

ПРОШЛОЕ И БУДУЩЕЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ

Н.Б. Трунов, Б.И. Лукасевич, В.В. Сотсков, С.А. Харченко
ФГУП ОКБ "ГИДРОПРЕСС", г. Подольск

Горизонтальные парогенераторы (ПГ), применяемые на АЭС с ВВЭР отличаются по конструктивной концепции от вертикальных ПГ, применяемых на АЭС большинства стран запада. В настоящий момент в эксплуатации на блоках с ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 в мире находится 270 ПГ, и несколько блоков находятся в стадии строительства. Опыт эксплуатации показал, что горизонтальные ПГ имеют ряд важных преимуществ, как с точки зрения надежности, так и безопасности. В докладе рассмотрена конструктивная концепция ПГ применяемых на АЭС с ВВЭР в сравнении с вертикальными ПГ.

Проведен анализ влияния конструкции ПГ на тепловую эффективность и технико-экономические показатели, а также пути повышения эффективности горизонтальных ПГ. Рассмотрены вопросы выбора материала трубчатки и возможности обеспечения ее надежной работы в течение проектного срока службы. Проанализирован опыт эксплуатации и показаны пути решения возникших проблем.

В будущем эксплуатационные характеристики ПГ АЭС с ВВЭР будут улучшены в результате проведенных теоретических и экспериментальных исследований. Описаны направления развития конструкции на базе опыта эксплуатации. Показано, что основные конструктивные решения горизонтальных ПГ могут быть использованы для новых энергоблоков мощностью до 1600 МВт.

ВВЕДЕНИЕ

Важнейшим элементом АЭС с реакторами с водой под давлением (ВВЭР и PWR) являются парогенераторы (ПГ), выдающие пар на турбогенератор для выработки электроэнергии. Исторически в США и СССР (страны, заложившие основы зарождения и развития атомной энергетики) сложились принципиально отличные схемные и конструкторские подходы к созданию парогенераторов. Если отвлечься от первых опытных, поисковых решений, то это выглядит следующим образом—на АЭС с PWR парогенераторы вертикального типа, на АЭС с ВВЭР горизонтальные ПГ. И те и другие вполне удовлетворительно выполняют свои функции и обеспечивают эксплуатацию АЭС.

В настоящее время на АЭС с ВВЭР применяются ПГ типа ПГВ-440 и ПГВ-1000. На рисунках 1 и 2 представлены общие виды этих парогенераторов. Их конструкция по сравнению с проектной претерпевала изменения и модификации в процессе эксплуатации. Процесс совершенствования ПГ, находящихся в эксплуатации, продолжается [1].

Парогенераторы типа ПГВ-440 на ряде АЭС эксплуатируются в настоящее время за пределом проектного срока службы 30 лет. Максимальная наработка ПГВ-1000 достигла более 150 тысяч часов. Всего в эксплуатации находится 162 парогенератора типа ПГВ-440 и 108 типа ПГВ-1000.

Помимо ПГВ-440 и ПГВ-1000, в настоящее время имеются и другие проекты горизонтальных ПГ, находящиеся на различных стадиях разработки, например, парогенератор ПГВ-640, спроектированный для применения в реакторной установке средней мощности. Изготовлен и готов к применению парогенератор ПГВ-1000У, в котором перфорированная часть коллектора была выполнена из нержавеющей стали 08Х18Н10Т-ВД. Для установки повышенной мощности разработаны проекты ПГВ-1500 и ПГВ-1600. Конструктивные особенности этих ПГ рассмотрены в [2]. В таблице 1 приведены основные технические характеристики ПГ, начиная с первого серийного ПГ блока № 3ВАЭС.

Таблица 1

Основные технические характеристики ПГ

Наименование	ПГВ-440	ПГВ-640	ПГВ-1000М	ПГВ-1000У	ПГВ-1000МК	ПГВ-1000МКП	ПГВ-1500	ПГВ-1600
Тепловая мощность, МВт	229	450	750	750	750	800	1062,5	1087,5
Паропроизводительность, кг/с (т/ч)	125 (450)	254 (913)	408 (1470)	408 (1470)	408 (1470)	445 (1600)	598 (2150)	613,8 (2210)
Давление генерируемого пара, МПа	4,61	7,06	6,27	6,27	6,27	7,0	7,34	7,80
Температура пара, °С	258,9	286,5	278,5	278,5	278,5	287	289,0	293
Температура теплоносителя на входе/выходе, °С	297/270	322/295	320/289	322/292	321/291	329/298	330/297,6	330,2/298,6
Давление теплоносителя, МПа	12,26	15,7	15,7	15,7	15,7	16,14	15,7	16,2
Расход теплоносителя, м ³ /ч	7100	14000	21200	21500	21500	21400	26971	28440
Температура питательной воды, °С	164 - 223	164 - 230	164 -220	164 -220	164 -220	225	187-230	164-230
Средняя приведенная скорость пара на зеркале испарения, м/с	0,21 ¹⁾	0,24	0,31 ²⁾	0,31 ²⁾	0,30 ²⁾	0,33 ²⁾	0,29 ²⁾	0,27 ²⁾
Удельная тепловая нагрузка поверхности нагрева, кВт/м ^{2 3)}	90	106	123	146	123	131	112	118
Диаметр корпуса (внутренний), м	3,2	3,8	4,0	4,0	4,2	4,2	4,8	4,8
Материал корпуса	22К	10ГН2МФА	10ГН2МФА	10ГН2МФА	10ГН2МФА	10ГН2МФА	10ГН2МФА	10ГН2МФА
Материал перфорированной части коллектора	08Х18Н10Т	08Х18Н10Т-ВД	10ГН2МФА-Ш	08Х18Н10Т-ВД	10ГН2МФА-Ш	10ГН2МФА-Ш	10ГН2МФА-Ш	10ГН2МФА-Ш
Наличие экономайзера	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	есть
Диаметр теплообменных труб, мм	16	16	16	16	16	16	16	16
Толщина теплообменных труб, мм	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5 1,4 ⁷⁾	1,5	1,3/1,2 ⁵⁾

Продолжение таблицы 1

Шаг (вертикальный/горизонтальный) в испарителе, мм	24/29,5	25/23	19/23	22,1/25	22/24	22/24	22/24	22/24
Шаг (вертикальный/горизонтальный) в экономайзере, мм	-	-	-	-	-	-	-	20/19
Расположение труб в испарителе в экономайзере ⁴⁾	коридорное	коридорное	шахматное	шахматное	коридорное	коридорное	коридорное	коридорное шахматное
Поверхность теплообмена, м ²	2577	4223	6115	5127	6105	6105	9490	9212
Количество труб	5536	8320	11000	9157	10978	10978	15120	14750
Средняя длина труб, м	9,26	10,10	11,10	11,14	11,10	11,1	12,50	12,43
Наличие ПДЛ	нет ⁶⁾	локальный	есть	есть	есть	есть	есть	есть
Наличие жалюзийного сепаратора	есть	нет	нет ⁷⁾	нет	нет	нет	нет	нет

¹⁾ приведенная к площади, ограниченной крайними рядами труб со стороны корпуса
²⁾ приведенная к площади ПДЛ
³⁾ по наружной поверхности труб
⁴⁾ расположение труб в пучке определяется относительно вертикального направления
⁵⁾ для варианта из сплава 03X21H32M3By-BИ (ЧС-33)
⁶⁾ на некоторых энергоблоках установлен локальный
⁷⁾ имеется в ПГ изготовления до 1990 года

СРАВНЕНИЕ ПГ АЭС С ВВЭР И PWR

С момента появления энергетических реакторов с водой под давлением в США и СССР наметились две различные конструктивные концепции ПГ – вертикальная и горизонтальная. В первом случае вертикальные корпус и U-образные теплообменные трубы, заделанные в горизонтальную трубную доску, во втором – горизонтальный корпус и горизонтальные змеевики поверхности теплообмена, заделанные в вертикальные коллекторы первичного теплоносителя. Принципиально различным был и выбор материала трубчатки – высоконикелевые сплавы или нержавеющая сталь. Сегодня можно лишь предполагать, чем в 50-х--60-х годах руководствовались разработчики при выборе той или иной конструкции. Вероятно, принимали во внимание вопросы размещения оборудования, теплогидравлические и другие схемные положения, возможность применения при производстве имеющейся и освоенной технологии. Очевидно, и в те времена учитывались вопросы экономики и, безусловно, важную роль имел опыт изготовления и эксплуатации теплообменных аппаратов традиционной энергетики.

