Библиотека СОК

Группа Э41

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ КОТЛОНАДЗОРА

Справочник

Введение

Объекты котлонадзора - это паровые и водогрейные котлы, сосуды, работающие под давлением, и трубопроводы пара и горячей воды. Перечисленное оборудование и трубопроводы представляют собой объекты повышенной опасности, разрушение которых в эксплуатации может вызвать большой материальный ущерб, а также другие тяжелые последствия.

Под термином "безопасность" понимается свойство объекта повышенной опасности ограничивать вредное воздействие этого объекта при нормальной эксплуатации и в случае аварии на обслуживающий персонал, население, окружающее оборудование и строительные конструкции, а также проводить к негативному воздействию на окружающую среду.

Существуют, согласно ныне действующей классификации, следующие классы опасности: природные, технологические, технические, организационные, индивидуально-психологические и социально-экономические. Действующая система правил Госгортехнадзора России, нормативно-технической и производственной документации должна обеспечить безопасность объектов котлонадзора по всем классам опасности.

Природные опасности - это опасности, связанные с воздействием на объект природных факторов, которые могут привести к аварии. К ним относятся: землетрясения, сели, оползни, удары молнии, наводнения и т. п. Возможность воздействия указанных факторов (в частности, землетрясений) частично учитывается при расчете котлов и сосудов.

Технологические опасности возникают в связи с возможностью взрывов, пожаров, коррозионных повреждений. Они нередко могут обуславливать каскадное развитие аварии и непосредственно быть связаны с перерабатываемыми веществами для сосудов и видами топлива и теплоносителя для котлов.

Технические опасности обусловлены параметрами эксплуатации: температурой, давлением, объемом. В зависимости от совокупности параметров производится классификация на объекты, на которые распространяются или не распространяются правила котлонадзора. По этим параметрам объекты подразделяются также на регистрируемые или нерегистрируемые в органах котлонадзора.

Организационные опасности связаны с организацией обслуживания и контроля за обеспечением безопасности. В плане мероприятий по борьбе с этим классом опасности важную роль играют повышение квалификации обслуживающего и ремонтного персонала, профилактические периодические осмотры и ремонты оборудования, периодическая проверка знаний персонала.

Индивидуально-психологические опасности связаны с соблюдением персоналом, эксплуатирующим объекты котлонадзора, трудовой и производственной дисциплины, выполнением инструкций и правил безопасности. К этой группе относятся, в частности, опасности, связанные с покиданием персоналом рабочих мест, пьянством и т. п. Последняя группа обращает на себя особое внимание в связи с большой численностью обслуживающего персонала и недостаточным уровнем производственной дисциплины.

Обеспечение безопасности объектов котлонадзора при возможности воздействия каждого из перечисленных всех классов опасности - задача существующей системы правил Госгортехнадзора России, научно-технической и производственной документации и организационно-технических мероприятий.

Безопасность объектов котлонадзора должна обеспечиваться надлежащей реализацией следующей цепочки событий: зарождением идеи конструкции, проектированием объекта с выбором его конструктивных форм, основных и сварочных материалов, разработкой технологии изготовления, включая выбор объемов и методов контроля, реализацией технологии изготовления, доизготовления и монтажа, осуществлением надежной эксплуатации (включая надежное периодическое диагностирование в пределах расчетного срока службы или ресурса), текущего ремонта, диагностирования при достижении предельных условий эксплуатации (срока или ресурса), механизмом продления и достоверным определением возможного дополнительного срока службы или ресурса с восстановительным ремонтом или без него, объемами, сроками и методами диагностирования после расчетного срока службы, определением обстоятельств, требующих своевременного прекращения эксплуатации по условиям безопасности объекта, и порядком снятия объекта с эксплуатации.

Эта цепочка характерна не только для объектов тепловой энергетики. Она существует и в процессе обеспечения безопасности объектов химии, нефтехимии, грузоподъемных механизмов и объектов атомной энергетики, т. е. любых объектов повышенной опасности.

Первым и наименее поддающимся регламентированию этапом создания конструкции является зарождение ее идеи. Мировой и отечественный опыт подсказывает, что решающую роль на этом этапе играют личные качества конструктора - создателя идеи: его способность генерировать прогрессивные идеи, профессиональная компетентность, порядочность (скрытые изъяны конструкции могут проявиться через большие сроки эксплуатации). Формирование конструктора - создателя безопасного оборудования повышенной опасности - длительный путь. В его начале должны быть генетические предпосылки. Благоприятное развитие обеспечивает творчество в кругу ему подобных. Ставка на коллектив как альтернативу личности не может дать положительного результата. Последующие этапы начиная с проектирования имеют "фильтры", обеспечивающие безопасность в виде соответствующих разделов правил по сосудам [1], правил по котлам [2] и правил по трубопроводам [3] Госгортехнадзора России.

Государственный надзор за котлами, сосудами, работающими под давлением, и трубопроводами пара и горячей воды (объектами котлонадзора) был организован в России в 1843 г. В течение полуторавековой истории котлонадзора на базе постоянно накопляемого опыта и научной информации происходило непрерывное совершенствование правил.

Правила Госгортехнадзора возглавляют систему нормативно-технической документации, обеспечивающей безопасность. В застойный период имел место большой консерватизм в процессе совершенствования правил. Так, например, до введения правил по котлам 1988 г. действовали правила 1966 г., в которые нерегулярно, с большим временным интервалом, вносились отдельные изменения и дополнения. В то же время американское общество инженеров-механиков обновляет редакцию всех разделов Бойлер Кода регулярно, один раз в три года. При этом ежеквартально публикует бюллетени, в которых сообщается о частных решениях по дополнениям или возможным отклонениям от требований Бойлер Кода в конкретных случаях, даваемых по запросам фирм. По Бойлер Коду работает большая часть передовых в промышленном отношении стран мира.

Последние годы положение улучшилось.

В 1992 г. были пересмотрены и утверждены "Правила устройства и безопасносной эксплуатации электродных котлов и электрокотельных", в 1993 г. - "Правила устройства и безопасносной эксплуатации паровых и водогрейных котлов", в 1994 г. - "Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды", в 1995 г. - "Правила устройства и безопасносной эксплуатации сосудов, работающих под давлением".

В данном издании справочника приводится информация о требованиях последних редакций правил и нормативно-технических документов по вопросам эксплуатации и ремонта объектов котлонадзора, рассматриваются также вопросы организации технического надзора, обследования и освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов и трубопроводов и оформления результатов обследования.

В конце книги дается библиографический список литературы, использованной в настоящем справочнике.

1 ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО НАДЗОРА ЗА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ КОТЛОНАДЗОРА

1.1. Регулирование вопросов обеспечения безопасной эксплуатации объектов котлонадзора

Государственное нормативное регулирование вопросов обеспечения промышленной безопасности на территории Российской Федерации, а также специальные разрешительные, надзорные и контрольные функции указом Президента Российской Федерации от 18.02.93 г., № 234 возложены на Федеральный горный и промышленный надзор России (Госгортехнадзор России).

Наряду с другими функциями Госгортехнадзор России осуществляет государственное регулирование и надзор в области устройства, изготовления, монтажа, ремонта и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов для пара и горячей воды - объектов котлонадзора, а также контролирует соблюдение требований по безопасности указанного оборудования на всех этапах его жизненного цикла.

В области котлонадзора органы Госгортехнадзора России осуществляют надзор за паровыми котлами, трубопроводами для пара и сосудами, работающими под давлением более 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2), водогрейными котлами и трубопроводами горячей воды с температурой нагрева более 115°С.

Высокие давления и температуры, коррозионное и эрозионное воздействие рабочей среды на стенки оборудования, а также применение в технологических процессах взрывопожароопасных и вредных для здоровья человека веществ определяют повышенные требования к обеспечению эксплуатационной надежности объектов котлонадзора. Длительная безопасная работа оборудования достигается выполнением комплекса требований при его изготовлении и эксплуатации, которые регламентируются "Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов", утвержденными Госгортехнадзором России 28.05.1993 г. [2], "Правилами устройства и безопасной эксплуатации электродных котлов и электрокотельных", утвержденными Госгортехнадзором России 23.06.1992 г. [12], "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением", утвержденными Госгортехнадзором России 18.04.1995 г. [1], "Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды", утвержденными Госгортехнадзором России 18.07.1994 г. [3]. Перечисленные правила являются обязательными для всех министерств, ведомств, предприятий, организаций (независимо от форм собственности) и граждан. Положения указанных правил конкретизируются в нормативно-технических документах (НТД), которые в целях обеспечения единства требований утверждаются или согласовываются Госгортехнадзором России.

Нормативные документы определяют условия для качественного изготовления, монтажа или ремонта объектов котлонадзора, а также для обеспечения их безопасной эксплуатации. Производитель оборудования или его владелец вправе выбрать наиболее эффективный, исходя из своих возможностей, путь осуществления этих условий. При этом система регулирования вопросов промышленной безопасности предусматривает предоставление права на выполнение работ, определяющих безопасное функционирование объектов котлонадзора, только тем предприятиям или организациям, организационная и техническая готовность которых соответствует правилам безопасности. Регулирование надзорной деятельности Госгортехнадзор России осуществляет через систему лицензирования. Прядок выдачи лицензий на виды деятельности, связанные с обеспечением безопасности при эксплуатации объектов котлонадзора, регламентирован РД 10-49-93 [63].

Согласно РД 10-49-93, лицензированию подлежат следующие виды деятельности.

Проектирование объектов котлонадзора - проектирование котельных, котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды; разработка проектов по реконструкции, модернизации и модифицированию объектов котлонадзора; разработка проектов

установки и компоновки объектов котлонадзора; разработка эксплуатационных документов (дубликатов) для объектов котлонадзора, находящихся в эксплуатации.

Изготовление объектов котлонадзора - изготовление опытных образцов объектов котлонадзора; серийное, несерийное повторяющееся и единичное производство объектов котлонадзора; изготовление мембранных предохранительных устройств для объектов котлонадзора.

Ремонт (реконструкция) объектов котлонадзора - реконструкция, модернизация и капитальный ремонт объектов котлонадзора; проведение восстановительной термической обработки оборудования тепловых электростанций.

Монтаж (пусконаладка) объектов котлонадзора - монтажные и пусконаладочные работы на объектах котлонадзора и вспомогательном оборудовании; пусконаладочные работы на системах защиты и проборах безопасности для объектов котлонадзора, в том числе при ремонте и эксплуатации.

Экспертиза безопасности объектов котлонадзора, оборудования и работ на этих объектах - проведение экспертизы (выдача заключений) по организационной и технической готовности предприятий к осуществлению лицензируемого вида деятельности; техническое диагностирование и экспертное обследование объектов котлонадзора, отработавших нормативный срок службы, с выдачей заключения о возможности и условиях их дальнейшей эксплуатации; контроль неразрушающими методами металла и сварных соединений; проведение экспертизы (с выдачей заключения) программ и методик испытаний и контроля состояния объектов котлонадзора.

Подготовка кадров для объектов котлонадзора - проведение обучения и проверки знаний правил и норм безопасности у руководителей и специалистов предприятий, осуществляющих лицензируемые виды деятельности; подготовка рабочих основных профессий; для предприятий, осуществляющих изготовление, монтаж, реконструкцию, ремонт, наладку и обслуживание объектов котлонадзора.

Эксплуатация объектов котлонадзора - проведение технического освидетельствования объектов котлонадзора в случаях, предусмотренных правилами безопасности; эксплуатация объектов котлонадзора.

1.2. Объекты котлонадзора

Правилами котлонадзора установлены требования к устройству, изготовлению, монтажу, ремонту и эксплуатации объектов, находящихся под давлением пара или газа более 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2) или воды с температурой свыше 115°С или другой жидкости с температурой, превышающей температуру кипения при давлении 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2). К таким объектам относятся:

паровые котлы, в том числе котлы-бойлеры, а также автономные пароперегреватели и экономайзеры;

водогрейные и пароводогрейные котлы;

энерготехнологические котлы - паровые и водогрейные, в том числе содорегенерационные котлы (СРК);

котлы-утилизаторы - паровые и водогрейные;

котлы передвижных и транспортабельных установок и энергопоездов;

котлы паровые и жидкостные, работающие с высокотемпературными органическими теплоносителями (ВОТ);

котлы электродные паровые и водогрейные;

трубопроводы пара и горячей воды в пределах котла;

сосуды, работающие под давлением воды с температурой выше 115°С или другой жидкости с температурой, превышающей температуру кипения при давлении 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2), без учета гидростатического давления;

сосуды, работающие под давлением пара или газа выше 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2);

баллоны, предназначенные для транспортировки и хранения сжиженных, сжатых и растворенных газов под давлением выше 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2);

цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50°С превышает 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2);

цистерны и сосуды для транспортировки или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих материалов, в которых давление выше 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2) создается периодически для их опорожнения;

барокамеры медицинские многоместные;

трубопроводы, транспортирующие водяной пар с рабочим давлением выше 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2) или горячую воду с температурой выше 115°С.

Из приведенного перечня объектов правила котлонадзора не распространяются на:

котлы, автономные пароперегреватели и экономайзеры, устанавливаемые на морских и речных судах и других плавучих средствах и объектах подводного применения;

котлы и пароперегреватели паровозов и отопительные котлы вагонов железнодорожного подвижного состава;

котлы с электрическим обогревом;

котлы с объемом парового и водяного пространства 0,01 м^3 (10 л) и менее, у которых произведение рабочего давления в мегапаскалях (кгс/см^2) на объем в метрах кубических (л) не превышает 0,02 (200);

на теплоэнергетическое оборудование, изготовленное в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок" [13];

сосуды, изготавливаемые в соответствии с правилами по устройству и безопасной эксплуатации оборудования атомных электростанций, а также сосуды, работающие с радиоактивной средой, которые должны изготавливаться в соответствии с указанными или другими специальными правилами;

сосуды вместимостью не более 0,025 м^3 (25 л), независимо от давления, используемые для научно-экспериментальных целей;

сосуды и баллоны вместимостью не более 0,025 м^3 (25 л), у которых произведение давления в мегапаскалях (кгс/см^2) на вместимость в метрах кубических (литрах) не превышает 0,02 (200);

сосуды, работающие под давлением, создающимся при взрыве внутри их в соответствии с технологическим процессом;

сосуды, работающие под вакуумом;

сосуды, устанавливаемые на морских, речных судах и других плавучих средствах, включая морские буровые установки;

сосуды, устанавливаемые на самолетах и других летательных аппаратах;

воздушные резервуары тормозного оборудования подвижного состава, железнодорожного транспорта, автомобилей и других средств передвижения;

сосуды специального назначения военного ведомства;

аппараты воздушного охлаждения, применяемые в качестве конденсаторов и холодильников;

приборы парового и водяного отопления;

части машин, не представляющие собой самостоятельных сосудов (корпуса насосов или турбин, цилиндры двигателей паровых, гидравлических, воздушных машин и компрессоров), неотключаемые, конструктивно встроенные (установленные на одном фундаменте с компрессором) промежуточные холодильники и масловлагоотделители компрессорных установок, воздушные колпаки насосов;

сосуды, состоящие из труб с внутренним диаметром не более 150 мм без коллекторов, а также с коллекторами, выполненными из труб с внутренним диаметром не более 150 мм;

трубопроводы, устанавливаемые на морских и речных судах и других плавучих средствах, морских передвижных установках и объектах подводного применения;

трубопроводы, устанавливаемые на подвижном составе железнодорожного, автомобильного и гусеничного транспорта;

трубопроводы первой категории с наружным диаметром менее 51 мм и трубопроводы второй, третьей и четвертой категорий с наружным диаметром менее 76 мм (классификация трубопроводов по категориям приведена в табл. 1.1);

сливные, продувочные и выхлопные трубопроводы котлов и сосудов, соединенные с атмосферой;

трубопроводы атомных электростанций и установок;

пароперепускные трубопроводы в пределах паровых турбин и отбора пара от турбины до задвижки;

трубопроводы специальных установок военного ведомства;

трубопроводы, изготовленные из неметаллических материалов.

Для обеспечения единства требований правилами котлонадзора установлены определения объектов, приводимые ниже.

Паровой котел - устройство, имеющее топку, обогреваемое продуктами сжигаемого в ней топлива и предназначенное для получения пара с давлением выше атмосферного, используемого вне самого устройства.

Таблица 1.1

Классификация трубопроводов по категориям

Категории трубопроводов	Группы	Рабочие параметры среды	
		температура, К (°С)	Давление, МПа ($кгс/см^2$)

1	1	>833 (560)	Неограниченное
	2	>793 (520) $\leq$ 833 (560)	Неограниченное
	3	>723 (450) $\leq$ 793 (520)	Неограниченное
	4	>723 (450)	>8,0 (80)
2	1	>623 (350) $\leq$ 723 (450)	$\leq$ 8,0 (80)
	2	>623 (350)	> 4,0 (40) $\leq$ 8,0 (80)
3	1	> 523 (250) $\leq$ 623 (350)	$\leq$ 4,0 (40)
	2	> 523 (250)	> 1,6 (16) $\leq$ 4,0 (40)
4		>386 (115) $\leq$ 523 (250)	> 0,07 (0,7) $\leq$ 1,6 (16)

Примечание. В случае, если значения параметров среды находятся в разных категориях, паропровод следует отнести к категории, соответствующей максимальному значению параметра среды.

Водогрейный котел - устройство, имеющее топку, обогреваемое продуктами сжигаемого в ней топлива и предназначенное для нагревания воды, находящейся под давлением выше атмосферного и используемой в качестве теплоносителя вне самого устройства.

Котел утилизатор - паровой или водогрейный котел без топки или с топкой для дожигания газов, в котором в качестве источника тепла используются горючие газы технологических или металлургических производств или другие технологические продуктовые потоки.

Пароводогрейный котел - котел, предназначенный для выдачи потребителю пара и горячей воды.

Котел-бойлер - паровой котел, в барабане которого размещено устройство для нагревания воды, используемой вне самого котла, а также паровой котел, в естественную циркуляцию которого включен отдельно стоящий бойлер.

Энерготехнологический котел - паровой или водогрейный котел, в топке которого осуществляется переработка технологических материалов.

Провой или жидкостный котел с высокотемпературным органическим теплоносителем - котел, в котором в качестве рабочей среды используется высокотемпературный органический теплоноситель, находящийся в парожидкостном или жидкостном состоянии.

Примечание. К технологическим материалам относятся жидкие промышленные стоки, газовые выбросы, мелкозернистые материалы, подвергающиеся огневой обработке, щелоки бумажной промышленности, сера, сероводородные соединения и т. д.

Электродный котел - устройство, в котором для подогрева теплоносителя с давлением выше атмосферного используется тепло, выделяемое при протекании электрического тока промышленной частоты.

Паровой электродный котел - устройство, в котором за счет тепла, выделяемого при протекании электрического тока через воду, получается насыщенный пар с давлением выше атмосферного, используемый вне самого устройства.

Водогрейный электродный котел - устройство, в котором за счет тепла, выделяемого при протекании электрического тока через воду, происходит нагрев воды, находящейся под давлением выше атмосферного и используемой в качестве теплоносителя вне самого устройства.

Пароперегреватель (перегреватель) - устройство, предназначенное для повышения температуры пара выше температуры насыщения, соответствующей давлению в котле.

Автономный пароперегреватель - пароперегреватель, встроенный в котел или газоход или отдельно стоящий, в котором пар для перегрева поступает от внешнего источника.

Экономайзер - устройство, обогреваемое продуктами сгорания топлива и предназначенное для подогрева или частичного испарения воды, поступающей в паровой котел.

Автономный экономайзер - экономайзер, встроенный в котел или газоход, подогретая вода которого полностью или частично используется вне данного котла, или отдельно стоящий экономайзер, подогретая вода которого полностью или частично используется в паровом котле.

Стационарный котел - котел, установленный на неподвижном фундаменте.

Транспортабельная котельная установка - комплекс, состоящий из котла, вспомогательного оборудования, системы управления и защиты, помещения (контейнера), в котором смонтировано все оборудование, и приспособлений для транспортировки с целью быстрого изменения места использования.

Передвижная котельная установка - транспортабельная котельная установка, имеющая ходовую часть.

Границы (пределы) котла по пароводяному тракту - запорные устройства: питательные, предохранительные, стопорные, дренажные и другие клапаны и задвижки, ограничивающие внутренние полости элементов котла и присоединенных к ним трубопроводов. При отсутствии запорных устройств пределами котла следует считать первые от котла фланцевые (или сварные) соединения. При бесштуцерной приварке границей котла является сварной шов приварки трубы, технические условия на приварку которой должны быть согласованы с предприятием - изготовителем котла.

Сосуд - герметически закрытая емкость, предназначенная для ведения химических, тепловых и других технологических процессов, а также для хранения и транспортировки газообразных, жидких и других веществ. Границей сосуда являются входные и выходные штуцеры.

Сосуд стационарный - постоянно установленный сосуд, предназначенный для эксплуатации в одном определенном месте.

Сосуд передвижной - сосуд, предназначенный для временного использования в различных местах или во время его перемещения.

Баллон - сосуд, имеющий одну или две горловины для установки вентилей, фланцев или штуцеров, предназначенный для транспортировки, хранения и использования сжатых, сжиженных или растворенных под давлением газов.

Бочка - сосуд цилиндрической или другой формы, который можно перекатывать с одного места на другое и ставить на торцы без дополнительных опор, предназначенный для транспортировки и хранения жидких и других веществ.

Категории трубопроводов принимаются по классификации, приведенной в табл. 1.1

При определении вида объекта, согласно приведенным определениям, правила котлонадзора учитывают:

включенные в тракт парового котла необогреваемые сосуды, необходимые для надежной работы котла (необогреваемые барабаны, сухопарники, коллекторы, сепараторы пара, расширители, пароохладители и т.п.), и трубопроводы в пределах котла рассматриваются как элементы котла;

обогреваемые горячими газами теплообменные аппараты, предназначенные для подогрева или испарения рабочей среды для комплексной технологической установки без использования среды в качестве теплоносителя вне данного технологического процесса, а также установки с высокотемпературным органическим теплоносителем, работающие с электрообогревом, рассматриваются как сосуды под давлением;

редукционно-охладительные установки (РУ, РОУ, БРОУ) и коллекторы, устанавливаемые на трубопроводе, рассматриваются как части трубопровода.

Согласно правилам, объекты котлонадзора, подпадающие под их действие, подразделяют на регистрируемые в органах госгортехнадзора и не подлежащие регистрации в них.

К регистрируемым объектам правила котлонадзора относят:

А. Котлы (в том числе электродные), автономные пароперегреватели и экономайзеры. Регистрации не подлежат котлы, у которых

$$(t-100) \quad V \le 5,$$

где t - температура насыщенного пара при рабочем давлении, °С; V - водяной объем котла, м^3;

Б. Сосуды , на которые распространяются правила [1], регистрации не подлежат:

сосуды первой группы, работающие при температуре стенки не выше 200°С, у которых произведение давления в мегапаскалях (кгс/см^2) на вместимость в метрах кубических (литрах) не превышает 0,05 (500), а также сосуды 2-, 3-, 4-й групп, работающие при указанной выше температуре, у которых произведение давления в мегапаскалях (кгс/см^2) на вместимость в метрах кубических (литрах) не превышает 1,0 (10000). Группа сосудов определяется по табл. 1.2;

Таблица 1.2

Классификация сосудов по группам

Группа сосуда	Расчетное давление МПа (кгс/см^2)	Температура стенки, °С	Характер рабочей среды
1	> 0,07 (0,7)	Независимо	Взрывоопасная или пожароопасная, или 1-го, 2-го классов опасности по ГОСТ 12.1.007-76 [32]
2	$\le$ 2,5 (25) > 2,5 (25) $\le$ 4,0 (40) > 4,0 (40) $\le$ 5,0 (50) >5,0 (50)	Ниже минус 70 > плюс 400 Ниже минус 70 > плюс 200 Ниже минус 40 > плюс 200 Независимо	Любая, за исключением указанной для первой группы сосудов
3	$\le$ 1,6 (16)	От минус 70 до минус 20,	То же

	> 1,6 (16) $\leq$ 2,5 (25) > 2,5 (25) $\leq$ 4,0 (40) > 4,0 (40) $\leq$ 5,5 (50)	От 200 до 400 От минус 70 до плюс 400 От минус 70 до плюс 200 От минус 40 до плюс 200	
4	$\leq$ 1,6 (16)	От минус 20 до плюс 200	

аппараты воздухоразделительных установок и разделения газов, расположенные внутри теплоизоляционного кожуха (регенераторы, колонны, теплообменники, конденсаторы, адсорберы, отделители, испарители, фильтры, переохладители и подогреватели);

сосуды холодильных установок и холодильных блоков в составе технологических установок;

резервуары воздушных электрических выключателей;

сосуды, входящие в систему регулирования, смазки и уплотнения турбин, генераторов и насосов;

бочки для перевозки сжиженных газов, баллоны вместимостью до 100 л включительно, установленные стационарно, а также предназначенные для транспортировки и (или) хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов;

генераторы (реакторы) для получения водорода, используемые гидрометеорологической службой;

сосуды, включенные в закрытую систему добычи нефти и газа (от скважины до магистрального трубопровода);

сосуды для хранения или транспортировки сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, находящихся под давлением периодически при их опорожнении;

сосуды со сжатыми или сжиженными газами, предназначенные для обеспечения топливом двигателей транспортных средств, на которых они установлены;

сосуды установленные в подземных горных выработках;

висциновые и другие фильтры, установленные на газопроводах, газораспределительных станциях, пунктах и установках;

сушильные, сукносушильные, холодильные цилиндры бумагоделательных, картоноделательных и сушильных машин.

В. Трубопроводы первой категории с условным проходом более 70 мм, трубопроводы второй и третьей категорий с условным проходом более 100 мм, а также трубопроводы четвертой категории с условным проходом более 100 мм, расположенные в пределах зданий тепловых электростанций и котельных.

1.3. Техническое освидетельствование объектов котлонадзора

В соответствии с правилами [1, 2, 3] технические освидетельствования объектов котлонадзора проводят для определения технического состояния объекта, соответствия его правилам и для определения возможности дальнейшей эксплуатации. Технические освидетельствования выполняют инспекторы органов госгортехнадзора, специалисты организаций, имеющих разрешение (лицензию) на проведение технических освидетельствований; службы технического надзора предприятий -

владельцев оборудования. Технические освидетельствования объектов котлонадзора инспектором госгортехнадзора обязательны до пуска в работу (первичное) и досрочно в случаях, предусмотренных правилами [1, 2, 3]. Специалисты организаций, имеющих разрешение органов госгортехнадзора на проведение технических освидетельствований, производят периодические технические освидетельствования. Службы технических надзоров предприятий проводят только те технические освидетельствования, которые в соответствии с правилами являются обязанностью администрации владельца оборудования.

Необходимые для проведения технического освидетельствования контрольно-измерительные приборы, инструменты и другие технические средства, а также спецодежда предоставляются специалисту, проводящему техническое освидетельствование, администрацией предприятия - владельца оборудования. Подготовка оборудования к техническому освидетельствованию (отключение, очистка, дегазация, нейтрализация, заполнение водой, обеспечение оборудованием, контрольно-измерительными приборами, а также обеспечение безопасного выполнения работ при освидетельствовании) является обязанностью его владельца.

Работы по эксплуатационному контролю за надежностью металла и сварных соединений, регламентированные инструкциями заводов-изготовителей и нормативными документами, должны быть выполнены до технического освидетельствования оборудования. Техническое диагностирование котлов, сосудов, трубопроводов пара и горячей воды, отработавших расчетный (нормативный) срок службы, проводят по программам, составленным на основании требований правил и методик, согласованных с Госгортехнадзором России.

Порядок проведения технических освидетельствований объектов котлонадзора регламентирован РД 03-29-93, утвержденным Госгортехнадзором России 23.08.93 г. [64]. Ниже излагаются основные положения этих методических указаний.

1.3.1 Техническое освидетельствование котлов

Общие положения

Перед техническим освидетельствованием котел останавливают, охлаждают, отключают и очищают в соответствии с требованиями правил. Внутренние устройства барабана удаляют, если они мешают осмотру.

Первичное техническое освидетельствование вновь установленных котлов (за исключением котлов, подвергавшихся техническому освидетельствованию на заводе-изготовителе и прибывших на место установки в собранном виде) производят после их монтажа и регистрации. Освидетельствование котлов, у которых обмуровочные или изоляционные работы выполняют в процессе монтажа, рекомендуется производить до выполнения этих работ. В таком случае освидетельствование котла проводят до его регистрации.

Необходимость полного или частичного удаления труб, обмуровки или изоляции при периодическом или досрочном освидетельствовании определяется специалистом, проводящим освидетельствование, в зависимости от технического состояния котла, которое определяется по результатам предыдущего освидетельствования или технического диагностирования, продолжительности его работы со времени изготовления и последнего освидетельствования с удалением труб, а также качества выполненных ремонтов. У клепаных котлов необходимо освобождать от обмуровки и тщательно очищать заклепочные швы барабанов, грязевиков и других элементов котла, а также освобождать от обмуровки и изоляции трубы спускных, продувочных и питательных линий в местах их присоединения к котлу.

Техническое освидетельствование котла производят в следующей последовательности: проверка технической документации, наружный и внутренний осмотры, гидравлическое испытание.

Проверка технической документации

При первичном техническом освидетельствовании знакомятся с особенностями конструкции котла и убеждаются в том, что изготовление, установка, оснащение котла арматурой, контрольно-измерительными приборами, средствами автоматики и сигнализации и его вспомогательное оборудование соответствуют требованиям правил, проекту и представленным при регистрации документам. Проверяется также соответствие заводского и регистрационного номеров котла номерам, записанным в паспорте.

Перед периодическим или досрочным техническим освидетельствованием следует ознакомиться с ранее сделанными записями в паспорте котла и ремонтном журнале. Если котел подвергался ремонту, проверяют по документам, были ли полностью соблюдены требования правил при выполнении ремонтных работ (качество примененных материалов, сварных соединений и др.). Перед периодическим освидетельствованием котлов высокого давления на тепловых электростанциях, кроме того, необходимо ознакомиться с результатами проверок и обследований, проводимых в соответствии с указаниями правил и документов, изданных министерствами совместно с Госгортехнадзором России или согласованных с ним (контроль за металлом котлов, проверка барабанов, гибов необогреваемых труб, обследование котлов, проработавших свыше расчетного ресурса).

Наружный и внутренний осмотры

До проведения осмотра котла проверяют надежность отключения его от действующих котлов и выполнение других мер безопасности (наличие низковольтного освещения, проветривание топочной камеры и газоходов, расшлаковка топочной камеры и др.)

В барабанах осматривают внутренние поверхности, а также сварные и заклепочные швы, концы завальцованных или приваренных труб и штуцеров. Внутренние поверхности коллекторов, камер и грязевиков осматривают через лючки или отверстия. Внутренний осмотр безлючковых коллекторов и камер производят после отрезания донышек у штуцеров, приваренных для этой цели к коллекторам.

При осмотре элементов котла со стороны топочного пространства и газоходов проверяют также состояние обмуровки и газовых перегородок, при этом особое внимание обращают на состояние обмуровки и тепловой изоляции, защищающих металл котла от перегрева, и на правильность расположения "огневой линии" относительно низшего допускаемого уровня в котле.

При первичном осмотре могут быть выявлены трещины, расслоения, плены, эллиптичность барабанов, коллекторов и труб, вмятины, коррозионные повреждения, дефекты сварных соединений (прожоги, незаваренные кратеры, непровары, пористости, отступления от проектных размеров шва и др.), излом или неперпендикулярность осей соединяемых элементов, допущенные при изготовлении, монтаже или возникшие вследствие неправильной транспортировки или хранения котла. Наиболее опасными дефектами котлов являются трещины. В сомнительных местах осмотр производят с применением лупы, для чего эти места предварительно обрабатывают механическим способом, шлифуют и протравливают соответствующим реактивом. В местах развальцовки труб возможны трещины в стенках труб, подрезы и смятия стенок труб, смятия гнезд, трещины в трубной решетке, надрывы в выступающих концах труб. В литых стальных и чугунных изделиях могут быть выявлены выходящие наружу трещины, свищи, раковины и пористость.

При периодических осмотрах выявляются повреждения и износ элементов котла, возникшие в процессе его эксплуатации. Особое внимание в этом случае уделяют местам, подвергнутым ремонту с применением сварки (ремонтные наплавки или заварки, места установки заплат), а также местным выборкам металла.

Различные котлы в зависимости от конструктивных особенностей имеют свои уязвимые места, поэтому следует тщательно осматривать все элементы котла. Характерные повреждения различных котлов приведены ниже.

