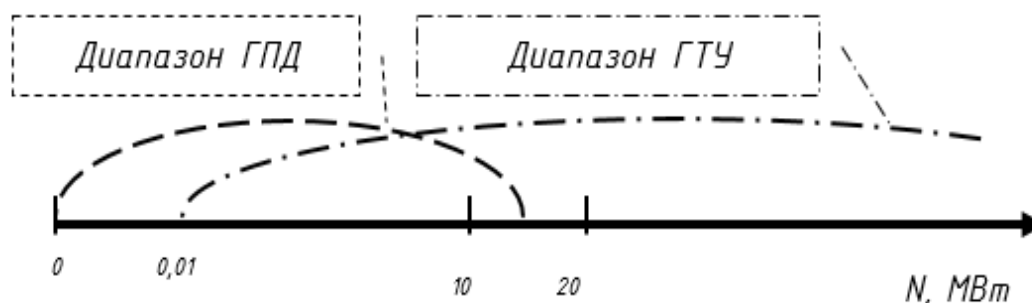


Рисунок 1. Диапазон нагрузок ГПА и ГТУ

б) ГПА при одинаковых единичных мощностях имеют более высокие значения КПД, что вызвано, прежде всего, более высокими (в настоящее время) максимальными температурами рабочего тела в цикле. Это и обеспечивает в результате наиболее экономичную работу, особенно при неполной загрузке. Из анализа соотношения КПД следует, что при одинаковом потреблении топлива мощность на валу ГПА больше, чем у ГТУ (рисунок 2). Среди своих конкурентов газопоршневой агрегат, работающий на обедненной топливно-воздушной смеси, не имеет равных по экономичности.

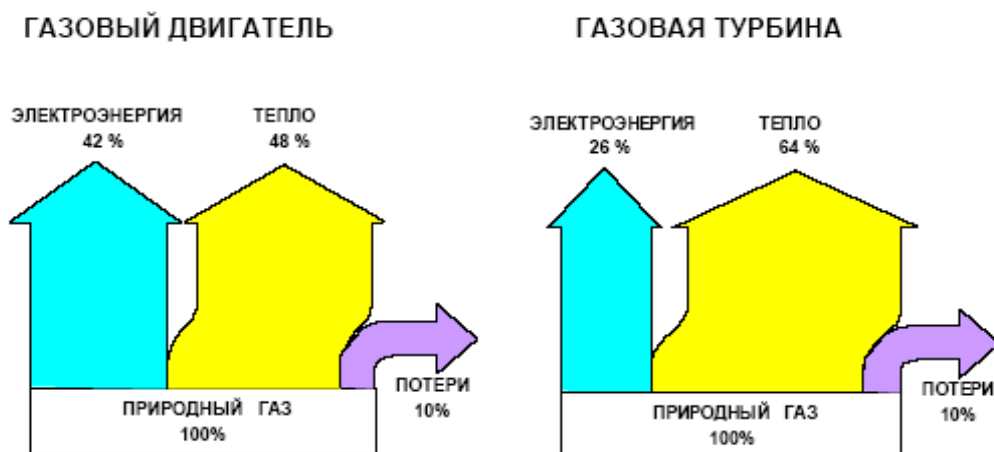


Рисунок 2. Использование топлива ГТУ и ГПА

в) Работа газовой турбины и газопоршневого агрегата будет наиболее эффективной и экономичной, при их номинальной нагрузке. При снижении нагрузки газовой турбины, КПД резко снижается. Для газопоршневого агрегата изменение режима нагрузки даже от 100% до 50% незначительно повлияет и на общий, и на электрический КПД. При любом режиме нагрузки такой двигатель показывает самый высокий электрический КПД, поэтому ГПА позволяют более

гибко реагировать на требования режимного характера, так как обеспечивают большую стабильность КПД при изменении нагрузки (рисунок 1.4).

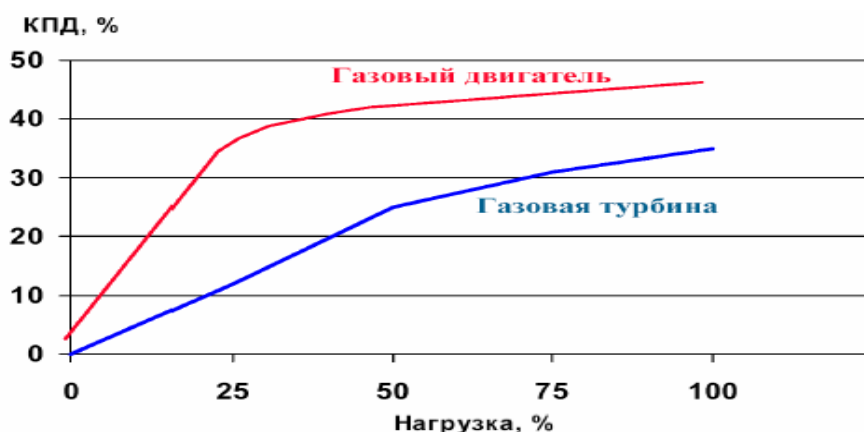


Рисунок 3. Изменение КПД ГТУ и ГПА в зависимости от нагрузки

Значение КПД у ГПА снижается на 3-5% при снижении нагрузки до 50%. У ГТУ при таком снижении нагрузки в ряде случаев вообще становится нецелесообразной всякая эксплуатация. Потому в отношении режимов работы ГПА допускают изменение нагрузки в большем диапазоне, сохраняя на высоком уровне экономичность.

г) Газовая турбина более подвержена влиянию высоких температур наружного воздуха. Этот факт виден на рисунке 4. Электрический КПД газовой турбины снижается практически равномерно от 15 °С до 30 °С, а при более высоких температурах это снижение еще больше. Газопоршневой агрегат имеет не только более высокий электрический КПД во всем интервале температур, но и постоянный вплоть до +25 °С.

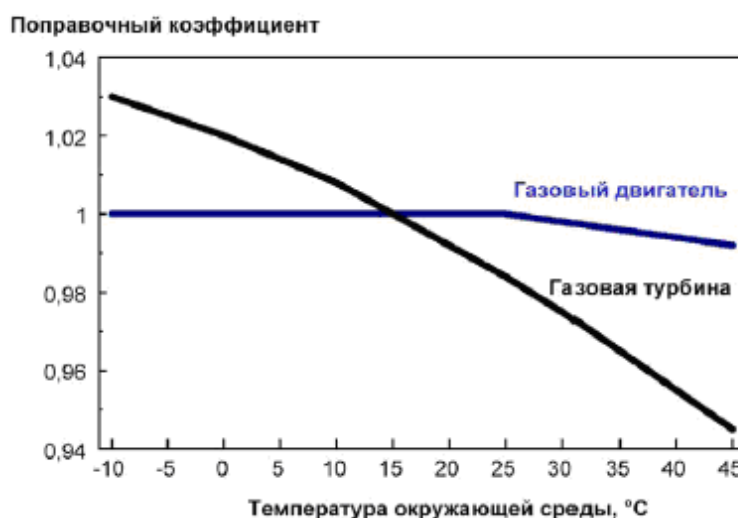


Рисунок 4. Сравнение изменения мощности ГТУ и ГПА от температуры наружного воздуха

д) ГПА и ГТУ могут работать на газообразном топливе, например на природном газе. При использовании ГПА требуется топливный газ низкого и среднего давления (давление топливного газа не превышает 0,6 МПа). ГТУ требуется топливный газ высокого давления (до 3 МПа), для чего требуется «дожимной» компрессор.

е) Достоинством газопоршневого агрегата является то, что количество циклов «пуск/останов» в течение дня для него неограничен. Тогда как газовая турбина не может запускаться и останавливаться также часто. Для нее большое количество запусков увеличивает на соответствующую величину выработанные часы моторесурса. Время запуска, время до принятия нагрузки гораздо продолжительнее у газовой турбины. Обычно время запуска для газовой турбины составляет 15-17 минут, тогда как для поршневого двигателя – в пределах 2-3 минут.

ж) Срок службы газовой турбины существенно короче срока службы газопоршневого агрегата (для среднеоборотного газопоршневого агрегата – до 300 тыс. часов, у ГТУ, как правило, его величина не более 120 тыс. часов). Типовой срок до капитального ремонта газовой турбины составляет 20-25 тыс. рабочих часов, тогда как для среднеоборотного газопоршневого агрегата этот показатель равен 60-80 тыс. рабочих часов. За период до капитального ремонта газопоршневого агрегата газовая турбина проходит через два полных капитальных ремонта.

з) Полный капитальный ремонт газовой турбины – более сложная работа, чем капитальный ремонт газопоршневого агрегата. Ремонт газовой турбины выполняется только специалистами высокой квалификации и, как правило, на предприятии-изготовителе, что требует ее демонтажа и транспорта. Кроме того, при ремонте газовой турбины используются более дорогие запчасти, что делает его стоимость достаточно высокой. Полный капитальный ремонт газопоршневого агрегата представляет собой относительно простой комплекс работ, который может выполняться на месте с участием фирмы-изготовителя. Поэтому время простоя по сравнению с газовой турбиной сокращено.

и) ГПА имеют малую удельную мощность, что приводит к относительно большим размерам. Поршневые двигатели, кроме того, имеют увеличенные текущие эксплуатационные затраты.

к) У ГПА всегда часть тепловой энергии ($\approx 40\%$), которую следует утилизировать, представлена энергией охлаждающей среды, обеспечивающей работу систем охлаждения двигателя. Температура соответствующего теплового потока лежит в пределах 70-90 оС.

При одинаковой электрической мощности ГПА и ГТУ, электрическом КПД соответственно равном 37–45% и 24–35%, расход выхлопных газов от ГТУ превышает расход газов от ГПА в 3-4 раза, т.е. при примерно одинаковой температуре выхлопных газов ($\approx 400-500^{\circ}\text{C}$) энергия последних у ГТУ оказывается выше в 3-4 раза.

Исходя из анализа сравнения газотурбинных установок и газопоршневых агрегатов, приходим к выводу, что для подобной системы теплоснабжения наиболее предпочтительными являются когенерационные установки на базе газопоршневых агрегатов.

Литература

1. Буянов, А.Б. Перспективы применения когенерационных газопоршневых электростанций / А.Б. Буянов, Д.Ю. Комаров // Известия ПГУПС. – 2007. – №1. – С.116-135.

УДК 681.5

ПРОГРАММНО-АППАРАТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В WOLFRAM MATHEMATICA С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МИКРОКОНТРОЛЛЕРНЫХ УСТРОЙСТВ

Миргород Ю.С.

Научный руководитель – ст. преподаватель Буров А.Л.

Проблемы разработки современных систем управления теплофизическими и другими процессами непосредственно связаны с задачами моделирования реальных физических объектов, с проектированием систем управления и их тестированием.

Программно-аппаратное моделирование (ПАМ) – это моделирование физических систем в реальном времени на основе их математических моделей. ПАМ активно применяется в тех случаях, когда физическая система не доступна по причинам её дороговизны или небезопасности. Благодаря тому, что моделирование происходит в реальном времени, человек или управляющая система регулирования может напрямую взаимодействовать с физической моделью.

В настоящее время большинство систем автоматического управления имеют возможность изменять параметры управления при работе непосредственно на установке (например, регулятор уровня воды в барабане парогенератора в зависимости от мощности котла). Исследование возможностей применения ПАМ при проектировании систем управления позволяет предусмотреть некоторые параметры работы установки. Таким образом, не имея доступа к реальной проектируемой или модернизируемой установке, ПАМ позволяет обеспечить моделирование работы некоторых подсистем установки в условиях, приближенных к реальным, что дает возможность эффективнее производить настройку параметров системы управления на этапе проектирования.

Для демонстрации возможностей программно-аппаратного моделирования с использованием Wolfram Mathematica / SystemModeler в данной работе произведена симуляция нелинейной модели системы из двух связанных трубопроводами баков на микроконтроллере Arduino Uno. Изменяемый параметр в системе – расход жидкости в первый бак, который влияет на уровень в обоих резервуарах. Данные уровни являются выходными величинами. Для задания расхода в первый бак используется потенциометр, выходные значения уровней жидкости передаются через последовательное соединение и считывается фреймворком микроконтроллера.

Математическая модель

В системе из двух баков уровни жидкости в обоих резервуарах контролируются расходом в верхний бак (рисунок 1).



Рисунок 1. Схема моделируемой системы

Определим физические параметры системы:

$$\text{In}[\bullet]:= \text{pars} = \{c \rightarrow 0.7, g \rightarrow 9.8, A_1 \rightarrow \pi 4^2, a_1 \rightarrow \pi 0.25^2, A_2 \rightarrow \pi 3^2, a_2 \rightarrow \pi 0.25^2, q \rightarrow 1\};$$

Для вывода дифференциальных уравнений используем закон Бернулли и уравнения материального баланса:

$$\text{In}[\bullet]:= \text{eqs} = \{A_1 h_1' [t] == Q[t] - c a_1 \sqrt{2 g h_1 [t]}, A_2 h_2' [t] == c a_1 \sqrt{2 g h_1 [t]} - c a_2 \sqrt{2 g h_2 [t]}\};$$

В начальный момент времени для расхода $Q = q$ определим уровни жидкости в обоих баках, обеспечивающие стационарный режим системы, т.е. режим с $h_1'(t) = 0$ и $h_2'(t) = 0$:

$$\text{In}[\bullet]:= \text{Solve}[\{\theta == Q[t] - c a_1 \sqrt{2 g h_1 [t]}, \theta == c a_1 \sqrt{2 g h_1 [t]} - c a_2 \sqrt{2 g h_2 [t]}\}, \{h_1 [t], h_2 [t]\}] /.$$

$$\text{Out}[\bullet]:= \left\{ \left\{ h_1 [t] \rightarrow \frac{q^2}{2 c^2 g a_1^2}, h_2 [t] \rightarrow \frac{q^2}{2 c^2 g a_2^2} \right\} \right\}$$

Определим соответствующую нелинейную систему с входом Q и выходами h_1 и h_2 :

$$\text{In}[\bullet]:= \text{dtank} = \text{NonlinearStateSpaceModel} [$$

$$\text{eqs}, \left\{ \left\{ h_1 [t], \frac{q^2}{2 c^2 g a_1^2} \right\}, \left\{ h_2 [t], \frac{q^2}{2 c^2 g a_2^2} \right\} \right\}, \{\{Q[t], q\}\}, \{h_1 [t], h_2 [t]\}, t] /.$$

pars

$$\text{Out}[\bullet]= \left(\begin{array}{c|c} \{x_1 [t], 2.70077\} & \frac{Q[t] - 0.608494 \sqrt{x_1 [t]}}{16 \pi} \\ \hline \{x_2 [t], 2.70077\} & \frac{0.608494 \sqrt{x_1 [t]} - 0.608494 \sqrt{x_2 [t]}}{9 \pi} \\ \hline & x_1 [t] \\ \hline & x_2 [t] \end{array} \right) \mathcal{N}$$

Внедрение модели

Преобразуем полученную нелинейную систему в модель с дискретным временем:

`In[•]:= τ = 0.25;`

`ddtank = ToDiscreteTimeModel[dtank, τ]`

$$Out[•]= \left(\begin{array}{c|c} \{x_1[k], 2.70077\} & 0.00497359 (Q[k] - 0.608494 \sqrt{x_1[k]}) + x_1[k] \\ \{x_2[k], 2.70077\} & 0.00884194 (0.608494 \sqrt{x_1[k]} - 0.608494 \sqrt{x_2[k]}) + x_2[k] \\ \hline & x_1[k] \\ & x_2[k] \end{array} \right) \begin{array}{l} \mathcal{N} \\ \\ \\ 0.25 \end{array}$$

Для контроля расхода в первый бак произведем масштабирование показания потенциометра в пределах от 1 до 2:

`In[•]:= pscaler = (1 + $\frac{u}{5}$) \mathcal{N}` _{0.25};

Настроим соединение элементов модели для вывода значения расхода в первый бак вместе с уровнями жидкости в резервуарах (рисунок 2):

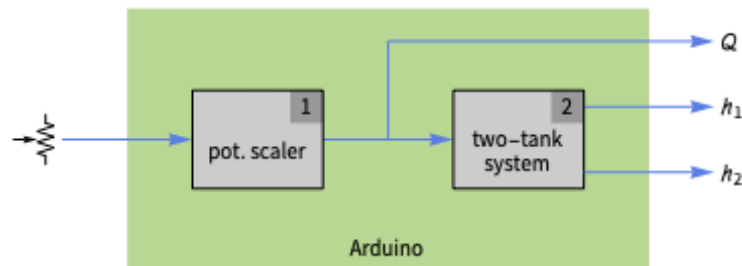


Рисунок 2. Схема соединения модели

`In[•]:= sys = SystemsConnectionsModel[{pscaler, ddtank}, {{1, 1} → {2, 1}}, {{1, 1}}, {{1, 1}, {2, 1}, {2, 2}}]`

`Out[•]= SystemsConnectionsModel` [Inputs: 1, Outputs: 3]

Загрузка пакета для работы с микроконтроллерами:

`In[•]:= Needs["MicrocontrollerKit`"]`

Внедрение модели:

`In[•]:= M = MicrocontrollerEmbedCode[sys, <| "Target" → "ArduinoUno", "Inputs" → "A0" → "Analog", "Outputs" → Table["Serial", 3] |>, "COM3"]`

`Out[•]= MicrocontrollerCodeData` [Status: ●● Target: ArduinoUno]

Считывание смоделированных данных

Открываем последовательное соединение с устройством:


```
In[*]:= y = {};
dv = DeviceOpen["Serial", "COM3"]

Out[*]:= DeviceObject[
  + [
    [
      Class: Serial ID: 1
      Status: ● Connected (COM3)
    ]
  ]
]
```

Определяем начальный, разделительный и конечный байты в последовательном соединении:

```
In[*]:= {sb, db, eb} = Lookup[M["Serial"], {"StartByte", "DelimiterByte", "EndByte"}]
Out[*]:= {19, 44, 17}
```

Определяем функцию для разбора данных, приходящих через последовательное соединение:

```
In[*]:= parseData[{sb, flow__, db, h1__, db, h2__}] :=
  ToExpression@FromCharacterCode@# & /@ {{flow}, {h1}, {h2}}
parseData[___] := Sequence[]
```

Создаём задание на считывание значений каждую секунду (одновременно подаём скачок задания на потенциометре):

```
In[*]:= task = SessionSubmit@ScheduledTask[
  If[DeviceExecute[dv, "SerialReadyQ"],
    AppendTo[y, DeviceReadBuffer[dv, "ReadTerminator" → eb]];
    DeviceExecute[dv, "ReadFlush"];
  ],
  1,
  1;
];
```

По истечении 30 минут удаляем задние и закрываем соединение с устройством:

```
In[*]:= TaskRemove[task];
DeviceClose[dv];
```

Отообразим изменение уровня жидкости в двух баках в результате подачи скачка задания потенциометром (рисунок 3):

```
In[*]:= p1 = ListLinePlot[Transpose[parseData /@ y][[2 ;; 3]], PlotRange → All]
```

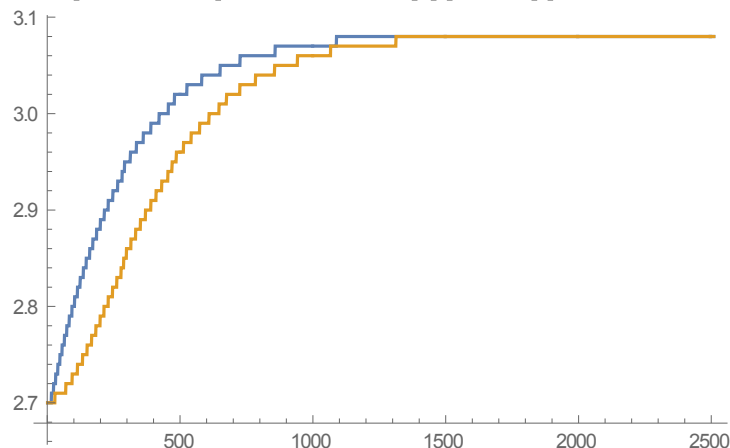


Рисунок 3. Изменение уровней жидкости в баках

Определим значение скачка расхода, поданного в систему (рисунок 4):

```
In[*]:= allu = (parseData /@ y) [[All, 1]];
u = UnitStep[t] + UnitStep[t - FirstPosition[allu, _? (# != 1. &)][[1]]]
      (allu[[-1]] - allu[[1]]);
Plot[Evaluate@u, {t, 0, Length@allu}]
```

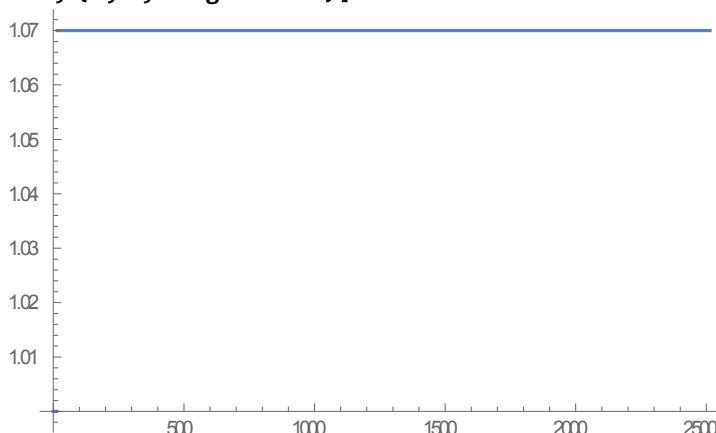


Рисунок 4. Скачок задания, поданный в систему

Сравниваем результаты с аналитическим решением в Wolfram Mathematica (рисунок 5):

```
In[*]:= OutputResponse[dtank, u, {t, 0, Length@allu}];
Show[p1, Plot[%, {t, 0, Length@allu}, PlotStyle -> Dashed]]
```

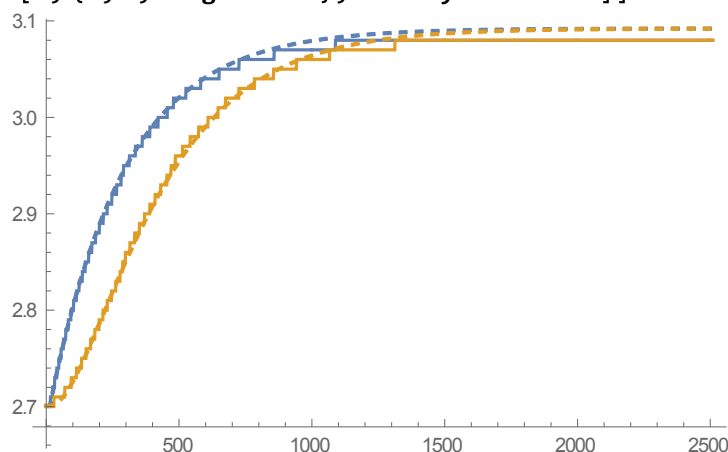


Рисунок 5. Сравнение результатов моделирования

При изменении расхода жидкости с $1.00 \text{ м}^3/\text{с}$ до $1.07 \text{ м}^3/\text{с}$ уровень в резервуарах вырос с 2.70 м до 3.08 м .

При отладке модели с использованием ПАМ и при обычном моделировании физического процесса в Wolfram Mathematica были получены одинаковые графики изменения уровней жидкости в баках. Можно сделать вывод, что использование программно-аппаратного моделирования не влияет на выходные результаты работы модели.

Рассмотренный пример использования ПАМ демонстрирует потенциал применения подобных систем на этапе принятия решений. Использование ПАМ при проектировании сложных систем управления увеличивает эффективность и точность процесса, а также обеспечивает полное соответствие физических моделей их математическому описанию.

Литература

1. Вынгра А.В. Использование программно-аппаратного моделирования при проектировании системы управления судовой холодильной установкой / А.В. Вынгра, Б.А. Авдеев // Вестник Государственного университета морского и речного флота имени адмирала С.О. Макарова. – 2017. – Т. 9. – № 4. – С. 806–813. DOI: 10.21821/2309-5180-2017-9-4-806-813.
2. Wolfram Language & System Documentation Center: Microcontroller Kit [Электронный ресурс] / Wolfram Language & System Documentation Center. – Режим доступа: <https://reference.wolfram.com/language/MicrocontrollerKit/tutorial/Overview.html>. – Дата доступа: 21.04.2019
3. J. Du, Y. Wang, C. Yang, and H. Wang, "Hardware-in-the-loop simulation approach to testing controller of sequential turbocharging system", Proceedings of the IEEE International Conference on Automation and Logistics, 2007.
4. A. Palladino, G. Fiengo, F. Giovagnini, and D. Lanzo, "A Micro Hardware-In-the-Loop Test System", IEEE European Control Conference, 2009.

УДК 621.182.12

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ WAVE ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ИНТЕГРИРОВАННЫХ ВПУ

Миргород Ю.С., Салькевич Я.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

Современные технологические предприятия предъявляют строгие требования к качеству используемой в производстве воды. Но для получения очищенной воды исключительно высокого качества часто необходимо применение нескольких технологий обработки. Большинство систем проектирования позволяют рассчитать только одну ступень очистки, тем самым затрудняя оптимизацию интегрированных систем, которые в настоящее время получили наибольшее распространение. В данной статье представлен обзор программного обеспечения, лишенного данного недостатка.

Описание программы

WAVE Design Software – это комплексный инструмент, который позволяет произвести расчет трех способов обработки воды: ультрафильтрации, обратного осмоса и ионного обмена, объединенных в одну систему. Это упрощает процесс проектирования интегрированных систем, что сокращает временные и денежные затраты. Помимо вышперечисленных технологий WAVE позволяет предусмотреть удаление растворенных газов и органики, коррекцию pH. WAVE объединяет функции лучшего существующего программного обеспечения для расчета отдельных технологий обработки воды: ROSA, UNFLOW, IXCALC, CADIX в едином, удобном для пользователя интерфейсе.

Программа имеет встроенную библиотеку оборудования и элементов, химических реагентов с возможностью добавления новых, позволяет работать с разными единицами измерений.

Описание работы в программе

Для демонстрации возможностей компьютерной программы при проектировании систем ВПУ проведем разбор примера расчета интегрированной системы подготовки поверхностной воды заданной производительности с использованием ультрафильтрации, обратного осмоса и фильтров смешанного действия для подпитки энергоблоков ТЭС и АЭС.

На *начальной (Home)* вкладке (рисунок 1) производится предварительная компоновка ВПУ. На этапе предочистки доступны технологии ультрафильтрации и ионного обмена. Основная ступень очистки может состоять из обратного осмоса или ионного обмена. При необходимости качество обрабатываемой воды можно улучшить путем добавления дополнительной ступени очистки – фильтров смешанного действия (ФСД). Также пользователю предлагается указать либо требуемую производительность установки, либо расход подаваемой на очистку воды, при этом незадаанный параметр рассчитывается в результате работы программы с учетом гидравлических сопротивлений её элементов.

На вкладке *Исходная вода (Feed Water)*, представленной на рисунке 2, указываются качественные и количественные характеристики исходной воды. В области *Feed Parameters* задается тип источника воды и его подтип на основе показателей *мутности (Turbidity)* и количества *грубодисперстных примесей (TSS)*. Также указывается *индекс плотности ила (SDI)* и содержание *органики (Organics)*, *диапазон изменения температуры (Temperature)*, *показатель pH (pH)*, *катионный (Cations)* и *анионный (Anions)* состав воды. На основе введенных данных программа рассчитывает *общую минерализацию (Total Dissolved Solids)*, *количество CaCO₃ (Total ppm CaCO₃)*, *удельную электропроводимость (Estimated Conductivity)* и проверяет выполнение условия *электронейтральности (Charge Balance)*.

На вкладке *Ступень ультрафильтрации (Ultrafiltration)* (рисунок 3) производится полное описание систем ультрафильтрации: её проект (Design); конфигурация (Configuration); обратная (Backwash), улучшенная (CEB) и химическая (CIP) промывки и другие настройки.



Рисунок 1. Начальная вкладка приложения WAVE

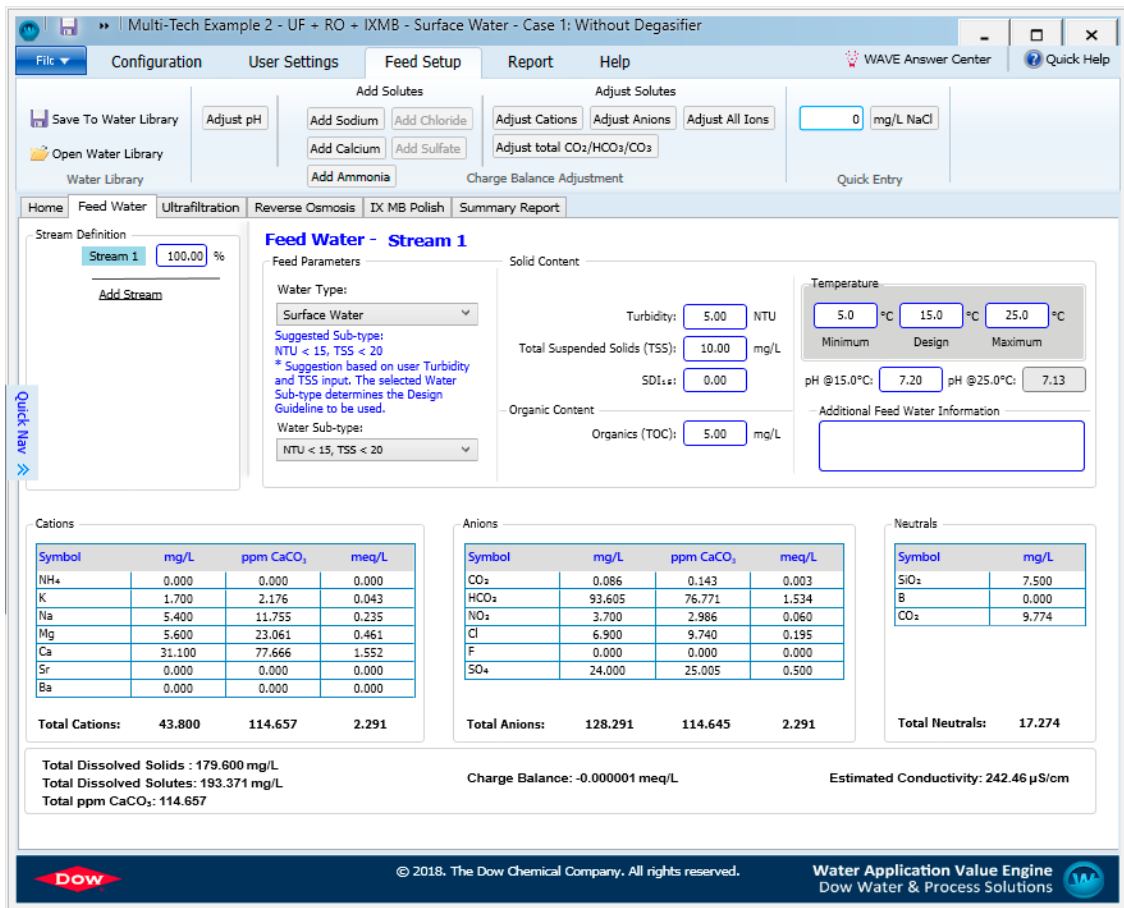


Рисунок 2. Качество исходной воды

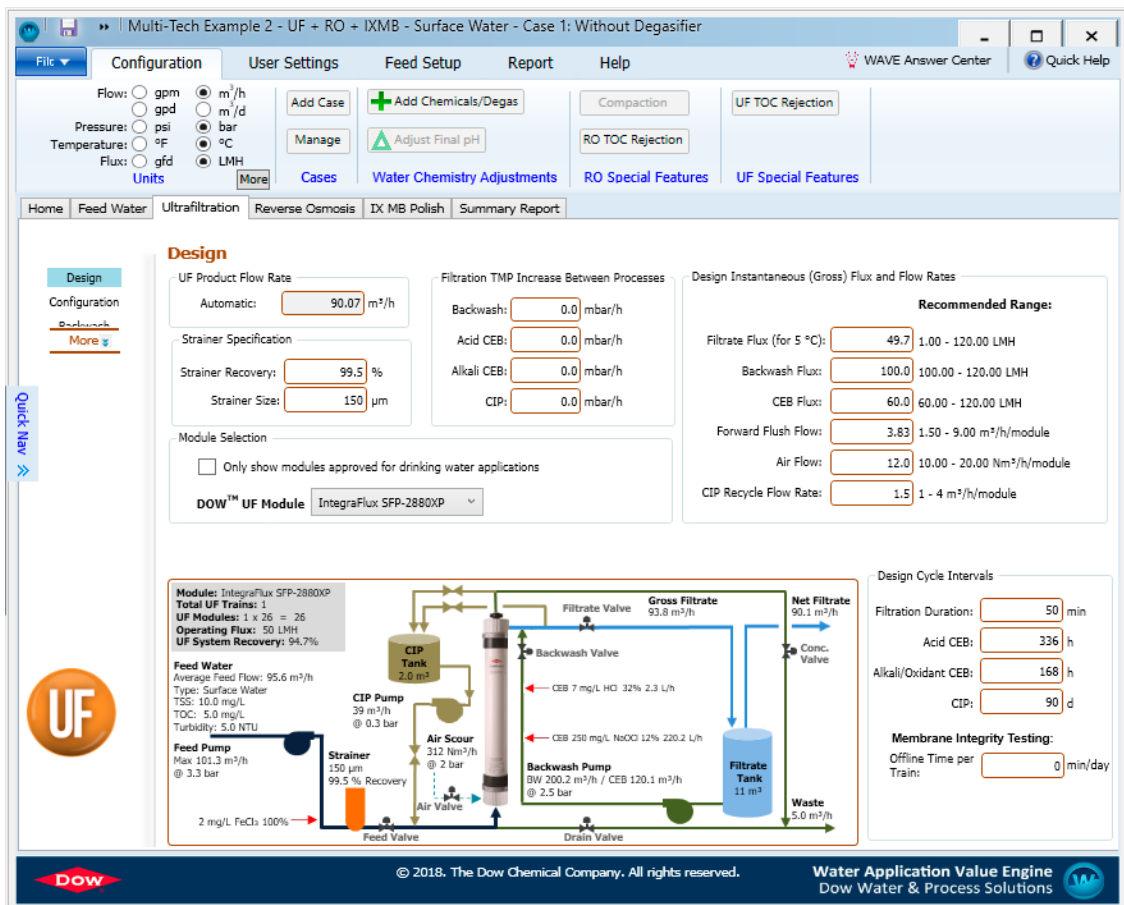


Рисунок 3. Настройка ступени ультрафильтрации

В разделе *Конфигурация* выбираются ультрафильтрационные элементы из встроенной библиотеки, а также режим работы во время обратной отмывки (наличие и объём бака запаса очищенной воды).

В разделе *Обратная промывка* задается температура, источник воды для обратной промывки (пермеат ультрафильтрации, пермеат или концентрат обратного осмоса) и прямой промывки (предочищенная, пермеат ультрафильтрации или концентрат обратного осмоса).

В разделах *Улучшенная* и *Химическая* промывки выбираются химические реагенты, их количество, температура и длительность промывок.

В разделе *Проект* отображается сводная информация ступени предочистки и её схема.

Во вкладке *Обратный осмос (Reverse Osmosis)*, представленной на рисунке 4, производится выбор конфигурации установки обратного осмоса, который аналогичен таковому в программе ROSA и подробно описан в [1], [2].

Во вкладке *Фильтр смешанного действия (IX MB Polish)* осуществляется выбор и настройка конфигурации ФСД (рисунок 5).

В разделе *Подготовка к работе (IX Initialization)* можно произвести расчет новой установки или оценить существующую. При расчете новой установки необходимо указать количество массивов фильтров в работе и в резерве, скорость пропуска воды или длительность рабочего цикла. Производительность установки определяется автоматически в зависимости от параметра, указанного в *начальной вкладке*.

В разделе *Конфигурация фильтра и системы регенерации (Vessel and Regeneration System)* выбирается вид загрузки ионообменного материала и системы регенерации.

В разделе *Выбор ионитов (Resign Selection)* выбираются марки ионообменных смол и обменные ионы, по которым они заряжены. В встроенном каталоге присутствуют спецификации ионообменных смол следующих брендов: DOWEX™, AMBERLITE™ / AMBERJET™ / AMBERSEP™, DUOLITE™.

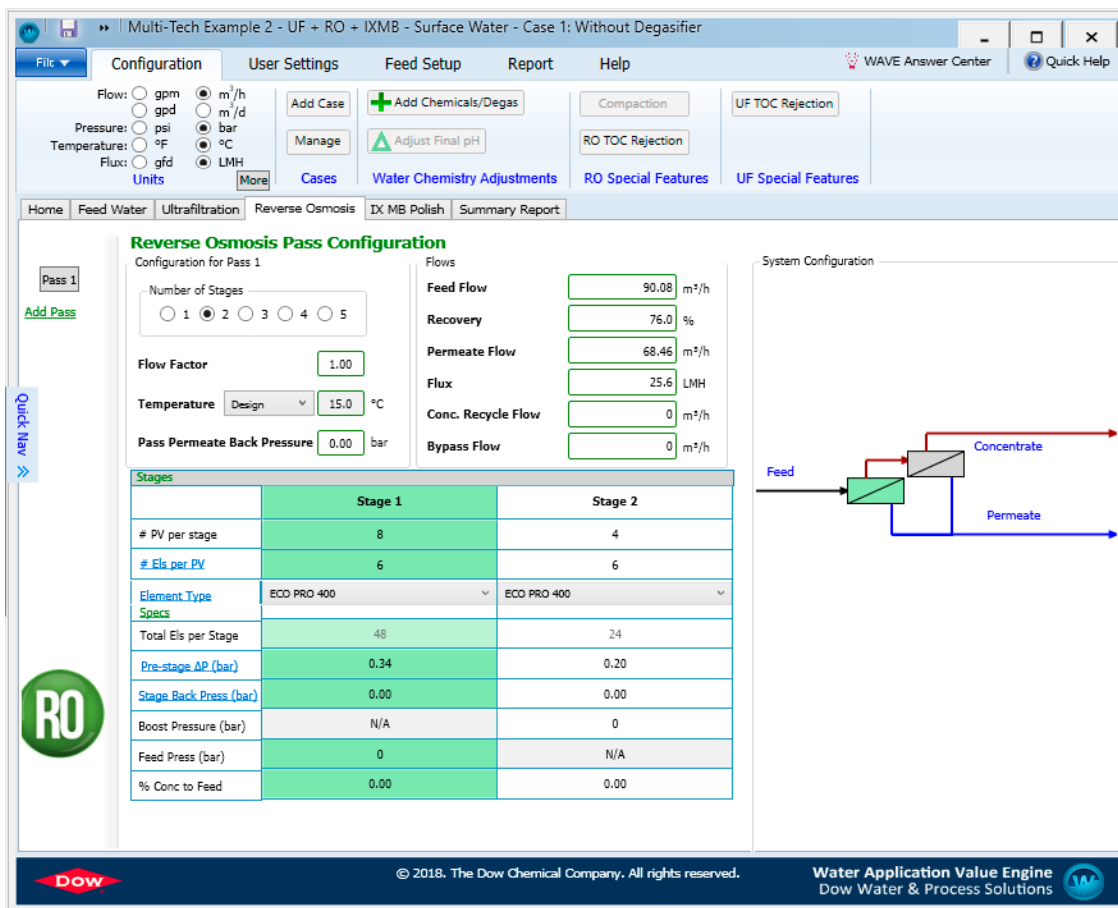


Рисунок 4. Настройка системы обратного осмоса

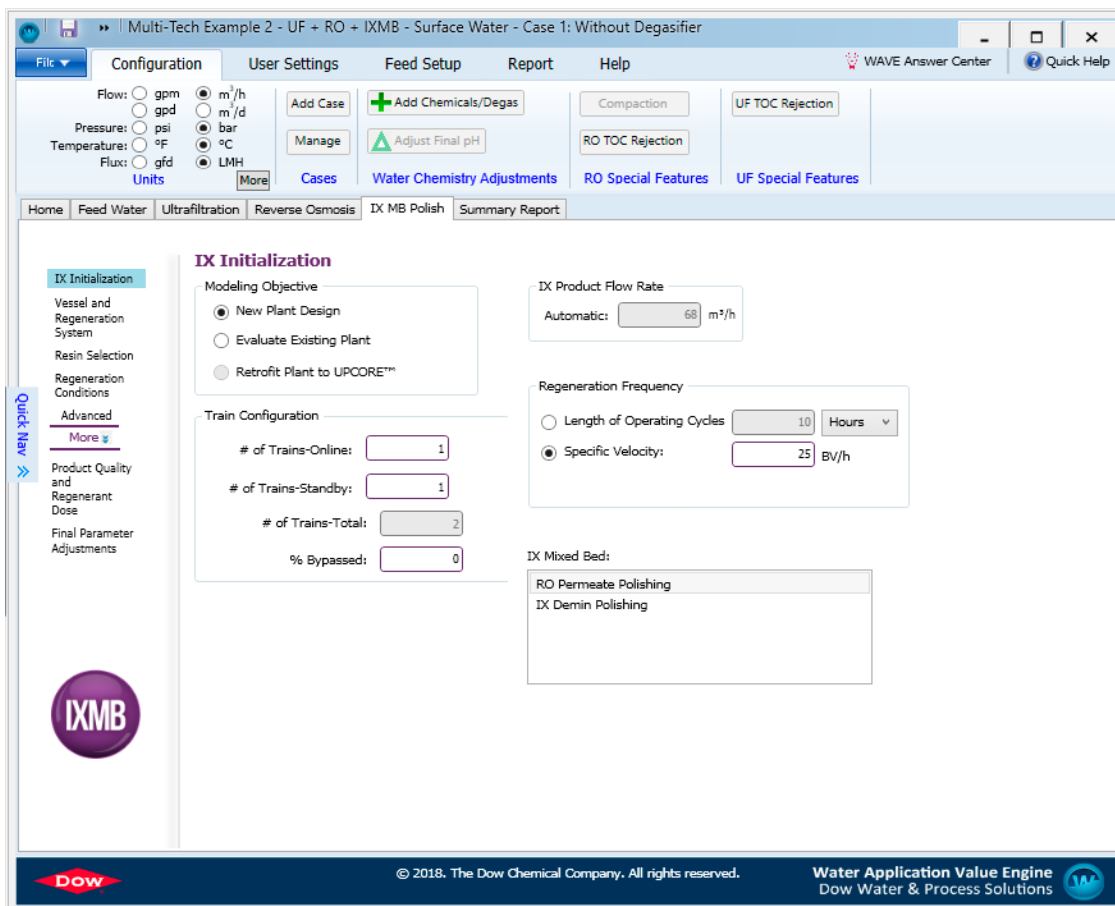


Рисунок 5. Конфигурация фильтров смешанного действия

В разделах *Условия регенерации (Regeneration Conditions)* и *Дополнительные параметры регенерации (Advanced Regeneration)* выбираются реагенты для регенерации, концентрации и температуры их растворов, источник воды, этапы операции и другие настройки.

При выборе вкладки *Отчет (Summary Report)* программа генерирует результаты проектирования по выбранным ступеням очистки, которые включают выбранное оборудование, схемы его подключения, режимы работы, виды и количество дозируемых реагентов, качество пермеата и концентрата (рисунок 6).

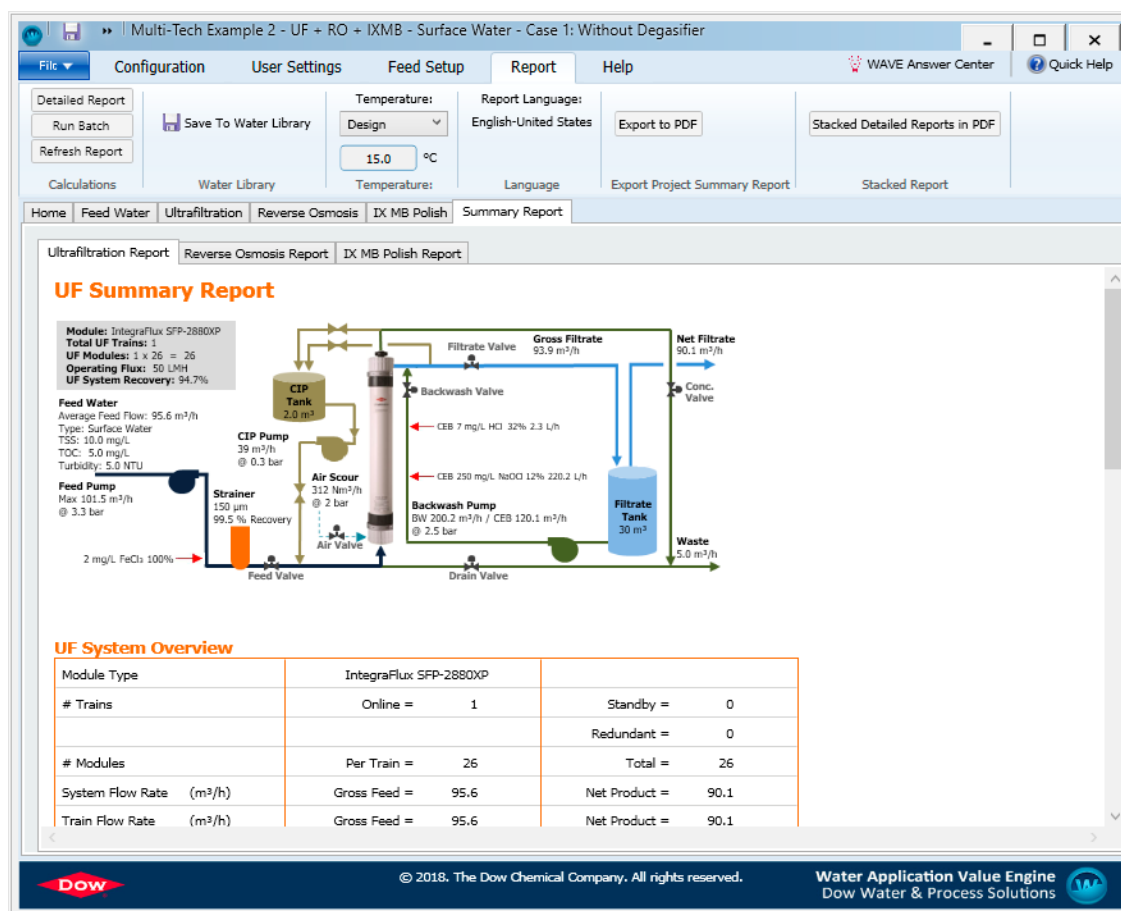


Рисунок 6. Результат проектирования ВПУ

Пример проектирования интегрированной системы, приведенный выше, показывает простоту и эффективность расчета сложных систем ВПУ с использованием специализированного программного обеспечения.

