

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОНСТРУКЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ.

Г.П. Карзов

ФГУП ЦНИИ КМ "Прометей", Санкт-Петербург, Россия

Введение

Исторически сложилось так, что для теплообменных труб (ТОТ) горизонтальных парогенераторов (ПГ) много лет назад в СССР была выбрана сталь 08X18H10T.

Несмотря на все последующие модернизации, для парогенераторов ПГВ-440 и ПГВ-1000 эта сталь оставалась неизменной, тогда как за это время на зарубежных АЭС с вертикальными парогенераторами сменилось уже не одно поколение материалов трубных систем, включая высоконикелевый сплав Инконель 600. С проблемой коррозионного растрескивания парогенерирующих труб из аустенитной хромоникелевой стали в семидесятые годы столкнулись почти одновременно и на западе и в СССР, но если за рубежом уже к началу восьмидесятых годов перешли на высоконикелевые сплавы, то у нас никель считался тогда остродефицитным материалом.

При эксплуатации узлы соединения корпусов и коллекторов, а также трубные системы парогенераторов испытывают сложные статические и динамические нагрузки и деформации, которые различаются не только по величине и по знаку, но и по периодичности или стохастичности. Для таких ситуаций достаточно сложно проводить расчетные оценки долговечности основных элементов конструкций, к которым в первую очередь относятся пучки теплообменных труб (ТОТ) и коллектора ПГ.

В настоящее время срок службы теплообменных труб парогенераторов 3 и 4 блоков Нововоронежской АЭС с трубами из стали 08X18H10T приближается к 40 годам. На ряде АЭС с ВВЭР-1000 срок службы парогенераторов приближается к 30 годам, несмотря на более высокую, чем на ВВЭР-440 теплонапряженность труб. Эти факты убедительно показывают, что в российских горизонтальных парогенераторах для теплообменных труб конструктивно и технологически были обеспечены гораздо более мягкие, щадящие условия эксплуатации, чем для зарубежных вертикальных парогенераторов.

За это время совершенствовалась конструкция парогенераторов, многократно улучшалось качество воды 2 контура, средства контроля и поддержания установленных норм водно-химического режима (ВХР).

В то же время известны многочисленные случаи коррозионных повреждений металла теплообменных труб из стали 08X18H10T, связанные с низким качеством поверхности труб, нарушением норм ВХР, регламента химических отмывок, условий хранения, монтажа, пуско-наладки и различных нештатных ситуаций в процессе эксплуатации блока.

Для новых проектов энергоблоков, в том числе поставляемых на экспорт, необходима повышенная надежность теплообменных труб, обеспечивающая срок службы парогенераторов 60 лет, независимо от вероятных случайностей.

Важным вопросом является также повышение надежности корпусных конструкций и коллекторов парогенераторов типа ПГВ и в первую очередь сварного шва приварки коллекторов к корпусу ПГ.

Перспективы использования теплообменных труб из стали 08X18H10T для горизонтальных парогенераторов со сроком службы 60 лет.

Долговечность работы ТОТ является результатом сочетания множества факторов, включая: конструкцию ПГ, материал и технологию изготовления его элементов, водно-

химический режим, локальные и динамические изменения состава сред на поверхности при работе и хранении (консервации) ПГ и др.

В настоящее время для новых энергоблоков АЭС с ВВЭР достигнуты блестящие результаты в совершенствовании водно-химических режимов и повышении качества воды 2 контура, а также средств их обеспечения. Казалось бы, при нормальной эксплуатации можно не беспокоиться об обеспечении проектного срока службы парогенераторов.

Многое сделано и в направлении совершенствования режимов хранения и монтажа парогенераторов. Но невозможно предусмотреть и исключить все случайности в возникновении условий появления коррозионных дефектов.

Сейчас мы уже знаем, что питтинги и коррозионные трещины в трубах ПГ из стали 08X18H10T могут возникнуть еще до начала проектной эксплуатации: при хранении и монтаже парогенераторов.

Аналогичная ситуация может возникнуть и после дренирования и вскрытия сухого парогенератора при проведении ремонтов.

Опыт, полученный при строительстве Тяньваньской АЭС показывает, что иногда, казалось бы, незначительная случайность может иметь весьма серьезные последствия.