Вертикально-водотрубные и горизонтально-водотрубные котлы

Внутренние поверхности котлов могут иметь коррозионный износ в местах ввода питательной

воды, слабой циркуляции воды и в местах отложений шлама. Коррозия наружных поверхностей наблюдается в местах соприкосновения с сырой кладкой, около люков вследствие их неплотности и течи. В заклепочных соединениях и местах вальцовки труб возможно образование межкристаллитных трещин, возникающих главным образом в пределах водяного пространства. Обычно такие трещины начинают образовываться на соприкасающихся поверхностях листов у заклепок. Поэтому в начальной стадии развития их можно выявлять лишь с помощью ультразвуковой или магнитной дефектоскопии.

Повреждения в заклепочных швах вертикальных водотрубных котлов возникают главным образом в нижних барабанах в местах сопряжения продольных и поперечных заклепочных швов.

Межкристаллитные трещины могут появляться в трубных решетках барабанов, а также в местах ввода в барабан рабочей среды с температурой, отличающейся от температуры насыщения (питательная вода, фосфаты). При выявлении мест пропаривания, отложений солей в виде грибков или наростов возле заклепок, кромок листов и развальцованных концов труб или явных признаков хрупких разрушений (отскакивание головок заклепок, кольцевые трещины кипятильных труб в местах вальцовки, трещины в приклепанных фланцах и др.) необходима проверка всех заклепочных швов и вальцовочных соединений котла с применением ультразвуковой или магнитной дефектоскопии.

В днищах старых котлов с малым радиусом переходной дуги и малой высотой выпуклой части могут быть выявлены трещины, расположенные по окружности на внутренней поверхности переходной части, преимущественно в области водяного пространства. Вначале появляются неглубокие бороздки, в дальнейшем они увеличиваются по длине, углубляются и могут стать сквозными. Такие же трещины встречаются на отгибе бортов люковых отверстий.

У обогреваемых газами барабанов тщательно осматривают места обогрева, в которых могут образовываться выпучины. Необходимо проверять наличие защиты барабанов торкретом от перегрева в случаях, когда такая защита предусмотрена проектом. Образование трещин возможно в сварных швах барабанов и коллекторов.

Наиболее распространенными дефектами экранных и кипятильных труб являются кольцевые и продольные трещины, отдулины, свищи, местное утонение стенок труб и деформация труб из-за отложений накипи или нарушения циркуляции. При осмотре труб обращают внимание на угловые экранные трубы, горизонтальные и слабонаклонные участки кипятильных труб. Внутренние поверхности кипятильных труб в котлах с прямыми трубами осматривают из камер, секций или барабанов, при этом труба освещается с противоположной стороны. В прямоточных котлах, а также котлах высокого давления с естественной циркуляцией и недоступными для осмотра трубными пучками проверку состояния труб поверхностей нагрева осуществляют выборочно, путем вырезки образцов. Наружную поверхность труб осматривают из топки и газоходов. Разрывы, отдулины, прогибы, смещение или вырыв труб из трубных решеток чаще всего бывают в рядах труб, обращенных в топку. В местах сужения сечения газоходов и резких изменений направления потока газа возможен износ труб золой, движущейся в потоке газов. Износ труб выявляют с помощью специальных шаблонов или путем вырезки контрольных образцов.

Трубы чугунных экономайзеров осматривают после снятия калачей.

Наружные поверхности труб стальных экономайзеров могут подвергаться коррозии при большом содержании в топливе серы, питании котла водой с низкой температурой или при охлаждении отходящих газов до температуры, при которой происходит конденсация паров, содержащихся в газах (ниже точки росы).

У горизонтальных водотрубных котлов из-за перегрева возможно образование трещин в цилиндрической части головок трубных пучков, в сварных или заклепочных швах трубной решетки, а также деформации стенок, У этих котлов необходимо проверять защиту головок от перегрева, отсутствие прогибов трубных решеток и провисания труб.

Котлы высокого давления 10 МПа (100 кгс/см^2) и выше

На кромках отверстий в барабанах для опускных труб экранов и местах соединения штуцеров с

барабанами, по которым поступает рабочая среда с температурой, отличающейся от температуры насыщения (вводы питательной воды, химических реагентов, линий рециркуляции экономайзера и др.), возможно образование трещин.

В барабанах котлов типа ТП-230, ТП-170, ПК-10 с обсаженными днищами возможно появление трещин в складках, образовавшихся во время обсадки конца барабана. В отдельных случаях трещины выходят на проточенную часть лазового отверстия. Трещины в барабанах возможны также в местах приварки внутрибарабанных устройств и опор.

В гибах необогреваемых труб (водоопускных, водоперепускных, пароперепускных и пароотводящих) имели место разрушения по наружной или нейтральной образующей или в непосредственной близости от них.

У прямоточных котлов блоков 150, 200 МВт повреждения водяных экономайзеров происходили из-за наружной сернокислотной коррозии, стояночной коррозии, золового износа, свищей и трещин в сварных стыках, а повреждения первичных пароперегревателей, особенно изготовленных из стали 12Х2МФСР, - из-за перегрева труб. На вторичных пароперегревателях, выполненных из стали 12Х2МФБ и других перлитных сталей, наблюдалось усиленное окалинообразование, которое приводило в отдельных случаях к ускоренному разрушению труб.

На прямоточных котлах блоков 300 МВт повреждениям чаще подвергаются нижняя радиационная часть топочной камеры (высокотемпературная коррозия и перегрев труб), первичный пароперегреватель (заводские стыки в местах сварки змеевиков с выходным коллектором), комбинированные заводские стыки труб из сталей 12Х1МФ и Х18Н12Т (недостатки конструкции и дефекты сварки).

На котлах ТКХ блоков 300 МВт неоднократно наблюдалось повышение температуры трубопроводов между отдельными ступенями пароперегревателей, в особенности на участках до впрысков пароохладителей, что приводило к ускоренной ползучести металла.

У впрыскивающих пароохладителей возможно образование термоусталостных трещин в стенках коллекторов и "рубашек".

При наружном осмотре также проверяют наличие и исправность реперов для контроля температурных перемещений барабанов и коллекторов экранов и по имеющейся документации сравнивают фактические перемещения с расчетными. При выявлении защемления выявляют и устраняют его причины.

Водогрейные котлы

У водогрейных котлов типа ПТВ, ПТВМ, ПТВГ проверяют состояние труб конвективной части, в которых возможны коррозионные язвы с внутренней и с наружной сторон. Пережог труб вследствие отложений накипи и шлама возможен при нарушении водяного режима. Перед проведением внутреннего осмотра следует произвести контрольные вырезки из трубной системы в соответствии с указаниями инструкций по монтажу и эксплуатации заводов-изготовителей котлов.

В коллекторах возможен коррозионный износ стенок с внутренней и с наружной сторон, особенно в зоне опорных устройств. Кроме того, возможны повреждения разделительных перегородок.

Жаротрубные и газотрубные котлы

В жаротрубных котлах часто встречаются выпучины в жаровых трубах и трещины, образующиеся в отгибах бортов жаровых труб, особенно в месте соединения труб с днищами, и в отгибе бортов днищ - в месте соединения с корпусом. Кроме того, возможны поперечные трещины в жаровых трубах.

В трубных решетках котлов с дымогарными трубами (котлы паровозов, локомобилей, кранов) возможны трещины в мостиках между трубными отверстиями, а также в отбортовке, износ и деформация стенок. Наиболее частыми повреждениями дымогарных труб являются обгорание и

износ отбортованных концов, расстройство вальцовочных соединений и трещины от частых развальцовок.

В топочных камерах котлов паровозного типа возможны выпучины на потолке и стенках топки, трещины в отбортовке топочных листов, коррозионный износ и обрыв связей.

В вертикальных цилиндрических котлах, работающих на газообразном или жидком топливе, возможны выпучины в стенках внутренней обечайки вследствие ее перегрева из-за разрушения обмуровки, защищающей уторное кольцо, и дефекты в сварных швах уторного и шуровочного колец.

При осмотре котлов любых конструкций проверяют состояние кромок люковых отверстий, крышек люков и их креплений.

Котлы-утилизаторы

Характерными местами повреждений пароперегревателей являются наружная поверхность труб, сварных швов приварки труб к коллекторам, внутренняя и наружная поверхности коллекторов, включая мостики между отверстиями труб.

Эксплуатационные повреждения входных и поворотных газовых камер возможны на лазовых отверстиях, в сварных швах приварки штуцеров, косынок для крепления стоек входной камеры, креплений скоб змеевиков для обогрева, а также неподвижной опоры под входной газовой камерой.

В стенках барабана возможны коррозионные повреждения по линии раздела сред "пар - вода", а также в местах приварки анкерных связей и накладок. Кроме того, дефекты возможны на наружной поверхности в зонах опор, в стыковых сварных соединениях обечаек и соединениях обечаек с днищами (продольных и поперечных), на поверхности лазовых и других отверстий.

В зонах приварки угловых косынок к днищам барабанов, а также анкерных связей и прилегающих к ним дымогарных труб и в мостиках между отверстиями возможно обнаружение трещин.

Наружную поверхность дымогарных труб осматривают в доступных местах.

Гидравлическое испытание

Гидравлическое испытание котла с арматурой (предохранительные клапаны, указатели уровня воды, запорные органы) производят при удовлетворительных результатах внутреннего и наружного осмотров. При необходимости заглушки устанавливают за запорными органами. Воздух из котла при его заполнении удаляют через открытый воздушный вентиль или предохранительный клапан. В случае появления росы на стенках котла испытание приостанавливают до высыхания стенок.

Давление в котле во время испытания контролируют по двум манометрам, один из которых должен иметь класс точности не ниже 1,5. Подъем давления до пробного осуществляют медленно и плавно, без толчков. Время подъема давления - не менее 10 минут. Для гидравлического испытания применяют насосы с машинным или ручным приводом. После достижения пробного давления подачу воды в котел прекращают. Под пробным давлением котел выдерживают в течение 10 минут. При этом падение давления не допускается. По истечении 10 минут давление снижают до рабочего и производят осмотр котла. Если в период испытания котла возникнут шум, стук или резкое падение давления, гидравлическое испытание прекращают, выясняют и устраняют их причину.

Результаты гидравлического испытания котла признаются удовлетворительными, если не обнаружено:

трещин или признаков разрыва (поверхностные трещины, надрывы и др.);

течи, "слезок" и "потения" в основном металле, в сварных, заклепочных и вальцовочных соединениях;

видимых остаточных деформаций.

Если при освидетельствовании котла будут обнаружены неплотности в вальцовочных или заклепочных соединениях, необходимо проверить дефектные соединения с применением методов неразрушающего контроля на отсутствие межкристаллитных трещин. Устранение неплотностей допускается лишь при удовлетворительных результатах такой проверки.

Решение о запрещении работы котла или о пуске его во временную эксплуатацию, сокращении срока очередного освидетельствования, более частых освидетельствованиях котла администрацией предприятия, снижении параметров и др. может быть принято лицом, проводившим освидетельствование, в зависимости от характера выявленных дефектов.

При выявлении дефектов, по которым затруднительно принять решение, вопрос о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации котла должен быть рассмотрен с привлечением наиболее опытных специалистов РГТИ (округа), а в случае необходимости - с привлечением специализированной организации.

1.3.2. Техническое освидетельствование сосудов

Общие положения

Сосуды подвергают техническому освидетельствованию после монтажа до пуска в работу (первичное), периодически в процессе эксплуатации и досрочно в случаях, предусмотренных правилами. Перед техническим освидетельствованием сосуд охлаждают (отогревают), отключают и очищают в соответствии с требованиями правил [1]. Выдвижную трубную систему, съемные внутренние устройства удаляют. Электрообогрев сосуда отключают, а привод отсоединяют.

Сосуды со средой, вредной для здоровья людей, подвергают тщательной обработке (нейтрализации, дегазации) в соответствии с инструкцией по безопасному ведению работ, утвержденной главным инженером предприятия.

К первичному техническому освидетельствованию сосуд предъявляют без изоляции или футеровки. У сосудов, поступивших с завода-изготовителя с покрытием или футеровкой и подвергавшихся техническому освидетельствованию на заводе-изготовителе, снятие их не требуется. Однако если представленные данные вызывают у инспектора сомнение в полноте и качестве выполненного заводом технического освидетельствования или имеются повреждения изоляции, вызывающие опасения, что металл сосуда в процессе транспортировки получил повреждения, инспектор вправе потребовать частичного или полного снятия изоляции или футеровки.

Необходимость полного или частичного удаления футеровки, изоляции и других защитных покрытий сосудов, находящихся в эксплуатации, определяют в зависимости от их технического состояния. Это делают по результатам предыдущего освидетельствования сосуда или его технического диагностирования с учетом продолжительности работы со времени его изготовления и последнего освидетельствования с удалением защитных покрытий, а также записей в паспорте о выполненных ремонтах. Футеровку, изоляцию и другие виды защиты частично или полностью удаляют, если обнаружены повреждения защитного покрытия, которые могли привести к дефектам в металле стенок сосуда (местные разрушения футеровки, в том числе неплотности слоев футеровочных плиток, трещины в гуммированном, свинцовом или другом покрытии, следы просачивания рабочей среды через футеровку или изоляцию и др.).

Устанавливаемые в грунте сосуды, на которые наружная изоляция накладывается до их транспортировки к месту установки, подвергают техническому освидетельствованию до наложения изоляции. На месте установки такие сосуды подвергают контрольному осмотру до засыпки их грунтом, чтобы убедиться в отсутствии повреждений сосудов и их изоляции, которые могли быть получены при транспортировке и монтаже.

Технические освидетельствования сосудов, регламентированные специальными инструкциями, согласованными с Госгортехнадзором России, должны проводиться в соответствии с этими

инструкциями. Освидетельствования проводят в следующей последовательности: проверка технической документации, наружный и внутренний осмотры, гидравлическое испытание.

Проверка технической документации

Перед первичным техническим освидетельствованием сосуда: убеждаются в том, что изготовление, установка и схема включения сосуда, оснащение его арматурой, контрольно-измерительными приборами, средствами автоматики и сигнализации соответствуют требованиям правил [1] и представленным при регистрации документам. Проверяют также соответствие паспорту данных заводской таблички (клейм, выбитых на сосуде) и регистрационного номера;

проверяют наличие приказа о назначении лица технического надзора и лица, ответственного за исправное состояние и безопасное действие сосуда, прошедших проверку знаний;

проверяют наличие аттестованного обслуживающего персонала;

проверяют наличие инструкции по режиму работы и безопасному обслуживанию сосудов, сменного журнала, инструкций и журналов по дополнительным освидетельствованиям и испытаниям сосудов, журнала контрольных проверок манометров, инструкций по эксплуатации приборов автоматики защиты и сигнализации.

Перед периодическим или досрочным техническим освидетельствованием:

знакомятся с ранее сделанными записями в паспорте сосуда. Если сосуд подвергался ремонту, проверяют по документам, были ли полностью соблюдены требования правил [1] при выполнении ремонтных работ (качество примененных материалов, качество сварных соединений и др.);

проверяют наличие приказа о назначении лица технического надзора и лица, ответственного за исправное действие сосуда, прошедших проверку знаний, а также наличие аттестованного обслуживающего персонала;

знакомятся с актами технического диагностирования сосуда (если оно проводилось), обращая внимание на рекомендуемые сроки и параметры эксплуатации, а также выявленные дефекты.

Наружный и внутренний осмотры

До осмотра сосуда проверяют надежность отключения его от действующих сосудов и коммуникаций, а также выполнение других мер безопасности (наличие низковольтного освещения, нейтрализация и дегазация сосуда, организация наблюдения за лицами, находящимися внутри сосуда и др.).

При первичном осмотре нужно убедиться в отсутствии дефектов, связанных с изготовлением, транспортировкой, хранением и монтажом сосуда. К ним относятся: трещины, вмятины, расслоение и плены металла, смещение кромок свариваемых элементов, коррозионные повреждения и др. В сварных соединениях могут быть выявлены непровары и пористость, выходящие на поверхность кратеры, свищи, подрезы в местах переходов от шва к основному металлу, наплывы и т. п., а в литых стальных и чугунных сосудах - выходящие наружу трещины, пористости, раковины и свищи. В сосудах, изготовленных из двуслойных металлов, возможны повреждения защитного слоя, особенно в зоне сварных швов, загибов и отбортовок. При осмотре сосуда необходимо обращать внимание на возможные отклонения от геометрических форм (овальность, прогибы, вмятины, отдулины, несоосность и др.). Вместе с тем необходимо обратить внимание на наличие требуемых правилами [1] люков, правильность расположения сварных швов, надежность крепления крышек, а в сосудах, предназначенных для работы с опрокидыванием, - на наличие приспособлений, предотвращающих самоопрокидывание.

Проводя периодический осмотр, убеждаются в отсутствии повреждений и износа элементов сосуда, возникших в процессе его эксплуатации. Характерными повреждениями сосудов являются:

трещины, чаще всего возникающие в местах загибов, отбортовок, в заклепочных швах и в местах приварки опор и колец жесткости; коррозионные повреждения внутренних, а также наружных поверхностей сосуда, особенно в нижней части и в местах опор. Поверхностные трещины у элементов сосудов могут быть выявлены непосредственным осмотром с помощью лупы с предварительной зашлифовкой и протравливанием мест осмотра;

механический (эрозионный) износ, чаще наблюдающийся у сосудов, снабженных внутренними вращающимися устройствами, а также в местах движения рабочей среды с повышенной скоростью;

износ запорных устройств крышек с накидными болтами;

остаточные деформации, возникающие вследствие ползучести металла у элементов сосудов, работающих при температуре стенки, превышающей 450°С.

В случае выявления следов пропаривания в заклепочных швах сосудов, работающих с щелочной средой, или явных признаков хрупких разрушений (отрыв головок заклепок) все заклепочные соединения проверяют с применением ультразвуковой или магнитной дефектоскопии на отсутствие межкристаллитных трещин.

Перед осмотром сульфитных варочных котлов и гидролизных аппаратов с внутренней кислотоупорной футеровкой знакомятся с результатами ультразвуковой проверки их металлических стенок, проводимой в соответствии с правилами по сосудам [1].

Внутренний осмотр автоклавов проводят после выполнения работ по периодическому техническому диагностированию согласно "Положению о системе технического диагностирования автоклавов" [93]. При осмотре в местах возможного скопления конденсата вероятно выявление коррозионно-усталостных трещин, обусловленных наличием щелочной среды и циклическим характером нагружения. При осмотре автоклавов, отработавших ресурс безопасной эксплуатации, прежде всего знакомятся с результатами их экспертного технического диагностирования.

До осмотра сосудов, работающих с водородсодержащей средой (реакторы каталитического риформинга и гидроочистки и др.), убеждаются в отсутствии водородной коррозии металла по результатам последних исследований металла, проводимых предприятием в соответствии с ведомственной инструкцией.

В пароводяных аккумуляторах, используемых в производстве древесно-волокнистых плит, и других аналогичных сосудах возможно образование трещин на внутренней поверхности днищ, в местах перехода цилиндрической части в эллиптическую и в сварных соединениях. Осмотру пароводяных аккумуляторов должна предшествовать цветная или магнитная дефектоскопия.

Эрозионный износ металла варочных колонн агрегатов непрерывного разваривания и других аналогичных сосудов наблюдается в местах ввода и вывода рабочей среды, нижних обечайках и др., где имеются повышенные скорости или изменение направления движения рабочей среды.

Гидравлическое испытание

Гидравлическое испытание сосудов проводят при удовлетворительных результатах наружного и внутреннего осмотров. Гидравлическому испытанию подвергают сосуд с установленной на нем арматурой.

Сосуды с защитным покрытием (эмалирование, футеровка) или изоляцией подвергают гидравлическому испытанию до наложения покрытия или изоляции, а сосуды с наружным кожухом - до установки кожуха.

Гидравлическое испытание вертикально установленных сосудов допускается проводить в горизонтальном положении при условии обеспечения прочности корпуса сосуда, для чего расчет на прочность должен быть выполнен разработчиком проекта сосуда с учетом принятого способа опирания сосуда в процессе его гидравлического испытания.

В комбинированных сосудах с двумя и более рабочими полостями, рассчитанными на разные давления, гидравлическое испытание проводят для каждой полости пробным давлением, определяемым в зависимости от расчетного давления полости. Порядок проведения испытания принимают в соответствии с техническим проектом и указаниями предприятия-изготовителя в инструкции по монтажу и эксплуатации сосуда.

При заполнении сосуда водой воздух удаляют полностью. Для гидравлического испытания сосудов применяют воду с температурой не ниже +5°С и не выше +40°С, если нет других указаний в проекте. По согласованию с разработчиком проекта сосуда вместо воды может быть использована другая жидкость.

Давление в испытываемом сосуде повышают плавно. Скорость подъема давления принимается согласно инструкции завода-изготовителя по монтажу и эксплуатации сосуда.

Использование сжатого воздуха или другого газа для подъема давления в сосуде не допускается.

Давление при испытании контролируют двумя манометрами. Оба манометра выбирают одного типа и предела измерения, одинаковых классов точности и цены деления.

Под пробным давлением сосуд выдерживают в течение 5 минут.

В случаях, предусмотренных правилами по сосудам [1], допускается замена гидравлического испытания пневматическим при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии*. При проведении этого испытания администрацией предприятия, кроме мер, предусмотренных правилами, должны быть разработаны и осуществлены дополнительные меры безопасности в зависимости от местных условий проведения испытания.

_____

* Акустическая эмиссия, или эмиссия волн напряжения, - явление, заключающееся в генерации упругих волн в твердых телах при их деформации.

Результаты гидравлического испытания признаются удовлетворительными, если не обнаружено течи, трещин, "слезок" и "потения" в основном металле, в сварных и заклепочных соединениях (при пневматическом испытании - пропуска газа); течи в разъемных соединениях; остаточных деформаций.

При выявлении дефектов в зависимости от их характера лицом, проводившим освидетельствование, может быть принято решение о запрещении работы сосуда или пуске его во временную эксплуатацию, сокращении срока очередного освидетельствования, снижения параметров и др.

1.3.3. Техническое освидетельствование трубопроводов пара и горячей воды

Общие положения

Трубопроводы подвергают техническому освидетельствованию в следующие сроки: наружному осмотру и гидравлическому испытанию - перед пуском вновь смонтированного трубопровода; наружному осмотру - не реже одного раза в год; наружному осмотру и гидравлическому испытанию - после ремонта с применением сварки и при пуске трубопровода после нахождения его в консервации свыше двух лет.

Техническое освидетельствование вновь смонтированных трубопроводов производят после регистрации их в органе госгортехнадзора и окончания всех сварочных работ, термообработки и проведения всех предусмотренных правилами видов контроля, а также после установки и окончательного закрепления опор и подвесок. Техническое освидетельствование трубопроводов проводят до наложения изоляции. На тепловых электростанциях допускается проведение освидетельствования вновь смонтированного трубопровода, изготовленного из бесшовных труб с наложеной изоляцией, при условии положительных результатов 100% контроля элементов трубопроводов (труб, фасонных частей) неразрушающими методами дефектоскопии и предъявления

для осмотра сварных стыков и фланцевых соединений без тепловой изоляции.

Перед техническим освидетельствованием трубопровод надежно отключают от действующих трубопроводов и оборудования.

Освидетельствование трубопроводов производится в следующей последовательности: проверка технической документации, наружный осмотр, гидравлическое испытание.

Проверка технической документации

До осмотра и гидравлического испытания смонтированного трубопровода проверяют:

соответствие регистрационного номера на табличке трубопровода записанному в паспорте;

наличие приказа о назначении лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода, прошедшего проверку знаний, а также наличие аттестованного обслуживающего персонала;

наличие инструкции по пуску и обслуживанию трубопровода, ремонтного журнала;

наличие проектных данных о величине и направлении свободных перемещений трубопровода и формуляров по контролю за этими перемещениями.

Наружный осмотр

При наружном осмотре смонтированного трубопровода убеждаются, что изготовление, монтаж и схема трубопровода (расположение опор, компенсаторов, арматуры, спускных, продувочных и дренажных устройств и реперов) соответствуют требованиям правил [3], проекту и представленным при регистрации документам. Осматривают все сварные соединения с целью выявления возможных поверхностных трещин, наплывов, подрезов, прожогов, незаваренных кратеров, непроваров, пористости и др. Возможны также излом или неперпендикулярность осей соединяемых элементов, смещение кромок, отступления по размерам и форме швов от проектных и т. п.

Одновременно с осмотром трубопроводов тепловых сетей проверяют выполнение требований правил [3] к подземной и надземной прокладке трубопроводов, а также требований к совместной прокладке трубопроводов пара и горячей воды с продуктопроводами, правильности расположения арматуры (удобство обслуживания и ремонта), наличию и правильности размещения люков в камерах и туннелях, защите трубопроводов и несущих металлических конструкций от коррозии.

Гидравлическое испытание

Гидравлическое испытание трубопроводов может производиться лишь после окончания всех сварочных работ, термообработки и контроля качества, а также после установки и окончательного закрепления опор и подвесок.

Для гидравлического испытания применяют воду с температурой не ниже +5°С и не выше +40°С. Гидравлическое испытание трубопроводов производят при положительной температуре окружающего воздуха. При гидравлическом испытании паропроводов, работающих с давлением 10 МПа (100 кгс/см^2) и выше, температура их стенок должна быть не менее +10°С.

Давление в трубопроводе повышают плавно. Скорость подъема давления принимают согласно проектной документации. Использование сжатого воздуха для подъема давления не допускается.

Давление при испытании контролируют двумя манометрами. При этом выбирают манометры одного типа, с одинаковым классом точности, пределом измерения и ценой деления. Время

выдержки трубопровода и его элементов под пробным давлением принимают не менее 10 минут. После снижения пробного давления до рабочего проводят тщательный осмотр трубопровода по всей его длине.

Результаты гидравлического испытания признаются удовлетворительными, если не обнаружено течи, "слезок" и "потения" в основном металле и сварных соединениях, видимых остаточных деформаций.

При выявлении дефектов в зависимости от их характера лицом, проводившим освидетельствование, может быть принято решение о запрещении работы трубопровода или о пуске его во временную эксплуатацию, сокращении срока очередного освидетельствования, более частых освидетельствованиях трубопровода администрацией предприятия, снижении параметров и др.

Техническому освидетельствованию трубопровода после ремонта с применением сварки предшествует проверка по документам соблюдения требований правил [3] при выполнении ремонтных работ (качество примененных материалов, качество сварки и др.). Осмотр и гидравлическое испытание трубопровода, подвергшегося ремонту, выполняют в соответствии с указаниями, изложенными выше.

При техническом освидетельствовании трубопровода, находившегося в нерабочем состоянии более двух лет, помимо выполнения приведенных выше указаний, проверяют осуществление контроля за соблюдением режима консервации (по документам); в выборочном порядке - состояние внутренних поверхностей трубопровода (путем разборки фланцевых соединений, снятия задвижек, вырезки отдельных участков и др.); состояние тепловой изоляции.

Лицо, производившее техническое освидетельствование, в случае появления сомнений относительно состояния стенок или сварных швов трубопроводов может потребовать частичного или полного удаления изоляции.

1.3.4. Оформление результатов технического освидетельствования или диагностирования

Результаты технического освидетельствования и диагностирования заносят в паспорт объекта лицом, проводившим их*.

_____

* При техническом освидетельствовании котлов, сосудов и трубопроводов в химических отраслях промышленности необходимо выполнять также требования раздела 10 (пп. 10.1-10.13) "Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств".

Сведения о выявленных при освидетельствовании или диагностировании объекта дефектах записывают с указанием их расположения и размеров. В случае проведения в процессе освидетельствования дополнительных испытаний и исследований в паспорт объекта лицом, проводившим техническое освидетельствование, должны быть записаны причины, вызвавшие необходимость их проведения, и результаты этих испытаний и исследований с указанием мест отбора образцов. Результаты дополнительных испытаний и исследований можно в паспорт не вносить, если в нем сделана ссылка на соответствующие протоколы и формуляры, которые в этом случае прикладывают к паспорту.

Запись в паспорте лицо, проводившее освидетельствование или диагностирование, подкрепляет своей подписью, указанием должности и даты проведения освидетельствования.

Разрешение на эксплуатацию объекта после проведения ему технического освидетельствования или диагностирования с указанием разрешенных рабочих параметров и сроков следующего технического освидетельствования или диагностирования выдается государственным инспектором и записывается в паспорте.

Если в результате технического освидетельствования или диагностирования возникает необходимость в запрещении эксплуатации объекта или снижении рабочих параметров, должна быть сделана в его паспорте соответствующая мотивированная запись.

Пуск оборудования в работу после освидетельствования или технического диагностирования осуществляется по письменному распоряжению администрации предприятия.

1.4. Особенности технических освидетельствований сосудов высокого давления

Техническое освидетельствование сосудов высокого давления проводят с целью своевременного выявления дефектов и изменения физико-химических свойств металла в процессе эксплуатации для предупреждения аварийных разрушений. Стальные кованые, кованосварные, штампосварные, многослойные и рулонированные сосуды работают под внутренним давлением от 10 до 100 МПа (от 100 до 1000 кгс/см^2) при температуре стенки от -40 до +420°С. С учетом особенностей их конструкции и условий работы согласно ОСТ 113-03-491-84 [54] установлены технические требования к освидетельствованию и ремонту, которые являются дополнительными к "Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" [1].

Сроки технического освидетельствования сосудов высокого давления принимают в соответствии с правилами [1]. Для сосудов, работающих в производствах аммиака и метанола, сроки технического освидетельствования определяют в соответствии с решением Госгортехнадзора СССР (протокол заседания коллегии от 10.07.79 г., № 31), касающимся предприятий Минхимпрома СССР и Миннефтехимпрома СССР (за исключением сосудов агрегата аммиака в ПО "Ангарскнефтеоргсинтез", работающего на нефтяном сырье, и сосудов особых поставок).

При этом исходят из следующей периодичности технического освидетельствования. Внутренний осмотр и гидравлическое испытание для регистрируемых в местных органах госгортехнадзора сосудов с некоррозионной средой или средой, при которой скорость коррозии металла не превышает 0,5 мм в год включительно, следует проводить инспектором котлонадзора не реже одного раза в 8 лет. При скорости коррозии металла указанных сосудов более 0,5 мм/год внутренний осмотр сосуда инспектор котлонадзора проводит не реже одного раза в 4 года и гидравлическое испытание с предварительным внутренним осмотром - не реже одного раза в 8 лет.

Администрация предприятий должна проводить внутренний осмотр сосудов (регистрируемых и нерегистрируемых в органах госгортехнадзора) с некоррозионной средой или средой, при которой скорость коррозии не превышает 0,1 мм/год включительно, не реже одного раза в 8 лет. Если скорость коррозии металла 0,1-0,5 мм/год включительно, то администрация предприятия проводит внутренние осмотры не реже одного раза в 2 года. При скорости коррозии металла более 0,5 мм/год внутренние осмотры сосудов администрация предприятия проводит ежегодно.

В соответствии с этим решением и приказом по Минхимпрому СССР предприятия и объединения, эксплуатирующие сосуды в производствах аммиака мощностью 600 и 1360 т/сут и агрегаты для производства метанола, должны располагать таблицами с указанием скорости коррозии металла по каждой группе аппаратов. На основании этих данных в паспорт сосудов вносят величины скорости коррозии металла стенок в зависимости от конкретных условий работы сосуда и состава среды. Скорость коррозии стенки сосуда проверяют при каждом внутреннем осмотре или перегрузке катализатора.

Для усиления контроля за строгим соблюдением установленных рабочих параметров и состава рабочей среды выполнение ежедневного контроля за соблюдением сменным персоналом ведения процесса в соответствии с технологическим регламентом должно быть вменено в обязанность начальнику цеха или другому лицу их числа инженерно-технических работников, назначенному приказом по объединению (предприятию). Результаты контроля записывают в сменный журнал.

Если давление или температура стенки превысили разрешенные пределы, указанные в паспорте, эксплуатация сосуда должна быть приостановлена. Его работу можно возобновить только на основе положительных результатов специального обследования силами предприятия или с привлечением в необходимых случаях специализированной организации после устранения причин, вызвавших повышение давления или температуры стенки. Один раз в год инженерно-технические работники, ответственные за исправное состояние и безопасное действие сосудов, обязаны делать запись в

паспортах обо всех зарегистрированных за истекший период случаях превышения давления и температуры, изменения коррозионных свойств среды по сравнению с указанными в паспорте сосуда. При этом необходимо указать время работы сосуда с превышением разрешенных паспортом параметров и меры, принятые для обеспечения нормального режима работы.

Если при внутреннем осмотре будет установлено увеличение скорости коррозии выше пределов, указанных в паспорте, то предприятие - владелец сосуда (с привлечением в необходимых случаях специализированных организаций) устанавливает причины ее увеличения, разрабатывает и осуществляет меры по снижению скорости коррозии. О выявленных отклонениях информируют местный орган госгортехнадзора.

Длительные остановки сосудов для смены катализатора, на планово-предупредительный ремонт и т. п. планируют с учетом сроков технического освидетельствования.