Литература

1. Салькевич, Я.А. Программное обеспечение для проектирования систем ВПУ / Я.А. Салькевич, Ю.С. Миргород; науч. рук. В.А. Чиж // Актуальные проблемы энергетики 2018 [Электронный ресурс]: материалы студенческой научно-технической конференции / сост.: И.Н. Прокопеня, Т.А. Петровская. – Минск: БНТУ, 2018. – С. 587–592.
2. Копылов, А.С. Процессы и аппараты передовых технологий водоподготовки и их программные расчеты: учеб. пособие для вузов / А.С. Копылов, В.Ф. Очков, Ю.В. Чудова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 222 с.: ил.

УДК 662.96.62

СНИЖЕНИЕ ОКСИДОВ АЗОТА ПУТЕМ ВПРЫСКА ВЛАГИ В ЗОНУ ГОРЕНИЯ

Науменко Д.А.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Жихар Г.И.

Современные тепловые электростанции, которые используют органические топлива, являются мощными загрязнителями окружающей среды оксидами азота. Оксиды азота являются наиболее вредными газами, содержащимися в дымовых газах, которые выбрасывают тепловые электростанции.

Для подавления образования оксидов азота применяется большое число технологических мероприятий при сжигании газа и мазута. К числу таких мероприятий относятся рециркуляция продуктов сгорания и сжигание топлив с минимальным избытком воздуха. Эти мероприятия позволяют существенно снизить содержание оксидов азота в дымовых газах. Однако, для их реализации требуются большие затраты, что не всегда выгодно.

Для подавления оксидов азота для кратковременных периодов неблагоприятных метеорологических условий, разработан высокоэффективный малозатратный метод локального впрыска воды в зону горения. Этот метод снижает максимальную температуру в отдельных зонах факела, а не по всему факелу. Это приводит к меньшему расходу воды, подаваемой на впрыск и существенному снижению оксидов азота.

Экспериментальная проверка этого метода была выполнена на котлах ТГМП-314 и ТГМ-84 Б. Исследования на котле ТГМП-314 показали, что при подавлении образования оксидов азота методом впрыска влаги в зону горения, оптимальное количество впрыскиваемой воды лежит в пределах 4 – 6 т/ч, то есть в среднем составляет 7 % расхода мазута на номинальной нагрузке котла. Выполняемые расчёты при впрыске воды 5 т/ч в условиях эксперимента на котле ТГМП-314 показали, что увеличение потери с уходящими газами не превышает 0,5 %. Увеличение потери с уходящими газами при впрыске воды в зону горения можно частично компенсировать переходом на режим с предельно низкими избытками воздуха $\alpha_T = 1,01 \div 1,05$ при потере с химическим недожогом на уровне 0,2 – 0,3 %. Сочетание режимов с впрыском воды и предельно низким избытком воздуха реализовано на котле ТГМП-314.

В результате внедрения таких режимов снижение КПД котла при работе на мазуте при нагрузке близкой минимальной и впрыском 5 т/ч воды в зону горения составляет 0,25 %.

Снижение концентрации оксидов азота в дымовых газах котла на 0,2 – 0,4 г/м³ в результате введения влаги в зону горения получено при небольших капитальных и эксплуатационных затратах. Экономический эффект значительно выше дополнительных затрат на топливо.

Опытно-промышленное испытание было также выполнено на котле ТГМ-84Б. Целью испытания было определить эффективность метода впрыска влаги в зону горения и получить результаты по снижению образования оксидов азота.

В этих исследованиях определялись влияния технико-экономические показатели этого метода и проверялась надёжность работы котла.

Паровой котел ТГМ-84Б является типичным котлом с естественной циркуляцией, в топке котла, которого расположен двухсветный экран. Котел оборудован шестью газомазутными горелками, расположенными на фронте котла в два яруса. Газомазутные горелки имеют производительность 5 т/ч мазута каждая.

Перед проведением испытаний котла была подведена вода для подачи её в зону горения. Для впрыска использовалась вода непрерывной продувки котла. Кроме этого, для впрыска может быть использована техническая или сетевая вода.

Схема подвода воды для впрыска в зону горения не требует сложных переделок, легко выполняется на установленном оборудовании.

Расход воды, подаваемой на впрыск в зону горения небольшой и составляет менее 10 % расхода топлива. Это обеспечивает высокие технико-экономические показатели работы котла.

Все эксперименты с впрыском воды в зону горения показали, что котел работает устойчиво в широком диапазоне нагрузки.

При впрыске воды в зону горения порядка 10 % расхода мазута концентрация оксидов азота в продуктах сгорания снизилась порядка 30 % от начального уровня.

Наиболее эффективное снижение оксидов азота наблюдается при одновременном д. впрыске воды в зону горения и низких коэффициентах избытка воздуха.

Эксперименты показали, впрыск воды в зону горения наиболее эффективен при максимальных нагрузках котла, а когда нагрузка котла снижается, то эффективность уменьшения оксидов азота снижается.

Литература

1. Подавление оксидов азота дозированным впрыском воды в зону горения топки котла / В.И. Кормилицын, [и др.] // Теплоэнергетика, 1990. – №10. – С. 73–78.

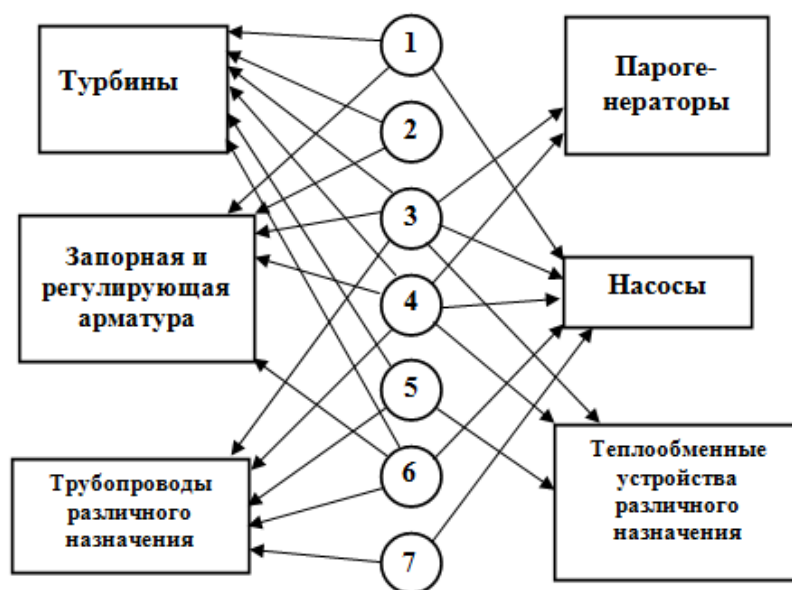
УДК 621.181

ЗАЩИТА ОТ АБРАЗИВНОГО ИЗНОСА ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ВЫСОКОГО И СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН

Ринейский Е.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

Энергогенерирующее оборудование тепловых электрических станций (ТЭС) подвержено износу различного вида (рисунок 1) [1]. Элементы паровых турбин подвержены разным формам коррозии, каплеударной эрозии, абразивному износу, коррозионному растрескиванию металла под напряжением [1 – 3].



1-эрозия при каплеударном воздействии; 2-абразивный износ; 3-коррозия в процессе эксплуатации; 4-коррозия в период ремонтов и простоев; 5-коррозионное растрескивание под напряжением; 6- эрозия-коррозия; 7-кавитация

Рисунок 1. Основные причины повреждений элементов оборудования ТЭС [1]:

Основной причиной абразивного износа элементов проточной части цилиндров высокого (ЦВД) и среднего (ЦСД) давления мощных паровых турбин с промежуточным перегревом пара является взаимодействие их поверхностей с высокотемпературным (до 550 °С) двухфазным потоком, содержащим твердые частицы магнетита. В основном эти частицы Fe_3O_4 поступают из труб пароперегревателя и паропроводов, соединяющих парогенератор и паровую турбину. Частицы образуются при работе поверхностей нагрева при температурах, превышающие расчетные для используемых марок сталей.

Процесс абразивного износа является весьма сложным явлением и вследствие многообразия характеристик (форм и размеров твердых частиц, скоростей и углов атаки, их траектории и взаимодействия с поверхностью) его следует исследовать на базе статистического анализа.

Особенность абразивного износа - его быстрое развитие. Разрушение лопаточных аппаратов первых ступеней ЦВД и ЦСД, которое требует их ремонта или замены, происходит, зачастую, за несколько лет эксплуатации, что приводит к снижению КПД турбинных ступеней на 8 - 12% (рисунок 2) [1].

Снижение КПД происходит вследствие изменения из-за износа геометрии лопаточного аппарата и, соответственно характеру течения парового потока (рисунки 3 – 5) [1].

Известны разные способы борьбы с абразивным износом [1 – 3]:

- применение сепарационных устройств в паропроводах, клапанах и других элементах с отводом большей части твердых частиц (активные способы),

- формирование покрытий, изменение рабочих поверхностей, химические промывки с целью повышения абразивной стойкости лопаточных аппаратов, которые воспринимают ударное воздействие твердых частиц, прошедших через сепарационные устройства (пассивные способы).

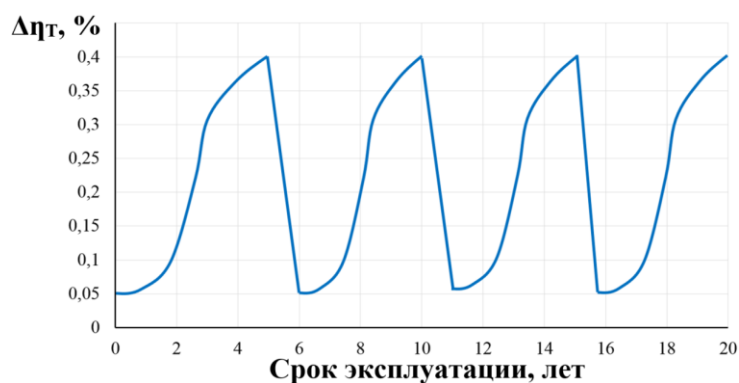
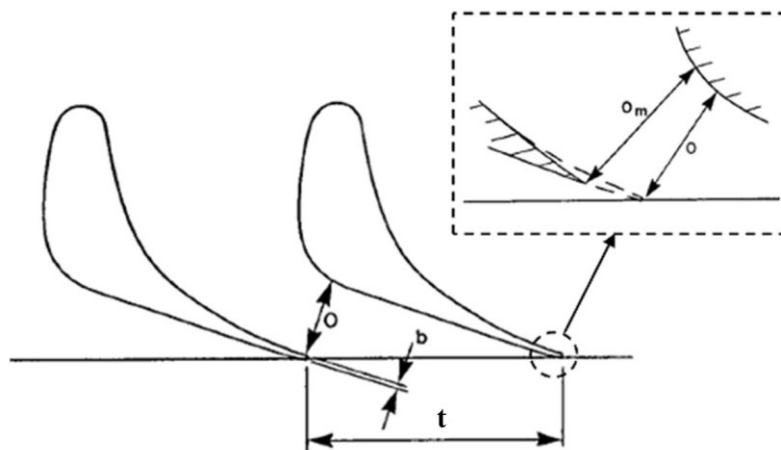


Рисунок 2. Снижение КПД паровых турбин вследствие абразивного износа [1]



O – ширина «горла» канала неповрежденного соплового аппарата; O_m – ширина «горла» канала соплового аппарата, изношенного твердыми частицами; b – толщина выходной кромки сопловой лопатки; t - шаг сопловой решетки

Рисунок 3. Геометрия проточной части канала сопловой решетки и изменение «горла» из-за абразивного износа [1]

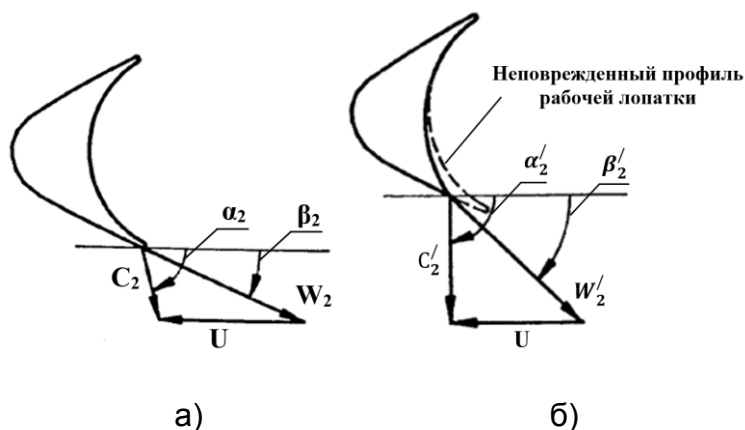


Рисунок 4. Треугольники скоростей для рабочей лопатки с исходным профилем (а) и с измененным вследствие абразивного износа профилем, (б) [1]

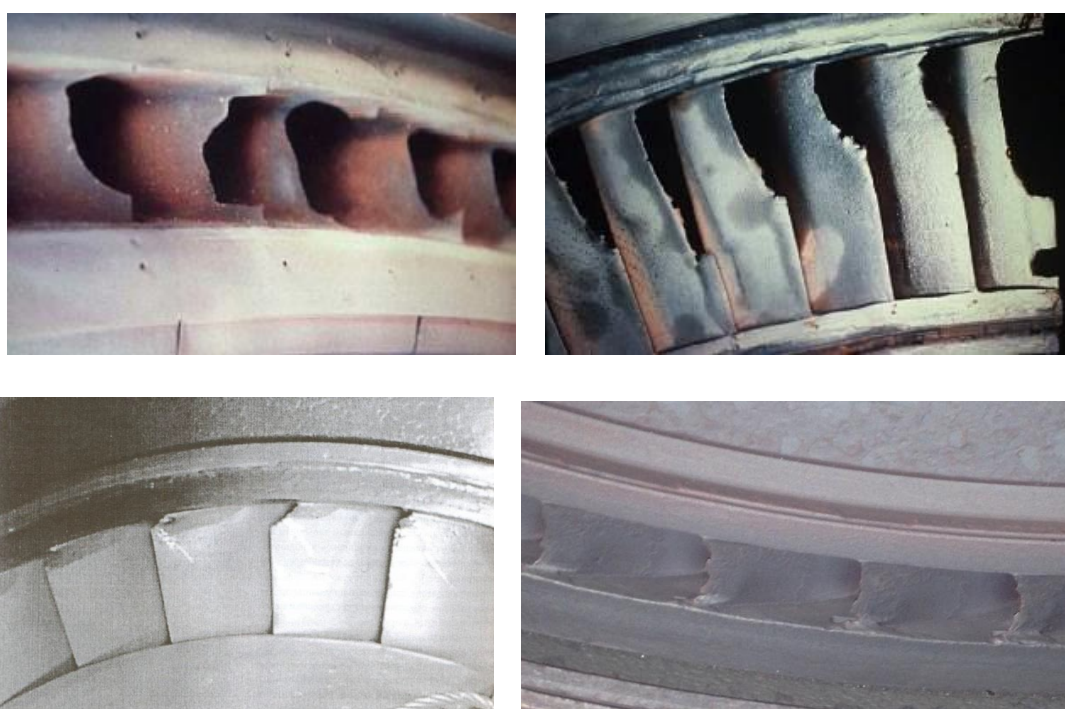


Рисунок 5. Примеры абразивного износа элементов проточных частей паровых турбин [1, 3]

Перспективное направление защиты от абразивного износа – это ионно-плазменные покрытия, которые создаются современными ионно-плазменными методами магнетронного распыления материалов и применяются в том числе для предохранения лопаточного аппарата турбин от каплеударной эрозии и коррозии [1].

Применяемые в промышленности типичные износостойкие покрытия основываются на использовании нитридов, карбидов и боридов металлов.

Температуры плавления этих соединений на 1000 – 2000°К выше по сравнению с чистыми металлами. При этом их твердость может составлять от 20 до 30 10^9 Па, в то время как у чистых металлов – не более 10 10^9 Па).

Большинство элементов, используемые для формирования покрытий, имеют температуру плавления T_m около 1700 °К и более. Соответственно они

являются жаростойкими, что важно для защиты от абразивного износа первых лопаток ЦВД и ЦСД турбин, эксплуатирующихся при совместном воздействии пароабразивного потока и высоких температур (до $550\text{ }^{\circ}\text{C} = 823,5\text{ }^{\circ}\text{K}$).

Многослойные покрытия могут одновременно обеспечить высокую жаростойкость и высокую абразивную стойкость [1].

Жаростойкость многослойного покрытия обеспечивается за счет создания слоя из жаростойкого материала, характеризующегося сплошностью и минимальной толщиной. Более сложно обеспечить требуемую абразивную стойкость покрытия. Так, проблемным местом является граница раздела «покрытие-основа». Качеством их связи, сцепления, суммарной толщиной покрытия, толщиной его слоев и их акустических характеристик существенно определяется прочность системы. Твердость системы покрытие-подложка, а также микротвердость покрытия определяют абразивную стойкость [1].

Наряду с традиционными покрытиями на базе нитридных и карбидных соединений (TiN , TiAlN , TiC , CrN , TiCN , AlCN , ZrN) применяются алмазоподобные углеродные покрытия, а также многофазные и многослойные покрытия (TiN-TiCN-TiN , TiC-TiCN-TiN) с толщиной слоев до нескольких микрон (рисунок 6) [1].

Сегодня особое внимание уделяется исследованиям многослойных покрытий, на базе чередующихся по свойствам наноразмерных (2 – 400 нм) и наноструктурных обладающих повышенной твердостью, износо- и коррозионной стойкостью слоев разного состава [1]. Такая технология позволяет сокращать образование трещин и снижать внутренние напряжения.

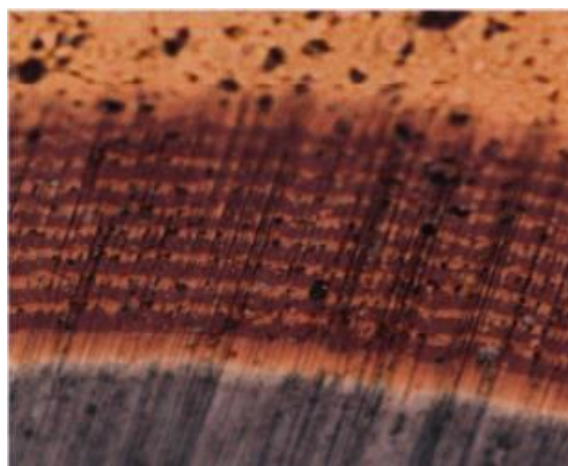


Рисунок 6. Наноструктурированное многослойное покрытие Ti-TiN [1]

Наиболее хорошо зарекомендовали себя покрытия на базе многослойных, наноразмерных, гранцентрированных кубических структур Ti-N , Ti-Al-N , Ti-Cr-B-N , Ti-Si-B , TiCr-B-Si-N (рисунок 7) [1].

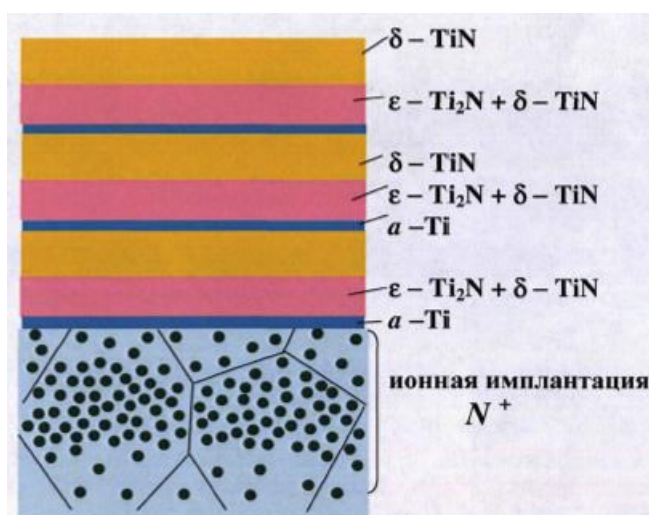


Рисунок 7. Схема комбинированного модифицирования поверхностного слоя детали [1]

Альтернативой нанесения твердых нитридов (карбидов, карбонитридов) одного металла является чередование слоев нитридов разных металлов в одном покрытии [1], имеющих одинаковую кубическую решетку. Это так называемые 2D наноконпозиты, в которых единичные зерна (размером до 100 нм) содержат много разных слоев (каждый толщиной не более 10 нм).

Повышенную прочность обеспечивает то, что микротрещины отражаются и тормозятся на границах слоев. Вместо отслаивания крупных кусков поверхности происходит снятие только части разрушенного слоя (рисунок 8), что значительно повысит стойкость покрытий к износу. Такие покрытия характеризуются принципиально отличным характером разрушения при износе.

На рисунке 8 показана схема износа, в случае сдвигового воздействия на покрытие при абразивной эрозии. Зёрна монолитных покрытий подвергаются существенным пластическим деформациям, и это вызывает их повреждение с достижением глубины поврежденного слоя до 50-75 нм. В случае 2D покрытия происходит скалывание и микроотслоение глубиной около 6-8 нм, поскольку рост трещины прекращается на границах нанослоёв.

На рисунке 9. приведены примеры покрытий, построенных по принципу 2D наноконпозитов [1]. Получаются такие покрытия при послойном формировании двух или более элементов на подложке. Покрытия на основе нитрида титана TiN были одними из первых; затем стали применять карбонитрид титана Ti-C-N, а позже привлек интерес сплав титан-алюминий TiAl (рисунок 9). Преимущества последнего: высокая твердость при сравнительно низких остаточных напряжениях; сохранение высокой твердости вплоть до 800 °С; большая стойкость к окислению по сравнению с Ti-C-N и TiN и пр.

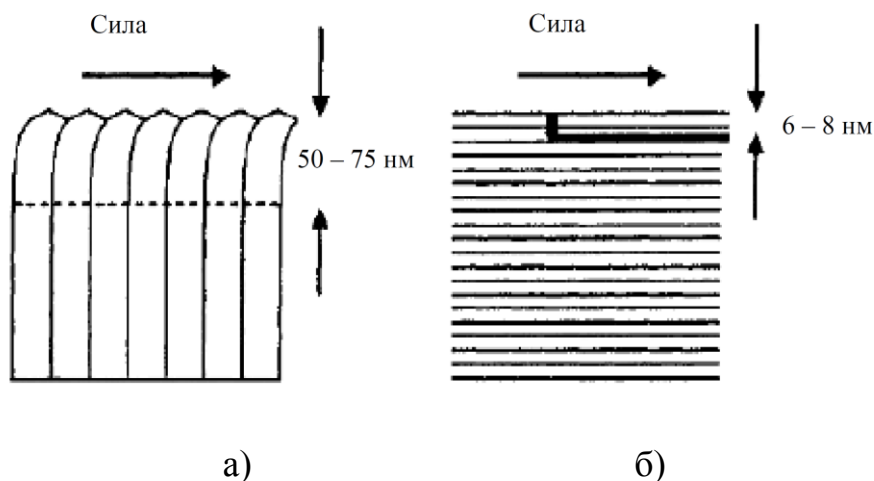


Рисунок 8. Механическое разрушение традиционного (а) и нанослойного (б) покрытий [1]

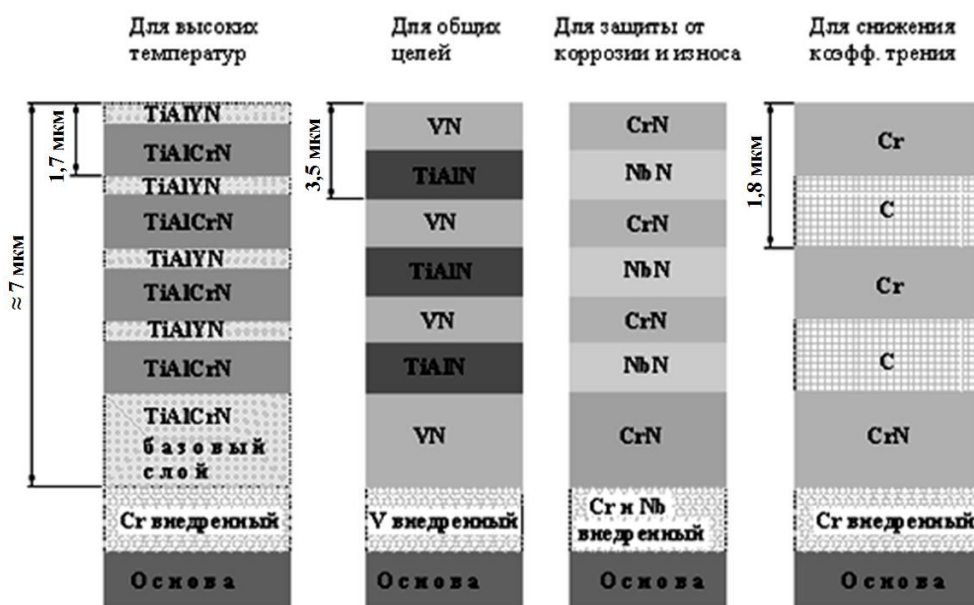


Рисунок 9. Разработанные составы 2D нанокompозитов (Sheffield Hallam University-UK)

В заключение отметим, что в условиях эксплуатации современного оборудования необходимо применять комплексную защиту: разработку более эффективных технологий поверхностного упрочнения и формирования защитных покрытий, и в то же время максимальное снижение концентрации твердых частиц в проточной части паровых турбин.

В рамках такой комплексной защиты в [1] предлагается использовать такие методы активной и пассивной защиты, как:

- применение жаростойких сплавов для труб первичного и вторичного (промежуточного) пароперегревателей;
- установка сепараторов в клапанах, паропроводах и перепускных трубах;
- создание ионно-плазменного покрытия на поверхностях соплового и рабочего аппарата первых ступеней ЦВД и ЦСД паровых турбин.

При использовании такого комплекса активных и пассивных защит возможно многократное повышение как надежности, так и экономичности не только отдельных элементов мощной паровой турбины, но и всей турбоустановки в целом [1 – 3].

Литература

1. Тхабисимов А.Б. Повышение абразивной стойкости лопаточного аппарата первых ступеней цилиндров высокого и среднего давления мощных паровых турбин: дисс... канд. техн. наук: 05.04.12 / Тхабисимов Александр Борисович; [Место защиты: «Национальный исследовательский университет «МЭИ»]. - Москва, 2016
2. Костюк, А.Г., Фролов В.В., Булкин А.Е., Трухний А.Д. Паровые и газовые турбины для электростанций: учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. // М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 556 с.
3. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: учебное пособие для вузов // М.: Издательство МЭИ. - 2002. – 540 стр.

УДК 681.51

ОПТИМИЗАЦИЯ КАСКАДНОЙ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ УРОВНЯ ВОДЫ В БАРАБАНЕ ПАРОГЕНЕРАТОРА С КОРРЕКТИРУЮЩИМ РЕГУЛЯТОРОМ

Салькевич Я.А., Миргород Ю.С.

Научные руководители – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т., к.э.н., доцент
Кравченко В.В.

Оборудование и различные технологические процессы на атомной электростанции являются сложными и имеют ряд особенностей, отличающих их на АЭС от ТЭС на органическом топливе. К таким особенностям можно отнести:

- 1) работа оборудования в условиях мощных радиационных полей, повышенных давлений и температур, при наличии быстропротекающих ядерно-физических и тепловых процессов;
- 2) отсутствие доступа к большей части оборудования в процессе работы установки и спустя некоторое время после ее останова из-за существующей повышенной опасности радиационного поражения обслуживающего персонала;
- 3) необходимость обеспечения безопасности АЭС как при нормальной эксплуатации, так и при авариях.

Все эти особенности делают АЭС сложным объектом управления, который требует высокой степени автоматизации оборудования, применения современной вычислительной техники, а также высоконадежной и эффективной системы управления.

АСУ ТП АЭС – это такая система управления, где главным является человек-оператор, который осуществляет управление технологическим процессом с использованием соответствующих технологических подсистем АСУ ТП [1].

В данной работе будет произведен обзор и выбор оптимальной САУ уровня воды в барабане парогенератора.

Исторически сложилось, что САУ регулятора питания парогенератора (уровня воды в барабане парогенератора) является типовой САУ с ПИ-регулятором и тремя импульсами (датчик расхода пара, датчик расхода питательной воды и датчик уровня воды в барабане парогенератора).

Структурная схема типовой САУ уровня воды в барабане парогенератора представлена на рис. 1.

Данная схема представляет собой иллюстрацию двух принципов регулирования. Уровень в барабане парогенератора H зависит от соотношения двух расходов – расхода пара D и расхода питательной воды $W_{пв}$. Расход пара зависит от потребителя, поэтому подается на вход измерительного блока $+x_{зд}$ с ЗРУ. Расход питательной воды $W_{пв}$ зависит от уровня расхода пара, при этом изменение расхода питательной воды осуществляется регулированием степени открытия регулирующего питательного клапана. Поэтому данная САУ является следящей.

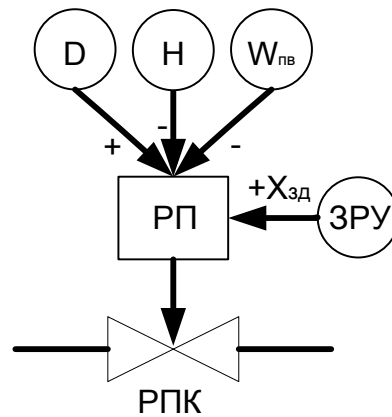


Рисунок 1. Структурная схема типовой трехимпульсной САУ регулятора питания

Моделирование переходных процессов крайнего внешнего возмущения проводится для случая, когда за крайнее внешнее возмущение принимается явление набухания уровня в барабане парогенератора при изменении нагрузки f_2 .

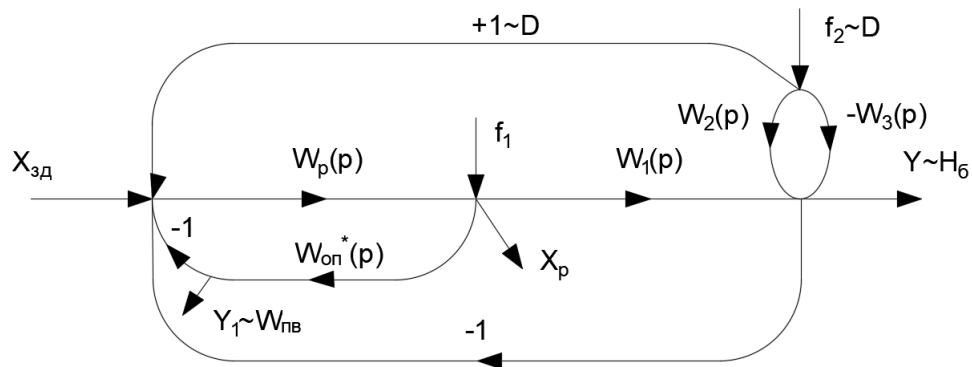


Рисунок 2 – Структурная схема трехимпульсной САУ

На рисунке 2 были приняты следующие обозначения: Y – основная регулируемая величина; $X_{зд}$ – заданное значение регулируемого параметра; W_p – передаточная функция регулятора; f_1 – внутреннее возмущение; X_p – регулирующее воздействие; f_2 – крайнее внешнее возмущение по расходу перегретого пара; W_2 – передаточная функция ИЗПП; W_3 – передаточная функция ИИЗ

При моделировании данной САУ в программе Altair Embed за основные исходные данные был принят $T_1 = 22$ с; $\tau_1 = 38$ с; $K_2 = 0,74$; $T_2 = 19,5$ с; $T_3 = 66$ с; $K_{оп} = 1,3$; $T_{оп} = 4,95$ с; $\sigma_{оп} = 0,55$ с; $T_{оп}^* = 5,5$ с.

Расчет параметров оптимальной динамической настройки:

- 1) Передаточная функция объекта регулирования:

$$W_1(p) = \frac{1}{T_1 p (\tau_1 p + 1)} = \frac{1}{836 p^2 + 22 p};$$

- 2) Передаточная функция опережающего участка:

$$W_{оп}^*(p) = \frac{K_{оп}}{T_{оп}^* p + 1} = \frac{1,3}{5,5 p + 1}.$$

3) Передаточная функция оптимального регулятора:

$$W_p^{opt}(p) = \frac{T_{on}^* p + 1}{K_{on} T_{301} p}; T_{301} = T_{on}^* \cdot \gamma;$$

где $\gamma = 0,618; 0,318; \dots, 0,09$;

$$W_p^{0,618}(p) = \frac{5,5p+1}{4,4187p}; W_p^{0,382}(p) = \frac{5,5p+1}{2,101p}; W_p^{0,09}(p) = \frac{5,5p+1}{0,495p};$$

4) Передаточные функции моделирования процесса набухания:

$$W_2(p) = \frac{K_2}{T_2 p + 1} = \frac{0,74}{19,5p+1}; W_3(p) = \frac{1}{T_3 p} = \frac{1}{66p};$$

Сравнение оптимальных параметров динамической настройки типовой и каскадной САУ приведены на рисунках 3–5.

Таблица 1

Прямые показатели качества трехимпульсной САУ

Возмущение	$t_p, \text{сек}$	$\sigma_{max}, \%$	Δ	A_{max}	ψ
$\gamma = 0,618$					
y, x_{30}	270,3	19,2	–	–	0,964
y, f_1	211,4	–	–	0,075	0,964
y, f_2	266,2	–	0,5665	0,59	1
x_p, f_2	–	–	–	1,24	–
$\gamma = 0,382$					
y, x_{30}	265,6	17,6	–	–	0,972
y, f_1	194,9	–	–	0,067	0,896
y, f_2	157,1	–	0,5665	0,588	1
x_p, f_2	–	–	–	2,01	–
$\gamma = 0,090$					
y, x_{30}	256,7	15,7	–	–	0,974
y, f_1	0	–	–	0,011	0,975
y, f_2	167,6	–	0,5665	–	1
x_p, f_2	–	–	–	8,55	–

Проанализировав таблицу прямых показателей качества типовой САУ (табл. 1) можно сделать вывод, что при уменьшении величины γ уменьшается время регулирования и величина перерегулирования, но растет величина регулирующего воздействия. Наилучшие результаты по времени регулирования $t_p = 256,7c$ при $\gamma = 0,09$. А по регулирующему воздействию $A_{max} = 1,24$ при $\gamma = 0,618$. Поэтому за оптимальную примем САУ при $\gamma = 0,382$.

Для улучшения прямых показателей качества системы автоматического управления при моделировании используется каскадная САУ с корректирующими регуляторами: РПИД-1, РПИД-2 и РПД.

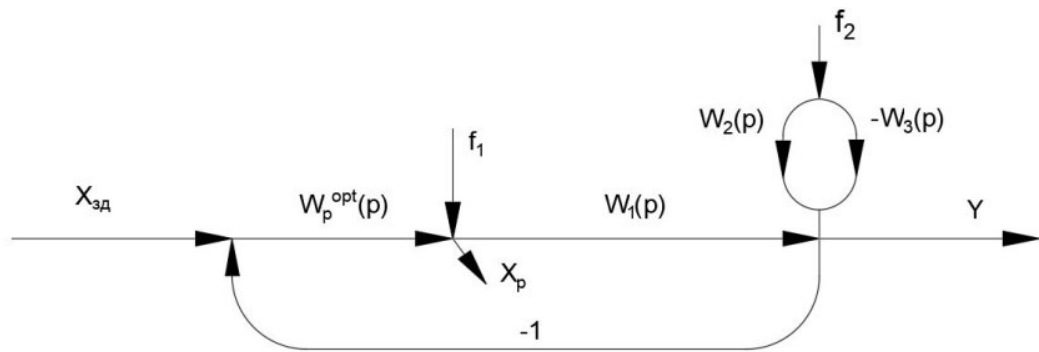


Рисунок 2. Структурная схема каскадной САУ с корректирующим регулятором

В каскадной САУ структура корректирующего регулятора выбирается исходя из передаточной функции оптимального регулятора, в котором запаздывание в передаточная функция объекта регулирования было заменено инерционным звеном первого порядка.

Расчёт параметров оптимальной динамической настройки:

1) Передаточная функция объекта регулирования рассчитывается также как и для типовой.

2) Передаточные функции моделирования процесса набухания рассчитываются также как и для типовой.

3) Передаточная функция корректирующего регулятора:

3.1) РПИД-регулятор:

$$W_{p1}^{opt}(p) = [W_1^{**}(p)]^{-1} \cdot W_{301}^{pc(n=1)}(p) = \frac{(T_1 p + 1)(\tau_1 p + 1)}{2T_{302} p \left(\frac{T_{302}}{2} p + 1 \right)},$$

где $T_{302} = \gamma \cdot \tau_1$. Оптимальной будет САУ при $\gamma = 0,09$.

$$W_{p1}^{0,09}(p) = \frac{836p^2 + 60p + 1}{11,696p^2 + 6,84p}.$$

3.2) РПИД-регулятор, настроенный по МПК в ЧВ:

$$W_p^{opt}(p) = \frac{k_{p2} (T_{u2} p + 1)(T_o p + 1)}{T_{u2} p (T_o p + 1)},$$

где $k_{p2} = \frac{T_1}{2 \cdot \tau_1}$; $T_{u2} = T_1$; $T_o = \tau_1$; $T_o = \frac{T_o}{10}$;

$$k_p = \frac{22}{2 \cdot 38} = 0,289; T_{u2} = 22 \text{ с}; T_o = 38 \text{ с}; T_o = \frac{38}{10} = 3,8 \text{ с};$$

$$W_p^{opt}(p) = \frac{0,289(836p^2 + 60p + 1)}{83,6p^2 + 22p}.$$

3.3) РПД-регулятор:

$$W_p^{0,09}(p) = \frac{T_1}{2T_{302}} \cdot \frac{\tau_1 p + 1}{\frac{T_{302}}{2} p + 1} = \frac{836p + 22}{11,696p + 6,84}.$$

Проанализировав три варианта настройки каскадной САУ, сделаем заключение, что оптимальной является САУ с корректирующим реальным ПД-регулятором при $\gamma=0,09$.

Таблица 2

Прямые показатели качества каскадной САУ с реальным ПД-регулятором

Возмущение	$t_p, \text{сек}$	$\sigma_{max}, \%$	Δ	A_{max}	ψ
$\gamma = 0,09$					
$y, x_{зд}$	24,6	-	—	—	-
y, f_1	42,8	—	—	0,291	-
y, f_2	96,4	—	—	-0,513	-
x_p, f_2	—	—	—	-23,35	—

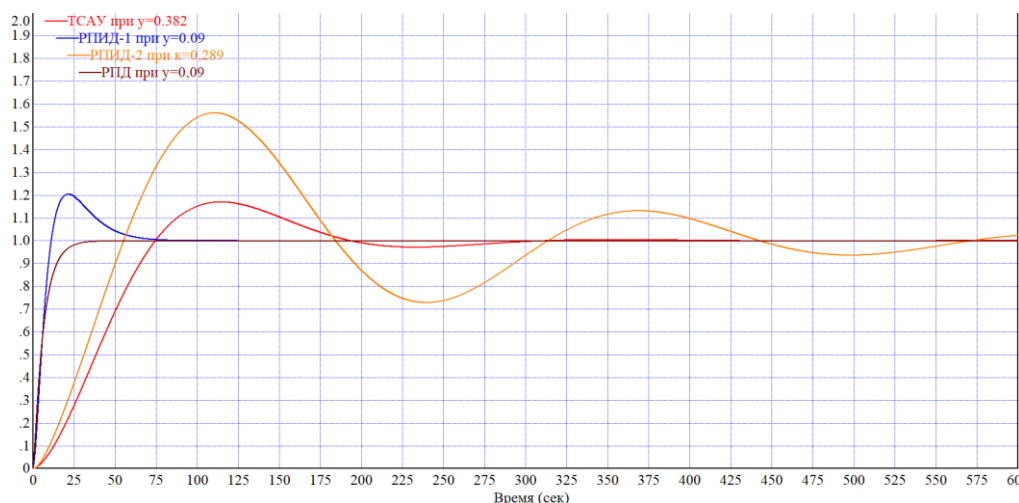


Рисунок 3. Отработка скачка задания $X_{зд}$

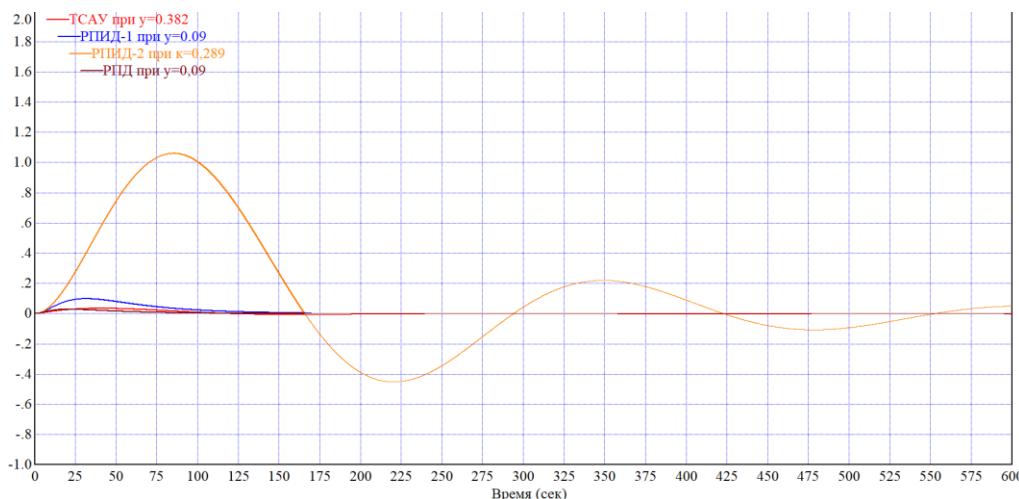


Рисунок 4. Отработка внутреннего возмущения f_1

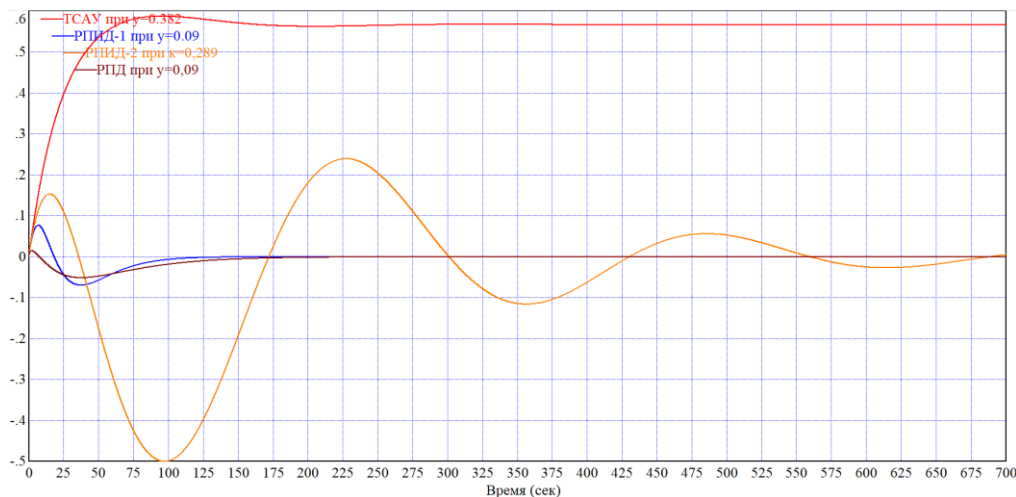


Рисунок 5. Отработка внешнего возмущения f_2

По итогам проделанной работы можно сделать вывод, что наилучшие показатели качества при моделировании САУ уровня воды в барабане ПГ будут достигнуты при использовании каскадной САУ с корректирующим ПД-регулятором при $\gamma=0,09$, так как при использовании каскадной САУ время регулирования при отработке скачка задания было уменьшено с 265,6 с до 24,6 с, при отработке f_2 уменьшено с 167,1 с до 94,6 с и была устранена статическая ошибка при отработке f_2 путем установки усилительного звена с коэффициентом усиления равным по значению, но противоположным по знаку статической ошибке.

Литература

1 Кузьмицкий, И.Ф. Теория автоматического управления / И.Ф. Кузьмицкий, Г.Т. Кулаков. – Минск: БГТУ, 2010. – 572 с.

УДК 628.31

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД ТЭС

Салькевич Я.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чиж В.А.

Запуск и эксплуатация ТЭС связаны с использованием в различных циклах огромного количества воды. В общем случае расход воды на тепловых станциях зависит от: типа электрической станции, параметров пара, типа сжигаемого горючего топлива, области размещения и др. Например, для конденсационной электростанции, которая работает на органическом топливе, суммарной выпускаемой мощностью 1 млн. кВт полное потребление воды находится в диапазоне 0,85–0,95 км³ в год [3]. При этом большая часть воды (это где-то около 90%) расходуется на конденсацию отработавшего пара в конденсаторах турбин. Остальная вода используется для восполнения суммарных потерь цикла, подпитки тепловой сети, системы удаления золы и шлама, а также для промывки оборудования и регенерации.

Сточной водой можно назвать любой поток воды, который выводится из цикла электрической станции. Высокая стоимость подготовки свежей воды до требуемого качества, а также размеры штрафов за сброс сточных вод вынуждают инженеров во всем мире создавать качественные оборотные системы водоснабжения, основной задачей которых является очистка сточных вод и повторное их использование на станции.

К сточным, или как их еще называют сбросным, водам также относятся сбросные воды систем гидрозолоулавливания (ГЗУ), отходы от водоподготовительных установок (ВПУ), воды, в состав которых входят нефтепродукты, воды после отмывочных и консервационных работ, а также ливневые стоки.

Химический состав каждого из этих стоков различен и зависит от типа ТЭС, установленного на станции оборудования, мощности ТЭС, начального состава исходной воды, выбранного способа водоподготовки, вида используемого горючего топлива, а также от уровня эксплуатации. И принимая во внимание все перечисленные факторы, разработаны соответствующие способы очистки сточных вод.

Сточные воды систем охлаждения

Сточные воды систем охлаждения – это воды, используемые в конденсаторах турбин и в другом теплообменном оборудовании, где они только нагреваются, не подвергаясь при этом механическому или химическому загрязнению. Однако тепловое загрязнение представляет особую опасность для водоемов и их жителей. В связи с этим сброс нагретой на электростанции воды должен осуществляться в соответствии с нормативными документами, который разрешается только в том случае, если среднемесячная температура воды после сброса в створе водоема летом не превысит естественную на 3–5°C.

В качестве средств снижения температуры сточных вод систем охлаждения наиболее широкое применение получили пруды-охладители, брызгальные бассейны и градирни различных конструкций.

Сточные воды систем ГЗУ

Образованные при сжигании топлива шлаки и уловленная зола удаляются на золоотвалы системой гидрозолоудаления [2]. Наиболее широко распространены оборотные системы ГЗУ, которые имеют продувку с целью поддержания солевого баланса и, как следствие, минимизации образования отложений.