И если такая случайность реализуется, то последним барьером для развития коррозионных дефектов является стойкость конструкционного материала труб против питтинговой коррозии и коррозионного растрескивания.

А в этом отношении сталь 08X18H10T весьма посредственна, тем более при существующей обработке поверхности.

Дело в том, что полностью исключить образование отложений на поверхности ТОТ невозможно. А под отложениями обязательно происходит капиллярная конденсация влаги из воздуха даже при относительной влажности менее 60%. Плюс оставшиеся в отложениях хлориды. Так возникают условия для возникновения питтингов.

Обязательным условием нормальной эксплуатации парогенераторов является эксплуатационный контроль дефектов, и в первую очередь методами ВТК. При оценке результатов ВТК крайне важно понимать реальные возможности такого контроля, погрешности, а также определять предельные состояния ТОТ с дефектами различных типов, учитывающие динамику развития дефектов и критерии глушения. Как показывает практика, слишком жесткий подход к выбору этих критериев приводит к необоснованным глушениям труб ПГ, что снижает фактический срок службы парогенераторов.

С другой стороны, мелкие питтинги глубиной до 0,1-0,2 мм нельзя обнаружить ни визуально, ни методами ВТК, тем более, в нижних рядах трубных пучков, где отложения максимальны. Но эти мелкие не запассивированные питтинги могут легко превратиться в трещины при пусковых операциях.

Применяемая сейчас наружная шлифовка улучшает товарный вид труб, но существенно снижает их коррозионную стойкость. Причин тут несколько. Это:

- повышение шероховатости рельефа поверхности;
- появление острых царапин - концентраторов напряжений;
- создание спектра поверхностных напряжений от $-\sigma_{0,2}$ до $+\sigma_{0,2}$;
- образование микроскопических прижогов поверхности при шлифовке;
- вскрытие неметаллических включений.

Всё это стимулирует развитие питтингов и в последующем трещин.

Возникает вопрос: можно ли повысить коррозионную стойкость труб из стали 08X18H10T до уровня, который отвечал бы современным требованиям, с увеличением срока их службы до 60 лет и выше?

Да, можно. Но это потребует проведения комплекса научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ, включая исследования и разработку новых технологических процессов, их освоение на трубных производствах.

Не изменяя существенно химический состав стали 08X18H10T и технологию металлургического производства, можно добиться существенного эффекта в повышении её стойкости против питтинговой коррозии. И, прежде всего - это исключение шлифовки в качестве финишной технологической операции. После шлифовки необходимо устранить ее последствия и, по возможности, создать сжимающие напряжения в поверхностном слое.

Наиболее перспективны в этом отношении:

- электрохимическое полирование наружной поверхности труб;
- создание сжимающих напряжений в поверхностном слое за счет механической обработки поверхности;
- аморфизация поверхностного слоя с помощью лазерной или микродуговой обработки с внедрением в аморфный слой микролегирующих элементов.

Сегодня ставится задача об обеспечении срока службы парогенераторов новых проектов АЭС до 60 лет и более. Решение этой задачи требует самого серьезного изучения механизмов и динамики деградации ТОТ, и в первую очередь, механизмов и динамики зарождения питтингов при различных видах обработки поверхности ТОТ.

Как показывает результаты исследований и опыт эксплуатации, вероятность зарождения коррозионных дефектов резко возрастает при низком качестве обработки поверхности. К сожалению, в настоящее время ни один из российских, да и ближних зарубежных заводов-изготовителей труб не обеспечивает в полной мере необходимого качества их поверхности.

Для необходимого совершенствования финишной обработки труб необходима тесная кооперация производителей, конструкторов, технологов и материаловедов.

Приближенные оценки сроков службы, которые сейчас могут быть сделаны для труб из стали 08X18H10T в трубных системах парогенераторов типа ПГВ-1000, при существующем качестве обработки поверхности составляют от 30 до 40 лет.

Увеличение срока службы труб ПГ из стали 08X18H10T до 60 лет требуют существенных изменений в технологии процесса производства труб.

Коррозионно-стойкие стали типа 08X17H13M2T (316 Ti) и 03X16H11M3 (316L)

Для условий, в которых возможно изменение состава сред на поверхности теплообменных труб при работе и хранении парогенераторов, необходимо применение новых более коррозионно-стойких материалов взамен стали марки 08X18H10T.

