

От редакции

Оригинальная статья была опубликована в журнале Valve Magazine, Spring, 2017, с. 18, издаваемом Американской Ассоциацией Арматуростроителей (www.vma.org). Перевод Т.С. Складовой.



АЭС Микама и мост Нуи со стороны горы Сайхо, Япония

АЭС со сверхкритическими параметрами: применяемые материалы и условия эксплуатации

Kate Kunkel, главный редактор Valve Magazine.
Пишите ей по адресу: kkunkel@vma.org.

ПРЕДМЕТ:

Арматуростроителям крайне важно знать все те процессы, которыми живут сегодня электростанции со сверхкритическими рабочими параметрами, потому что эти процессы и технологии связаны с исключительно высокими температурой и давлением пара, что вызывает большие проблемы при выборе материалов для производства арматуры.

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ:

- Деление станций на уровни.
- Проблемы выбора материалов.
- Применяемые материалы.

ВЫВОД:

Чем прочнее и легче разрабатываемые материалы для изготовления трубопроводов, тем жестче будут требования к подбору совместимых и сочетаемых с ними материалов для производства соответствующей арматуры.

» *Charles Henley, старший инженер-механик компании Black&Veatch, – один из тех, кто выступил с презентацией на техническом семинаре VMA в начале марта 2017 г. в Нэшвилле. Но именно его презентация об атомных станциях на сверхкритические параметры была принята с нескрываемым интересом. Причина в том, что он пролил свет на решение наиважнейших задач. Настоящая статья по существу в основе своей опирается на текст его доклада.*

Исторический экскурс

До Второй мировой войны электростанции, по сравнению с современными, были сравнительно маломощными, с низкой теплотой сгорания топлива и не особо эффективны-

ми. После Второй мировой войны в конце 1950-х – начале 1960-х годов и благодаря введению циклов со вторичным (промежуточным) перегревом пара эффективность станций значительно повысилась. Уже в 1957 г. первая электростанция на сверхкритические параметры пара была построена в США: её мощность 126 МВт, рабочее давление пара 4 500 psi при температуре 1150 °F / 1050 °F / 1000 °F (621 °C / 566 °C / 538 °C) – на ней уже применялся сдвоенный цикл промежуточного перегрева пара. Сегодня во всем мире построено свыше 200 установок на сверхкритические параметры пара, причем основные мощности – в Японии и Южной Корее.

Как докритические, так и сверхкритические электростанции работают по циклу Ренкина, что означает наличие котла, турбины и конденсатора. Такой набор оборудования характерен абсолютно для всех систем станций, включая энергетический блок, общестанционные системы и системы контроля качества воздуха. Рабочие параметры температуры и давления – главные отличия докритических станций от сверхкритических.

В зависимости от типа используемой установки выделяют четыре основных уровня станций (табл. 1). По существу действующие современные станции разных уровней могут взять на себя решение проблем, связанных с постоянно растущими

параметрами температуры и давления. Чем выше уровень станции, тем эффективнее ее работа и тем ниже выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

В то время как на докритических станциях энергия вырабатывается путем превращения кипящей воды в пар, на сверхкритических станциях вода превращается в пар без вскипания. Парогенератор сверхкритических станций работает под давлением выше критического (при котором вода из жидкого состояния тотчас же превращается в пар). Отсюда и появился термин «сверхкритический» – т. е. давление выше «критической точки» в 3 200 psig.

Современные установки подготовки подпиточной воды

Электростанции на сверхкритические параметры пара имеют четыре уникальные системы: питательная вода котла, острый пар, горячая линия промежуточного перегрева пара и пусковая система.

Инженеры на таких станциях, прежде всего, выбирают материал трубопроводов. После чего решают, какое понадобится установить оборудование, и какие группы материалов могут применяться для изготовления арматуры и других деталей и элементов трубопроводных систем, так, чтобы они были совместимы с материалами самих трубопроводов.

Огромное влияние на выбор оказывают предельно высокие значения рабочей температуры и давления станций со сверхкритическими параметрами. Предельно высокое давление неизбежно влечет за собой утолщение стенок, более высокий диапазон механических напряжений, высокое сопротивление усталости при циклических напряжениях и повышенную усталостную прочность. Экстремально высокие температуры способствуют развитию газовой коррозии и окислению котлов со стороны контакта с паром, что также обязательно учитывается.