Воды продувки системы ГЗУ считаются одними из самых токсичных стоков, поэтому оборотные системы всех ТЭС (планируемые, строящиеся и реконструируемые) должны быть спроектированы бессточными. Наиболее широко для уменьшения вредного влияния продувочных вод используется известь. В процессе обработки образуются малорастворимые соединения, которые содержат мышьяк, фтор, хром, выпадающие в осадок. Однако применение лишь одной ступени очистки – извести, не всегда может очистить воду до нужных показателей ПДК. Поэтому для более глубокой степени очистки дополнительно вводятся другие реагенты (соли железа, магния, алюминия и др.) или же производится доочистка с помощью сорбционных методов.

Регенерационные воды от водоподготовительных установок

Подготовка воды на ВПУ проходит в два этапа: предочистка и полное обессоливание. Поэтому сточные воды, образованные в процессе работы ВПУ, делятся на два потока:

- 1) воды, получающиеся при коагуляции и известковании, в которых находится большое количество взвешенных веществ;
- 2) воды повышенной минерализации.

Сточные воды после первой ступени очистки имеют в своем составе органику, ГДП, соли алюминия и железа, а также карбонат кальция, гидроксид магния и несработавший реагент. Для эффективной утилизации сточных вод от системы водоподготовки на ТЭС сооружают шламоуплотнительные станции, в которых полученный шлам обезвоживается, а выделенная в отдельную фракцию вода возвращается в цикл. Воды с повышенным содержанием солей (минерализацией) отправляют в систему ГЗУ для удаления золы и шлака, или на умягчение с последующим возвратом на ВПУ, или на выпаривание.

В будущем эффективным методом по уменьшению расхода необходимых реагентов и минимизации сточных вод, которые образуются в процессе подготовки воды исключительного качества, может стать замена традиционного прямотока на противоточное обессоливание. Однако применение самых лучших и совершенных ионообменных систем, не исключает образование сточных вод. В связи с этим ведутся многочисленные разработки по совершенствованию различных методов обработки и утилизации сточных вод.

Мировой опыт показывает, что добиться полной утилизации сточных вод сейчас возможно только с использованием испарителей с выделением солей в твердом виде.

Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами

Загрязнение воды нефтепродуктами на ТЭС происходит в процессе: эксплуатации и ремонта различного оборудования мазутного хозяйства; утечек из маслосистем турбин, электрических генераторов и возбуждателей; аварийного разлива мазута и масла; дренирования полов маслонасосной; утечек из систем охлаждения подшипников насосов, дымососов, вентиляторов и др., а также от гаражей и мест мойки автотранспорта.

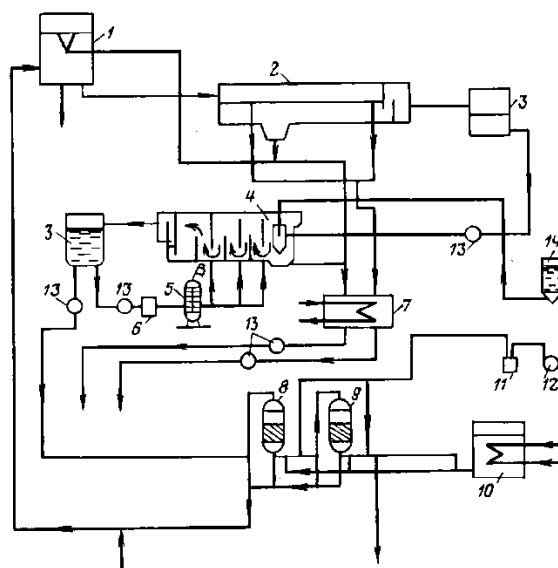


Рисунок 1. Технологическая схема по очистке сточных вод, которые содержат нефтепродукты: 1 – бак-приемник; 2 – нефтеловушка; 3 – промежуточные баки; 4 – флотатор; 5 – напорная емкость; 6 – эжектор; 7 – бак приема мазута; 8 – механический фильтр; 9 – фильтр, загруженный углем; 10 – бак промывочной воды; 11 – ресивер; 12 – компрессор; 13 – насосы; 14 – раствор коагулянта

Очистка нефтезагрязненных вод является исключительно важной задачей из-за воздействия нефтепродуктов на окружающую среду. Поэтому способы очистки этих вод постоянно подвергаются модернизации. Так на современных ТЭС, помимо использования консервативных систем (рисунок 1), состоящих из нефтеловушек, механических фильтров и фильтров, загруженных активированным углем, также получили применение альтернативные фильтры [4].

Одним из таких способов модернизации системы очистки сточных вод является применение шлама ХВО на последней ступени очистки, что позволит снизить затраты на очистку сточных вод. При этом шлам в этой схеме регенерации подвергать не будут, а совместно сжигать с вспомогательным топливом, что значительно упрощает утилизацию. Данный эксперимент был проведен и сейчас успешно реализуется на Краснодарской ТЭЦ-2.

Обмывочные воды

При сжигании на электростанциях различного типа топлива: мазутов и твердого топлива, зола разнообразного состава оседает в системе регенеративных воздухоподогревателей и на стенках газохода. Обмывочные воды этих поверхностей после использования имеют относительно высокую кислотность и содержание токсичных веществ находится выше нормы (V, Ni, Cu и др.). Чаще всего для нейтрализации и обезвреживания обмывочных вод

используется метод двухстадийной нейтрализации: на первой стадии производится обработка едким натром, до значения $pH=4,5...5$, а на второй – известью ($pH=9,5...10$). Очищенная таким образом вода повторно используется для отмывки.

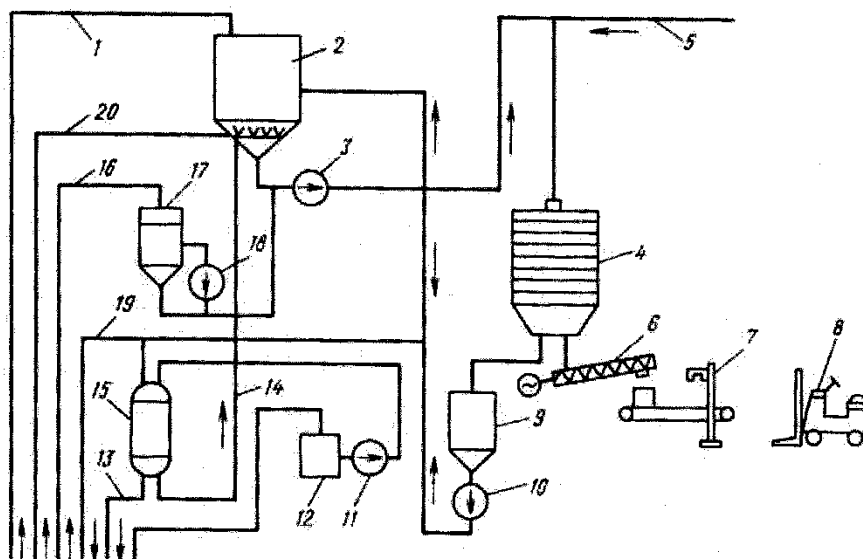


Рисунок 2. Схема установки обезвреживания и нейтрализации обмывочных вод: 1 – обмывочная вода; 2 – бак-нейтрализатор; 3 – насос; 4 – фильтр-пресс; 5 – техническая промывочная вода; 6 – шнековый транспортер; 7 – машина для зашивания мешков; 8 – погрузчик; 9 – бак-сборник; 10 – насос фильтрата; 11 – насос раствора соли; 12 – бак-мерник раствора соли; 13 – фильтрат; 14 – регенерационный раствор; 15 – катионитный фильтр; 16 – известковое молоко; 17 – мешалка; 18 – насос; 19 – осветленная вода; 20 – сжатый воздух

Сточные воды химических промывок и консервации оборудования

Выбор вида технологии для проведения промывки и химический состав необходимых реагентов исключительно зависят от отложений (состав, вид), которые подвергаются удалению, а также от типа очищаемого оборудования. Химпромывка оборудования производится в несколько этапов: предварительная промывка водой, обезжиривание щелочью, сама промывка необходимым раствором и проведение в конце пассивации.

Для химической промывки применяются реагенты различного состава: ингибированная соляная кислота, серная кислота с гидразином, комплексоны и др., при этом для промывок запрещено применение реагентов, норма ПДК для которых не установлена, а также которые не могут быть обезврежены.

В целях снижения объема таких сточных вод целесообразным является предусмотрение использования консервации, основанной на сухих способах, обработки теплообменных поверхностей комплексонами, регенерации дорогих химических растворов, используемых для промывки, и консервации оборудования контактными ингибиторами коррозии. При этом наилучшим способом снижения количества промывок является обеспечение ТЭС подпиточной водой исключительного качества.

Для снижения негативного влияния промывочных вод производится выделение и последующее окисление токсичных веществ. После отделения шламов очищенная вода используется повторно для промывки оборудования.

Поверхностные ливневые и талые воды

Вид и состав загрязнителей поверхностного стока электростанции зависит от погодных условий (интенсивность и продолжительность дождей, объемы выпавшего снега и тип его уборки), а также озеленения и благоустройства территории. К главным загрязнителям этого типа сточных вод можно отнести нефтепродукты и взвешенные вещества.

Поэтому для каждой ТЭС разработаны собственные алгоритмы расчета объема поверхностных вод, которые находятся в прямой зависимости от области нахождения станции и площади, занимаемой станцией. В процессе расчетов к данным сточным водам добавляют ливневки (воды от поливомоечных мероприятий, мойки дорожных покрытий).

С целью сокращения уровня загрязнения почв и подземных вод на тепловых электрических станциях сконструированы локальные сооружения по очистке сточных вод. Вторым методом является сбор сточных вод в специально созданные емкости с последующей очисткой на отстойниках и фильтрах, которые в качестве фильтрующего материала имеют антрацит или активированный уголь.

Незагрязненные дождевые и талые воды могут применяться для собственных нужд: подпитка оборотных систем водоснабжения, водоподготовки и т.д.

Безреагентные методы очистки сточных вод

В мировой практике каждый год мембранные методы, используемые в качестве предочистки и ступени основного обессоливания воды, удерживают крепкие позиции в системах водоподготовки. Основным их достоинством считается снижение негативного воздействия ВПУ на природу и окружающую среду.

На современных электрических станциях в системах водоподготовки на основе мембранных технологий введены в эксплуатацию установки обратного осмоса (УОО) и электродиализные установки (ЭДУ). Получаемые результаты относительно чистоты подготавливаемой воды установили высокое качество фильтрата, что в будущем позволит значительно снизить расходы химических реагентов. Использование такой схемы позволяет свести к нулю объем сточных вод.

За рубежом выдвинуты жесткие требования к электростанциям относительно сточных вод: лицензия для работы электростанции выдается при условии отсутствия сточных вод. Поэтому системы водоподготовки связаны с системой очистки сбросных вод с совместным использованием мембранных технологий, ионного обмена и термического обессоливания. Например, подготовки воды на электростанции Норт-Лейк (Техас, США) состоит из двух параллельно работающих систем, которые состоят из последовательно соединенного оборудования для коагуляции сульфатом железа, многослойной фильтрации, УОО, двойного ионного обмена, ФСД или электродиализа [3].

В Российской Федерации на Казанской ТЭЦ-3 была создана такая система водопользования (рисунок 3), вследствие чего происходит очистка высокоминерализованных сточных вод, выделяется исходный регенерационный раствор. В итоге данную систему можно считать замкнутой. Однако работа такой системы подразумевает образование высокоминерализованной продувочной воды из испарительной установки, которая также требует утилизации.

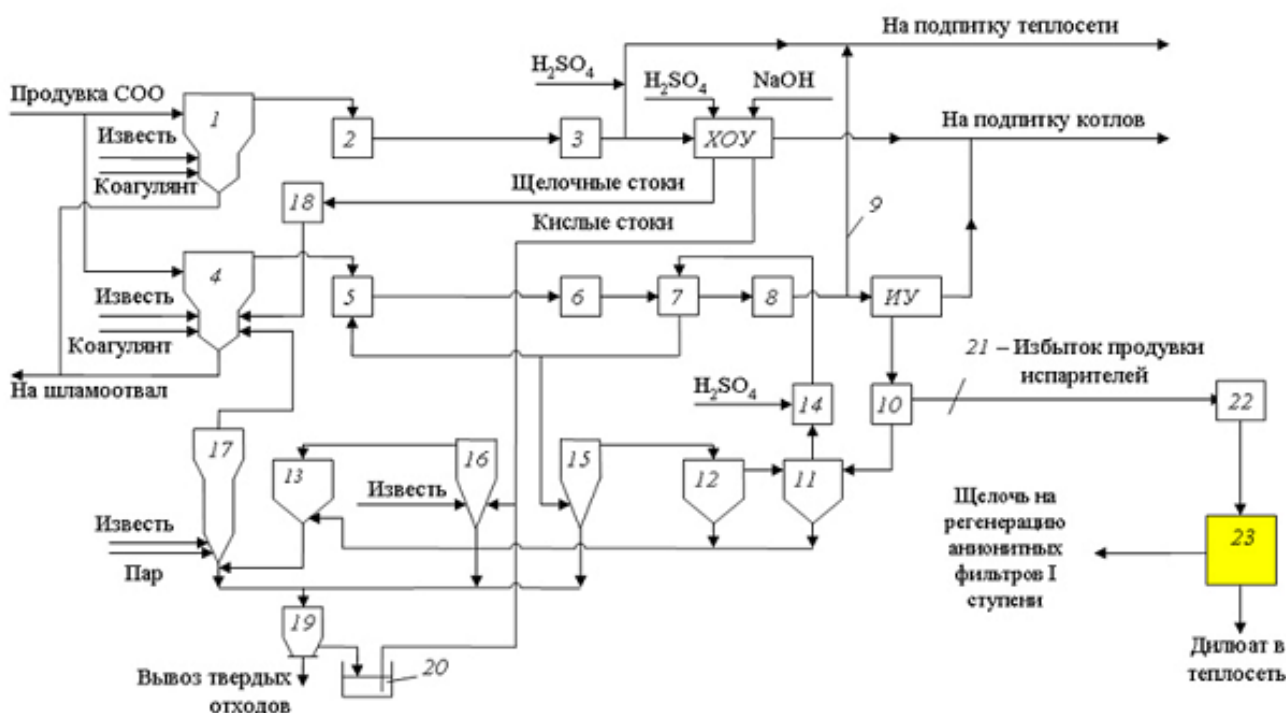


Рисунок 3. Система очистки стоков термообессоливающего комплекса Казанской ТЭЦ-3: 1, 4 – осветлители; 2, 5 – баки осветленной воды; 3, 6 – механические фильтры; 7 – катионитовые фильтры; 8 – бак химочищенной воды; 9 – вода на подпитку теплосети; 10 – бак концентрата испарителя; 11 – бак-реактор; 12, 13 – баки; 14 – бак осветленного раствора для регенерации катионитовых фильтров; 15 – кристаллизатор; 16 – кристаллизатор-нейтрализатор; 17 – термохимический умягчитель; 19 – бункер; 20 – приемок; 21 – избыток продувки испарителя; 22 – фильтр с активным углем; 23 – электрообессоливающая установка [3]

Также к числу безреагентных методов очистки воды последнее время относят обработку воды на установках, работающих на электромагнитных фильтрах, которые в России и за рубежом начали использоваться еще в середине прошлого века, но широкого применения не получили из-за сложности эксплуатации фильтров. Однако после появлением установок, принцип действия которых основывался на работе на постоянных магнитных полях, интерес к этим установкам возрос.

Комплексная очистка сточных вод

В данное время несколько российских [1] (ПЛАНА) и европейских [5] (Hager+Elsasser) компаний занимается конструированием и изготовлением водоочистных комплексов различного назначения, в том числе и для энергетики. Комплексы российской компании ПЛАНА поставляются в виде блок-модулей максимальной заводской готовности, предназначенных для

очистки сточных вод, образованных в процессе работы станции. Немецкая компания Hager+Elsasser выпускает современные блоки FLOCOPAC для флокуляции и осаждения сточных вод, систему BIOFIT.F для трехэтапной биологической очистки, и при этом разрабатывает целые проекты, которые придерживаются концепции нулевых сбросов.

В настоящее время, как и в будущем основными путями развития технологий по очистке сточных вод ТЭС являются:

- 1) конструирование и введение в эксплуатацию совершенно новых, то есть инновационных технологий для подготовки добавочной воды;
- 2) конструирование и использование в процессе работы нанотехнологий, которые смогут обеспечить максимально возможную, а в идеальном варианте полную переработку образующихся сточных вод, при этом будут выделяться для повторного использования исходные химические реагенты.

Литература

1. ПЛАНА – водоочистные сооружения под ключ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://planagroup.ru/>. – Дата доступа: 26.02.2019.
2. Беспалов, В.И. Природоохранные технологии на ТЭС: учебное пособие / В.И. Беспалов, С.У. Беспалова, М.А. Вагнер. – Томск: ТПУ, 2010. – 240 с.
3. Энерго- и ресурсосберегающие технологии и аппараты очистки жидкостей в нефтехимии и энергетике / А.Г. Лаптев [и др.]; под ред. А.Г. Лаптева. – Казань: Отечество, 2010. – 410 с.
4. Bi-tec – очистные сооружения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bi-tec.ru/>. – Дата доступа: 26.02.2019.
5. HAGER+ELSASSER – Abwasserreinigung [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.he-rus.ru/>. – Дата доступа: 26.02.2019.

УДК 621.165

ПЕРЕВОД ТУРБИНЫ ПТ-60-130/13 В РЕЖИМ РАБОТЫ С УХУДШЕННЫМ ВАКУУМОМ И ОРГАНИЗАЦИЕЙ ДВУХСТУПЕНЧАТОГО ПОДОГРЕВА СЕТЕВОЙ ВОДЫ

Сидорук Ю.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

На ряде турбин высокого давления в связи с их неудовлетворительным техническим состоянием произведено удаление последних ступеней. В таких условиях целесообразным является модернизация части турбин с переводом их в режим ухудшенного вакуума и организацией двухступенчатого (конденсатор – сетевой подогреватель) подогрева сетевой воды.

Это решение является выгодным в связи с тем, что тепловые нагрузки, отпускаемые с горячей водой, проектируемой ТЭЦ постоянно растут, и в зимний период для обеспечения заданного отпуска теплоты требуется включение пиковых источников теплоты, что не позволяет вырабатывать электрическую энергию на внешнем тепловом потреблении.

В теплофикационных турбинах с регулируемыми отборами (без ступенчатого подогрева сетевой воды) конденсатор может использоваться в качестве первой ступени подогрева сетевой воды, благодаря чему возможна выработка дополнительной теплофикационной мощности на потоке пара, поступающего в конденсатор.

Перевод турбины на режим ухудшенного вакуума технологически не очень сложен и обычно осуществляется силами ремонтных организаций без привлечения турбинных заводов. При этом следует учитывать ограничение повышения конечного давления до $p_k = 0,3$ бар и повышение температуры выхлопного патрубка $t_k = 90$ °С. Превышение этих параметров приведет к аварийному отключению турбины.

При переводе на режим работы с ухудшенным вакуумом реконструируются проточная часть с удалением последних ступеней части низкого давления, тепловая схема и схема уплотнений, организуется система защиты, остающейся в работе последней ступени. Также осуществляется подвод сетевой воды к конденсатору и, при необходимости, усиливается конденсатор. Возможен как перевод на постоянный режим работы с ухудшенным вакуумом, так и сезонный, то есть с подводом в конденсатор сетевой и циркуляционной воды.

При переводе турбины на ухудшенный вакуум возможны следующие варианты:

- возможность работы только на сетевой воде (вариант 1);
- возможность перевода с сетевой воды на циркуляционную и обратно без останова турбоустановки (вариант 2).

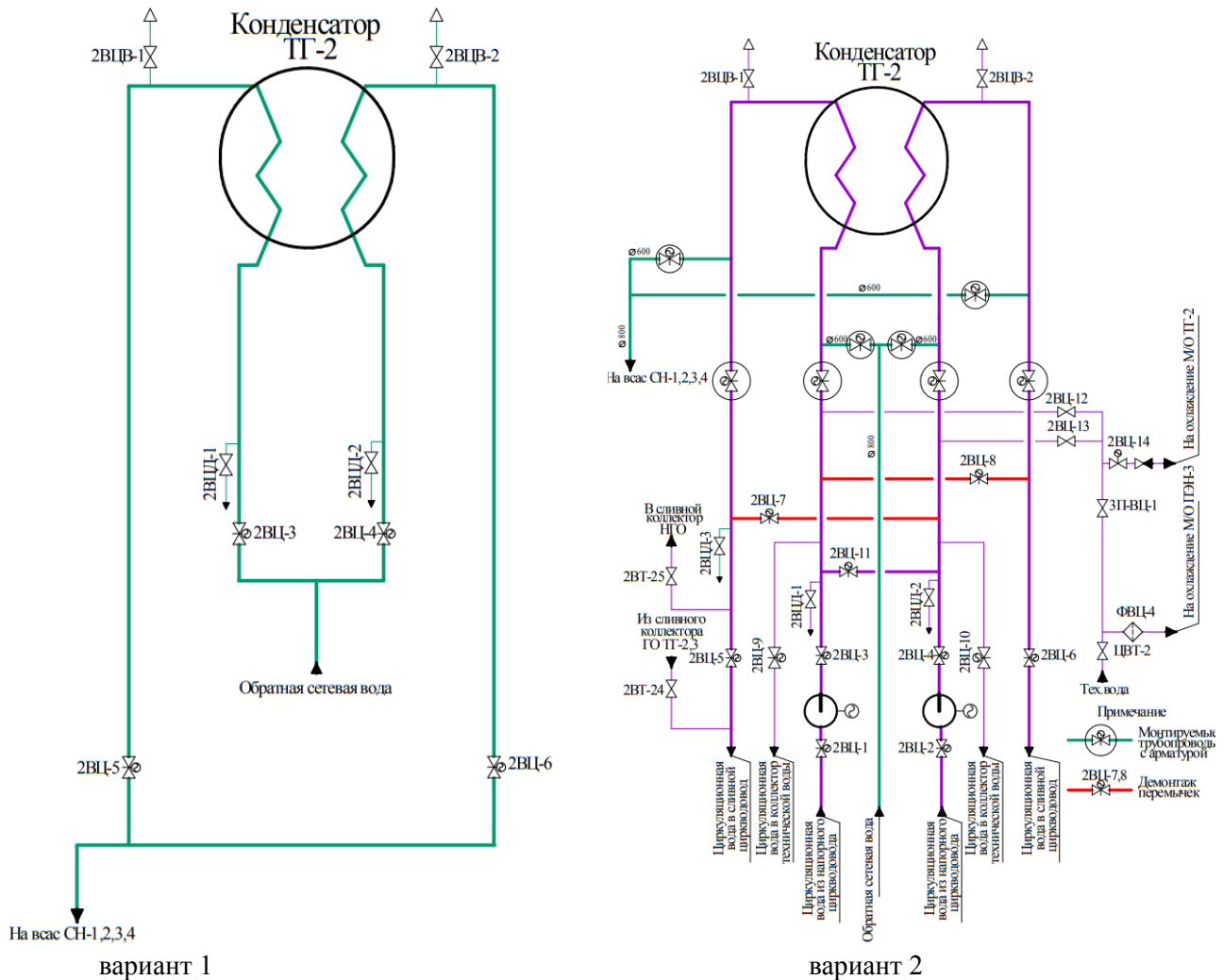
Изменения в тепловой схеме представлены на рисунке 1.

Рассмотрим работу конденсатора по варианту 1. Для охлаждения вспомогательного оборудования (газоохладители генератора, маслоохладители

ТГ-2, маслоохладители ПЭН-3) используются подача охлаждающей воды общего коллектора ТГ-1, 3.

Однако, при всей простоте этой схемы, у нее есть один существенный недостаток – при аварии в тепловых сетях и резком уменьшении расхода охлаждающей (сетевой) воды, происходит резкий аварийный останов турбины, что может привести к лавинообразным отключениям в энергосистеме.

При работе по варианту 2 для охлаждения вспомогательного оборудования (газоохладители генератора, маслоохладители ТГ-2, маслоохладители ПЭН-3) используются подача охлаждающей воды от ЦН ТГ-2 и общего коллектора ТГ-1,2,3.



Для обеспечения более высокой надежности и маневренности турбоустановки выбираем вариант 2, так как он позволяет работать турбоагрегату как по тепловому, так и по электрическому графику, покрывать базовые (при подаче в конденсатор сетевой воды) и пиковые (при подаче циркуляционной воды) нагрузки. Также применение этой схемы позволяет избежать аварийного останова турбоагрегата при аварии в тепловых сетях и прекращении подачи сетевой воды в конденсатор, так как присутствует возможность перехода на циркуляционную воду без останова турбины.

Недостатком этого варианта является возможность попадания циркуляционной воды в сетевую.

Прочностные расчеты показали, что для устранения недостатка варианта 2 необходимо провести мероприятия по усилению трубных досок дополнительными анкерными связями. Заводская конструкция конденсатора рассчитана на максимальный перепад давления между водяной и паровой камерой конденсатора 0,15 МПа. А расчетный перепад давления при переходе турбоустановки на ухудшенный вакуум между водяной и паровой камерой конденсатора может составлять 0,47 МПа. Для надежной работы конденсатора существующее количество анкерных связей трубных досок необходимо увеличить с 14 до 36.

Также при работе по варианту 2 необходимы следующие изменения в схеме турбины:

- должна быть предусмотрена реконструкция трубопроводов сетевой воды, обеспечивающая подвод и отвод сетевой воды к и от конденсатора (в основную поверхность) с возможностью подключения одной или обеих его половин, двухступенчатый подогрев сетевой воды в конденсаторе и бойлерной установке турбины. Выполнить байпас конденсатора по сетевой воде с установкой на нем дискового затвора;

- должна быть обеспечена возможность работы турбины с подачей в конденсатор при необходимости циркуляционной воды, т.е. схема подвода и слива циркуляционной воды сохраняется. Рекомендуются заменить чугунную арматуру на стальную класса плотности А;

- демонтировать байпасы правой и левой половин конденсатора по циркуляционной воде;

- предусмотреть питание маслоохладителей ТГ-2 и ПЭН-3 от напорного коллектора циркуляционных насосов ТГ-1,2,3, для чего трубопровод циркуляционной воды с задвижкой 2 ВЦ-9 демонтировать, демонтировать участок трубопровода циркуляционной воды от задвижки 2 ВЦ-10 до врезки в трубопровод циркуляционной воды за задвижкой 2 ВЦ-4. Трубопровод ц/в от задвижки 2 ВЦ-10 подключить к линии подачи циркуляционной воды на маслоохладители ТГ-2 и ПЭН-3;

- предусмотреть замену компенсаторов на трубопроводах циркуляционной воды турбоагрегата;

Схема работы турбоагрегата на ухудшенном вакууме представлена на рисунке 2.

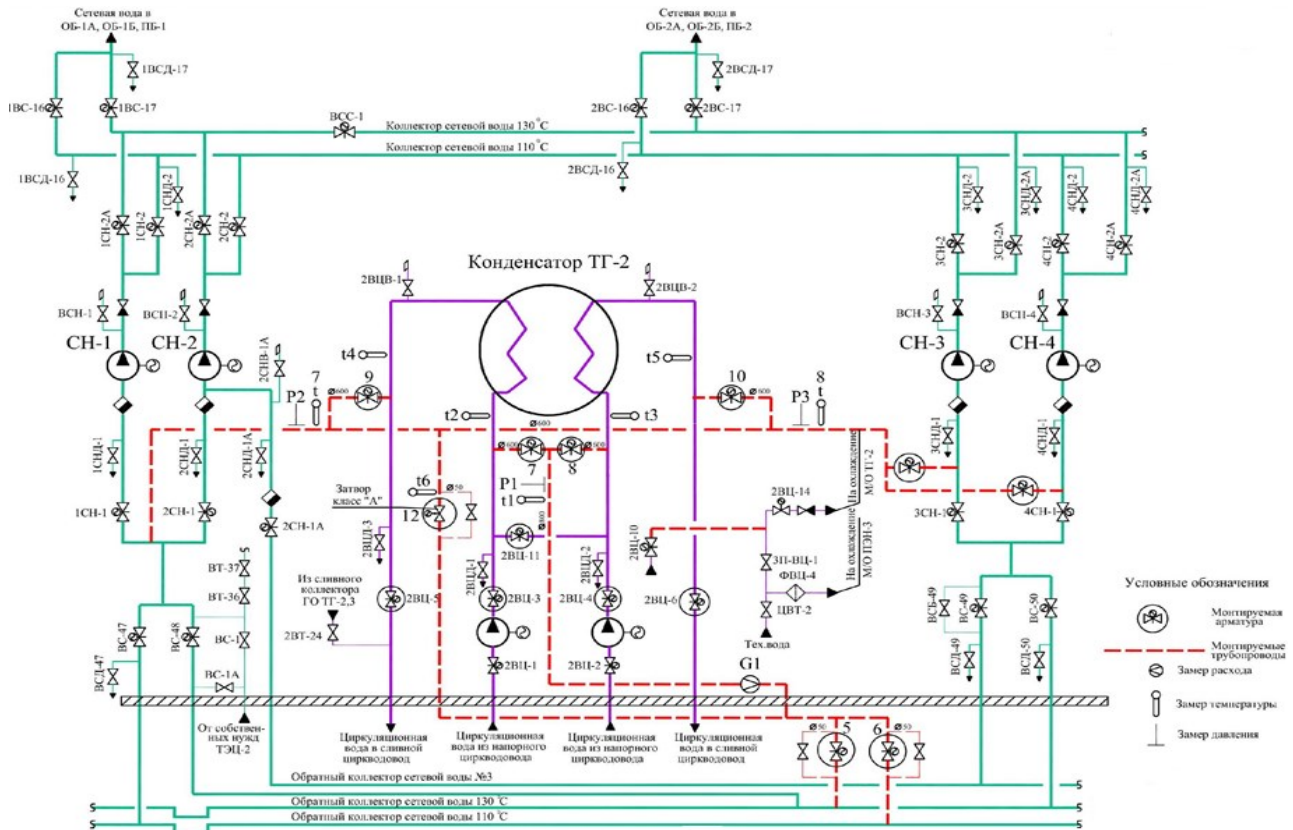


Рисунок 2. Схема работы турбоагрегата на ухудшенном вакууме

Серьезным недостатком при работе с ухудшенным вакуумом является существенное повышение температуры пара в выходном патрубке и в заднем подшипнике турбины (особенно если корпус этого подшипника выполнен заодно с выходным патрубком), что может привести к недопустимой вибрации турбины. При работе в режиме ухудшенного воздуха желательно вести эксплуатационный контроль за упорным подшипником. Обычно в теплофикационных турбинах должна быть организована система охлаждения последней ступени. Однако, такой впрыск может быть причиной повышенной эрозии выходных кромок последних лопаток при его неудачной организации.

Для обеспечения допустимой температуры выхлопной части турбины (менее 80 °С) на режимах с минимальным расходом пара в ЧНД – при закрытой (и даже уплотненной) поворотной диафрагмой Т-отбора, на малой (до 30 % от номинальной) нагрузке, а также при пуске турбины устанавливается система охлаждения выхлопного патрубка турбины. В результате установки системы охлаждения повышается надежность и экономичность работы турбины.

Работа системы охлаждения основывается на активном охлаждении, то есть непосредственном впрыске перегретого конденсата в зону наибольшей температуры пара. Впрыск выполняется на периферию за рабочей лопаткой последней ступени специальными центробежными механическими форсунками.

Источником воды является собственный конденсат турбины, взятый за ПНД-4 или конденсат из всасывающего коллектора ПЭН (используется как

независимый источник при пуске турбины, когда температура собственного конденсата недостаточна для качественного распыла).

Система активного охлаждения работает следующим образом: вода на охлаждение выхлопного патрубка подается через водяной фильтр к кольцевому коллектору, расположенному в выхлопном патрубке турбины на периферии за рабочими лопатками последней ступени (бывшего рабочего колеса последней ступени, т.к. она удалена).

Для распыла конденсата используются центробежные механические форсунки (16 штук – по 8 штук сверху и снизу) с винтовым завихрителем в каждой. Форсунки размещаются равномерно по окружности на кольцевом коллекторе, выполненном из двух (верхнего и нижнего) полуколец $\varnothing 25 \times 2$, закрепленных хомутами на сварке к диффузору выхлопного патрубка на периферии за рабочей лопаткой последней (бывшей) ступени. Факел распыла форсунок направлен от последней ступени турбины к оси под углом 45° к вертикальной плоскости в сторону генератора. Подвод конденсата к кольцевому коллектору выполнен двумя линиями (к верхнему и нижнему полукольцам) через стенку выхлопного патрубка выше и ниже горизонтального разъема на фланцах.

На рисунке 3 показана принципиальная схема системы охлаждения выхлопного патрубка турбины.

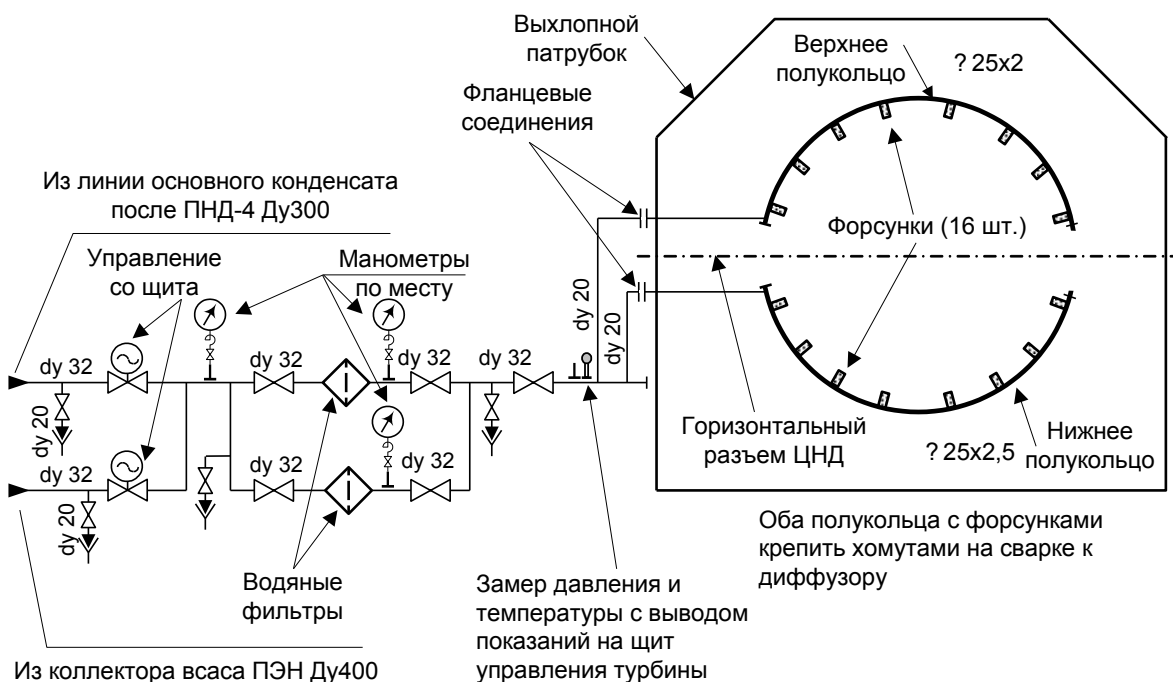


Рисунок 3. Принципиальная схема системы охлаждения

Предусматриваются следующие номинальные параметры воды перед форсунками: $t = 120-140^\circ \text{C}$, $P = 0,6-0,8 \text{ МПа}$. В случае, если давление после фильтра станет ниже $0,4 \text{ МПа}$, эффективность схемы существенно снизится, при этом качество распыла становится недопустимо низким, растет эрозионная опасность для рабочей лопатки последней ступени. Для предотвращения этого схема охлаждения должна быть отключена, а диафрагма нижнего отбора открыта для нормализации температуры выхлопа. Также необходимо очистить

фильтр, переключившись на резервный, и если давление не восстанавливается, следует произвести осмотр и ревизию форсунок на остановленной турбине.

В целях ремонтпригодности системы и ее отсоединения от выхлопного патрубка при вскрытии ЦНД подвод воды к верхнему и нижнему полукольцам коллектора выполняется через фланцевые соединения.

Литература

1. Паровые и газовые турбины для электростанций / А.Г. Костюк [и др.]; под редакцией А.Г. Костюка. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2016 – 557 с.
2. Трухний, А.Д. Стационарные паровые турбины / А.Д. Трухний – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 636 с.

УДК 621.182

МОДЕРНИЗАЦИЯ РЕГУЛЯТОРА ПИТАНИЯ БАРАБАННОГО КОТЛА

Снегур А.В.

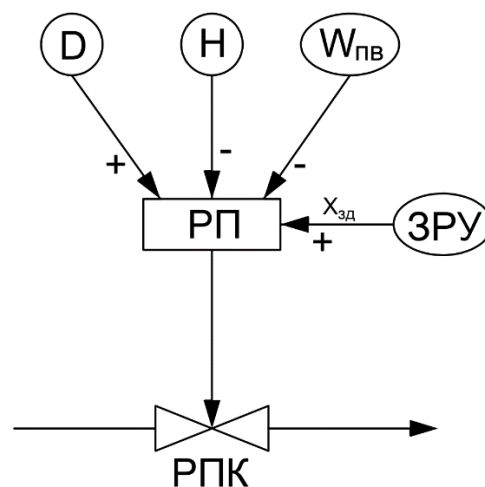
Научный руководитель – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т.

Регулирование питания барабанных котлов (парогенераторов) основывается на поддержании материального баланса между подачей воды и отводом пара. Уровень воды в барабане котла является параметром, который характеризует материальный баланс. От качественного регулирования уровня зависит надежность работы котельного агрегата.

Значительное понижение уровня считается «упуском» воды и может привести к нарушению питания и охлаждения водой подъемных труб. В результате этого может быть нарушена прочность труб в местах стыковки с корпусом барабана, что приведет их к разрыву и вызовет останов котла. Чрезмерное повышение уровня, называется «перепиткой», оно способно стать причиной заброса частиц воды в турбину, что может вызвать тяжелые механические повреждения ее ротора и лопаток.

В соответствии с заявленным ясно, что даже временное понижение или повышение уровня свыше установленных границ неприемлемо. Поэтому к точности поддержания уровня предъявляются очень большие требования.

Исходя из условий по поддержанию уровня воды в барабане котла, автоматическому регулятору необходимо обеспечить устойчивость среднего уровня вне зависимости от возмущающих воздействий и нагрузки котла. В переходных режимах уровень может изменяться достаточно быстро, поэтому регулятор питания для поддержания малых отклонений уровня должен обеспечить постоянство соотношения расходов пара и питательной воды. На текущий момент эту задачу осуществляет типовой трехимпульсный регулятор, структурная схема которого приведена на рисунке 1.



H – уровнемер; D – паромер; $W_{пв}$ – водомер; ЗРУ – задатчик ручного управления; РПК – регулирующий питательный клапан

Рисунок 1. Структурная схема типового трехимпульсного регулятора питания барабанного котла:

В типовой САР реализовано в одном ПИ-регуляторе два принципа регулирования:

- а) регулятор соотношения двух расходов «расход пара – расход питательной воды»;
- б) регулятор стабилизации технологического параметра на заданном уровне.

Структурная схема моделирования типовой трехимпульсной САР питания барабанного котла приведена на рисунке 2.

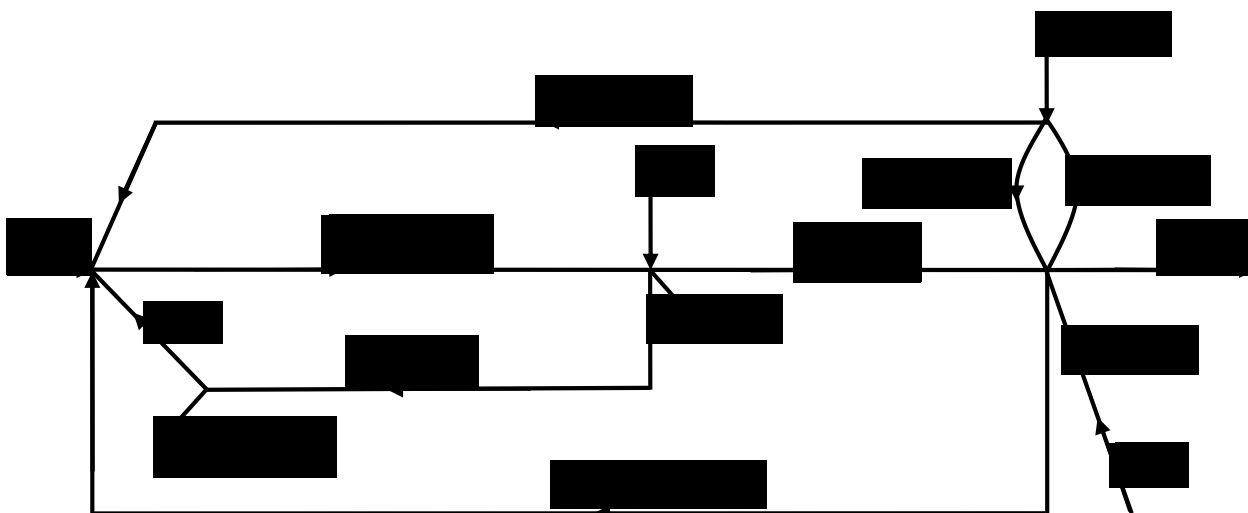


Рисунок 2. Структурная схема моделирования типовой трехимпульсной САР питания барабанного котла

Типовая трехимпульсная САР питания барабанного котла обладает следующими недостатками:

- 1) при отработке внешнего возмущения расходом перегретого пара в конце переходного процесса появляется статическая ошибка регулирования;
- 2) значительные изменения нагрузки приводят к большим отклонениям уровня воды в барабане парогенератора, что вызывает срабатывание защиты и отключение котла по причине упуска или перепитки.

Для устранения указанных недостатков предлагается инвариантная система автоматического регулирования (САР) питания барабанного котла при внеплановом изменении нагрузки, схема реализации которой приведена на рисунке 3.

В этой схеме реализации устанавливаем ограничитель между выходом дифференцирующего звена и регулирующим прибором; соединяем второй выход уровнемера с входом дифференцирующего звена через последовательно соединенный дополнительный элемент сравнения и звено быстрого реагирования, соединяем второй вход дополнительного элемента сравнения через модель инерционного участка объекта регулирования с вторым выходом водомера. Дополнительный блок коррекции параметров соединяем с паромером, а первый выход подключаем к регулирующему прибору, второй – к ограничителю, третий – к дифференцирующему звену, четвертый – к звену

быстрого реагирования, пятый – к модели инерционного участка объекта регулирования.

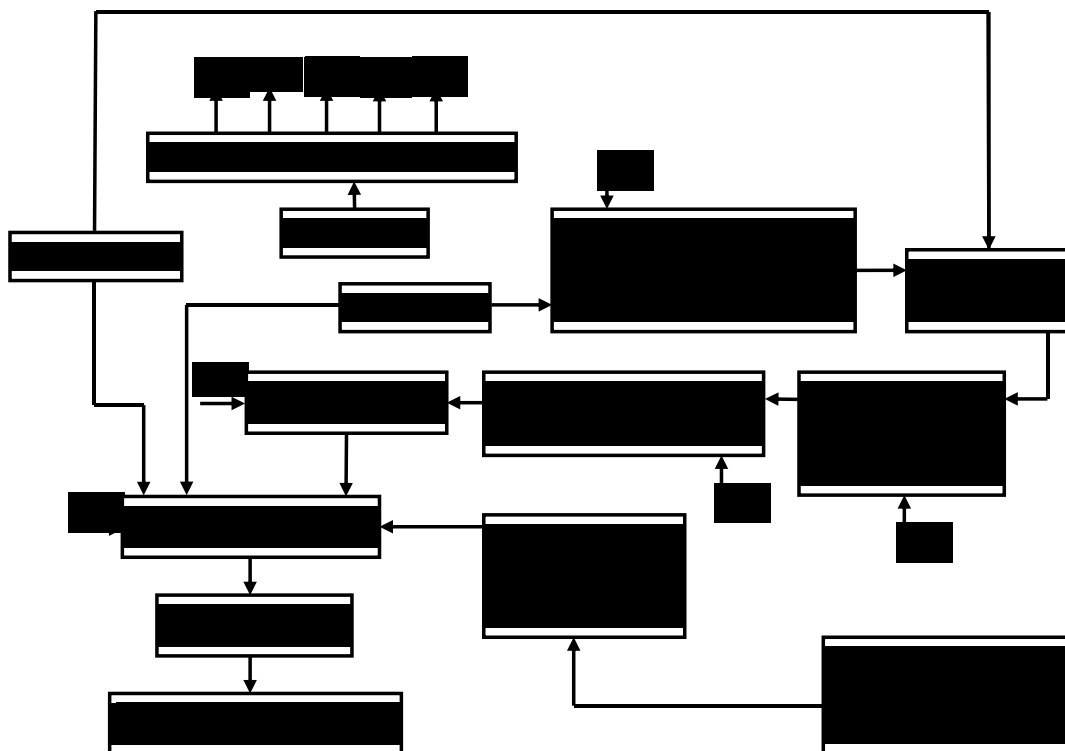


Рисунок 3. Схема реализации инвариантной САР питания барабанного котла при внеплановом изменении нагрузки

Структурная схема моделирования переходных процессов инвариантной САР питания барабанного котла при внеплановом изменении нагрузки приведена на рисунке 4.