Это вызывает необходимость выбора или разработки материалов с более высоким уровнем легирования сталей хромом, молибденом и другими элементами, способствующими повышению стойкости против локальных видов коррозии (питтинга и коррозионного растрескивания). В этом направлении наиболее перспективными представляются стали типа 08X17H13M2T (316Ti), 03X16H11M3 (316L) и сплав 03X21M32M3Б (ЧС-33). При этом первые две стали, по сути, основаны на той же базовой составляющей, что и сталь 08X18H10T, тогда как сплав ЧС-33 это качественно иной материал, который требует существенного новых металлургических и технологических подходов.

Как известно [1] потенциальная стойкость сталей против питтинговой коррозии может быть оценена с помощью, так называемого эквивалента PRE (Pitting Resistance Equivalent) рассчитываемого по формуле:

$$PRE = \%Cr + 3,3(\%Mo) + 16(\%N)$$

Для оценки стойкости против питтинговой коррозии используются испытания в 10%-ном растворе $FeCl_3 \cdot 6H_2O$ в соответствии с ГОСТ 9.912-89 и стандартом ASTM G48A.

Результаты сравнительных испытаний на стойкость против питтинговой коррозии аустенитных коррозионно-стойких сталей 08X18H10T, 08X17H13M2T, 316L приведены в работе [2]. В указанной работе приведены также результаты оценки величины PRE для исследованных сталей (таблица 1).

Таблица 1

Результаты оценки величины эквивалента сопротивления питтинговой коррозии (PRE)

Марка стали	PRE
08X18H10T	18
08X17H13M2T	24
316L	26

Как следует из таблицы стали марок 08X17H13M2T и 316L по стойкости против питтинговой коррозии приблизительно в 1,5 раза превосходят сталь марки 08X18H10T.

В работе [3] приведены результаты исследования по определению критической температуры питтингообразования и стойкости против коррозионного растрескивания сталей типа 316L и 304L в нейтральных растворах хлоридов.

Как следует из рисунка 1 для стали 316L с содержанием молибдена 2÷3% температурная область отсутствия питтингов в хлоридсодержащих средах лежит существенно выше, чем для стали 304L, не содержащий молибден.

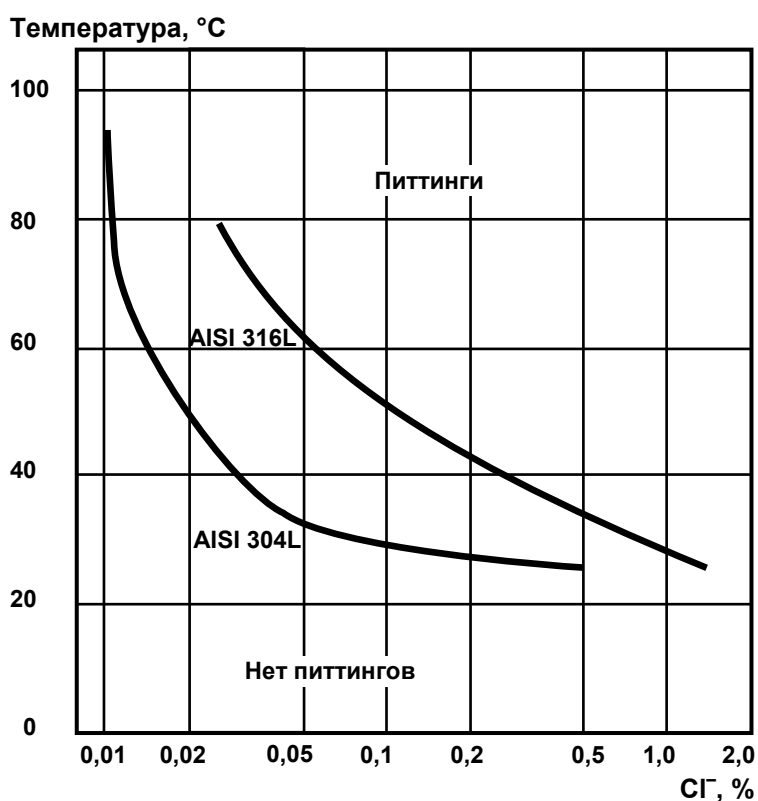


Рис.1. Критические температуры питтингообразования сталей 316L и 304L в нейтральных растворах хлоридов

На рис. 2 приведены результаты исследования стойкости против коррозионного растрескивания сталей типа 316L и 304L в водных растворах хлоридов при различных температурах.