Эрозия и коррозия систем питательной воды котла

Эрозия – это разрушение материала, вызванное физическими процессами, например, столкновением потоков на высокой скорости или повреждением поверхности твердыми частицами. На станциях причиной эрозии могут быть кавитация, мгновенное вскипание, воздействие твердых частиц или же это может быть каплеударная эрозия.

Коррозия – это разрушение металла в результате химического или электрохимического воздействия, которое может спровоцировать широкомасштабное разрушающее воздействие на работоспособность системы в виде собственно коррозии или коррозионно-эрозийного повреждения. Кроме того, развитие коррозии может привести к локальной (язвенной) или гальванической коррозии, возникающей при контакте разнородных металлов, возникновении коррозионного растрескивания, щелевой или язвенной коррозии.

Коррозионно-эрозийное повреждение (или ускоренная коррозия под воздействием потока) – процесс, разрушающий углеродистые стали. Впервые данное явление было обнаружено в атомной промышленности при довольно необычных условиях, зависящих от химического состава и pH воды. Коррозионно-

Таблица 1. Различные уровни эффективности станций. Отличия докритических и сверхкритических рабочих циклов

Тип установки	Острый пар / промежуточный перегрев пара	КПД
Докритическая установка – вода кипит и доходит до состояния пара под давлением ниже «критического»	2,400 psig (165 бар) 1050 °F / 1050 °F (566 °C / 566 °C)	38%
Сверхкритическая установка – вода превращается в пар без вскипания. Давление выше «критического»	3,500 psig (241 бар) 1050 °F / 1080 °F (566 °C / 582 °C)	40%
Усовершенствованная сверхкритическая установка – температура острого и промежуточного перегрева пара выше 1100°F (593°C)	4,710 psig (325 бар) 1130 °F / 1166 °F / 1166 °F (610 °C / 630 °C / 630 °C)	44%
Ультрасверхкритическая установка – температура острого пара свыше 1200°F (649°C)	5,000 psig (345 бар) 1300 °F / 704 °F	46%

Температура + давление = высокий КПД; чем выше КПД, тем меньше вредных выбросов в атмосферу



Рис. 1. Коррозионно-эрозионное повреждение на 4 блоке станции Михам в 2004 г., последствиями которого стали пять смертельных случаев и несколько пострадавших

Источник: Tetra Engineering Group

эрозионное повреждение возникает, когда оксиды железа, в обычных условиях работающие как защитные средства, растворяются в проходящем потоке. Прежде всего, повреждаются области колен и тройников, вызывающих турбулентность потока, а также участки высоких скоростей. Коррозионно-эрозионное повреждение поражает систему трубопроводов целиком, приводя к утончению стенок, что со временем может привести к существенному изменению остаточной толщины стенки. Другими словами, это повреждение вовсе не какого-то отдельного участка, как, например, точечная коррозия или коррозионное растрескивание; отказы и аварии, вызванные коррозионно-эрозионным повреждением всегда неожиданные и имеют катастрофические последствия.



Рис. 2. Коррозионно-эрозионное повреждение внутренней поверхности трубы. Осмотр магистральной трубы показал коррозионно-эрозионное повреждение в области сгиба

Источник: Tetra Engineering Group

В прошлом отказы оборудования, вызванные коррозионно-эрозионным повреждением, становились основными причинами аварий, унесших жизни людей (рис. 1, 2). И только благодаря своевременному обследованию и техническому обслуживанию, за которыми строго следят на станциях, в последние годы коррозионно-эрозионные повреждения уже не являются столь частыми причинами отказов.

Коррозионно-эрозионное повреждение возникает различными путями: при условии однофазной среды (например, только вода), поврежденный участок приобретает вид «зубчатой» поверхности или «апельсиновой корки». Как только появились такие поверхности, это уже неоспоримое и безусловное доказательство наличия коррозионно-эрозионного повреждения, хотя в определенных условиях, для того, чтобы рассмотреть такие гребешковые повреждения может потребоваться многократное увеличение изображения (рис. 3).

Для двухфазных сред неопровержимым доказательством коррозионно-эрозионного повреждения является появление на поверхности темных и светлых областей, такие поверхности получили название «тигровые полосы». Причиной их возникновения могут стать некоторые виды влажного пара (рис. 4).

В каких же случаях поражение неизбежно?

Трубопроводы подвержены коррозионно-эрозионному повреждению, если: 1) изготовлены из углеродистой стали, 2) проводимой средой является вода или влажный пар, 3) рабочие температуры находятся в диапазоне от 200 °F до 500 °F (от 93 °C до 260 °C) и 4) среда – обескислороженная вода (т. е. системы технического водоснабжения не будут подвержены коррозионно-эрозионному повреждению).