Дополнительный к правилам [1] контроль согласно ОСТ 113-03-491-84 [54] в зависимости от конструктивного исполнения сосуда включает выполнение следующих работ:

а) для сосудов с кованым корпусом:

ультразвуковой и магнитопорошковый или цветной контроль крышки;

химический анализ материала корпуса и крышки;

замер твердости материала корпуса и крышки;

б) для сосудов с кованосварными и штампосварными корпусами:

ультразвуковой контроль крышки и сварных швов корпуса;

магнитопорошковый или цветной контроль сварных швов корпуса и крышки;

химический анализ материала корпуса и крышки;

замер твердости материала корпуса и крышки;

в) для сосудов с многослойными и рулонированными корпусами:

магнитопорошковый или цветной контроль крышки и кольцевых сварных швов с наружной поверхности, продольных сварных швов наружного слоя, сварных швов центральной обечайки или футеровки;

ультразвуковой контроль крышки и кольцевых сварных швов приварки кованых деталей к многослойным, сварных швов соединений кованых и штампосварных из листа деталей, сварных швов центральной обечайки (при отсутствии футеровки). Если после восьми лет эксплуатации сосуда при ультразвуковом контроле крышки не будет выявлено недопустимых дефектов, а также не обнаружена водородная коррозия, то при последующих освидетельствованиях ультразвуковой контроль этой крышки не производят. При обнаружении водородной или карбонильной коррозии производят металлографическое исследование внутренней поверхности корпуса и крышки (макро- и микроструктуры металла);

химический анализ и замер твердости материала центральной обечайки, крышки и днища.

Объем контроля сварных швов сосудов принимают не менее 25% их общей длины. При обнаружении дефектов контролю подвергают все сварные соединения по всей длине.

Ответственным за своевременное проведение освидетельствования сосуда является лицо, отвечающее за исправное состояние и безопасное действие сосуда.

У сосудов с обжатой горловиной, имеющих ограниченный доступ к внутренней поверхности, визуальный осмотр, магнитопорошковый или цветной контроль сварных швов производят в доступных местах.

В теплообменниках с неудаляющейся трубной системой производят визуальный осмотр и магнитопорошковый или цветной контроль сварных швов камер, а также контроль на плотность заделки труб в трубных решетках течеискателями.

В технологических линиях производства карбамида сосуды подвергают дополнительному освидетельствованию в сроки, установленные специальной "Инструкцией по обследованию оборудования, трубопроводов и арматуры цехов карбамида. ИО 003-Л8-82" [83] и "Инструкцией по обследованию колонн синтеза карбамида поставки ЧССР и фирмы "Веркспоор" при потере герметичности футеровки в процессе эксплуатации. ИО 004-Л8-71" [74], согласованных с головной организацией по сосудам высокого давления.

Места повреждений стенки корпуса сосуда, а также ремонтные заварки дополнительно контролируют ультразвуковой и магнитопорошковой или цветной дефектоскопией.

Визуальный осмотр проводят с целью выявления видимых дефектов (механических повреждений, трещин, коррозии и др.), образовавшихся или развившихся в процессе эксплуатации. Тщательно осматривают сварные швы. При наличии в сосуде футеровки осматривают ее внутренние поверхности. При обнаружении видимых дефектов на уплотнительных поверхностях корпуса, крышки и уплотнительного кольца производят магнитопорошковый или цветной контроль. Выявленные при осмотре дефекты фиксируют на развертке сосуда.

Химический анализ металла проводят с целью выявления изменения содержания углерода, которое возможно вследствие обезуглероживания в результате водородной коррозии. Отбор проб для химического анализа производят шабером с внутренней поверхности корпуса, предварительно очищенного от загрязнений и коррозионного налета. В сосудах, имеющих сварные соединения, пробы для химического анализа отбирают от основного и наплавленного металла.

Замеры твердости производят на внутренней поверхности основного металла и сварных швов корпуса или центральной обечайки. Замеры твердости и отборы проб для химического анализа производят в зонах с максимальной температурой.

Химический анализ и замер твердости не производят у сосудов, если:

внутренняя их поверхность футерована и футеровка не имеет сквозных дефектов; их корпус (центральная обечайка) и крышка изготовлены из материалов, стойких против водородной коррозии;

сосуд работает при температуре стенки корпуса не более 200°С.

Если при освидетельствовании сосудов, работающих в водородсодержащих средах при температуре выше 200°С, выявлены сквозные дефекты футеровки, дефектный участок футеровки вырезают, определяют содержание углерода и замеряют твердость материала корпуса под дефектным участком. При отклонении этих показателей от паспортных производят исследование микроструктуры металла.

Дефектоскопический контроль выполняют с целью выявления поверхностных и внутренних дефектов, образовавшихся или развившихся в процессе эксплуатации.

Гидравлическое испытание производят для проверки прочности и плотности сосуда. Пробное давление принимают в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением". Под пробным давлением сосуд выдерживают в течение времени не менее, мин:

При толщине стенки сосуда, мм:	< 50	10
То же	50-100	20
" "	> 100	30
Литые и многослойные сосуды независимо от толщины стенки		60

После снижения давления до рабочего производят тщательный осмотр сосуда, в том числе и всех

сварных соединений. Результаты освидетельствования оформляют протоколами дефектоскопии (с приложением карт выявленных дефектов), протоколами химического анализа, замера твердости и металлографии. Перечисленные документы прикладывают к паспорту сосуда, а результаты внутреннего (визуального) осмотра и гидравлического испытания записывают в паспорт сосуда.

Если при освидетельствовании сосуда выявлены недопустимые дефекты, вопрос об их устранении и допуске сосуда в эксплуатацию решается предприятием с привлечением головной организации по сосудам высокого давления.

Вновь устанавливаемые сосуды перед монтажом освидетельствуют в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" [1] и ОСТ 113-03-491-84 [54] применительно к конструкции сосуда (см. выше).

После реконструкции или ремонта с применением сварки (приварка деталей, заварка повреждений и др.) сосуды подвергают внеочередному освидетельствованию. Сварные швы и подварки, выполненные при реконструкции или ремонте, защищают и тщательно осматривают, обращая особое внимание на границу сплавления основного и наплавленного металла. Затем проводят ультразвуковой и магнитопорошковый или цветной контроль сварных швов и подварок и замеряют твердость наплавленного металла и зоны термического влияния. При положительных результатах контроля проводят гидравлическое испытание сосуда, после которого выполняют повторный ультразвуковой и магнитопорошковый или цветной контроль участков сварки. Если проведение гидравлического испытания сосуда невозможно без восстановления герметичности футеровки, контроль заварки повреждения на внутренней поверхности после гидравлического испытания проводят только ультразвуковой дефектоскопией. При выявлении новых или развитии допущенных до гидравлического испытания дефектов сосуд не допускается к эксплуатации.

В случае воздействия температуры, превышающей допустимую (местные перегревы, пожары), сосуд выводят из эксплуатации и подвергают досрочному освидетельствованию, которое предусматривает выполнение следующего контроля.

Измерение внутреннего диаметра и прямолинейности корпуса сосуда производят не менее чем в двух взаимно перпендикулярных направлениях в поперечных сечениях, расположенных по всей длине корпуса с интервалами 500 мм. Отклонения формы (овальность, непрямолинейность) и геометрических размеров не должны превышать норм, приведенных в табл. 1.3. При наличии отклонений размеров, превышающих допустимые значения, вопрос о возможности дальнейшей эксплуатации сосуда решается с привлечением специализированной научно-исследовательской организации по сосудам высокого давления.

Замер твердости материала корпуса, крышки, уплотнительного кольца и основного крепежа сосуда производят в местах, явно подвергшихся аварийному воздействию высокой температуры, о наличии которых судят по цветам побежалости, обгоревшим антикоррозионным покрытием, короблению. Если изменение твердости выше норм, приведенных на с. 40, замер твердости проводят в местах, указанных на рис. 1.1, а также на внутренней поверхности корпуса против участков наружной поверхности с твердостью, изменившейся более нормы. При наличии футеровки вырезают в ней окна и производят контроль твердости уплотнительного кольца по наружной цилиндрической поверхности в четырех местах через 90°. Твердость шпилек замеряют по наружным торцам.

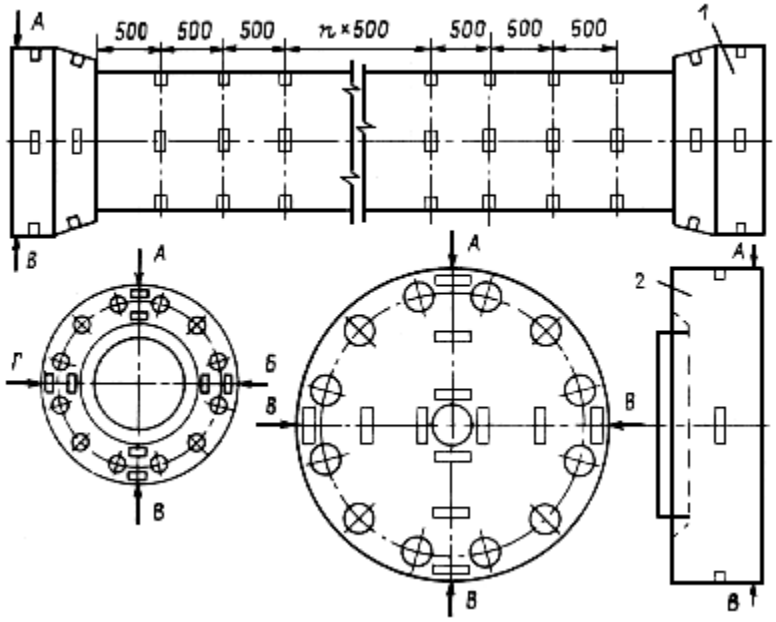


Рис. 1.1. Места замера твердости на корпусах и крышках сосудов, подвергшихся аварийным температурным воздействиям: 1 - корпус; 2 - крышка

Таблица 1.3

Допускаемые отклонения овальности и непрямолинейности образующей корпусов сосудов

Тип сосуда	Овальность, %	Непрямолинейность образующей корпусов сосудов, мм	
		с установкой внутренних устройств или антикоррозионной защиты	без установки внутренних устройств или антикоррозионной защиты
Кованые и кованосварные	1	0,5 на 1 м длины, но не более: 4 при L <10 м	2 на 1 м длины, но не более 30 на всю длину
Штампосварные	1 (но не более 15 мм)	5 при L < 20 v 6 при L > 20 м	2 на 1 м длины , но не более 20 мм на всю длину
Многослойные	По квалитету Н15 СТ СЭВ 144-75; в обечайках со штуцерами по Н16	1 на 1 м длины, но не более 10 мм L < 10 м; 15 при L >10 м	2 на 1 м длины, но не более 30 мм на всю длину

Примечание. Овальность для кованых, кованосварных и штампосварных корпусов сосудов (%) определяется по формуле:

$$\alpha = \frac{2(D_{max} - D_{min})}{D_{max} + D_{min}} 100,$$

где D_{max}, D_{min} - максимальный и минимальный внутренние диаметры, мм; L - длина корпуса сосуда, м.

При металлографическом исследовании микроструктуры металла участков с завышенной или заниженной твердостью с наружной и внутренней поверхностей сравнивают со структурой металла участков с нормальной твердостью.

У кованосварного и штампосварного корпусов и центральных обечаек многослойных и рулонированных сосудов, не имеющих футеровки, производят:

ультразвуковой контроль всех сварных швов по всей длине;

магнитопорошковый или цветной контроль всех сварных соединений корпуса, уплотнительных поверхностей, сварных швов центральной обечайки или футеровки в объеме 100%.

Возможность эксплуатации сосудов, у которых выявлены дефекты, превышающие допустимые нормы, определяют с привлечением головной научно-исследовательской организации по сосудам высокого давления.

В случае аварийного повышения давления сверх допустимого проводят досрочное техническое освидетельствование с выполнением работ, предусмотренных при очередных технических освидетельствованиях, за исключением химического анализа металла. О наличии остаточных деформаций судят по замерам диаметров корпуса (наружных или внутренних), производимым по всей длине, с интервалами не более 1 м. В каждом сечении производят не менее двух измерений во взаимно перпендикулярных направлениях. При наличии остаточных деформаций, изменении твердости металла и появлении дефектов в сварных швах вопрос о допуске сосуда в эксплуатацию решают с привлечением головной научно-исследовательской организации по сосудам высокого давления.

Результаты технического освидетельствования считаются неудовлетворительными и сосуд не допускается к эксплуатации, если будут установлены:

при химическом анализе - уменьшение содержания углерода в материале корпуса сосуда и в сварных соединениях (металле швов), превышающее следующие значения, %:

Первоначальное (по паспорту) содержание углерода	0,10-0,15	0,16-0,20	0,21-0,30	0,30
Допустимое уменьшение содержания углерода	0,02	0,03	0,05	0,07

при измерении твердости материала сосуда вследствие высокой температуры, давления и других факторов - изменение твердости, превышающее следующие значения:

Первоначальная (по паспорту) твердость материала, НВ	120-150	151-200	201-250	>250
Допустимое изменение	-20; +50	-30; +40	-40; +30	-50; +20

при измерении диаметра и прямолинейности корпусов, а также при определении овальности сосудов, изготовленных по отечественной нормативно-технической документации, - результаты, превышающие нормы на изготовление, приведенные в табл. 1.3, а для сосудов импортных поставок - нормы на изготовление, указанные в технической документации изготовителя;

при осмотре, магнитопорошковом, цветном и ультразвуковом контроле - трещины, непровары, наплывы, подрезы, цепочки и скопления пор и шлаковых включений; отдельные поры и шлаковые включения выше норм, установленных нормативно-технической документацией на изготовление корпусов и их элементов соответствующих сосудов;

при гидравлическом испытании - признаки начала разрушения, течи, "слезки" и "потения" в сварных соединениях и в основном металле, пропуск жидкости через контрольные отверстия, видимые остаточные деформации.

1.5. Техническое освидетельствование гидролизных аппаратов и сульфитно-варочных котлов

1.5.1. Особенности конструкции гидролизных аппаратов и сульфитно-варочных котлов

Гидролиз древесины концентрированными кислотами осуществляют в гидролизных аппаратах, работающих под атмосферным давлением. Процесс гидролиза разбавленными кислотами ведут в гидролизных аппаратах периодического действия под избыточным давлением и при температуре, соответствующей кипению варочного агента. Гидролизные аппараты непрерывного действия массового применения не получили.

Гидролизный аппарат (рис. 1.2) представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с коническими верхней и нижней частями, которые заканчиваются фланцами для крепления крышки и выдувного клапана. Через верхнюю горловину производят загрузку аппарата сырьем. Она герметично закрывается быстросъемной поворотной механизированной крышкой с полукольцевыми захватами. Управление крышкой осуществляется дистанционно или автоматически; в необходимых случаях управление крышкой может быть осуществлено вручную. Нижняя горловина гидролизного аппарата предназначена для выгрузки лигнина, остающегося после варки. К фланцу нижней горловины крепится быстро открывающийся запорный клапан, приводимый в действие пневмоцилиндром. Выгрузку лигнина, остающегося в аппарате после окончания гидролиза, производят под избыточным давлением, открывая запорный клапан в нижней части аппарата. Такой способ выгрузки называют "выстрелом" (по внешнему эффекту, которым сопровождается выгрузка). Аппарат снабжен соответствующими штуцерами, запорной и регулирующей арматурой, регулирующими устройствами и приборами безопасности, необходимыми для ведения технологического процесса.

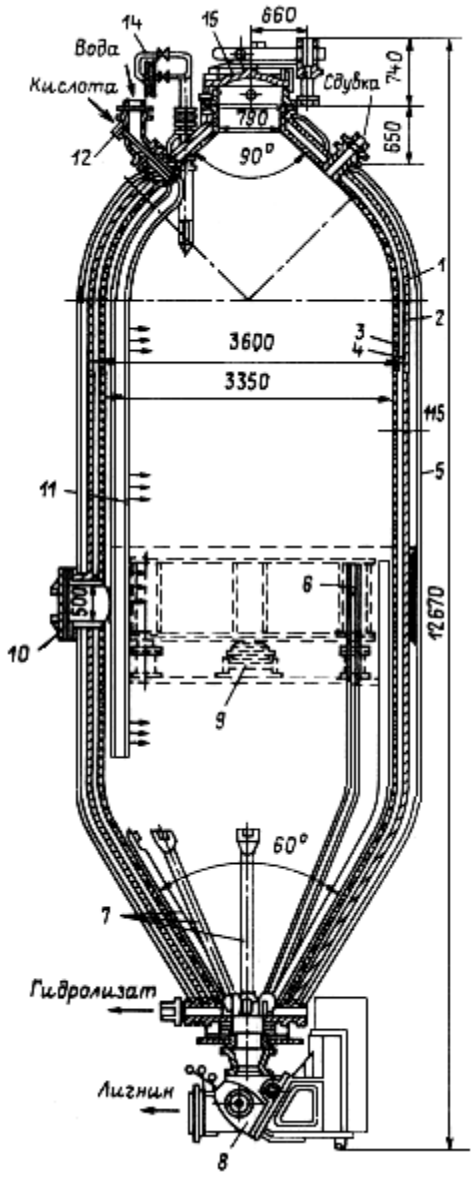


Рис.1.2. Устройство гидролизного аппарата: 1 - стальной корпус; 2 - бетонный слой; 3 - термокислотоупорные плитки; 4 - термокислотоупорный кирпич (вместо плиток); 5 - теплоизоляция; 6 - удлиненные фильтрующие трубы; 7 - короткие фильтрующие трубы; 8 - клапан для выгрузки; 9 - весомер; 10 - лаз; 11 - подающая труба; 12 - штуцер для подачи кислоты; 13 - штуцер для ввода воды; 14 - указатель уровня; 15 - крышка

Внутренняя поверхность корпуса гидролизного аппарата, изготовленного из углеродистой стали, защищается от коррозии в среде слабых кислот кислотостойкой неметаллической футеровкой, выполняемой по всей поверхности. Штуцеры гидролизных аппаратов изготовляют из материалов, стойких в рабочей среде (кислотоупорные бронзы и др.). Наружная поверхность аппарата теплоизолирована.

Гидролизные аппараты работают в условиях циклически изменяющихся давлений и температур. В связи с тем что они оборудуются быстросъемными крышками, для обеспечения их безопасной эксплуатации в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением", гидролизные аппараты должны оснащаться устройствами, исключающими возможность включения их под давление при неполном закрытии крышками и

открывания ее при наличии в сосуде давления.

Основным аппаратом периодической варки целлюлозы является варочный котел, который комплектуется оборудованием для подачи варочного реагента, циркуляционными устройствами с насосом и подогревателем варочного реагента, оборудованием для регенерации продуктов и тепла сдувочных газов и оборудованием для приема из котла сваренной целлюлозы. Принцип их работы и конструкция описаны в соответствующей литературе по технологии целлюлозного производства. Конструктивное оформление варочных котлов аналогично гидролизным аппаратам. Широкое распространение получили котлы с внутренней защитой корпуса кислотоупорной футеровкой.

В настоящее время варочные котлы выпускают с корпусом из двухслойной стали 20К+08Х17Н15М3Т для сульфитного и сульфатного производства с пергидролизом и с корпусом из стали 20К для обычного сульфатного производства.

Циклически изменяющиеся нагрузки от давления и неравномерности температурного поля, а также от массы материалов, участвующих в технологическом процессе, определяют повышенные требования к обеспечению надежности работы варочных котлов.

1.5.2. Контроль технического состояния гидролизных аппаратов и сульфитно-варочных котлов

Внутренняя поверхность сульфитно-варочных котлов и гидролизных аппаратов покрыта кислотоупорной футеровкой, защищающей поверхность металла от воздействия рабочей среды. Проведение их внутреннего осмотра и гидравлических испытаний потребовало бы полного удаления футеровки с последующим полным ее восстановлением, что сопряжено с дополнительными материальными и трудовыми затратами и длительным простоем оборудования.

Правила [1] допускают не проводить гидравлические испытания гидролизных аппаратов и сульфитно-варочных котлов с внутренней кислотоупорной футеровкой при условии контроля металлических стенок этих сосудов ультразвуковой дефектоскопией. Ультразвуковая проверка должна проводиться специализированной организацией в период капитального ремонта этого оборудования, но не реже одного раза в 5 лет в объеме не менее 50% поверхности металла корпуса и не менее 50% длины швов (сварных и клепаных) с тем, чтобы 100% ультразвуковой контроль осуществлялся не реже чем через каждые 10 лет. Наружный и внутренний осмотры при этом проводят без удаления футеровки в следующие сроки: специалист предприятия, ответственный по надзору, - через 12 месяцев, инспектор госгортехнадзора - через 5 лет.

Ультразвуковой контроль сварных соединений и металла корпуса стальных гидролизных аппаратов на предприятиях медицинской и микробиологической промышленности регламентирован РД 64-047-87 [56]. Предусмотренный правилами [1] контроль сульфитно-варочных котлов и гидролизных аппаратов на предприятиях лесной и бумажной промышленности выполняют в соответствии с инструкцией [84].

В отношении контроля стальных сварных гидролизных аппаратов эти инструкции близки по содержанию. В РД 64-047-87 дополнительно излагается порядок контроля металла накладок опорных лап, металла и сварных соединений под ними, а также сварных соединений, выполненных с конструктивным зазором. РД 64-047-87 определяет порядок и методику контроля, устанавливает нормы оценки качества сварных соединений и металла корпуса гидролизных аппаратов, изготовленных из перлитных сталей с толщиной стенки 10-50 мм. Согласно этому документу, предприятие - владелец сосуда на каждый гидролизный аппарат составляет схему развертки и согласовывает ее с ИркутскНИИхиммашем. На схеме наносят все сварные соединения, в том числе не доступные для ультразвукового контроля (под накладными листами опорных лап, выполненные с конструктивным зазором угловые сварные соединения приварки фланцев, штуцеров и патрубков к аппарату), и участки поверхности, не доступные для контроля (под накладными листами опорных лап), указывают номера сварных соединений и основные размеры сосуда.

Подкладные листы опорных лап гидролизных аппаратов подлежат ультразвуковой дефектоскопии для определения их толщины не реже одного раза в 5 лет. Металл корпуса под этими листами подлежит обязательному ультразвуковому контролю с внутренней стороны при удалении футеровки гидролизного аппарата для ее замены. Схему развертки разбивают на участки из такого расчета,

чтобы вся поверхность аппарата была проверена за 10 лет, а через 5 лет контролировались участки, расположенные в шахматном порядке. После освидетельствования на схему развертки наносят результаты дефектоскопии с указанием даты ее проведения. Пример карты контроля приведен на рис. 1.8.

Угловые сварные соединения приварки фланцев, штуцеров и патрубков к корпусу, выполненные с конструктивным зазором, проверяют внешним осмотром, цветной или магнитопорошковой дефектоскопией.

Если контролем основного металла и сварных соединений не будут выявлены недопустимые дефекты, то специализированная организация, проводившая контроль сосуда, выдает заключение о возможности его дальнейшей эксплуатации. В случае обнаружения недопустимых дефектов возможность и условия дальнейшей эксплуатации сосуда определяет ИркутскНИИхиммаш. Ремонтные подварки и наплавки подлежат повторной дефектоскопии через год со дня начала эксплуатации сосуда после выполненного ремонта.

К ультразвуковому контролю футерованных сосудов допускают дефектоскопистов, прошедших теоретическую и практическую подготовку, имеющих соответствующее удостоверение и квалификацию не ниже второго квалификационного уровня в соответствии с правилами аттестации специалистов неразрушающего контроля. В ходе производственного контроля не менее 3% от выполненных каждым специалистом работ подлежат выборочной повторной проверке дефектоскопистом более высокой квалификации. Если при этом будут обнаружены пропущенные дефекты, повторной проверке подлежат все проконтролированные данным дефектоскопистом сварные соединения и поверхности аппарата. При повторном в течение года пропуске недопустимых дефектов дефектоскописта отстраняют от самостоятельной работы на срок не менее двух месяцев.

Для ультразвуковой дефектоскопии используют импульсные дефектоскопы УД-11ПУ, УД-12ПУ, ДУК-66ПМ и др., обеспечивающие выполнение контроля в соответствии с РД 64-047-87, укомплектованные наклонными преобразователями с углом наклона акустической оси 30°, 40, 50, 53° прямым и раздельно-совмещенными преобразователями с рабочей частотой 2,5 и 1,8 МГц, а также стандартными образцами № 1, 2, 3 по ГОСТ 14782-86 [34]. Метрологическая проверка дефектоскопов проводится ежегодно. Применять дефектоскопы, не прошедшие метрологической поверки или с истекшими сроками очередной поверки, не допускается.

Поверхность сосуда разбивают на участки в соответствии со схемой развертки. Подлежащую контролю поверхность участков очищают механическим способом от загрязнений, отслаивающейся окалины, продуктов коррозии, брызг металла и т. п. Очищенная поверхность не должна иметь вмятин и неровностей; ее шероховатость должна быть не более $R_z = 40$ мкм по ГОСТ 2789-73 [18].

Выбор и проверка параметров ультразвукового контроля производятся дефектоскопистом в соответствии с требованиями РД 64-047-87, приведенными в табл. 1.4-1.7. Определению подлежат: угол наклона акустической оси преобразователя и угол ввода ультразвукового луча, рабочая частота, предельная чувствительность, зона перемещения преобразователя, размеры зачищаемой околошовной зоны, участки контроля основного металла. Подлежат проверке выбранные угол ввода ультразвукового луча в металл, рабочая частота, предельная чувствительность, "мертвая зона". Угол ввода ультразвукового луча α измеряют с помощью шкалы стандартного образца №2 по ГОСТ 14782-86. Соотношение между углом наклона акустической оси преобразователя β и углом ввода ультразвукового луча в металл α должно соответствовать следующим параметрам:

Угол наклона акустической оси преобразователя β, град.	30±0,5	40±0,5	50±0,5	53±0,5	55±0,5
Угол ввода ультразвукового луча α, град.	39±1	50±1	65±1	70±1	74±1

При несоответствии фактических параметров преобразователя указанным его заменяют.

Рабочую частоту определяют измерением периода колебаний эхо-сигнала с применением широкополосного осциллографа или способом, указанным в ГОСТ 14782-86. Отклонение рабочей частоты от номинального значения в соответствии с ГОСТ 14782-86 допускается в пределах ±10%,

ее измерение обязательно при использовании для контроля АРД-диаграмм и при применении пьезоэлементов из материалов, отличающихся от ЦТС-19, ЦТС-23.

Предельную чувствительность дефектоскопа определяют наименьшей площадью ($мм^2$) отверстия с плоским дном, ориентированным перпендикулярно акустической оси преобразователя, которое обнаруживается на заданной глубине в изделии при данной настройке аппаратуры. В соответствии с ГОСТ 14782-86 вместо плоскодонных отражателей можно применять плоские угловые отражатели.

Таблица 1.4

Параметры ультразвукового контроля стыковых сварных соединений (по РД-64-047-87 [56])

Толщина сварного соединения, мм	Максимальная ширина усиления шва, мм	Угол наклона акустической оси преобразователя, β, град.	Контроль нижней части шва		Контроль верхней части шва		Ширина зоны зачистки, мм
			способ	зона перемещения преобразователя, мм	способ	зона перемещения преобразователя, мм	
10	26	53	Прямым лучом	$\leq$ 28	Однократно отраженным лучом	30-56	80
12	28	53	Двукратно отраженным лучом	$\leq$ 100	То же	35-70	120
14	28	50	Прямым лучом	$\leq$ 30	" "	30-60	80
16	30	То же	То же	$\leq$ 35	" "	35-70	90
18	33	" "	" "	$\leq$ 40	" "	40-80	100
20	35	" "	" "	$\leq$ 45	" "	45-90	110
22	38	" "	" "	$\leq$50	" "	50-100	120
24	40	" "	" "	$\leq$55	" "	55-105	125
28	44	" "	" "	$\leq$60	" "	60-120	140
30	44	50; 40	50° прямым лучом	$\leq$65	40° однократно отраженным лучом	40-75	95
32	40	То же	То же	$\leq$70	То же	40-80	100
34	40	"	"	$\leq$75	" "	40-80	100
36	42	"	"	$\leq$80	" "	45-90	110
40	50	То же	То же	$\leq$85	То же	50-100	120
44	52	40	40° прямым	$\leq$55	" "	55-105	125

			лучом				
48	55	40	То же	≤ 60	" "	60-115	135
50	58	40	Прямым лучом	≤ 60	" "	60-120	140

Таблица 1.5

Параметры ультразвукового контроля мест сопряжения сварных швов (по РД 64-047-87)

Толщина сварного соединения, мм	Ширина усиления шва, мм	Ширина зоны перемещения преобразователя, мм
10	24	82
12	26	100
14	28	115
16	30	88
18	34	100
20	36	85
22	38	95
24	38	102
28	40	120
32	45	138
34	46	145
36	48	155
40	50	175
50	54	215

Примечания. 1. При толщине сварного соединения 10-14 мм ультразвуковой контроль проводят однократно и двукратно отраженными лучами; при толщине сварного соединения 16-50 мм - прямым и однократным отраженным лучами.

2. При контроле сварных соединений толщиной 10-18 мм применяют преобразователи с углом наклона акустической оси β =53°, а толщиной 20-50 мм - β =50°.

При контроле стыковых сварных соединений, мест сопряжения сварных швов и угловых сварных соединений (по наружным поверхностям корпуса или патрубка) предельную чувствительность принимают:

Толщина стенки корпуса, мм	10	12-18	20-28	32-36	40-50
Предельная чувствительность при настройке:					
по плоскодонному отражателю (площадь), мм^2	1,6	2,0	3,0	5,0	7,0
по плоскому угловому отражателю (размер), мм	2,0x1,	2,0x1,5	-	-	-

по боковому цилиндрическому отражателю (диаметр), мм	2	-	-	2,0	2,0	2,0

Таблица 1.6

Параметры ультразвукового контроля угловых сварных соединений по наружной поверхности корпуса (по РД 64-047-87)

Толщина стенки корпуса, мм	Наибольший размер катета, мм	Зона перемещения преобразователя, мм	Ширина зоны зачистки, мм	Угол наклона акустической оси преобразователя, β, град.
10	10	65	85	53
12	12	75	95	53
14	14	80	100	53
16	16	90	110	53
18	18	100	120	53
20	20	75	95	50
24	24	90	110	50
28	26	110	130	50
32	26	125	145	50
34	28	135	155	50
36	30	140	160	50
40	30	160	180	50
50	30	110	130	40
Примечание. Контроль производится прямым и однократно отраженным лучами по наружной поверхности корпуса.				

В случае настройки предельной чувствительности на боковой цилиндрический отражатель диаметром 2 мм принимают поправку: минус 12 дБ для преобразователя с углом наклона акустической оси $\beta = 50^{o}$ при контроле сварных соединений элементов сосудов с толщиной стенки 20-28 мм; минус 8 дБ - для преобразователя с углом $\beta = 40^{o}$ и минус 10 дБ - для преобразователя с углом $\beta = 50^{o}$ при контроле сварных соединений элементов сосудов с толщиной стенки 32-50 мм.

Для всех приведенных в табл. 1.4-1.7 параметров контроля стрела преобразователя не должна быть больше 10 мм. Контроль ведут преобразователями с рабочей частотой 2,5 МГц (по паспорту).

"Мертвая зона" (при контроле наклонным преобразователем) характеризуется минимальной

глубиной расположения цилиндрического отражателя диаметром 2 мм, выполненного в стандартном образце № 2, эхо-импульс от которого можно отличить от зондирующего импульса и эхо-импульсов шумов, возвращающихся из призмы. Для преобразователей с углом наклона акустической оси 50 и 40° "мертвая зона" не должна превышать соответственно 3 и 8 мм, ее проверяют не реже одного раза в смену и при замене преобразователя.

Таблица 1.7

Зависимость угла наклона акустической оси преобразователя от соотношения толщин стенок корпуса и патрубка при ультразвуковом контроле угловых сварных соединений по наружной поверхности патрубка (по РД 64-047-87)

Толщина стенки корпуса, мм	Угол наклона акустической оси β, град., при толщине стенки патрубка, мм									
	10	12	14	16	18	20	22	25	30	40
10	50									
12		50								
14			50							
16				50						
18					50					
20						50				
24	53						50	40		
28										
32		53								
36			53							40
40										
50										

Ультразвуковой контроль сварных соединений производят по совмещенной схеме включения преобразователей. Зону перемещения искателя, определенную по табл. 1.4-1.7, наносят на контролируемую поверхность и разбивают на зоны сканирования прямым, однократно и двукратно отраженным лучом (рис. 1.3). Сварной шов проверяют по всей длине контролируемого участка продольно-поперечным сканированием преобразователя. Шаг сканирования принимают не более половины ширины пьезопластины преобразователя (4-6 мм). В процессе сканирования преобразователю придают непрерывное вращательное движение на угол $\varphi = 10 - 15°$ от положения, при котором ось искателя нормальна к продольной оси шва (рис. 1.4). Для выявления поперечных трещин сварное соединение контролируют дополнительно наклонным преобразователем, установленым под углом 15-30° к продольной оси с обеих сторон шва. Схемы сканирования мест пересечений и сопряжения сварных швов приведены на рис. 1.5. Схема контроля углового сварного соединения приведена на рис. 1.6.