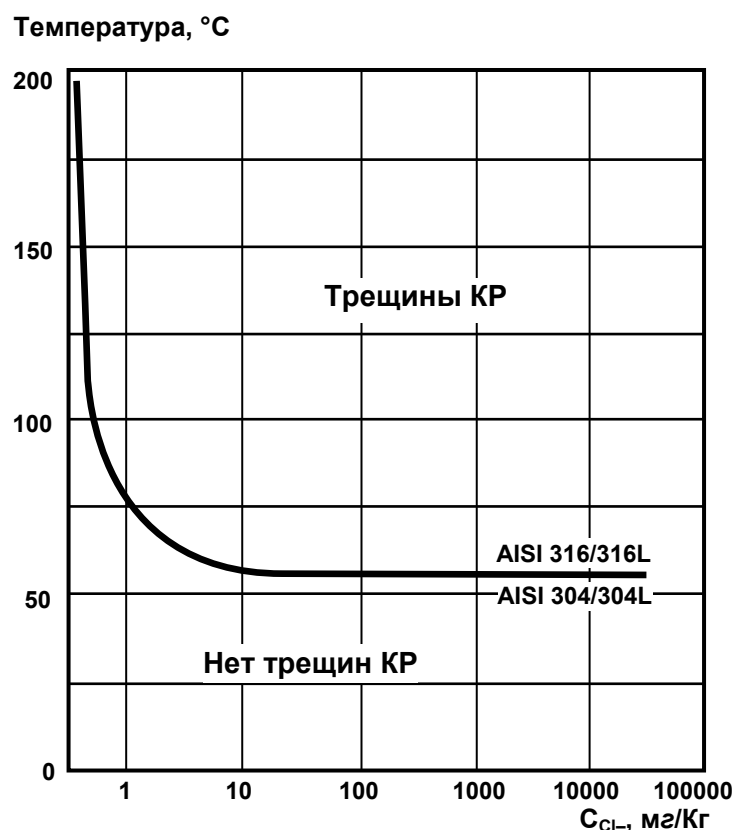


Рис.2. Стойкость против коррозионного растрескивания в нейтральных хлоридсодержащих средах. Время испытаний – 1000 ч, $\sigma \geq \sigma_{0,2}$ при температуре испытания

Установлено, что температурный порог, ниже которого коррозионное растрескивание не наблюдается для указанных сталей составляет около 60°С и не зависит от наличия или отсутствия в составе стали молибдена (2÷3%).

Коррозионно-стойкие аустенитные стали с молибденом типа 316Ti и 316L обладают приблизительно одинаковой стойкостью против коррозионного растрескивания, а также стойкостью против питтинговой коррозии.

Однако стабилизированная титаном сталь типа 316Ti обладает некоторыми преимуществами по сравнению со сталью 316L, в частности:

- сталь 316Ti не требует применения специальных методов выплавки (вакуумно-дуговой, плазменно-дуговой), которые необходимо использовать при производстве низкоуглеродистой стали 316L (не более 0,03%);
- наличие стабилизирующего элемента титана в стали типа 316Ti делает её более устойчивой против неравномерного распределения углерода в стали при выплавке (из-за развития ликвационных процессов);
- на применение нестабилизированной стали типа 316L для атомных энергетических установок с водяным теплоносителем потребуются получение специального разрешения Ростехнадзора.

Коррозионностойкие сплавы типа ЧС-33 и 3127 hMo

На рис. 3 показана сравнительная стойкость конструкционных материалов различных классов против питтинговой коррозии.