К системам, вызывающим беспокойство возникновения коррозионно-эрозионного повреждения, относятся следующие:

- В большинстве случаев все системы второго контура водо-водяного ядерного реактора и такие же системы кипящего ядерного реактора.
- Некоторые вспомогательные системы кипящего ядерного реактора (например, системы отвода остаточного тепла могут быть очень восприимчивы к коррозии и эрозии).
- На станциях, работающих на ископаемом топливе, в опасности – системы очистки конденсата и системы питания котла водой, а также некоторые линии отбора пара.
- Некоторые вспомогательные системы, например, в помещении парогенератора.

Крайне важно отметить, что – поскольку по сути избавиться от такого рода повреждения невозможно, управлять процессом можно правильным подбором материалов. Часто отдают предпочтение хромистым нержавеющей сталям (т. е. хром плюс определенное процентное содержание меди или другого элемента).

Материалы

На современных станциях, работающих на сверхкритических параметрах, давление пара достигает 3,200 ÷ 3,500 psi при температуре, которая поддерживается в диапазо-

не от 1050 °F до 1080 °F (от 566 °C до 582 °C). На модернизированных станциях и станциях с ультрасуперкритическими параметрами температура подсакивает до 1200 °F (649 °C). При таких рабочих температурах уже нужна другая группа материалов – сплавы на основе никеля, так как по сути после температуры выше 1200°, следующий температурный уровень будет, как минимум, от 1300 °F до 1350 °F (от 704 °C до 732 °C).

Теперь, когда температура пара на станциях превышает все известные практические ограничения для таких материалов, как CS (углеродистая сталь) и используемые в энергетике стали P11 и P22, разработчики рекомендуют для применения в системах новых станций стали P91 и P92. Для систем питательной воды наблюдается тенденция перехода от марки C (Band C) к хромистым сталям (CrEq) и P36, особенно в Китае и Азии.

В настоящее время для условий эксплуатации при температуре до 800 °F (427 °C) применяется углеродистая сталь CrEq или, там, где предполагается возможность возникновения ускоренной коррозии, – сталь P36. Для температуры от 800 °F до 1025 °F (от 427 °C до 552 °C) применяются марки сталей P11 и P22. Выше указанной температуры – стали марок P91 или P92. Совсем недавно Американское общество инженеров-механиков (ASME) снизило допускаемые напряжения для стали P91, таким образом решение о переходе от сталей P91 и P92 стало в большей степени экономическим, нежели техническим выбором.

На самом деле иметь альтернативные материалы всегда полезно, хотя бы потому, что иногда стали CrEq трудно найти.

Сталь P36 получила признание и стала популярной в Индии и в Китае, хотя и была разработана в Германии специально с целью уменьшения скорости возникновения коррозион-

но-эрозионного повреждения в системах питательной воды. По сравнению с углеродистой сталью толщина стенок трубопроводов из стали P36 на 35% меньше. Самым главным недостатком данного материала является то, что отсутствует эквивалент стали P36, которую можно было бы применять для изготовления арматуры и другого оборудования трубопроводов.

Поскольку арматура из другого материала не будет сочетаться с трубопроводом, не вполне логично было бы приобретать для трубопровода материал более высокой марки только потому, что может понадобиться переходник от арматуры к трубопроводу. При сварке стали P36 возникают проблемы, связанные с влиянием на ползучесть, подобно ферритным сталям с повышенным пределом текучести.

Ферритные стали с повышенным пределом текучести – это группа высоколегированных сталей, содержащих от 9 до 12% других элементов, включая молибден, ванадий, ниобий и добавки в виде вольфрама, кобальта, бора, азота и никеля.

P91 – одна из легированных ферритных сталей. Она применяется уже более 25 лет и называется также сталью 9Cr-1Mo (в соответствии с составом). Химический состав не отличается от стали P91, однако ее прочность в половину ниже, чем требуется для такого класса сталей. Прочность также зависит от структуры, которая, в свою очередь, зависит от процесса термообработки, P91 – это отпущенная мартенситная сталь.

Преимуществом ферритных сталей с повышенным пределом текучести, главным образом, является то, что они более чем в два раза прочнее стали P22 при том, что стенка может быть в половину тоньше. Это очень важно, так как снижаются расходы и повышается пластичность.