На сегодняшний день можно констатировать, что обе конструктивные концепции окончательно оформились в устойчивые направления с богатой историей, включая успехи и ошибки. Опыт эксплуатации показал слабые места конструкций, которые устранялись по мере накопления этого опыта. К сожалению, ценой этого опыта часто была замена ПГ. Некоторые проблемы, возникшие при эксплуатации ПГ мы рассмотрим ниже, а в начале напомним основные преимущества горизонтальных парогенераторов перед вертикальными:

- умеренная паровая нагрузка (приведенная скорость выхода пара с зеркала испарения 0,2-0,3 м/с) допускает использование простой схемы сепарации при надежном обеспечении требуемой влажности пара;
- умеренные скорости среды во втором контуре (до 0,5 м/с) исключают опасность вибрации теплообменных труб и других элементов ПГ и снимают проблему повреждения от посторонних предметов;
- при принятом ВХР обосновано применение относительно дешевой нержавеющей аустенитной стали 08X18H10T с малым содержанием никеля для теплообменных труб (ТОТ). Ее работоспособность подтверждена опытом работы парогенераторов ВВЭР ПГВ-440 и ПГВ-1000 (наработка более 30 лет);
- вертикальные цилиндрические коллекторы первого контура позволяют избежать накопления шламовых отложений на их поверхности и за счет этого снизить опасность коррозионного повреждения змеевиков в районе мест заделки в коллекторы первого контура;
- имеется повышенный запас воды во втором контуре, что способствует более надежному расхолаживанию реактора через ПГ в случае прекращения нормального и аварийного водопитания, большая аккумулирующая способность ПГ смягчает переходные режимы эксплуатации РУ;
- применение принципа ступенчатого испарения позволяет поддерживать концентрацию растворенных примесей в ответственных зонах ПГ в несколько раз ниже, чем балансная концентрация в продувочной воде, что существенно повышает надежность работы ПГ с точки зрения коррозии;
- горизонтальное расположение поверхности теплообмена обеспечивает надежную естественную циркуляцию среды по первому контуру даже при снижении массового уровня воды ниже верхних рядов ТОТ;
- имеются благоприятные условия для обеспечения естественной циркуляции теплоносителя первого контура в аварийных режимах. Предотвращается скопление неконденсирующихся газов, препятствующих

циркуляции теплоносителя. Наличие крупных газовых накопителей (до 0,5 м³) в верхних частях вертикально расположенных коллекторов теплоносителя позволяет сравнительно легко обеспечить сброс газа из трубного пучка в систему газоудаления;

- создан удобный доступ к трубчатке для обслуживания и контроля, как со стороны первого, так и второго контуров. В нижних точках корпуса ПГ, где возможно оседание и накопление шлама, нет теплообменных труб. В случае скопления коррозионно-активных примесей в нижней части корпуса возможен их смыв через систему продувки ПГ и специально предусмотренные штуцера;
- для вертикальных коллекторов теплоносителя освоено оборудование для отсечения ПГ от ГЦТ, что позволяет существенно сократить сроки ППР и повысить КИУМ.

Особенностью вертикального ПГ является применение относительно длинных теплообменных труб (около 20 метров) в сравнении с горизонтальным (для ПГВ-1000 средняя длина около 11 метров, ПГВ-1500—12,5 метров), что позволяет уменьшить их количество в пучке и получить более высокие скорости теплоносителя по первому контуру (примерно в 1,5 раза) и повысить тепловую эффективность (уменьшение теплопередающей поверхности) примерно на 7 %. С другой стороны применение длинных труб снижает «живучесть» ПГ, поскольку требуется больший конструктивный запас поверхности в расчете на глушение отдельных ТОТ из-за обнаружения дефектов.

К преимуществам вертикальных ПГ перед горизонтальными часто относят экономию металла и строительных объемов. Эти утверждения заслуживают подробного анализа. Как отмечают авторы [3], несмотря на известные недостатки, как, например, накопление шлама, вертикальные парогенераторы на АЭС с PWR применяются, поскольку экономят площади и строительные объемы. Этот распространенный тезис не совсем верен. В процессе проектирования РУ для ВВЭР-1500, оказалось, что определение габаритов защитной оболочки не было связано с компоновкой парогенераторов. Исследования и конструкторские разработки, проведенные в США [4], показали, что применение горизонтальных парогенераторов взамен вертикальных лишь незначительно отражается на объеме и стоимости защитной оболочки.

Для сравнения металлоемкости конструкций вертикальных и горизонтальных ПГ рассмотрим вопрос о тепловой эффективности той или иной конструкции. Другими словами нужно понять, какая конструкция при одинаковом весе и габаритах позволяет достичь более высоких параметров пара, либо при равных параметрах имеет меньший вес и габариты. Этот вопрос не имеет простого ответа, поскольку при сравнении готовых конструкций необходимо учесть различия параметров, норм проектирования, материалов и т.д.

Прежде всего, отметим, что режимы теплоотдачи в испарительной части ПГ не зависят от расположения поверхности теплообмена, поскольку изнутри трубок происходит конвективный теплообмен, а снаружи развитое кипение.

Что касается экономайзерного участка, то он может быть реализован различными способами. В известных вертикальных ПГ он реализован путем поперечного обтекания трубчатки с включением последовательно по тракту первичного теплоносителя. В горизонтальном ПГ более удобно реализуется схема параллельно-смешанного тока (см. например [5]). Решение с применением экономайзера влечет ряд проблем для обеих концепций ПГ, но, в конечном счете, позволяет повысить давление генерируемого пара примерно на 0,3 МПа.

При сравнении вариантов ПГ необходимо также учитывать повышение тепловой эффективности за счет уменьшения толщины стенки теплообменной

трубки. На АЭС с PWR приняты существенно меньшие запасы прочности и прибавки, что позволяет получить относительную толщину стенки примерно в 1,7 раза меньше, чем на АЭС с ВВЭР, а давление пара соответственно выше¹. Для проекта ПГВ-1600 проработаны возможности уменьшения толщины стенки с учетом норм прочности и уточнения технологических и коррозионных прибавок. Показано, что при уменьшении толщины трубок на 0,2-0,3 мм возможно повышение давления пара на 0,1-0,15 МПа.

Следует иметь в виду, что уменьшение толщины стенки ТОТ с одной стороны ведет к повышению тепловой эффективности, а с другой - к снижению надежности и безопасности за счет увеличения вероятности разрыва, что неоднократно имело место на АЭС с PWR. Для ТОТ ПГ АЭС с ВВЭР критический размер продольного дефекта существенно больше и его гораздо легче своевременно обнаружить по признаку течи либо неразрушающими методами, что позволяет превентивно заглушить дефектную трубку, не допустив ее разрыва с большим сечением и возможного выброса радионуклидов в окружающую среду.

Таким образом, с учетом введения экономайзера и применения теплообменных труб уменьшенной толщины, мы получаем характеристики горизонтального парогенератора ПГВ-1500 (ПГВ-1600) на уровне имеющихся в установке EPR, в том числе и удельные весовые показатели (смотри таблицы 1 и 2).