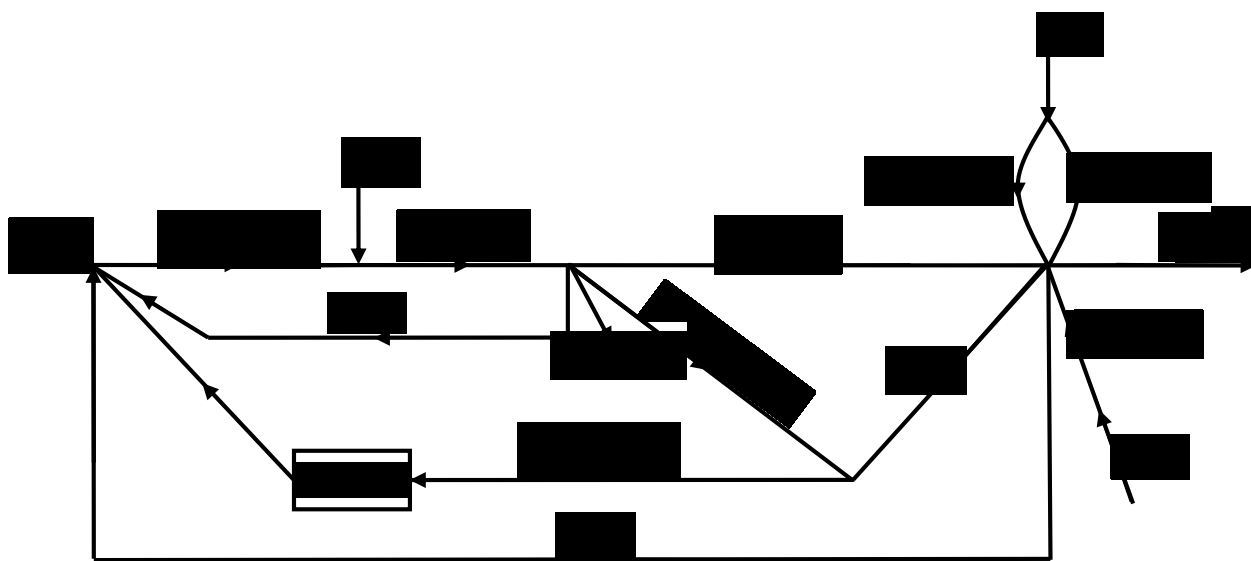


Рисунок 4. Структурная схема моделирования переходных процессов инвариантной САР питания барабанного котла при внеплановом изменении нагрузки:

$W_{ук}^{f_2}(p)$ – передаточная функция устройства компенсации внешнего возмущения;
ОГР – ограничитель величины коррекции задания

В этой схеме параллельно реальному инерционному участку объекта регулирования формируем динамическую модель данного участка, выход которой алгебраически складываем с основной регулируемой величиной. Полученную разность подаем на вход устройства компенсации эквивалентного внешнего возмущения без его измерения, а выход – с обратным знаком через ограничитель на вход регулятора.

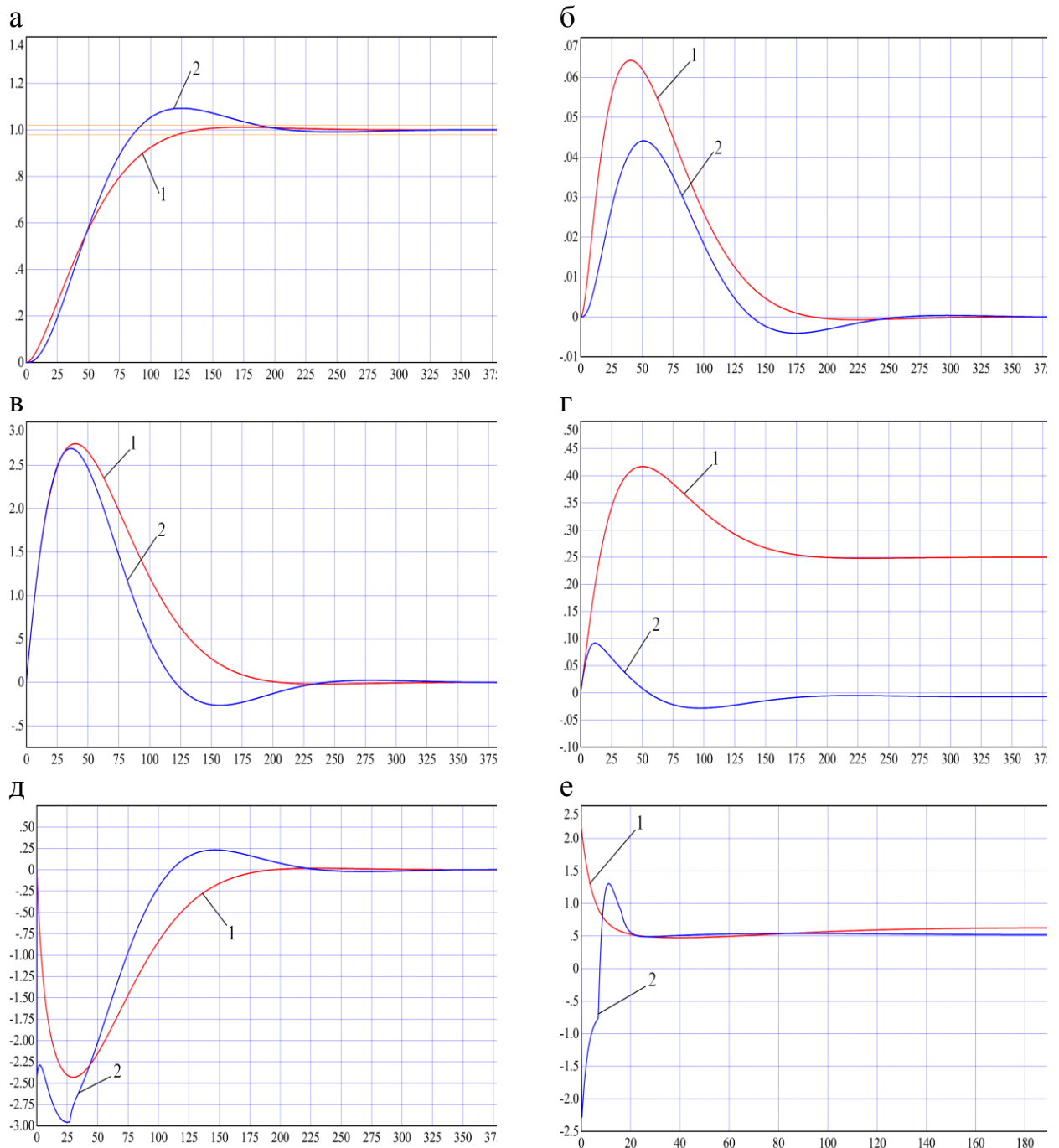


Рисунок 5. Графики переходных процессов типовой трехимпульсной САР и инвариантной САР питания барабанного котла при внеплановом изменении нагрузки:

1 – типовая трехимпульсная САР питания барабанного котла; 2 – инвариантной САР питания барабанного котла при внеплановом изменении нагрузки; а – отработка скачка заданного воздействия $X_{зд}$; б – отработка внутреннего возмущения f_1 ; в – отработка внешнего топочного возмущения f_2 ; г – отработка внешнего возмущения расходом перегретого пара f_2^* ; д – изменение регулирующего воздействия X_p при отработке внешнего топочного возмущения f_2 ; е – изменение регулирующего воздействия X_p при отработке внешнего возмущения расходом перегретого пара f_2^*

На основе передаточной функции оптимального регулятора производим настройку основного ПИ-регулятора. Всю настройку регулятора выполняем по передаточной функции опережающего участка.

Графики сравнения переходных процессов типовой САР и инвариантной САР питания барабанного котла при внеплановом изменении нагрузки приведены на рисунке 5.

Сравнение прямых показателей качества переходных процессов типовой и модернизированной САР приведено в таблице 1.

Таблица 1

Прямые показатели качества

Метод	$X_{зд}$			f_1		f_2			f_2^*		
	t_p, c	$\sigma, \%$	ψ	t_p, c	A_m	t_p, c	A_m	X_p	t_p, c	A_m	X_p
Инвариантная САР	187,5	9,3	1	232	0,044	246	2,69	-2,96	242	0,09	-2,3
Типовая трехимпульсная САР	121,6	1,2	1	300	0,064	331	2,75	-2,43	307	0,42	2,2

Выводы

В результате анализа графиков переходных процессов, представленных на рисунке 5, и прямых показателей качества, представленных в таблице 1 можно сделать следующие заключения:

– при отработке f_1 время регулирования у инвариантной САР сокращается в 1,29 раза по сравнению с типовой САР, а максимальная динамическая ошибка регулирования – в 1,45 раза;

– при отработке f_2 у инвариантной САР время регулирования сокращается в 1,35 раза по сравнению с типовой САР, а максимальная динамическая ошибка регулирования – в 1,02 раза;

– у инвариантной САР при отработке внешнего возмущения расходом перегретого пара f_2^* отсутствует статическая ошибка регулирования в конце переходного процесса. При отработке f_2^* время регулирования у инвариантной САР сокращается в 1,27 раза по сравнению с типовой САР, а максимальная динамическая ошибка регулирования – в 4,67 раза. При этом максимальная величина регулирующего воздействия у инвариантной САР – $X_p = -2,3$, у типовой – $X_p = 2,2$.

Таким образом, использование инвариантной САР питания барабанного котла при внеплановом изменении нагрузки позволяет устранить статическую ошибку регулирования в конце переходного процесса при отработке внешнего возмущения расходом перегретого пара, а также улучшить качество поддержания уровня воды в барабане котла при внешних и внутренних возмущениях по сравнению с типовой трехимпульсной САР.

Литература

1. Кулаков, Г.Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем регулирования / Г.Т. Кулаков. – Минск: Высшая школа, 1984. – 192 с.
2. Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов и вузов / Г.П. Плетнев. – 4-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с., ил.
3. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами: учеб. пособие / Г.Т. Кулаков [и др.]; под ред. Г.Т. Кулакова. – Минск: Высшая школа, 2017. – 238 с.: ил.

УДК 621.311.25

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ КОНТРОЛЬ КОРПУСА РЕАКТОРА

Соколюк В.С.

Научный руководитель – к.т.н, доцент Герасимова А.Г.

Ультразвуковой контроль (УЗК) нашел широкое применение при диагностике оборудования тепловых и атомных электрических станций в период их эксплуатации. Как правило, контроль проводится в период плановых ремонтов, при этом применяется обычно та же методика контроля, что и при изготовлении оборудования.

Для обеспечения высокой надежности и долговечности атомных электростанций международное агентство по атомной энергии (ИАЕА) в нормах безопасности ядерных реакторов рекомендует предусматривать предэксплуатационный и эксплуатационный периодический контроль основного металла и сварных соединений корпуса реактора. В виду высокой радиационной опасности контроль корпуса реактора необходимо проводить в автоматическом режиме [1].

Высокая точность, достоверность, чувствительность и возможность полной автоматизации ультразвукового метода сделали его одним из основных методов оценки состояния металла корпусов водо-водяных энергетических реакторов (ВВЭР).

Как правило, контроль корпуса реактора проводят с использованием автоматизированных систем контроля. Эти системы разработаны для контроля как с наружной стороны при наличии прямого доступа, так и изнутри, через наплавку из аустенитной стали. Автоматизированному УЗК в настоящее время подвергаются корпуса ВВЭР-440, ВВЭР-1000, ВВЭР-1200. С учетом особенностей конструкторского исполнения данных реакторов для каждого вида реактора разработаны отдельные методики автоматизированного ультразвукового контроля.

Рассмотрим методику автоматизированного контроля корпуса реактора ВВЭР-1200 (данного типа реакторы будут эксплуатироваться на Белорусской АЭС), разработанную ООО «ТДК – Атомкомплект». Чертеж корпуса реактора ВВЭР-1200 показан на рисунке 1.

Данная методика предназначена для проведения, автоматизированного УЗК сварных соединений и антикоррозионных наплавки корпуса реактора ВВЭР-1200, изготовленного из марки стали перлитного класса 15Х2НМФА. Антикоррозионные наплавки корпуса выполнены из сталей: 07Х25Н13 (первый слой) и 04Х20Н10Г2Б (второй и последующие слои).

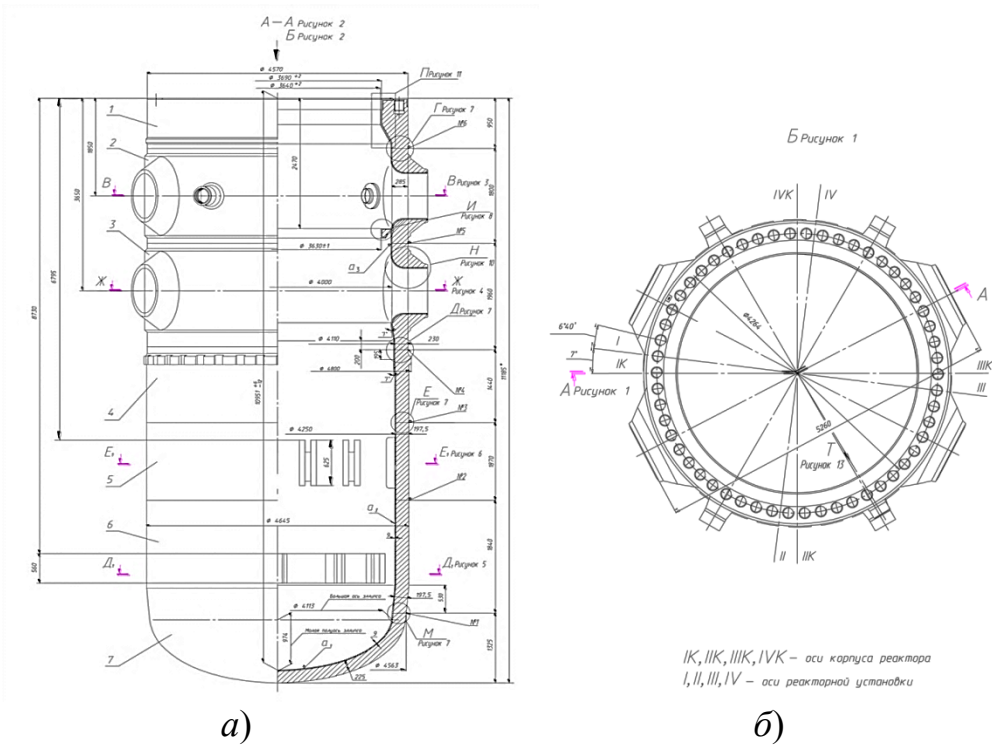


Рисунок 1. Корпус реактора ВВЭР-1200: а – вид сбоку, б – вид сверху

В соответствии с методикой контролю подвергаются сварные соединения обечаек между собой (рисунок 2), с фланцем и эллиптическим днищем, а также наплавленные покрытия на этих сварных соединений, а также антикоррозионная наплавка в зонах радиусных переходов патрубков Ду850 и цилиндрической части патрубков.

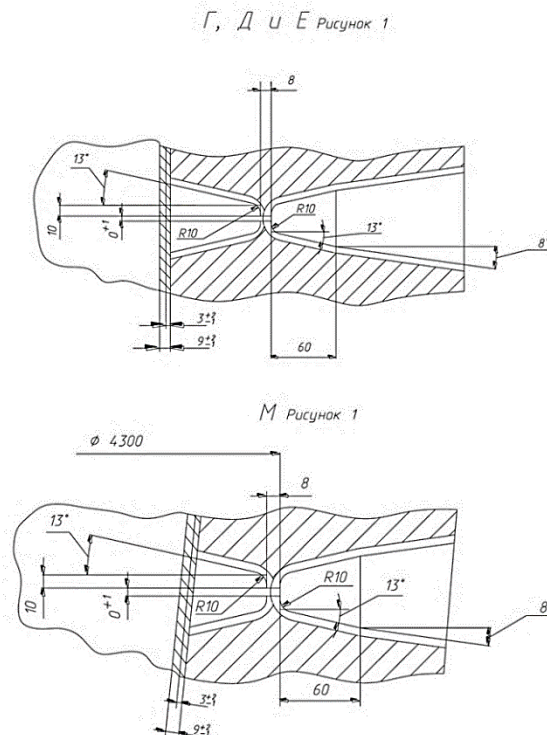


Рисунок 2. Сварные соединения обечаек корпуса реактора ВВЭР-1200

Для реализации данной методики автоматизированного УЗК используется система контроля корпуса и внутрикорпусных устройств реактора изнутри. Методика и используемая для ее реализации система контроля предназначены для проведения входного и эксплуатационного контроля в период ремонтных кампаний в течение всего жизненного срока реакторной установки.

Контроль с применением этой методики позволяет выявлять и измерять параметры:

- несплошностей в основном металле, в сварных соединениях и околошовной зоне, в том числе трещин, возникших в сварных соединениях в результате циклической нагрузки корпуса реактора и выходящих на одну из поверхностей и развивающихся от внутренних несплошностей в сварных соединениях и не имеющих выхода ни на одну из поверхностей корпуса реактора;

- отслоения антикоррозионного покрытия (в зоне расположения сварных соединений);

- объемных несплошностей и отслоений антикоррозионной наплавки от металла сварного соединения и зонах радиусных переходов патрубков условного диаметра 850 мм и цилиндрической части патрубков.

Контроль с применением данной методики обеспечивает измерение эквивалентной площади и условной протяженности дефектов, действительные размеры несплошностей и их характер не определяются.

При проведении контроля применяется эхо-импульсный метод отражения, схема которого приведена на рисунок 3.

Эхо-метод отражения основан на регистрации эхо-сигналов от дефекта. На индикаторном экране ультразвукового дефектоскопа обычно наблюдают посланный (зондирующий) импульс *I*, импульс *III*, отраженный от противоположной поверхности (донной поверхности) объекта контроля (донный сигнал) и эхо-сигнал отраженный от дефекта – *II*. Время прихода импульсов *II* и *III* пропорционально глубине залегания дефекта и толщине объекта контроля [3].

Автоматизированный УЗК корпуса реактора реализуется с помощью раздельно-совмещенных преобразователей (ПЭП ФР) и пьезоэлектрических преобразователей головной волны (ПЭП ГВ).

Процесс контроля осуществляется под водой. Особенность этой методики заключается в применении средств контроля, использующих технологию фазированных решеток и использовании автоматизированных средств доставки и перемещения преобразователей.

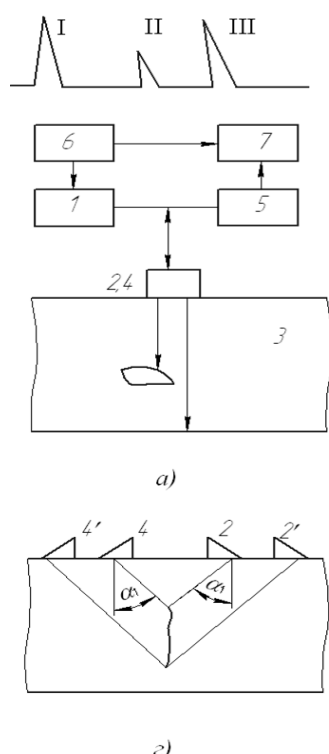


Рисунок 3. Схема эхо-импульсного метода отражения: 1 – генератор; 2 – излучатель; 3 – объект контроля; 4 – приемник; 5 – усилитель; 6 – синхронизатор; 7 – индикатор

Зона контроля кольцевых сварных швов включает в себя весь объём сварного шва и зону термического влияния (20 мм основного металла с каждой стороны шва), а также «запас» по 12,5 мм с каждой стороны от зоны термического влияния (рисунок 4).

Методика предусматривает два режима контроля:

- контроль в режиме поиска;
- контроль в режиме измерения.

Контроль сварного соединения в режиме поиска осуществляют путем механического сканирования с определенно-установленным методикой шагом.

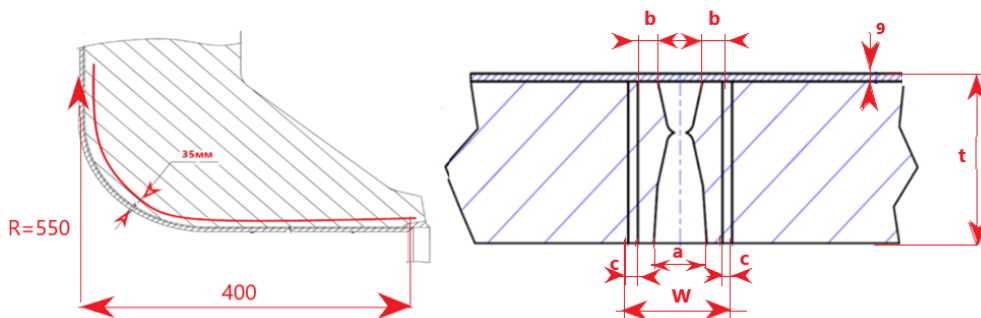


Рисунок 4. Зона контроля сварных соединений корпуса реактора и радиусных переходов

В состав системы автоматизированного контроля входит комплект оборудования для сбора и анализа данных, который состоит из ультразвукового дефектоскопа DYNARAY, ультразвуковых преобразователей (ПЭП ФР и ПЭП ГВ) и персонального компьютера с программным средством UltraVision. Программа UltraVision предназначена для анализа данных автоматизированного УЗК и отображения результатов контроля в различных форматах (A-scan, B-scan, C-scan, D-scan). Программа обеспечивает сбор первичных данных контроля, перевод их в цифровую форму и анализ полученных данных.

Пример отображения данных индикации на B-scan и C-scan скане приведен на рисунке 5.

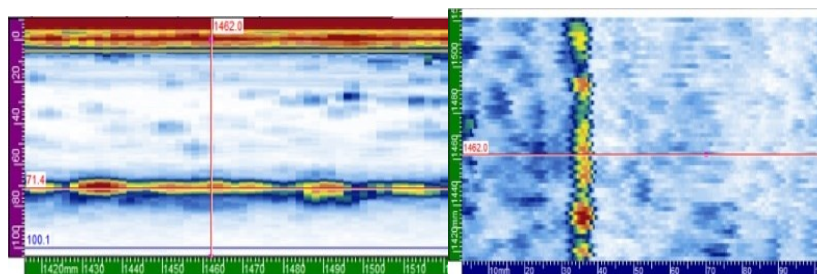


Рисунок 5. Отображение геометрической индикации наплывки сварного шва на протяжении всей окружности шва: слева C-scan, справа – B-scan

В комплект оборудования для сбора данных также входит транспортный манипулятор, который обеспечивает перемещение блока акустических преобразователей в зоне сканирования в соответствии с командами аппаратуры

управления, формирует координаты исполнительных органов и передают эти координаты ультразвуковому дефектоскопу и аппаратуре управления. Общий вид манипулятора показан на рисунке 6.

Технология проведения контроля включает в себя следующие основные операции:

- подготовительные мероприятия по организации проведения контроля (подготовка объекта контроля, подготовка системы контроля, настройка ультразвуковой аппаратуры, подтверждение настройки системы контроля);
- проведение контроля (сканирование зоны контроля);
- анализ результатов контроля с оформлением отчетной документации.

Ультразвуковой контроль предъявляет высокие требования к качеству контролируемой поверхности. Поверхность зоны сканирования должна быть защищена от ржавчины, забоин, отложений и т.п.

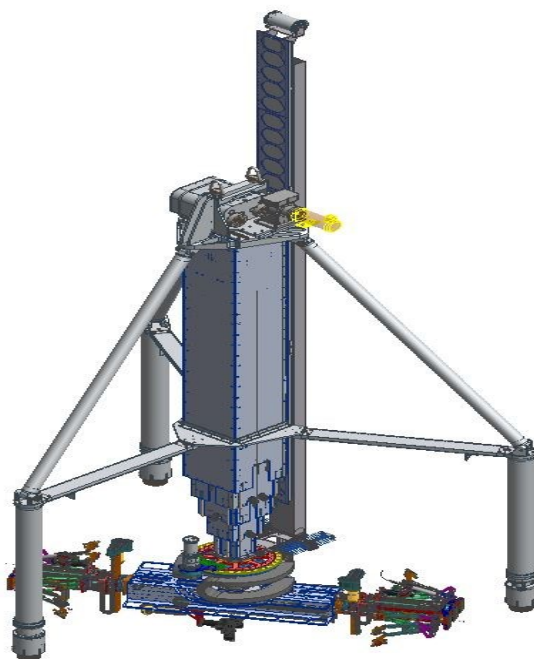


Рисунок 6. Общий вид транспортного манипулятора

Шероховатость поверхности сканирования должна быть не ниже Rz40. При подготовке поверхности должен быть обеспечен доступ к объекту контроля. При отсутствии возможности доступа (частично или полностью), недоступные для контроля участки должны быть определены и задокументированы в заключении по результатам контроля, а схема сканирования откорректирована.

Основным сканированием является параллельное и поперечное сканирование относительно сварного сканирования. Схема сканирования показана на рисунке 7. Если зафиксирован сигнал от дефекта, то проводится повторное сканирование участка с этим дефектом. Сканирование в режиме поиска выполняется со скоростью не более 100 мм/с для поперечного сканирования и не более 75 мм/с для продольного сканирования.

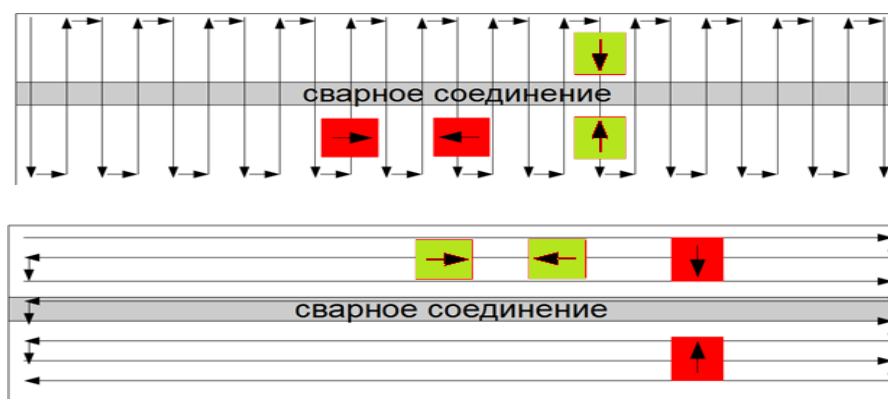


Рисунок 7. Траектория перемещения пьезоэлектрического преобразователя на фазированной решетке при поперечном и параллельном сканировании

По результатам контроля оформляется заключение. В заключение заносятся максимальные измеренные значения параметров дефектов (эквивалентная площадь, условная протяженность и глубина залегания) независимо от того, на каких каналах и на каких углах ввода они были получены. Все индикации, превышающие контрольный уровень, подлежат обязательной фиксации в заключении по результатам контроля.

Качество сварного соединения и аустенитной наплавки считается удовлетворительным при одновременном соблюдении следующих требований:

- характеристики и количество несплошностей удовлетворяют нормам, приведенным в [2];

- дефект не является протяженным;

- расстояние по поверхности сканирования между двумя соседними дефектами не менее условной протяженности дефекта с большим значением этого показателя;

- отсутствуют поперечные дефекты.

Данная система автоматизированного ультразвукового контроля уже внедрена на Нововоронежской АЭС при проведении предэксплуатационного контроль корпуса реактора.

Литература

1. Неразрушающий контроль; В 8 т./ Под. общ. ред. В.В. Клюева. т.3. И.Н. Ермолов, Ю.В. Ланге. Ультразвуковой контроль. – 2-е изд., испр. – М.: Машиностроение, 2008. – 864 с.: ил.

2. Автоматизированный ультразвуковой контроль корпуса реактора: Методика МТ 1.1.4.02.001.1526-2018 / АО «Концерн Росэнергоатом», 2019. – 108 с.: ил.

3. Герасимова, А.Г. Контроль и диагностика тепломеханического оборудования ТЭС и АЭС: учебн. Пособие – А.Г.Герасимова. – Минск: Выш.шк., 2011. – 272 с.

УДК 621.165

ИССЛЕДОВАНИЕ МАЛОРАСХОДНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН

Трахимович И.А., Пантелей Д.Е.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

Малорасходными режимами называются режимы с малым расходом пара непосредственно через турбину или ее цилиндры и отсеки. Малорасходные режимы представлены такими режимами как: режимы холостого хода и нагрузки собственных нужд, беспаровой и моторный режимы.

Под моторным режимом работы турбин понимают такой режим, при котором генератор потребляет энергию из сети, а не передает ее в сеть в результате вращения турбиной. На этом режиме, пар в последнюю часть турбины не поступает, а в конденсаторе поддерживается номинальное давление. Ротор турбины вращается при номинальной частоте вращения. Чаще всего моторный режим возникает автоматически при остановах турбины. Для дубль-блочных установок такой режим характерен во вращающемся резерве одной из турбин. Продолжительность режима 3-4 минуты, что обусловлено перегревом проточной части за счет теплоты от трения и вентиляции. Если необходима более длительная работа, то подается низко потенциальный пар для охлаждения проточной части турбины.

Беспаровой режим – это режим, при котором отсутствует расход пара через цилиндр. Данный режим фактически является аналогом моторного режима работы турбины. Особенность беспарового режима заключается в недопустимости его использования в турбинах высокого и среднего давления. Обосновывается это большими потерями на трение, которые возникают из-за отсутствия потока пара через турбину. А это в свою очередь являются причиной разогрева ротора и корпуса, что в итоге приводит к немалым повреждениям различных участков проточной части турбины.

Холостой ход турбины осуществляется на номинальной частоте и с нулевой мощностью на зажимах генератора. Этот режим приводит к сильному разогреву концевой части турбины, появляются сильные вибрации из-за перемещения в вертикальном направлении разогретых корпусов подшипников. Наиболее опасным является вибрационное напряжение на лопатках последних ступеней, возрастающее при малых объемных расходах пара. В ходе холостого хода отмечается рост температуры выходной части турбоагрегата (ТА), вызываемый ростом динамических напряжений на рабочих лопатках. Данный режим используется для проведения ряда необходимых проверок надежной эксплуатации турбины. Допустимая продолжительность режима холостого хода после сброса электрической нагрузки составляет 15 минут, а для испытания электрического оборудования при пуске после капитального ремонта или монтажа - не менее 20 часов.

При режиме нагрузки собственных нужд расход пара идет только на покрытие мощности, необходимой для электроснабжения всего оборудования блока и всего оборудования станции. Электрическая энергия в сеть не

отпускается. Данный режим расходует немного больше пара, чем режим холостого хода, однако, в то же время, представляет все те же опасности. Продолжительность работы турбоагрегата на режиме нагрузки собственных нужд ограничивается 40 минутами после сброса нагрузки.

Режимы работы турбины с малым расходом пара, как и любые другие режимы, должны соответствовать ряду технико-экономических показателей. При работе на малорасходных режимах работы на детали турбины действует огромное количество механических и тепловых нагрузок. Чтобы эти нагрузки не привели к аварии турбины или к снижению долговечности эксплуатации, необходимо соблюдать некоторые критерии надежности. Снижение надежности возможно по таким причинам как: нагрев ступени, увеличение вибраций, большие нагрузки на детали турбины.

Нагрев ступени обусловлен трением рабочего колеса о пар и ухудшением режима охлаждения ступени (расход проходящего через нее пара уменьшается). Нагрев ступени приводит к быстрому увеличению температуры выхлопного патрубка турбины, что может вызвать расцентровку турбоагрегата.

Увеличение вибраций обосновывается сбоем в однородности течения пара при снижении объемного расхода, а также появление вихрей в корневой и периферийной зонах.

Количество подсасываемого корневым вихрем в последнюю ступень вторичного пара в несколько раз может превышать количество рабочего через ЧНД потока. На малорасходных режимах выявлен эффект саморегулирования, когда уменьшение расхода рабочего пара приводит к соответствующему увеличению вторичного с корневым вихрем. Последнее имеет большое значение, так как при неорганизованном вторичном потоке им в последнюю ступень вносится достаточно большое количество влаги, которая активно участвуя в охлаждении ЧНД и выхлопа турбины приводит к ряду побочных негативных эффектов. Среди них наиболее опасным является эрозионный износ выходных кромок рабочих лопаток последней ступени. Эжектируемая в последнюю ступень влага проявляет себя в создании значительной окружной, осевой и радиальной неравномерности градиентов и полей температур в последней ступени, что ведет к накоплению в металле лопаток усталостных явлений от температурных напряжений. Долгое время считалось, что основным источником влаги, поступающим в последнюю ступень являются капельные потоки, поднимающиеся из конденсатора. Однако это не совсем так. Визуальные наблюдения на турбине Т-110/120-130 МТЭЦ-4 и ПТ-60-130/22 БТЭЦ-4 показали, что основное поступление влаги к выходным кромок последней ступени обусловлено захватом корневым вихрем струй и плёнок стекающих с верхней части выхлопного патрубка и конуса заднего подшипника. Эта влага образуется за счет конденсации пара на холодных стенках патрубка и конуса заднего подшипника турбины. И ее в патрубке настолько много, что картина напоминает хороший “грозовой дождь”. Полученные наблюдения имеют большое значение при организации эффективного охлаждения ЧНД.

Максимальная концентрация напряжений приходится на последнюю ступень. Именно последняя ступень ТА имеет наибольшие геометрические размеры в радиальном направлении, т.е. максимально меняются параметры пара по радиусу. Изменения такого плана довольно существенны несмотря на использование различных конструкторских решений, которые влияют на пространственную геометрию потока. Очень большую роль тут играет изменение реактивности ступени в каждом из сечений.

Внимание следует обращать и на экономичность. В качестве основных факторов, влияющих на экономичность, можно выделить изменение давления в конденсаторе, изменение расхода пара, изменение величины теплоперепада.

Мощность ступени при увеличении давления в конденсаторе или при снижении расхода снизится, т.е. снизится и экономичность. При снижении величины теплоперепада (за счет уменьшения объемного расхода) оптимальное отношение скоростей нарушается, а именно – возрастает, т.е. происходит переход в режим с пониженным КПД. При определенном для данного сечения отношении скоростей окружной КПД становится равным нулю, т.е. полезная мощность перестает вырабатываться. Уменьшение объемного расхода приводит к уменьшению степени реактивности ступени. Другими словами, чем меньше величина начальной степени реактивности, относящейся к корню рабочих лопаток, тем более сильно изменяется реактивность.

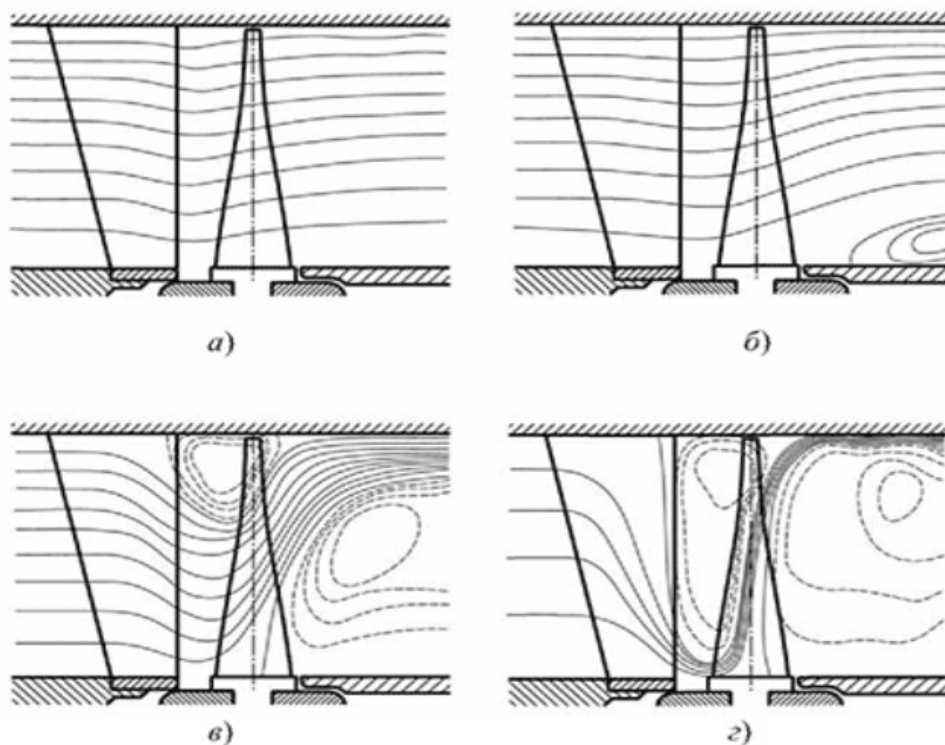


Рисунок 1. Схема течения парового потока в последней ступени турбины в зависимости от объемного расхода пара: а) $\bar{G}v = 1,0$; б) $\bar{G}v = 0,7$; в) $\bar{G}v = 0,25$; г) $\bar{G}v = 0,05$

Уменьшение реактивности в свою очередь ведет к затормаживанию парового потока. Сильней всего это выражается у корня лопатки. В итоге, происходит перестройка парового потока: линии потока поднимаются к периферийной части лопатки, расход через которую увеличивается. В

результате чего образуются вихри в периферийной и корневой зонах осевого зазора. Эти вихри вращаются с почти окружной скоростью рабочего колеса вокруг оси ротора

Такое течение потока присуще всем поочередно ступеням по направлению к первой, по мере снижения объемного расхода пара. Снижению экономичности будет способствовать тот факт, что поток поднимается от корня к периферии и работает не вся поверхность рабочих лопаток ступени, а только периферийная часть.

Малорасходные режимы являются неотъемлемой частью эксплуатации каждой турбины. Подытожив, можно сделать вывод, что при грамотном учете каждой из вышеперечисленной характеристик, возможно обеспечение надежности и экономичности процесса работы теплофикационных турбин.

УДК 621.18-5

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕГУЛЯТОРА ПИТАНИЯ БАРАБАННОГО КОТЛА

Устинович В.В.

Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

От качественного поддержания уровня воды в барабане парового котла во многом зависит надежность работы котельного агрегата, так как упуск уровня воды в барабане приводит к разрыву экранных труб и останову котла. А перепитка приводит к появлению гидравлического и теплового удара, то есть также приводит к останову котла или энергоблока.

Уровень воды в барабане котла обычно поддерживается типовой трехимпульсной системой автоматического регулирования (САР) [1]:

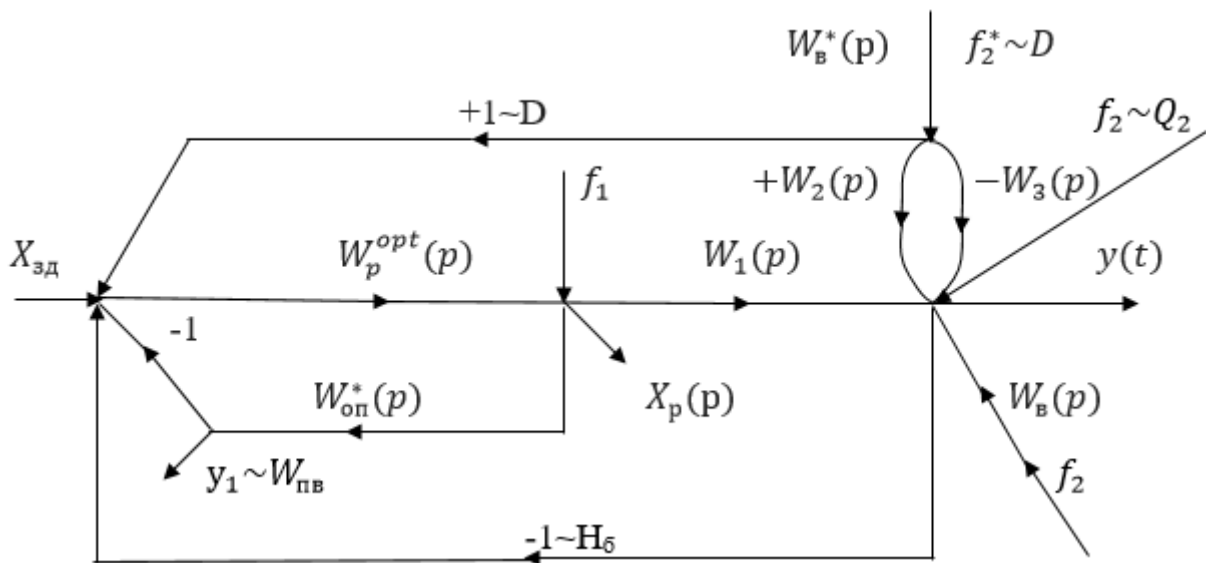


Рисунок 1. Структурная схема типовой трехимпульсной САР

На рисунке обозначено: $x_{зд}$ – заданное значение основной регулируемой величины;

$y_1(t), y(t)$ – промежуточная и основная регулируемые величины;

$f_1(t)$ – внутреннее возмущение;

$f_2(t), f_2^*(t)$ – крайнее внешнее топочное возмущение и возмущение расходом пара (явление «набухания уровня»);

$x_p(p)$ – регулирующее воздействие.

Расчет настройки типовой трехимпульсной САР

ПИ-регулятор настраивается по динамике внутреннего быстродействующего контура, которая в основном зависит от инерционности датчика расхода питательной воды и выражается с помощью инерционного звена I порядка с временем разгона $T_{оп}^*$.

$$T_i = T_{оп}^*, \text{ с} \quad (1)$$

$$K_p = \gamma T_{оп}^*, \quad (2)$$

где T_i – время интегрирования ПИ-регулятора;

K_p – коэффициент передачи.

Численное значение γ выбираем по правилу «Золотого сечения»: 0,618; 0,382; 0,09.

Передаточная функция оптимального регулятора [2]:

$$W_p^{opt}(p) = \frac{T_{оп}p+1}{T_{зд}p}. \quad (3)$$

Передаточная функция опережающего участка:

$$W_{оп}^*(p) = \frac{1}{10p+1}. \quad (4)$$

Динамика объекта регулирования задана в виде передаточной функции реального интегрирующего звена:

$$W_1(p) = \frac{1}{T_1p(\tau_1p+1)}. \quad (5)$$

Передаточная функция внешнего возмущения $f_2^*(t)$ расходом пара с явлением «набухания уровня» воды в барабане котлоагрегата:

$$W_B^*(p) = W_2(p) - W_3(p). \quad (6)$$

Передаточная функция инерционного звена первого порядка:

$$W_2(p) = \frac{k_2}{T_2p+1}. \quad (7)$$

Передаточная функция идеального интегрирующего звена:

$$W_3(p) = \frac{1}{T_3(p)}. \quad (8)$$

Передаточная функция топочного возмущения в виде инерционного звена первого порядка:

$$W_B(p) = \frac{k_B}{T_Bp+1}. \quad (9)$$

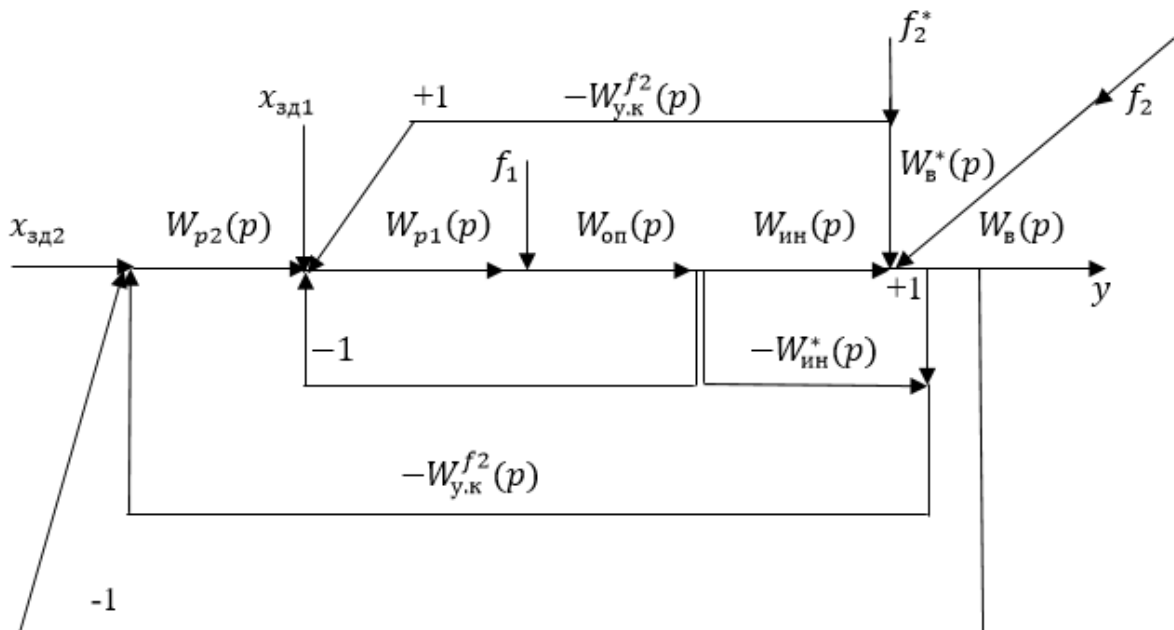


Рисунок 2. Структурная схема предлагаемой САР

Здесь: $x_{зд1}, x_{зд2}$ – заданные значения промежуточной и основной регулируемых величин соответственно;

$y(t)$ – основная регулируемая величина;

$f_1(t)$ – внутреннее возмущение;

$f_2(t), f_2^*(t)$ – крайнее внешнее топочное возмущение и возмущение расходом пара (явление «набухания уровня»).

Основные недостатки типовой трехимпульсной САР:

- при обработке внешнего возмущения расходом пара $f_2^*(t)$ в конце переходного процесса появляется статическая ошибка регулирования;
- большие изменения нагрузки приводят к сильным отклонениям уровня воды в барабане парогенератора, что иногда вызывает срабатывание защиты и отключение котла по причине упуска или перепитки.

Во избежание данных недостатков рекомендуется использовать инвариантную САР (ИСАР) с выделением эквивалентного внешнего возмущения без измерения f_2 на базе каскадной САР (КСАР) [2]:

Расчёт настройки инвариантной САР с выделением эквивалентного внешнего возмущения без измерения f_2 на базе КСАР [2]:

Стабилизирующий регулятор:

$$W_{p1}(p) = [W_{оп}^*(p)]^{-1} \cdot \frac{W_{зд}(p)}{1 - W_{зд}(p)} = \frac{T_{оп}^* p + 1}{T_{зд1} p + 1} \cdot \frac{1}{1 - \frac{1}{T_{зд1} p + 1}} = \frac{T_{оп}^* p + 1}{T_{зд1} p} = \frac{10p + 1}{T_{зд1} p}; \quad (10)$$

$$W_{зд1}(p) = \frac{1}{T_{зд1} p + 1}; \quad (11)$$

$$T_{зд1} = \gamma \cdot T_{оп}^* = 0,618 \cdot 10 = 6,18 \text{ с}. \quad (12)$$

Так же возьмем $T_{зд1} = \frac{T_1^2}{27\tau_1}$, которое вывели из диаграммы Вышнеградского при условии $A_1 = A_2 = 3$.