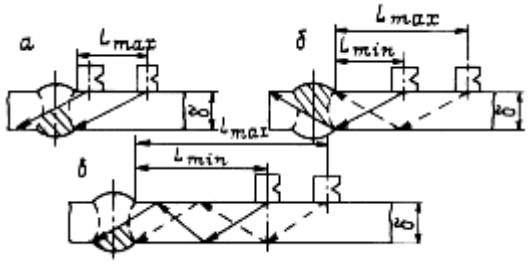


Рис. 1.3. Способы ультразвукового контроля сварных соединений: а - прямым лучом; б - однократно отраженным лучом; в - двукратно отраженным лучом

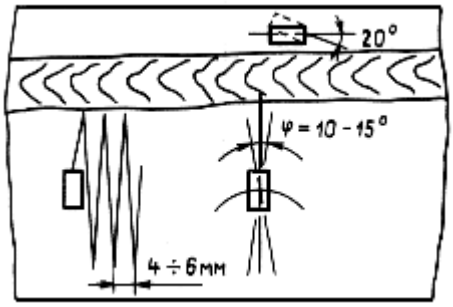


Рис. 1.4. Схема сканирования при ультразвуковом контроле сварного шва

Контроль шва проводят поэтапно прямым, однократно и двукратно отраженным лучом в соответствии со способом контроля.

Контроль угловых сварных соединений патрубков (штуцеров) с корпусом сосуда по наружной поверхности патрубка возможен, если его высота не менее приведенной:

Толщина стенки патрубка, мм	10	12	14	16	18	20	22	25	30	40
Высота патрубка, мм	155	170	183	165	175	180	190	200	220	260

Угол наклона акустической оси преобразователей β в зависимости от соотношения толщины стенок патрубка и корпуса выбирают в соответствии с рекомендациями, приведенными в табл. 1.7.

Ультразвуковой контроль угловых сварных соединений может выполняться по поверхности корпуса сосуда или по наружной поверхности патрубка, причем последний производят в тех случаях, когда невозможно выполнить контроль по поверхности корпуса аппарата. Контроль с поверхности корпуса аппарата целесообразно производить прямым лучом - нижнюю (корневую) часть шва и однократно отраженным лучом - верхнюю часть шва.

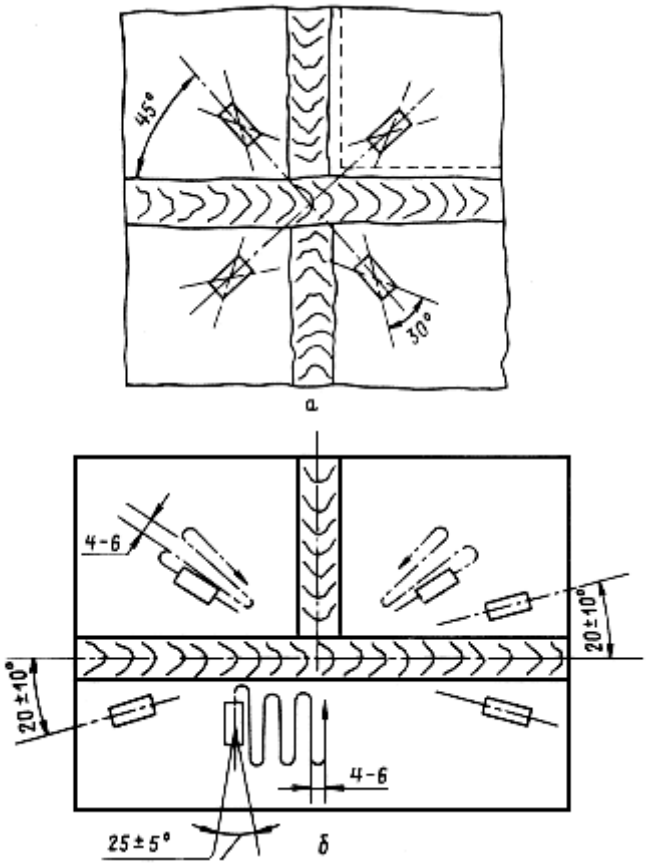


Рис. 1.5. Схема сканирования при ультразвуковом контроле пересечений (а) и сопряжения (б) сварных швов

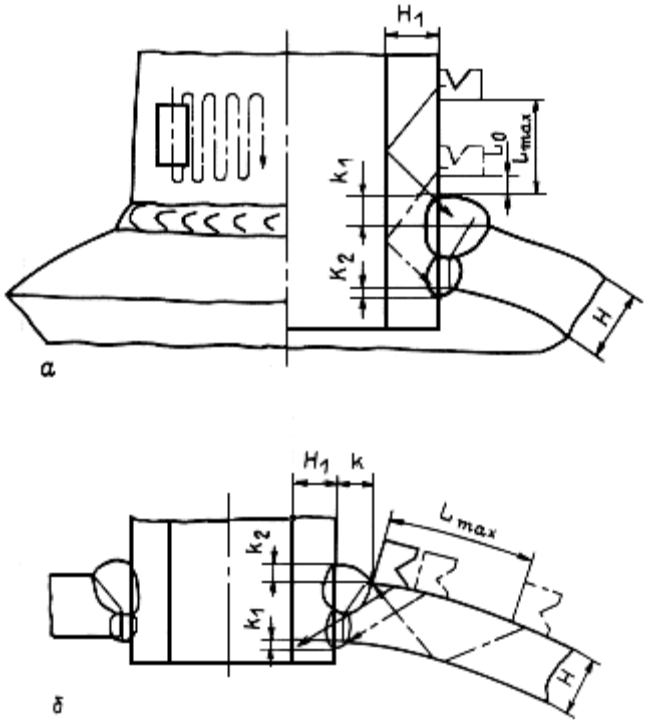


Рис. 1.6. Схема контроля углового сварного соединения: а - по наружной поверхности патрубка; б - по наружной поверхности корпуса

Контроль углового сварного соединения с наружной поверхности патрубка производят однократно отраженным лучом за один проход, осуществляя возвратно-поступательное перемещение преобразователя относительно линии шва с шагом 4-6 мм. Протяженность зоны перемещения преобразователя определяют по формулам:

$$L = L_{\max} - L_0 = H + K_1 + K_2,$$
$$L_0 = 2H_1 \cdot tg\alpha - (H + K_1 + K_2 + n),$$

где K_1 - величина катета верхней части шва, мм; K_2 - величина катета нижней части шва, мм; H_1 - толщина стенки патрубка, мм; H - толщина стенки корпуса сосуда, мм; $L_{\max}$ - максимальная зона перемещения преобразователя, мм; L_0 - начальное расстояние от катета шва до преобразователя, мм; n - стрела преобразователя, мм.

Угловые сварные соединения приварки верхней горловины к корпусу аппарата контролируют наклонным преобразователем только со стороны цилиндрической части горловины с дополнительной проверкой, а в случае необходимости - цветной дефектоскопией.

При ультразвуковом контроле сварных соединений различают точечные и протяженные дефекты, а также цепочки дефектов. К точечным дефектам относят такие, условная протяженность которых не превышает условную протяженность искусственного отражателя в испытательном образце, определяемого на глубине, соответствующей глубине залегания дефекта в сварном шве изделия. К протяженным дефектам относят такие, условная протяженность которых превышает условную протяженность искусственного отражателя в испытательном образце, расположенного на глубине, соответствующей глубине залегания дефекта в сварном шве изделия.

Цепочкой дефектов считают совокупность дефектов, расстояние между которыми не превышает условной протяженности точечного дефекта. Выявленные в сварных швах дефекты оценивают по следующим характеристикам:

координатам $Д_x$ и $Д_y$ расположения отражателя;

амплитуде отраженного сигнала;

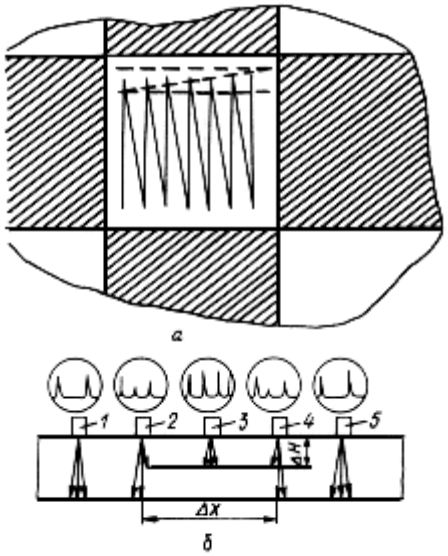
условной протяженности дефекта;

расстоянию между отдельными дефектами.

Эти характеристики определяют при настройке дефектоскопа на предельную чувствительность (браковочный уровень). Координаты $Д_x$ и $Д_y$ измеряют с помощью глубиномера при контроле сварных соединений элементов толщиной свыше 20 мм. Амплитуду сигнала (мм), отраженного от дефекта, определяют по шкале экрана и сравнивают с амплитудой сигнала от искусственного отражателя в испытательном образце. Амплитуду эхо-сигналов от дефектов оценивают по нижнему и верхнему угловым отражателям при толщине контролируемого изделия до 20 мм и боковому цилиндрическому отражателю при толщине контролируемого изделия 20-50 мм. Условную протяженность дефекта измеряют длиной участка перемещения преобразователя вдоль шва в обе стороны при амплитудах эхо-сигнала от дефекта, составляющих 0,5 и более амплитуды сигнала от искусственного отражателя, соответствующего предельной чувствительности на данной глубине.

Ультразвуковой контроль металла стенок корпуса проводят для выявления расслоений, кислотных разъеданий, несплошностей металла и определения толщины стенки. К нарушениям сплошности металла относят неоднородности в нем, вызывающие отражение или ослабление ультразвукового сигнала, достаточное для его регистрации при контроле с заданной чувствительностью.

Контроль сплошности металла производят с применением прямого (при толщине стенки более 20 мм) и наклонного с углом призмы 30 и 40° (при толщине стенки до 20 мм) раздельно-совмещенных преобразователей на частоте 2,5 МГц. Сканирование поверхности листа производят в продольном и поперечном направлениях по схеме, приведенной на рис. 1.7, а.



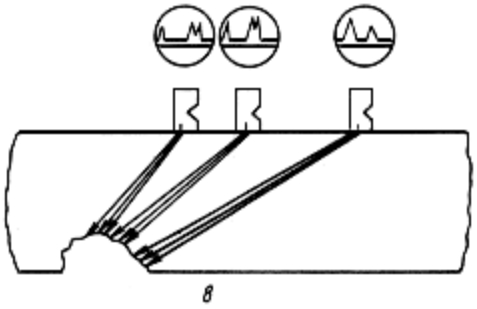


Рис. 1.7. Схема сканирования при контроле металла стенок корпуса:
а - направление сканирования; б - контроль на наличие расслоений;
в - контроль на кислотное разъедание

Предельную чувствительность настраивают по искусственному отражателю плоскодонного отверстия диаметром 5,0 мм, выполненного в испытательном образце на глубине, равной половине его толщины. Появление в процессе контроля дополнительного эхо-сигнала на линии развертки экрана дефектоскопа между зондирующим и донным импульсами либо исчезновение последнего свидетельствует о наличии в листе несплошности типа расслоения (рис. 1.7, б).

Характерным признаком кислотного разъедания внутренней поверхности стенки (рис. 1.7, в) является уменьшение амплитуды отраженного сигнала от противоположенной стенки корпуса и некоторое смещение его влево от положения донного сигнала на линии развертки экрана дефектоскопа. Выявленные прямым преобразователем кислотные разъедания уточняют контролем с применением наклонных преобразователей с углом призмы 30 и 40°.

Отличительным признаком при определении характера дефекта (кислотное разъедание или расслоение) является то, что расслоение не обнаруживается наклонным преобразователем. У каждой выявленной несплошности определяют условные размеры (условную площадь и глубину), причем на схеме контроля несплошности типа расслоения фиксируют, если их условная площадь более 10 $см^2$.

Условный размер нарушения сплошности определяется длиной участка перемещения преобразователя, в пределах которого амплитуда регистрируемого сигнала достигает величины, соответствующей заданной предельной чувствительности (20 $мм^2$). Условную площадь нарушения сплошности представляет участок листа $(a \times b)$ $мм^2$, ограниченный условными размерами в направлениях наибольшего (a) и наименьшего $(в)$ измерений несплошности.

В местах утонения стенки, установленных контролем прямым преобразователем, производят измерения толщины стенки корпуса с расположением точек измерений на расстоянии 20-25 мм друг от друга. Для измерения толщины стенки применяют ультразвуковые толщиномеры УТ-91 ("Кварц-15"), У9-92 с преобразователем РС на 2,5 МГц или другие с чувствительностью не меньше, чем у указанных приборов. Процесс измерения толщины стенки сводится к нанесению на контролируемую поверхность акустической контактной смазки, установки преобразователя на участок измерения и снятия показаний цифрового индикатора толщиномера.

Контроль наплавленного металла в местах выборок дефектов после ремонта производят внешним осмотром, цветной или магнитопорошковой дефектоскопией и ультразвуковой дефектоскопией, в объеме 100%. Ультразвуковой контроль качества наплавленного металла осуществляют раздельно-совмещенным наклонным преобразователем с углом наклона акустической оси 50°. Настройку предельной чувствительности при контроле раздельно-совмещенным преобразователем выполняют по плоскодонному отражателю испытательного образца. Оценку качества наплавленного металла в местах выборок дефектов осуществляют в соответствии с требованиями к качеству сварных соединений.

Качество сварных соединений сосудов по результатам ультразвуковой дефектоскопии оценивают по двухбалльной системе: балл 1 - неудовлетворительное качество; балл 2 - удовлетворительное

качество.

В сварных соединениях не допускаются:

трещины всех видов и направлений, расположенные в металле шва, по линии сплавления и в околошовной зоне основного металла;

непровары (несплавления), расположенные в корне шва, на поверхности и по сечению сварного шва;

поры, расположенные в виде сплошной сетки;

наплывы (натеки);

свищи;

подрезы, прожоги и подплавления основного металла;

незаваренные кратеры.

В сварных соединениях сосудов по результатам ультразвукового контроля не допускаются следующие внутренние дефекты:

точечный, амплитуда сигнала от которого более амплитуды сигнала от искусственного отражателя в испытательном образце (20 мм);

протяженный, амплитуда эхо-сигналов от которого более 0,5 амплитуды (10 мм) эхо-сигнала от искусственного отражателя на заданной глубине в соответствии с указаниями на с. 54;

цепочка точечных дефектов, амплитуда сигналов от которых более 0,5 амплитуды (10 мм) сигнала от искусственного отражателя и условная протяженность более 1,5 толщины на участке шва, равном по длине десятикратной толщине.

В основном металле корпуса сосуда не допускаются дефекты типа трещин и кислотных разъеданий. При обнаружении в основном металле стенки корпуса сосуда несплошностей типа расслоений вопрос возможности дальнейшей эксплуатации гидролизного аппарата решается ИркутскНИИхиммашем. Результаты контроля фиксируют на карте контроля (рис. 1.8).

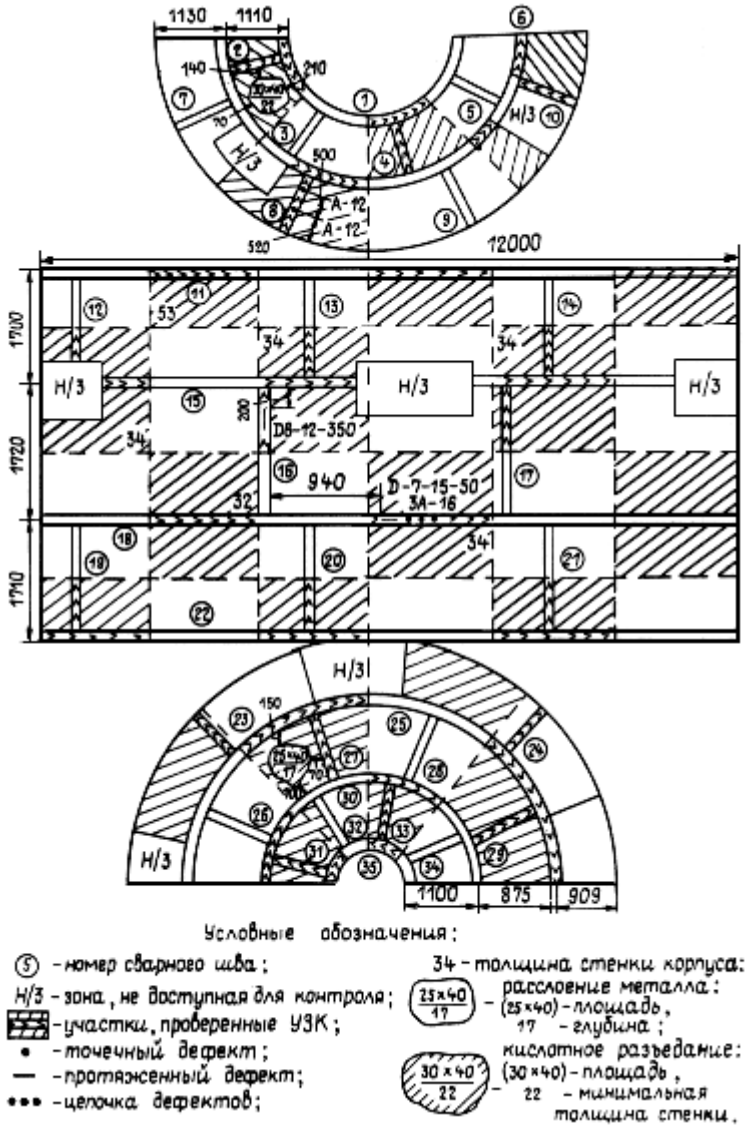


Рис. 1.8

Условные обозначения:

5	-	номер сварного шва;	34	-	толщина стенки корпуса;
Н/3	-	зона, не доступная для контроля;	25х40 / 17	-	расслоение металла: (25х40) - площадь, 17 - глубина;
Рис.	-	участки, проверенные УЗК;			кислотное разъедание:
Рис.	-	точечный дефект;	30х40 / 22	-	(30х40) - площадь, 22 - минимальная толщина стенки.
_____	-	протяженный дефект;			
Рис.	-	цепочка дефектов;			

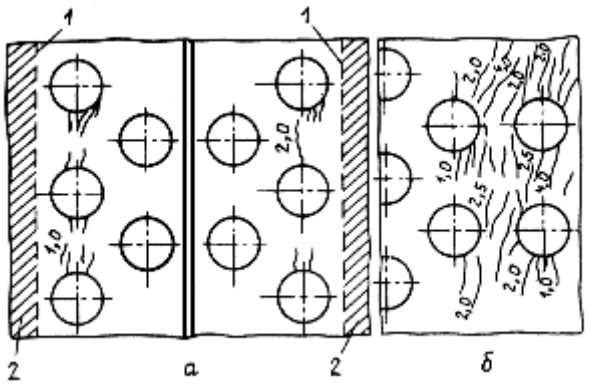


Рис. 1.8. Пример оформления карты контроля

Контроль заклепочных соединений гидролизных аппаратов и сульфито-варочных котлов регламентирован инструкцией [84].

Ультразвуковую дефектоскопию заклепочных соединений проводят для выявления возможных трещин и коррозионных разъеданий в не доступных для осмотра местах. На рис. 1.9 можно увидеть характерное направление развития трещин в заклепочных соединениях. Многочисленные исследования показали, что преимущественное развитие ориентировано параллельно оси заклепочного шва. При одностороннем доступе к заклепочному шву не обеспечивается полный контроль металла элементов сосуда и накладок при ультразвуковом контроле. На рис. 1.10 штриховкой выделены участки заклепочных соединений, надежно контролируемые ультразвуковой дефектоскопией.

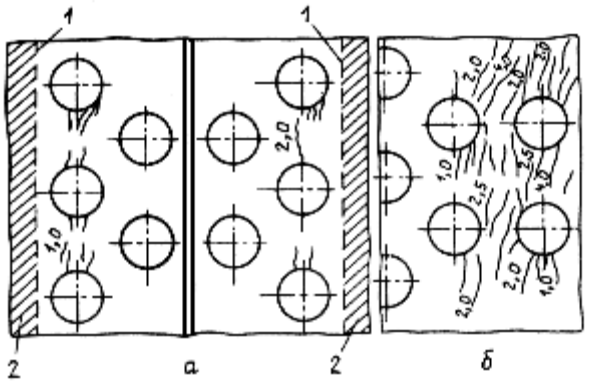


Рис. 1.9. Характерное развитие трещин в заклепочных соединениях: а - наружная сторона обечайки под накладкой; б - средние ряды заклепок с внутренней стороны накладки; 1 - граница накладки; 2 - зона зачистки под ультразвуковой контроль заклепок первого ряда в обечайках под накладкой

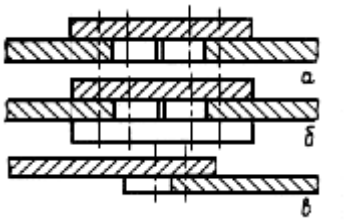


Рис. 1.10

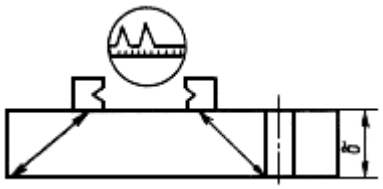


Рис. 1.11

Рис. 1.10. Зоны уверенного ультразвукового контроля заклепочных соединений (заштрихованные участки) при доступе с наружной поверхности стенки сосуда: а - соединения с одной накладкой (металл накладки и металл корпуса сосуда под накладкой в районе крайнего ряда заклепок); б - соединения с двумя накладками (металл наружной накладки и металл корпуса сосуда под накладкой в районе крайнего ряда заклепок); в - соединения внахлестку (металл наружного листа и металл внутреннего листа в районе крайнего внешнего ряда заклепок)

Рис. 1.11 Настройка скорости развертки для контроля накладок заклепочных соединений

Настройку скорости развертки дефектоскопа производят по отражению эхо-сигнала от образующей заклепочного отверстия или угла испытательного образца (рис.1.11), добиваясь расположения импульса отраженного сигнала на середине экрана.

Настройку контрольной чувствительности дефектоскопа осуществляют по испытательному образцу с "зарубкой" или "пропилом", выбираемыми в соответствии с контролируемой толщиной стенки сосуда по табл. 1.8.

Таблица 1.8

Схемы ультразвукового контроля заклепочных соединений и размеры отражателей

Толщина металла, мм	Рекомендуемая частота, МГц	Схема прозвучивания заклепочного шва		Величина контрольного отражателя, мм^2, $(h \cdot b)/2$
		накладки	обечайки	
10-19,5	2,5	Прямым лучом	Однажды отраженным лучом	2=(2·2)/2
20-50	2,5; 1,8	То же	То же	4,5=(3·3)/2

Угол уклона призмы для контроля металла в заклепочных соединениях выбирают в зависимости от толщины контролируемой накладки δ, радиуса головки заклепки R_2 и стрелы искателя:

$\frac{(R_2 + n)}{\delta}$	0,8	1,0	1,2	1,5	2,1	2,5
Угол наклона искателя, град.	30	35	40	45	50	53

При проверке правильности выбора угла наклона искателя по схеме, приведенной на рис. 1.12, расстояние от края искателя до головки заклепки, равное 2-3 мм, свидетельствует о правильном подборе угла наклона искателя.

Трещины вокруг заклепочных отверстий выявляют, перемещая искатель вокруг головки заклепки и поворачивая его влево и вправо на 15° от среднего положения. Трещины в "мостиках" между отверстиями накладки выявляют сканированием в различных направлениях между головками заклепок, как это показано на рис. 1.13.

В заклепочных соединениях с одной накладкой трещины чаще всего развиваются в "мостиках" крайнего ряда заклепок на поверхности со стороны накладки. Трещины в "мостиках" металла корпуса сосуда под накладками между заклепочными отверстиями ближайшего к кромке накладки ряда выявляют при контроле однажды отраженным лучом, призматической искательной головкой. Схема перемещения искателя показана на рис. 1.14. Угол наклона призмы искателя выбирают в зависимости от радиуса головки заклепки R_2, толщины обечайки δ, а также расстояния между кромкой накладки и осью первого ряда заклепочного шва l по соотношению $\frac{(l+R_2+n)}{2\delta}$ вместо $\frac{(R_2+n)}{\delta}$ в приведенном на с. 60 выводе. Соответствие толщины обечайки и испытательного образца проверяют измерением толщины обечайки у кромки накладки.

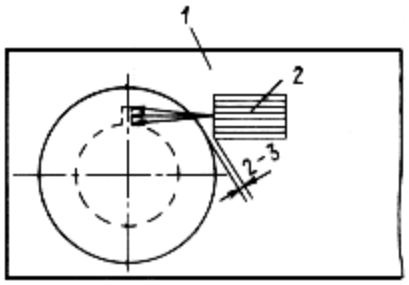


Рис. 1.12

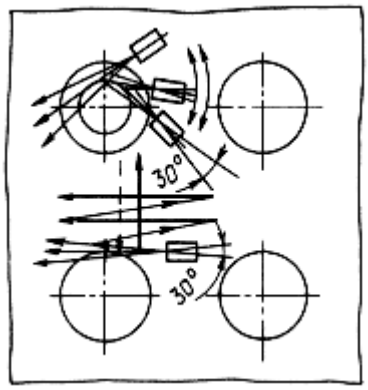


Рис. 1.13

Рис. 1.12. Рабочее положение искателя при контроле металла вокруг заклепки (на испытательном образце): 1 - испытательный образец; 2 - искатель

Рис. 1.13. Схема сканирования при ультразвуковом контроле накладок заклепочных соединений (стрелками показано направление перемещения искателя)

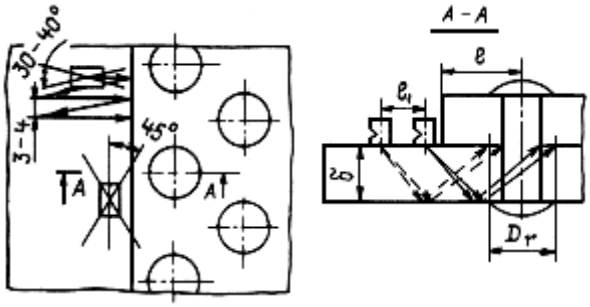


Рис. 1.14 Схема перемещения искателя при выявлении трещин в "мостиках" металла крайнего ряда заклепок корпуса сосуда (под накладками)

Правильность выбора угла наклона призмы контролируют по испытательному образцу согласно рис. 1.15. Настройку скорости развертки дефектоскопа для проверки крайнего ряда заклепок производят по эхо-сигналу однажды отраженным лучом от образующей поверхности заклепочного отверстия или угла испытательного образца (рис. 1.6) по методике, изложенной выше. Настройку контрольной чувствительности дефектоскопа выполняют по эхо-сигналу однажды отраженного луча от эталонной "зарубки" (пропила) (см. рис. 1.15). В соединениях с двумя накладками внутреннюю поверхность основного листа контролируют двукратно отраженным лучом.

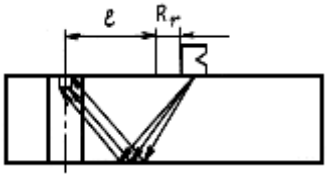


Рис. 1.15

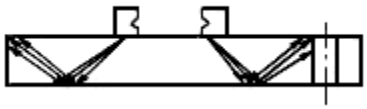


Рис. 1.16

Рис. 1.15. Проверка угла наклона искателя по испытательному образцу (настройка чувствительности)

Рис. 1.16. Настройка скорости развертки для проверки крайнего ряда заклепок обечайки

1.5.3. Оценка технического состояния заклепочных соединений

С появлением в рабочей зоне на экране дефектоскопа импульса, превышающего величину эхо-сигнала при контрольной чувствительности от "зарубки" (пропила), фиксируют его как дефект, предварительно проверив, не является ли он отражением от кромки заклепочного отверстия.

Характер дефекта, его конфигурацию и ориентацию уточняют, проверяя его под различными углами, поворачивая искатель, а также измеряют его условную высоту и условную протяженность (рис. 1.17, 1.18) при контрольной чувствительности. Если необходимо, то для уточнения дефектов (или их наличия) и их характеристики дополнительно применяют магнитопорошковую или цветную дефектоскопию.

Если дополнительным контролем или внешним осмотром в отверстиях выбитых заклепок подтверждаются выявленные дефекты, то удаляют футеровку в районе дефектной зоны и проверяют ультразвуком с внутренней стороны металл под накладкой. Следует помнить, что при наличии расслоений металла определение характеристик дефекта ультразвуковым контролем затруднено, в связи с чем определяют зону, не доступную для контроля из-за расслоения металла, и указывают ее в отчетном документе по результатам контроля.

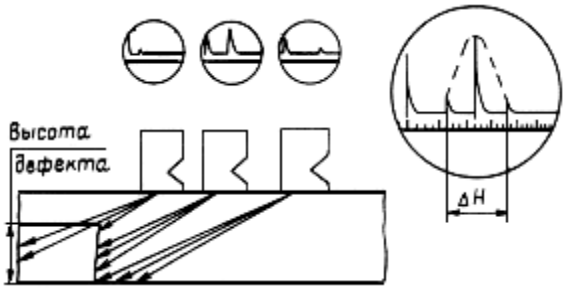


Рис. 1.17. Определение условной высоты дефекта

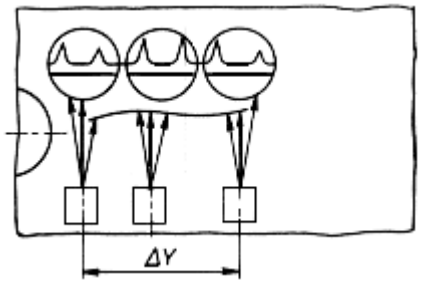


Рис. 1.18. Определение условной протяженности дефекта

1.6. Особенности технического освидетельствования некоторых видов сосудов, работающих под давлением

1.6.1. Техническое освидетельствование реакторов производства сероуглерода

Особенности конструкции и эксплуатации реакторов синтеза сероуглерода вызвали необходимость разработки специальной инструкции [86], предусматривающей проведение ультразвукового контроля качества стыковых сварных швов, выявление дефектов основного металла корпуса реактора и замера толщины стенки реакторов взамен их внутреннего осмотра, а также проведение пневматического испытания взамен гидравлического. Сварные соединения контролируют в объеме 100%. Замеры толщины стенок и контроль возможных дефектов основного металла производят в точках, расположенных по углам квадрата со стороной 100 мм. Проведение ультразвуковой дефектоскопии сварных швов и основного металла специализированной организацией предусматривается один раз в 4 года.

Перед ультразвуковым контролем реакторы останавливают, охлаждают до температуры окружающей среды. На наружную поверхность реакторов наносят схему (сетку) замеров толщины стенок с указанием номеров точек замеров. Поверхность металла в точках измерения и околошовную зону зачищают до металлического блеска.

Подготовку к контролю сварных швов и основного металла, а также настройку ультразвуковой аппаратуры производят в соответствии с инструкцией [85].

Толщину стенок замеряют прямой раздельно-совмещеной головкой. Качество сварных швов и отсутствие (наличие) дефектов в основном металле контролируют ультразвуковым дефектоскопом УДМ-1М или УДМ-3 с применением наклонных искателей с углом призмы 50-52°. Сварные соединения проверяют с наружной поверхности с двух сторон сварного шва на один проход

наклонными совмещенными искателями. Наличие дефектов в основном металле корпуса выявляют путем установки и поворота на 360° наклонных искателей в точках контроля и замера толщины согласно схеме. При этом фиксируют наличие отражателей и определяют их координаты и размеры (рис. 1.19). Схемы контроля и перемещения искателя приведены на рис. 1.20 и 1.21. Нижнюю (корневую) часть шва контролируют прямым лучом, верхнюю - однократно отраженным лучом.