¹ *Размер трубки ПГВ-1000 16,0x1,50 мм, Model F Westinghouse – 17,47 x1,02 мм при близких механических свойствах материалов.*

Таблица 2

**Сравнение технических характеристик парогенераторов ПГВ-1600 с
экономайзером и EPR**

Наименование параметра	ПГВ-1600	EPR
Номинальная тепловая мощность, МВт	1087,5	1125
Паропроизводительность, т/ч	2210	2554
Давление пара на выходе из ПГ, МПа	7,80	7,80
Температура пара, °С	293,2	293,2
Температура теплоносителя на входе в ПГ, °С	330,2	327,2
Температура питательной воды, °С	230	230
Влажность генерируемого пара на выходе из ПГ, % масс, не более	0,2	0,1
Запас воды в ПГ, т	96	89
Наружный диаметр корпуса, м	5,21	5,04
Длина корпуса, м	15,62	23,00
Материал теплообменных труб	08X18H10T/ 03X21H32M3By- ВИ(ЧС-33)	Inconel 690
Количество теплообменных труб, шт	14750	5980
Наружный диаметр теплообменных труб, мм	16	19,05
Толщина стенки теплообменных труб, мм	1,3/1,2	1,09
Поверхность теплообмена, м ²	9212	7960
Масса парогенератора (без опор), т	540	551

В итоге сказанного можно констатировать, что эффективность теплообмена при кипении для располагаемых параметров среды первого контура мало зависит от конструктивных решений ПГ, то есть ни одна из конструктивных концепций преимуществ по металлоемкости не имеет.

Имеется информация, что зарубежными разработчиками для новых проектов АЭС рассматривается применение горизонтальных парогенераторов [6]. Тем не менее, несмотря на отдельные недостатки, основная конструктивная схема и тип вертикального парогенератора на АЭС с PWR сохранены как принципиальное направление парогенераторостроения, обусловленное освоенностью их на АЭС и надежной эксплуатацией на многих энергоблоках при соблюдении проектных условий. Российские разработчики стоят на принципиально такой же позиции с учетом эволюционного совершенствования и развития парогенераторов.

КОРРОЗИЯ И ВЫБОР МАТЕРИАЛОВ

Проблемы вертикальных ПГ в значительной степени связаны с коррозией. Исключением являются проблемы виброизноса труб либо на U-образном участке, либо в экономайзере, а также повреждение трубчатки от воздействия посторонних предметов. В горизонтальных ПГ механические повреждения не наблюдались, поскольку умеренные скорости среды во втором контуре их исключают. Таким образом, основные проблемы эксплуатации горизонтальных ПГ также были связаны с коррозией [7].

На сегодняшний день большой объем исследований механизмов коррозии вертикальных ПГ позволил изучить основные режимы и условия протекания механизмов коррозии [3]. Вертикальные ПГ имеют неустранимый концептуальный недостаток - наличие горизонтальной трубной доски, где скапливается шлам. Как отмечают авторы [8] предотвратить коррозию ТОТ в зоне трубной доски можно лишь при отсутствии шлама. Добиться этого крайне проблематично. Во всяком случае, необходима регулярная и тщательная механическая либо химическая очистка. В горизонтальных ПГ шлам оседает на нижней части корпуса, что облегчает его удаление. Тем не менее, отмывка трубного пучка все же необходима. В случае применения разреженной коридорной компоновки труб в пучке проблема накопления и удаления шлама становится менее актуальной.

При сравнении опыта эксплуатации трубчатки вертикальных и горизонтальных ПГ с точки зрения коррозии следует учесть, что горизонтальные ПГ в основной своей массе эксплуатируются при существенно худшем ВХР [9].

Большинство АЭС с ВВЭР по уровню поддержания ВХР оказались существенно позади ведущих ядерных стран (США, Франция, Германия). По мере накопления опыта эксплуатации на АЭС с ВВЭР-1000, с учетом анализа ведения водно-химического режима на зарубежных АЭС с PWR отечественные нормы водно-химического режима пересматривались как в сторону уменьшения содержания коррозионно-активных примесей в питательной и продувочной воде, так и введения ограничений по дополнительным показателям (например, сульфат-ионам). За более чем 20 летний срок эксплуатации нормируемое содержание хлоридов в продувочной воде парогенераторов снизилось с 500 до 100 мкг/кг, натрия - с 1000 до 300 мкг/кг, а показатель pH повысился с 7,8-8,8 до 8,5-9,2. Содержание сульфатов в продувочной воде нормируется только с 1997 года. Тем не менее, достижимые показатели ВХР по прежнему ниже мирового уровня, так например содержание хлоридов, натрия и сульфатов в продувочной воде на действующих АЭС выше, чем на зарубежных в 5-15 раз. Фактическое содержание железа в питательной воде существенно выше, чем для зарубежных блоков, где

применяются морфолиновый и этаноламиновый режимы. На вновь сооружаемых АЭС эта разница будет существенно меньше.

Дальнейшее ужесточение норм - снижение содержания коррозионно-активных примесей в питательной и продувочной воде сдерживается прежде всего необходимостью замены основного оборудования конденсатно-питательного тракта (КПТ) – конденсаторов и подогревателей. Выбор оборудования для большинства ныне действующих блоков с ВВЭР-1000 основывался на опыте тепловой энергетики и положительном на тот момент опыте эксплуатации трубчатки ВВЭР-440. Наличие оборудования из медьсодержащих сплавов, неплотность конденсаторов и подогреватели с недостаточной коррозионной стойкостью не позволяют поддерживать ВХР на современном уровне. С учетом необходимости продления ресурса ПГ можно констатировать необходимость замены основного оборудования КПТ. По этому пути пошли, например АЭС Козлодуй и Пакш, а на АЭС Темелин и Ловииза замена проведена с самого начала эксплуатации. Безусловно, этот вопрос должен решаться положительно при строительстве новых блоков.

Результаты исследований и опыт эксплуатации свидетельствуют о том, что трубчатка из аустенитной стали обладает весьма высокой коррозионной стойкостью при отсутствии загрязнения поверхности и условий для локального упаривания. Вместе с тем, на ряде энергоблоков имеются случаи массовых повреждений трубчатки. Все они относятся к ПГ, проработавшим длительное время без химической отмывки в условиях с нарушениями требований ВХР и протечками конденсаторов. Основной причиной повреждений являются недопустимые загрязнения поверхности ТОТ, а также выпадение шлама, в ряде случаев приводящее к полному перекрытию межтрубного пространства. Предотвратить повышенное загрязнение поверхности ТОТ можно с помощью своевременных химических отмывок. Следует отметить, что до введения на АЭС с ВВЭР вихретокового контроля, позволяющего оценивать состояние ТОТ и динамику коррозионного процесса, проблемы коррозии трубчатки недооценивались. О ее состоянии судили по появлению межконтурной течи, то есть по случаям сквозного повреждения ТОТ. В начальный период эксплуатации таких случаев было относительно немного и вопрос решался глушением поврежденных труб. По этой же причине не следили должным образом за наличием и величиной отложений, да и отработанных методов отмывки фактически не было.

Анализ состояния ПГ АЭС России [10] показал отличие ПГ друг от друга по состоянию трубчатки даже в пределах энергоблока, что свидетельствует о различных условиях эксплуатации этих ПГ. Для ряда ПГ продолжается процесс интенсивной деградации и требуется подтверждение остаточного ресурса теплообменных труб, например ПГ № 4 блока № 3 Балаковской АЭС и ПГ № 4 блока № 3 Нововоронежской АЭС. В то же время имеются ПГ в хорошем состоянии после наработки около 150000 часов, например, парогенераторы блока № 2 Калининской АЭС. На ряде ПГ отмечается достижение стабильности и даже улучшение динамики коррозионного состояния. Как правило, это связано с качеством поддержания ВХР и своевременным проведением химических отмывок. Несмотря на значительную наработку, в отличном состоянии находится, например, трубчатка ПГ АЭС «Ловииза», 6-го блока АЭС «Козлодуй», 1-го блока Хмельницкой АЭС и ряда других АЭС.