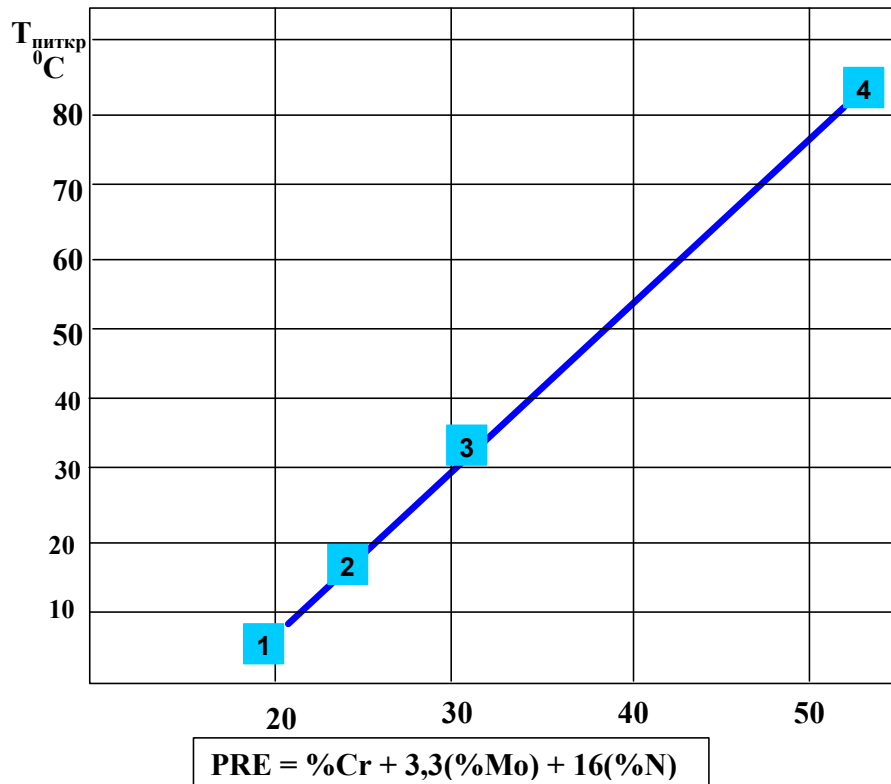
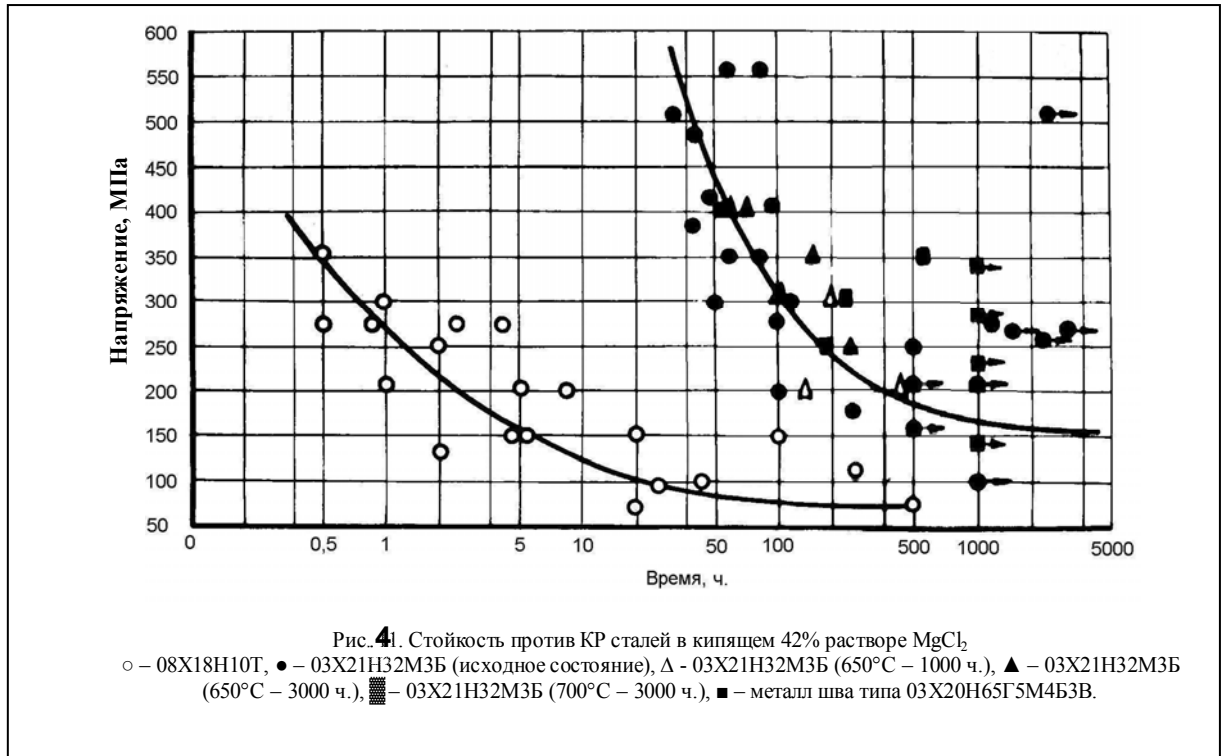


