

Круглый стол «**Эволюционное и инновационное
развитие легководных корпусных реакторов**»

Москва, ЦВЗ «Манеж», 7-9 июня 2010 года

ПУТИ ОПТИМИЗАЦИИ II КОНТУРА ДЛЯ АЭС С ВВЭР

Авдеев А.А.

Генеральный директор, д.т.н.



Открытое акционерное общество
«**Всероссийский научно-исследовательский и проектно-
конструкторский институт атомного энергетического
машиностроения**» ОАО «**ВНИИАМ**»



Коэффициент полезного действия

Реакторный остров

$$\eta > 98\%$$

Почти все выделившееся в АЗ тепло подается во II контур



Турбинный остров

$$\eta \approx 33 \div 36\%$$

Только третья часть тепла преобразуется в электроэнергию




Центр тяжести технических проблем на сегодняшний день – в машзале



Оценка экономики

На сколько дороже может быть турбоустановка с увеличенным на 1% КПД?

Блок 1200 МВт; КПД $\eta_э = 36\%$  $\eta_э = 37\%$
Дополнительная выработка 33,3 МВт

Капитальные затраты на выработку этой мощности

$3000 \text{ €/кВт} * 33,3 \text{ МВт} = 100 \text{ млн.€}$

Неучтены «мелочи»: экономия топлива, удельные эксплуатационные расходы и т.д.

Справка: стоимость турбины 1000 МВт (Харьков) – около 80 млн. €
стоимость турбины 1200 МВт (СПб) – около 100 млн. €

За турбину с увеличенным на 1% КПД выгодно заплатить в два раза дороже

КПД турбоустановки определяется всей наборкой оборудования машзала



Параметры турбоустановок

ТЭС	АЭС-2006	Эволюционный реактор	Инновационный реактор
Давление и температура острого пара			
$P_0 = 25 \text{ МПа}$ $T_0 = 560 \text{ }^\circ\text{C}$	$P_0 = 6,8 \text{ МПа}$ $T_0 = 284 \text{ }^\circ\text{C}$	$P_0 \approx 7,8 \text{ МПа}$ $T_0 = 293 \text{ }^\circ\text{C}$	$P_0 = 22 \text{ МПа}$ $T_0 = 560 \text{ }^\circ\text{C}$
Основные технические решения			
Двойной промперегрев до $560 \text{ }^\circ\text{C}$.	Внешняя сепарация и двухступенчатый перегрев.	Двойная внешняя сепарация и двухступенчатый перегрев. Петлевой ЦВСД . ПГ с выделенным экономайзерным участком.	?

Особенности: 1. Рост влажности на 1% снижает внутренний относительный КПД η_{oi} на 0,85%.
2. Термодинамический КПД максимален при $P_0 \approx 13 \div 15 \text{ МПа}$.
3. Максимальная теплоотдача при кипении при давлении $P_0 \sim 7 \text{ МПа}$.

Переход с $P_0 \approx 7 \text{ МПа}$ к $P_0 \approx 8 \text{ МПа}$ увеличивает η_e на $0,7 \div 0,8\%$



Организации, определяющие техническую политику по машзалу

1. Турбостроители – турбина + конденсатор
2. Энергомашиностроители – теплообменное оборудование
система регенерации
3. Проектные организации – компоновка оборудования
машзала
4. Эксплуатирующие организации – опыт коммерческого
использования оборудования

В отрасли нет организации – главного конструктора машзала



Влияние параметров турбоагрегата К-1000-60/1500 на недовыработку электроэнергии

№ п/п	Наименование параметра	Номинальное (расчетное) значение	Отклонение	Потеря мощности, МВт
1.	Степень сухости свежего пара, %	99,5	-0,5	-3,5
2.	Давление отработавшего пара кгс/см ² , (кПа)	0,05 (5,0)	+0,01 (1,0)	-11,5
3.	Потери давления в паровпускных органах (СРК), %	3÷4	+1,0	-1,5÷-2,0
4.	Потери давления в тракте промперегрева (СПП), %	7,0	+1,0	-2,0
5.	Недогрев пара, в I-ой и II-ой ступенях СПП, °С	~25,0	+5,0	-0,5÷-1,0
6.	Конечная температура питательной воды, °С	220,0	-5,0	-3,0
Итого:				23 МВт