Вертикальные ПГ также имеют положительные примеры длительной бездефектной эксплуатации трубчатки. Это не относится к первому поколению ПГ с трубчаткой из сплава Инконель-600 и неудачной конструкцией

дистанционирующих решеток, где практически все ПГ были заменены. Вместе с тем длительность эксплуатации новых ПГ с трубчаткой из сплава 690 пока не позволяет говорить о полном исключении коррозии, несмотря на большие успехи в поддержании ВХР.

Ответ на вопрос о возможности преодоления коррозии трубчатки является ключевым для выбора конструкции ПГ на перспективу. Как видим, имеются положительные примеры, говорящие о возможности решения проблем коррозии в рамках обеих рассматриваемых конструктивных концепций. Имеются на Западе и у нас оценки возможности эксплуатации трубчатки из нержавеющей стали до 40-60 лет [11]. Для корректного подтверждения и обоснования этой возможности и определения необходимых для этого условий запланирована программа НИОКР [7].

Из вышесказанного вытекает перспективность применения нержавеющей стали, как материала трубчатки в новых проектах ПГ. Она имеет преимущества: относительная дешевизна, технологическая отработанность. Низкое содержание никеля в сравнении с высоконикелевыми сплавами позволяет легче решать проблемы активации оборудования первого контура за счет кобальта. Следует ли считать нержавеющую сталь единственным вариантом? Мировой опыт показывает, что несмотря на применение весьма коррозионно-стойких высоконикелевых сплавов, серьезные коррозионные проблемы на ПГ АЭС с PWR все же имели место. Таким образом, наиболее важным фактором являются условия эксплуатации, которые для данного материала обеспечивают подавление коррозионных процессов во всех режимах эксплуатации. Этого можно добиться, как для нержавеющей стали, так и для сплавов типа 690 и 800. Другой вопрос, какой ценой этого достичь в реальных условиях эксплуатации. Нержавеющая сталь в отличие от высоконикелевых сплавов склонна к хлоридной коррозии под напряжением, что и является ее основным недостатком. ВХР при работе ПГ должен исключать условия возникновения данного вида коррозии, поскольку в воде отсутствует кислород, а содержание хлоридов, сульфатов и других примесей жестко нормируется. Вместе с тем локальные места накопления отложений продуктов коррозии на трубчатке могут приводить к накоплению хлоридов до величин на несколько порядков превышающих нормированные величины. Также возможно воздействие других окислителей вместо кислорода, например меди. Таким образом, нарушения ВХР либо неконтролируемые процессы при локальном упаривании среды под отложениями приводят к коррозионному растрескиванию нержавеющей стали. Специальные меры должны быть применены, чтобы обеспечить подавление коррозии в стояночных или пусковых режимах, когда в ПГ проникает кислород воздуха.

Все это заставляет нас помимо совершенствования ВХР искать дополнительные возможности повышения коррозионной стойкости трубчатки. Альтернативой нержавеющей стали может выступать, например высоконикелевый сплав типа 08X20H32M3Б (ЧС-33), который является близким аналогом сплава 800 имеющим положительный опыт эксплуатации. Сплав ЧС-33 позволяет добиться более высокой коррозионной стойкости трубчатки ПГ к питтингообразованию и коррозионному растрескиванию. Это делает парогенератор более устойчивым к возможным нарушениям проектных условий хранения и эксплуатации. Вместе с тем данный сплав заметно дороже, чем нержавеющая сталь, а более высокая концентрация никеля может несколько осложнить радиационную обстановку при эксплуатации РУ. Сплав имеет более низкую теплопроводность в сравнении с нержавеющей сталью, что компенсируется более высокими механическими свойствами для уменьшения

толщины стенки. Таким образом, можно иметь два варианта исполнения ПГ при идентичных (несущественно различных) весогабаритных и теплогидравлических характеристиках. Выбор варианта должен быть сделан потребителем с учетом экономических соображений, условий эксплуатации (охлаждающая вода конденсатора и его плотность, климат), а также возможности обеспечения высокого уровня культуры эксплуатации.

В заключение можно сказать, что с учетом возможности замены материала и других особенностей конструкции горизонтальных ПГ в них имеется больше возможностей для обеспечения бездефектной работы трубчатки, чем в вертикальных.

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Работоспособность коллекторов ПГВ-1000

В конце 1986 г были впервые обнаружены трещины на "холодных", выходных коллекторах теплоносителя парогенераторов ПГВ-1000. Трещины возникали в перемычках между отверстиями труб в зоне так называемого клина перфорированной части коллектора, где находилась зона концентрации остаточных и эксплуатационных напряжений. В период до 1991 года аналогичные дефекты были обнаружены еще на 24 ПГ. В большинстве случаев поврежденные ПГ заменялись, а в двух случаях были отремонтированы по специально разработанной технологии. Исследования показали, что трещины развивались из целевой зоны между трубой и коллектором, со стороны второго контура, вплоть до сквозных, с повреждением сварных швов теплообменных труб. В результате исследований причин и механизма повреждения коллекторов, было установлено, что данное явление является новым в практике парогенераторостроения.

Повреждения в виде трещин обнаруживались только на "холодных" коллекторах, что давало повод считать важным фактором рабочую температуру металла "холодного" коллектора, при которой, под воздействием коррозионной среды, наблюдалось резкое снижение (в 8-10 раз) пластических свойств металла;

Был выявлен высокий уровень условно упругих остаточных напряжений до 855 МПа в коллекторах после технологического процесса запрессовки теплообменных труб взрывом. Установлено, что при рабочей температуре "холодного" коллектора и суммарных напряжениях, близких к пределу текучести, сталь 10ГН2МФА обладает свойством низкотемпературной ползучести. В результате проведенного комплекса исследований начальная стадия повреждения была квалифицирована как коррозионное растрескивание при медленной скорости деформирования [12].

Для решения проблемы растрескивания коллекторов были проведен комплекс мероприятий, направленных на изменение технологии изготовления, модификации конструкции, ужесточение требований к ВХР, совершенствование методов контроля.

Внедренные мероприятия позволили решить проблему повреждений коллекторов ПГ на энергоблоках АЭС с ВВЭР-1000. С 1991 г. замены ПГ по причине растрескивания коллекторов не было. Для вновь изготавливаемых парогенераторов обеспечивается проектный ресурс продолжительностью до 60 лет.

Решение проблемы растрескивания коллекторов ПГВ-440

С 1975 года возникли проблемы с растрескиванием металла в районе сварного шва коллектора, расположенного под защитной выгородкой, выполненной, как и коллектор, из стали 08Х18Н10Т (См. рис. 3). Почти на всех, работающих к тому

времени блоках АЭС с ВВЭР-440 3 (НВАЭС, КолАЭС, АрмаЭС, АЭС «Норд» и «Козлодуй») были обнаружены трещины в металле коллектора, начинающиеся со стороны второго контура, с разной глубиной, вплоть до сквозных. Были проведены исследования этого явления, в том числе и на специально построенной модели. Было установлено, что разрушение коллекторов происходило в результате хлоридного коррозионного растрескивания со стороны второго контура. Растрескивание вызывалось проникновением воды второго контура в полость под выгородкой, многократное упаривание этой воды приводило к растрескиванию под напряжением металла коллектора. Причинами возникновения этого явления было некачественное выполнение сварных соединений выгородки, отсутствие контроля ее герметичности при эксплуатации ПГ.

Ремонт коллекторов выполнялся путем выборки (вышлифовки) трещин и заправлением этих мест нержавеющей сталью с соответствующим контролем. В некоторых случаях проводилась замена верхней фланцевой части коллекторов.

Проблема надежной эксплуатации была решена заполнением герметичной полости выгородок азотом с постоянно действующей системой контроля давления. Для вновь изготавливаемых ПГ была улучшена конструкция выгородки и ее сварных соединений.