Рис. 3 Зависимость критической температуры питтингообразования от эквивалента стойкости против ПК (PRE): 1 – сталь 08X18H10T, 2 – сталь 316Ti, 3 – сплав ЧС-33, 4 – сплав 3127 hMo (0,15C27Cr31Ni7Mo0,2N) в 10%-ном растворе FeCl₃·6H₂O в соответствии со стандартом ASTM G48A.

Как видно из рисунка, сплав ЧС-33 имеет критическую температуру питтингообразования на 12-15⁰ выше, чем сталь типа 316Ti и на 25-27⁰ выше, чем сталь 08X18H10T

Следует отметить, что сплав ЧС-33 благодаря высокому (20,0-23 %) содержанию хрома, глубоко аустенитной структуре (31,5÷33 % Ni), низкому содержанию углерода (до 0,03 %) и полной стабилизации ниобием (0,9÷1,2 %) обладает существенно более высокой коррозионной стойкостью и коррозионно-механической прочностью в водных средах в сравнении со сталями 08X18H10T и 03X16H11M3 (316 L).

Из рис. 4 следует, что сплав ЧС-33 и металл шва 03X20H65Г5M4Б3В по времени до разрушения превосходит простые хромоникелевые стали приблизительно в 100 раз при испытании в 42 % растворе MgCl₂.



Примерно такое же превосходство наблюдали при испытании образцов из сплава ЧС-33 в полупогруженном состоянии в 3 % растворе NaCl при температурах 150 °С.

При испытании с постоянной скоростью деформации независимо от состава среды (дистиллат, дистиллат +500 мг/л NaCl) разрушение при разрыве было вязким, в отличие от стали 08X18H10T, у которой при повышенной концентрации хлоридов имело место хрупкое разрушение (Рис. 5).

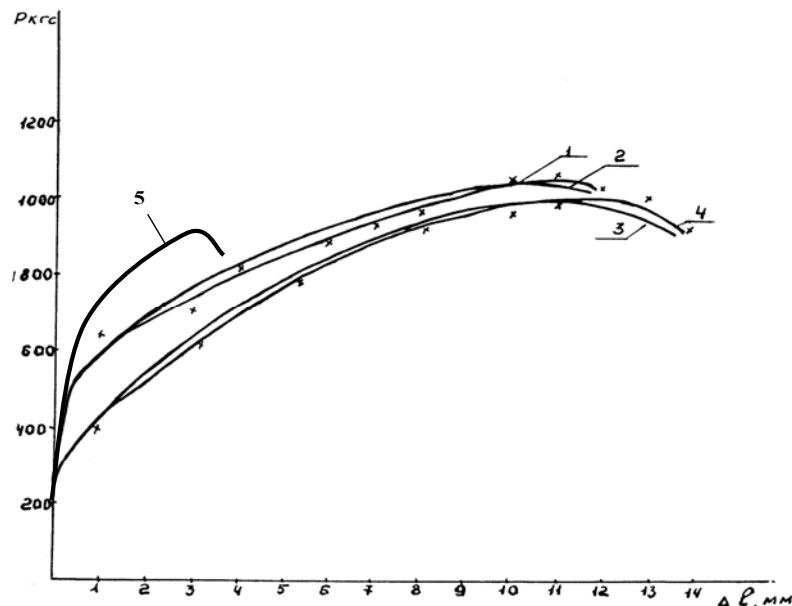


Рис. 5. Диаграмма растяжения сплава 03X21H32M3Б (3, 4), металла шва 03X20H65Г5M4Б3В (1, 2) при испытаниях с постоянной скоростью деформирования.