Испытания турбоагрегатов энергоблоков АЭС

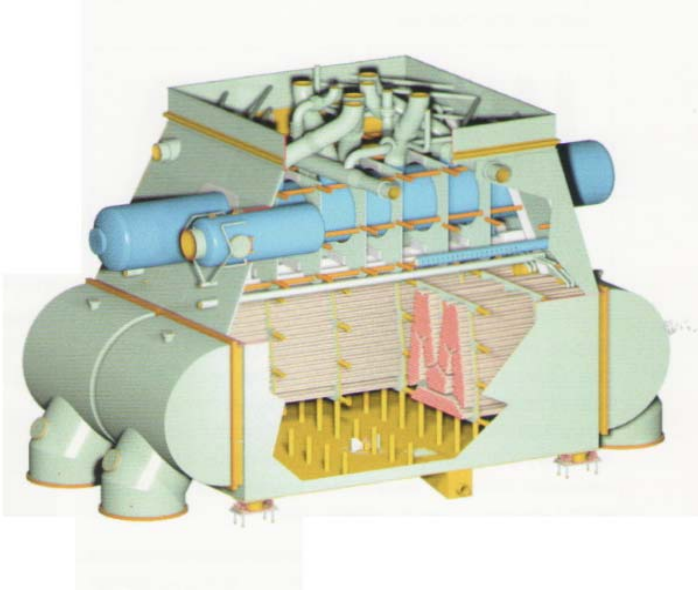
АЭС N№ энергоблока	Турбина		Год проведения испытания, исполнитель
	Тип	Завод- изготовитель	
ЛАЭС, блок № 1	К-500-60/3000	Турбоатом	1976 г.; ОРГРЭС, Уральское отделение
ЧАЭС, блок № 1	К-500-60/3000	Турбоатом	1980 г.; ОРГРЭС, Южное отделение
Калининская АЭС, блок № 1	К-1000-60/1500	Турбоатом	1985 г.; ОРГРЭС, Москва
Калининская АЭС, блок № 2	К-1000-60/1500	Турбоатом	1986 г.; ОРГРЭС, Москва

**Турбина К-1000-60/1500-2 (Турбоатом, с подвальными конденсаторами)
Балаковская АЭС (блоки № 1÷4), Ростовская АЭС (блоки № 1, 2).
Ни на одном из энергоблоков тепловые испытания не проводились**



Конденсатор

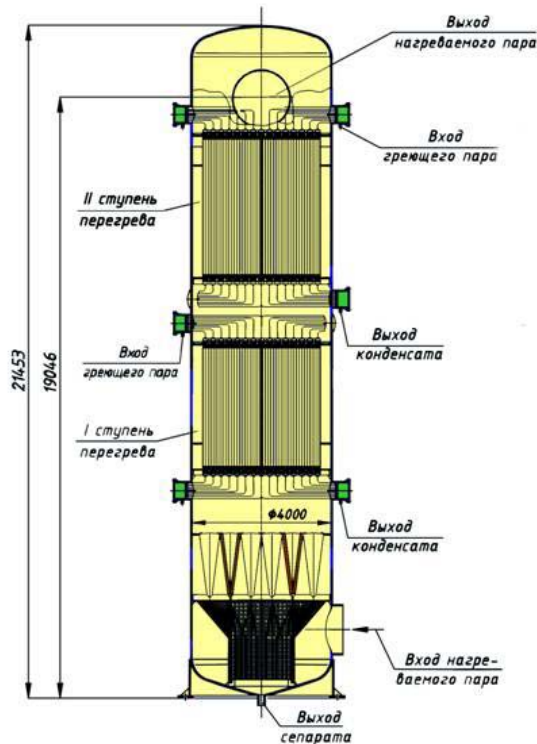
1. Наибольшее влияние на выработку блока оказывает конденсатор.
2. Переход на градирни.
3. Массовая замена конденсаторов в связи с отказом от использования медьсодержащих сплавов.