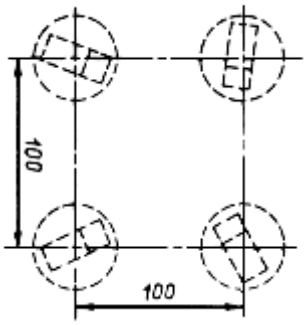


Рис. 1.19. Схема контроля основного металла корпуса реактора (в каждой точке искатель поворачивают на 360°)

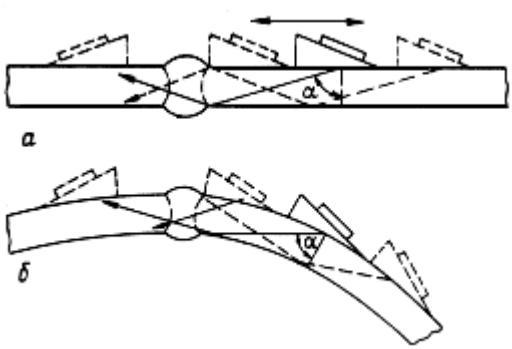


Рис. 1.20. Схема ультразвукового контроля сварных соединений реакторов:
а - кольцевых соединений; б - продольных соединений

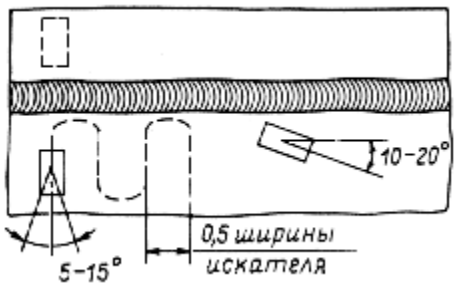


Рис. 1.21. Схема перемещения искателя при контроле сварного соединения

Призматический искатель плавно перемещают по поверхности реактора вдоль шва, совершая при этом возвратно-поступательное движение перпендикулярно оси шва со скоростью 20-30 мм/с и поворачивая его при этом в обе стороны на 5-15°. Для выявления поперечных трещин искатель

перемещают вдоль шва под углом 10-20° к оси шва.

Регистрации подлежат точечные дефекты, максимальная амплитуда сигнала от которых равна или больше 20 мм, а также протяженные дефекты, максимальная амплитуда отраженного сигнала от которых равна или более 10 мм (при предельной чувствительности контроля). У зафиксированных дефектов определяют координаты, амплитуду отраженного сигнала, условную протяженность дефекта или дефектной зоны. Определение перечисленных величин осуществляют при предельной чувствительности контроля.

Измерения толщины стенок в точках замера выполняют ультразвуковым толщиномером "Кварц-6" по шкале прибора с точностью до 0,2 мм. Оценку качества сварных соединений и основного металла производят в соответствии с требованиями правил [1], а также с нормами, приведенными ниже.

К недопустимым дефектам сварных швов и основного металла по результатам ультразвукового контроля относят:

точечные дефекты, амплитуда сигнала от которых равна или больше 20 мм, т. е. больше амплитуды сигнала от эталонного отражателя в образце;

протяженные дефекты, амплитуда сигналов от которых равна или больше 10 мм;

цепочки точечных дефектов, амплитуда сигналов от которых равна или более 10 мм при их суммарной протяженности более 1,5 толщины на участке шва, равном десятикратной толщине стенки.

В основном металле не допускаются протяженные дефекты с амплитудой сигнала более 10 мм. Пневматическое испытание максимальным рабочим давлением и оценку его результатов производят в порядке, изложенном на с. 70-74.

При положительных результатах контроля сварных швов и основного металла и положительных результатах пневматического испытания инспектор котлонадзора делает соответствующую запись в паспорте реактора о разрешении дальнейшей эксплуатации. К паспорту прикладывают заключение специализированной организации о результатах ультразвукового контроля и акт о пневматическом испытании.

1.6.2. Техническое освидетельствование теплообменников нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств

На предприятиях нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности около 35% технологического оборудования составляет теплообменная аппаратура (нагреватели, испарители, конденсаторы, холодильники). Наиболее распространенным в этой группе оборудованием являются теплообменники с выдвижными трубными системами (с плавающей головкой и U -образными трубками). В соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением", внутренний осмотр теплообменников, работающих с некоррозионными средами, проводится не реже одного раза в два года, а работающих с коррозионными средами, - не реже одного раза в год. Внутренний осмотр теплообменного аппарата связан с демонтажом трубного пучка, представляющим собой трудоемкую операцию. При ее выполнении в ряде случаев нарушалась герметичность вальцовочных соединений трубок с трубными досками, что приводило к дополнительным затратам на ремонт.

Опыт многолетней эксплуатации теплообменников на предприятиях отрасли показал, что корпуса их достаточно надежны, редко выходят из строя и имеют незначительный коррозионный износ. Наиболее подвержены коррозии трубные пучки (особенно в местах крепления трубок в трубных досках). Это связано с тем, что по трубному пучку движутся наиболее агрессивные и загрязненные среды (по сравнению с межтрубным пространством), а в местах крепления трубок в трубной доске создаются повышенные механические напряжения. Исследования Уфимского филиала ВНИИнефтемаша подтвердили высокую надежность корпусов теплообменников. По всем обследованным аппаратам за время работы 25570 ч ни одного отказа по корпусу не было отмечено.

В связи с этим особую актуальность приобретает установление рациональных сроков технического освидетельствования теплообменников, обеспечивающих при значительном снижении трудоемкости подготовки к освидетельствованию безопасную, безаварийную и надежную работу.

Для этого ВНИКТИнефтехимоборудования обследовал техническое состояние теплообменных аппаратов на шести предприятиях отрасли (с охватом самых представительных технологических процессов, большинства перерабатываемых нефтей, сред различной агрессивности, а также различных климатических условий эксплуатации). Обследование включало: наружный осмотр аппаратов, внутренний осмотр некоторых из них, анализ результатов технических освидетельствований инспекторами госгортехнадзора и службой технадзора предприятия, проведенных в течение всего срока эксплуатации, исследование структуры и механических свойств металла корпусов после различных сроков их эксплуатации. Обследованные аппараты по скорости коррозии в среде, находящейся в межтрубном пространстве, были разделены на две группы: со скоростью коррозии не более 0,1 мм/год (890 шт.) и со скоростью коррозии более 0,1 до 0,3 мм/год (48 шт.) включительно. Скорость коррозии аппаратов более 0,3 мм/год на обследованных теплообменниках не выявлена.

Обработка и анализ полученных данных показали, что по всем 938 теплообменникам со средней наработкой 11,2 года имелось девять случаев ремонта корпусов, вызванных износом в виде коррозионных язв глубиной 4 мм и более, и коррозии сварных швов в основном в нижней части корпуса в районе штуцеров. Эти случаи коррозионного износа не привели к вынужденной остановке аппарата и квалифицировались как потенциально возможный отказ. Из указанных случаев ремонта корпусов только два пришлись на аппараты со скоростью коррозии не более 0,1 мм/год.

Было установлено, что металл корпусов теплообменников, эксплуатирующихся длительное время (до 22 лет), работоспособен с точки зрения как микроструктуры, так и прочностных свойств. Микроструктура металла мелкозернистая, феррито-перлитная; балл зерна составляет 7-9; соотношение между ферритом и перлитом в норме, что соответствует нормальному состоянию малоуглеродистой стали; прочностные свойства исследуемого металла близки к нормативным.

Показатели надежности корпуса теплообменников определены вероятностно-статистической обработкой данных обследования 938 аппаратов. Изменение вероятности безотказной работы показано на рис. 1.22, а. При периоде эксплуатации $t = 12$ лет вероятность безотказной работы корпуса близка к единице $\left(P_{12} = 0{,}9952\right)$. Только после указанного срока заметно некоторое незначительное снижение надежности, поэтому при скорости коррозии корпуса не более 0,3 мм/год целесообразно установить срок работы аппарата до внутреннего осмотра не более 12 лет.

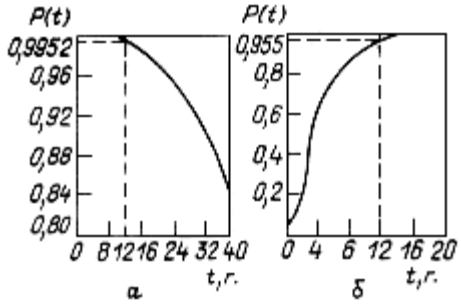


Рис. 1.22. Изменение вероятности: а - безотказной работы корпусов теплообменников; б - демонтажа трубных пучков теплообменников

Так как необходимость ремонта теплообменного аппарата в большинстве случаев связана с выходом из строя трубного пучка, проанализирована также периодичность его демонтажа для замены или ремонта и оценена возможность совмещения этой операции с внутренним осмотром корпуса. Результаты расчета, представленные на рис. 1.22, б, показывают, что вероятность демонтажа трубного пучка за 12 лет эксплуатации теплообменников составляет 0,955. Таким образом, при совмещении операции по демонтажу трубного пучка с внутренним осмотром корпуса вероятность того, что все аппараты пройдут техническое освидетельствование, весьма высока.

На основании выполненных исследований установлены следующие сроки проведения периодических технических освидетельствований эксплуатирующихся на предприятиях нефтеперерабатывающей промышленности теплообменных аппаратов с выдвижными трубными пучками (рабочее давление до 100 кгс/см^2) при скорости коррозии корпуса не более 0,3 мм/год:

администрация предприятия производит внутренний осмотр регистрируемых и нерегистрируемых в органах госгортехнадзора теплообменников после каждой выемки трубного пучка;

инспектор котлонадзора выполняет техническое освидетельствование (внутренний осмотр и гидравлическое испытание) регистрируемых теплообменников, работающих со средой, при которой скорость коррозии металла не превышает 0,1 мм/год, не реже одного раза в 12 лет, а при скорости коррозии 0,1-0,3 мм/год - не реже одного раза в 8 лет.

1.6.3. Техническое освидетельствование баллонов-сосудов

Условия эксплуатации баллонов-сосудов на предприятиях общего машиностроения характеризуются высокой стабильностью состава рабочей среды и инертностью ее по отношению к металлу сосуда. Исследования надежности и безопасности в эксплуатации баллонов-сосудов проводились на сосудах, бывших в эксплуатации 10-19 лет. Результаты исследования подтвердили неизменность механических свойств металла и циклическую долговечность сосуда. Исходя из этого, был установлен срок* технического освидетельствования стационарно установленных баллонов-сосудов емкостью от 100 до 400 л, работающих под давлением до 35 МПа (350 кгс/см^2) сжатого воздуха или азота с точкой росы ниже минус 35°С, замеренной при давлении 150 кгс/см^2,- через 30 лет с момента их установки.

* Решение Госгортехнадзора СССР от 19.04.1973 г., № 06-13-10а/494.

По истечении 30-летнего срока эксплуатации баллоны-сосуды подвергаются выборочному техническому освидетельствованию (внутреннему осмотру и гидравлическому испытанию) в количестве 2,5%, но не менее двух от общего числа баллонов-сосудов, присоединенных к одному коллектору и работающих в одинаковых условиях. Положительные результаты выборочного технического освидетельствования распространяются на всю партию (группу) баллонов, для которых устанавливается очередное техническое освидетельствование через 10 лет. Если результаты выборочного технического освидетельствования отрицательны, то вся (группа) партия баллонов-сосудов подлежит внутреннему осмотру и гидравлическому испытанию.

1.7. Дополнительные требования по проведению испытаний при техническом освидетельствовании сосудов и аппаратов блоков разделения воздуха

Расположенные внутри кожуха блока разделения воздуха сосуды и аппараты (в дальнейшем - сосуды) с рабочим давлением выше 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2) подлежат техническим освидетельствованиям в соответствии с правилами [1]. Однако проведение технического освидетельствования в том виде, как это изложено выше, связано со значительными трудностями. Поэтому, исходя из условий эксплуатации указанных сосудов, их конструктивного и материального исполнения, а также их размещения в кожухе, Минхимпром СССР утвердил инструкцию И 928-74 [77], которая является дополнением к правилам [1] в части требований к проведению периодических и досрочных испытаний при техническом освидетельствовании сосудов.

В соответствии с указанной инструкцией сосуды блоков разделения воздуха подлежат:

а) гидравлическому испытанию на прочность пробным давлением с предварительным внутренним осмотром в доступных местах - не реже одного раза в 8 лет, если они работают при переменном

режиме давления и температуры (регенераторы-вымораживатели и др.), а также другие сосуды, имеющие фланцевые соединения на корпусе и съемные внутренние устройства (адсорберы, фильтры и др.).

Регенераторы, изготовленные из углеродистых сталей, подвергают гидравлическому испытанию пробным давлением с предварительным внутренним осмотром не реже одного раза в два года;

б) пневматическому испытанию на прочность пробным давлением (взамен гидравлического испытания в связи с трудностью удаления влаги из сосудов и возникновением больших напряжений от веса воды в фундаментах и в самих сосудах, а также невозможности проведения внутренних осмотров по конструктивным особенностям) с внешним и внутренним осмотрами в доступных местах, если они работают в условиях стабильных температур и давлений (ректификационные колонны, конденсаторы, переохладители, подогреватели, азотные, кислородные и детандерные теплообменники и т. д.) - не реже одного раза в 8 лет;

в) пневматическому испытанию на плотность рабочим давлением периодически, не реже одного раза в 4 года, при полных отогревах без выемки изоляции и демонтажа трубопроводов.

Гидравлическое испытание на прочность пробным давлением в связи с трудностями удаления влаги, перегрузкой сосуда или фундамента или по конструктивным особенностям может быть заменено пневматическим испытанием тем же давлением по согласованию с местными органами госгортехнадзора.

Первичное техническое освидетельствование сосудов, находившихся в бездействии более одного года или более трех лет складской консервации, производят до монтажа в соответствии с требованиями правил [1]. Испытаниям сосудов на прочность (как гидравлическим, так и пневматическим) предшествуют полный отогрев блока, выемка изоляции из блока и отсоединение всех трубопроводов, обвязывающих испытываемый сосуд или группу сосудов в местах фланцевых соединений.

Для пневматического испытания применяют воздух с относительной влажностью при окружающей температуре не более 60%, с содержанием масла не более 10 мг/м ^{3} . Таким же требованиям должен отвечать воздух, применяемый для продувки и просушки сосудов после гидравлического испытания.

Вода, применяемая для гидравлических испытаний, должна удовлетворять требованиям к питьевой воде по ГОСТ 2874-82 [19].

Гидравлические испытания с предварительным внутренним осмотром сосудов производят в соответствии с требованиями правил [1, 4, 6]. После гидравлических испытаний сосуды тщательно сушат и продувают.

Пневматическим испытаниям на прочность предшествуют подготовительные работы. Производятся тщательный внешний и в доступных местах внутренний осмотры сосуда. Сосуд допускается к пневматическому испытанию на прочность на основании акта технического осмотра (составляется при исправном состоянии и положительном заключении по результатам осмотра), рабочей схемы и мероприятий по технике безопасности. Пневматическое испытание проводят для каждого сосуда отдельно. Группа сосудов, имеющих общую обвязку трубопроводов без разъемных соединений в составе высокого, среднего или низкого давления, может быть пневматически испытана на прочность пробным давлением совместно.

До начала пневматических испытаний на кожухе блока открывают и полностью снимают предохранительные мембраны для обеспечения свободного выхода возможных утечек воздуха из испытываемого сосуда. С этой же целью на кожухе блока снимают 2-3 люка со стороны наружной стены здания.

Если сосуды испытывают поочередно, все обвязывающие испытываемый сосуд трубопроводы отсоединяют, в том числе и импульсные линии после вентилей. На штуцерах сосуда устанавливают заглушки, а импульсные линии перекрывают своим вентилем. Заглушки должны соответствовать пробному давлению и иметь хвостовики.

Если испытывают несколько сосудов, входящих в систему одного рабочего давления, имеющих

общие обвязочные трубопроводы и арматуру, то их отсоединяют от системы сосудов более низкого давления имеющимися вентилями. При наличии фланцевых соединений на трубопроводах, соединяющих две системы разного рабочего давления, между фланцами устанавливают заглушки с хвостовиками. В этом случае сосуды и трубопроводы смежной системы соединяют с атмосферой через полностью открытые вентили, установленные на ней. Установленные на испытываемой системе импульсные трубки надежно перекрывают своими вентилями. Имеющийся на сосуде предохранительный клапан отсоединяют, а на фланце патрубка сосуда устанавливают заглушку.

Собирают схему пневматических испытаний в соответствии с принципиальной, приведенной на рис. 1.23. Аналогичная схема применяется и при испытании группы сосудов. Диаметр трубопровода 9 для аварийного сброса воздуха из испытываемого сосуда принимают не менее диаметра трубопровода 10, подводящего воздух в испытываемый сосуд, но не менее 20 мм. Условный проход запорного вентиля 8 на трубопроводе 9 принимают равным или больше диаметра трубопровода. На трубопроводе сжатого воздуха от источника давления устанавливают редукционный клапан 6, отрегулированный на испытательное давление, и запорный вентиль 7. Между редукционным клапаном 6 и запорным вентилем 7 устанавливают предохранительный клапан 4, отрегулированный на открытие при давлении на 2-3% больше испытательного давления (пробного). Предохранительный клапан, его установка и пропускная способность должны удовлетворять требованиям правил [1]. Измерение давления в сосуде производят по контрольному манометру 5 по ГОСТ 8625-77Е [26] класса точности 0,4-1. Контроль давления в трубопроводе подвода воздуха в сосуд осуществляют по проверенному рабочему манометру 11. Выбирая манометры, исходят из того, чтобы их шкала была больше в 1,2-1,5 раза испытательного давления, предел измерения которого должен находиться в средней трети шкалы.

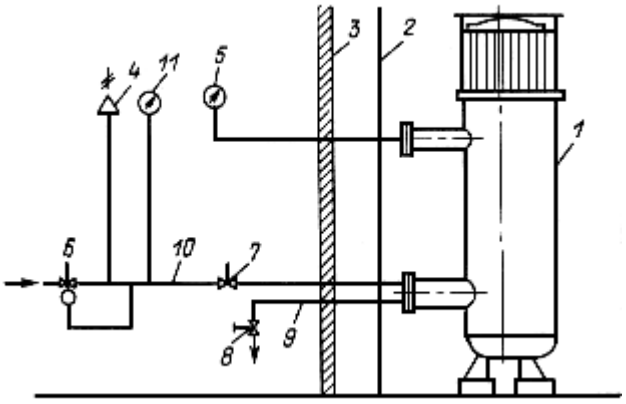


Рис. 1.23. Принципиальная схема пневматического испытания на прочность сосудов и аппаратов блока разделения воздуха: 1 - испытываемый сосуд; 2 - кожух блока разделения воздуха; 3 - стена зданий; 4 - предохранительный клапан; 5 - контрольный манометр; 6 - редукционный клапан; 7 - запорный вентиль подачи воздуха; 8 - запорный вентиль сброса воздуха; 9 - трубопровод сброса воздуха; 10 - трубопровод подачи воздуха; 11 - рабочий манометр

Обращают внимание на недопустимость установки между манометром и сосудом запорного органа. Все трубопроводы и арматура, используемые в схеме пневматического испытания, рассчитывают на давление, превышающее испытательное не менее чем на 50%. Для обеспечения безопасности во время испытаний запорную и регулирующую арматуру, предохранительный клапан и манометры выводят в безопасное место, доступное для обслуживания и наблюдения. На время нагружения сосуда пробным давлением не занятых в испытаниях людей удаляют из помещения в безопасное место.

Подъем давления в сосуде начинают путем медленного открытия запорного вентиля 7 на трубопроводе от источника давления. По манометру следят за плавным нарастанием давления. Для проверки плотности испытательной схемы и сосуда предусматривают несколько остановок при промежуточных и рабочих давлениях в соответствии с инструкцией предприятия по проведению испытания. Обязательные остановки предусматривают для сосудов:

с рабочим давлением выше 0,5 МПа (5 кгс/см^2) - при промежуточном давлении, равном половине рабочего;

с рабочим давлением выше 10 МПа (100 кгс/см^2) - через каждые 5 МПа (50 кгс/см^2).

Повышение давления производят в соответствии с графиком:

0-0,1 МПа (0-1 кгс/см^2)	15-20 мин
0,1-1,0 МПа (1-10 кгс/см^2)	60-90 мин
1,0-5,0 МПа (10-50 кгс/см^2)	80-90 мин
5,0-10,0 МПа (50-100 кгс/см^2)	30-40 мин

Плотность соединений при промежуточных и рабочем давлении проверяют галоидными течеискателями или обмазкой их мыльным раствором. В случае обнаружения неплотностей испытание прекращают, давление в сосуде плавно снижают до атмосферного, после чего устраняют причины утечек. При необходимости выполнения ремонтных работ для устранения утечек они должны выполняться в соответствии с требованиями правил [1]. Сведения о выявленных дефектных и выполненных работах по их устранению записывают в ремонтный журнал. После устранения выявленных дефектов и контроля качества выполненных при этом работ испытания проводят повторно.

Если при промежуточных и рабочем давлениях не будет обнаружено утечек и видимых деформаций, давление в сосуде плавно поднимают до пробного, величина которого определяется в соответствии с правилами [1]. Пробное давление в сосуде поддерживают постоянным с помощью вентиля 7 в течение 5 минут, после чего вентиль 7 закрывают и открывают вентиль 8 сброса давления воздуха из сосуда, которым регулируют плавное снижение давления в сосуде до рабочего.

Под рабочим давлением сосуд выдерживается не менее 3 часов до выравнивания температуры воздуха в сосуде с температурой окружающей среды. За это время проверяют плотность соединений и осматривают сосуд для выявления возможных видимых деформаций. Температуру воздуха в сосуде и окружающей среды контролируют специальными термопарами либо ртутными термометрами, устанавливаемыми в имеющиеся в сосуде гильзы или укрепленными на стенке сосуда. После выравнивания температуры воздуха в сосуде с температурой окружающей среды и при отсутствии течей и видимых деформаций устанавливают в сосуде давление, точно равное рабочему (по манометру 5). Затем отключают сосуд от источника давления и устанавливают заглушку между трубопроводом и запорным вентилем и наблюдают за падением давления. Величину падения давления определяют по формуле:

$$\Delta P = \frac{100}{\tau}\left(1 - \frac{P_к T_н}{P_н T_к}\right),$$

где ΔP - величина падения давления за один час, в % испытательного давления; $P_н$ - сумма манометрического и барометрического давления в начале испытания, МПа; $P_к$ - то же, в конце испытания, МПа; $T_н$ - абсолютная температура воздуха в сосуде в начале испытания, К; $T_к$ - то же в конце испытания, К; τ - продолжительность испытания, ч.

Продолжительность испытания (выдержка) при периодическом техническом освидетельствовании принимают равной 4 часам.

Сосуд признается выдержавшим пневматическое испытание на прочность и пригодным к

дальнейшей эксплуатации, если в нем не окажется признаков разрыва, не обнаружится пропуска воздуха через сварные или паяные швы, нет видимых остаточных деформаций после испытания и падение давления в нем за один час не превышает 0,1%.

Результаты испытания сосуда с указанием начальных и конечных температур и давлений, а также длительности испытаний заносят в ремонтный журнал и в специальный акт за подписью лиц, проводивших испытание. Результаты освидетельствования сосуда оформляют в соответствии с правилами [1].

Пневматические испытания сосудов блоков разделения воздуха рабочим давлением проводят для проверки плотности систем высокого, среднего или низкого давлений. Испытания проводят по инструкции, составленной в соответствии с ОСТ 26-04-538-79 [42], но без выемки изоляции и без демонтажа обвязывающих трубопроводов.

Сосуды считаются выдержавшими периодические испытания на плотность, если падение давления при испытании систем высокого, среднего или низкого давления находится в пределах, установленных ОСТ 26-04-538-79 для третьей тепловой опрессовки. Если падение давления превышает установленные нормы, то блок частично или полностью освобождают от изоляции, выявляют и устраняют утечки в трубопроводах, арматуре, сосудах. В том случае, когда выявлены утечки через сварные или паяные соединения или через трещины в корпусе сосуда, производят его ремонт с соблюдением правил [1] с последующим испытанием на прочность и плотность в составе той системы (высокого, среднего или низкого давления), в которую он входит.

1.8. Внутризаводской технический надзор

Оперативный контроль за соблюдением установленных правилами, нормами и инструкциями требований обеспечения безопасных условий труда при эксплуатации оборудований повышенной опасности (к ним относятся и объекты котлонадзора), а также профилактические работы по предупреждению их аварий и несчастных случаев с обслуживающим персоналом на предприятиях и в организациях осуществляют службы технического надзора.

Функции технического надзора на предприятии (в организации) в зависимости от количества объектов котлонадзора, их специфики, сложности и рабочих параметров выполняются отделом технического надзора, бюро технического надзора, отдельным специалистом или специалистом, выполняющим одновременно и другие обязанности. Число специалистов, осуществляющих технический надзор, определяют из расчета времени, необходимого для своевременного и качественного выполнения обязанностей, возложенных на них должностным положением (инструкцией).

Организация технического надзора на предприятии определяется приказом, в котором устанавливается порядок осуществления технического надзора. Назначаются специалисты, ответственные за исправное состояние и безопасное действие объектов котлонадзора, ответственные за безопасное ведение работ, за применение системы ключ-марка. Назначаются комиссии по аттестации персонала и по проверке знаний правил, норм и инструкций по технике безопасности руководящими работниками и специалистами, распределяются объекты между службами главного энергетика и главного механика. Приказом определяется также создание службы технического надзора и ее подчиненность.

Специалисты, ответственные по надзору за техническим состоянием и эксплуатацией объектов котлонадзора, ответственные за исправное состояние и безопасное действие указанного оборудования, а также занятые его эксплуатацией до возложения на них обязанностей по обеспечению безопасных условий труда при работе паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, и трубопроводов пара и горячей воды, должны в установленном порядке пройти проверку знаний правил, норм и инструкций по технике безопасности.

Для обеспечения содержания в исправном состоянии и безопасных условий эксплуатации объектов котлонадзора на предприятии (в организации) необходимо:

произвести назначение обслуживающего персонала, обученного и имеющего удостоверение на

право обслуживания оборудования;

установить порядок, обеспечивающий обслуживающему персоналу ведение тщательного наблюдения за порученным ему оборудованием, его осмотр, проверку действия арматуры, контрольно-измерительных приборов и приборов безопасности, поддержание оборудования в исправном состоянии, ведение необходимой документации;

создать условия для проведения технического обслуживания, планово-предупредительных ремонтов и технических освидетельствований в установленные сроки;

обеспечить соблюдение установленного типовым положением [94] порядка и сроков проверки знаний руководителей и специалистов;

организовать периодическую проверку знаний персоналом инструкций по режиму работы и безопасному обслуживанию сосудов, инструкций по эксплуатации котлов и трубопроводов пара и горячей воды, а также периодический инструктаж по технике безопасности;

снабдить специалистов правилами и руководящими указаниями по безопасной эксплуатации объектов котлонадзора, а инструкциями - обслуживающий персонал;

обеспечить выполнение руководителями и специалистами требований правил, а обслуживающим персоналом - инструкций.

Руководство предприятия обязано организовать обследование условий эксплуатации объектов котлонадзора специалистами инженерных служб не реже одного раза в год с последующим уведомлением инспектора котлонадзора о результатах проверки и принятых мерах по устранению выявленных нарушений.

Служба технического надзора:

планирует работу по контролю за соблюдением правил безопасности и профилактике их нарушений, проверяет соблюдение требований правил по котлонадзору на действующих, строящихся, реконструируемых и ремонтируемых объектах котлонадзора (паровых и водогрейных котлах, сосудах, работающих под давлением, трубопроводах пара и горячей воды);

проверяет достаточность материальной базы для подготовки на производстве персонала, обслуживающего объекты котлонадзора, принимает меры по ее развитию и совершенствованию;

следит за организацией учебного процесса (подбор преподавателей, контингента обучаемых и др.);

проверяет соблюдение порядка допуска персонала к самостоятельной работе по обслуживанию объектов котлонадзора;

следит за обеспечением персонала производственными и должностными инструкциями, за организацией и проведением противоаварийных тренировок персонала, за своевременным проведением периодических проверок знаний специалистов и персонала.

На службу технического надзора предприятия возлагается:

учет (регистрация) всего оборудования, на которое распространяются правила котлонадзора независимо от того, регистрируется оно в органах госгортехнадзора или нет;

проведение в соответствии с требованиями правил безопасности технических освидетельствований паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, а также трубопроводов пара и горячей воды и участие в технических освидетельствованиях, проводимых инспектором котлонадзора оборудования, зарегистрированного в органах госгортехнадзора;

контроль за соблюдением требований при эксплуатации объектов котлонадзора и за их техническим состоянием (периодическое обследование цехов и отделов);

контроль за своевременностью и полнотой проведения технического обслуживания, планово-

предупредительных ремонтов, технического диагностирования (в том числе экспертных, для оборудования, отработавшего установленный срок) объектов котлонадзора и соблюдение правил безопасности при выполнении этих работ.

Специалисты по надзору обязаны принять меры по устранению выявленных нарушений правил безопасности и инструкций по эксплуатации оборудования, а в случаях, предусмотренных правилами, когда дальнейшая эксплуатация его представляет угрозу аварии и безопасности персоналу, - по выводу оборудования из работы.

По результатам обследований работники надзора выдают обязательные для руководителей цехов и отделов предписания. В обследованиях условий безопасной эксплуатации объектов котлонадзора на предприятии (в организации), проводимых инспекторами котлонадзора, принимают участие также представители технического надзора предприятия. Кроме того, они осуществляют контроль за устранением нарушений правил безопасности, выявленных как инспектором котлонадзора, так и инспекторами надзора данного предприятия, а также осуществляют контроль за своевременным выполнением предложений по актам расследования аварий и несчастных случаев, противоаварийных указаний Госгортехнадзора России, министерства (ведомства), которому подчинено предприятие. Служба технического надзора на предприятии разрабатывает мероприятия по повышению надежности и безопасности объектов котлонадзора, ставит перед руководством предприятия вопросы проведения специального обследования оборудования, отработавшего установленный ресурс, или его замены.

Важной работой на предприятии является пропаганда правил безопасности и опыта работы передовиков производства без аварий и травм. В работе технического надзора предприятия (организации) осуществляется постоянная деловая связь с местным органом госгортехнадзора. Работники службы технического надзора на предприятиях имеют право:

посещать в любое время суток участки, где эксплуатируются и ремонтируются паровые и водогрейные котлы, сосуды, работающие под давлением, трубопроводы пара и горячей воды, проверять их состояние, условия эксплуатации, соблюдение правил безопасности руководящими работниками, специалистами и обслуживающим персоналом;

принудительно останавливать работу котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов при наличии неисправностей, могущих вызвать аварию;

требовать от лиц, ответственных за исправное состояние, ремонт и безопасную эксплуатацию объектов, предъявления (для проверки) документов по вопросам, связанным с безопасной и безаварийной работой котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды;

выдавать обязательные для администрации цехов и отделов предписания и устанавливать сроки устранения выявленных нарушений;

давать предложения администрации предприятия об отстранении от обслуживания объектов котлонадзора необученных и неаттестованных лиц, а также лиц, нарушающих инструкции по безопасной эксплуатации объектов;

давать предложения о наказании виновных в нарушениях действующих правил и инструкций и других нормативных документов.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию объектов котлонадзора возлагается приказом по предприятию на руководителя подразделения или специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий это оборудование. Номер и дату приказа о назначении ответственного работника записывают в паспорт котла, сосуда или трубопровода. На время отпусков, командировок, болезней или других случаев отсутствия ответственного работника выполнение его обязанностей возлагается приказом на другого специалиста или руководителя, прошедшего проверку знания правил, норм и инструкций в установленном порядке.

На специалиста, ответственного за исправное состояние и безопасное действие объектов котлонадзора, возлагается обеспечение:

содержания оборудования в исправном состоянии и обслуживания его персоналом, обученным и

аттестованным в установленном порядке;

выполнения обслуживающим персоналом инструкций по режиму работы и безопасному обслуживанию сосудов и инструкций по эксплуатации котлов;

проведения своевременного технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов;

подготовки оборудования к техническому освидетельствованию;

разработки, своевременного внесения изменений и периодического пересмотра инструкций обслуживающему персоналу и выдачи ему этих инструкций на руки;

периодической проверки знаний персонала.

В обязанности ответственного за исправное состояние и безопасное действие объектов котлонадзора также входит:

осмотр оборудования в рабочем состоянии с установленной руководством предприятия периодичностью;

ежедневная проверка записей персонала в сменном журнале с росписью в нем;

проведение работы с персоналом по повышению его квалификации;

участие в техническом освидетельствовании оборудования;

хранение паспортов на оборудование и инструкций заводов-изготовителей по его монтажу и эксплуатации;

учет наработки оборудования (в циклах, часах и др.).

2. КОНТРОЛЬ НАДЕЖНОСТИ МЕТАЛЛА И СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕМЕНТОВ КОТЛОВ И ТРУБОПРОВОДОВ ПАРА И ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ

2.1. Организация контроля металла паровых и водогрейных котлов и трубопроводов пара и горячей воды

Паровые и водогрейные котлы, пароперегреватели, экономайзеры, трубопроводы пара и горячей воды и сосуды, работающие под давлением, представляют собой объекты повышенной опасности. Разрушение их в процессе эксплуатации может быть связано с большим материальным ущербом и другими тяжелыми последствиями. Поэтому их конструкции, материалы и способы изготовления регламентированы правилами по котлам [2] и правилами по трубопроводам [3]. Этими правилами определены марки стали, металлов и сплавов, стандарты на полуфабрикаты (трубы, листы, поковки, отливки и др.), допускаемые для изготовления элементов объектов котлонадзора, работающих под давлением.