1. Металл шва 03X20H65Г5M4Б3В, дистиллат 270°С
2. Металл шва 03X20H65Г5M4Б3В, дистиллат 270°С, рН=3, 500 мг/л NaCl
3. 03X21H32M3Б дистиллат 270°С
4. 03X21H32M3Б дистиллат 270°С рН=3, 500 мг/л NaCl
5. 08X18H10T дистиллират рН=3, 500 мг/л NaCl 270°С

Сплав ЧС-33 стоек против МКК при испытании по методу АМ с провоцирующим нагревом 650 °С, 1 ч после аустенизации и последующего старения в интервале температур 400-700 °С длительностью до 5000 часов (рис. 5)

Не обнаружено коррозионных повреждений труб размером 12×1,6×3000 после стендовых испытаний в пароводяной среде с имитацией прямооточного парогенератора с тепловым потоком до $1,5 \cdot 10^6$ ккал/м²ч. Длительность испытаний составила 4000 час. Содержание хлоридов в питательной воде повышено до 0,5 мг/л, а кислорода до 1 мг/л.

Сплав ЧС-33, кроме изложенного, имеет значительное превосходство над сталью 08Х18Н10Т по сопротивлению щелочному растрескиванию, малоциклового усталости (МЦУ) в воде, критической температуре питтингообразования и щелевой коррозии.

Имеется многолетний положительный опыт эксплуатации стали 03Х21Н32М3БВИ в составе вспомогательных трубопроводов первого контура транспортных ЯЭУ в условиях возможности попадания на них воды с высоким содержанием хлоридов.

Таким образом применение сплава ЧС-33 обеспечит кардинальное повышение долговечности и надежности ПГ при сроке службы 60 лет и более.

Материал коллекторов горизонтальных парогенераторов

Что касается материалов коллекторов парогенераторов, то, как показала практика применения стали 08Х18Н10Т, существует опасность ее коррозионного растрескивания в зоне досыхания котловой воды. При замене этой стали на сталь 10ГН2МФА для коллекторов ПГВ-1000 возникла другая проблема: разрушение перемычек перфорированной зоны при низкотемпературной ползучести. В результате комплекса исследований, конструкторских решений и технологических разработок эта проблема была решена, но возникла новая: коррозионное разрушение в кармане коллектора в зоне 111 шва.

- В течение последнего десятилетия на ряде блоков российских АЭС на развешенных входных коллекторах ПГ "малой серии", смонтированных взамен поврежденных в зоне перфорации, были обнаружены магистральные трещины в узле приварки коллектора к корпусу ПГВ-1000М (в районе сварного соединения №111/1).

Во всех случаях очаг разрушения был локализован в районе перехода от галтели к цилиндрической поверхности кармана, практически в идентичных местах, что указывает на общность причин, вызывающих их появление.

Основные результаты металлографических и фрактографических (рис.6) исследований показали, что инициации трещин предшествовала питтинговая и язвенная коррозия.

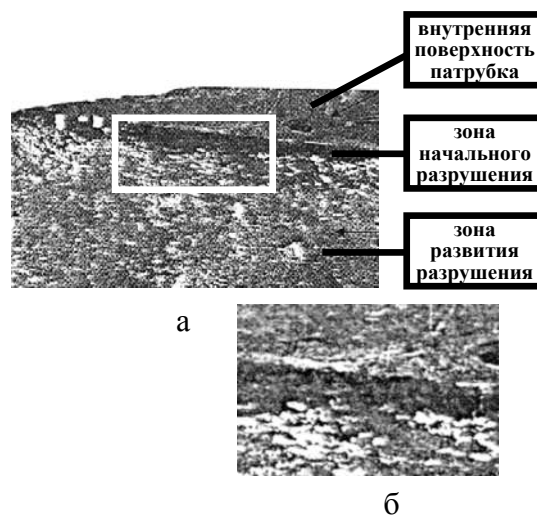


Рис.6. Морфология поверхности разрушения основного металла в сварном соединении №111/1 5ПГ-1 НВ АЭС (а). Зарождение трещин от питтингов (б)

Зарождение трещин было многоочаговым. В кармане коллектора в зоне 111 шва наряду с медленным деформированием происходит резкое повышение коррозионной агрессивности среды.

При выборе компенсирующего мероприятия учитывалось, что КР низколегированных корпусных сталей в водных средах контролируется одновременно тремя основными факторами: материалом, уровнем растягивающих напряжений и агрессивностью окружающей среды. Для предотвращения КР оказывается достаточным изменения какого-либо одного из трех указанных факторов.