На нескольких ПГ успешно применялось решение с негерметичной выгородкой, разгруженной от давления, и ее периодической промывкой, а также с антикоррозионной наплавкой поверхности коллектора без выгородки.

Коррозионное растрескивание шпилек и их гнезд в коллекторах ПГВ-440

Одной из проблем, с которой пришлось столкнуться при эксплуатации ПГВ-440, было коррозионное растрескивание шпилек и их гнезд в верхней части коллекторов первого контура. Коллектор выполнен из аустенитной стали 08X18N10T, а шпильки из стали ХН35ВТ-ВД, обладающей высокой стойкостью против хлоридного коррозионного растрескивания. Для различных энергоблоков характер и места образования трещин несколько различались. Характер трещин на шпильках был межкристаллитным и смешанным, на фланцах – преимущественно транскристаллитным.

Трещины в гнездах устранялись путем ремонта. При этом на ряде энергоблоков проводилась полная замена верхней фланцевой части коллекторов.

Многочисленные исследования, проведенные по изучению этого явления, не позволили выявить однозначную причину растрескивания.

Все исследователи, в конечном счете, указывают на влияние четырех явлений:

- коррозионное воздействие смазки шпилек, приготовленной на основе дисульфида молибдена;
- воздействие воды второго контура в непроектных режимах (заброс воды на фланцевый разъем из водяного объема ПГ);
- воздействие щелочной среды, образующейся в случае нарушения с течью из первого контура через обе прокладки фланцевого разъема;
- высокие эксплуатационные напряжения.

Для обеспечения надежной работы фланцевых разъемов реализованы следующие мероприятия:

- замена типа смазки шпилек на графитовую или медно-графитовую;
- поддержание уровня воды в ПГ, исключающего работу с отклонением от проектной величины;

- усовершенствование конструкции шпильки и элементов фланцевого разъема с целью предотвращения протечки из первого контура;
- усовершенствование методики затяжки шпилек, исключающей превышение расчетных напряжений;
- использование прокладок из расширенного графита взамен никелевых для снижения усилия затяжки шпилек.

Прокладки из расширенного графита применяются с 1999 года на ряде АЭС в России и за рубежом.

Применение таких прокладок позволяет снизить усилие затяжки шпилек в 1,5 раза. В комплексе с остальными, перечисленными и рекомендованными к внедрению мероприятиями, это дает основания считать проблему исключения повреждения шпилек и элементов фланцевого разъема решенной.

Проблема эрозии-коррозии питательных коллекторов

При эксплуатации ряда энергоблоков с ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 наблюдался коррозионно-эрозионный износ коллекторов питательной воды, изготовленных из углеродистой стали. На ряде энергоблоков были обнаружены сквозные дефекты на коллекторах.

Были проведены исследования [13], направленные на изучение этого явления и его возможных последствий. Исследования показали, что повреждения раздающих сопел незначительно влияют на гидродинамику ПГ в целом и его сепарационные характеристики. Это же относится и к температурным условиям работы теплообменных труб в случае разрушения раздающих патрубков. Однако необходимо отметить, что разрушение трубопровода в районе тройника может вызвать попадание недогретой воды на коллектор теплоносителя, приводящее к недопустимым термоциклическим нагрузкам.

Радикальным решением проблемы питательных коллекторов является замена их на новые, изготовленные из нержавеющей стали, что и было проведено на большинстве энергоблоков с ВВЭР-1000 и ряде энергоблоков с ВВЭР-440.

Исследования причин растрескивания сварного соединения №111

Первый случай и проблема растрескивания металла в районе соединения коллектора с корпусом ПГ (см. рис. 4) впервые возникли в 1998 году на 5 блоке НВАЭС. В дальнейшем обнаружены однотипные повреждения еще на нескольких ПГ, что заставило рассматривать проблему как системную, имеющую общие причины. Для выявления факторов, приводящих к растрескиванию был проведен значительный объем НИОКР:

- детальные расчетные исследования напряженного состояния от эксплуатационных факторов;
- анализ технологии изготовления и свойств металла;
- оценки остаточных напряжений от технологии изготовления;
- экспериментальные исследования напряженного состояния узла на моделях и на АЭС;
- замеры и анализ перемещений оборудования РУ при тепловом расширении;
- определение критического размера трещин.

Несмотря на то, что напряжения в данном узле находятся в пределах установленных норм, в сочетании напряжениями от непроектных нагрузок и остаточными напряжениями они вносят значительный вклад в повреждаемость данного узла. Исследованиями показано, что повреждения возникают при

сочетании комплекса повреждающих факторов, включающих высокий уровень напряжений, температуру и агрессивный состав окружающей среды.

Результаты исследований позволяют выделить основные факторы, определяющие процесс повреждений:

- технологическая наследственность вследствие некачественного изготовления- после операций механической обработки, запрессовки труб взрывом, сварки и термообработки;
- непроектное напряженное состояние в случае препятствий свободному перемещению ПГ;
- забивание линий продувки из коллекторов ПГ и накопление в «карманах» коллекторов коррозионно-активных отложений, в том числе соединений меди, вызвавших появление в зоне повреждения крупных язв и каверн с зародышами трещин.

Основные направления работ по нейтрализации повреждающих факторов:

- постоянный контроль термомеханической нагруженности узла при эксплуатации и анализ фактического состояния;
- контроль величины и характера перемещений оборудования, сравнение с проектными значениями;
- контроль и обеспечение чистоты «карманов» коллекторов за счет эффективной продувки и промывки при необходимости;
- предотвращение отклонений от предписанного водно-химического режима ПГ.

Кардинальным решением в отношении последнего фактора является исключение из состава 2 контура АЭС с ВВЭР оборудования из некоррозионно-стойких материалов и медьсодержащих сплавов.

Безопасная работа ПГ обеспечивается регулярным проведением ультразвукового контроля, позволяющего выявлять дефекты на ранних стадиях развития.

Разработаны решения для новых проектов ПГ, снижающие уровень напряжений в данной зоне и для удаления отложений в "карманах", направленные на исключения подобных явлений.

Измерение уровня

Системы измерения уровня в парогенераторах достаточно отработаны и обеспечивают надежный контроль и регулирование уровня. В процессе накопления опыта эксплуатации ПГ они претерпели длительную эволюцию и совершенствовались. В настоящее время для измерения уровня и выработки сигналов защит и блокировок используются системы с различными типами уравнильных сосудов с базой 630мм, 1000 мм и 4000 мм. Эти системы объективно дают различные показания при измерениях уровня двухфазной смеси, что несколько осложняет формирование алгоритмов работы технологических защит и блокировок. Требования независимости измерительных каналов приводят к необходимости увеличивать количество уравнильных сосудов, что усложняет конструкцию ПГ. В связи с этим назрел вопрос унификации применяемых измерительных сосудов, что и намечено сделать при разработке проектов новых ПГ.

В частности, в проекте ПГВ-1500 для регулирования уровня и реализации всего диапазона защит и блокировок применяются унифицированные однокамерные уравнильные сосуды с базой 1600 мм. Кроме того, имеется однокамерный сосуд с базой 6300 мм для контроля уровня при заполнении и двухкамерный с базой 1000 мм для контроля уровня над ПДЛ.

Как видим, все существенные проблемы, имевшие место при эксплуатации ПГ, решались в рамках данной конструктивной концепции, что свидетельствует о возможности ее дальнейшего эволюционного развития и совершенствования.