Получаем

$$T_{зд1} = \frac{T_1^2}{27\tau_1} = \frac{34^2}{27 \cdot 18} = 2,38 \text{ с}. \quad (13)$$

Передаточная функция эквивалентного объекта регулирования:

$$W_{экр}(p) = W_{зд1}(p) \cdot W_1(p) = \frac{1}{T_{зд1} p + 1} \cdot \frac{1}{T_1 p (\tau_1 p + 1)}. \quad (14)$$

Корректирующий регулятор:

$$W_{p2}^{opt}(p) = [W_{экр}(p)]^{-1} \cdot W_{зд2}^{PC(n=3)}(p) = \frac{(T_{зд1} p + 1) T_1 p (\tau_1 p + 1)}{3 T_{зд2} p \left(\frac{T_{зд2}^2}{3} p^2 + T_{зд2} p + 1 \right)}, \quad (15)$$

$$\text{где } W_{зд2}^{PC(n=3)}(p) = \frac{1}{3 T_{зд2} p \left(\frac{T_{зд2}^2}{3} p^2 + T_{зд2} p + 1 \right)}. \quad (16)$$

$$W_{p2}^{opt}(p) = \frac{T_1 p (\tau_1 p + 1) (T_{зд1} p + 1)}{3 T_{зд2} p \left(\frac{T_{зд2}^2}{3} p^2 + T_{зд2} p + 1 \right)} = \frac{34(18p + 1)(T_{зд1} p + 1)}{3 T_{зд2} p \left(\frac{T_{зд2}^2}{3} p^2 + T_{зд2} p + 1 \right)}. \quad (17)$$

Условие инвариантности $y(t)$ по отношению к эквивалентному внешнему возмущению:

$$W_{ук}(p) \cdot W_{зд2}(p) = 1 - W_{зд2}(p); \quad (18)$$

$$W_{ук}(p) = \frac{1 - W_{зд2}(p)}{W_{зд2}(p)} = \frac{1}{W_{зд2}^{PC(n=3)}(p)}; \quad (19)$$

$$W_{ук}(p) = \frac{3 T_{зд2} p \left(\frac{T_{зд2}^2}{3} p^2 + T_{зд2} p + 1 \right)}{(T_{зд2} p + 1)^3}, \quad (20)$$

где

$$T_{зд2} = \gamma\tau_1. \quad (21)$$

Прибегнув к некоторым сокращениям получаем реальный дифференциатор:

$$W_{ук}(p) = \frac{3T_{зд2}p}{T_{зд2}p+1}. \quad (22)$$

Графики переходных процессов САР при отработке основных воздействий:

- █ - типовая трехимпульсная САР (типовая САР);
- █ инвариантная САР с выделением эквивалентного внешнего возмущения без измерения f_2 на базе КСАР (предлагаемая САР).

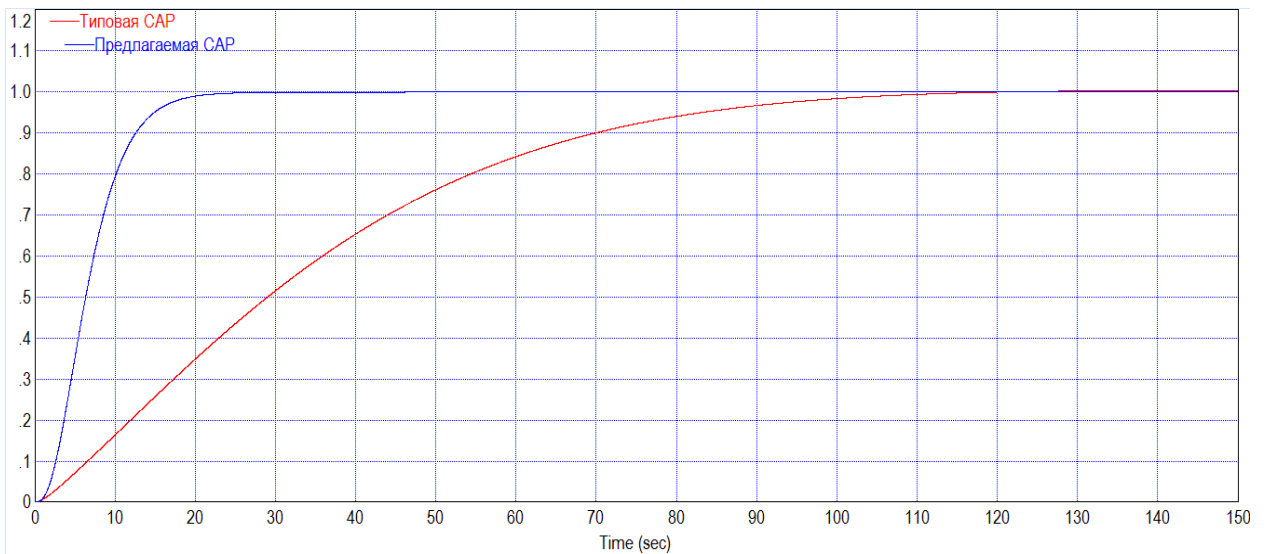


Рисунок 3. Отработка скачка задания $x_{зд}$

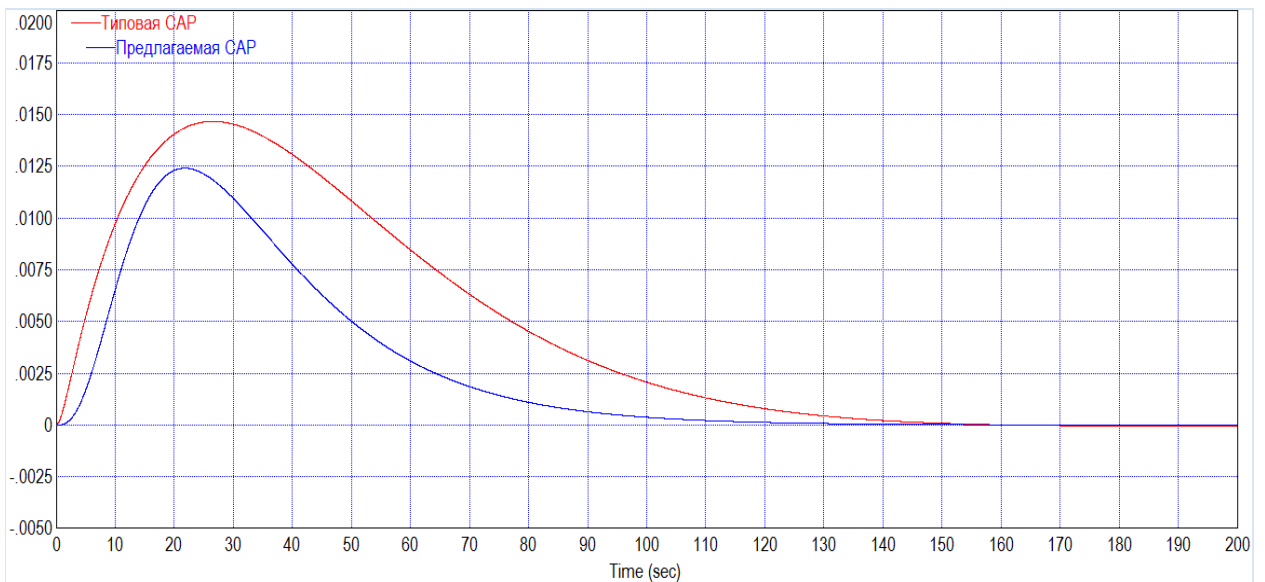


Рисунок 4. Отработка внутреннего возмущения f_1

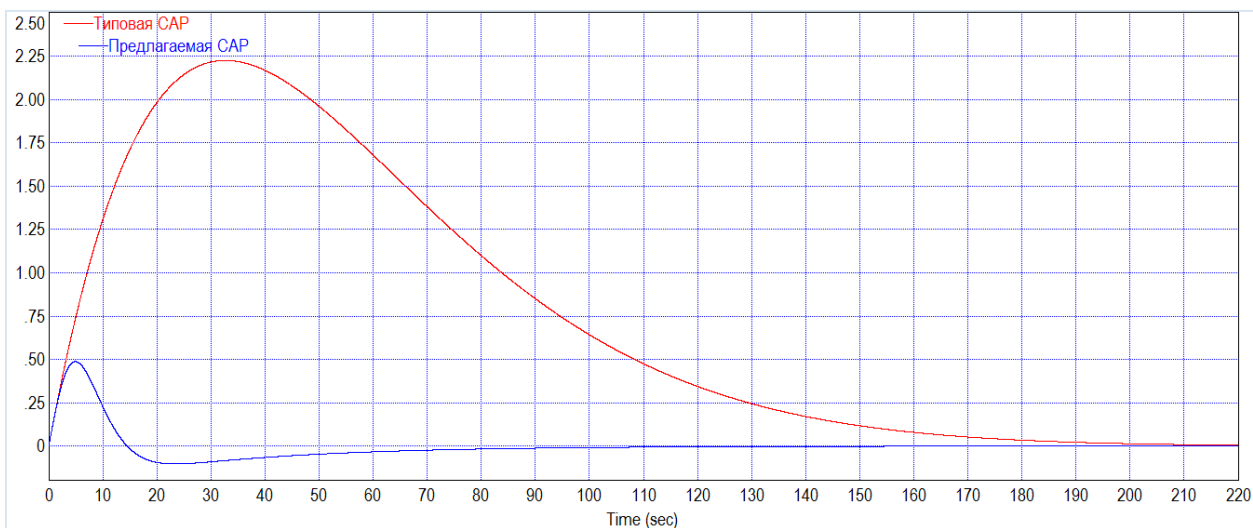


Рисунок 5. Отработка крайнего внешнего топочного возмущения f_2

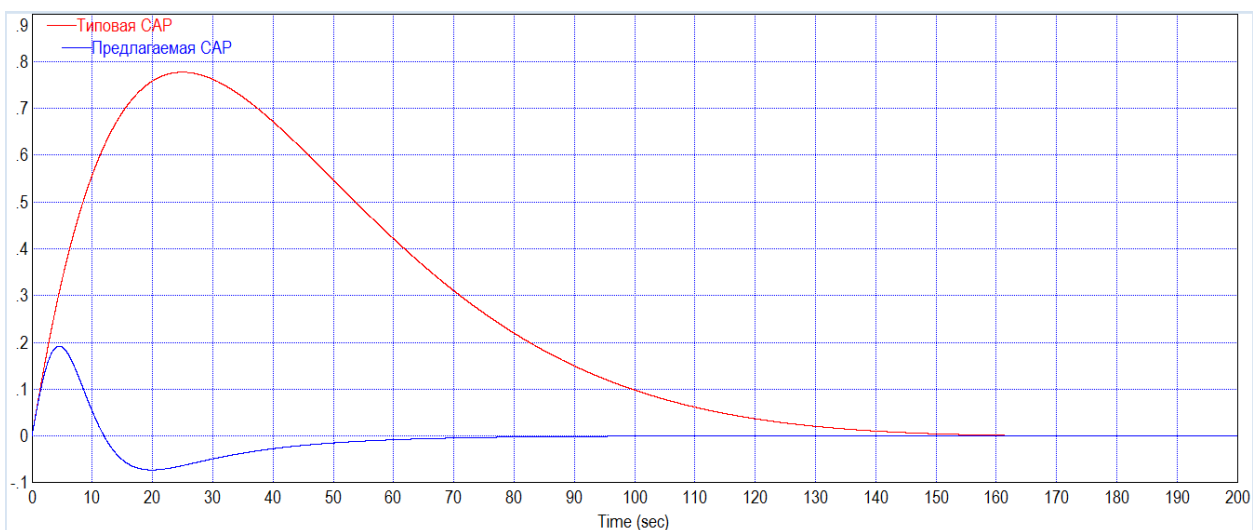


Рисунок 6. Отработка крайнего внешнего возмущения f_2 *расходом пара

Таблица 1

Прямые показатели качества типовой и предлагаемой САР

Наименования САР	$x_{зд}$			f_1		f_2		f_2^*	
	tp, с	σ , %	ψ	tp, с	A_1^+ , %	tp, с	A_1^+ , %	tp, с	A_1^+
Типовая САР	188	0,4	1	150	0,015	192	2,22	130	0,777
Предлагаемая САР	18	0	1	120	0,012	75	0,487	45	0,192

В таблице 1, полученной из анализа графиков переходных процессов, видно, что предлагаемая САР в 10.4 раз повысила быстродействие при отработке скачка задания $x_{зд}$, а величина перерегулирования и вовсе уменьшилась с 0.4 % у типовой до 0 % у ИСАР на базе КСАР (рисунок 3).

Внутреннее возмущение f_1 в 1.25 раз быстрее обрабатывается предлагаемой САР, а максимальная динамическая ошибка регулирования у неё меньше на 8 % (рисунок 4).

Время отработки внешнего топочного возмущения f_2 уменьшилось в 2.6 раз, а максимальная динамическая ошибка регулирования – на 22 % по сравнению с типовой (рисунок 5).

Хорошие показатели ИСАР на базе КСАР продемонстрировала и при отработке внешнего возмущения расходом пара f_2^* с явлением «набухания уровня» – время регулирования уменьшилось в 2.9 раз, а максимальная динамическая ошибка регулирования на 25 % меньше, чем у типовой трехимпульсной САР (рисунок 6).

Использование инвариантной САР с выделением эквивалентного внешнего возмущения без измерения f_2 на базе каскадной САР позволяет существенно улучшить качество регулирования при отработке основных возмущающих воздействий.

Литература

1. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов и вузов / Г.П. Плетнев. – 4-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с.: ил.
2. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами: учеб. пособие / Г.Т. Кулаков [и др.]; под редакцией Г.Т. Кулакова. – Минск: Вышэйшая школа, 2017. – 238 с.: ил.

УДК 681.511.26

СТРУКТУРНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ САУ НЕЙТРОННОЙ МОЩНОСТИ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА

Цыганкова С.Д., Иванов Д.А

Научные руководители – д.т.н., профессор Кулаков Г.Т., к.э.н., доцент Кравченко В.В.

Ядерный (атомный) реактор представляет собой установку, в которой осуществляется самоподдерживающаяся управляемая цепная ядерная реакция деления. Основной частью реактора является его активная зона, где происходит деление ядер и выделяется ядерная энергия [1].

Согласно [2] реактор, как объект управления, является неустойчивым элементом системы, в котором при нормальном режиме эксплуатации, так или иначе, происходят колебания мощности. При отсутствии соответствующего управления, амплитуда колебаний может нарастать, что приведёт к срабатыванию аварийной защиты и остановке всего энергоблока.

Целью настоящей работы является выбор структуры системы управления таким образом, чтобы регулируемая величина не превышала заданной скорости при отработке скачка задания, и при этом учитывалась максимальная величина регулирующего воздействия, а наиболее опасное внутреннее возмущение f_1^0 позволяло получить полную инвариантность y при любом изменении f_1^0 .

Структурная схема системы автоматического управления (САУ) нейтронной мощностью ядерного реактора АЭС приведена на рисунке 1 [3].

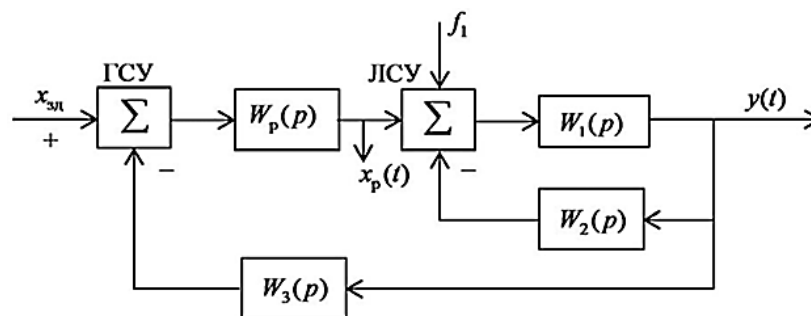


Рисунок 1. Структурная схема САУ нейтронной мощностью ядерного реактора АЭС:

$W_1(p)$ – передаточная функция кинетики нейронов; $W_2(p)$ – передаточная функция температурной обратной связи; $W_3(p)$ – передаточная функция запаздывания; $x_{зд}$ – задающее воздействие от задатчика мощности ядерного реактора; $y(t)$ – относительное отклонение нейтронной мощности; f_1 – возмущение по реактивности ядерного реактора; $x_p(t)$ – регулирующее воздействие; ГСУ – главное сравнивающее устройство; ЛСУ – локальное сравнивающее устройство

Объект регулирования с передаточной функцией $W_1(p)$, описывающий кинетику нейронов, соответствует типовому колебательному звену вида:

$$W_1(p) = \frac{k_1}{T_1^2 p^2 + 2T_1 \xi p + 1} \quad (1)$$

где k_1 – коэффициент передачи звена;

T_1 – постоянная времени;

ξ – коэффициент демпфирования.

Местная температурная обратная связь с передаточной функцией $W_2(p)$ соответствует инерционному звену первого порядка:

$$W_2(p) = \frac{k_2}{T_2 p + 1}, \quad (2)$$

где k_2 – коэффициент передачи звена;
 T_2 – постоянная времени.

ЛСУ обеспечивает отрицательную обратную связь, которая работает в режиме обычного вычитания. Запаздывание главной обратной связи системы управления соответствует звену чистого запаздывания:

$$W_3(p) = e^{-\tau_y p}, \quad (3)$$

где τ_y – время чистого запаздывания.

Передаточная функция внутреннего контура системы управления с учетом передаточных функций (1), (2) и (3) примет следующий вид:

$$W_{\text{экв}}(p) = \frac{b_0 \cdot (T_2 \cdot p + 1) e^{-\tau_y \cdot p}}{a_3 \cdot p^3 + a_2 \cdot p^2 + a_1 \cdot p + 1}, \quad (4)$$

где

$$b_0 = \frac{k_1}{1 + k_1 k_2}, \quad (5)$$

$$b_1 = T_2, \quad (6)$$

$$a_1 = \frac{2T_1 \xi + T_2}{T + k_1 k_2}, \quad (7)$$

$$a_2 = \frac{T_1^2 + 2T_1 T_2 \xi}{1 + k_1 k_2}, \quad (8)$$

$$a_3 = \frac{T_1^2 T_2}{1 + k_1 k_2}. \quad (9)$$

Передаточная функция И-регулятора $W_p(p)$:

$$W_p(p) = \frac{k_p}{p}. \quad (10)$$

С помощью программы VisSim v6.0A произведем моделирование переходных процессов типовой САУ с И-регулятором. При моделировании будем использовать значения, которые представлены в таблице 1.

Таблица 1

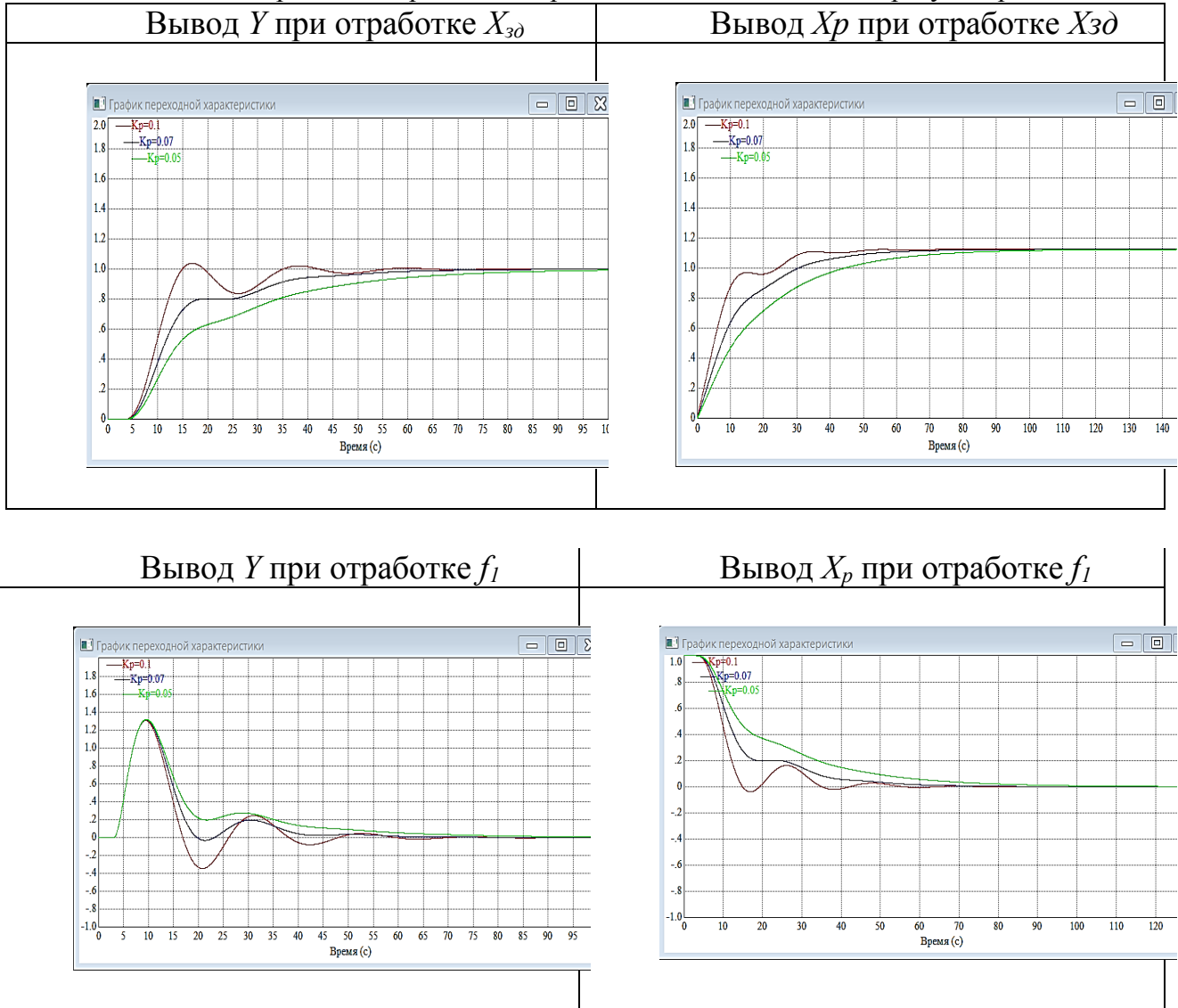
Исходные данные

k_1	$T_1, \text{с}$	ξ	$k_2, \text{с}$	$T_2, \text{с}$	$\tau_{\text{ос}}$
1,6	2,1	0,75	0,5	5,1	3,1

Результаты моделирования переходных процессов представлены в таблице 2.

Таблица 2

Моделирование переходных процессов типовой САУ с И-регулятором



Из анализа графиков переходных процессов следует, что из трёх функций, оптимальной считаем график с $K_n = 0,05$. Для улучшения прямых показателей качества: время регулирования, снятия перерегулирования, уменьшения колебательности переходного процесса – мы предлагаем использовать САУ на базе передаточной функции оптимального регулятора, структурная схема которой приведена на рисунке 2.

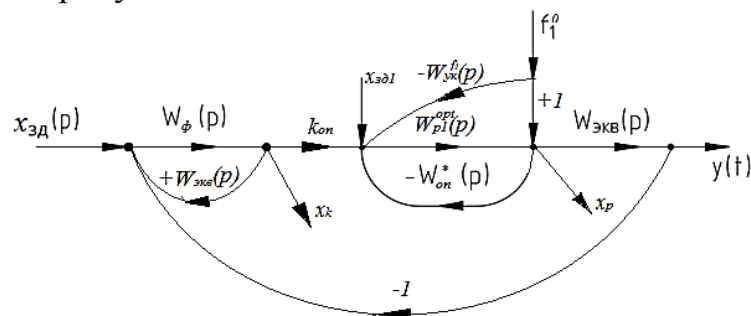


Рисунок 2. Структурная схема САУ нейтронной мощности ядерного реактора АЭС:

$y(t)$ – текущее значение нейтронной мощности ядерного реактора; $x_{зд}$ – заданное значение регулируемого параметра; f_1^0 – наиболее опасное внутреннее возмущение по реактивности ядерного реактора; $x_p(t)$ – регулирующее воздействие; x_k – корректирующее воздействие, равное $x_p(t)$; $W_\phi(p)$ – передаточная функция фильтра; $W_{p1}^{opt}(p)$ – передаточная функция оптимального стабилизирующего регулятора; $W_{on}^*(p)$ – передаточная функция опережающего участка; $W_{ук}^{f_1^0}(p)$ – передаточная функция устройства компенсации наиболее опасного внутреннего возмущения

В данном методе передаточные функции будут определены по следующим формулам:

$$W_{on}^*(p) = \frac{k_{on}}{T_{on}^* p + 1}, \quad (11)$$

$$W_{p1}^{opt}(p) = \frac{T_{on}^* p + 1}{k_{on} T_{on}^* p}, \quad (12)$$

$$W_{ук}^{f_1^0}(p) = \frac{k_{on} T_{on}^* p}{T_{on}^* p + 1}. \quad (13)$$

Передаточную функцию внутреннего контура системы управления определяем по формуле (4).

Передаточная функция фильтра $W_\phi(p)$:

$$W_\phi(p) = \frac{a_3 \cdot p^3 + a_2 \cdot p^2 + a_1 \cdot p + 1}{b_0 \cdot (T_2 \cdot p + 1)(T_{зд} \cdot p + 1)^2}, \quad (14)$$

где

$$T_{зд} = \gamma \tau_{oc}. \quad (15)$$

Стоит отметить, что алгоритм формирования САУ начинаем с выбора структуры стабилизирующего регулятора с $W_{p1}^{opt}(p)$ по передаточной функции опережающего участка оптимального регулятора разомкнутой системы. Дополнительный датчик будет измерять наиболее опасное внутреннее возмущение по реактивности ядерного реактора f_1^0 и подаём на устройство компенсации. Между корректирующим и стабилизирующим регулятором помещаем усилитель $K_{оп}$, который превращает динамику контура в $+1$. Выход $W_\phi(p)$ подключаем ко входу $W_k^{ГОС}(p)$, который с плюсом компенсирует динамику ГОС при отработке скачка задания и превращает замкнутую систему в разомкнутую [4].

Структурную схему моделирования САУ на базе передаточной функции оптимального регулятора представим на рисунке 3.

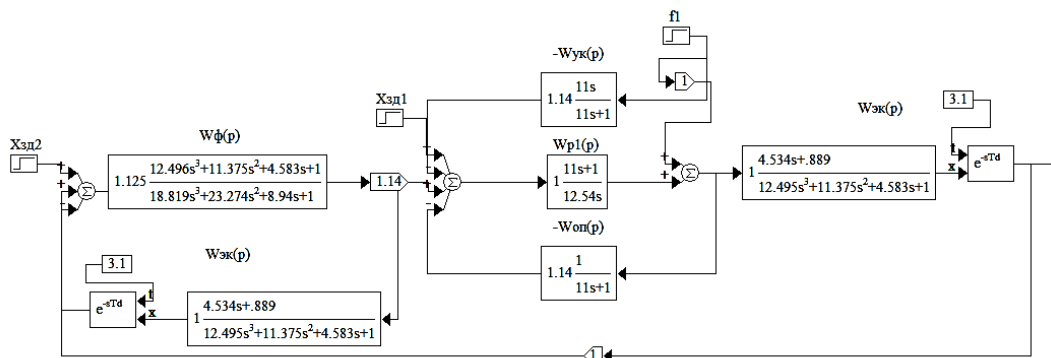
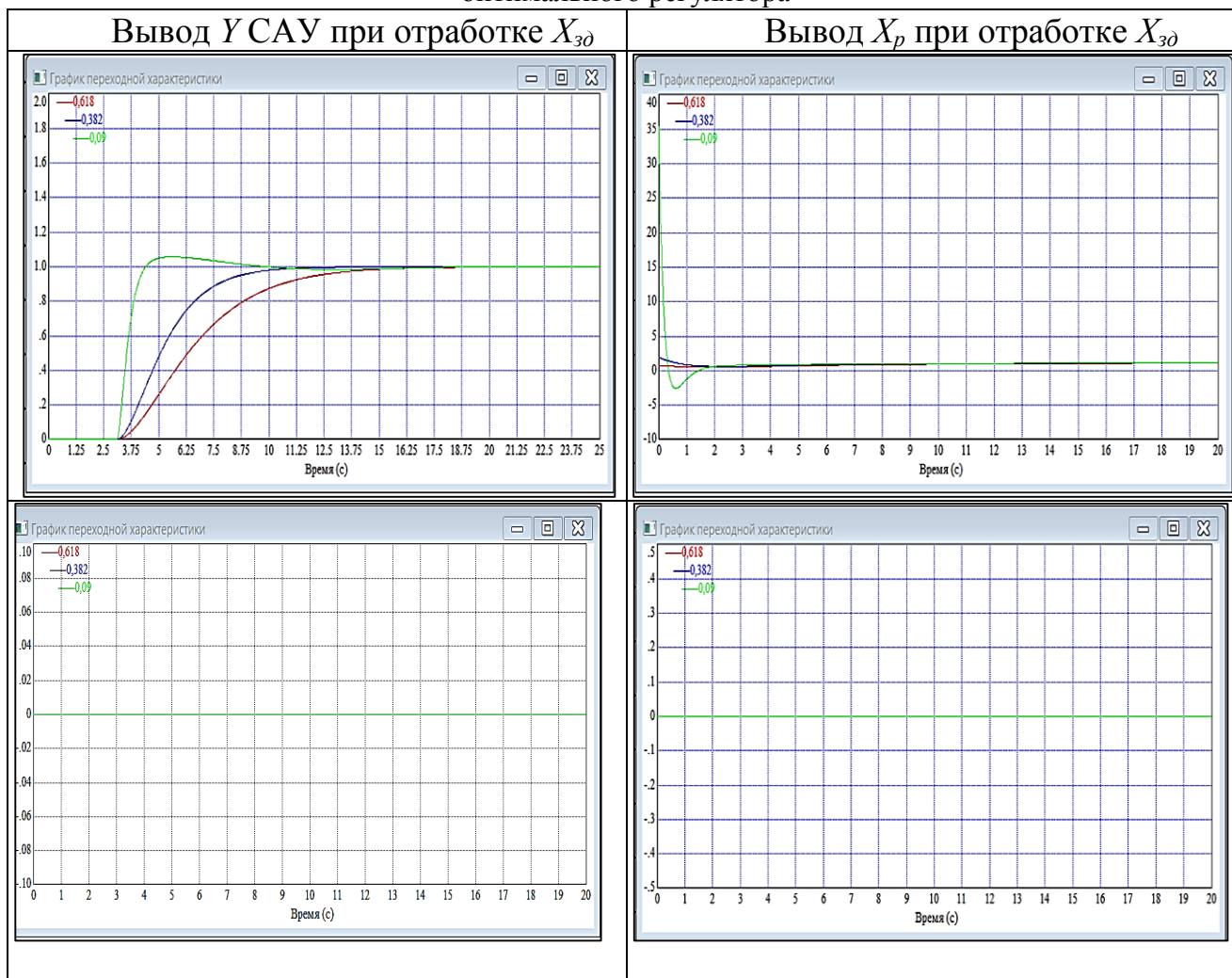


Рисунок 3. Структурная схема моделирования переходных процессов САУ на базе передаточной функции оптимального регулятора

При моделировании будем использовать значения, которые представлены в таблице 1. Результаты представим в таблице 3.

Таблица 3

Моделирование переходных процессов САУ на базе передаточной функции оптимального регулятора



Из полученных графиков переходных процессов мы можем сделать вывод, что уменьшение значения $T_{зд}$ приводит к улучшению качества регулирования. При отработке наиболее опасного внутреннего возмущения максимальная

динамическая ошибка регулирования и величина регулирующего воздействия уменьшаются до 10 раз в сравнении с типовой САУ с И-регулятором (см. графики в таблице 2). При отработке скачка задающего воздействия уменьшается величина регулирующего воздействия.

Структурно-параметрическая оптимизация САР мощности ядерного реактора позволяет изменять нагрузки с заданной допустимой скоростью, а также получать максимально допустимую величину ошибки регулирования при отработке внутреннего возмущения.

Литература

1. Альтернативная энергия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://alternativenergy.ru/energiya/291-princip-raboty-yadernogo-reaktora.html>. – Дата доступа: 21.02.2019.
2. Карначук, В.И. Системы автоматического выравнивания нейтронного потока в ядерных реакторах: учебное пособие / В.И. Карначук; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 221с.
3. Кузьмицкий, И.Ф. Теория автоматического управления: учебник / И.Ф. Кузьмицкий, Г.Т. Кулаков. – Минск: БГТУ, 2010. – 574 с.
4. Кулаков, Г.Т. Теория автоматического управления: учебно-методическое пособие для студентов специальностей 1-53 01 04 «Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами», 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции», 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических станций», 1-53 01 01 «Автоматизация технологических процессов и производств» / Г.Т. Кулаков [и др.]; под общ. ред. Г.Т. Кулакова. – Минск: БНТУ, 2017. – 133 с.

УДК 620.193

КОРРОЗИЯ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ

Цыганкова С.Д.

Научный руководитель – к.э.н., доцент Кравченко В.В.

«Солнце, воздух и вода, столь необходимые человеку для жизни, в то же самое время – злейшие враги конструкционных материалов...»

Елена Лозовская

Из всего многообразия металлов периодической системы Менделеева, только 5 являются термодинамически устойчивыми: золото (Au), серебро (Ag), платина (Pt), иридий (Ir) и палладий (Pd) [5]. Вышеперечисленные металлы представлены в природе в неокисленном состоянии. Все остальные металлы и их сплавы при взаимодействии со средой (жидкость, газ) подвергаются разрушению.

В настоящее время коррозия металла является одной из важнейших проблем производства, так как наносит колоссальный ущерб экономике любой промышленно развитой страны (США, Франция, Япония, Российская Федерация и др.). В соответствии с последними данными международной ассоциации инженеров-коррозионистов (NACE), средние затраты на решение проблемы коррозии ежегодно составляют 4–6 % ВВП. В соответствии с прогнозными данными значений Международного валютного фонда и Focus Economics, в 2019 году на борьбу с коррозией и её последствиями будет затрачено: в США – примерно 860,249 млрд. долларов, во Франции – 117,363 млрд. долларов, в Японии – 209,249 млрд. долларов, в Российской Федерации – 70,171 млрд. долларов.

В соответствии с ГОСТ 5272-68 «Коррозия металлов», коррозионный процесс представляет собой разрушение металла в результате их взаимодействия с коррозионной средой. Термин «коррозия» происходит от лат. «corrodere», что в переводе означает «разъедать» [1]. Под коррозионной средой понимают среду, в которой происходит коррозионный процесс: жидкости, газы. Стоит отметить, что данный процесс является самопроизвольным: в результате происходит уменьшение свободной энергии Гиббса ΔG .

Обозначим за G_1 энергию Гиббса исходных веществ, а за G_2 – продуктов реакции, тогда изменение энергии всей системы [2]:

$$\Delta G = G_2 - G_1, \quad (1)$$

Отметим, что в большинстве случаев значение ΔG отрицательно. Данный факт подтверждает возможность самопроизвольного протекания реакции окисления металла [6].

Н.Д. Толмашов в [3], разделил все известные нам сегодня металлы на пять групп, в зависимости от степени их термодинамической нестабильности:

- металлы повышенной нестабильности (Li, Rb, Cs, Ba, Sr и др.);
- металлы термодинамически нестабильные (Cd, In, Co, Ni, Mo и др.);
- металлы промежуточной термодинамической стабильности (Bi, Sb, Re, Cu, Te и др.);

- металлы высокой стабильности (Hg, Ir, Pd, Pt);
- металлы полной стабильности (Au).

Стоит отметить, что коррозионный процесс не нуждается в создании каких-либо условий, а наоборот требует своевременного принятия мер для предотвращения протекания коррозии. В качестве примера можно привести нанесение смазки, применение каких-либо ингибиторов и т.д.

Сегодня все коррозионные процессы принято классифицировать по следующим признакам [4]:

1. По механизму взаимодействия металлов с внешней средой;
2. По виду коррозионной среды и условиям протекания процесса;
3. По характеру коррозионных разрушений;
4. По видам дополнительных воздействий, которым подвергается металл одновременно с действием коррозионной среды.

По механизму протекания выделяют химическую и электрохимическую коррозию. Химической коррозией называют взаимодействие металла с коррозионной средой, при котором окисление металла и восстановление окислительной компоненты коррозионной среды протекают в одном акте. Этот тип коррозии наблюдается при действии на металлы сухих газов (воздух, сернистый газ, сероводород) и жидких неэлектролитов (бензин, смола). Электрохимической коррозией называют взаимодействие металла с коррозионной средой (раствором электролита), при котором ионизация атомов металла и восстановление окислительной компоненты коррозионной среды протекают не в одном акте и их скорости зависят от электродного потенциала.

По условиям протекания выделяют следующие виды коррозии:

1. Газовая;
2. В электролитах;
3. В неэлектролитах;
4. В естественных природных условиях;
5. Электрокоррозия;
6. Радиохимическая;
7. Биологическая;
8. Фреттинг-коррозия;
9. Коррозия при кавитации;
10. Контактная;
11. Щелевая;
12. Структурная;
13. Термоконтактная.

По характеру коррозионного разрушения различают общую (сплошную) или местную (локальную) коррозию. Сплошная коррозия охватывает всю поверхность металла с одинаковой скоростью. Выделяют следующие виды общей коррозии рисунок 1:

1. Равномерная;
2. Неравномерная;
3. Избирательная.



Рисунок 1. Виды общей коррозии

В свою очередь металлы, подверженные равномерной коррозии, в зависимости от скорости протекания процесса подразделяются на три группы:

1. Скорость коррозии не превышает 0,15 мм/г;
2. Скорость коррозии от 0,15 – 1,5 мм/г;
3. Скорость коррозии больше 1,5 мм/год.

В отличие от общей коррозии, местная охватывает только отдельные участки поверхности металла. Локальная коррозия металлов и сплавов играет значительную роль в разрушении конструкций, трубопроводов, теплообменников, конденсаторов и др.

Выделяют следующие виды местной коррозии рисунок 2:

1. Пятнами;
2. Язвами;
3. Точечная;
4. Сквозная;
5. Нитевидная;
6. Подповерхностная;
7. Межкристаллитная;
8. Ножевая;
9. Коррозионное растрескивание;
10. Коррозионная хрупкость.

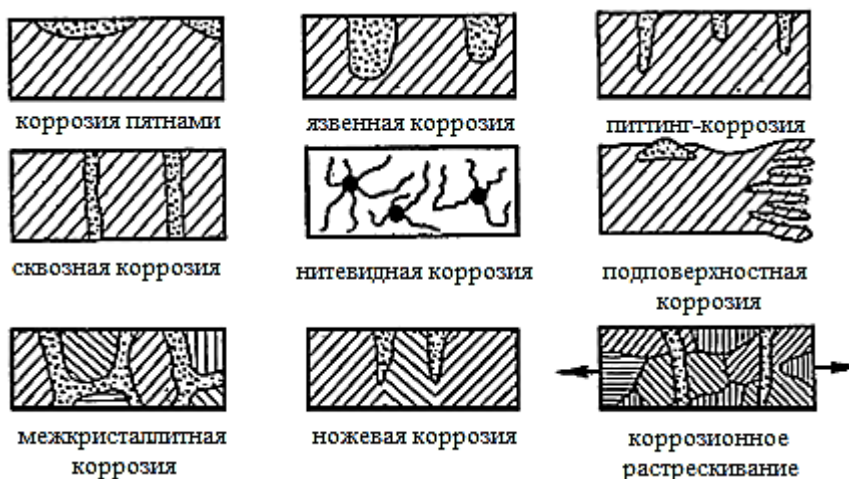


Рисунок 2. Виды местной коррозии

Сегодня не представляется возможным однозначно дать ответ на вопрос, какой из видов коррозии представляет наибольшую опасность. Это зависит, в первую очередь, от условий, при которых эксплуатируется то или иное оборудование. Так, например, оболочки твэлов ядерного реактора из сплавов Э110 и Э635 подвержены сквозной коррозии, коррозии пятнами, питтинговой

коррозия, фреттинг-коррозии. Нельзя не отметить, что в примере важным также является загрязнение металла изделия продуктами коррозии.

В общем случае коррозионный процесс имеет три стадии:

1. Перенос реагирующих веществ к поверхности раздела фаз (реакционная зона);
2. Гетерогенная реакция;
3. Отвод продуктов реакции от реакционной зоны.

Стоит отметить, что каждая из выделенных стадий может включать протекающие параллельно или последовательно свои элементарные стадии. На рисунке 3, 4 представим схему протекания коррозионного процесса, состоящего из трёх последовательных или параллельных стадий.

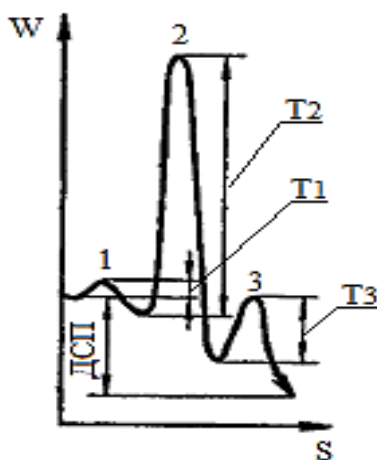


Рисунок 3. Функция энергии от пути протекания коррозионного процесса $W(S)$, состоящего из 3 последовательных стадий

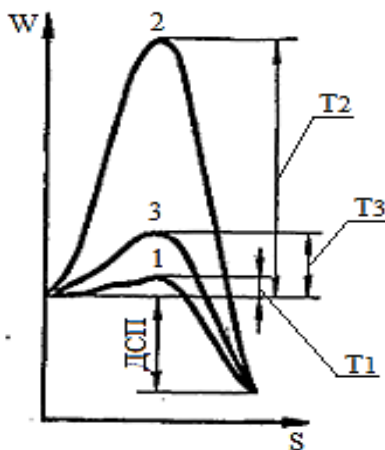


Рисунок 4. Функция энергии от пути протекания коррозионного процесса $W(S)$, состоящего из 3 параллельных стадий

На рисунках 3, 4 обозначены: ДСП – движущая сила процесса, Т – торможение протекания отдельных стадий.

С помощью ДСП и Т можно определить скорость коррозионного процесса [2]:

$$\vartheta = \frac{\text{ДСП}}{T}, \quad (2)$$

В случае если значение T одной из последовательных стадий превышает значения T двух других, то суммарная скорость коррозии определяется по той стадии, где значение T максимально. Так на рисунке 3 основная – стадия 2. В случае, когда коррозионный процесс представляет собой 3 параллельные стадии, суммарная скорость коррозии будет определяться по той, где значение T будет минимальным.

Скорость коррозионного процесса зависит от следующих факторов:

1. Медленности диффузии реагентов к поверхности металла или продуктов реакции в обратном направлении;
2. Медленности химической или электрохимической реакции взаимодействия металла с коррозионной средой или ее компонентами;
3. Медленности обеих стадий при соизмеримости их торможений.

Основными показателями процесса коррозии являются: глубинный показатель (K_{Π}), массовый показатель (K_m^{\pm}), объёмный показатель коррозии (K_V), механический показатель коррозии ($K_{\text{мех}}$), прочностной показатель коррозии (K_{σ}), показатель изменения электрического сопротивления (K_N). Глубинный показатель (K_{Π}) определяется глубиной коррозионного разрушения в единицу времени (мм/г). Массовый показатель (K_m^{\pm}) характеризует изменение массы (m) образца металла в результате коррозии, отнесенное к единице поверхности металла S и к единице времени τ (например, г/(м²·ч)) [2]:

$$K_m^{\pm} = \frac{m}{S \cdot \tau}, \quad (3)$$

Этот показатель может быть отрицательным, если масса металла за время испытания τ после удаления продуктов коррозии уменьшилась. Он может быть и положительным, если масса образца за время испытаний увеличилась.

Объёмный показатель коррозии (K_V) указывает объем поглощенного или выделившегося в процессе коррозии металла газа ΔV , приведенного к нормальным условиям, и отнесенный к единице поверхности металла и к единице времени (например, см³/(см²·ч)) [2]:

$$K_V = \frac{\Delta V}{S \cdot \tau}, \quad (4)$$

Прочностной показатель (K_{σ}) представляет собой отношение изменения предела прочности при растяжении за время τ коррозии, к изменению предела прочности при растяжении до коррозии [2]:

$$K_{\sigma} = \frac{\Delta \sigma_{\tau}}{\Delta \sigma_{\tau 0}}, \quad (5)$$

Для грубой оценки коррозионной стойкости металлов существует десятибалльная шкала:

1. Совершенно стойкие (0,001 мм/год – 1 балл);
2. Весьма стойкие (0,001 – 0,005 мм/год – 2 балла, 0,005 – 0,010 мм/год – 3 балла);
3. Стойкие (0,01 – 0,05 мм/год – 4 балла, 0,05 – 0,10 мм/год – 5 баллов);
4. Понижено стойкие (0,10 – 0,50 мм/год – 6 баллов, 0,50 – 1,00 мм/год – 7 баллов);
5. Малостойкие (1,0 – 5,0 мм/год – 8 баллов, 5,0 – 10,0 мм/год – 9 баллов);
6. Нестойкие (10,0 мм/год – 10 баллов).

Исходя из рассмотренной классификации коррозионного процесса, можно сделать следующие выводы:

1. Большинство металлов в природе находятся в окисленном состоянии за исключением золота, серебра, платины, иридия и палладия.

2. Коррозия – процесс самопроизвольный, в результате которого происходит уменьшение свободной энергии Гиббса.

3. Классификация коррозионных процессов производится в зависимости от механизма взаимодействия металлов с внешней средой, вида коррозионной среды и условий протекания процесса; характера коррозионных разрушений; вида дополнительных воздействий, которым подвергается металл одновременно с действием коррозионной среды.

4. На сегодняшний день выделяют три основных стадии коррозионного процесса: 1. перенос реагирующих веществ к поверхности раздела фаз (реакционная зона), гетерогенная реакция, отвод продуктов реакции от реакционной зоны.

5. Основными показателями коррозионного процесса являются: глубинный показатель (K_{Π}), массовый показатель (K_m^{\pm}), объёмный показатель коррозии (K_V), механический показатель коррозии ($K_{\text{мех}}$), прочностной показатель коррозии (K_{σ}), показатель изменения электрического сопротивления (K_N). Глубинный показатель (K_{Π}) определяется глубиной коррозионного разрушения в единицу времени (мм/г).

Литература

1. Жук, Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов: учебное пособие для металлургических специальностей вузов / Н.П. Жук. – 2-е изд., стер. – М.: Альянс, 2006. – 472 с.

2. Колотыркин, Я.М. Металл и коррозия. Защита металлов от коррозии / Я.М. Колотыркин. – М.: Металлургия, 1985. – 88 с.

3. Неверов, А.С. Коррозия и защита материалов: учеб. пособие / А.С. Неверов, Д.А. Родченко, М.И. Цырлин. – Минск: Выш.шк., 2007. – 222 с.: ил.

4. Улиг, Г.Г. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику: Пер. с англ. / Под ред. А.М.Сухотина. – Л.: Химия, 1989. – Пер. изд., США, 1985. – 456 с.: ил.

5. Чиж, В.А. Водоподготовка и водно-химические режимы электростанций: Учебно-методическое пособие для студентов дневной и заочной форм обучения специальностей 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» и 1-43 01 05 «Промышленная теплоэнергетика» / В.А. Чиж, Н.Б. Карницкий [и др.]. – Минск: БНТУ, 2004. – 99 с.: ил.

6. Шлугер, М.А. Коррозия и защита металлов / М.А. Шлугер, Ф.Ф. Ажогин, Е.А. Ефимов. – М.: «Металлургия», 1981. – 216 с.