Что касается окружающей среды, то требования к качеству теплоносителя в настоящее время достаточно жесткие, и, как показывают экспериментальные исследования, при выполнении их сталь 10ГН2МФА не склонна к КР. В тоже время следует иметь в виду, что даже при соблюдении норм ВХР расположение узла приварки "горячего" коллектора к патрубку ПГ способствует накоплению в конструктивном "кармане" отложений. А температурный режим в зоне сварного соединения №111/1 содействует упариванию и концентрированию агрессивных примесей. Как показывает опыт эксплуатации ПГ, контроль этого процесса путем удаления отложений из карманов коллектора в настоящее время недостаточен из-за несовершенства системы продувки. Необходимость разработки улучшенной технологии очистки и удаления отложений из карманов коллектора и ее внедрения не вызывает сомнений. Однако остается открытым вопрос – как оценить ее эффективность на каждой отдельно взятой реальной АЭС с различными природными источниками воды. Эта задача носит неопределенный характер, и решить ее можно только посредством длительной и планомерной совместной работы исследователей и специалистов АЭС.

По нашему мнению, реальным путем предотвращения зарождения и развития коррозионно-механических трещин в условиях замедленного деформирования в районе сварного соединения №111/1 является снижение уровня действующих растягивающих напряжений. Поэтому в качестве компенсирующего мероприятия предлагается зональная термическая обработка по технологии INSI, приводящая к созданию на поверхности металла сжимающих остаточных напряжений.

Как показала практика проведения эксплуатационного контроля за состоянием сварного соединения №111/1, в настоящее время его уровень не является достаточным для выявления повреждений как на начальной, так и конечной стадии их развития. Требуется совершенствование средств и методов неразрушающего контроля, но ожидать быстрых и надежных результатов в этом направлении нет никаких оснований. Если даже предположить, что будут разработаны средства и методы достоверного контроля металла в рассматриваемой зоне, то итогом будет не искоренение причин, вызывающих появление трещин в металле сварного соединения, а ремонт сваркой поврежденного участка. Поэтому для оценки целесообразности проведения предлагаемого компенсирующего мероприятия необходимо сопоставить материальные затраты на его проведение с затратами на ремонт и потери при простое блока в процессе ремонта.

Проведенный нами анализ показывает, что замена материала коллекторов в данном случае не даст кардинального улучшения.

Заключение

1. Рассматривая перспективы применения новых материалов, нужно сохранять преемственность в осуществлении комплекса всех достигнутых прогрессивных технологических решений по подготовке поверхности, деформации, сварке и т.д.
2. Перспективы дальнейшего использования стали 08X18H10T в качестве конструкционного материала теплообменных труб новых проектов горизонтальных парогенераторов и повышения их сроков службы с 30-40 до 60 лет требует выполнения комплекса научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ с целью освоения трубными производствами современных технологий обра-

ботки поверхности труб с целью повышения их стойкости против питтинговой коррозии.

- 3 Другим направлением повышения долговечности и высокой надежности теплообменных труб является использование в качестве их конструкционного материала хромо-никель-молибденовой стали типа 316 или сплава ЧС-33, что позволит резко снизить вероятность образования на них питтингов. Применение сплава ЧС-33 и кардинально повысит сопротивление ТОГ ПГ коррозионному растрескиванию и обеспечит надежное повышение срока службы парогенераторов до 60 лет и более.
- 4 Как показывает анализ, замена материала коллекторов не даст кардинального улучшения в части повышения сопротивления перлитных сталей коррозионному растрескиванию. В данном случае, необходимо конструктивное совершенствование данного узла.

В целом вопросы применения новых материалов для горизонтальных парогенераторов должны решаться в неразрывной связи с совершенствованием конструкции, технологии изготовления, химии воды, в том числе локальной, а также улучшения основных характеристик состояния поверхности ТОГ. Только при самом тщательном учете всех этих факторов возможно достижение не только проектного срока службы парогенераторов в 60 лет, но и значительно больший фактический срок их службы.

Список использованной литературы

1. «Metals Handbook Desk Edition. Second Edition» ASM International. The materials International Society. 2006
2. Н.Н. Давиденко, В.А. Саломеев, А.С. Зубченко и др. Выбор стали и разработка технологии изготовления труб для конденсаторов турбин «Тяжелое машиностроение» № 1, 2004, с. 24÷27
3. J.Charles. Duplex Stainless steels'91, 28÷30 October 1991 Beaune Bourgogne, France, vol. 1