Необходим проект конденсационной установки, учитывающей как новые технические реалии, так и накопленный опыт эксплуатации



Конструктивные недостатки двухступенчатого сепаратора-пароперегревателя кассетного типа:

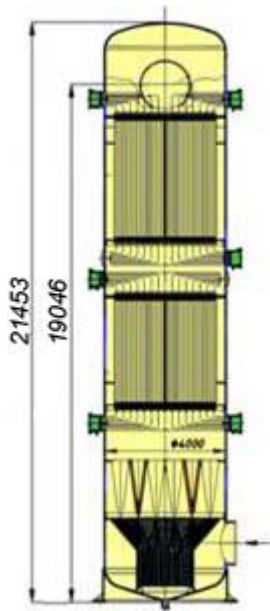


1. Низкая интенсивность теплообмена из-за продольного оребрения труб;
2. Существуют условия для накопления неконденсирующихся газов в трубах;
3. Имеется теплогидравлическая неустойчивость. Пульсации температур достигают 70°C;
4. Низкая надёжность из-за теплогидравлической неустойчивости
5. При разуплотнении трубки – глушится 1 кассета;
6. Низкая ремонтпригодность. Особенно для нижнего яруса теплообменных кассет;
7. Сложная обвязка СПП трубопроводами;
8. Большие габариты - СПП и трубопроводы нагреваемого пара расположены выше отметки обслуживания турбины;
9. Нетранспортабельный по железной дороге;
10. Сборка СПП на монтаже;
11. Высокая металлоёмкость и высокая стоимость.

Сравнение двухступенчатых СПП кассетного и коллекторно-ширмового типа (АЭС-2006)

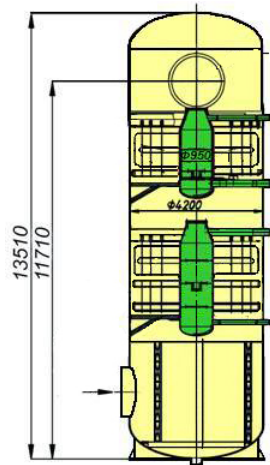
Кассетный

1. Масса СПП на блок–208х4=832т;
2. Перерасход металла на блок–384т;
3. СПП комплектуется 4 вынесенными конденсатосборниками;
4. Четыре трубопровода греющего пара, конденсата и уравнивающих линий на каждую ступень перегрева;
5. Глушится ~1% поверхности при течи 1 трубки;
6. Капитальный ремонт трубных пучков – требуется;
7. Конструктивно невозможно охладить конденсат греющего пара;
8. Высота СПП – 21,45м;
9. Трубопроводы занимают площадь ~ равную площади турбины, требуется увеличение турбинного зала на 9м;
10. Слив конденсата при температуре насыщения понижает срок службы арматуры и трубопроводов;



Коллекторно-ширмовый

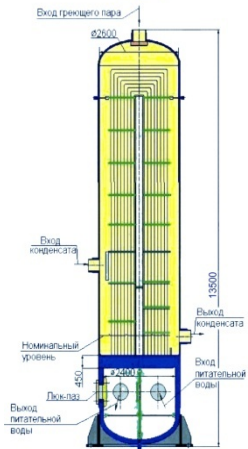
1. Масса СПП на блок–112х4=448т;
2. Экономия металла на блок–384т;
3. Исключаются из комплектной поставки СПП 4 конденсатосборника;
4. Один трубопровод греющего пара, конденсата и уравнивающих линий на каждую ступень перегрева;
5. Глушится 0,02% поверхности при течи 1 трубки;
6. Капитальный ремонт трубных пучков не требуется в течение срока службы;
7. Увеличение мощности турбоустановки на 0,4МВт за счёт охлаждения конденсата в 1ступени промперегрева;
8. Высота СПП – 13,51м (в 1,6раза меньше);
9. Трубопроводы и СПП размещаются под площадкой обслуживания турбины;
10. Повышается надёжность работы арматуры и трубопроводов слива охлаждённого конденсата;
11. Уменьшаются массогабаритные характеристики ПВД-Ш №5 (за счёт сброса охлаждённого конденсата в деаэратор)
12. Цена СПП на блок меньше на ~ 46%.