Изготовление, монтаж и ремонт котлов, пароперегревателей, экономайзеров, трубопроводов и их элементов должны производиться специализированными предприятиями или организациями, располагающими техническими средствами, необходимыми для качественного выполнения работ. Эти предприятия и организации должны иметь лицензии органов госгортехнадзора на изготовление, монтаж и ремонт такого оборудования. Изготовление, монтаж и ремонт должны выполняться в полном соответствии с требованиями упомянутых выше правил, государственных стандартов или технических условий. Технологические процессы должны быть разработаны до начала работ.

Перед началом работ должен осуществляться входной контроль основных и сварочных материалов в соответствии с ГОСТ 24297-87 [40].

Все полуфабрикаты - трубы, лист и др. - не должны иметь на внутренней и наружной поверхностях грязи, масла, ржавчины и окалины. Материалы и полуфабрикаты должны строго соответствовать указанным на чертежах и отвечать требованиям правил по сосудам [1], по котлам [2] или правил по трубопроводам [3] соответственно.

Для изготовления и ремонта объектов котлонадзора должны применяться материалы, способные деформироваться без образования трещин в холодном и горячем состояниях (в процессе изготовления элементов конструкций), обладающие хорошей свариваемостью и обрабатываемостью резанием, высокими прочностными и пластическими свойствами, которые сохранялись бы на протяжении всего срока службы и обеспечили бы надежную эксплуатацию.

Свойства материалов и полуфабрикатов и их качество должны удовлетворять требованиям стандартов и технических условий на поставку. На них должны быть сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие их соответствие требованиям стандартов и технических условий. В сертификатах указывают способ производства, режим термической обработки, химический состав, механические свойства, результаты технологических испытаний, исследований структуры металла и объемы и методы дефектоскопического контроля. Комплекс характеристик металла, приводимых в сертификате, определяется стандартом или техническими условиями на поставку. Если сертификат отсутствует, то все необходимые испытания должны быть проведены на заводе - изготовителе объектов котлонадзора.

Материалы, идущие на изготовление котлов, их элементов и трубопроводов, указываются в заводских чертежах. Всякие изменения в проекте, необходимость в которых может возникнуть в процессе монтажа, ремонта или эксплуатации, а также при модернизации или реконструкции, должны быть согласованы с автором проекта. Для котлов, приобретаемых за границей, согласование должно быть проведено со специализированной научно-исследовательской или экспертной организацией. Копия согласующего документа должна быть приложена к паспорту.

Для ремонта котлов, пароперегревателей, экономайзеров и трубопроводов, работающих под давлением, должны применяться только те материалы, которые перечислены в приложениях к правилам [1, 2, 3], где для каждого полуфабриката и материала приведены предельные значения температуры и давления, при которых допускается их применение.

Применение других полуфабрикатов, не указанных в упомянутых выше правилах, допускается при положительном заключении специализированной научно-исследовательской или экспертной организации, если требования нормативно-технических документов к этим полуфабрикатам не ниже тех, которые приведены в правилах.

Вопрос о необходимости применения новых материалов или о расширении области применения традиционных материалов может подниматься в том случае, если в результате этого улучшаются технико-экономические показатели работы оборудования или повышается его надежность, но не в связи с трудностями поставки требуемых материалов или полуфабрикатов.

Если правила по котлам или трубопроводам требуют гарантии свойств металла или полуфабриката, не предусмотренных стандартом или техническими условиями, то соответствующие испытания должен выполнять завод - изготовитель оборудования. Он же принимает меры к их безусловному обеспечению (например, проводит повторную термическую обработку).

Котлы и их элементы, а также полуфабрикаты, сварочные и присадочные материалы, применяемые при изготовлении, монтаже и ремонте и приобретаемые за границей, должны удовлетворять требованиям правил [1, 2, 3]. Организация-заказчик перед заключением контракта на поставку котла, сосуда или трубопровода, а также их элементов, полуфабрикатов, сварочных и присадочных материалов из-за границы должна разработать и согласовать с органом сертификации Госгортехнадзора России техническое задание на приобретаемый объект.

Для получения сертификата соответствия на приобретаемый объект (котел, трубопровод, сосуд или их элементы и полуфабрикаты) фирма-изготовитель или заказчик должны представить в орган сертификации соответствующую техническую документацию на русском языке.

Без сертификата соответствия России контракт на приобретение котла, сосуда или трубопровода, а также их элементов и полуфабрикатов не должен быть подписан.

Соответствие зарубежных материалов отечественным, отвечающим требованиям правил [1, 2, 3], также должно быть подтверждено специализированной научно-исследовательской или экспертной организацией. Простое сопоставление прочностных характеристик и химического состава может привести к серьезным ошибкам. Различия в способе производства, термической обработке и даже кажущиеся незначительными отклонения в составе и свойствах при неблагоприятных обстоятельствах могут привести к тяжелым последствиям.

Ответственность за обеспечение содержания и ремонта объектов котлонадзора в соответствии с требованиями правил возлагается на администрацию предприятий - владельцев оборудования. Администрация предприятия обязана назначить требуемое для надежной эксплуатации число инженерно-технических работников и обслуживающего персонала.

Паровые котлы, пароперегреватели и экономайзеры с рабочим давлением более 0,07 МПа (0,7 кгс/см ^{2}) и водогрейные котлы с температурой воды выше 115°С должны быть зарегистрированы в местных органах госгортехнадзора. Регистрации не подлежат котлы, у которых $(t-100)V \le 5$, где t - температура насыщенного пара при рабочем давлении, °С; V - водяной объем котла, м ^{3} .

Паровой котел должен иметь паспорт установленной формы (приложение 6 к правилам по котлам [2]), содержащий результаты исследований качества материала и сварных соединений. Объем и методы контроля основного металла и сварных соединений, а также расчет на прочность должны соответствовать требованиям правил по котлам [2]. К паспорту котла должна быть приложена инструкция по монтажу и эксплуатации, содержащая требования к ремонту и контролю металла при монтаже и эксплуатации в период расчетного срока службы, а также расчет на прочность.

При регистрации котла предприятие-владелец предъявляет в местный орган госгортехнадзора удостоверение о качестве монтажа. В нем должна содержаться достаточно полная информация о материалах, примененных монтажной организацией в дополнение к материалам, указанным в паспорте котла. В удостоверении о качестве монтажа приводятся сведения о сварке (виды сварки, тип и марка электродов), фамилии сварщиков и номера их удостоверений, а также результаты испытаний контрольных стыков или образцов. Там же должны быть сведения о положительных результатах прогонки шарами трубной системы и о промывке котла, пароперегревателя и экономайзера. Если элементы котла должны согласно проекту эксплуатироваться при температуре стенки выше 450°С, то требуются сведения о стилоскопировании на содержание легирующих элементов. В удостоверении о качестве монтажа должно быть представлено общее заключение о соответствии произведенных монтажных работ требованиям правил по котлам [2], проекту, техническим условиям, инструкции по монтажу и пригодности к эксплуатации при проектных параметрах.

Котел, пароперегреватель или экономайзер перед пуском в работу или периодически в процессе эксплуатации и в необходимых случаях досрочно подвергаются техническому освидетельствованию, которое включает наружный и внутренний осмотры и гидравлическое испытание. Задачей технического освидетельствования является выявление дефектов, снижающих прочность котла, пароперегревателя или экономайзера. При обнаружении таких дефектов должны быть приняты меры по их устранению путем ремонта.

Если выявлены дефекты, при которых возможна лишь временная эксплуатация, то лицо, производившее освидетельствование, может разрешить работу котла с сокращением сроков до очередного освидетельствования.

Если обнаружены дефекты, снижающие прочность элементов котла (утонение стенок, износ связей и т.п.), то до замены изношенных элементов дальнейшая эксплуатация может быть разрешена при пониженных давлении и температуре. Такая возможность должна быть подтверждена расчетом на прочность.

Если обнаружены дефекты, свидетельствующие об аварийном состоянии котла или вызывающие серьезные опасения в его прочности, то дальнейшая эксплуатация котла запрещается.

В настоящее время в России эксплуатируются десятки тысяч малых паровых и водогрейных котлов, обеспечивающих коммунальные и технологические нужды в паре и горячей воде. Состав этого тепломеханического оборудования разнороден как по конструкции и технологическим

особенностям, так и по ресурсу наработки, факторам безопасности и надежности и другим показателям. Более 80% малых котельных установок, произведенных до начала 70-х годов, эксплуатируются в настоящее время за пределами проектного эксплуатационного ресурса. Значительной проблемой для указанного оборудования остается качество эксплуатации.

В этих условиях надежность работы целиком определяется своевременной и эффективной реализацией мер по проведению технической диагностики и последующими ремонтными и наладочными работами. Однако до настоящего времени не было отработано единого методического и инженерного подхода к задачам диагностирования и проблеме обоснованного продления ресурса надежной эксплуатации.

Наконец, по многим модификациям малых котлов отсутствуют инструктивные материалы, регламентирующие необходимый объем и сроки контроля состояния металла в период расчетного срока службы.

Эти пробелы устраняются в "Положении о системе технического диагностирования паровых и водогрейных котлов промышленной энергетики" [96], разработанном коллективом авторов (Госгортехнадзор России, АОЗТ ДИЭКС НПО ЦКТИ, ВНИИАМ, НПО ЦНИИТмаш, котлостроительные заводы и другие предприятия). Положение распространяется на паровые котлы с давлением свыше 0,07 МПа до 4,0 МПа и водогрейные котлы с температурой нагрева воды выше 115°С. Основой этого документа является принцип обеспечения безопасности при оценке технического состояния котлов по наиболее нагруженным, работающим в самых тяжелых и сложных условиях, потенциально опасным элементам конструкции или ее участкам. Выбор потенциально опасных участков осуществляется на основе информации о конструктивных особенностях котлов, условиях их эксплуатации и статистических данных по их повреждаемости. На этой базе Положением [96] устанавливаются периодичность, методы и объем контроля технического состояния котлов, а также нормы оценки предельного состояния по различным диагностическим параметрам.

Базой для проведения диагностических работ в Положении [96] является алгоритм оценки технического состояния котлов, структура которого рассчитана как на период расчетного срока службы, так и за его пределом и включает содержание и последовательность необходимых этапов работ для установления возможности и условий безопасной эксплуатации.

Содержание этапов работ по оценке технического состояния котлов изложено в соответствующих разделах Положения [96]: анализ конструктивных особенностей, технологии изготовления и условий эксплуатации котлов (разд. 4); натурное обследование котлов (разд. 5), куда входят применение комплекса неразрушающих методов контроля; исследование состояния и свойств металла (разд. 6) и, наконец, поверочный расчет на прочность и оценка остаточного ресурса (разд. 7).

В разделе 8 приведены нормы оценки технического состояния по результатам технического диагностирования применительно к геометрическим размерам, механическим свойствам и дефектам основного металла, сварных, вальцовочных и заклепочных соединений.

В заключительном разделе 9 общей части Положения [96] изложены требования к оформлению результатов технического диагностирования и прогноза о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации котлов.

Анализ фактического состояния длительно эксплуатирующегося котельного оборудования приведен в приложении к [96]. Котлы разделены на группы А и Б, первая из которых представляет оборудование со сроками эксплуатации в пределах от 20 до 40 лет, вторая - более 40 лет. Для каждой группы приведены критические нормативы по состоянию конструктивных элементов, свойствам и структуре металла, результатам гидравлического испытания. Регламентируется порядок действий при отклонении от предельных состояний и назначении последующих объемов диагностирования и ремонта, а также условий дальнейшей эксплуатации.

Практические аспекты технического диагностирования различных типов котлов также рассмотрены в приложении к [96] - здесь приведены программы технического диагностирования наиболее распространенных типов котлов отечественного производства - МЗК, Е1/9, ПКН, ПТВМ, ДКВ, ДКВР и др. в пределах расчетного срока и после его исчерпания. В соответствии с принятым в основном тексте Положения [96] подходом рассмотрены потенциально опасные участки конструкции котлов на схемах с указанием требуемых методов, объемов и критериальных оценок результатов технического диагностирования. Даются рекомендации по оформлению результатов диагностирования и

подготовке заключения о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации котлов.

В целом Положение [96] призвано оказать помощь эксплуатационному персоналу промышленных котельных, монтажным, ремонтным и диагностическим предприятиям и организациям в обеспечении надежной и длительной эксплуатации котельного оборудования на основе эффективного решения вопросов технического диагностирования.

В результате технического диагностирования из-за естественного износа элементов котла или после аварии часто возникает необходимость в ремонте его элементов, работающих под давлением. К паспорту котла согласно требованиям правил по котлам [2] должна прилагаться инструкция по монтажу и эксплуатации, содержащая требования к ремонту и контролю металла при монтаже и эксплуатации в период расчетного срока службы.

По поручению Госгортехнадзора России АОЗТ ДИЭКС совместно с котлостроительными заводами разработало РД 10-69-94 [66] с целью унификации требований к технологии и организации ремонтных работ котлов в пределах расчетного срока службы, за его пределами, а также в тех случаях, когда в инструкциях по эксплуатации отсутствуют четкие рекомендации по ремонту.

Технические условия, рассматриваемые в РД 10-69-94 (далее - ТУ), распространяются на типовые операции по ремонту элементов паровых котлов, котлов-утилизаторов (в том числе газо- и жаротрубных) и энерготехнологических агрегатов, работающих под давлением пара от 0,07 до 4,0 МПа, и водогрейных котлов с температурой воды свыше 115°С, используемых в промышленной энергетике и отопительных котельных. Они определяют необходимый объем, принципиальную технологию и организацию ремонтных работ.

Только при своевременном, полном и качественном проведении ремонтов можно обеспечить надежную эксплуатацию.

Организация проведения ремонтных работ возлагается на владельца котла. Сами работы и сдача котла после ремонта владельцу должны осуществляться специализированным предприятием, для которого такой род деятельности предусмотрен уставом. Предприятие должно обладать требуемым оборудованием и материалами, нормативно-технической документацией на ремонтные операции и контроль их результатов, а также специалистами, аттестованными в установленном порядке. Вместе с тем оно должно иметь лицензию на проведение работ от регионального органа госгортехнадзора.

До начала ремонтных работ по каждому котлу требуется составить акт о его состоянии до ремонта, проект организации работ и технологические указания по выполнению сварочных работ, спецификацию на необходимое оборудование, запасные элементы, инструмент, оснастку и такелажные приспособления.

Специалисты по ремонту котлов должны пройти проверку знаний правил по котлам [2], ТУ и нормативно-технической документации, регламентирующей качество выполнения работ и их контроль в порядке, установленном Госгортехнадзором России.

К сварочным работам, включая прихватки и наплавки, допускаются только сварщики, аттестованные согласно "Правилам аттестации сварщиков" [5], утвержденным Госгортехнадзором России, и имеющие удостоверение сварщика установленного образца. Технология сварки должна быть аттестована в соответствии с требованиями правил по котлам [2].

Процедура аттестации технологии сварки относительно нова. Ранее действовавшими до 1993 г. правилами по котлам она не предусматривалась. Введение аттестации технологического процесса сварки приближает подход к обеспечению надежности сварных соединений котлов к существующему в мировой практике и уже использовавшемуся у нас в атомной энергетике. Наряду с аттестацией технологического процесса правила по котлам [2] в редакции 1993 г. существенно сокращают объем механических и металлографических исследований на материале контрольных сварных соединений при изготовлении, монтаже и ремонте.

Аттестация технологии сварки подразделяется на исследовательскую и производственную. Исследовательская осуществляется разработчиком или по его поручению при подготовке к внедрению новой, ранее не аттестованной технологии сварки. Производственная аттестация производится каждым предприятием, выполняющим сварочные работы на котлах, подпадающих под действие правил [2], на основании рекомендаций, выданных по результатам исследовательской

аттестации.

Исследовательская аттестация технологии сварки проводится для определения механических свойств сварных соединений, их стабильности, коррозионной стойкости в рабочих средах и отсутствия недопустимых дефектов. Разрешение на применение новой предлагаемой технологии в производстве выдается Госгортехнадзором России на основании заключения специализированной научно-исследовательской организации.

Производственная аттестация осуществляется каждым предприятием до начала ее применения. Она должна подтвердить соответствие сварных соединений, выполненных по аттестуемой технологии в конкретных условиях данного производства, требованиям правил по котлам [2] и научно-технической документации. Производственная аттестация проводится в соответствии с программой, разработанной предприятием. Для ее выполнения на предприятии организуется аттестационная комиссия. Программа утверждается председателем аттестационной комиссии. Разрешение на применение аттестуемого технологического процесса сварки на данном предприятии выдается органами госгортехнадзора на основании заключения специализированной научно-исследовательской организации.

Специалисты по неразрушающему контролю также должны быть аттестованы. К ремонтным работам допускаются слесари не ниже четвертого квалификационного разряда, имеющие практические навыки по ремонту котлов.

Согласно требованиям ТУ, необходимо заранее до начала ремонта изготовить и иметь в наличии запасные части по требуемой номенклатуре (трубы, фланцы, заготовки заплат, устанавливаемых вместо удаляемых отдулин в барабанах и т.д.). Материалы запасных частей должны соответствовать перечню, приведенному в приложении 7 к правилам по котлам [2]. На них должны быть сертификаты, а сами материалы должны иметь маркировку. При отсутствии сертификатов или маркировки следует провести необходимый объем испытаний, который подтвердил бы их соответствие требованиям правил по котлам [2].

Для сварки и наплавки необходимо применять только те электроды, которые перечислены в приложении к ТУ.

Перед началом ремонтных работ котел должен быть выведен из эксплуатации, охлажден, дренирован и отглушен заглушками от других действующих котлов. Поверхности элементов котлов, подлежащие ремонту, должны быть очищены от загрязнений и ржавчины. Тепловая изоляция, обмуровка, внутренние устройства в барабанах, затрудняющие доступ к местам ремонта, должны быть удалены.

ТУ регламентируют принципиальную технологию ремонта при типовых повреждениях элементов котлов - их барабанов, коллекторов, корпусов, камер и жаровых труб водотрубных и жаротрубных котлов. В частности, подробно рассмотрены удаления отдулин, сварка заплат, подварка мест глубоких коррозионных поражений, замена штуцеров, бандажирование штуцеров втулками, замена труб поверхностей нагрева и их рихтовка при нарушении ранжира. Особое внимание уделено ремонтной сварке и наплавке, а также ремонту вальцовочных соединений. Сообщаются допуски на отклонения от номинальных размеров при ремонтных операциях. Даны рекомендации по глушению части труб поверхностей нагрева. Специальный раздел посвящен ремонту заклепочных соединений.

После проведения ремонтных операций необходимо выполнить контроль их качества. В ТУ сообщаются нормы оценки качества при визуальном контроле, контроле геометрических размеров, магнитопорошковом, ультразвуковом и рентгеновском контроле сварных соединений, а также нормы оценки качества вальцовочных и заклепочных соединений.

После осмотра и контроля в случае отсутствия дефектов проводится гидравлическое испытание. Качество выполненных ремонтных работ должно быть подтверждено организацией, которая выполняла эти работы. Для этого предложены соответствующие формы и объем отчетной технической документации. В ТУ имеется раздел, в котором изложены требования к технике безопасности при проведении ремонтных работ на котлах. Они завершаются описанием регламента пуска котла в эксплуатацию после ремонта.

С целью повышения надежности эксплуатации котлов и трубопроводов на тепловых электростанциях введены инструкции, регламентирующие сроки, объемы, методы контроля металла

энергетического оборудования, а также браковочные нормы по дефектам и свойствам. К ним относятся: РД 34.17.401-88 [57], РД 34.17.421-92 [61] и ряд других нормативных документов.

Данные положения и инструкции применялись и используются не только на электростанциях Минэнерго СССР, а теперь РАО России, но и на электростанциях предприятий черной и цветной металлургии, бумажной, нефтехимической промышленности и других отраслей, где эксплуатируется аналогичное оборудование.

2.2. Входной контроль металла теплоэнергетических установок с давлением 9 МПа и выше

Объем и методы входного контроля металла деталей и узлов, получаемого на электростанции от заводов-изготовителей, а также принимаемого от монтажных и ремонтных организаций, определяются РД 34.17.401-88 [57]. Входной контроль должен производиться на монтажной площадке до начала монтажа оборудования. В исключительных случаях такой контроль допускается производить в период монтажа оборудования. Но на это необходимо получить согласие монтажной организации.

Входному контролю должен подвергаться металл вновь вводимых энергоблоков и теплоэнергетических установок электростанций. Он обязателен также для новых узлов и деталей, используемых при ремонте.

При входном контроле стремятся установить соответствие качества основного металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов требованиям технических условий, проекта, правил по котлам [2] и правил по трубопроводам [3]. Входной контроль служит источником исходных данных для сравнительной оценки состояния металла и сварных соединений в процессе последующей эксплуатации. Основная цель его - обеспечение надежности и безопасности вводимого оборудования и трубопроводов.

Ответственность за своевременность, качество и полноту входного контроля металла несет главный инженер электростанции. Проведение контроля должно осуществляться службами и лабораториями металлов и сварки районных энергетических управлений, электростанций, производственных ремонтных предприятий или другими квалифицированными организациями.

Положение о входном контроле (РД 34.17.401-88) [57] устанавливает виды, объемы и методы контроля для различного рода объектов (табл. 2.1). Предусматривались два варианта: А и Б. По варианту А должен был осуществляться входной контроль для оборудования и трубопроводов, прошедших госприемку. По варианту Б (более емкому) - для оборудования, не прошедшего госприемку. В связи с тем что госприемка оказалась недолговечной (ее больше нет на заводах энергомашиностроения), то действует в настоящее время только вариант Б. Однако в эксплуатации есть оборудование, прошедшее входной контроль по варианту А.

Таблица 2.1

Объем входного контроля металла теплоэнергетических установок с давлением 9 МПа и выше

Объект контроля	Вид и метод контроля	Объем контроля*		Примечание
		вариант А	вариант Б	

* Вариант А - для оборудования, прошедшего государственную приемку. Вариант Б - для оборудования, не прошедшего государственной приемки.

1. Котел				
1.1. Барабан:				
1.1.1. Основные электросварные продольные и поперечные швы	ВК, МПД, УЗД	25%	100%	Внутри и снаружи барабана; в местах подварок, пересечений швов, неравномерного усиления - только МПД
1.1.2. Швы приварки внутрибарабанных устройств к телу барабана	МПД	25%	100%	
1.1.3. Угловые сварные соединения труб диаметром 60 мм и более без конструктивного непровара	ВК	100%	100%	
	УЗД	15 шт.	30 шт.	
1.2. Трубы поверхностей нагрева	СТИЛ*	20 шт. от каждой поверхности		
* Стилоскопирование - только для легированных сталей.				
1.2.1. Контактные сварные соединения	ЛИ	10 шт. от каждой поверхности нагрева		В объем контроля входят все типоразмеры и марки стали, однородные и комбинированные стыки
	ВК	30%	30%	
1.2.2. Заводские стыковые электросварные швы	ВК, ГР	50 шт.	100 шт.	Включаются все типоразмеры
	СТИЛ, УЗД	50 шт.	100 шт.	
1.2.3. Монтажные стыковые электросварные швы	ВК	50 шт.	100 шт.	То же
	ГР, СТИЛ, УЗД	50 шт.	100 шт.	
1.2.4. Угловые стыки, в том числе швы приварки штуцеров к коллекторам без конструктивного непровара	ВК, СТИЛ, УЗД, ГР	70 шт.	150 шт.	Включаются все типоразмеры
1.3. Коллекторы и камеры диаметром 108 мм и более:				
1.3.1. Основной металл	ВК, СЕРТ, СТИЛ, ГР	20%	100%	Включаются все типоразмеры
1.3.2. Заводские сварные стыковые соединения	ВК, СТИЛ, УЗД, Т, ГР	25 шт.	50 шт.	Включаются все типоразмеры
1.3.3. Монтажные сварные стыковые соединения	ВК, СТИЛ, УЗД, Т, ГР	25 шт.	50 шт.	
1.3.4. Угловые сварные соединения, в том числе штуцеров диаметром 108 мм и более:				Включая все типоразмеры диаметром 108 мм и более

без конструктивного непровара	ВК, СТИЛ, УЗД, ГР, Т	100 шт.		
с конструктивным непроваром	ВК, СТИЛ, РК, ГР, Т	100 шт.		
1.3.5. Донышки	СТИЛ, УЗД	50%	100%	То же
1.4. Необогреваемые трубы:				
1.4.1. Гибы из углеродистой стали диаметром, мм:				
76-273	ВК, УЗД, ГР	25%	50% (но не менее 100 шт.)	
>273	ВК, СЕРТ, УЗД, МПД, ГР	25%	50% (но не менее 200 шт.)	
1.4.2. Гибы из низколегированной стали диаметром, мм:				
76-273	ВК, СЕРТ, ГР, УЗД, СТИЛ	25%	50%	
>273	ВК, СЕРТ, УЗД, МПД, СТИЛ, ГР	25%	50%	
1.4.3. Сварные соединения диаметром 108 мм и более:				
заводские	ВК, СТИЛ, УЗД, Т, ГР	25 шт. 25%		
монтажные	ВК, СТИЛ, УЗД, Т, ГР	(но не менее 2 шт. каждого назначения)		
1.4.4. Угловые сварные соединения для труб диаметром 108 мм и более	ВК, СТИЛ, УЗД, Т, ГР	50 шт.	100 шт.	
1.4.5. Сварные соединения труб с литыми коваными деталями	ВК, СТИЛ, УЗД, ГР, Т	50%	100%	
1.4.6. Прямые трубы из углеродистой стали диаметром 108 мм и более	ВК, ГР, СЕРТ	20%	100%	
1.4.7. Прямые трубы из легированной стали диаметром 108 мм и более	ВК, СЕРТ, СТИЛ, ГР	15% (но не менее 75 шт.)	30% (но не менее 150 шт.)	
2. Станционные трубопроводы и трубопроводы турбины диаметром 108 мм и более				
2.1. Трубопроводы из углеродистой стали				

2.1.1. Прямые трубы	ВК, СЕРТ, ГР	50%	100%	
2.1.2. Гибы	ВК, СЕРТ, ГР, УЗД, МПД	50%	100%	
2.1.3. Сварные стыковые соединения:				
заводские	ВК, УЗД, Т, ГР	25 шт.	50 шт.	
монтажные	ВК, УЗД, Т, ГР	25% (но не менее 2 шт.)	25% (но не менее 2 шт.)	
2.1.4. Угловые сварные соединения	ВК, УЗД, ГР, Т	25 шт.	50 шт.	
2.2. Трубопроводы из легированной стали:				
2.2.1. Прямые трубы	ВК, СЕРТ, СТИЛ, ГР	50%	100%	
2.2.2. Гибы	ВК, СЕРТ, СТИЛ, МПД, УЗД, ГР	50%	100%	
2.2.3. Сварные стыковые соединения:				
заводские	ВК, СТИЛ, УЗД, МПД, Т	50%	100%	
монтажные	ВК, СТИЛ, УЗД, МПД, Т	100%	100%	
2.2.4. Сварные соединения труб с литыми, коваными деталями	ВК, СТИЛ, УЗД, ГР, Т	50%	100%	
2.3. Сварные соединения маслопроводов диаметром 32 мм и более	ВК, ГР, УЗД (или РК либо УД)	10% (но не менее 2 стыков на каждой напорной линии)	20% (но не менее 4 стыков на каждой напорной линии)	
3. Корпуса арматуры и другие литые детали, шпильки, опоры, подвески, хребтовые балки				
3.1. Корпуса арматуры и другие литые детали диаметром 100 мм:				
3.1.1. Из углеродистой стали	ВК, МПД	25%	50%	МПД подвергаются радиусные переходы
3.1.2. Из легированной стали	ВК, СЕРТ, СТИЛ, МПД	25% (но не менее 100 шт.)	50% (но не менее 200 шт.)	
3.1.3. Шпильки М30 и более	ВК, СЕРТ, УЗД, МПД,	50%	100%	МПД продольных трещин

	СТИЛ, Т			
3.1.4. Опоры и подвески из легированной стали	СЕРТ, ВК, СТИЛ	50%	100%	
3.1.5. Хребтовые балки	ВК	100%	100%	
4. Турбина				
4.1. Корпуса цилиндров, стопорные и регулирующие клапаны, защитные клапаны и сопловые коробки:				
4.1.1. Радиусные переходы, наружная, внутренняя поверхности верхней и нижней половин, поверхностей патрубков	ВК, СЕРТ, МПД	50%	100%	
4.1.2. Сварные соединения труб с литыми и кованными деталями	ВК, СЕРТ, УЗД, ГР, Т	50%	100%	
4.1.3. Шпильки М30 и более	ВК, СЕРТ, СТИЛ, УЗД, МПД, Т	100%	100%	МПД - продольных трещин

Стилоскопирование при входном контроле предусматривается только для элементов, которые, согласно проектной документации, должны быть изготовлены из легированных сталей. Стилоскопирование проводится с целью подтверждения наличия легирующих элементов, которые должны быть в стали. Согласно положению о входном контроле [57], устанавливается минимально необходимый его объем. В отдельных случаях объем контроля может быть увеличен с целью обеспечения надежной эксплуатации оборудования.

Место и сроки проведения работ по контролю металла должны быть согласованы электростанцией и районным энергетическим управлением с монтажной организацией. Монтажная организация выполняет вспомогательные такелажные работы, зачистку исследуемых элементов, вырезку образцов металла и др.

Приказом по электростанции назначается руководитель работ по входному контролю металла. Он является лицом, ответственным за подготовку технических решений по результатам входного контроля и документации по претензиям к виновникам брака, осуществляет координацию работ организаций, принимающих участие в проведении контроля.

Входной контроль может включать: контроль сертификатных данных на металл (сокращенно СЕРТ); визуальный контроль (ВК); стилоскопирование (СТИЛ); магнитопорошковую дефектоскопию (МПД); ультразвуковую дефектоскопию (УЗД); измерения геометрических размеров (ГР); измерения твердости (Т); детальные лабораторные исследования (ЛИ); радиографический контроль (РК) и цветную дефектоскопию (ЦД). Эти условные обозначения используются в табл. 2.1, в которой приводятся объемы, виды и методы контроля для различных видов оборудования и трубопроводов.

Начинать контроль следует с проверки сертификатных данных: сверить номера деталей и плавок в натуре и по сертификатам, параметры среды, диаметры и толщины стенок по конструкторской документации и в натуре, марки стали, номера чертежа, соответствие записей в сертификатах требованиям технических условий.

Химический состав металла труб, поставляемых для котлов высокого и сверхкритического давления по ТУ 14-3-460-75 [102], приведен в табл. 2.2., а механические свойства - в табл. 2.3.

Таблица 2.2

Химический состав металла труб, поставляемых по ТУ 14-3-460-75

Марка стали	Содержание, %									
	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	V	Cu	S	P
								не более		
20	0,17 0,24	0,17 0,37	0,35 0,65	0,25[4]	0,25[4]	-	-	0,30	0,025	0,030
15ГС	0,12 0,18	0,70 1,00	0,90 1,30	0,30[4]	0,30[4]	-	-	0,30	0,025	0,035
15ХМ	0,11 0,16	0,17 0,37	0,40 0,70	0,80 1,10	0,25[4]	0,40 0,55	-	0,20	0,025	0,035
12Х1МФ	0,08 0,15	0,17 0,37	0,40 0,70	0,90 1,20	0,25[4]	0,25 0,35	0,15 0,30	0,20	0,025	0,025
15Х1М1Ф	0,10 0,16	0,17 0,37	0,40 0,70	1,10 1,40	0,25[4]	0,90 1,10	0,20 0,35	0,25	0,025	0,025
12Х2МФСР[1]	0,08 0,15	0,40 0,70	0,40 0,70	1,60 1,90	0,25[4]	0,50 0,70	0,20 0,35	0,25	0,025	0,025
12Х11В2МФ[2]	0,10 0,15	≥ 0,50	0,50 0,80	10,0 12,0	0,60[4]	0,60 0,90	0,15 0,30	0,30	0,025	0,025
12Х18Н12Т[3]	До 0,12	До 0,80	1,00 2,00	17,0 19,0	11,0 13,0	-	-	0,30	0,020	0,035

[1] Кроме того, 0,002-0,005% B.

[2] Содержит 1,70-2,20% W.

[3] Содержится также титан в количестве от (С-0,02)5% до 0,70% (здесь С - содержание углерода, %).

[4] Не более.