Недостатком ферритных сталей с повышенным пределом текучести считается то, что их прочность

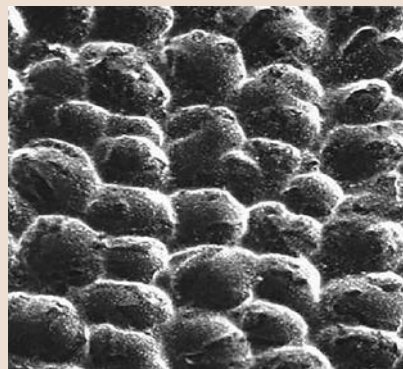


Рис. 3. Так выглядит поверхность с коррозионно-эрозионным повреждением

достигается химическим составом и методами термообработки, т. е. при сварке ее очень просто разрушить. В мастерской (или цехе) снижение прочности можно контролировать, а на месте эксплуатации – уже проблематично. Сварка должна проводиться под строгим контролем, чтобы не нарушить мартенситную структуру зерна, а значит, необходимо тщательно отслеживать предварительный нагрев, термообработку после сварки и температуру между металлами шва.

По нормам ASME сталь P91 числится как P5B, что говорит о необходимости обязательной термической обработки после сварки. Зоны теплового влияния при сварке – наиболее вероятные области повреждения, которые могут привести к возникновению трещин IV класса. Сталь P91 также склонна к миграции углерода и водородному охрупчиванию.

Однако есть другие стали с повышенным пределом текучести. В течение последних 15 лет наблюдается

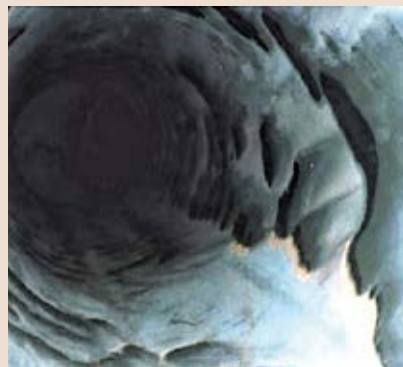


Рис. 4. «Тигровые полосы»

все более частое применение сталей P92, P911 и P122.

Впервые сталь P92 была разработана японской компанией Nippon Steel под обозначением NF616. В сравнении со сталью P91 толщина стенок из стали P92 может быть снижена примерно на 30%, сталь имеет в своем составе вольфрам. Добавка в виде вольфрама создает свои проблемы, относящиеся к сварке; но основная забота – это отсутствие рынка сбыта (или потребления) металлического лома (виной тому – вольфрам).

Сталь P36 была разработана компанией Vallourec & Mannesmann, которой принадлежит авторство в разработке медно-никелево-молибденовой высоколегированной углеродистой стали. Эта сталь активно применяется в Индии и в Китае для суперкритических условий эксплуатации. Сталь P36 признана ASME и уже применяется более чем на 30 станциях с 1972 г.

Преимущества сталей в том, что в сравнении со сталью A106 марки C толщина стенки может быть уменьшена на 35%, а кроме того эти стали обладают высокой стойкостью по отношению к коррозионно-эрозийным повреждениям. Однако равнозначных по свойствам отливок сегодня не существует, поэтому арматура должна быть изготовлена из поковок или же неизбежно потребуются переходники.

Арматура из поковок или из отливок: что предпочтительнее

Тенденция последних нескольких лет – замена литой арматуры на арматуру из поковок, особенно для условий высокого давления среды. Арматура из поковок традиционно изготавливалась на небольшие проходные сечения (2 дюйма и менее, наибольший диаметр – 8 дюймов). В то время как сейчас уже разработана арматура диаметрами 18 ÷ 24 дюймов, но корпуса арматуры не в полной мере кованные – это

механически обработанные поковки. Такой арматуры становится все больше и больше, тем самым как бы сбрасывается вызов литой арматуре.

В ряде случаев качество арматуры из поковок значительно лучше, при этом толщины стенок меньше. Как литая арматура, так и арматура из поковок вполне отвечают требованиям большинства электростанций. Арматура из поковок большей частью применяется там, где трудно найти материал, соответствующий материалу примыкающего трубопровода. Это связано с требованием нормативных документов, например, требование ASME к коэффициенту качества при различии материалов и толщин стенок трубопроводов и арматуры заключается в обязательном наличии в конструкции арматуры переходников.