УДК 620.179.1

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Эркабаева Е.О., Швецов И.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

Для контроля качества выполнения сварных соединений в энергетике широко используются различные методы как разрушающего, так и неразрушающего контроля. Выбор наиболее подходящего метода и обеспечение надежности сварных изделий являются актуальными задачами.

Подробное описание разных методов контроля основного металла и сварных соединений представлено во многих источниках, но на практике при выборе необходимых методов определяющее значение играют знания и опыт специалиста, осуществляющего контроль качества и разбирающегося в этих вопросах. При выполнении контроля обычно используют несколько методов, которые выбирают, учитывая многочисленные влияющие факторы.

Для того, чтобы облегчить выбор метода контроля, в Пермском национальном исследовательском политехническом университете (ПНИПУ), разработали методику, в которой задача выбора оформляется в виде таблиц [1]. В таблицы вносятся данные по влияющим факторам: толщина металла, вид дефекта, условия работы сварного изделия и прочее, и по степени заполнения таблиц получают информацию о соответствии того или иного метода контроля. При выборе метода неразрушающего контроля: рентгено- или гаммаграфия, ультразвуковая, цветовая (капиллярная) или вихретоковая диагностика, в числе прочего учитываются чувствительность метода, используемое оборудование, параметры контроля и другое.

Помимо задачи выбора наиболее подходящего метода контроля актуальной является задача разработки и освоения новых методов, которые помогут всесторонне оценивать состояние металла сварного шва и вследствие этого оптимизировать технологические приемы сварки и улучшить ее качество.

В основном методы неразрушающего контроля ориентированы на обнаружение нарушений сплошности и в следствие этого не могут гарантировать точную оценку качества сварки. Исходя из данных только такого контроля специалисту трудно определять происхождение дефектов в шве и тем самым совершенствовать технологию сварки.

В настоящее время успешно внедряется в промышленности и энергетике новый метод диагностики, базирующийся на использовании магнитной памяти металла (МПМ) [2, 3].

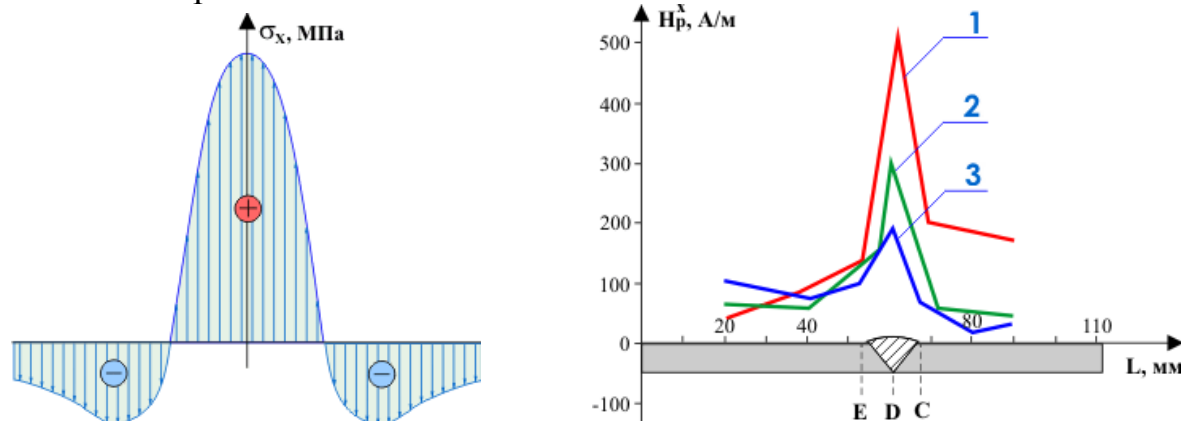
МПМ - метод неразрушающего контроля, разработанный предприятием «Энергодиагностика» (г. Москва, Российская Федерация), позволяющий регистрировать и анализировать магнитное поле рассеяния H_p на поверхности изделий и выявлять на этой основе места концентрации напряжений и дефектов структуры и, соответственно, причин зарождения и развития повреждений. Магнитная структура в сварных швах образуется в ходе затвердевания металла в магнитном поле Земли но при воздействии напряжений, которые имеют место

во время сварки. Регистрация поля рассеяния H_p позволяет выполнять комплексную оценку действительного состояния сварного соединения [3].

Контроль с использованием метода МПМ производится без зачистки металла и предварительного намагничивания и применим на образцах из различных марок сталей, в том числе аустенитных.

На рисунке 1,а представлен типовой вид остаточных напряжений в сварном шве, а на рисунке 1,б – вид поля рассеяния H_p^x , которое было записано с использованием метода МПМ [3].

Из анализа рисунка 1 видно сходство поля остаточных напряжений и магнитного поля рассеяния.



1, 2, 3 - разные сечения пластины

Рисунок 1. Вид остаточных напряжений в сварном шве (а) и вид поля рассеяния H_p^x (б) [3]

Послеоперационный контроль термообработки сварных швов, в большинстве случаев, производится на основе определения твердости металла. Это точечный контроль, который не может гарантировать отсутствие мест концентрации напряжений по сварному шву и в околошовной зоне.

В [3] проанализирована эффективность метода МПМ в ходе контроля качества термообработки сварного шва на участке трубы из стали марки 12Х1МФ. Термическая обработка производилась индукционным нагревом металла шва до 700°C при дальнейшем охлаждении на спокойном воздухе.

На рисунке 2 приведены диаграммы магнитного поля (магнитограммы), полученные в ходе регистрации поля рассеяния и показывающие состояние участка трубы вдали от места сварки (рисунок 2, а) и металла сварного соединения до (рисунок 2, б) и после термообработки (рисунок 2, в) соответственно [3].

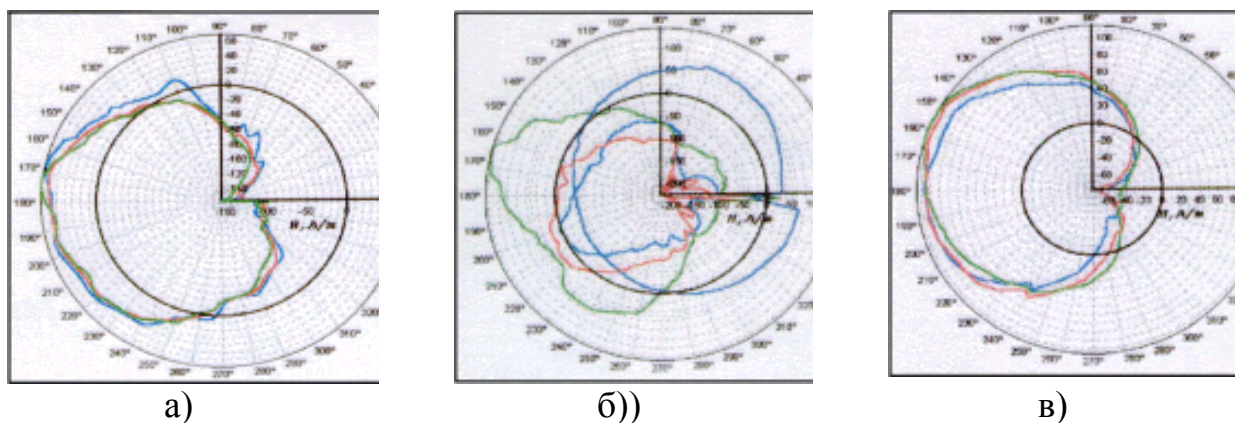


Рисунок 2. Магнитограммы состояния участка труб в удалении от сварного шва (а) и непосредственно сварного соединения до (б) и после (в) термообработки

Как видно из сравнения рисунков 2, б и 2, в, магнитограмма сварного соединения после термообработки схожа с магнитограммой на поверхности изделия вдали от места сварки, то есть в исходном состоянии трубы.

Из анализа этих данных следует, что в качестве сравнительного образца может использоваться магнитограмма, зарегистрированная по периметру трубы вдали от сварного шва, где отсутствует влияние сварки.

В заключение отметим, что помимо изложенного МПМ может помочь решить такие вопросы контроля качества сварки и обеспечения надежности сварных изделий как [3]:

повышение эффективности и надежности методов выявления зон концентрации напряжений, являющихся причинами зарождения и развития повреждений;

научное обоснование допустимых размеров дефектов с точки зрения их влияния на динамику разрушений;

контроль и повышение качества термической обработки сварных соединений и др.

Все вышеуказанное совершенствует сварочные технологии.

Литература

1. Лазарсон Э. В. Теория и методы решения многовариантных неформализованных задач выбора (с примерами из области сварки): монография. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. – 270 с.
2. Дубов А.А., Дубов Ал.А., Колокольников С.М. Метод магнитной памяти металла и приборы контроля. Учебное пособие. М.: Издательский дом «Спектр», 2012. 395 с.
3. Дубов А.А., Колокольников С.М. Проблемы контроля качества сварки и сварочных технологий и их решение на основе метода магнитной памяти металла // [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.energodiagnostika.ru/article-about-mmm-weld.html>.

УДК 697.2

ИНФРАКРАСНЫЕ ОБОГРЕВАТЕЛИ

Иванова Д.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Ярмольчик Ю.П.

Инфракрасные обогреватели давно получили свою известность. Но из-за высокой цены, они не пользуются большим спросом. На данный момент система инфракрасного обогрева на территории Беларуси используется на промышленных предприятиях, в офисах и супермаркетах. Тем не менее, они постепенно внедряются в нишу бытовых приборов. Их стали часто использовать для обогрева в частных домах, на дачах.

Данный прибор не высушивает окружающий воздух. И является надежным оборудованием по параметру пожаробезопасности.



Рисунок 1. – Инфракрасные обогреватели в доме

По принципу излучения инфракрасные обогреватели (рисунок 1) схожи с солнечными лучами. Отличие заключается в том, что при работе аппаратов осуществляется излучение лишь инфракрасного спектра, а вот ультрафиолетовая составляющая лучей полностью отсутствует. Тепло отходящее от инфракрасного обогревателя передается воздуху в помещении, а также предметам, попадающим в радиус действия обогревателя. Степень нагрева каждой поверхности зависит от: угла падения тепловых лучей, формы предмета, цвета и материала поверхности.

Инфракрасные обогреватели встречаются двух видов - газовые или электрические [1].

Газовые обогреватели.

Газовые инфракрасные излучатели предназначены для обогрева больших помещений. Например, загородные дома, склады. Отсчет уровня мощности таких приборов начинается с полутора киловатт. Преимущество газовых инфракрасных излучателей заключается в том, что их можно использовать независимо от электросети. Газ подается в аппараты из баллонов разного объема.

При выборе газового обогревателя необходимо задаться типом нагрева. Нагрев бывает прямой и не прямой.

В случае прямого типа обогрева воздух, требуемый для горелки, поступают из отапливаемого помещения, а продукты горения возвращаются обратно в помещение. Следовательно, согласно технике безопасности, устанавливая газовую модель инфракрасного обогревателя с прямым нагревом, необходимо оборудовать помещение эффективной и качественной системой вентиляции.

В случае непрямого типа обогрева в приборах предусмотрена система отвода продуктов горения. Установка таких приборов с отводом требует наличия профессиональных навыков.



Рисунок 2. Инфракрасные газовые обогреватели в кафе

Но есть тут и свои подводные камни – далеко не для каждого помещения удастся получить разрешение на применение газового оборудования. Конечно же, установить газовый инфракрасный обогреватель гораздо проще, нежели

создавать тепловую сеть. Но тут необходимо продумать, насколько доступным для вас будет хранение, транспортировка газа.

Для подключения к газовой магистрали понадобится получить разрешение газовой службы и пригласить квалифицированных специалистов. Если прибор работает от газового баллона или емкость для газа находится внутри (обогреватели уличные газовые в форме фонаря), необходимо соблюдать все меры предосторожности при работе с газом.

При соблюдении всех правил установки можно создать надежную автономную отопительную систему и значительно снизить расходы на отопление.

Электрические обогреватели.

Электрические инфракрасные излучатели, работающие от электрической сети, вполне могут эксплуатироваться в бытовых нуждах. Обычно для этого применяются приборы, мощность которых не превышает полтора киловатта.

Основное отличие инфракрасных-электрообогревателей от газовых моделей заключается в материале, из которого выполнена спираль. Раньше спирали изготавливали на кварцевой основе, однако в наши дни все большим спросом пользуются карбоновые аналоги. Дело в том, что уровень теплопроводности углесодержащих волокон (карбона) гораздо выше. Благодаря этому отдача тепла осуществляется заметно быстрее.

Основная сложность установки этого вида обогревателей заключается в правильном выборе места установки. Приборы небольшой мощности 300-800 Вт можно располагать в любом месте помещения, соблюдая несложные правила: не устанавливать его под розеткой; излучение должно быть рассеянным, а не направленным на человека; желательно провести отдельную электрическую линию, а на электрощите установить защитный автомат; вблизи не должно находиться легковоспламеняющихся веществ и предметов обстановки.

Сравним экономическую выгоду использования электрического и газового обогревателей.

Таблица 1

Характеристики инфракрасных обогревателей

	Ballu ВИН-Т-6.0 (эл)	Ballu ВIGH-55 (газ)
Площадь обогрева, м ²	60	60
Потребляемая мощность, кВт	6	4,2.
Вес, кг	8,7	9,5
Расход топлива	6 кВт/ч	0,32 кг/ч

Задавшись температурным годовым графиком г. Минск, определим число часов стояния температуры.

Таблица 2

Число часов стояния температуры

Температура t, °С	Время τ, ч
ниже 8 °С	4860
выше 8 °С	3540

Затраты в отопительный период

$$C_i = B \cdot T_i \quad (1)$$

где T_i – тариф в период отопления (1), без отопления (2).

Суммарные затраты

$$C_{год} = C + C_i \quad (2)$$

где C_i – Затраты в отопительный период (1), без отопления (2).

Сводим результаты экономического расчета в таблицу 3.

Таблица 3

Экономический расчет

	Ballu BИH-T-6.0 (эл)	Ballu BИH-55 (газ)
Цена С, р	310р	255
Расход топлива В	6 кВт/ч	0,45 м ³ /ч
Тариф в период отопления Т1	0,1 р/кВт	0,1 р/ м ³
Тариф в период без отопления Т2	0,1 р/кВт	0,4 р/ м ³
Затраты в отопительный период С1, р	2916	218,7
Затраты в не отопительный период С2, р	2124	637,2
Суммарные затраты за год Сгод, р	5350	1110,9

В заключении отметим. В экономическом плане газовые инфракрасные обогреватели выгоднее и по стоимости, и по цене за потребляемое топливо. Но они больше по габаритам. Для их установки и обслуживания необходим специальный допуск, а также в помещении, где установлен газовый обогреватель, должна присутствовать хорошая вентиляция. Электрические инфракрасные обогреватели в этом плане гораздо проще.

Литература

1. ГВОЗДЕМ.RU // Выбираем инфракрасный обогреватель. [Электронный ресурс]. – 2019/ - Режим доступа: <http://www.gvozdem.ru/bytovaya-tekhnika/obogrevatel-infrakrasnyj-vybor-1.htm/> – Дата доступа: 09.04.2019.
2. ПРОМВЕНТХОЛОД // Фрикулинг: возможности, системы, преимущества. [Электронный ресурс]. – 2019. - Режим доступа: <https://www.promventholod.ru/tekhnicheskaya-biblioteka/frikuling-vozmozhnosti-sistemy-preimushchestva-.html/> – Дата доступа: 09.04.2019.

УДК 621.578

ХОЛОДИЛЬНАЯ МАШИНА С СИСТЕМОЙ ЕСТЕСТВЕННОГО ОХЛАЖДЕНИЯ

Иванова Д.С., Игнатович Р.С.

Научный руководитель – ассистент Мясникович В.В.

Используя холодильные машины для отвода теплоты от нагретой системы, мы имеем большие экономические затраты на электричество. Развивая эту тему, была разработана естественная система охлаждения благодаря низким температурам окружающей среды – система «Free Cooling» (FC) — «свободное охлаждение», «естественное охлаждение»

Основное преимущество системы естественного охлаждения – энергосбережение. Схема оптимальна для широт Беларуси с умеренным климатом, где низкие температуры держатся долгий срок.

При наличии естественного охлаждения в холодное время года жидкость охлаждается не в испарителе, а в специальном теплообменнике – драйкупере, где в качестве источника охлаждения используется наружный воздух с низкой температурой. В этом случае чиллер оборудован дополнительным контуром охлаждения, по которому циркулирует незамерзающий водный раствор, что отображено на рисунке 1.

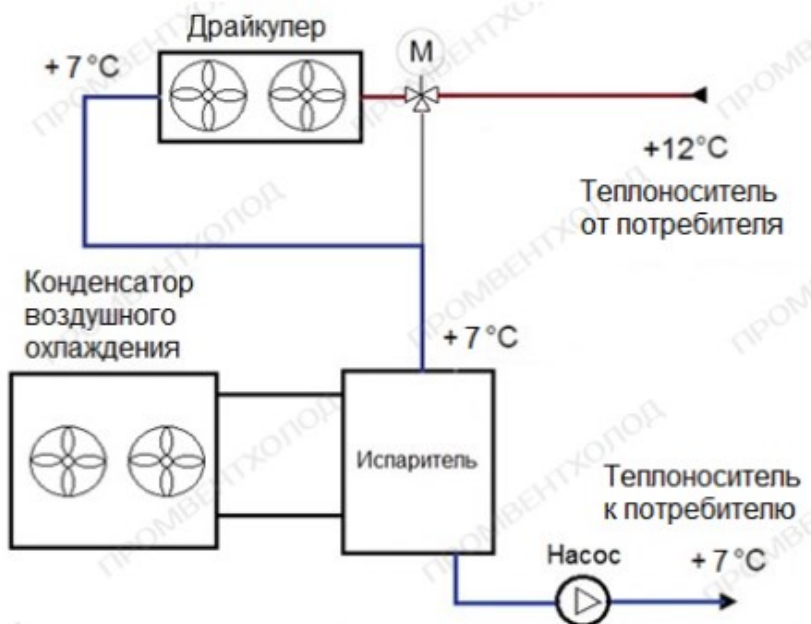


Рисунок 1. Схема холодильной установки с системой естественного охлаждения

Система естественного охлаждения применяется как дополнительное оборудование к холодильной машине (ХМ). Установка охлаждения включается в работу с температур наружного воздуха на 2 град ниже температуры теплоносителя на входе. На рисунке 2 отображена зависимость мощности, потребляемой ХМ, с уменьшением температуры при использовании систем FC.

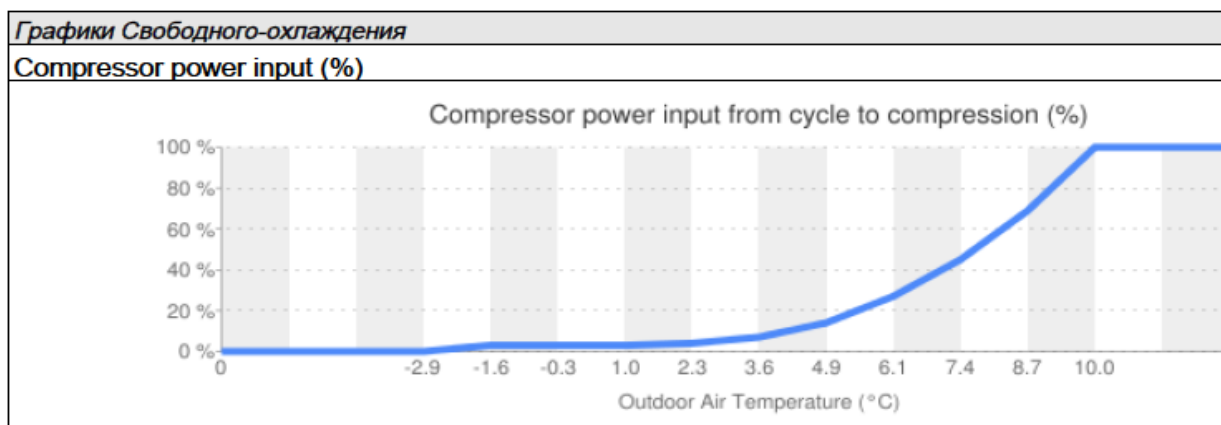


Рисунок 2. Электропотребление ХМ с использованием FC

Как пример, рассматриваем ХМ WSAT-XEE 262 (FC). Стандартный температурный график 12-7 °С. Соответственно, при температуре окружающей среды 10 °С, электропотребление ХМ начинает уменьшаться. И при температуре 1 °С система FC обеспечивает полное самостоятельное охлаждение. Разгрузка ХМ - 100%.

Произведем выкладки экономии потребления электроэнергии без и с использованием системы естественного охлаждения на базе реальной установке WSAT-XEE 262 в таблице 1.

Таблица 1

Экспериментальные данные двух подобных установок

	Размерность	WSAT-XEE 262	WSAT-XEE 262 (FC)
Холодильная мощность, N _х	кВт	64.1	61,1
Потребление компрессоров, N _к	кВт	22,3	23,3
Холодильный коэффициент		2,87	2,62
Потребление вентиляторами, N _в	кВт	2	2

Задавшись температурным годовым графиком города Минск определим число часов стояния температуры.

Таблица 2

Число часов стояния температуры

	WSAT-XEE 262	WSAT-XEE 262 (FC)	Разгруженность холодильной машины а, %
Число часов работы в год	8400	8400	
	Число часов стояния температур τ, ч		
ниже 0 °С	2745	2745	0
от 0 до 8 °С	2115	2115	30
от 8 до 10 °С С	317	317	65
выше 10 °С	3223	3223	100

Мощность электроэнергии потребляемой холодильной машиной в год

$$N_{\text{год}} = (N_{\text{к}} + N_{\text{в}}) \cdot 8400 \quad (1)$$

Мощность электроэнергии потребляемой холодильной машиной с системой естественное охлаждение в период времени

$$N_i = (N_k + N_e) \cdot \tau \cdot a \quad (2)$$

где τ – количество часов стояния;

a – процент разгрузки холодильной машины.

Мощность электроэнергии потребляемой холодильной машиной с естественным охлаждением в год

$$N_{fc} = \sum N_i \quad (3)$$

Таблица 3

Расчеты потребления электроэнергии

	Размерность	WSAT-XEE 262	WSAT-XEE 262 (FC)
Потребление электроэнергии в год без функции Free Cooling, $N_{год}$	кВт·ч	204120	212520
Потребление электроэнергии в год с FC, N_{fc}	кВт·ч	-	102808
Потребление при температуре ниже 0 оС, N_i	кВт·ч	-	0
Потребление при температуре от 0 до 8 оС, N_i	кВт·ч	-	16053
Потребление при температуре от 8 до 10 оС (ориентировочно), N_i	кВт·ч	-	5213
Потребление при температуре выше 10 оС, N_i	кВт·ч	-	81542

По стоимости WSAT-XEE 262 - 17500 евро, WSAT-XEE 262 (FC) - 25300 евро. При стоимости электроэнергии 0,1 евро/кВт·ч установка в год выходит WSAT-XEE 262 – 20412 евро, WSAT-XEE 262(FC) – 10281 евро. Данные по расчетам окупаемости установки в период 10 лет отражены в таблице 3.

Таблицы 4

Окупаемость установки с естественным охлаждением

			WSAT-XEE 262	WSAT-XEE 262(FC)
Затраты в первый год эксплуатации	1	Евро	37912	35581
Затраты в последующие годы эксплуатации	2	Евро	20412	10281
	3	Евро	20412	10281
	4	Евро	20412	10281
	5	Евро	20412	10281
	6	Евро	20412	10281
	7	Евро	20412	10281
	8	Евро	20412	10281
	9	Евро	20412	10281
	10	Евро	20412	10281
	Затраты итого за 10 лет		Евро	221620
Экономия за 10 лет эксплуатации за счет функции Free Cooling		Евро		93512

В заключении уточним, что данная система имеет некоторые недостатки. Во-первых – это стоимость выше, чем у холодильной машине без естественного охлаждения. А также системы естественного циркулирования предполагают использование в качестве теплоносителя незамерзающих водо-гликолевых смесей. В случае если использование антифриза не допускается техническим заданием или проектом, то системы естественного охлаждения оснащаются дополнительным контуром с промежуточным теплообменником. В связи с чем, появляется дополнительная насосная группа в контур с водой.

Но даже эти дополнительные затраты не сравнимы с масштабом окупаемости установки с естественным охлаждением. Поэтому система естественного охлаждения должна в обязательном порядке использоваться в холодильных установках.

Литература

1. MKGROUP // Правила установки инфракрасных обогревателей. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://www.moscowclimate.ru/articles/page189> – Дата доступа: 09.04.2019.
2. StudFiles // Естественное и искусственное охлаждение. Способы искусственного охлаждения. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://studfiles.net/preview/5275987/page:2/> – Дата доступа: 09.04.2019.

УДК 621.3

СРАВНЕНИЕ ГРАДИРЕН С ОСЕВЫМ И ЦЕНТРОБЕЖНЫМ ВЕНТИЛЯТОРАМИ

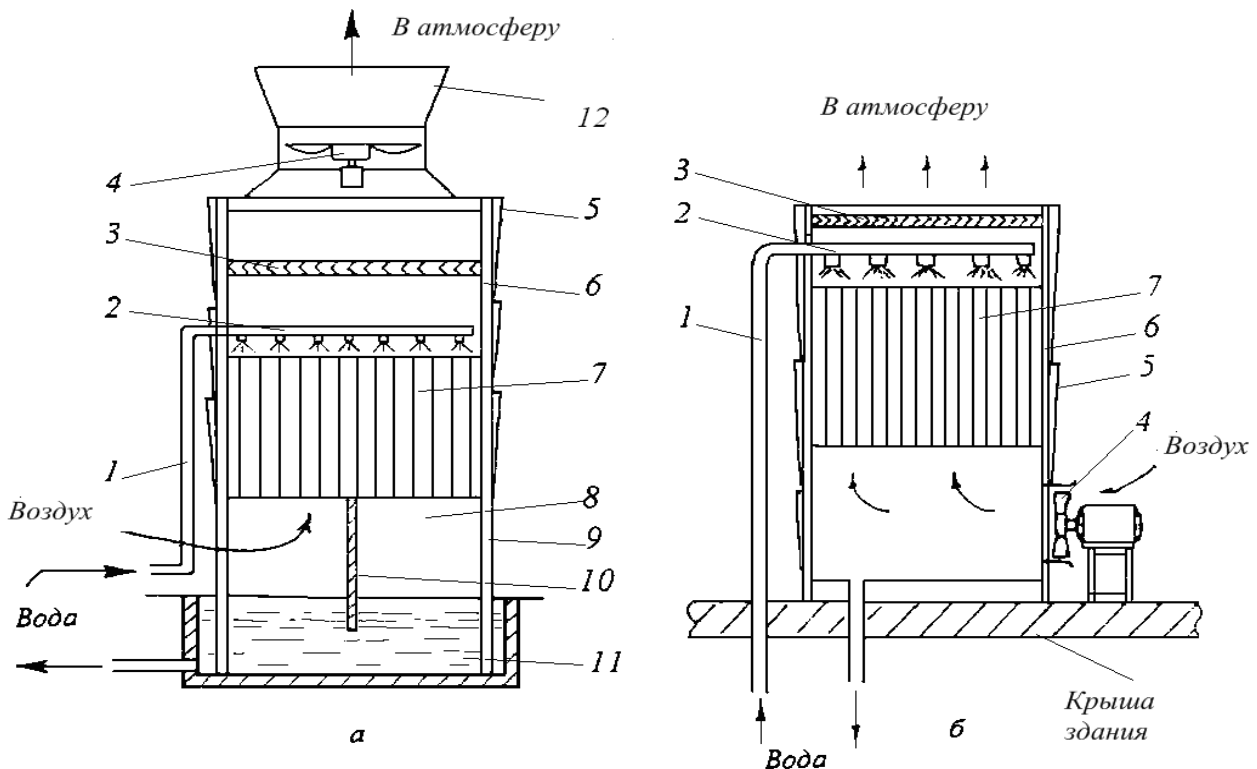
Игнатович Р. С., Богдан А. А.

Научный руководитель – ассистент Мясникович В.В.

Градирня – это контактный теплообменный аппарат для охлаждения большого, как правило, количества воды потоком воздуха, движущегося противотоком.

Принцип действия градирен состоит в испарении определенного количества воды при ее контакте с воздухом (испарительное охлаждение). Чем больше поверхность контакта, тем более благоприятны условия теплоотдачи. При этом температура воды снижается.

Существуют различные виды градирен. По способу подвода воздуха к воде они подразделяются на: башенные, атмосферные, эжекционные и вентиляторные. Вентиляторные градирни нашли самое широкое применение благодаря своей компактности, более глубокому охлаждению воды, чем у других типов градирен, меньшей зависимости степени охлаждения от параметров наружного воздуха, возможности регулировки охлаждающей способности.



а – градирня с вентилятором, создающим разрежение;

б – градирня с нагнетательным вентилятором

Рисунок 1. Схема вентиляторных градирен

Градирни вентиляторного типа обычно классифицируют по двум основным параметрам: расположение вентиляторов и по способ образования поверхности контакта воды и воздуха.

По расположению вентиляторов градирни подразделяют на: с нагнетанием (рисунок 1 б) и с созданием разряжения (т.е. вытяжные) (рисунок 1 а). В градирнях с нагнетанием вентиляторы располагаются снизу, а в градирнях с разряжением – сверху

При применении вентиляторов, создающих разряжение, обеспечивается более равномерное распределение воздуха по поперечному сечению в основании градирни, чем при использовании нагнетательных вентиляторов, так как при входе воздуха с большой скоростью и повороте его под прямым углом для движения вверх создается неравномерное поле скоростей.

Вентиляторы, создающие разряжение, выбрасывают воздух вверх со скоростью 6–10 м/с, и вертикальное направление потока влажного воздуха после вентиляторов сохраняется на участке высотой 10–25 м, что практически исключает возможность рециркуляции воздуха. При использовании нагнетательных вентиляторов воздух выходит из градирни со скоростью около 1,0–2,5 м/с, и уже сравнительно слабый ветер может приводить к рециркуляции, т.е. задуванию уходящего теплого влажного воздуха вниз и вторичному всасыванию его вентилятором, что ведет к резкому ухудшению испарительного охлаждения воды.

Нагнетательные вентиляторы обычно применяются для градирен с площадью орошения не более 16 м². В холодную погоду лопасти нагнетательного вентилятора могут обмерзнуть, так как на них попадают вместе с холодным воздухом частицы воды, выносимые из градирни. В вентиляторах, создающих разряжение, возможность обмерзания во время работы исключается, так как лопасти их постоянно омываются теплым воздухом.

С конструктивной точки зрения установка нагнетательных вентиляторов более проста, и они более устойчивы ввиду того, что их можно располагать на фундаментах, непосредственно на земле или на крыше здания. Облегчается доступ для их ремонта и обслуживания, проще соединения с электродвигателем, чем у всасывающих вентиляторов. С несущего каркаса градирни снимается нагрузка от вентилятора, редуктора и двигателя, что облегчает каркас и исключает возможность его вибрации во время работы вентилятора.

Проведём сравнение градирни с осевым вентилятором Ruhrkuhlurm серия А и с центробежным вентилятором NCT серия VR с равным расходом охлаждающей воды 150 м³/ч.

Таблица 1

Характеристики градирен с центробежными и осевыми вентиляторами

	Центробежные	Осевые
Температура окружающей среды	26 °С	
Относительная влажность воздуха	64 %	
Расход воды	150 м ³ /ч	150 м ³ /ч
Температура горячей воды	55 °С	55 °С
Температура холодной воды	28°С	28°С
Расход на подпитку	7,3 м ³ /ч	7,05 м ³ /ч
Установленная мощность	37 кВт	11 кВт

Из таблицы явно видно, что при заданных в конкретном примере параметрах градирни с центробежным вентилятором потребляют значительно больше электроэнергии чем с осевыми. Так же в центробежных вентиляторах имеют место бóльшие потери воды, чем в осевых. При относительно одинаковых капитальных затратах на установку вышеназванных градирен рассмотрим их эксплуатационные затраты.

Таблица 2

Расчёт затрат на установленную мощность вентиляторов

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии	0,10 евро	
Время работы оборудования в году	7000 часов	
Затраты на эксплуатацию	Центробежные	Осевые
	$37 \cdot 0,10 \cdot 7000 =$ =25900 евро/год	$11 \cdot 0,10 \cdot 7000 =$ =7700 евро/год

Вывод: центробежные вентиляторы хорошо себя проявляют на малых расходах, однако более экономически выгодным вариантом будет установка градирен с осевыми вентиляторами. По этой причине большие белорусские промышленные предприятия используют блоки обратного водоснабжения на базе градирен с осевыми вентиляторами.

УДК 628.179.2

ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ УСТАНОВКИ ГРАДИРНИ НА МИНСКОМ КСИ

Богдан А.А., Иванова Д.С.

Научный руководитель – ассистент Мясникович В.В.

Минский КСИ – завод по производству силикатных изделий. а именно блоков, перемычек и дробленого утеплителя из ячеистых бетонов, плит пенополистирольных теплоизоляционных, кирпичей и многого другого. Силикатные изделия представляют собой искусственный каменный материал, изготовленный из смеси извести, песка и воды, отформованный путем прессования под большим давлением и прошедший автоклавную обработку.

В технологии производства продукции Минского комбината силикатных изделий участвует большое количество воды, часть которой, отработав свой цикл, выбрасывается в канализацию из-за её высокой температуры и загрязнённости. Пройдя очистку в отстойниках, эта вода может быть использована вторично, при условии, что вода с температурой 60 – 80 °С будет охлаждаться до нужной температуры в 20 – 25 °С.

Имея данные по сбрасываемой воде, а именно её расход и температуру, можно подобрать необходимое устройство – градирню для её охлаждения. Градирня – это устройство для охлаждения большого количества воды направленным потоком атмосферного воздуха.

В настоящее время градирни большой производительности применяются в системах оборотного водоснабжения. В гражданском строительстве градирни используются, например, для охлаждения конденсаторов холодильных установок, при кондиционировании воздуха, охлаждении аварийных электрогенераторов. Наибольшее распространение применение градирен получило в промышленности для охлаждения разного рода технологического оборудования, при химической очистке веществ, часто в связке с системой местных очистных сооружений.

Для установки определённого типа градирни, необходимо предварительно произвести её технико-экономический расчёт, по которому делается вывод о целесообразности установки того или иного её типа.

Для расчёта возьмём градирню фирмы Ruhrkuhlurm типа A2400, но в расчётах будем учитывать, что их две, так как тогда они смогут обеспечить необходимый расход воды в 40 м³/ч. В таблицу 1 сведены параметры, на которые ведутся расчёты, а в таблицу 2 – при которых работает градирня.

Таблица 1

Проектируемые параметры

Параметр	Величина	Размерность
Объём тепла	1,752	МВт
Поток охлаждающей воды	40	м ³
Температура горячей воды	60,00	°С
Температура холодной воды	22,00	°С

Температура окружающего воздуха	23,0	°С
Температура влажного термометра	19,1	°С
Относительная влажность	70,0	%
Барометрическое давление	1,013	мбар

Таблица 2

Рабочие параметры

Параметр	Величина	Размерность
Потери испарения	5,15	%
Поток свежей воды	3,06	м ³ /ч
Поток удаляемой воды	1,02	м ³ /ч
Номинальное потребление вентилятором	1,8	кВт
Номинальная мощность двигателя	2,2	кВт

На рисунке 1 представлена схема одного из корпусов устанавливаемой градирни.

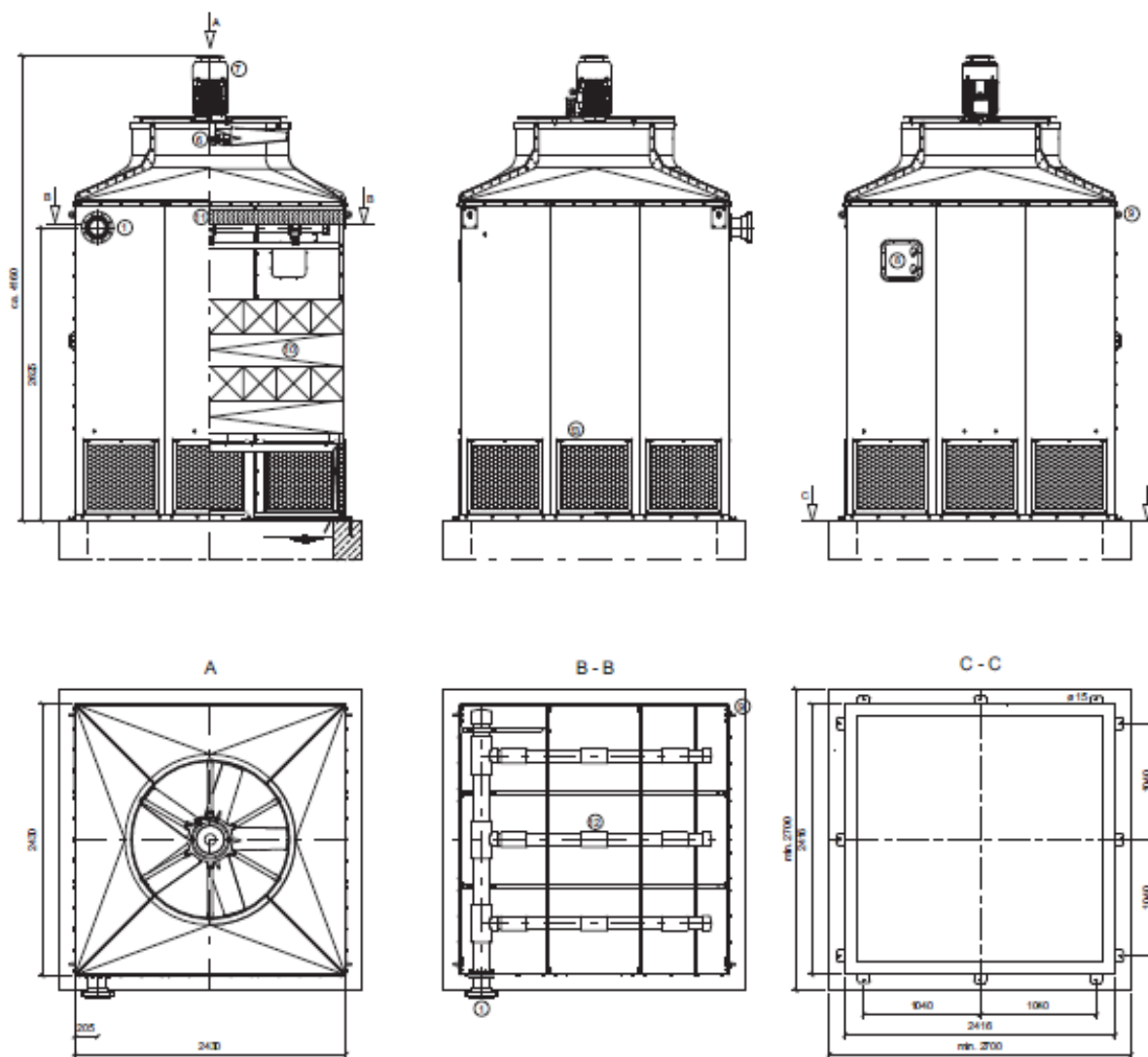


Рисунок 1. Градирня Ruhrkuhlturm A2400

Период работы градирни – летний период, а именно с мая по сентябрь. Также учтём, что установлен осевой вентилятор, мощностью 1,8 кВт.

При следующих имеющихся тарифах:

- Общие капитальные вложения – 33750 €;
- Стоимость 1 м³ технической воды – 0,436 BYN;
- Стоимость 1 м³ сбрасываемой на канализацию воды – 0,7111 BYN;
- Курс доллара по состоянию на апрель 2019 г. – 2,14 BYN;
- Курс евро по состоянию на апрель 2019 г. – 2,406 BYN;
- Тариф ЭЭ без НДС за счет собственной выработки ЭЭ на предприятии за 1 кВт·ч – 0,033 BYN.

Простой срок окупаемости при работе установки 3672 часа составляет 0,62 года.

Итак, можем сделать вывод о том, что данное мероприятие является целесообразным к рассмотрению.

УДК 620.9

ОБЪЕМНАЯ НАГРУЗКА И СОПРОТИВЛЕНИЕ ТОПКИ ДВУХХОДОВЫХ ЖАРОТРУБНЫХ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ ICI CALDAIE СЕРИИ REX

Пестрак А. В., Перехрест А.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Ярмольчик Ю.П.

Двухходовые водогрейные жаротрубные котлы ICI CALDAIE (Италия) серии REX выпускаются единой конструкции в диапазоне мощности 250 – 1300 кВт. Важной технико-экологической характеристикой котлов, от которых зависит количество образующихся NO_x, является удельная объемная нагрузка котла, которая определяется:

$$q_v = \frac{N_{\max}}{\frac{\pi \times d^2}{4} \times l}, \text{ кВт} / \text{м}^3 \quad (1)$$

где d – диаметр топки котла, м;

l – длина топки котла, м;

N_{\max} – мощность топки, кВт.

В зависимости от конструкции и качества исполнения котла определяется удельное сопротивление его топки. Представляется вероятным, что количество образующихся NO_x зависит от удельного сопротивления топки. Эта величина определяется как:

$$R_N = \frac{\Delta P}{N_{\max}}, \text{ мбар} / \text{МВт} \quad (2)$$

где ΔP – противодавление топки, мбар;

N_{\max} – мощность топки, МВт.

Таблица 1

Характеристики котла ICI CALDAIE серии REX

Модель	Длина, м	Диаметр, м	Мощность топки, кВт	Аэродинамическое сопротивление топки, мбар
REX 25	1,24	0,45	272	2
REX 30	1,24	0,5	325	2
REX 35	1,49	0,5	380	2,9
REX 40	1,49	0,545	434	4,1
REX 50	1,5	0,645	542	4,2
REX 62	1,79	0,645	672	6,4
REX 75	1,8	0,69	813	5,2
REX 85	1,8	0,69	921	7,2
REX 95	2,05	0,69	1030	5,2
REX 100	2,065	0,79	1106	4
REX 120	2,065	0,79	1301	5,5
REX 130	2,065	0,79	1409	6,5

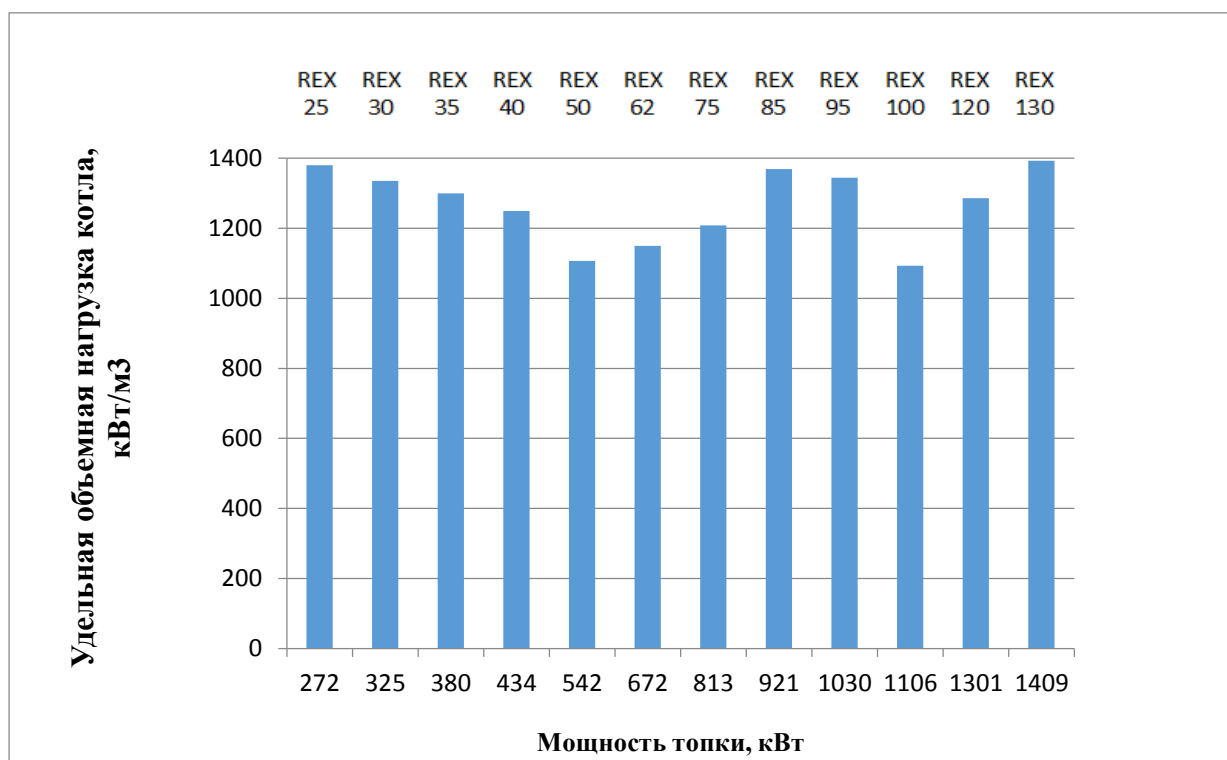


Рисунок 1. Удельная объемная нагрузка котлов ICI CALDAIE серии REX

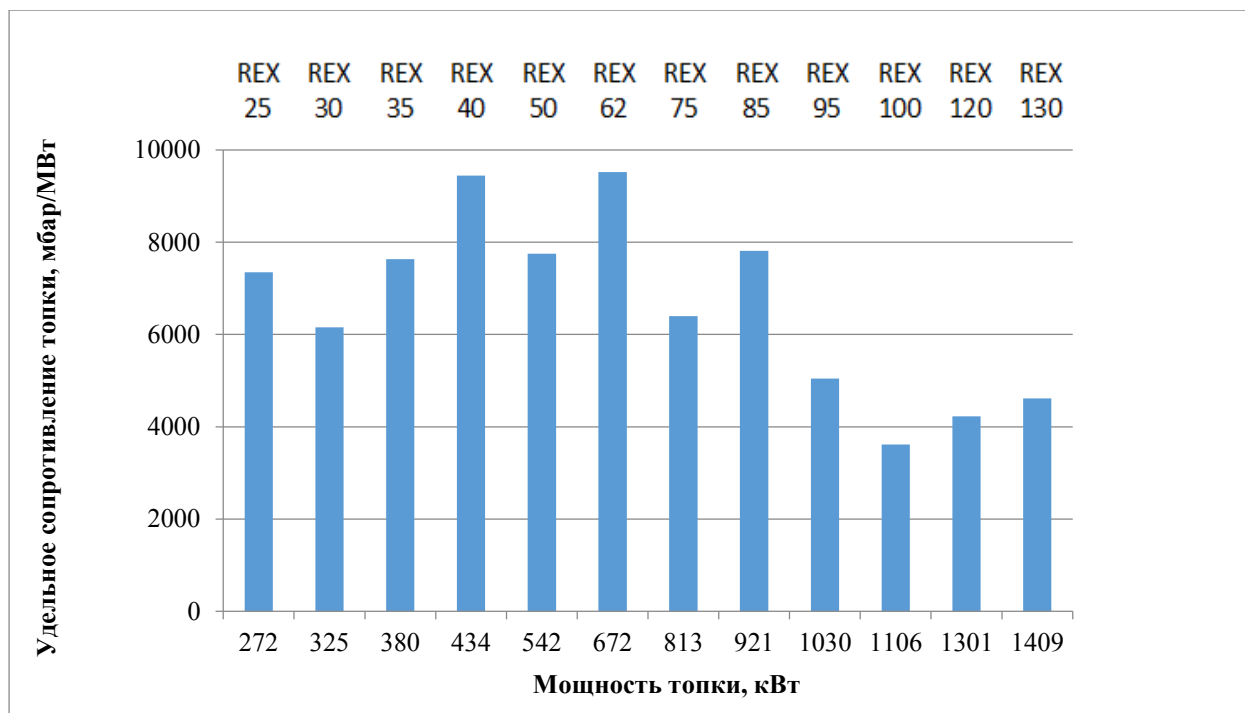


Рисунок 2. Удельное сопротивление топки в зависимости от мощности котлов ICI CALDAIE серии REX

Диаграмма (Рис. 2) показывает, что у котлов REX 50 и REX 100 наименьшая удельная объемная нагрузка $q_v = 1106,42 \text{ кВт} / \text{м}^3$ и $q_v = 1093,23 \text{ кВт} / \text{м}^3$ соответственно. А у котлов REX 130 $q_v = 1392,73 \text{ кВт} / \text{м}^3$ – наибольшая.