Таблица 2.3

Механические свойства металла труб, поставляемых по ТУ 14-3-460-75

Марка стали	Продольные образцы						Поперечные образцы				
	$\sigma_в^{20}$, МПа	$\sigma_{0,2}^{20}$, МПа	δ_5, %	ψ, %	$a_н$, Дж/см^2	НВ, МПа, (не более)	$\sigma_в^{20}$, МПа	$\sigma_{0,2}^{20}$, МПа	δ_5, %	ψ, %	$a_н$, Дж/см^2
20	420-560	220	24	45	50	-	450	220	22	40	40
15ГС	500	300	18	45	60	-	500	300	16	40	50
15ХМ	450-650	240	21	50	60	-	450	230	20	45	50
12Х1МФ	450-650	280	21	55	60	-	450	280	19	50	50
15Х1М1Ф	500-700	320	18	50	50	-	500	320	16	45	40
12Х2МФСР	480	280	21	-	-	-	-	-	-	-	-
12Х11В2МФ	600	400	18	-	-	2550	600	400	17	45	50
12Х18Н12Т	540	220	35	55	-	2000	-	-	-	-	-

Примечания. 1. Если в таблице помещена одно цифра, то она соответствует минимально допускаемой величине.

2. При определении механических свойств на сегментах и на трубах относительное сужение не определяется.

3. Твердость металла труб с толщиной стенки S <4 мм не определяется.

Для изготовления газоплотных экранов применяют холоднокатаные плавниковые трубы из стали марок 20 и 12Х1МФ, поставляемые по ТУ 14-3-341-75 [103]. Трубы изготавливаются с наружным диаметром 32, 36 и 50 мм и толщиной стенки 5 или 6 мм. Они рассчитаны на применение в котлах сверхкритических параметров. Сталь для них выплавляется в мартеновских или электрических печах. Заготовки для труб подвергаются ультразвуковой дефектоскопии.

ТУ 14-3-341-75 определяют требования к форме, геометрическим размерам плавниковых труб и к допускаемым отклонениям от них. Они также регламентируют требования к химическому составу, механическим свойствам при комнатной и повышенной температурах, к объему технологических испытаний, микроструктуре, методам испытаний, маркировке, упаковке и документации.

Химический состав металла плавниковых труб, поставляемых по ТУ 14-3-341-75, приведен ниже, %:

Сталь 20	Сталь 12Х1МФ
C . . . 0,17-0,24	0,08-0,15
Si . . . 0,17-0,37	0,17-0,37
Mn . . . 0,35-0,65	0,40-0,70
Cr . . . $\leq$0,25	0,90-1,20
Ni . . . $\leq$0,25	$\leq$0,25
Mo . . . -	0,25-0,35
V . . . -	0,15-0,30
Cu . . . $\leq$0,30	$\leq$0,20
S . . . $\leq$0,025	$\leq$0,025
P . . . $\leq$0,03	$\leq$0,025

В металле труб могут присутствовать редкоземельные элементы, вводимые в качестве технологических добавок. Если сталь выплавлялась скрап-процессом или из медистых руд, до допускается содержание остаточных меди и никеля до 0,3% каждого элемента.

Трубы из стали 20 подвергаются на заводе-изготовителе труб нормализации, а из стали 12Х1МФ - нормализации с отпуском. Завод-поставщик труб гарантирует характеристики длительной прочности и минимальные допускаемые пределы текучести при повышенных температурах. Микроструктура металла труб из стали 12Х1МФ должна контролироваться по шкале микроструктур.

Механические свойства металла плавниковых труб при температуре 20°С, поставляемых по ТУ 14-3-341-75, приведены ниже:

	Сталь 20	Сталь 12Х1МФ
Временное сопротивление, МПа	412-549	441-637
Предел текучести, МПа	$\geq$216	$\geq$274
Относительное удлинение δ_5, %	$\geq$24	$\geq$21

Гарантируемые величины предела текучести при повышенных температурах и предела длительной прочности за 10^5 ч. для металла плавниковых труб, поставляемых по ТУ 14-3-341-75, следующие:

Марка стали	Предел текучести, не менее, МПа, при температуре, °С				Предел длительной прочности (средние значения), МПа, при температуре, °С		
	250	400	450	540	540	570	610
20	200	140	120	-	-	-	-
12Х1МФ	-	220	210	170	110	80	50

Допускается отклонение фактического значения предела длительной прочности от приведенного среднего в пределах ±20%.

Если сертификаты на отдельные детали котла или паропровода отсутствуют, то детали могут быть либо отправлены на завод-изготовитель для замены, либо подвергнуты комплексу испытаний, которые подтвердили бы их соответствие проекту и техническим условиям. Затем следует проводить визуальный контроль и измерение геометрических размеров: диаметров, толщин стенок, овальности, диаметров по реперам, величины катетов сварных швов и видимых глазом дефектов сварных соединений.

Во время визуального осмотра обращают внимание на наличие заводских клейм и соответствие маркировок сертификатным данным. На трубах должны быть выбиты номера труб и плавок, диаметр и толщина стенки, марка стали, номера чертежа, детали и детальной описи. На корпусах задвижек должна быть маркировка параметров рабочей среды, марка стали корпуса и заводской номер. На деталях подвесок и опор должна быть выбита марка стали. При отсутствии или нечеткой маркировке деталь запрещается монтировать в трубопровод. Для установления принадлежности такого участка или детали вызывается представитель завода-изготовителя.

Во время наружного и при возможности внутреннего осмотра труб обращают внимание на наличие рисок, плен, закатов, забоин, рванин и других дефектов, выводящих трубу за пределы требований технических условий на поставку. Трубы, не соответствующие требованиям технических условий на поставку, подлежат замене. Дефектные трубы и детали должны быть заменены заводом-поставщиком.

При осмотре сварных соединений заводских блоков обращают внимание на смещение кромок, наличие наплывов и подрезов в местах перехода от шва к основному металлу. Сварные соединения должны соответствовать требованиям правил контроля [60]. При визуальном контроле сварных соединений необходимо проверять наличие и правильность клеймений.

При необходимости для контроля геометрической формы и размеров сварных швов используют угловые и линейные средства измерений. Осмотру сварных швов предшествует зачистка самого шва и прилегающей к нему зоны основного металла на ширину 20 мм от шлака, брызг металла, окалины и других загрязнений. Измерения должны производиться с точностью, указанной в конструкторской документации и технических условиях. Сварные соединения должны осматриваться по всей протяженности в доступных для осмотра местах.

В процессе монтажа трубопроводов и поверхностей нагрева осуществляется контроль качества сборочно-сварочных работ согласно РД 34.15.027-93 [65].

Сварные соединения, выполненные монтажными организациями, подвергаются 100% контролю УЗД силами этих организаций. Повторная проверка проводится на 5% сварных стыков, сваренных каждым сварщиком.

По окончании монтажа на пространственную схему паропровода, прилагаемую к его паспорту, наносят номера труб, их плавок и сварных соединений. Кроме контроля, перечисленного в табл. 2.1, согласно положению о входном контроле [57], предусмотрен обязательный контроль металла вспомогательного оборудования. Так, вспомогательные трубопроводы, предназначенные для работы при давлении 0,98 МПа и более, подвергают сплошному визуальному контролю. Заводские и монтажные стыки этих трубопроводов должны пройти контроль УЗД или просвечиванием в объеме не менее 10 стыков каждого типоразмера.

Сплошному визуальному контролю подлежат сварные соединения баков-деаэраторов и деаэрационных колонок, швы ребер жесткости баков-аккумуляторов и места приварки сборочных приспособлений. Монтажные сварные швы приварки деаэрационной колонки к баку должны быть подвергнуты сплошному ультразвуковому контролю.

Корпуса подогревателей высокого (ПВД) и низкого давления (ПНД) перед монтажом подвергают полному наружному визуальному контролю. Если подогреватели поставляются в разобранном виде или были вскрыты на монтажной площадке, то необходимо провести внутренний осмотр корпусов. На ПВД, поставляемых по узлам или вскрытых при монтаже, должны подвергаться визуальному

контролю 10% сварных швов приварки змеевиков к коллекторам. Все монтажные сварные стыки ПВД и ПНД необходимо подвергать ультразвуковой дефектоскопии.

К вспомогательному контролируемому оборудованию относятся дутьевые вентиляторы и дымососы. Сплошному визуальному контролю подлежат сварные соединения лопаток с дисками, направляющие аппараты, валы роторов и подшипники. Качество приварки всех лопаток дымососов и вентиляторов необходимо контролировать обстукиванием; 25% из швов, крепящих лопатки к валам, должны пройти ультразвуковой дефектоскопический контроль.

Если при осмотре или ультразвуковом контроле будут обнаружены недопустимые дефекты, то они должны быть устранены, а ремонтные швы проконтролированы. Если в теле лопаток тягодутьевых машин имеются заваренные технологические отверстия, то их необходимо подвергнуть УЗД.

Наряду с контролем оборудования и трубопроводов теплоэнергетических установок с давлением 9 МПа и выше выполняют контроль на соответствие проектной документации металлоконструкций главного корпуса. На станциях, работающих на твердом топливе, проверяют также соответствие проектной документации эстакад топливоподачи.

После окончания контроля организации, участвующие в проведении входного контроля, оформляют документы на каждый вид контроля по установленной для данного вида контроля форме. Они обобщают полученные результаты в форме табл. 2.4 (при этом необходимо заполнить все графы). Эти документы должны быть сданы в пятидневный срок руководителю работ по контролю металла от электростанции. Последний анализирует их, составляет сводный отчет и направляет его в месячный срок региональному отделению ПО "Союзтехэнерго". На основании анализа и обобщения полученных первичных отчетов по входному контролю соответствующее региональное отделение ПО "Союзтехэнерго" составляет сводный отчет, который направляется в РАО с целью принятия мер по повышению качества изготовления и монтажа оборудования и трубопроводов.

Таблица 2.4

Результаты входного контроля металла

Дата представления информации _____

Котел _____
тип

Станционный трубопровод _____

Вспомогательное оборудование _____

Наименование узла	Наименование элемента, типоразмер	Количество элементов в узле	Методика контроля	Количество элементов, проверенных к моменту представления информации	Количество забракованных элементов	Меры, принятые в связи с обнаружением дефекта	Дата предъявления претензии	Характеристика дефекта	Трудоемкость (ч.-дн.), трудозатраты (руб.) на контроль и восстановление элемента (отдельно)

Руководитель работ _____
(подпись)

2.3. Основные методы контроля качества металла и сварных соединений котлов и трубопроводов

2.3.1. Стилоскопирование

Основными методами контроля качества металла и сварных соединений котлов и трубопроводов являются стилоскопирование, испытание на твердость, анализ микроструктуры материала, ультразвуковой метод и просвечивание рентгеновскими и гамма-лучами.

Стилоскопирование - качественный спектральный анализ на наличие легирующих элементов, которому подвергают все элементы котла и трубопроводов, изготовленные из легированной стали, а также наплавленный металл сварных соединений этих элементов.

При стилоскопировании между электродом из меди, угля или чистого железа и деталью возбуждается электрический разряд. Световые лучи от разряда направляют в систему линз и призм, где они разлагаются по длинам волн в линейчатый спектр. Спектр сплава складывается из спектров металлов-компонентов. Если, например, в состав стали входит хром, то в спектре паров стали обязательно имеются линии хрома. Чем выше содержание хрома в стали, тем ярче его линия. По наличию характерных линий в спектре паров стали можно быстро определить наличие легирующих элементов. Качественное определение наличия легирующих примесей с помощью портативного переносного стилоскопа в условиях монтажа занимает доли минуты. Стилоскопирование должно осуществляться в соответствии с требованиями методических указаний [68].

Стилоскопическому контролю должны быть подвергнуты 10% хомутов и несущих кронштейнов, изготовленных из легированной стали. Все хомуты и кронштейны должны иметь заводские клейма. Если клейма отсутствуют, то использовать хомуты и кронштейны нельзя. В случаях, когда обнаружены (при стилоскопировании) хомуты из углеродистой стали, выполняется контроль всех хомутов.

На круглых хомутах из стали 20Х1М1Ф1ТР (ЭП 182) проверяют твердость; она не должна превышать 2800 МПа при испытании по Бринеллю. При более высокой твердости хомуты подлежат рекламации.

Все вновь устанавливаемые детали из легированной стали независимо от наличия сертификата, маркировки и предстоящего срока службы, если они предназначены для эксплуатации при температуре среды выше 450°С, должны подвергаться обязательному стилоскопированию на содержание легирующих элементов. Поэтому при приемке от монтажной или ремонтной организации вновь смонтированного оборудования или трубопроводов следует проверять наличие документации о результатах стилоскопирования. При выявлении деталей, имеющих нечеткую маркировку или по которым отсутствуют результаты стилоскопирования, следует установить точно марку стали и назначение детали. Если завод-изготовитель поставил детали с неправильной маркировкой, то ему следует предъявить рекламацию. При монтаже паропроводов необходимо проверять соответствие заводской маркировки деталей чертежам проектной организации.

2.3.2 Испытания на растяжение

При лабораторных исследованиях, проводимых на металле, вырезанном из контролируемых элементов, определяют механические свойства. Испытания на растяжение позволяют определить характеристики статической прочности и пластичности материала.

При испытании на растяжение круглый цилиндрический или плоский образец нагружается плавно возрастающей силой. Одновременно с нагружением образца проводится измерение и механическая запись его удлинения. Машина автоматически вычерчивает график $P = f(\Delta l)$, где P - сила, растягивающая образец; Δl - абсолютное приращение длины образца.

Для испытания на растяжение применяют круглые образцы диаметром 3 мм и более и плоские толщиной 0,5 мм и более. Начальная расчетная длина должна быть $l_0 = 5{,}65\sqrt{F_0}$ или $l_0 = 11{,}3\sqrt{F_0}$, где F_0 - первоначальная площадь поперечного сечения. Для круглых образцов первого типа расчетная длина получается равной пяти диаметрам, а для образцов второго типа - десяти диаметрам. При испытании цилиндрических круглых образцов основным диаметром является 10 мм.

При определении свойств сталей для деталей котлов, трубопроводов и сосудов давления используют следующие характеристики:

физический предел текучести $\sigma_т$ (МПа) - наименьшее напряжение, при котором образец деформируется без заметного увеличения растягивающей силы $P_т$. Физический предел текучести определяют как:

$$\sigma_т = P_т / F_0;$$

условный предел текучести - напряжение, при котором остаточная деформация достигает 0,2% первоначальной расчетной длины образца. Он обозначается $\sigma_{0,2}$ и измеряется также в мегапаскалях. Допускается использование и другой величины остаточной деформации, например 1%. Тогда применяется условное обозначение σ_1;

временное сопротивление - напряжение, соответствующее наибольшей нагрузке, которую выдерживал образец при испытании на растяжение, отнесенной к площади первоначального сечения $\sigma_в$ (МПа), следовательно:

$$\sigma_в = P_{max} / F_0;$$

относительное удлинение, измеряемое как отношение приращения расчетной части образца к ее первоначальной длине, выраженное в процентах:

$$\delta = [(l_к - l_0) / l_0] \cdot 100\%.$$

Образцы пластических материалов, к которым относятся котельные стали, при растяжении сначала равномерно вытягиваются в длину и сокращаются в поперечном сечении. Затем образуется местное сужение - шейка, и пластическая деформация ограничивается ее объемом. Относительная равномерная упругая и пластическая деформация у пятикратных (коротких) и десятикратных (длинных) образцов одинакова. В то же время абсолютная деформация в шейке одинакова у обоих типов образцов. Но относительно больше она у пятикратного, чем у десятикратного, так как относится к меньшей первоначальной длине. Относительное удлинение после разрыва, измеренное на пятикратных образцах, всегда поэтому оказывается выше, чем на десятикратных. Относительное удлинение, определенное на пятикратных образцах, обозначается как δ_5, на десятикратных δ_{10}.

Относительное сужение после разрыва представляет собой отношение разности первоначальной площади поперечного сечения образца и площади поперечного сечения после разрыва к начальной площади поперечного сечения, выраженное в процентах. Обозначается Ψ.

Для перевода результатов испытаний с определением относительного удлинения δ_5 в δ_{10} или наоборот с учетом пластичности стали в районе шейки Ψ удобно пользоваться табл. 2.5.

Таблица 2.5

Пересчет относительного удлинения с десятикратного на пятикратный образец в зависимости от относительного сужения

δ_{10}, %	δ_5 при значениях относительного сужения Ψ, %											
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	60	70	80
5	5,8	6,7	7,3	7,9	8,5	9,1	9,5	-	-	-	-	-
6	6,6	7,6	8,2	8,9	9,5	10,5	10,5	10,9	11,3	-	-	-
7	7,5	8,4	9,2	9,8	10,4	11,0	11,5	11,9	12,3	12,8	-	-
8	8,4	9,3	10,1	10,8	11,4	12,0	12,5	12,9	13,1	13,8	14,3	-
9	9,2	10,2	11,0	11,7	12,3	12,9	13,5	14,4	14,9	15,3	15,6	15,6
10	10,2	11	11,8	12,6	13,3	14,0	14,5	15,0	15,4	16	16,4	16,7
11	11	12,9	12,8	13,6	14,2	14,9	15,5	16,0	16,4	17	17,5	17,7
12	-	12,7	13,7	14,5	15,2	15,9	16,5	17,0	17,4	18,1	18,6	18,8
13	-	13,6	14,6	15,4	16,1	16,9	17,5	18,0	18,5	19,1	19,7	19,9
14	-	14,4	15,5	16,4	17,1	17,9	18,5	19,0	19,5	20,1	20,7	20,9
15	-	15,3	16,3	17,3	18,1	18,8	19,5	20,0	20,5	21,2	21,7	22,0
16	-	16,2	17,0	18,2	19	19,8	20,5	21,0	21,5	22,2	22,8	23,1
17	-	17,1	18,1	19,1	19,9	20,7	21,5	22,0	22,5	23,3	23,9	24,1
18	-	-	19	20,0	20,9	21,7	22,5	23,0	23,5	24,3	24,9	25,2
19	-	-	19,9	20,9	21,8	22,7	23,4	24,0	24,5	25,4	26,0	26,3
20	-	-	20,7	21,8	22,7	23,6	24,3	24,9	25,5	26,4	27,0	27,3
21	-	-	21,6	22,7	23,6	24,5	25,3	25,9	26,5	27,4	28,1	28,4
22	-	-	22,5	23,6	24,5	25,5	26,3	26,9	27,5	28,5	29,1	29,5
23	-	-	23,3	24,5	25,5	26,3	26,3	27,9	28,5	29,5	30,2	30,5
24	-	-	24,2	25,4	26,3	27,3	28,2	28,9	29,5	30,5	31,2	31,6
25	-	-	25,0	26,2	27,2	28,2	29,1	29,9	30,5	31,5	32,2	32,6
26	-	-	-	27,1	28,1	29,1	30,1	30,9	31,5	32,5	33,3	33,7
27	-	-	-	27,9	29,1	30,1	31,1	31,9	32,5	33,5	34,3	34,8
28	-	-	-	28,8	30	31	32	32,8	33,5	34,6	35,4	35,8
29	-	-	-	29,7	30,9	31,9	33	33,8	34,5	35,6	36,4	36,9
30	-	-	-	30,5	31,7	32,8	33,8	34,7	35,5	36,6	37,4	37,9

31	-	-	-	31,3	32,7	33,8	34,8	35,7	36,5	37,7	38,5	39,0
32	-	-	-	32,2	33,5	34,7	35,7	36,7	37,5	38,7	39,5	40,1
33	-	-	-	33,0	34,4	35,5	36,7	37,6	38,6	39,7	40,5	41,1
34	-	-	-	-	35,3	36,5	37,6	38,5	39,5	40,7	41,6	42,2
35	-	-	-	-	36,1	37,3	38,5	39,5	40,4	41,7	42,6	43,3
36	-	-	-	-	37,0	38,2	39,4	40,4	41,4	42,7	43,6	44,4
37	-	-	-	-	37,9	39,1	40,3	41,4	42,4	43,7	44,6	45,4
38	-	-	-	-	38,7	40,1	41,3	43,3	44,7	44,7	45,7	46,4
39	-	-	-	-	39,6	40,9	42,2	43,3	44,4	45,7	46,8	47,5
40	-	-	-	-	40,5	41,9	43,1	44,3	45,3	46,8	47,8	48,5
41	-	-	-	-	41,3	42,7	44,1	45,2	46,3	47,8	48,0	49,6
42	-	-	-	-	42,2	43,6	45,0	46,1	47,3	48,8	49,9	50,7
43	-	-	-	-	-	44,5	45,9	47,1	48,2	49,8	50,9	51,7
44	-	-	-	-	-	45,4	46,8	48	49,2	50,8	51,9	52,8
45	-	-	-	-	-	46,3	47,7	49	50,2	51,8	53,0	53,8
46	-	-	-	-	-	47,2	48,5	49,9	51,1	52,8	54,0	54,9
47	-	-	-	-	-	48	49,4	50,8	52,0	53,8	55,0	55,9
48	-	-	-	-	-	48,9	50,4	51,7	53,0	54,8	56,1	57,0
49	-	-	-	-	-	49,7	51,3	52,1	53,9	55,8	57,1	58,1
50	-	-	-	-	-	50,6	52,1	53,6	54,9	56,9	58,2	59,1

Механические свойства сталей, определяемые при растяжении, зависят от температуры. Как правило, с ростом температуры прочность снижается, а пластичность повышается.

Испытания на растяжение при высоких температурах проводят обычно на тех же машинах, что и при комнатных температурах. Но машина для высокотемпературных испытаний снабжается печью с электрическим нагревателем. К образцу привязывают асбестовым шнуром две термопары, по которым контролируют и регулируют температуру. В качестве регулятора используют регулирующий и регистрирующий потенциометры класса точности не ниже 0,5.

С повышением температуры испытания углеродистых сталей характер кривых растяжения изменяется. При комнатной температуре на кривой наблюдается отчетливо выраженная площадка текучести; с повышением температуры она становится меньше и около 300°С исчезает. При отсутствии площадки текучести определяют условный предел текучести $\sigma_{0,2}$.

Результаты испытаний на растяжение при высоких температурах зависят от скорости нагружения. Особенно заметно влияние скорости нагружения на предел текучести. Чем больше скорость нагружения, тем выше предел текучести. При испытании пятикратного образца диаметром 10 мм из углеродистой стали в интервале температур 400-500°С со скоростями нагружения 2 мм/мин и 0,2 мм/мин можно получить пределы текучести, отличающиеся на 15-20 МПа. Поэтому испытание на растяжение при высоких температурах проводят с определенной скоростью перемещения

подвижного захвата. Эта скорость должна находиться в пределах (0,04-0,10) l_0, где l_0 - начальная расчетная длина образца, мм/мин.

Для материалов пружин важно знать предел упругости при комнатной температуре - $\sigma_{0,05}$ - напряжение, вызывающее остаточную деформацию 0,05%. К испытываемому образцу прикладывают нагрузку, вызывающую напряжение не более 10% от предела упругости. Измеряют деформацию по установленному на рабочей части образца тензометру. Разгружают образец и определяют остаточную деформацию путем повторных нагружений до все больших напряжений, пока не достигнут остаточной деформации 0,05%. Допускается определять предел упругости непосредственно по диаграмме растяжения. Для этого на оси откладывают от начала кривой растяжения величину, соответствующую остаточной относительной деформации 0,05%, и проводят параллельную прямую участку закона Гука (до пересечения с кривой растяжения). Проектируя точку пересечения на ось нагрузок, получают $P_{0,05}$. Предел упругости получают как:

$$\sigma_{0,05} = P_{0,05} / F_0,$$

где F_0 - площадь первоначального сечения образца.

При кратковременных статических испытаниях на растяжение с повышенными температурами определяют физический предел текучести $\sigma_{\text{т}}^t$, условный предел текучести $\sigma_{0,2}^t$, временное сопротивление $\sigma_{\text{в}}^t$, относительное удлинение δ_5^t или δ_{10}^t и относительное сужение Ψ^t. Для испытания используют круглые цилиндрические и плоские образцы. Продолжительность нагрева до температуры должна быть не более одного часа, время выдержки при этой температуре 20-30 мин. Допускаемые отклонения от заданной температуры испытания при нагреве до 600°С должны составлять не более ±3°; в интервале от 600 до 900°С - ±4° и в интервале от 900 до 1200°С - ±6°. Методики определения $\sigma_{\text{т}}^t$, $\sigma_{0,2}^t$, $\sigma_{\text{в}}^t$, δ^t, Ψ^t такие же, как и при комнатных температурах.

2.3.3. Измерения твердости

Твердость - свойство металлов сопротивляться проникновению в них других, более твердых тел. Твердость определяет многие эксплуатационные свойства металла: сопротивляемость истиранию, режущие свойства инструмента для обработки металлов, эрозионную стойкость и т.д. По твердости можно косвенным путем определить предел прочности и текучести металла, не вырезая образцов. Большинство методов определения твердости основано на принципе вдавливания в испытуемый металл более твердого шарика, конуса или пирамиды.

Испытания на твердость по Бринеллю проводят вдавливанием в испытуемый металл закаленного стального шарика силой P. После снятия нагрузки на поверхности детали или образца остается отпечаток от шарика в виде шарового сегмента площадью F. Твердость по Бринеллю обозначается НВ и равна отношению нагрузки на шарик к площади отпечатка:

$$HB = \frac{P}{F}.$$

Она измеряется, как и напряжение, в мегапаскалях.

Чем тверже металл, тем меньше площадь отпечатка при одной и той же нагрузке. Сначала измеряют диаметр отпечатка при помощи лупы с увеличением в 24 раза. Площадь отпечатка, имеющего форму шарового сегмента, может быть определена по формуле:

$$F = \frac{\pi D(D - \sqrt{D^2 - d^2})}{2},$$

где D - диаметр шарика, d - диаметр отпечатка.

Чтобы избежать расчетов твердости, к прибору прилагают таблицы, по которым можно определить число твердости по диаметру отпечатка. В приборе Бринелля используют шарики диаметром 10,5 и 2,5 мм. Глубина отпечатка должна быть по крайней мере в десять раз меньше толщины испытываемой детали. Нагрузку на шарик выбирают пропорционально квадрату диаметра шарика. Для стали и чугуна принято брать нагрузку на шарик $P = 30D^2$. По Бринеллю можно измерять твердость материалов от 80 до 4500 МПа. Если твердость детали более 4500 МПа, то возможна остаточная деформация самого шарика.

Испытание на твердость по Роквеллу проводят вдавливанием алмазного конуса или закаленного стального шарика. Затем измеряют глубину лунки после снятия нагрузки h. Твердость по Роквеллу отсчитывается в отвлеченных безразмерных единицах по шкале прибора. Прибор имеет три шкалы: А, В, С. Твердость закаленной среднеуглеродистой стали, определенная по шкале С, равна приблизительно 62. При измерении твердости по шкалам С и А применяют алмазный конус с углом 120° при вершине. Нагрузка на конус при работе по шкале А составляет 600 Н, при работе по шкале С - 1470 Н. При измерении твердости по шкале В используют закаленный стальной шарик диаметром 1,588 мм. Нагрузка на шарик 1000 Н.

Шкалы А и С используют для определения твердости очень твердых металлов, шкалу В - для определения твердости мягких металлов. Метод Роквелла позволяет определять твердость тонких деталей. На поверхности детали остается отпечаток во много раз меньший, чем при испытании твердости по Бринеллю.

Для проверки механических свойств металла котлов, трубопроводов и сосудов в тех случаях, когда нет возможности вырезать образцы, пользуются переносными твердомерами, позволяющими определять твердость по Бринеллю и Роквеллу. Существуют также приборы и методики, с помощью которых можно косвенно определять предел прочности и предел текучести. Так, между пределом прочности и твердостью по Бринеллю низкоуглеродистой и низколегированных незакаленных сталей, применяемых в теплотехнике, существует эмпирическая зависимость $\sigma_в$ = 0,36 НВ.

Измерение твердости сталей по Виккерсу происходит следующим образом: в поверхность образца или детали вдавливают четырехгранную алмазную пирамиду с квадратным основанием. К пирамиде прикладывают вдавливающую нагрузку P, равную 50, 100, 200, 300, 500 или 1000 Н в течение 10-15 с. Затем измеряют обе диагонали отпечатка. Число твердости по Виккерсу (МПа) представляет собой частное от деления нагрузки на площадь поверхности отпечатка, выраженную через среднюю арифметическую длину его диагоналей d (мм):

$$HV = 2P(\sin\ 0{,}5d)d^{-2} = 1{,}8544Pd^{-2}.$$

На практике число твердости по Виккерсу после измерения диагоналей отпечатка находят по таблице, которая рассчитана по приведенной выше формуле для известных установленных нагрузок. Для приближенного перевода чисел твердости, определенных различными методами, можно пользоваться табл. 2.6.

Таблица 2.6

Таблица перевода чисел твердости, замеренных различными методами

Твердость по Бринеллю, МПа	Твердость по Роквеллу по шкале	Твердость по Виккерсу, МПа

	A	B	C	
1049	-	60	-	-
1078	-	62	-	-
1117	-	64	-	-
1148	-	66	-	-
1187	-	68	-	-
1226	-	70	-	-
1275	-	72	-	-
1324	-	74	-	-
1344	-	75	-	-
1364	-	76	-	-
1384	-	77	-	-
1413	-	78	-	-
1442	-	79	-	-
1472	-	80	-	-
1501	-	81	-	-
1530	-	82	-	-
1560	-	83	-	-
1590	-	84	-	-
1619	-	85	-	-
1658	-	86	-	-
1687	-	87	-	-
1727	-	88	-	-
1766	-	89	-	-
1815	-	90	-	-
1864	-	91	-	-
1913	-	92	-	-
1962	-	93	-	-
2011	-	94	-	-
2060	-	95	-	-

2119	-	96	-	-
2178	-	97	-	-
2237	-	98	-	-
2295	-	99	-	-
2354	-	100	22	2354
2452	-	-	24	2521
2550	-	-	26	2658
2452	-	-	24	2521
2550	-	-	26	2658
2648	-	-	28	2797
2776	-	-	30	2974
2914	-	-	32	3110
3070	-	-	34	3276
3257	-	-	36	3469
3453	-	-	38	3659
3649	-	-	40	3853
3853	-	-	42	4051
4071	-	-	44	4267
4169	73	-	45	4375
4287	73,5	-	46	4493
4395	74	-	47	4620
-	74,5	-	48	4758
-	75,5	-	49	4885
-	76	-	50	5032
-	76,5	-	51	5179
-	77	-	52	5345
-	77,5	-	53	5513
-	78	-	54	5690
-	78,5	-	55	5866
-	79	-	56	6053
-	79,5	-	57	6239

-	80	-	58	6425
-	80,5	-	59	6622
-	81	-	60	6818
-	81,5	-	61	7014
-	82,5	-	62	7249
-	83	-	63	7485
-	83,5	-	64	7740
-	84	-	65	8044
-	84,5	-	66	8377
-	85,5	-	67	8770
-	85,5	-	68	9241
-	86	-	69	9849
-	86,5		70	1056

В лабораториях металлов электростанций и ремонтных предприятий районных энергетических управлений применяются стационарные приборы для измерения твердости на образцах, вырезанных из деталей. Но часто бывает удобно произвести измерение твердости непосредственно на детали или на наплавленном металле сварного соединения (в частности, при контроле твердости наплавленного металла сварных соединений паропроводов, выполняемого с целью проверки состояния металла после отпуска). Для этого применяют переносные приборы, выпускаемые отечественной промышленностью. С помощью таких приборов типов ТШП-4, ТКП-1ц и ТПП-2 можно измерять твердость прямо на изделиях. Эти приборы закрепляются на деталях с помощью специальных захватов или струбцин. Приборы имеют массу от 5 до 11 кг.

Широкое распространение на электростанциях получило измерение твердости с помощью простейшего переносного прибора Польди-Хютте с ударным нагружением и определением твердости по методу сравнения площадей отпечатков (рис. 2.1).

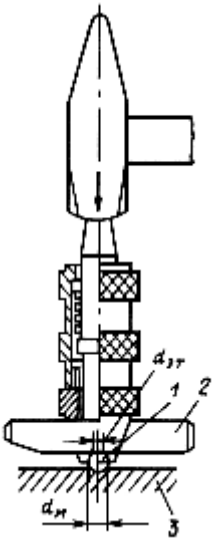


Рис. 2.1. Схема измерения твердости прибором Польди-Хютте:
1 - шариковый индентор; 2 - эталон твердости; 3 - контролируемая деталь

На предварительно подготовленную ровную гладкую поверхность контролируемой детали плотно прижимают шарик - индентор прибора. Диаметр шарика - 10 мм. К шарику прижимается эталон пружиной, находящейся внутри корпуса - держателя прибора. Прибор придерживают за держатель левой рукой и наносят удар молотком по бойку. При этом шарик-индентор вдавливается одновременно в контролируемую деталь и в брусок-эталон. В основу метода положено допущение, что отношение твердостей, определенных по площадям отпечатков в детали и эталоне, одинаково при статическом и ударно-динамическом нагружении. Твердость контролируемой детали определяют по формуле:

$$HB_{кд} = HB_{эт}(D - \sqrt{D^2 - d_{эт}^2})(D - \sqrt{D^2 - d_{кд}^2})^{-1},$$

где $HB_{эт}$ - известная твердость эталонного бруска; D - диаметр индентора, равный 10 мм; $d_{эт}$ - диаметр шарового сегментного отпечатка на эталоне, мм; $d_{кд}$ - диаметр аналогичного отпечатка на контролируемой детали, мм. Эталоном служит стальной шлифованный брусок сечением 10х10 мм или 12х12 мм и длиной 120-150 мм. Отпечатки должны располагаться с шагом около 10 мм; их диаметр должен быть от 2 до 4 мм.