Что касается новых материалов, то разработка новых марок литых сталей ведется менее активно, в арматуре из поковок новые материалы применяются значительно чаще. Конструкторам приходится закладывать в спецификации менее прочные материалы, разница с прочности требует наличия переходников в дополнение к сварке разнородных металлов.

В этом основная причина того, что применение сталей P92 и P36 в США откладывается.

Дальнейшие перспективы

В США требования к суперкритическим условиям эксплуатации точно такие же, но при этом постоянно разрабатываются новые материалы. На рынке появились новые стали ферритного класса и метастабильные стали аустенитного класса.

Одна из таких новых разработок сталь SAVE12D (марка 93) – нормализованная и отпущенная сталь, стойкость к ползучести у нее на 30% выше, чем у стали P92 при температуре 1200 °F (649 °C). Материал обладает повышенной длительной прочностью, его пластичность прак-

тически не меняется после сварки. Сталь SAVE12D была согласована и включена в перечень разрешенных материалов в октябре 2015 г. и Американским обществом по испытанию материалов и ASME и получила обозначения P93 и T93 – для труб, и F93 для поковок.

На подходе новый разработанный материал – HR6W (UNS N06674), представляющий собой отожженный на твердый раствор никелевый сплав. Он обладает еще более высокой длительной прочностью, превосходной стойкостью к вязкому разрушению, а его коррозионная стойкость намного выше коррозионной стойкости аустенитной нержавеющей стали 18Cr-8Ni. Он также обладает устойчивостью фазы на уровне микроструктуры при повышенной температуре, что способствует исключительному снятию напряжений и выносливости (усталостной прочности). Испытания показали повышенную способность к деформации, более широкий размерный диапазон и лучшую свариваемость в сравнении со сплавами на основе никеля.

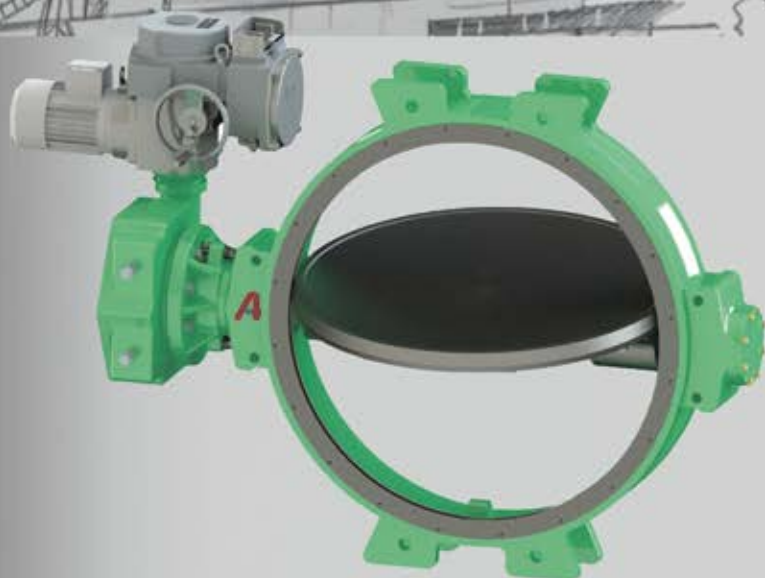
Что это дает для арматуростроения – то, что средне- и высоколегированные стали будут применяться на станциях с суперкритическими параметрами при рабочей температуре ниже 1200 °F (649 °C). Для быстросрабатывающих систем необходимы материалы с более высоким сопротивлением цикловому разрушению, и как только такие поступят на рынок, они будут востребованы, а сплавы на основе никеля будут применяться для суперкритических параметров при температуре выше 1200 °F (649 °C). По всей видимости, применение этих сплавов за пределами рынков США и Европы будет ограничено.

Представляется, что в будущем у арматуростроителей возникнут небольшие проблемы с подбором материалов для производства арматуры, сочетаемых с вновь разработанными материалами для трубопроводов.

24 ГОДА БЕЗУПРЕЧНОЙ РАБОТЫ
НА РЫНКЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

ИНТЕР[®]**ARM**

WWW.INTERARM.RU



**НОВЫЕ ЗАТВОРЫ
ДИСКОВЫЕ ЗАПОРНЫЕ
ДЛЯ АЭС ВА 99018А**



109451, МОСКВА, УЛ. ПЕРЕРВА, 68/35
(495) 797-3490, 797-6389
EMAIL: **INTERARM@INTERARM.RU**