ТРЕБОВАНИЯ К НОВЫМ ПРОЕКТАМ И РАЗВИТИЕ КОНСТРУКЦИИ

Основные требования, предъявляемые к новым проектам ПГ:

- эволюционный принцип развития с максимальным использованием накопленного положительного опыта;
- схема ПГ и конструкция его элементов должны обеспечивать необходимую производительность и параметры пара при всех режимах работы АЭС;
- все элементы ПГ должны обладать надежностью и безопасностью в эксплуатации;
- возможность возникновения коррозионных процессов должна быть исключена или существенно снижена;
- конструкция ПГ должна быть проста, удобна в монтаже и эксплуатации, время и дозозатраты на обслуживание и ремонт должны быть минимизированы;
- габариты ПГ должны обеспечивать возможность размещения его в защитной оболочке заданных размеров;
- должны быть решены вопросы транспортировки при изготовлении и к месту монтажа на АЭС;
- должны быть устранены или нейтрализованы недостатки, имевшиеся в ПГ АЭС с ВВЭР-440 и ВВЭР-1000.

Рассмотрим основные решения на примере парогенератора ПГВ-1000МК.

Парогенератор ПГМ-1000МК (см. рисунок 2) это модификация серийного ПГВ-1000М, выполненная с целью достижения более высоких характеристик надежности и безопасности улучшения условий эксплуатации и обслуживания. Диаметр корпуса парогенератора увеличен на 200 мм, что позволило реализовать ряд новых конструкторских решений.

Основным принципиальным отличием этого ПГ является применение разреженной коридорной компоновки труб в теплообменном пучке, которое позволяет:

- увеличить скорость циркуляции в трубном пучке, что уменьшит вероятность повреждения теплообменных труб из-за снижения скорости роста отложений на теплообменных трубах и концентрирования коррозионно-активных примесей под ними;
- снизить возможность забивания межтрубного пространства отслоившимся шламом;
- облегчить доступ в межтрубное пространство для инспекции теплообменных труб и их очистки при необходимости;
- увеличить запас воды в парогенераторе;
- увеличить пространство под трубным пучком для облегчения удаления шлама;
- улучшить напряженное состояние коллектора теплоносителя.

При использовании коридорной компоновки трубного пучка гидравлическое сопротивление его по второму контуру ниже, чем при шахматной компоновке. Коридорная компоновка почти на 15% более свободна (по межтрубному пространству), чем в ПГВ-1000М с шахматной компоновкой. На рис.5 показаны

компоновки трубных пучков ПГВ-440, ПГВ-1000 и новый оптимизированный вариант компоновки.

Для интенсификации циркуляции и повышения надежности работы трубчатки предусмотрена раздача части расхода питательной воды в опускной коридор.

В коридорном пучке существенно снизится скорость накопления отложений на ТОТ, образующийся и отслаивающийся шлам будет свободно проваливаться вниз между рядами труб, а увеличенное пространство под трубным пучком, позволит обеспечить эффективное удаление шлама с нижней образующей корпуса.

В данном ПГ, при увеличении высоты теплообменного пучка из-за коридорной компоновки теплообменных труб, практически сохранена высота сепарационного пространства, что позволит обеспечивать проектную влажность пара.

Следует отметить, что дальнейшее увеличение мощности парогенератора ПГВ-1000МК для применения его в проекте РУ для АЭС-2006 требует усовершенствования сепарационной схемы и, в частности, погруженного дырчатого листа (ПДЛ). Для применяемого в настоящее время ПДЛ с равномерной перфорацией 7,3 % остаточная неравномерность нагрузки зеркала испарения составляет 1,25, а локальная скорость пара на зеркале испарения достигает величины около 0,43 м/с при максимальной мощности.

При таких скоростях влажность пара при максимальном уровне воды над ПДЛ--250 мм приближается к допустимой.

Для уменьшения локальной скорости выхода пара с зеркала испарения и снижения влажности пара на выходе из паропровода ПГ проработано использование переменной перфорации ПДЛ, которая позволит снизить неравномерность нагрузки зеркала испарения по сечению ПГ. Для обоснования данного решения запланирован соответствующий НИОКР.

Разрабатываемый парогенератор повышенной мощности ПГВ-1000МКП является модификацией ПГВ-1000МК и позволит обеспечить повышенную паропроизводительность и давление генерируемого пара.

В конструкции ПГВ-1000МК и ПГВ-1000МКП:

- увеличена интенсивность и повышен расход непрерывной и периодической продувки;
- для уплотнения фланцевых разъемов ПГ применены прокладки из расширенного графита, их преимущество было описано выше;
- введены смывные устройства (разъемные штуцера на нижней образующей корпуса и переходных кольцах коллекторов теплоносителя) для удаления шлама с нижних рядов теплообменных труб и корпуса ПГ в период ППР.

Оптимизирована конструкция узла приварки коллектора к корпусу ПГ, что позволило существенно снизить уровень эксплуатационных напряжений и исключить условия для возникновения коррозионного растрескивания в районе сварного соединения № 111.

Конструкция патрубков ПГ позволяет выполнить композитные сварные стыки в заводских условиях, что повышает эксплуатационную надежность данного узла.

Положительные особенности данной конструкции ПГ, с учетом современных требований к водному режиму, дают возможность рассмотреть обоснование срока службы до 50 и более лет, что делает его перспективным для применения в новой РУ с ВВЭР-1000 с увеличенным сроком службы.

Следует указать, что, несмотря на увеличение диаметра корпуса, парогенератор вписывается в существующую компоновку блока АЭС с ВВЭР-1000.

Проект парогенератора ПГВ-1500, о котором мы упоминали в начале сообщения, является эволюционным продолжением и развитием опыта и достижений в создании парогенераторов для АЭС с ВВЭР.

Он унаследовал все основные положительные свойства горизонтальных ПГ и призван обеспечить достижение современных характеристик и параметров АЭС большой мощности, включая их конкурентоспособность на мировом рынке энергетической продукции. В нем применена разреженная горизонтальная компоновка трубного пучка со всеми достоинствами этого решения, о чем было сказано выше. Предусмотрена возможность поставки ПГ с трубчаткой из сплава ЧС-33, как и в ПГВ-1000МКП.

Отличительные особенности конструкции (кроме указанных для ПГВ-1000МК) - это компактность компоновки в составе РУ за счет отсутствия парового коллектора, увеличенные радиусы гибов труб для улучшения контролепригодности методом ВТК, облегчен доступ к трубчатке снизу, благодаря специально предусмотренным патрубкам.

Применены уровнемеры с увеличенной базой измерения, что позволяет унифицировать уравнильные сосуды и существенно упростить организацию защит и блокировок. В настоящее время успешно проведены испытания таких уровнемеров на Волгодонской АЭС.

При обслуживании ПГ предусмотрено применение средств дистанционного контроля и ремонта, что позволяет существенно снизить затраты времени и дозозатраты при обслуживании.

Главным итогом разработки проекта является достижение параметров и характеристик, соответствующих уровню последних разработок проектов АЭС на Западе, в частности европейской реакторной установки EPR.

За счет оптимизации параметров давление пара может быть повышено до 7,34 МПа, а при наличии экономайзера до 7.8 МПа.

Паропроизводительность парогенератора позволяет получить в составе АЭС электрическую мощность 1600 МВт.

На рисунке 6 изображен вариант конструкции ПГ с экономайзером.

Теплообменный пучок этого ПГ состоит из испарителя и экономайзера, включенных параллельно по тракту теплоносителя первого контура.

Питательная вода подается непосредственно в выделенную для этой цели нижнюю часть центрального пакета трубного пучка, не смешиваясь с водой ПГ, проходит вдоль теплообменных труб (омывая трубы с наружной стороны), нагревается до температуры несколько ниже температуры насыщения и выходит из экономайзера через отверстия в верхней части коробов в объем испарительного пучка в районе «горячего» коллектора теплоносителя первого контура.