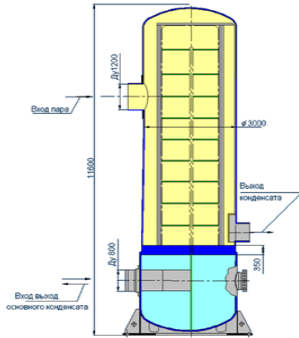


Преимущество теплообменных аппаратов с унифицированной коллекторно-ширмовой трубной системой

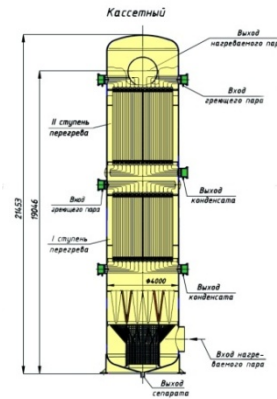
Подогреватели высокого давления



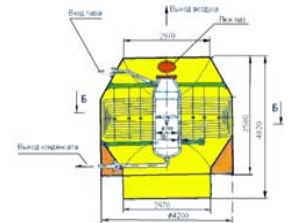
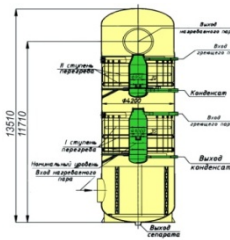
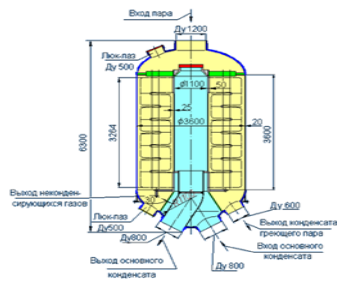
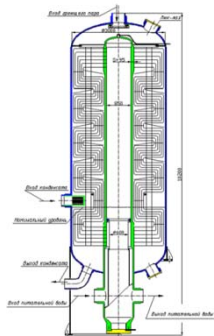
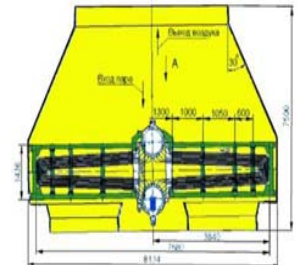
Подогреватели низкого давления



Сепаратор-пароперегреватель



Воздушный теплообменник системы пассивного отвода тепла от реактора





Эффект от применения линейки теплообменных аппаратов из расчета на один блок АЭС

Подогреватели высокого давления

Подогреватели низкого давления

Сепаратор-пароперегреватель

Воздушный теплообменник системы пассивного отвода тепла от реактора

Снижение массы
38%

42%

46%

67%

Уменьшение трудоемкости в среднем составляет 25%

Удешевление
47%

45%

46%

60%

Экономический эффект от внедрения в проекте АЭС 2006 всей линейки теплообменных аппаратов составляет 1.414 млрд. рублей на блок



Выводы:

1. Оптимизация машзала необходима. Эффект на новых блоках составляет до 20÷25 МВт. На старых ещё больше.
2. Теплообменное оборудование машзала безнадежно устарело. Необходимо срочное внедрение оборудования нового поколения.
3. Теплообменное оборудование Западного производства, несмотря на высокий уровень технологии, значительно уступает новейшим отечественным разработкам.
4. Для выработки правильной технической стратегии необходима реализация программы массовых испытаний.



Спасибо за

Наши координаты:

125171, Москва, ул. Космонавта Волкова, 6А

Телефон: +7 (499)150-83-35; +7 (499)150-83-36

Факс: +7 (499)159-94-74

www.vniiam.ru

ОАО «Всероссийский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт атомного энергетического машиностроения» (ОАО «ВНИИАМ»)