Диаграмма (Рис. 3) показывает, что наименьшее удельное сопротивление топки по мощности у котлов REX 100 $R_N = 3616,6 \text{ мбар} / \text{МВт}$. А наибольшее сопротивление у REX 40 $R_N = 9447 \text{ мбар} / \text{МВт}$ и REX 62 $R_N = 9523,8 \text{ мбар} / \text{МВт}$.

Исходя из проанализированных данных, у котла ICI CALDAIE серии REX наименьшая интенсивность образования NO_x по тепловому механизму Зельдовича наблюдается у REX 100.

Литература

1. Европейские инженерные системы // ICI CALDAIE [Electronic resource]. – Москва, 2015. – Mode of access: <http://www.eesystems.ru/images/files/ICI/rex.pdf>. – Date of access: 07.04.2019.

УДК 66.092.097.3

ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ. ОПИСАНИЕ И ХАРАКТЕРИСТИКИ

Скицунова И.А.

Научный руководитель – ассистент Матявин А.А.

Топливный элемент – это электрохимическое устройство, производящее электроэнергию без процесса горения, за счет реакции окисления водорода кислородом воздуха. Если сравнивать топливные элементы с гальваническим элементом или аккумулятором, то видны важные отличия:

- 1) Гальванический элемент («батарейка») работает, пока не израсходуются реагенты.
- 2) Аккумулятор требует периодической подзарядки.
- 3) Топливный элемент может работать неограниченное время, пока в него подаются реагенты и отводятся продукты реакции.

Благодаря развитию технологий в области ТЭ и повышению их энергетических характеристик они ТЭ все больше интересуют промышленные предприятия. Отметим две основные причины этого: 1) коэффициент использования топлива (до 90%) 2) Экологический аспект использования ТЭ (меньше кол-во выбросов в сравнении с углеродным топливом. В таких странах как Япония, Канада, США и Южная Корея исследования в области водородной энергетики являются приоритетными.

Сдерживающими факторами широкого применения водорода в качестве топлива выступают высокая стоимость твердополимерных топливных элементов, отсутствие развитой инфраструктуры хранения, транспортировки и распределения водорода, а также стоимость производства.

В зависимости от используемых видов топлив определяется конкретный тип топливного элемента и его особенности. Наибольшее практическое применение получили водородные и метанольные топливные элементы.

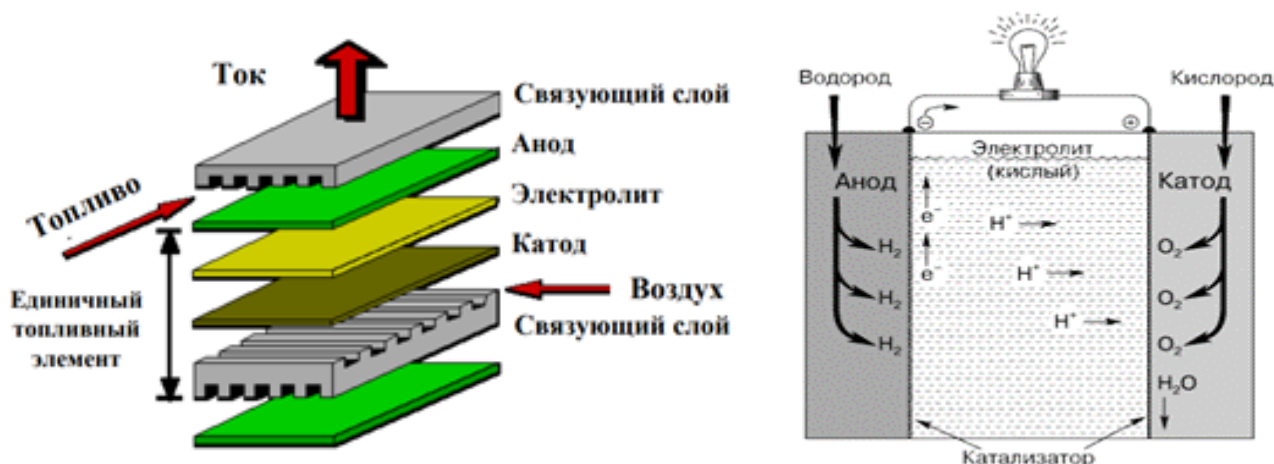
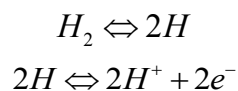


Рисунок 1. Устройство топливного элемента

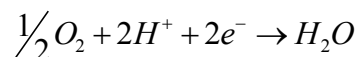
Топливный элемент состоит из двух электродов, разделенных электролитом, и систем подвода топлива на один электрод и окислителя на другой, а также системы для удаления продуктов реакции. В большинстве случаев ускорения химической реакции используются катализаторы. Внешней

электрической цепью топливный элемент соединен с нагрузкой, которая потребляет электроэнергию.

В изображенном на рисунке 1 топливном элементе с кислым электролитом водород подается через полый анод и поступает в электролит через очень мелкие поры в материале электрода. При этом происходит разложение молекул водорода на атомы, которые в результате превращаются в положительно заряженные ионы. Этот процесс может быть описан следующими уравнениями:



Ионы водорода диффундируют через электролит к положительной стороне элемента. Подаваемый на катод кислород переходит в электролит и также реагирует на поверхности электрода с участием катализатора. При соединении его с ионами водорода и электронами, которые поступают из внешней цепи, образуется вода:



В настоящее время развитие технологий использования топливных элементов идет в нескольких направлениях. Это создание стационарных электростанций на топливных элементах (как для централизованного, так и для децентрализованного энергоснабжения), энергетических установок транспортных средств (созданы образцы автомобилей и автобусов на топливных элементах), а также источников питания различных мобильных устройств (портативных компьютеров, мобильных телефонов и т. д.).

Компаний, работающих в сфере высоких технологий в энергетике, которые в той или иной форме не занимались бы разработкой систем водородной энергетики, практически нет. Уже сегодня большинство автогигантов представили прототипы автомобилей на топливных элементах и ведут интенсивные разработки в данной области. В мире эксплуатируется около 2000 средних и малых стационарных энергетических установок, включая источники бесперебойного и резервного питания.

Среди крупных энергетических проектов наибольшего технологического совершенства достигли среднетемпературные топливные элементы, работающие при температуре от 200 до 230°C на жидком топливе (как правило метаноле), природном газе либо на техническом водороде. Электролитом в них служит фосфорная кислота, которая заполняет пористую углеродную матрицу. Электроды в таких системах выполнены из углерода, а катализатором является платина. Одна таких электростанций введена в строй в штате Калифорния в 1991 году. Сейчас в различных районах США испытывают небольшие теплофикационные установки мощностью по 40 кВт с коэффициентом использования топлива около 80%. Такие установки могут нагревать воду до 130°C и их размещают в прачечных, спортивных комплексах, пунктах связи и т.д. Установки уже проработали в общей сложности сотни тысяч часов.

Экологичность электростанций на топливных элементах позволяет размещать их непосредственно в городах.

Литература

1. Haneda, T. Technological assessment of residential fuel cells using hydrogen supply systems for fuel cell vehicles / Takahide Haneda, Yusuke Ono, Takashi Ikegami, Atsushi Akisawa // International Journal of Hydrogen Energy. – 2017 – Vol. 42 – P. 26377 – 26388.

2. Водородная энергетика. Электрохимические генераторы на топливных элементах [Электронный ресурс]: startbase, 12.12.2016. - Режим доступа: <http://www.startbase.ru/knowledge/articles/121>

3. Использование топливных элементов для энергоснабжения зданий [Электронный ресурс]: Некоммерческое партнерство инженеров 2016. - Режим доступа: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2340

4. Топливные элементы. Устройство, виды, принцип действия топливных элементов [Электронный ресурс]: Eti. su. - ЭлектроТехИнфо, 19.02.2017.- Режим доступа: http://mgmk.bntu.by/pages/project/materials/oformlenie_literatury.pdf

УДК 666.954

УТИЛИЗАЦИЯ ПОБОЧНЫХ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОТОКОВ НА ПРИМЕРЕ ЗАВОДА ПО ИЗГОТОВЛЕНИЮ СВЕРХКРУПНОГАБАРИТНЫХ ШИН

Кулаков В.М.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Романюк В.Н.

Одним из мероприятий по рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов является утилизация побочных энергопотоков промышленных предприятий. Наибольший для нас интерес представляют низкотемпературные тепловые побочные потоки (до 50 °С), которые составляют значительную долю по объёму выбросов промышленных предприятий и районов. Данное проектное решение будет рассматриваться на примере завода по изготовлению сверхкрупногабаритных шин (СКГШ), однако, стоит отметить, что объектом использования побочных низкотемпературных потоков может служить и любое другое машиностроительное предприятие либо металлургический завод.

Теплоэнергоснабжение завода СКГШ производится от Бобруйской ТЭЦ-2. Пар от ТЭЦ подается в цех пароводоснабжения, где приготавливается перегретая вода для цеха вулканизации. Полученная вода поступает в автоклав, где происходит вулканизация автопокрышек. После процесса вулканизации на выходе мы имеем низкопотенциальный источник тепловой энергии. Для утилизации низкотемпературных выбросов применяется абсорбционный тепловой насос (АБТН). Тепловым насосом является устройство непрерывного действия, получающее энергию в форме теплоты и в форме работы, которая затем передаётся окружению в форме теплоты, при этом температура теплоприёмника выше температуры окружающей среды. Трансформация теплоты позволяет с помощью теплонасосных установок вовлекать в хозяйственный оборот значительные количества неиспользуемых вторичных энергоресурсов. Тепловая схема предприятия после внедрения оборудования представлена на рисунке 1.

После процесса вулканизации покрышек в автоклав подаётся охлаждающая вода для снижения температуры прессформ. Затем эта вода поступает в ёмкость, где смешивается с деаэрированной водой и с температурой 100 °С при помощи насоса поступает в теплообменник. В теплообменнике нагретая вода отдаёт свою теплоту 60 °С воде после АБТН и уже с температурой 65 °С поступает в тепловой насос. В АБТН она охлаждается до 30 °С и через градирню, где есть возможность ещё больше снизить её температуру, она подаётся вновь на охлаждение автоклава.

Нагретая вода после теплообменника поступает на устанавливаемые калориферы, где она нагревает воздух с температуры минус 20 °С. Если есть необходимость устанавливаемые калориферы работают совместно с существующими калориферами и лишь догревают воздух. После того как вода отдала свою теплоту воздуху, она с температурой 45 °С поступает в АБТН, где нагревается до 60 °С и цикл повторяется.

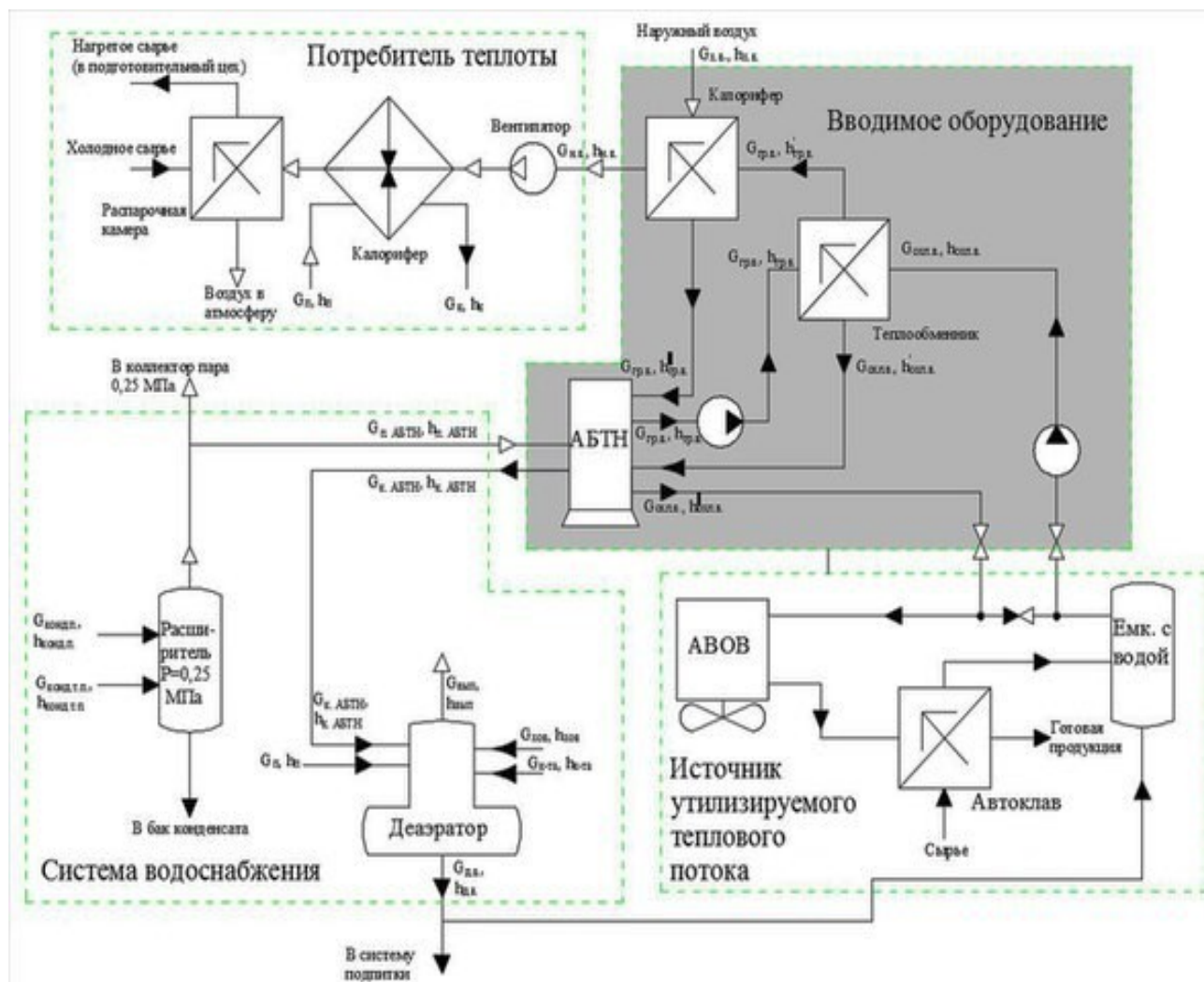


Рисунок 1. Тепловая схема завода после модернизации

Для привода АБТН из существующего расширителя мы забираем выпар давлением 0,25 МПа. Конденсат на выходе из теплового насоса с температурой 95 °С поступает в деаэратор, после чего направляется в ёмкость, где смешивается с нагретой водой после автоклава и цикл повторяется.

Цель данного проекта заключается в утилизации низкотемпературных потоков нагретой вулканизаторами воды и в применении её на распарочных камерах путём нагрева сырья. Данное решение позволяет сэкономить значительное количество пара, подаваемого с процесса вулканизации на калорифер для подогрева воздуха. Использование в энергетике тепловых насосов позволяет эффективно утилизировать первичные энергетические ресурсы (ПЭР). Данные технологии на сегодняшнем уровне обеспечивают уже не менее 40% снижения расхода топлива и финансов на получение сетевой и технологической горячей воды. Эффективность применения технологии трансформации теплоты определяется соотношением классического набора факторов: стоимости оборудования, затрат на его эксплуатацию, стоимости энергетических ресурсов, тарифов на электрическую и тепловую энергию, коэффициента использования установленной мощности. Основным же условием является наличие соответствующего побочного энергоресурса требуемого объёма и качества.

Литература

1. Романюк, В.Н. Основы эффективного энергоиспользования на производственных предприятиях дорожной отрасли: учеб. пособие / В. Н. Романюк, В.Н. Радкевич, Я.Н. Ковалёв; под ред. Я.Н. Ковалева. — Минск: УП «Технопринт», 2001. — 291 с.
2. Рудченко, А.В. Первый проект с применением абсорбционного теплового насоса большой мощности реализован в Беларуси / А.В. Рудченко, И.В. Кочемазов // Энергия и Менеджмент. — 2017. — № 1. — С. 18–21.
3. Седнин, В.А. К вопросу о повышении эффективности отопительных котельных и мини-ТЭЦ / В. А. Седнин, Д.М. Райко, В. М. Левин // Энергия и Менеджмент. — 2014. — 2015. — № 1(82). — С. 12–17.
4. Трубаев, П. А. Тепловые насосы: учеб. пособие / П. А. Трубаев, Б. М. Гришко. Белгород: Изд-во БГТУ им. В. Г. Шухова, 2009. — 142 с.
5. Хрусталёв, Б. М. К вопросу развития энергообеспечения промышленных теплотехнологий и систем теплоснабжения в Беларуси. Взгляд в ближайшее будущее и обозримую перспективу / Б. М. Хрусталёв, В. Н. Романюк, В. А. Седнин и др. // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. — 2014. — № 6. — С. 31–47.

УДК 661.931

ГЕНЕРАТОРЫ В ДОРОДА PIEL

Малащук А.М., Музыкантова К.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Петровская Т.А.

Производитель электролизных установок – компания McPhy Energy.



Рисунок 1. Генератор водорода PIEL

Компания McPhy Energy (Макфи Энерджи) на своем заводе в Италии выпускает генераторы водорода небольшой мощности под маркой PIEL. Оборудование хорошо подходит для работы со средней интенсивностью, обладая при этом высоким качеством и привлекательной ценой.

Водородная станция в контейнерном исполнении подразумевает размещение оборудования в автономном блок-контейнере (или иначе - блок-модуль), в габаритах стандартного 20 или 40 футового контейнера. Блок-контейнер надёжно утеплен и оснащён всеми необходимыми системами жизнеобеспечения: отопление, освещение, вентиляция, пожаротушения и

сигнализации. Все электрооборудование имеет взрывобезопасное исполнение. На фото справа - компактная водородная станция в контейнерном исполнении с генератором водорода PIEL.

В промышленности электролизные водородные установки применяются, если потребление водорода сравнительно невелико (до 300 Нм³/ч). Это самый гибкий способ получения водорода, и большинство промышленных предприятий-потребителей получают водород именно электролизом воды. Сердце установки – блок электролиза, в нем вода под действием электрического тока распадается на водород и кислород. Получаемые газы затем проходят через блоки очистки для получения водорода и кислорода высокой чистоты

Компания McPhy Energy разрабатывает и выпускает генераторы водорода на своем заводе в Италии. Продукция компании хорошо известна в России. На сегодняшний день по всему миру установлено и работает более 3000 генераторов водорода McPhy. Кроме этого, компания активно развивает технологии для "зеленой" энергетики и водородных автозаправочных станций.

Таблица 1

Характеристики генератора водорода PIEL

Производительность	1 - 10 Нм ³ /ч
Давление	3-8 бар
Чистота водорода	до 99,999%
Уд. расход электроэнергии	6,2 кВт*ч

Замечание по терминологии.

В отечественной традиции используется термин "установка по производству водорода". Наравне с этим используется термин "генератор водорода", который является калькой с английского языка. Под генератором водорода обычно понимают установку, в состав которой входят: электролизер, блок сепарации, блок очистки водорода. Термином "водородная станция" обычно обозначают здание или автономный блок-контейнер, в котором размещены генератор водорода и вспомогательные агрегаты, такие как блок водоподготовки, блок электропитания, система охлаждения и прочее.

Литература

1. Гельперин, И.И. Жидкий водород / И. И. Гельперин, А. А. Ильинский, О. А. Алмазов, И. А. Адугин // М.: Химия, 1980.
2. Мухленов И.П. Основы химической технологии: Учеб. для студентов хим.-технол. спец. вузов/И. П. Мухленов, А. Е. Горштейн, Е. С. Тумаркина; Под ред. И. П. Мухленова. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Высш. шк., 1991. — 463 с.: ил.
3. Получение водорода в установках [Электронный ресурс], URL: <https://gasonsites.ru/hydrogen-electrolysis>

УДК 664.41

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ ОАО «МОЗЫРЬСОЛЬ»

Иванова О.А.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Романюк В.Н.

Открытое акционерное общество «Мозырьсоль» – крупнейший производитель вакуум-выварочной пищевой соли сорта «Экстра» на территории СНГ и Западной Европы с производственной проектной мощностью — 480 тысяч тонн соли в год. Основным видом деятельности общества является добыча и производство соли пищевой, а также соли для промышленного применения. На основе соли экстра «Полесье» выпускаются и другие виды продукции, ассортиментный перечень которых составляет более 60 позиций. Кроме того, предприятие имеет котельную (в составе 4-х паровых котлов ГМ-50-14 суммарной установленной мощностью 136 Гкал/ч), вырабатывающую тепловую энергию в виде пара и горячей воды, как для нужд собственного производства, так и для отопления и горячего водоснабжения сторонних потребителей. Установленный водогрейный котел КВГМ-100 по договору с Мозырской ТЭЦ обеспечивает в пиковом режиме теплоснабжение города.

Электроснабжение предприятия осуществляется от сетей филиала Мозырские электрические сети РУП «Гомельэнерго», от двух паротурбогенераторов «Кубань-1,5», установленных на предприятии, и от двух ГПА Caterpillar G3516C. Также предприятие осуществляет отпуск электроэнергии в энергосистему РУП «Гомельэнерго», вырабатываемую собственной блок-станцией.

Газоснабжение промышленных потребителей топлива предприятия производится от ГРП, установленного на территории предприятия. Также на территории котельной имеется собственное мазутное хозяйство.

В настоящее время на предприятии ОАО «Мозырьсоль» в эксплуатации находятся барабанные сушильные установки, которые помимо эксплуатационного износа имеют ряд недостатков конструкции, которые приводят к нерациональным потерям тепловой энергии и, как следствие, первичного топлива. Сокращение расхода тепловой энергии на сушку возможно путем внедрения сушильных установок кипящего слоя. Существующие сушильные установки будут при этом являться резервными агрегатами.

Современные сушильные установки кипящего слоя имеют значительно меньшую площадь поверхности ограждающих конструкций по сравнению с барабанными сушильными установками аналогичной производительности. Этот фактор пропорционально снижает значение тепловых потерь в окружающую среду. Вакуум-выпарная установка (ВВУ) является одним из основных технологических узлов производства пищевой поваренной соли. В ВВУ происходит сгущение очищенного рассола, поступающего со стадии очистки и реагентной обработки рассола.

В целях развития энергоиспользования в рамках основного производственного процесса существует необходимость утилизации низкотемпературных тепловых потоков, рассеиваемых в окружающей среде. Актуальность задачи возрастает в связи с растущей конкуренцией на рынках сбыта продукции предприятия и на рынке первичных энергоресурсов. Требуется снижение потребления первичных энергетических ресурсов (природного газа или мазута), что обеспечит соответствующее снижение энергетической составляющей себестоимости.

Для утилизации низкотемпературных побочных тепловых потоков основного производства в ОАО «Мозырьсоль» предлагается внедрение абсорбционного бромисто-литиевого теплового насоса (АБТН). Актуальность задачи использования побочных низкотемпературных тепловых потоков, рассеиваемых в окружающей среде, возрастает в связи с непрерывным ростом тарифов на основные энергоносители. Появление на отечественном рынке теплонаносных установок (ТНУ), как парокомпрессионных (ПКТН), так и абсорбционных бромисто-литиевых (АБТН) позволяет эффективно реализовывать утилизацию низкотемпературных тепловых побочных потоков, при этом, достигается уменьшение потребности в первичном топливе горячего водоснабжения, теплотехнологии.

Абсорбционный бромисто-литиевый тепловой насос (АБТН) – устройство непрерывного действия, предназначенное для передачи тепловой энергии от источника с более низкой температурой к источнику с более высокой температурой. В простейшем случае АБТН представляет собой сочетание четырёх теплообменников, размещённых в одном интегрированном корпусе.

Следует также отметить, что широкое распространение абсорбционных машин в мире объясняется их высокой экономической эффективностью, экологической чистотой, минимальным потреблением дорогостоящей электроэнергии, бесшумностью при работе, длительным сроком службы. Рабочим веществом абсорбционных машин является вода, а абсорбентом – водный раствор бромистого лития, нетоксичного и пожаровзрывобезопасного вещества. Область применения: системы автономного и центрального теплоснабжения, отопления и горячего водоснабжения, тепловые сети, нагрев и охлаждение технологических сред в энергетике и промышленности (пищевой, химической, нефтехимической и т.д.), сельском хозяйстве и других областях. Теплонасосные станции на базе АБТН успешно дополняют автономные котельные, работающие на твердом, жидком, газообразном топливе и др., а также центральные тепловые пункты. АБТН – эффективная альтернатива пиковым котлам при необходимости увеличить теплофикационную мощность ТЭЦ.

Литература

1. Технологический регламент по производству вакуум-выварочной соли и продукции на её основе ТР 10.04.04.14.02 – 2008, Мозырь 2008.
2. Технологический регламент на производство вакуум-выварочной соли и продукции на её основе ТР 10.04.04.14.01-2003. Часть 6. Производство соли поваренной пищевой «Белорусской», Мозырь 2003.

УДК 621.165.165:621.311.22

ВЫБОР ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ДЛЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМ ОХЛАЖДЕНИЯ ЧАСТИ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ТУРБИНЫ

Лагойко А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Айдарова З.Б.

Повысить надежность и экономичность теплофикационных турбоустановок можно за счет совершенствования схем охлаждения их проточных частей, работающих на малорасходных режимах.

Эффективность таких схем можно за счет использования охлаждения низко потенциальной теплоты, например, применение перегретой воды для генерации ее во вторичный пар. Для этого модно прибегнуть к принципу вскипания при понижении давления перегретой воды.

Достоинства способа:

1. Конструктивное выполнение таких схем достаточно простое, а именно изготовление расширителя перегретой воды (РПВ) не связано со значительными трудностями.

2. Соединение расширителя по пару с охлаждаемой проточной частью позволит гарантировать низкие значения температуры охлаждающего пара всегда на уровне насыщения.

3. Имеется возможность увлажнения пара без применения специальных пароувлажнителей (унос капель влаги с паром).

Также принцип охлаждения проточной части вторично генерируемого паром в расширителе перегретой воды может быть использован для широкого класса паровых турбин. В теплофикационных турбинах охлаждающий пар может генерироваться за счет вскипания в РПВ дренажей регенеративных (РР), сетевых (РС), регенеративных и сетевых подогревателей (РРС). Вариант РР может использоваться при отключении сетевых подогревателей, например, при минимальных нагрузках при прохождении ночных провалов. Вариант РС может рассматриваться как базовый для теплофикационных турбоустановок. А вот РРС представляет собой промежуточный вариант между РР и РС, например, при переменной электронагрузке.

Эффективность теплофикационной установки может быть повышена и за счет изменения схемы непрерывной продувки барабанного котлоагрегата. Подача продувочной воды в расширитель перегретой воды позволяет упростить схему продувки и повысить экономичность турбоустановки.

Также схемы с РПВ могут быть применены для повышения эффективности моторных режимов турбоустановок, при этом из-за малых расходов пара на вентиляцию в качестве расширителей могут быть использованы штатные регенеративные подогреватели, что приведет к упрощению схемы и ее автоматизации. Тогда охлаждающий эффект схемы может регулироваться лишь одним параметром – расходом пара.

Схема с расширителем перегретой воды, исходя из-за ее экономичности и отмеченных выше достоинств, является более выгодной, чем схема, в которой

для вентиляции цилиндра низкого давления применен пар регулируемого отбора. Так как эта модернизация имеет существенный недостаток, такой как снижение маневренных свойств установки вследствие необходимости поддержания значительных (до 60% от расчетных) расходов пара в части низкого давления при высоких значениях давления в регулируемом отборе и при сниженных нагрузках турбины, что может затруднить их использование при прохождении ночных провалов графиков электрической нагрузки энергосистем.

Таким образом повысить регулировочный диапазон теплофикационных турбин можно за счёт применения специальных мероприятий для охлаждения части низкого давления, то есть применить схему с расширителем перегретой воды.

Также важнейшим вопросом при разработке новых теплофикационных турбин является выбор теплоносителя или рабочего тела для охлаждения. Давно известно, что наибольшую опасность для турбин представляет различная влага: процессная влага, влага из систем орошения выхлопного патрубка и, в особенности, влага, стекающая со стенок выхлопного патрубка и конуса заднего подшипника турбин. Исходя из этого, основное направление в выборе теплоносителя для систем охлаждения должно предполагать паровое охлаждение.

Известно, что минимальный вентиляционный пропуск пара в части низкого давления D_{min}^k имеет гиперболическую зависимость от теплосодержания пара перед частью низкого давления, поэтому практический интерес представляет анализ влияния состояния пара от эрозионнобезопасного слабовлажного уровня (не более 4...5%) до перегретого состояния (рисунок 1).

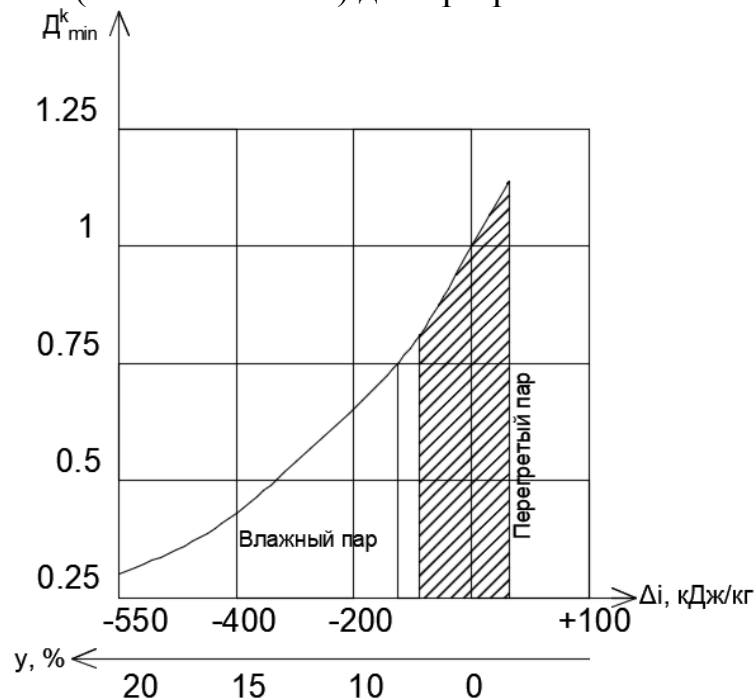


Рисунок 1. Влияние термодинамического состояния, охлаждающего пара на его расход (зона рекомендуемого состояния заштрихована)

При изменении состояния пара от влажно парового с влажностью 5% до состояния насыщения расход пара на охлаждение меняется почти вдвое, а перевод в перегретое состояние исключает к такому пару интерес как к охладителю, так как такой пар может снимать незначительное количество энергии потерь трения и вентиляции в части низкого давления. Названный диапазон от насыщенного состояния до слабо влажного (не более 5% влажности) и может рекомендоваться как теплоноситель для систем охлаждения. Дальнейшее увлажнение пара свыше 5% дает незначительный эффект, но при этом существенно повышается опасность влажно паровой эрозии. Применение перегретого пара в схемах охлаждения приводит к увеличению минимального вентиляционного пропуска пара в части низкого давления и росту потери на холодном источнике, то есть к неоправданному снижению экономичности теплофикационной паротурбинной установки.

Литература

1. Балабанович В.К., Чиж В.А., Сороко Е.В. Разработка и внедрение технических мероприятий по оптимизации режимов работы Бобруйской ТЭЦ-2 путем совершенствования схемы и режимов подогрева сетевой, химвобессоленной и сырой воды. Отчет БПИ (ДСП). Мн.:1986.-№0286,0110895.-289с.
2. Балабанович В.А. К вопросу повышения эффективности работы части низкого давления теплофикационных турбин // Изв.вузов СССР. Энергетика. -1980.-№7.С.48-51
3. Баринберг Г.Д. Повышение эффективности теплофикационных турбин на действующих ТЭЦ // Теплоэнергетика. -1997.- №7.- С. 11-15

УДК 665.725

РЕАКЦИЯ САБАТЬЕ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ СИНТЕТИЧЕСКОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

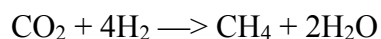
Болбас И.А.

Научный руководитель – ассистент Матявин А.А.

Реакция Сабатье – реакция водорода с диоксидом углерода при повышенной температуре (300 – 400 °С) и давлении в присутствии катализатора для производства метана и воды.

Получение метана является важным шагом в создании синтетического или замены природного газа. Первый коммерческий завод синтетического газа был открыт в 1984 в Северной Дакоте и работает до сих пор, используя уголь в качестве источника углерода. За годы, прошедшие с момента его открытия, были открыты другие коммерческие объекты, использующие другие источники углерода, такие как древесная щепа.

В энергосистеме с преобладанием возобновляемых источников энергии избыточное электричество, генерируемое ветром, солнечной фотогальваникой, гидро-, морским течением и т. д., можно использовать для производства водорода путем электролиза воды и последующего применения реакции Сабатье для получения метана. Затем метан можно использовать при необходимости для выработки электроэнергии и тепловой энергии. Процесс заключается в электролизе воды электричеством для создания водорода (который может частично использоваться непосредственно в топливных элементах) и добавление углекислого газа CO₂ для получения метана. Реакцию описывает следующее уравнение:

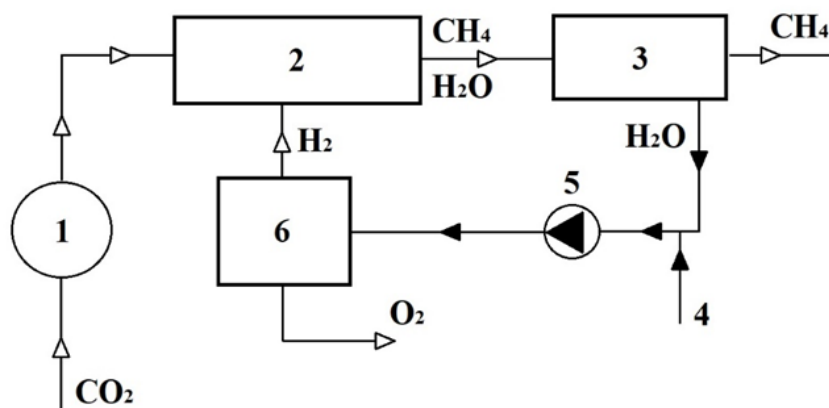


Углекислый газ может быть извлечен из воздуха или отработанных газов.

Реакция (2.1) может проводится либо в химико-технологическом реакторе при повышенной температуре и давлении в присутствии катализатора, либо в биореакторе с применением специальных микроорганизмов. В обоих случаях на выходе получают синтетический газ с содержанием метана около 98 %, что близко к концентрации метана в природном газе, поэтому и получаемый искусственным образом газ получил название синтетический природный газ (СПГ).

Схема получения синтетического природного газа в химико-технологическом реакторе реакцией Сабатье представлена на рисунке 1.

Так как технологически невозможно добиться полной чистоты поступающих в реактор водорода и двуокиси углерода, необходимо контролировать содержание кислорода в поступающих газах. Наибольшая вероятность внесения кислорода существует с потоком CO₂, поступающим от абсорбционной установки.



1 – аккумулятор CO₂; 2 – реактор; 3 – сепаратор и конденсатор воды; 4 – добавление подпиточной воды; 5 – насос; 6 – электролизер

Рисунок 1. Схема системы получения синтетического метана в химико-технологическом реакторе

Реакция Сабатье не сможет протекать в присутствии значительного количества кислорода, так как в этом случае пойдет соединение кислорода и водорода с образованием воды. Кроме того, большая концентрация кислорода в реакторе представляет большую опасность взрыва. Следовательно, необходимо работать со сравнительно чистым углекислым газом.

Изначально развитие систем, использующих реакцию Сабатье, было обусловлено потребностью применения данной технологии для жизнеобеспечения пилотируемых космических аппаратов.

В настоящее время генераторы кислорода на борту космических аппаратов производят кислород из воды посредством электролиза и сбрасывают образующийся водород в космическое пространство. Во время дыхания кислородом образуется диоксид углерода, который необходимо удалять из воздуха и впоследствии избавляться от него. Это требует регулярных поставок значительного количества воды на космическую станцию для производства кислорода, помимо воды для питья, гигиены и т. д. Такое значительное снабжение водой станет недоступно в будущих долговременных полётах за пределы околоземной орбиты. НАСА изучает использование реакции Сабатье для восстановления воды из выдыхаемого диоксида углерода для использования на Международной космической станции и в будущих полётах.

Литература

1. Journal of CO₂ Utilization [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.journals.elsevier.com/journal-of-co2-utilization>. Дата доступа: 09.03.2019.
2. Реакция Сабатье [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki>. Дата доступа: 10.03.2019.

УДК 620.9

ОБЪЕМНАЯ НАГРУЗКА И СОПРОТИВЛЕНИЕ ТОПКИ ДВУХХОДОВЫХ ЖАРОТРУБНЫХ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ VISSMANN СЕРИИ VITOPLEX 100 ТИП PV1

Драенков И. С.

Научный руководитель – к.т.н. доцент Ярмольчик Ю.П.

Двухходовые водогрейные жаротрубные котлы VISSMANN (Германия) серии VITOPLEX 100 тип PV1 выпускаются единой конструкции в диапазоне мощности 110 – 2000 кВт. Важной технико-экологической характеристикой котла является удельная объемная нагрузка котла. От нее зависит количество образующихся *NOx*.

Формула для определения удельной объемной нагрузки котла:

$$q_v = \frac{N_{\max}}{\frac{\pi \times d^2}{4} \times l}, \text{ кВт} / \text{м}^3 \quad (1)$$

где d – диаметр топки котла, м;

l – длина топки котла, м;

N_{\max} – мощность топки, кВт.

В зависимости от конструкции и качества исполнения котла определяется удельное сопротивление его топки. Представляется вероятностью, что количество образующихся *NOx* зависит от удельного сопротивления топки. Эта величина определяется как:

$$R_N = \frac{\Delta P}{N_{\max}}, \text{ мбар} / \text{МВт} \quad (2)$$

где ΔP – противодавление топки, мбар;

N_{\max} – мощность топки, МВт.

Таблица 1

Характеристики котлов VISSMANN серии VITOPLEX 100 тип PV1

Модель	Длина, м	Диаметр, м	Мощность топки, кВт	Аэродинамическое сопротивление топки, мбар
PV1 110-150 kW	0,865	0,46	130	0,6
PV1 151-200 kW	1,005	0,46	175	1,2
PV1 201-250 kW	1,005	0,5	225	1,3
PV1 251-310 kW	1,185	0,5	280	2,3
PV1 311-400 kW	1,305	0,585	355	2,5
PV1 401-500 kW	1,305	0,585	450	2,3
PV1 501-620 kW	1,405	0,64	560	3,1
PV1 621-780 kW	1,47	0,78	700	3,5
PV1 781-950 kW	1,57	0,78	815	5
PV1 951-1120 kW	1,8	0,84	1035	3
PV1 1121-1350 kW	2	0,84	1235	4
PV1 1351-1700 kW	2,11	0,95	1525	4,5
PV1 1701-2000 kW	2,27	0,95	1850	6



Рисунок 1. Удельная объемная нагрузка котлов VISSMANN серии VITOPLEX 100 тип PV1

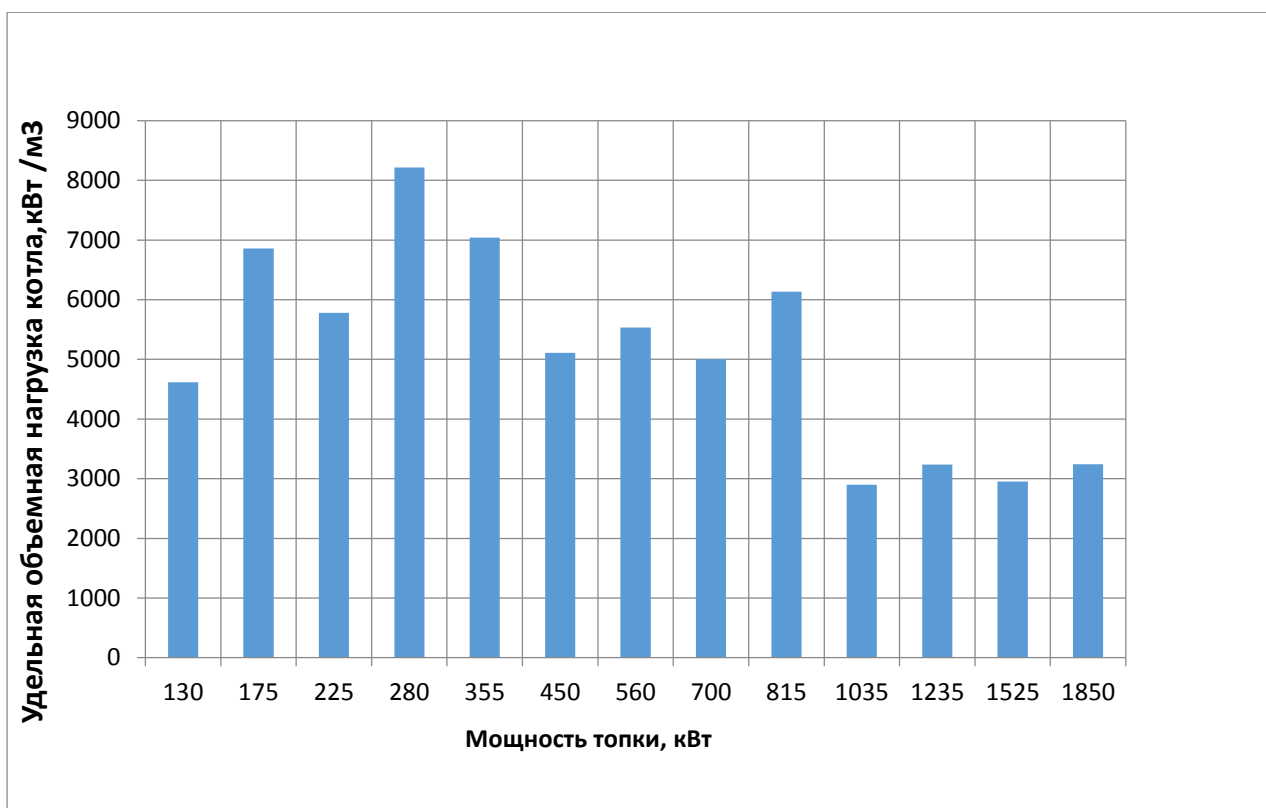


Рисунок 2. Удельное сопротивление топки в зависимости от мощности котлов VISSMANN серии VITOPLEX 100 тип PV1

Диаграмма (Рис. 2) показывает, что у котлов PV1 110-150 kW наименьшая удельная объемная нагрузка $q_v = 904,78 \text{ кВт} / \text{м}^3$. А у котлов PV1 401-500 kW и

PV1 501-620 kW $q_v = 1283,57 \text{ кВт} / \text{м}^3$ и $q_v = 1239,60 \text{ кВт} / \text{м}^3$ соответственно – наибольшая.

Диаграмма (Рис. 3) показывает, что наименьшее удельное сопротивление топки по мощности у котлов PV1 951-1120 kW $R_N = 2898,6 \text{ мбар} / \text{МВт}$ и PV1 1351-1700 kW $R_N = 2950,8 \text{ мбар} / \text{МВт}$. А наибольшее сопротивление у PV1 251-310 kW $R_N = 8214 \text{ мбар} / \text{МВт}$.

Исходя из проанализированных данных, у котла VISSMANN серии VITOPLEX 100 тип PV1 наименьшая интенсивность образования NO_x по тепловому механизму Зельдовича наблюдается у PV1 951-1120 kW.

Литература

1. Системы отопления // VISSMANN [Electronic resource]. – Москва, 2017. – Mode of access: <https://www.viessmann.ru/ru/zilye-zdania/gazovye-vodogrejnye-kotly/nizkotemperaturnye-gazovye-vodogrejnye-kotly/vitoplex-100.html> – Date of access: 07.04.2019.

УДК 620.9

ОБЪЕМНАЯ ТЕПЛОВАЯ НАГРУЗКА ТОПКИ ДВУХХОДОВОГО И ТРЕХХОДОВОГО ЖАРОТРУБНОГО КОТЛА

Акулич А. В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Ярмольчик Ю.П.

Жаротрубный котел — паровой или водогрейный котёл, у которого поверхность нагрева состоит из трубок небольшого диаметра, внутри которых движутся горячие продукты сгорания топлива. Такие агрегаты применяются в системах отопления и на промышленных предприятиях. Различают двухходовые и трехходовые котлы. Конструкция трехходового котла по сравнению с двухходовым у большинства производителей имеет большую конвективную поверхность нагрева (дымогарных труб).