Однако нужно иметь в виду, что в обоих случаях (ВВЭР-1600 и EPR) речь идет о проектных решениях, для реализации которых требуются исследования, обоснования, внедрение и отработка при эксплуатации. В частности, в случае организации экономайзерного участка в проекте ПГВ-1600, предстоит разрешить ряд научно-технических и конструкторских проблем:

- исключение застойных зон и локального кипения в пучке теплообменных труб;
- организация оптимального распределения концентрации солей в объеме ПГ;

- обеспечение циклической прочности теплообменных труб их вибропрочности и виброизносостойкости.

В заключение следует отметить, что разработка проекта парогенератора для РУ с ВВЭР-1500 показала, что размеры и тип ПГ не являются факторами, лимитирующими размеры защитной оболочки РУ, как считалось ранее. Этот вывод подчеркивает достоинства горизонтального типа ПГ и делает его применение перспективным для новых проектов РУ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Горизонтальный ПГ проявил достаточно высокую надежность и обладает рядом существенных преимуществ по сравнению с ПГ других типов. Основным направлением работ по повышению надежности ПГ действующих и строящихся блоков является обеспечение требований водно-химического режима на уровне не хуже, чем достигнутый мировой уровень.

Проведенные экспериментальные и расчетно-теоретические исследования горизонтальных ПГ являются хорошей базой для улучшения их эксплуатационных характеристик. Конструкция ПГ АЭС с ВВЭР имеет большие перспективы с точки зрения повышения надежности, срока службы и снижения затрат на обслуживание. С учетом повышенных требований к ВХР и проведения необходимых научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, поставлена цель обоснования для новых проектов ПГ срока службы 50-60 лет.

Основные конструкторские решения действующих горизонтальных ПГ могут быть использованы для новых энергоблоков мощностью до 1600 МВт (эл.) конкурентоспособных на мировом энергетическом рынке.

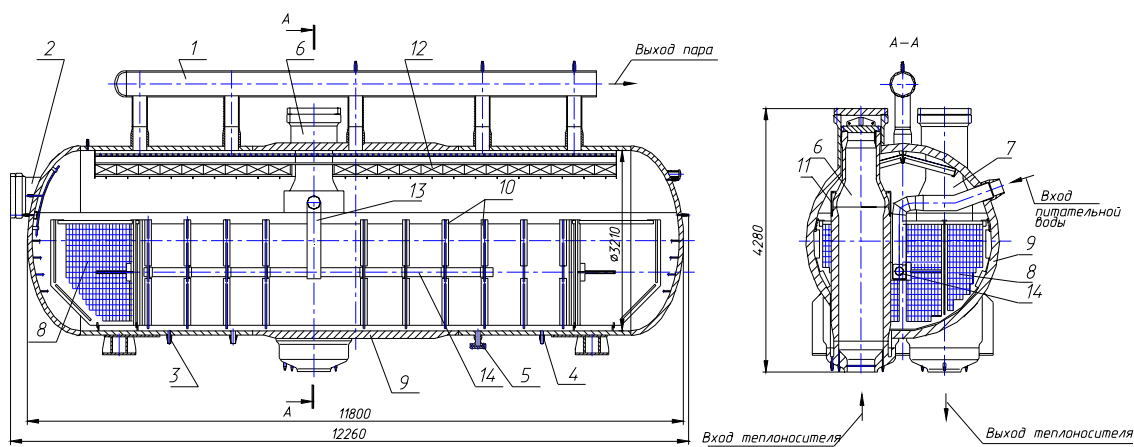
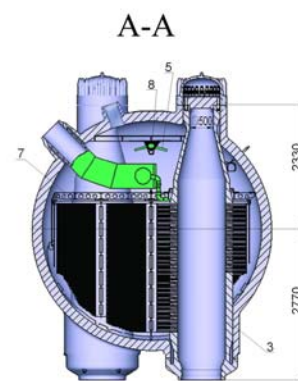
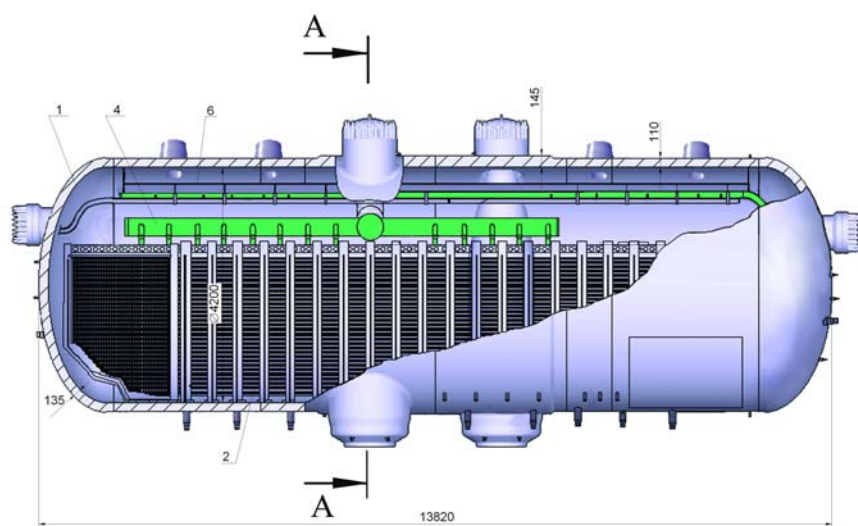
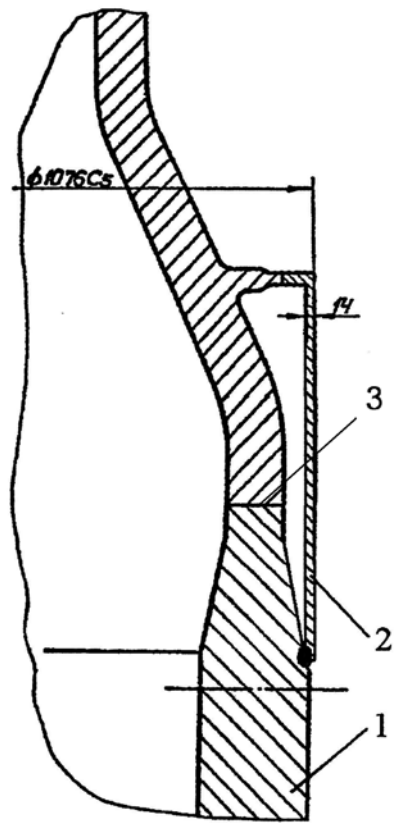


Рис.1. Конструкция парогенератора ПГВ-440:

1 – паровой коллектор, 2 – люк-лаз; 3, 4 – штуцеры продувки; 5 – штуцер дренажа; 6, 7 – «горячий» и «холодный» коллекторы; 8 – теплообменные трубы; 9 – корпус парогенератора; 10 – опоры пучка теплообменных труб; 11 – защитная выгородка; 12 – сепарационные жалюзи; 13 – труба подвода питательной воды; 14 – раздающий коллектор питательной воды





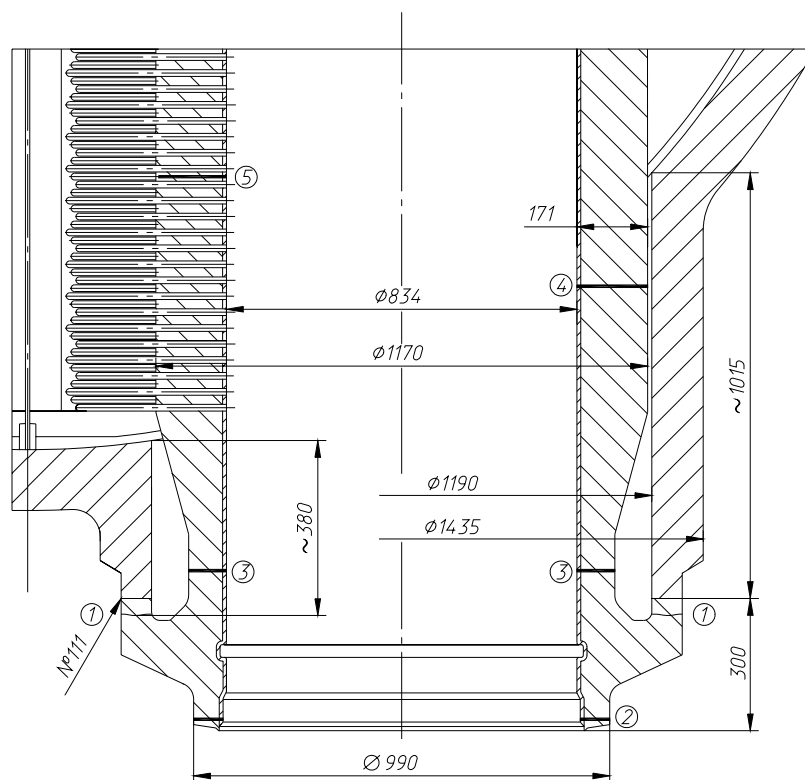
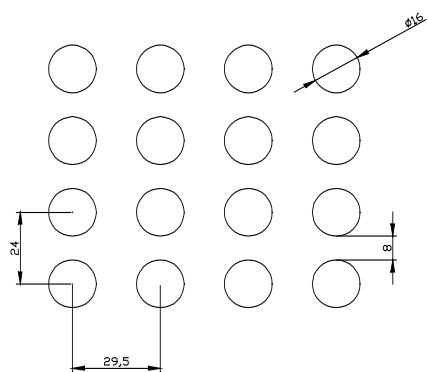
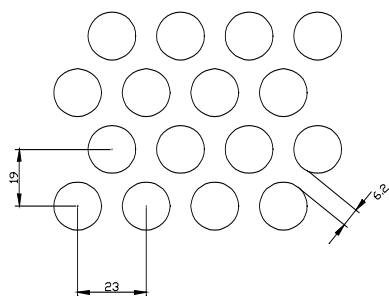


Рис.4 Район сварного шва №111/1

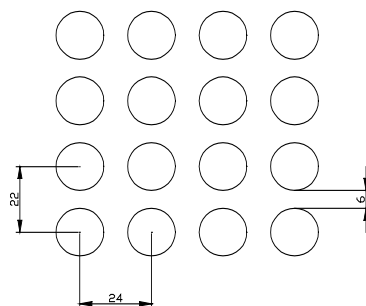
- 1 – 1 – сечение, в котором зафиксированы повреждения;
- 2 – 2 – ГЦТ Ду850;
- 3 – 3 – Коллектор $\phi 834 \times 90$;
- 4 – Коллектор $\phi 834 \times 171$, неперфорированная часть;
- 5 – Коллектор $\phi 834 \times 171$, перфорированная часть.



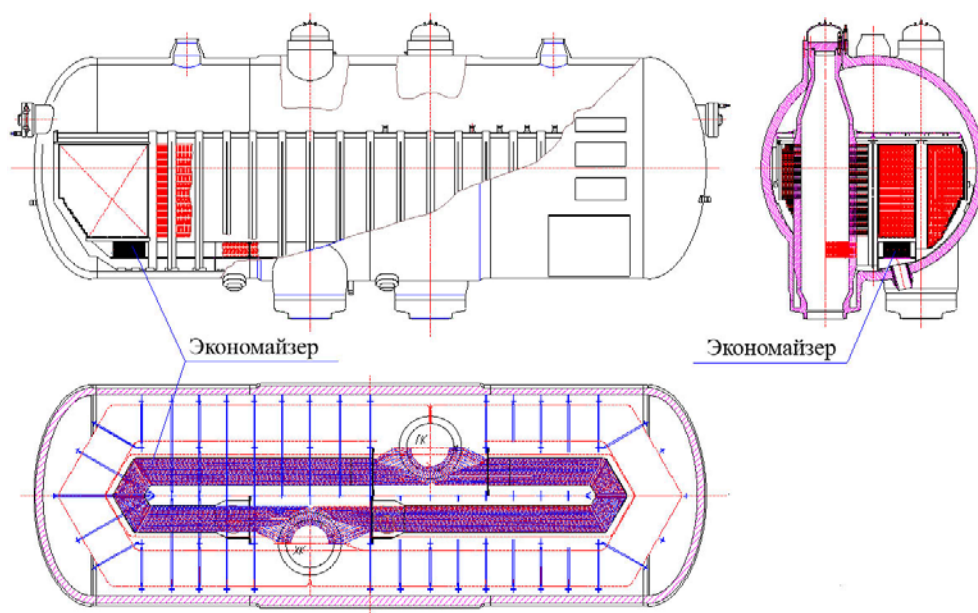
ПГВ-440



ПГВ-1000



Оптимизированная
компоновка



Список литературы

- 1 Трунов Н.Б., Драгунов Ю.Г. Совершенствование конструкции ПГ АЭС с ВВЭР. The International Nuclear Forum "Nuclear Energy - Challenges and Prospects", Warna, Bulgaria, June 2003.
- 2 Лукасевич Б.И., Давиденко С.Е., Трунов Н.Б., Драгунов Ю.Г. Парогенераторы реакторных установок ВВЭР для атомных установок. М., Наука, 2004.
- 3 R.W.Staele, J.A.Gorman. Quantitative assessment of submodes of stress corrosion cracking on the secondary side of steam generator tubing in pressurized water reactors. Corrosion, 2003, Vol 59, №11.
- 4 Massoud M., Kao S.P, Todreas N. Evaluation of horizontal steam generator for PWR application. EPRI, Rep. MITNPI-TR-016, 1987.
- 5 Трунов Н.Б., Лукасевич Б.И., Харченко С.А., Сотсков В.В., Парогенератор ПГВ-1500, этапы разработки и развития. Четвертая международная научно-техническая конференция. Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики, РЭА, Москва, 19-21 апреля 2006.
- 6 Sakata K., Nakamura Y., Nakamori N. Advanced technologies on steam generators. Proceedings of Fourth International Seminar on Horizontal Steam Generators (Study on Thermal-Hydraulic Behavior of Horizontal Steam Generator). Lappeenranta, Finland, 1997, pp. 19-25.
- 7 N.Trunov, S.Davidenko, V.Grigoriev, V.Popadchuk, S.Brykov, G.Karzov. WWER steam generators tubing performance and aging management. Proceedings of PLIM+PLEX conference, Paris, 2006.
- 8 B.Cochet, G.Slama. Is it possible to prevent secondary side tube corrosion from the design stage? Steam generators repair and replacement. Proceedings of IAEA Specialists meeting, Ostrava, Czech Republic, 1996. p.p. 163-167.
- 9 Брыков С.И., Банюк Г.Ф., **Трунов Н.Б.**, Харитонов Ю.В., Сусакин С.Н., Давиденко Н.Н. Роль водно-химического режима в управлении ресурсом парогенераторов АЭС с ВВЭР. Сборник трудов конференции ВАНО-МАГАТЭ. Оптимизация режимов работы ПГ энергоблоков атомных станций, Кузнецовск, 11-14 июня 2002.
- 10 Бергункер В.Д., Трунов Н.Б., Денисов В.В. Анализ состояния ПГ АЭС с ВВЭР по данным ВТК. Шестой международный семинар по горизонтальным парогенераторам, г. Подольск, Март 2004.
- 11 A. Brozova, L. Rapp, S. Cipra. Database of chemical regimes and tube damage of horizontal steam generators. Шестой международный семинар по горизонтальным парогенераторам, г. Подольск, Март 2004.
- 12 Титов В.Ф. Совещание экспертов МАГАТЭ по парогенераторам АЭС с ВВЭР. Атомная энергия, 1997, т.83, вып. 1, стр. 74-75.
- 13 S.A. Logvinov et al. Thermohydraulics of PGV-4 Water Volume During Damage of the Feedwater Collector Nozzles Proceedings of third international seminar on horizontal steam generators. Lappeenranta, Finland. 1995. p.p. 33-48.