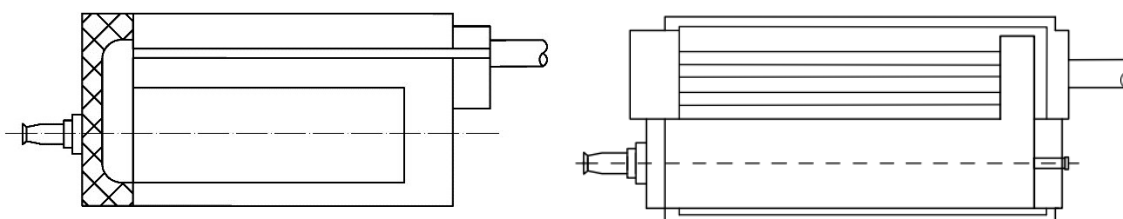


Рисунок 1. Схематичное изображение двухходового и трехходового котла

Для оценки эффективности топки недостаточно таких показателей как мощность или ее размеры, поэтому используется объемная тепловая нагрузка.

Она может быть рассчитана по формуле:

$$q_v = \frac{N_k}{V}, \text{ мм} \quad (1)$$

где N_k – мощность топки, кВт,
 V – объем топки, м³.

Объем топки найдем по длине и диаметру топки, полученным опытным путем.

Таблица 1

Необходимые минимальные размеры трубы и камеры сгорания

Мощность горелки, кВт	Реверсивные котлы		Трехходовой котел	
	диаметр	длина	диаметр	длина
300	500	850	400	910
500	550	1100	480	1200
800	650	1360	550	1500
1000	730	1500	560	1650
1500	850	1800	630	2025
2000	950	2050	690	2350
2500	1030	2275	740	2600
3000	1100	2450	780	2900
3500	1160	2650	820	3100
4000	1220	2800	850	3300

4500	1280	2950	880	3500
5000	1330	3100	910	3700
5500	1380	3250	940	3900
6000	1420	3350	960	4050
7000	1500	3600	1010	4400
8000	1580	3825	1050	4700
9000	1650	4050	1090	5000
10000	1720	4225	1120	5225
11000	1780	4400	1160	5450
12000	1840	4600	1180	5700
13000			1220	5900
14000			1240	6175
15000			1260	6400
16000			1290	6600
17500			1330	6900

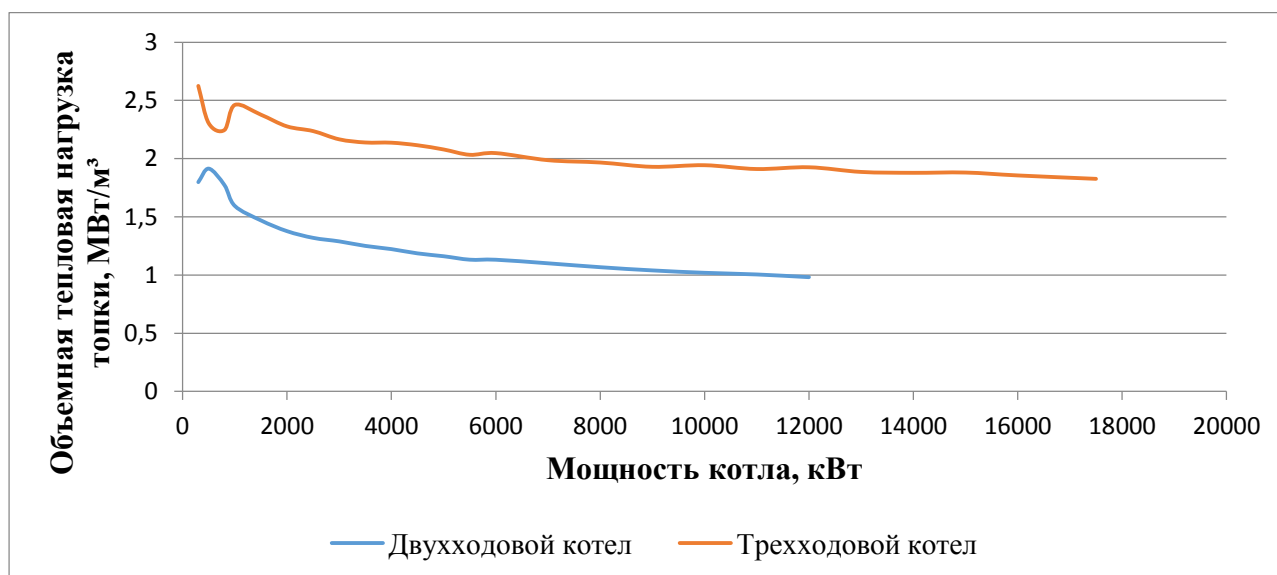


Рисунок 1. Объемная тепловая нагрузка топки трехходового и двухходового котла

Литература

1. Европейские инженерные системы // ICI CALDAIE [Electronic resource]. – Москва, 2015. – Mode of access: <http://www.eesystems.ru/images/files/ICI/rex.pdf>. – Date of access: 09.04.2019.

УДК 62-621.2

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА БЕЛОРУССКОМ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ЗАВОДЕ

Кацубо В.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Романюк В.Н.

«Белоруснефть» – вертикально-интегрированная нефтяная компания. Занимает лидирующее положение в топливно-энергетическом комплексе Республики Беларусь. Образована в 1966 г.

В 2006 г. Указом Президента Республики Беларусь создано Государственное производственное объединение «Белоруснефть». В его состав вошли предприятие «Белоруснефть» (нефтегазодобывающий блок), агропромышленное и республиканские дочерние предприятия по нефтепродуктообеспечению. В 2012 г. компания получила официальный статус научной организации.

Основными видами деятельности являются геологоразведка, добыча нефти и газа, переработка и энергетика, нефтяной сервис, наука и инжиниринг, реализация нефтепродуктов через фирменную сеть нефтебаз и АЗС.

Добываемую нефть компания перерабатывает на нефтеперерабатывающих заводах республики (ОАО «Мозырский НПЗ» и ОАО «Нафтан») и отправляет на экспорт, попутный газ – перерабатывает на собственном, единственном в Беларуси газоперерабатывающем заводе.

Нефтепродукты «Белоруснефть» реализует на территории Беларуси и за ее пределами. Сбытовая сеть компании на начало 2018 г. насчитывает более 560 автозаправочных станций.

В состав объединения «Белоруснефть» входят более 40 нефтедобывающих, нефтесервисных, инжиниринговых, проектных, газоперерабатывающих и сбытовых подразделений и предприятий в Беларуси, России, Украине, Венесуэле, Эквадоре, Польше.

В совместных предприятиях за рубежом «Белоруснефть» ведет проекты по добыче нефти, сейсморазведке, нефтяному сервису, инжинирингу.

Белорусский газоперерабатывающий завод введен в эксплуатацию в 1976 г. Основные виды деятельности – это переработка попутного нефтяного газа, переработка привозного сырья (широкой фракции легких углеводородов), производство электрической и тепловой энергии.

Для выработки тепловой и электрической энергии на технологию и собственные нужды в 2006 г. была введена в эксплуатацию ТЭЦ. Реализована технологическая схема с 8-ю агрегатами на базе газопоршневых двигателей JMS620 компании "GE Jenbacher" общей вырабатываемой мощностью 24 МВт электрической и 20,9 МВт тепловой энергии. Вырабатываемая электроэнергия полностью обеспечивает потребность БГПЗ, а также 75% объектов нефтедобычи. Тепловая энергия используется в технологических процессах нагрева керосина и нефти, что снижает потребление газа на печи БГПЗ для

нагрева керосина и печи цеха подготовки и перекачки нефти НГДУ «Речицанефть» для нагрева нефти.

Площадка ТЭЦ примыкает к Белорусскому ГПЗ, что обеспечивает единую систему электроснабжения обоих производств. Связь с энергосистемой осуществляется по двум линиям электропередач 110 кВ.

Вода на ТЭЦ подается из реки Днепр по водоводу и накапливается в резервуаре объемом 300 м³. Используется вода для подпитки тепловой сети. Расчетный расход подпиточной воды 5 м³/ч. Подготовка воды для подпитки системы осуществляется из аппаратов химводоочистки, установленных во вспомогательном корпусе.

Водяной пар используется для обогрева деаэратора, для создания паровых завес при появлении аварийных ситуаций на участке ГКТО, а также для пропарки оборудования и других работ. Обеспечение паром от сети БГПЗ.

Работает ТЭЦ под контролем операторов, которые со щита управления с помощью автоматических систем управления осуществляют требуемое воздействие на оборудование в соответствии с нуждами теплотехнологий БГПЗ и установки подготовки нефти. Основным оборудованием ТЭЦ являются восемь когенерационных модулей, расположенных в машинном зале производственного корпуса. Основу каждого модуля составляют газовые поршневые агрегаты (ГПА) в составе тепловых двигателей внутреннего сгорания (ДВС), электрогенераторов, оборудования обеспечения. Каждый ГПА помещен в отдельный бокс, чем достигается шумоглушение и возможность обеспечения санитарных норм для обслуживающего персонала.

В комплект когенерационного модуля входят газовый поршневой агрегат JMS 620 GS-S.LC фирмы "Jenbacher" (Австрия), входящей в состав концерна "General Electric", газо-керосиновый теплообменник (ГКТО), газо-водяной теплообменник ГВТО (рисунок 1), газоходы, образующие совместно с ГКТО, ГВТО и дымовой трубой тракт выброса продуктов сгорания в атмосферу.



Рисунок 1. Газоводяные теплообменники

В состав агрегата (рисунок 2) входит поршневой двигатель внутреннего сгорания (ДВС), электрический генератор, водяные теплообменники систем охлаждения ДВС: охлаждения масла, охлаждения 1-й ступени рабочей смеси, охлаждения самого двигателя, этиленгликолевый контур охлаждения рабочей смеси 2-й ступени с градирнями сухого типа, расширительным и сбросным бачками, циркуляционным насосом, этиленгликолевый контур экстренного охлаждения сетевой воды с градирнями сухого типа, циркуляционным насосом, аппаратура управления и насос сетевой воды, обеспечивающий циркуляцию теплоносителя в части контура, относящейся к теплоутилизационному оборудованию когенерационного модуля, глушитель шума выхлопных газов с системой каталитического дожига окиси углерода.

Нормальная эксплуатация ТЭЦ обеспечивается устойчивой, безаварийной работой вспомогательного и основного технологического оборудования и бесперебойной подачей топливного газа, бесперебойной подачей и отводом теплоносителей (СВ и ВОТ) на установки теплоутилизующие энергию выхлопных дымовых газов, бесперебойным приемом потока электрической энергии, строгим ведением технологического режима в соответствии с технологическим регламентом. Контроль за соблюдением норм технологического режима осуществляется непрерывно в автоматическом режиме и периодически дежурным персоналом, путем сопоставления фактических значений параметров с их регламентированными значениями.

Фактические значения параметров технологического режима контролируются по приборам и средствам автоматизации и вычислительной техники, режимным листам. Для осуществления данного контроля используется информационно-управляющая система контроля за технологическими параметрами (ИУС), созданная на базе микропроцессорной техники, развитой компьютерной сети и программного обеспечения. Программа предусматривает сбор мгновенных значений параметров с технологических установок и их сравнение в реальном времени с регламентными значениями, внесенными в конфигурацию системы.



Рисунок 2. Газопоршневой агрегат

Вспомогательным оборудованием ТЭЦ наиболее высокой степени иерархии, осуществляющим непосредственное обеспечение работы ГПА, являются приточно-вытяжные технологические системы вентиляции (ПВТСВ), имеющие в своем составе системы охлаждения воздуха. Количество ПВТСВ восемь — по одной на каждый когенерационный модуль. Назначение — поддержание в боксе требуемых значений температуры и давления, подача воздуха, требуемого для приготовления рабочей смеси в количестве 13,2 тыс.м³/ч, поддержание кратности воздухообмена, при которой обеспечивается взрывобезопасная концентрация метана в атмосфере бокса при аварийном появлении утечек с общим расходом газа до 70 м³/ч; системы охлаждения рабочей смеси 2-й степени с градирнями сухого типа, расширительным и сбросным бачками, циркуляционным насосом, аппаратурой управления. Предназначена каждая из них для поддержания температуры рабочей смеси, приготавливаемой в ДВС, в оптимальном интервале значений для обеспечения должного протекания процессов заполнения ею цилиндров, последующих сжатия и горения. Мощность потока теплоотвода каждой системы охлаждения составляет 226 кВт. Работают под управлением автоматических систем управления ГПА. Комплектная сухая градирня системы установлена на крыше производственного корпуса. Насос циркуляции расположен на трубопроводе этиленгликоля непосредственно в боксе. В боксе расположен и расширительный бак системы.

В зимнее время в период простоя ГПА требуется с помощью трехходового крана рассечь контур для устранения возможности переохлаждения объема теплообменника 2-й степени охлаждения рабочей смеси; системы экстренного охлаждения сетевой воды с градирнями сухого типа, расширительным и сбросным бачками, циркуляционным насосом, аппаратурой управления. Предназначена каждая из них для ограничения температуры сетевой воды на входе в теплообменники охлаждения масла не выше 70 °С. Работают под управлением автоматических систем управления ГПА. Мощность каждой системы составляет 1400 кВт в соответствии с мощностью потока теплоты от системы охлаждения ДВС. Таким образом, на входе в модуль температура обратной сетевой воды не может быть большей температуры потока воды на выходе из системы охлаждения ДВС, равной 95 °С.

Комплектная сухая градирня системы установлена на крыше производственного корпуса. В боксе расположены теплообменник экстренного охлаждения на линии обратной сетевой воды и расширительный бак системы. В зимнее время в период простоя ГПА требуется с помощью отсечного клапана рассечь контур для устранения возможности размораживания теплообменника экстренного охлаждения на линии обратной сетевой воды и переохлаждения объема масляного теплообменника и непосредственно масла; системы приема и подачи чистого масла в ДВС, смены отработанного масла и приема отработанного масла из ДВС. Состоит из двух емкостей чистого масла, объемом 5 и 3 м³, емкости объемом 10 м³ для приемки из ДВС отработанного масла, 2-х автономных трубопроводов подачи чистого масла из емкостей к ДВС и трубопровода перекачки отработанного масла из ДВС в емкость. Насосов:

подачи масла из транспортных баков в вышеназванные емкости чистого масла, подачи чистого масла при его смене в ДВС, откачки отработанного масла из ДВС. Кроме того, в состав масляного хозяйства входит устройство аварийного слива масла из всех вышеназванных емкостей в два бака, установленных вне помещения ниже нулевой отметки, что обеспечивает слив масла за счет естественного напора без использования нагнетателей. Трубопроводы чистого и отработанного масла проложены в каналах совместно с обогревающим водяным трубопроводом-спутником.

Литература

1. Бакластов А. М. Проектирование, монтаж и эксплуатация теплоиспользующих установок. - М.: Энергия, 1970. – 568 с.
2. Романюк В.Н. Газо-поршневые и газотурбинные двигатели внутреннего сгорания в системах комбинированного производства энергии// Главный энергетик, №8, 2008 г.– с.39–49.

УДК 620.9

ПРЕДЕЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ ТОПКИ РЕВЕРСИВНОГО ЖАРОТРУБНОГО КОТЛА

Шалабодова К.Ю., Якимов И.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Ярмольчик Ю.П.

Уже более двухсот лет человечество использует жаротрубное оборудование. Такие агрегаты применяются в системах отопления и на промышленных предприятиях. Различают двухходовые и трехходовые котлы. В двухходовых котлах с реверсивной топкой факел развивается в топке, удаляется в дальнюю стенку, разворачивается, прилегая к стенкам топки и угасает, не достигая передней дверцы котла. Дымовые газы ударяются в дверцу котла и по специальным каналам выходят в жаровые трубы. Далее процесс развивается аналогично простым двухходовым котлам.

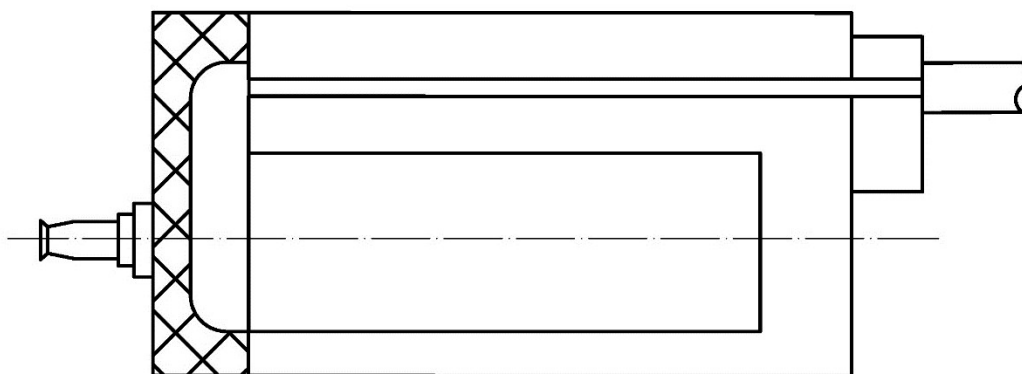


Рисунок 1. Схематичное изображение котла с реверсивной топкой

Пределные размеры топки (жаровой трубы) ограничиваются размером факела. Топка должна быть достаточной длины, чтобы пламя не касалось стенок.

Теоретически максимальная длина пламени может быть рассчитана по формуле, полученной опытным путём:

$$L_{max} = 0,25 \sqrt{\frac{Q_b}{10}}, \text{ мм} \quad (1)$$

где Q_b – мощность топки, кВт.

В реальности из-за потерь давления в топке, размеры факела изменяются. Длина и диаметр топки, полученные опытным путем, представлены в таблице 1.

Таблица 1
Необходимые минимальные размеры трубы и камеры сгорания

Мощность горелки, кВт	Реверсивные котлы	
	диаметр	длина
300	500	850
500	550	1100
800	650	1360
1000	730	1500

1500	850	1800
2000	950	2050
2500	1030	2275
3000	1100	2450
3500	1160	2650
4000	1220	2800
4500	1280	2950
5000	1330	3100
5500	1380	3250
6000	1420	3350
7000	1500	3600
8000	1580	3825
9000	1650	4050
10000	1720	4225
11000	1780	4400
12000	1840	4600

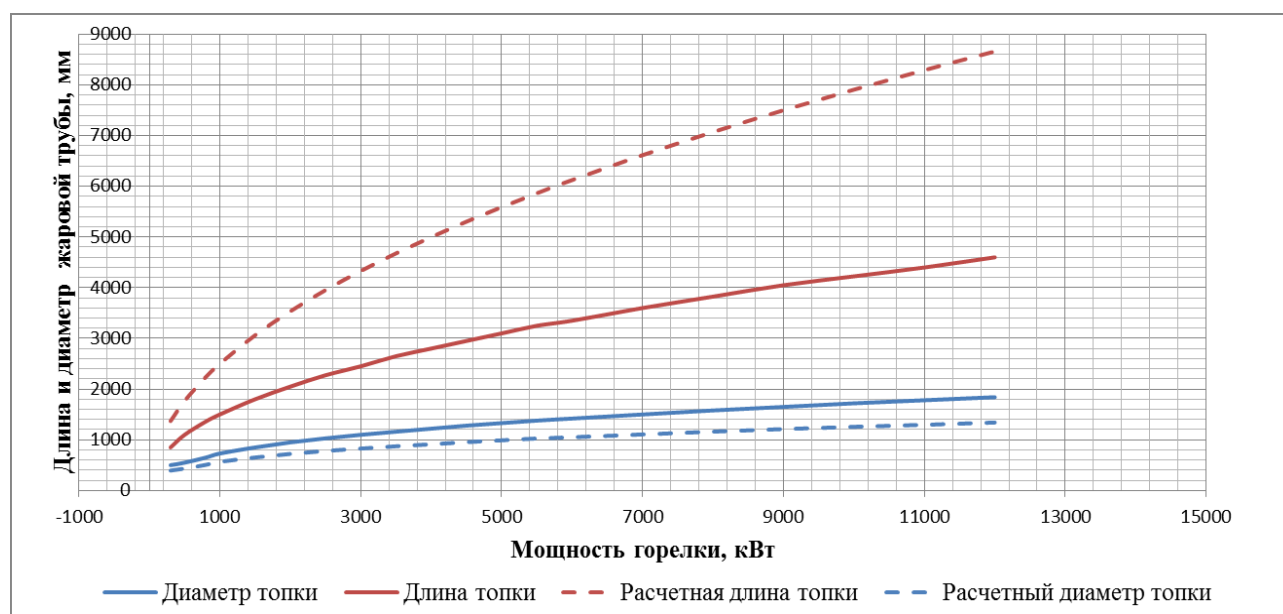


Рисунок 2. Зависимость длины и диаметра жаровой трубы от мощности горелки

Литература

1. Европейские инженерные системы // ICI CALDAIE [Electronic resource]. – Москва, 2015. – Mode of access: <http://www.eesystems.ru/images/files/ICI/rex.pdf>. – Date of access: 10.04.2019.

УДК 697 432

РЕКОНСТРУКЦИИ РАЙОННОЙ КОТЕЛЬНОЙ С ПЕРЕВОДОМ ЕЕ НА МЕСТНЫЕ ВИДЫ ТОПЛИВА С УВЕЛИЧЕНИЕМ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ДО 25 МВт.

Соколовская К С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Чернышев В. И

Реконструируемая водогрейная котельная, расположенная по ул. Строителей в г. Ошмяны Гродненской области, является источником тепловой энергии для систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий г. Ошмяны

Исходными данными для определения производительности котельной и выбора типа котлов являются расчетные тепловые нагрузки, параметры теплоносителя, схема теплоснабжения, вид топлива.

По надежности отпуска тепла потребителям котельная относится ко 2-ой категории

Режим работы котельной 8400 часов в год.

Система теплоснабжения - закрытая, отпуск теплоты потребителям осуществляется по четырехтрубной тепловой сети.

Топливом для котлов на кипящем слое служат торф фрезерный $Q_{н^p}=2123$ ккал/кг, влажность 50,4%, зольность 7,2%. Розжиговое топливо - природный газ $Q_{н^p}=8120$ ккал/м³. Резервное топливо не предусмотрено.

В качестве теплоносителя для систем теплоснабжения потребителей принята сетевая вода.

Расчетный температурный график при температуре наружного воздуха - 25°С 120-70 °С Потребителям отпускается тепловая энергия для отопления и вентиляции в виде воды с параметрами 105-70 °С и 60 °С на нужды горячего водоснабжения.

Приготовление горячей воды осуществляется в кожухотрубном водоподогревателе производительностью 6,0 Гкал/ч В котельной установлены три бака-аккумулятора объемом 100 м³ каждый

Подача топлива в котел КВТС-20 и удаление золы механизированное Оборудование топливоподачи расположено под навесом.

Котельная оборудована системами отопления и вентиляции, водоснабжения и канализации

Существующие газовые водогрейные котлы выработали нормативный срок эксплуатации Котел КВ-ГМ-20-150 №4, 1986 г в не прошел диагностику и выведен из эксплуатации

Расчетное давление теплоносителя на выводе тепловой сети из котельной составляет 0,75 МПа в подающем трубопроводе и 0,25 МПа в обратном трубопроводе. Давление в теплосети в летний период: Рпод 0,38-0,4 МПа, Робр 0,26-0,28 МПа

Дымовые газы газовых котлов удаляются через кирпичную дымовую трубу Н 27 м. Дымовые газы твердотопливную котла проходя очистку в блоке

циклонов, входящем в комплект котла КВТС-20, и отводятся через стальную дымовую грубу Ду700,11-30 м

Приготовление горячей воды осуществляет ем в кожухофубном нодоподог рева юле производительностью 6,0 Гкал/ч. В котельной установлены три бака-аккумулятора объемом 100 м³ каждый.

Регулирование температуры горячей воды осуществляется системой управления РТ-2. Погодное регулирование осуществляется в ИТП потребителей.

Подпитка системы теплоснабжения осуществляется от ХВО существующими подпиточными насосами

Учет отпущенной тепловой энергии осуществляется теплосчетчиком ТЭМ-104. Котельная оборудована системами отопления и вентиляции, водоснабжения и канализации. В котельной имеются бытовые помещения.

Проектируемый водогрейный котел КВТС-20 подключается к тепловой схеме котельной параллельно существующим котлам. Для увязки гидравлических режимов котлов перед проектируемым котлом предусмотрена установка регулятора давления «после себя» и циркуляционного насоса на выходе воды из котла

Защита насоса от сухого хода производится по электроконтактному манометру (ЭКМ), установленному во всасывающем коллекторе. При падении давления до 0,1 МПа, шкаф управления котельной (ШУК) выдаст сигнал аварии по сухому ходу насоса и происходит отключение насоса. Контроль работы насоса осуществляется по ЭКМ, установленному в напорном патрубке насоса.

Котел оснащен двумя предохранительными клапанами.

Поддержание температуры на входе в котел не ниже 70°С осуществляется с помощью затвора с электроприводом.

Для учета вырабатываемой теплоты на выходе воды из котла перед коллектором прямой сетевой воды предусмотрена установка теплосчетчика ТЭМ-104-1 Ду100.

На трубопроводах воды предусматривается установка запорно-регулирующей арматуры в легкодоступных и безопасных местах.

Трубопроводы теплоносителя системы отопления в котельной предусмотрены из стальных электросварных прямошовных труб по ГОС Т 10704-91 и водогазопроводных труб по ГОСТ 3262-75.

Трубопроводы защищаются от коррозии и теплоизолируются согласно ведомости техмонгажной.

Работа котельной предусмотрена с постоянным пребыванием обслуживающего персонала.

Контроль параметров предусмотрен контрольно-измерительными приборами, устанавливаемыми на трубопроводах, оборудовании и щитах котельной. При возникновении аварийной ситуации включается световая и звуковая сигнализация

Обслуживание котельной:

- проверка работы оборудования;

- проверка герметичности систем;
 - запись в журнале параметров работы;
 - загрузка фрезерного торфа на подвижные полы расходного склада топлива;
 - розжиг котлов;
 - обслуживание системы золоудаления;
 - осмотр и чистка газоходов.
- В здании имеются бытовые помещения для обслуживающего персонала

УДК 620.9

МЕХАНИЗМЫ ОБРАЗОВАНИЯ ОКСИДОВ АЗОТА

Страчинский С.И

Научный руководитель – к.т.н. доцент Ярмольчик Ю.П.

Оксиды азота образуются во всех процессах горения путем частичного окисления молекулярного азота воздуха для горения, а также присутствия химически связанного азота в топливе. Таким образом, два источника ответственны за образование оксида азота, причем реакционная среда во фронте пламени приводит к образованию NO с помощью трех различных механизмов.

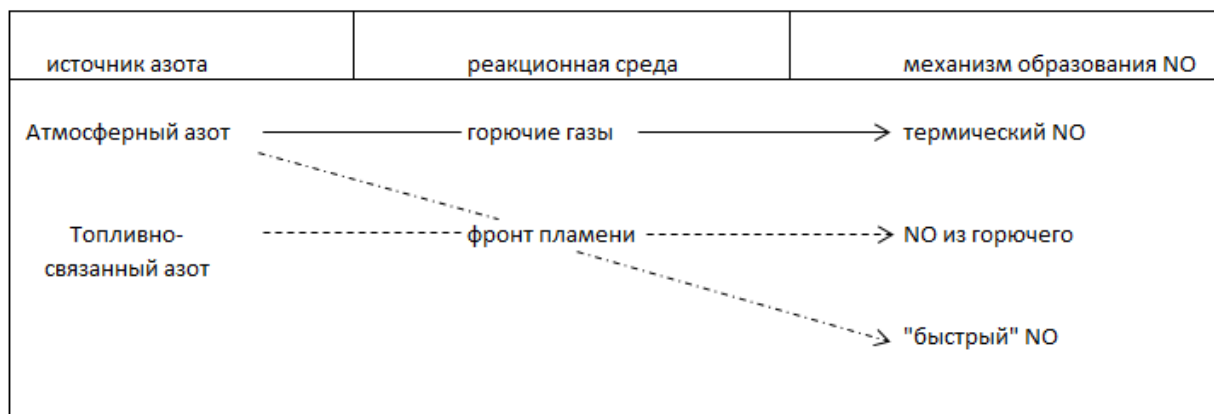


Рисунок 1. Схематичное изображение механизмов образования оксидов азота

Различают термическое NO, которое образуется из молекулярного азота N_2 в пламени в результате окисления при температурах $>1200^\circ C$, с радикалами OH и NO_2 в качестве партнера реакции во фронте пламени и в реакционной зоне. В зоне окисления во фронте пламени присутствуют углеводородные радикалы CH , CH_2 , CH_3 , который обозначается C_x как собирательный символ, и во время преобразования топлива из-за избытка кислорода приводит к образованию быстрого оксида азота.

Топливный NO образуется из азотосодержащего топлива или азотных соединений во фронте пламени или в корне пламени.

Доля атомарного азота играет существенную роль, чем выше его доля, тем ниже КПД.

При сжигании газа топливный NO отсутствует, высокие значения для сжигания жидкого топлива EL и высокие значения для сжигания жидкого топлива S, в зависимости от количества азота, содержащегося в топливе. Окисление NO до NO_2 происходит при температуре $<600^\circ C$ в тракте дымовых газов и в атмосфере. В ТА_{luft} – Технические инструкции по контролю качества воздуха, регламент по контролю за загрязнением воздуха – было определено, что значения выбросов измеряются в $мг/м^3$, в пересчете на NO_2 , при объемном содержании O_2 3% в уходящих газах.

Размер камеры сгорания, конструкция, нагрузка и температура стенки также влияют на уровень образования выбросов. Во-первых, важно, чтобы геометрия топки была оптимальной, чтобы можно было добиться идеального

сгорания топлива. Другим решающим фактором является удельная объемная нагрузка на камеру сгорания, которая в случае цилиндрических топок не выше, чем: для жидкого топлива EL и природного газа, приблизительно от 1,0 до 1,2 МВт/м³, для жидкого топлива S – до 1,1 МВт/м³. Исследования показали, что значения NO также увеличиваются с увеличением температуры стенки топки, а также объемной нагрузки до 1,0 МВт/м³.

Снижение выбросов может быть достигнуто с помощью определенных мер. Эти меры включают в себя: снижение температуры ядра пламени, охлаждение пламени из-за отвода тепла в камере сгорания, рециркуляции отработавших газов в зоне пламени, предварительного смешивания топлива и воздуха и т. д. – более короткое время пребывания продуктов сгорания в зоне высоких температур, так как содержание NO увеличивается с увеличением этого времени. Решающим является не среднее значение, а локальная максимальная температура горения. Работа с низким значением коэффициента избытка воздуха и, следовательно, снижение парциального давления O₂ – постепенное добавление воздуха для горения и промежуточные ступени горения.

УДК 62-9

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЕТА АДИАБАТНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ГОРЕНИЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

Страчинский С.И

Научный руководитель – ассистент Мясникович В.В.

В настоящее время существует множество программ по расчету горения топлива в различных программных средах.

Сложностью расчета топлива при разных параметрах воздуха и топлива является зависимость теплоемкости компонентов топлива от температуры. Поэтому возникает задача в предварительном принятии температуры горения, затем пересчете теплоемкости при данной температуре, и потом в повторном нахождении температуры горения.

Раньше была необходимость в ручном пересчете.

Принцип работы программы: сравниваются два числа a и b . Если $a_0 > b_0$, то число b увеличивается на величину $\Delta = 0,2$. В результате получаем числа a_1 и b_1 , и снова сравниваем полученные величины. При сохранении условия $a_i > b_i$, расчет проводится заново. Такие действия повторяются, пока $a_i - b_i$ не было меньше величины $\Delta_+ = 0,3$.

Если $a_0 < b_0$, то число b уменьшается на величину $\Delta = 0,2$. В результате получаем числа a_1 и b_1 , и снова сравниваем полученные величины. При сохранении условия $a_i < b_i$, расчет проводится заново. Такие действия повторяются, пока $b_i - a_i$ не было меньше величины $\Delta_- = 0,3$.

Программа выполнена встроением в существующий расчет газообразного топлива с помощью кода и кнопки выполнения программы в среде Visual Basic for Application (VBA). Для уменьшения вероятности возникновения ошибки время задержки между циклами составляет 10 мс.

Внешний вид программы представлен на рисунке 1.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
2	Компо-	Молярная	низш.тепл.	сгорания	Плотность	Рабочая масса			сухая	
3	нент ПГ	масса	Норм.м.	Тымчак	при н.у.	табличн.	В расчет	расчетная	масса	
4		кг/кмоль	ккал/м ³	ккал/м ³	кг/м ³	%	%	%	%	
5	CO	28,011	3018	3016	1,2505	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	
6	H ₂	2,016	2579	2577	0,0900	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	
7	CH ₄	16,042	8555	8558	0,7162	45,70%	45,2%	45,2%	45,7%	
8	C ₂ H ₄	28,052	14107	14105	1,2523	48,15%	47,6%	47,6%	48,2%	
9	C ₂ H ₆	30,068	15226	15235	1,3423	0,60%	0,6%	0,6%	0,6%	
10	C ₃ H ₈	44,094	21795	21802	1,9685	0,10%	0,1%	0,1%	0,1%	
11	C ₄ H ₁₀	58,12	28338	28345	2,5946	0,08%	0,1%	0,1%	0,1%	
12	C ₅ H ₁₂	72,151	34890	34900	3,2210	0,03%	0,0%	0,0%	0,0%	
13	C _m H _n	114,22	14107	17000	5,0991	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	
14	CO ₂	44,011	0	0	1,9648	3,30%	3,3%	3,3%	3,3%	
15	O ₂	32	0	0	1,4286	0,03%	0,0%	0,0%	0,0%	
16	N ₂	28,016	0	0	1,2507	2,01%	2,0%	2,0%	2,0%	
17	H ₂ O	18,016	0	0	0,8043	0,00%	1,2%	1,2%	0,0%	
18	H ₂ S	34,082	5585	5534	1,5215	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	
19	Проверка материального состава топлива по балансу					100,0%	100%	100%	100%	
20	теплоемкость топлива (не зависит от температуры)					1,492	ср, кДж/(м ³ ·К)			
21	физическая энтальпия топлива					29,8	кДж/м ³			
22	* принято для этилена, как рекомендует н.м., у Тымчака иначе, иные									
23	у него и теплоты сгорания. Здесь из "измерения и учета расхода газа"									
24	Коеф. избытка воздуха								1,000	
25	Температура воздуха, тв					°C			7	
118										
119	Расчет адиабатной температуры горения								2171	
120	Теоретическая температура горения (адиабатная)					°C	приблиз.		2171	
121										
122	Средние объемные изобарные теплоемкости газов:					кДж/(м ³ ·гр)			1,6861	
123	N ₂					1,0530536	кДж/(м ³ ·гр)		1,4936	

Рисунок 1. Внешний вид программы

На рисунке 2 представлен текст программы.

```

Private Sub CommandButton1_Click()
If Range("H120") > Range("H119") Then
Do
A = Range("H120").Value
B = Range("H119").Value
Range("H120").Value = A - 0.2
'Application.Wait Time:=Now + TimeValue("0:00:01")
Loop Until A - B < 0.3 And Range("H120") < Range("H119")
Else
If Range("H120") < Range("H119") Then
Do
A = Range("H120").Value
B = Range("H119").Value
Range("H120").Value = Range("H120").Value + 0.2
'Application.Wait Time:=Now + TimeValue("0:00:01")
Loop Until A - B < 0.3 And Range("H120") > Range("H119")
End If
End If
End Sub
    
```

Рисунок 2. Код программы

УДК 621

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Страчинский С.И., Лазакович В.И., Иванова Д.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Прокопеня И.Н.

Ветроэнергетика - это отрасль энергетики, связанная с разработкой методов и средств по преобразованию энергии ветра в механическую, электрическую или тепловую энергию, и может быть реализована такими установками, как ветряная мельница, ветрогенератор, парус и иными видами.

Как и любая отрасль экономики, ветроэнергетика характеризуется тремя составляющими, которые обеспечивают ее стабильную работу:

- 1) качественным и надежное оборудованием,
- 2) достаточным количеством ресурсов,
- 3) развитой инфраструктурой (электрические сети).

В стране насчитывается большое количество перспективных свободных площадок, не занятых субъектами хозяйственной деятельности, а также имеется развитая сеть электроснабжения. Доля ветроэнергетики в топливно-энергетическом балансе Республики Беларусь ограничивается лишь технически и экономически оправданными резервами мощности традиционной энергетики. Поэтому количество ветроэнергетических установок (ВЭУ) или станций (ВЭС) и место их размещение обуславливается только правильными технико-экономическими расчетами. Максимально прогнозируемый ветроэнергетический ресурс территории республики составляет более 280 млрд. кВт·ч в год. Используя только 1% свободной территории под ветроэнергетику позволило бы выработать около 4 млрд. кВт·ч энергии в год. При условии 25% использования годового времени на выработку такого количества энергии потребуется до 8 000 ветроустановок мощностью от 100 до 500 кВт, которые позволили бы сэкономить ежегодно до 1 млн. тонн условного топлива. Окупаемость такой установки составляет около 4-5 лет. У нас имеются: Ветроэнергетическая установка «Нордекс 29/ 250 кВт», Ветроэнергетическая установка «Якобс 48/ 600 кВт», Ветроэнергетическая станция «ВЭС-200 кВт».

Оценивая среднегодовую фоновую скорость ветра, по данным госметеостанций и постов, на высоте 10 м равную 4,2 м/с, а также на высоте 65 метров – 7,9 м/с, можно сделать вывод и перспективе использования ВЭУ малой и средней мощности. [3]

К концу 2018 года в Беларуси работают больше чем 90 ВЭУ суммарной мощностью более 90 МВт. Тем не менее, доля производства электроэнергии с помощью энергии ветра в общем производстве в Беларуси пока немногим превышает 1%. [2]

При этом следует отметить, что РУП «Гродноэнерго» эксплуатирует новые энергоэффективные ветроустановки, а остальные организации — европейские установки, уже бывшие в употреблении и давно отработавшие свой плановый ресурс. [2]

К 2020 году в рамках заключенных инвестиционных договоров, распределения энергетических квот, намерений собственников осуществить строительство установок возобновляемых источников энергии (ВИЭ) исключительно для осуществления собственной хозяйственности планируется увеличение их мощности до 800 МВт, или более чем в 5 раз по отношению к 2016 году. При этом необходимо учитывать интересы как производителей, так и потребителей возобновляемой энергии — чтобы она была выгодной для обеих сторон. [1]

Развитию ветроэнергетики в Беларуси способствуют государственные программы и планы, направленные на стимулирование использования ВИЭ. Наряду с этим существует необходимость привлечения внешних иностранных инвестиций и поиска путей уменьшения цены ВЭУ. Предстоит подготовка квалифицированных кадров, расширение нормативно-правовой и законодательной базы, регулирующей вопросы тарифной и налоговой политик, проектирования и эксплуатации ветряных энергоустановок и ветропарков, а также оценки воздействия этих установок на окружающую среду.

Литература

1. БЕЛЭНЕРГО // Развитие возобновляемых источников энергии в Республике Беларусь. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.belenergo.by/content/infocenter/news/razvitie-vozobnovlyaemykh-istochnikov-energii-v-respublike-belarus__10275/ – Дата доступа: 09.05.2019.
2. Министерство энергетики Республики Беларусь // Развитие возобновляемых источников энергии в Республике Беларусь. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://minenergo.gov.by/razvitie-vozobnovljaemyh-istochnikov-jenergii-v-respublike-belarus> – Дата доступа: 09.05.2019.
3. Рекомендации по определению климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов. «Госкомгидромет СССР – ГГО им. А.И. Воейкова» и НПО «Ветроэн». Ленинград: Гидрометеиздат, 1989.

УДК 621.3

УСТАНОВКА ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ЧАСТНЫХ ДОМОВ В УСЛОВИЯХ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Зуева Е. С.

Научный руководитель – старший преподаватель Петровская Т.А.

Тепловые насосы – это устройства, которые используются для переноса тепловой энергии от источника с низкопотенциальной тепловой энергией к потребителям с температурой выше.

Тепловые насосы являются экономическими системами на основе возобновляемых источников энергии. Они предназначены для отопления и охлаждения зданий, горячего водоснабжения. В них нет процессов горения топлива с выделением вредных веществ в окружающую среду, что характеризует его со стороны экологически чистой системы.

Основными видами источников для тепловых насосов являются: тепло грунта и грунтовых вод, рек, водоёмов, окружающего воздуха.

Тепловые насосы способны полностью отопить частный дом, если температура на улице не ниже температуры расчетного уровня.

Принцип работы заключается в том, что теплоноситель забирает тепловую энергию из грунта, воды и воздуха и проходит через испаритель. Пройдя через испаритель, тепло переходит его внутреннему контуру, который наполнен хладагентом. Компрессор забирает пар хладагента, сжимает и повышает его температуру. Затем горячий хладагент переходит в конденсатор и отдает тепло теплоносителю отопительной системы здания и возвращается в жидкое состояние. При достижении определенного уровня температура цикл перестает работать. Если температура станет ниже уровня, то тепловой насос начнет заново свою работу.

Эффективность теплового насоса заключается в коэффициенте передачи тепла. Данное тепловое устройство потребляет определенный объём электроэнергии, а взамен приносит тепло. Чаще всего 70% тепла для отопления идёт от природы и 30% расходуется на работу самого оборудования. Значит стоимость отопления понижается на 70%.

Сегодня рынок тепловых насосов интенсивно развиваются. Они занимают лидирующее положение в сфере отопления частных жилых домов.

В Республике Беларусь на сегодняшний день цена на тепловые насосы значительно уменьшилась за счет возрастания внутренней конкуренции на рынке в РБ и за счет общемирового снижения стоимости на данное устройство. Что говорит об экономической доступности приобретения теплового устройства этого типа для частных домов. А также за последние годы снизилась на цена на буровые работы практически в два раза за счет внедрения «горизонтальных» коллекторов.

Использование тепловых насосов является единственным полностью автономным способом отопления, которое не требует какого-либо обслуживания и использования топлива. Также владелец данного оборудования сам сможет регулировать необходимую ему температуру и задать условия при

которых в ночное время либо при отсутствии людей в здании температура будет автоматически понижаться на 2-3 градуса, что приведет к экономии на электричестве.

УДК 621.3

ГИБРИДНЫЕ СОЛНЕЧНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

Деветьярова М.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Петровская Т.А.

Гибридные солнечные коллекторы предназначены для одновременной выработки тепловой и электрической энергии. Такие коллекторы, объединяют в себе функции фотоэлектрической панели и солнечного теплового коллектора и сокращенно называются PVT панелями. Такой симбиоз дает возможность сократить практически в два раза площадь, занимаемую установкой при наличии необходимости в одновременном использовании солнечных коллекторов и фотоэлектрических модулей на одном здании.

По сравнению с простой фотоэлектрической панелью увеличение мощности комбинированного солнечного коллектора может достигать 14,8 %.

Таблица 1

Сравнение КПД систем PVT, PV и T

Показатель	Гибридный солнечный коллектор (PVT)	Фотоэлектрический модуль (PV)	Жидкостный солнечный коллектор (T)
Площадь поверхности, м ²	67,76	67,76	67,76
КПД годовой, %	15,34+36,6	13,59	42,8

Однако на практике не всегда удается добиться заявленной эффективности гибридных установок. Это связано с тем, что в летний период температура теплоносителя систем ГВС очень велика (около 50 °С), что значительно ухудшает работу комбинированной системы. Наличие изоляции на гибридных коллекторах в отсутствие циркуляции приводит к еще большему увеличению температуры и, как следствие, снижению общей эффективности.

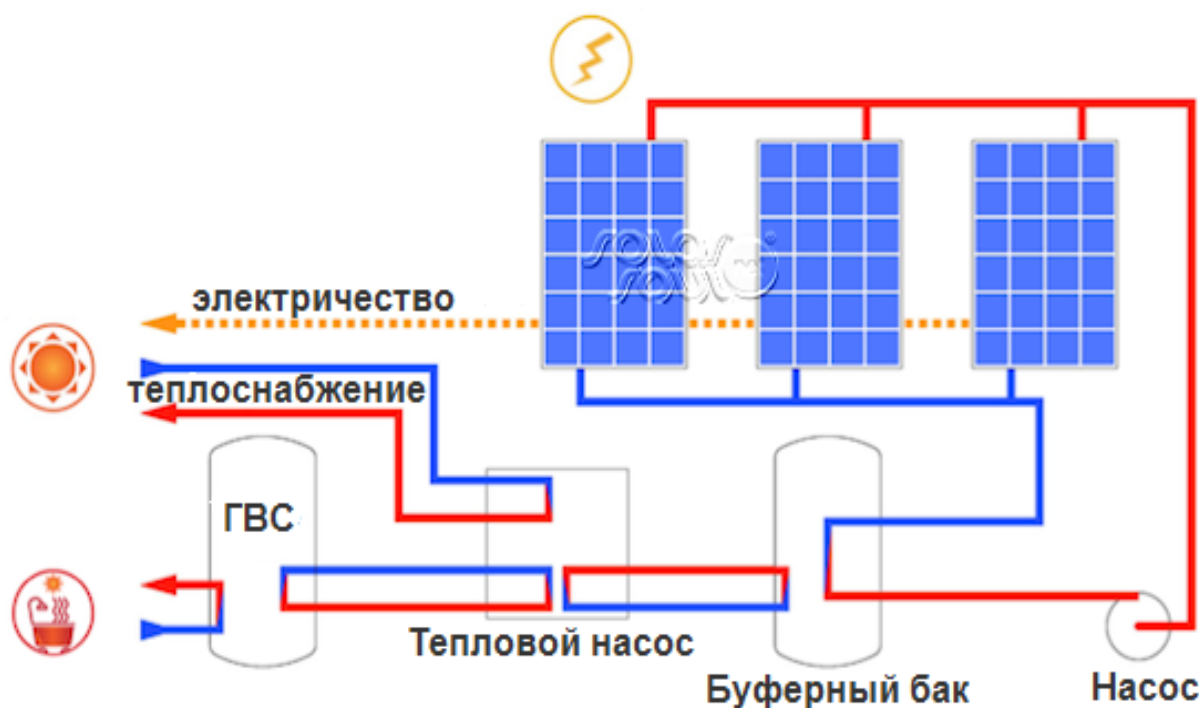


Рисунок 1. Вариант применения гибридных модулей PVT

Для достижения максимальной производительности гибридных солнечных коллекторов PVT, модули должны работать как низкопотенциальный источник энергии. К примеру, как источник тепла для теплового насоса, для нагрева воды в плавательном бассейне или для накопления тепла скважины теплового насоса летом.

Достоинства гибридных солнечных коллекторов:

- неисчерпаемый источник энергии;
- небольшая площадь установки;
- отсутствие выбросов в окружающую среду.

Недостатки гибридных солнечных коллекторов:

- зависимость от погоды, времени суток;
- высокая стоимость;
- загрязнение коллекторов пылью, снегом, инеем.

Таким образом, при правильном применении гибридных солнечных коллекторов PV/T система позволяет добиться хороших результатов.