Для удобства определения твердости можно пользоваться табл. 2.7, с помощью которой по известным величинам $d_{эт}$ и $d_{кд}$ находим:

$$K = (D - \sqrt{D^2 - d_{эт}^2}) - (D - \sqrt{D^2 - d_{кд}})^{-1}$$

и $HB_{кд} = KHB_{эт}$. Точность измерения твердости стационарными и переносными твердомерами статического действия составляет ±1%, тогда как точность измерения твердости с помощью прибора Польди-Хютте ±5-7%.

Для измерения диаметров отпечатков удобно применять измерительный переносной микроскоп МПБ-2, дающий увеличение х24 и прилагаемый к прибору Бринелля.

Таблица 2.7

Значения коэффициента K при измерении твердости методом сравнения

$d_{эт}$, мм	$d_{кд}$, мм														
	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4
3,0	1,00	0,93	0,88	0,82	0,77	0,73	0,69	0,65							
3,1	1,07	1,00	0,94	0,88	0,82	0,79	0,73	0,7	0,66						
3,2	1,14	1,07	1,00	0,94	0,88	0,83	0,78	0,74	0,7	0,66					
3,3	1,22	1,14	1,07	1,00	0,94	0,89	0,84	0,79	0,75	0,71	0,67	0,64			
3,4	1,29	1,21	1,13	1,06	1,00	0,94	0,89	0,84	0,79	0,75	0,71	0,67	0,64		
3,5	1,37	1,28	1,2	1,13	1,06	1,00	0,94	0,89	0,84	0,8	0,76	0,72	0,68	0,65	
3,6	1,46	1,36	1,28	1,2	1,13	1,06	1,00	0,94	0,89	0,84	0,8	0,76	0,73	0,69	0,66
3,7	1,54	1,44	1,35	1,26	1,19	1,12	1,06	1,00	0,95	0,9	0,85	0,81	0,76	0,73	0,7
3,8	1,63	1,52	1,42	1,34	1,26	1,19	1,12	1,06	1,00	0,95	0,9	0,85	0,81	0,77	0,74
3,9	1,72	1,61	1,51	1,41	1,33	1,25	1,18	1,12	1,06	1,00	0,95	0,9	0,86	0,81	0,78
4,0	1,81	1,69	1,59	1,49	1,4	1,32	1,26	1,17	1,11	1,05	1,00	0,95	0,9	0,86	0,82
4,1	1,91	1,78	1,67	1,57	1,48	1,38	1,31	1,24	1,17	1,11	1,05	1,00	0,95	0,9	0,86
4,2	2,0	1,88	1,76	1,65	1,55	1,46	1,38	1,3	1,23	1,17	1,11	1,05	1,00	0,95	0,91
4,3	2,1	1,97	1,84	1,73	1,63	1,54	1,45	1,37	1,3	1,23	1,16	1,11	1,05	1,00	0,95
4,4	2,21	2,07	1,94	1,82	1,71	1,61	1,52	1,44	1,36	1,29	1,22	1,16	1,1	1,05	1,00

В измерение твердости при помощи прибора Польди-Хютте меньшую погрешность вносят небольшие риски, остающиеся при шлифовке даже мелким наждачным кругом, так как диаметр отпечатка значительно больше и относительная погрешность от них меньше. Больший размер отпечатка при одинаковой точности измерения позволяет получать меньшую относительную погрешность. В то же время применение прибора Польди-Хютте позволяет точнее определять твердость при не полностью сошлифованном обезуглероженном слое, так как дает существенно большую глубину сегментного отпечатка по сравнению с переносными приборами статического и динамического действия.

Контроль твердости металла шва сварных соединений проводится для проверки качества термической обработки в объеме 100% на сварных соединениях труб с наружным диаметром 150 мм и более и в объеме 20% соединений труб с наружным диаметром от 100 до 150 мм (но не менее трех). При наружном диаметре до 100 мм контролируют не менее трех однотипных сварных соединений, подвергнутых термической обработке одним и тем же нагревателем по одному и тому же режиму. Твердость металла шва следует замерять переносными твердомерами на зашлифованных площадках. На каждом сварном шве должно быть произведено не менее трех измерений в разных местах по периметру стыка. Средняя величина твердости после высокого отпуска должна соответствовать данным табл. 2.8. При получении значений твердости выше табличных необходим дополнительный отпуск. Если твердость ниже, то стык необходимо переварить.

Таблица 2.8

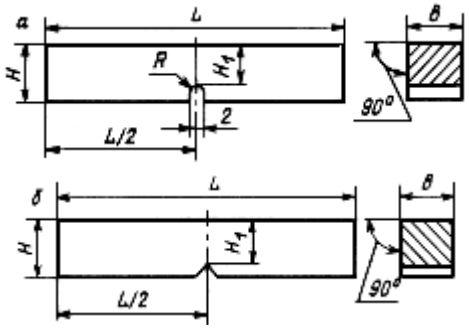
Допускаемые средние значения твердости металла шва после высокого отпуска, МПа

Конструкция сварного шва	Толщина* стенки, мм	Композиция металла шва		
		09Х1М	09Х1МФ**	12Х11НВМФ
* Для угловых соединений принимается толщина стенки привариваемых штуцеров, труб или патрубков. ** Для сварных соединений трубы из стали 12Х1МФ допускается снижение твердости до НВ 1400 МПа.				
Стыковые соединения	≤20	1350-2400	1500-2500	1800-2800
	>20	1350-2300	1500-2400	1800-2750
Угловые соединения	≤20	1350-2300	1500-2400	1800-2750
	>20	1350-2200	1500-2300	1800-2700

2.3.4. Испытание на ударную вязкость

Ударная вязкость является характеристикой сопротивляемости материала динамическим ударным нагрузкам при наличии концентратора напряжений. Определение ударной вязкости при комнатной и повышенных температурах должно проводиться в соответствии с ГОСТ 9454-78[28], который устанавливает метод испытания на ударный изгиб в интервале температур от -100 до +1000°С.

Для испытания на ударную вязкость используют обычно квадратные или прямоугольные в поперечном сечении образцы длиной 55 мм с тремя типами надрезов - концентраторов напряжений (рис. 2.2).



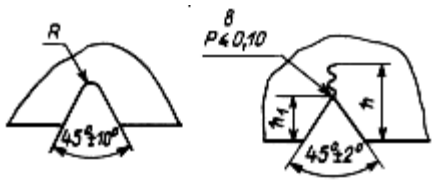


Рис. 2.2. Образцы для определения ударной вязкости с U-образным надрезом (а), с V-образным надрезом (б) и с трещиной (в)

Образец разрушают путем приложения ударной нагрузки на маятниковом копре (рис. 2.3). Образец перед испытанием устанавливают на специальные подставки в копре (рис. 2.3, б). Перед испытанием маятник поднимают вверх и закрепляют. Затем маятник освобождают, он падает, ударяет по стороне образца, противоположной надрезу, как раз напротив надреза. Образец разрушается, а маятник проходит дальше, отклоняясь от вертикальной оси. Работа, необходимая для разрушения (Дж), фиксируется положением стрелки на шкале. Она определяется как разность потенциальных энергий маятника до удара и при максимальном подъеме после удара:

$$A = P(H - h),\ Дж,$$

где P - вес маятника, Н; H - высота подъема центра тяжести маятника до удара, м; h - высота подъема центра тяжести маятника после удара, м.

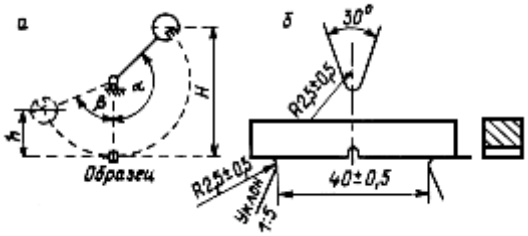


Рис. 2.3. Схема нагружения образца при испытании на ударный изгиб (а) и схема установки образца на опоры копра при испытании (б)

Чтобы исключить влияние возможных колебаний площади поперечного сечения образца в месте разрушения на критерий динамической прочности, работу разрушения относят к площади поперечного сечения образца в узком месте напротив надреза.

Концентратор напряжения на образце для испытания может быть трех типов: U-образный (образец типа Менаже); V-образный (образец типа Шарпи) и Т-образный с наведенной усталостной трещиной (типа Т).

Образцы, испытываемые при температуре от +20 до +100°С, нагревают обычно в воде. При температурах испытания выше 100°С образцы нагревают в печи. Температуру в печи с точностью ±5°С измеряют термопарой (при температуре нагрева до 600°С). Образец перегревают с таким расчетом, чтобы при переносе его на копер и установке температура снизилась до заданной. Если время переноса и установки образца составляет 3-5 с, то при 400-500°С перегрев должен составлять 10°С, при 600°С - 12°С.

Работу, затраченную на разрушение, определяют по шкале маятникового копра. Она обозначается KU, KV, KT в зависимости от типа образца. Ударную вязкость определяют по формуле $KC = A / F_0$, где A - работа удара; F_0 - начальная площадь поперечного сечения образца в месте концентратора. Условное обозначение ударной вязкости, определенной на образце с U-

образным надрезом при комнатной температуре: KCU, при +200°C - KCU_{+200}.

Образцы с U-образным концентратором применяют при выборе и приемочном контроле металлов и сплавов до установления норм на образцах с V-образным концентратором. Большинство действующих в настоящее время стандартов и технических условий предусматривает определение ударной вязкости на образцах с U-образным надрезом. В дальнейшем при выборе и приемочном контроле металлов и сплавов для трубопроводов, котлов и сосудов, работающих под давлением, будет проводиться определение ударной вязкости на образцах с V-образным надрезом.

После холодного пластического деформирования малоуглеродистая сталь становится прочнее в результате длительного пребывания даже при комнатной температуре. Одновременно снижается ее пластичность и ударная вязкость. Этот процесс называется естественным старением. Нагрев наклепанной стали до 250-300°C резко ускоряет процесс старения - происходит искусственное старение. Ударная вязкость может снизиться до 10-15% исходной величины. Особенно резко эффект старения проявляется, когда степень пластической деформации составляет 3-10%. Такие деформации наблюдаются при гибке, клепке, вальцовке. Старение - одна из причин образования трещин в вальцовочных соединениях из малоуглеродистой стали.

Старение наклепанной стали обусловлено ускоренным распадом пересыщенных растворов углерода и азота в феррите с образованием мелкодисперсных карбидов и нитридов. Наклеп вызывает искажение кристаллической решетки и снижение растворимости азота и углерода. При комнатной температуре процесс старения затягивается из-за малой скорости диффузии.

Борьба со старением заключается главным образом в раскислении стали алюминием, который образует очень устойчивые нерастворимые в железе нитриды и устраняет возможность перехода азота в пересыщенный твердый раствор. Аналогичное влияние оказывают титан, ванадий и цирконий, также образующие устойчивые нитриды. Процесс старения предотвращает закалка или нормализация с последующим отпуском при 600-650°C, при котором выделившиеся нитриды и карбиды коагулируют в крупные включения, мало снижающие ударную вязкость.

Повышенное содержание углерода в стали уменьшает склонность к старению. Поэтому не следует применять стали с очень низким содержанием углерода. Для изготовления элементов котла, работающих под давлением, обычно применяют сталь с содержанием углерода 0,15-0,25%.

Механическим старением называется процесс повышения прочности и снижения ударной вязкости холоднодеформированной стали после длительного вылеживания и кратковременного нагрева до 100-300°C.

Испытания на склонность стали к старению проводят в соответствии с ГОСТ 7268-82 [24], который распространяется на стальные листы и полосу с номинальной толщиной 5 мм и более. Чувствительность стали к механическому старению определяется по изменению ударной вязкости стали, подвергнутой деформации и нагреву по сравнению с ударной вязкостью в исходном состоянии.

На величину ударной вязкости сильно влияет температура. Сталь с высокой ударной вязкостью при комнатной температуре может оказаться очень хрупкой при испытании на морозе. Стальные эстакады, конструкции портальных кранов топливных складов, каркасы котлов и зданий электростанций в период монтажа в северных районах нашей страны могут подвергаться динамическим нагрузкам в условиях низких температур. Необходимо, чтобы как металл этих стальных конструкций, так и сварные швы не охрупчивались на морозе. Сталь с мелким зерном лучше сопротивляется динамическим нагрузкам на морозе.

На свойства стали при низких температурах существенно влияют химический состав, способ производства и режим термической обработки. Хорошо сопротивляется динамическим нагрузкам при минусовых температурах спокойная мартеновская сталь, раскисленная алюминием. Кипящая мартеновская сталь, раскисленная только ферромарганцем, проявляет низкую ударную вязкость при более высоких температурах.

2.3.5. Контроль микроструктуры

Контроль микроструктуры должен осуществляться на трубах из сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф. Его можно выполнять с помощью переносных микроскопов или методом оттисков.

Для контроля микроструктуры на тепловых электростанциях широко применяются переносные микроскопы ММУ-1 и ММУ-3, имеющие съемные предметные столики. Микроскоп закрепляется на трубопроводе с помощью цепного приспособления. Микроструктуру фотографируют фотокамерой "Зенит-Е" (присоединяемой через соединительное кольцо) или же с помощью микронасадок с камерами 6,5х9 см (МФН-1), 9х12 см (МФН-2) или с пленочной камерой 24х36 мм (МФН-3). Микроскоп ММУ-1 представлен на рис. 2.4.

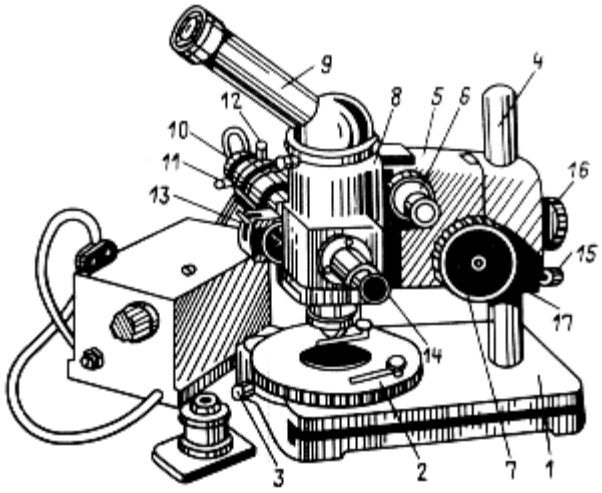


Рис. 2.4. Общий вид переносного микроскопа ММУ-1: 1 - основание микроскопа; 2 - плавающий предметный столик; 3 - винт для фиксации положения столика; 4 - колонка; 5 - корпус микроскопа; 6 - маховичок тонкой наводки на резкость; 7 - маховичок грубой фокусировки; 8 - тубус; 9 - окулярная насадка; 10 - патрон с лампочкой; 11 - винт для укрепления патрона; 12 - центральный винт патрона; 13 - рамка; 14 - ручка для выключения полупрозрачной пластинки; 15 - винт хомутика; 16 - стопорный винт; 17 - хомутик

При использовании переносного микроскопа нельзя исследовать микроструктуру в недоступных для его установки местах, а увеличение этих микроскопов относительно мало (до х300). При использовании метода оттисков под микроскопом рассматривают или фотографируют не сам шлиф, а его оттиск (слепок с него). Метод оттисков позволяет исследовать слепки микроструктуры в лабораторных условиях. Для снятия оттиска на поверхности контролируемой детали готовят шлиф площадью не менее 40х30 мм. Поверхность площадки шлифуют, полируют и доводят до зеркального блеска. Для подготовки поверхности используют машинки с пневматическим или электрическим приводом. Методика контроля подробно изложена в рекомендациях [106].

Подготовка шлифа производится либо вручную, либо с применением пневматических или электрических машинок и шлифовальных и полировальных кругов в четыре стадии. Первая стадия - грубое шлифование мокрым или сухим способами кругом с размером зерна 75-150 мкм на глубину 0,25-2,0 мм. Вторая стадия - тонкое шлифование абразивом с размером зерна 7-85 мкм для удаления следов грубого шлифования. Третья стадия - механическое полирование пастой ГОИ или алмазной пастой с размером зерна 0,25-5,0 мкм. Четвертая стадия - тонкое механическое полирование взвесью окиси хрома или пастой ГОИ при помощи войлока, фетра или ткани с окончательной доводкой на кругах, смачиваемых водой. Шлифованную и полированную поверхность обезжиривают ватным тампоном, смоченным в этиловом спирте. При необходимости его высушивают чистой фильтровальной бумагой.

Для травления используют 4% спиртовой раствор азотной кислоты. Лучшие результаты получаются, если процесс полировки и травления повторить несколько раз. При этом снимается

тонкий наклепанный слой, искажающий микроструктуру. Остатки травителя удаляют ватным тампоном, смоченным в этиловом спирте, а шлиф высушивают фильтровальной бумагой.

Качество подготовки шлифа удобно оценивать с помощью линзы от микроскопа Бринелля. Желательно сменить окуляр и объектив, чтобы обеспечить 100-кратное увеличение (х100).

Для снятия оттисков используют полистирол, рентгеновскую пленку или ленту магнитной звукозаписи. Схема получения оттиска с использованием кубика блочного полистирола показана на рис. 2.5. Кубик блочного полистирола с ребром 15-20 мм смачивают с контактной поверхности бензином. После выдержки 3-5 с, во время которой происходит растворение полистирола толуолом или бензолом, кубик прижимают на 8-10 с к поверхности шлифа и оставляют в таком положении на 1,5-2 ч. За это время полистирол затвердевает. Затем отделяют готовый оттиск.

Материал кубика или пленки (для пленок применяют соответствующие растворители) заполняет все углубления рельефа. Микроструктура на слепке практически не отличается от наблюдаемой непосредственно на шлифе. При отделении от изделия слепок не деформируется. Оттиски с одного и того же шлифа можно снимать многократно. Микроструктуру исследуют и фотографируют в лаборатории на стационарных металлографических микроскопах МИМ-7, МИМ-8 и др. в прямом или косом свете.

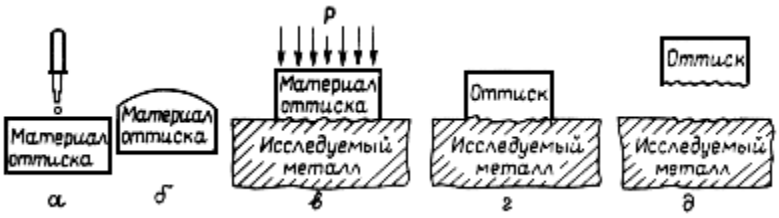


Рис. 2.5. Схема получения оттисков для металлографического исследования:

а - нанесение растворителя на материал оттиска; б - набухание материала оттиска под действием растворителя; в - прижатие кубика к шлифу; г - выдержка оттиска на шлифе до испарения растворителя; д - отделение оттиска от шлифа

Допускается использовать для приготовления шлифов участки зачистки под ультразвуковой контроль для анализа структуры сварного соединения и для контроля структуры тонкостенных труб.

Неразрушающий металлографический контроль регламентирован ОСТ 34-70-690-84 [45].

2.3.6. Ультразвуковой контроль

Ультразвуковой контроль применяют при проверке стыков сварных соединений барабанов, камер, стыков и гибов трубопроводов, труб поверхностей нагрева и шпилек. Этот метод основан на отражении ультразвуковых волн от дефектов. В качестве источника колебаний используют пьезоэлектрические излучатели - пластинки, изготовленные из титаната бария. Если к поверхности пластинки подвести переменное напряжение, то она начнет изменять свои размеры в зависимости от частоты напряжения. В то же время при механическом многократном сжатии и растяжении пластинки на ее поверхностях появляются электрические разряды - пьезоэффект обратим.

Щуп для ультразвукового контроля состоит из плексигласовой оправы с вмонтированной в нее пластинкой титаната бария. Звуковые колебания передаются трубе от щупа через тонкий слой машинного масла. Ультразвуковой луч направленно пронизывает трубу и перемещается по ней до тех пор, пока не встретит на пути границу отражения, которой могут быть подкладное кольцо сварного шва, неровности нижнего корневого валика при сварке труб без подкладных колец, дефекты в сварном шве или в самой трубе. Отразившись от границы раздела, луч возвращается в излучатель

и вызывает колебание пластинки титаната бария. Возникает обратный пьезоэлектрический эффект, а именно: механические колебания пластинки преобразовываются в электрические и передаются в приемный усилитель, а затем поступают на экран электронно-лучевой трубки, где отраженные лучи фиксируются в виде импульсов. По величине, форме и расположению импульсов на оси развертки составляется заключение о наличии или отсутствии в сварном соединении дефекта, а также о его размерах и характере. Ось развертки электронно-лучевой трубки служит осью времени, на которой откладывается время пробега ультразвукового луча от излучателя до отражающей границы и обратно. Для определения места отражения луча необходимо провести сравнение с эталонным образцом.

Непосредственно по осциллограмме нельзя определить характер дефекта шва: непровар, шлаковое включение или трещина. Для определения характера дефекта необходимо учитывать особенности конструкции контролируемого объекта и отдельных его элементов, а также различия в обычном расположении отдельных групп дефектов в сварном шве. Картина, возникающая на экране дефектоскопа при прозвучивании контролируемого сварного шва, сравнивается с картиной, полученной при прозвучивании сварного шва эталонного образца с искусственным дефектом.

Ультразвуковой контроль сварных стыков производится в соответствии с ГОСТ 14782-86 [34] и ОП № 501 ЦД-75 [97].

2.3.7. Просвечивание

Просвечивание рентгеновскими или гамма-лучами применяют для контроля стыковых и угловых сварных соединений барабанов и камер, а также соединений труб поверхностей нагрева, стыковых сварных соединений литых элементов с трубопроводами и между собой. Просвечиванием рентгеновскими или гамма-лучами можно определить внутренние дефекты сварных соединений: раковины, поры, шлаковые включения, трещины и непровары.

Источником рентгеновских лучей служит рентгеновская трубка, а источником гамма-лучей - ампула с радиоактивным изотопом. Для просвечивания металлов и сварных соединений часто применяют радиоактивные изотопы кобальта и цезия.

Гамма-лучи из ампулы, находящейся в контейнере, или рентгеновские лучи от трубки проходят через деталь и попадают на фотопленку, помещенную в кассете (рис. 2.6). При прохождении гамма-лучей через деталь из-за поглощения металлом интенсивность их потока уменьшается. Интенсивность потока, прошедшего через дефект, выше, чем на соседних участках. Пленка засвечивается прошедшими лучами. Дефекты на пленке получаются темными. Когда сварной шов выполнен хорошо и в металле шва дефекты отсутствуют, то после просвечивания рентгеновскими лучами и обработки пленки на темном фоне получается светлая полоса. Она соответствует металлу шва, так как толщина шва с усилением больше толщины стенок основного металла. Небольшие трещины и маленький непровар на снимке не обнаруживаются; они лучше выявляются ультразвуком. Правила просвечивания сварных соединений изложены в ГОСТ 7512-82 [25].

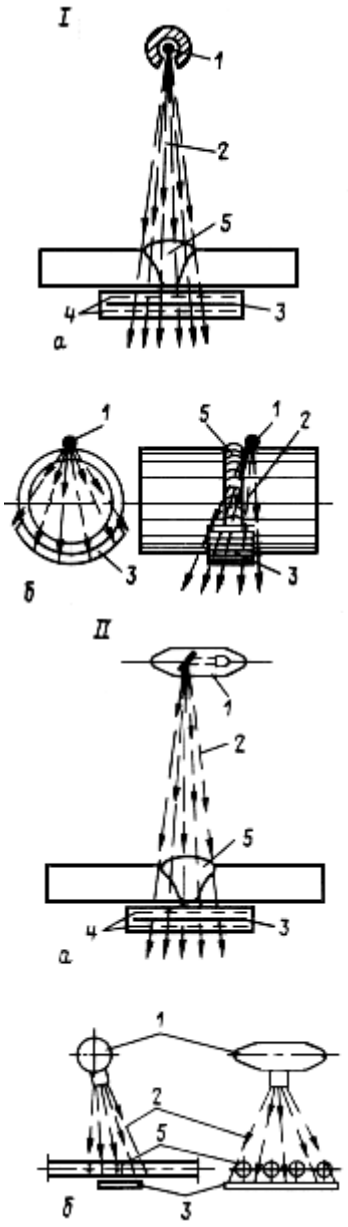


Рис. 2.6. Схема контроля сварных швов методом просвечивания: I - просвечивание гамма-лучами: а - принципиальная схема контроля; б - просвечивание стыка труб через две стенки; 1 - ампула с изотопом; 2 - гамма-лучи; 3 - рентгеновская пленка; 4 - усиливающий экран; 5 - сварной шов; II - просвечивание рентгеновскими лучами: а - принципиальная схема контроля; б - просвечивание одновременно четырех стыков труб поверхностей нагрева; 1 - рентгеновская трубка; 2 - рентгеновские лучи; 3 - рентгеновская пленка; 4 - усиливающий экран; 5 - сварной шов

2.4. Общие принципы организации эксплуатационного контроля за состоянием металла и сварных соединений основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций

Эксплуатационный контроль за состоянием металла и сварных соединений основных элементов котлов, турбин и трубопроводов, а также вопросы продления срока их службы сверх проектного ресурса регламентированы типовой инструкцией РД 34.17.421-92 [61]. Эта инструкция обязательна для персонала всех тепловых электростанций (работающих на органическом топливе), проектных, ремонтных и монтажных организаций Минтопэнерго России. Разработанная с учетом накопленного опыта наблюдения и контроля за металлом в процессе монтажа, ремонта и эксплуатации котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций, она определяет объемы, сроки и организацию наблюдений и контроля за металлом в эксплуатации. Проводится контроль элементов, на которых возможно протекание процессов, приводящих к снижению прочности и подготавливающих разрушение. Инструкция содержит перечень контролируемых элементов, методы, объемы и сроки проведения контроля, рекомендации по его организации и критерии оценки его результатов. Ответственность за наблюдение и контроль металла возлагается на главных инженеров станций.

Контроль, предусмотренный инструкцией РД 34.17.421-92, преследует цель отбраковки дефектных деталей и обеспечения дальнейшей надежной эксплуатации элементов оборудования до очередного контроля.

В конце 1994 г. вышли "Дополнения и изменения к РД 34.17.421-92" [62]. Поэтому при эксплуатационном контроле металла следует учитывать рекомендации этих двух документов - инструкции и дополнений к ней. В процессе контроля металла котлов следует также руководствоваться П 34-70-005-85 [95] для установок с давлением пара среды за котлом 10 и 14 МПа (100 и 140 кгс/см ^{2}). На котлах блоков мощностью 250-300 МВт контроль гибов необогреваемых труб с наружным диаметром 108 мм и более на участке тракта от экономайзера до выходного коллектора необходимо руководствоваться противоаварийным циркуляром № Ц-02-88Т [100].

Техническое диагностирование металла и сварных соединений оборудования осуществляется лабораториями металлов электростанций или службами металлов энергоуправлений, ремонтных или специализированных предприятий, имеющих лицензию Госгортехнадзора России на данный вид деятельности.

Элементы оборудования, прошедшего контроль, могут быть признаны пригодными к дальнейшей эксплуатации, если они удовлетворяют по состоянию основного металла и сварных соединений требованиям правил по котлам [2], правил по трубопроводам [3], правил по сосудам [1] (соответственно принадлежности) и требованиям инструкции РД 34.17.421-92. При неудовлетворительном состоянии элементов энергооборудования проводятся его ремонт, замена деталей или осуществляется демонтаж. Если вопрос касается таких ответственных элементов, как котельные и трубопроводные гибы, барабаны, коллекторы котлов и главные трубопроводы, то создается экспертно-техническая комиссия, которая рассматривает результаты контроля и другие необходимые документы и принимает соответствующее решение.

Контроль за металлом энергооборудования тепловых электростанций должен проводиться преимущественно во время плановых остановов оборудования. Допускается смещение сроков контроля в бо'льшую или меньшую сторону по 15 тыс. ч по сравнению со сроками, указанными в РД 34.17.421-92. Решение о смещение сроков контроля принимает главный инженер электростанции. Инструкция вводит понятие "парковый ресурс" - наработки однотипных по конструкции и условиям эксплуатации объектов, при котором не произойдет отказа. Понятие это не очень четкое, однако величина его регламентирована в разделе 2 инструкции [61] для большинства типов оборудования и условий эксплуатации.

Для коллекторов, изготовленных из сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф и работающих в условиях ползучести при температуре среды до 545°С включительно, он составляет 200 тыс. ч. Для тех же коллекторов, но работающих при температуре пара 546-570°С, парковый ресурс составляет 150 тыс. ч. Если коллекторы изготовлены из стали 12МХ и эксплуатируются при температуре пара до 530°С включительно, то их парковый ресурс составляет 250 тыс. ч, для коллекторов из стали 15ХМ при тех же условиях - 300 тыс. ч.

Парковый ресурс внутрикотельных и внутритурбинных трубопроводов приравнивается к парковому ресурсу станционных трубопроводов тех же типоразмеров, эксплуатируемых при аналогичных параметрах.

Парковый ресурс труб поверхностей нагрева определяется лабораторией металлов,

наблюдающей за металлом индивидуально в каждом конкретном случае.

Для барабанов, изготовленных из сталей 22К, 16ГНМ и 16ГНМА, определен парковый ресурс 300 тыс. ч.

Парковый ресурс для прямых участков и гибов паропроводов в зависимости от марки стали, типоразмера труб и параметров приведен в приложении 1 настоящего издания.

Парковый ресурс корпусов арматуры независимо от марки стали составляет 250 тыс. ч.

По достижении элементами оборудования паркового ресурса их дальнейшая эксплуатация разрешается при положительных результатах индивидуального контроля по специально разработанной программе.

На основании РД 34.17.421-92 допускается разработка конкретной производственной инструкции для данной электростанции с учетом ее специфики. Такая производственная инструкция может как повторять требования типовой в отношении объемов и сроков контроля, так и отличаться от нее. В случае, если в ней обоснованно сокращаются объемы или увеличиваются сроки между очередными операциями контроля, она должна быть согласована с органами госгортехнадзора.

2.5. Наблюдение за станционными трубопроводами в эксплуатации

В процессе эксплуатации осуществляется контроль за станционными паропроводами с наружным диаметром 100 мм и более, а также за питательными трубопроводами с наружным диаметром 76 мм и более.

Объемы, методы и сроки контроля станционных паропроводов в пределах паркового ресурса приведены в приложении 2 настоящего издания.

Контроль за металлом и геометрическими размерами труб паропроводв установлен из-за опасности их разрушения вследствие ползучести. Питательные трубопроводы неоднократно разрушались из-за эрозионного утонения в местах, расположенных непосредственно по ходу среды за регулирующими клапанами или в местах установки дроссельных шайбовых наборов и щелевых дросселей.

Паропроводные трубы подвергают контролю в тех случаях, когда рабочая температура среды 450°С и выше, т.е. возможно изменение структуры и свойств металла, а также существует опасность внезапного разрушения от исчерпания длительной прочности.

Длительная прочность металла и сопротивляемость его ползучести в большой степени зависят от температуры эксплуатации. Поэтому на электростанциях необходимо организовать учет температурного режима работы металла и систематическую обработку суточных записей приборов, регистрирующих температуру острого пара и горячего промперегрева за каждым котлом и в магистральных паропроводах. При температуре пара 450°С и выше по всем паропроводам должны регистрироваться продолжительность и величина превышения температуры пара на каждые 5° сверх номинальной. Учет продолжительности эксплуатации паропроводов необходимо проводить по каждому его участку отдельно.

Рассмотрим в общих чертах, какие изменения структуры и свойств происходят при эксплуатации в перлитных сталях (углеродистых и низколегированных марок 16М, 12МХ, 15ХМ, 12Х1МФ и 15Х1М1Ф). Структура этих сталей до эксплуатации состоит из феррита и перлита (феррит - твердый раствор углерода и легирующих элементов в железе, перлит - механическая смесь пластинок или глобулей карбидов железа и легирующих элементов с ферритом). На рис. 2.7 ферритные участки светлые, перлитные темные.

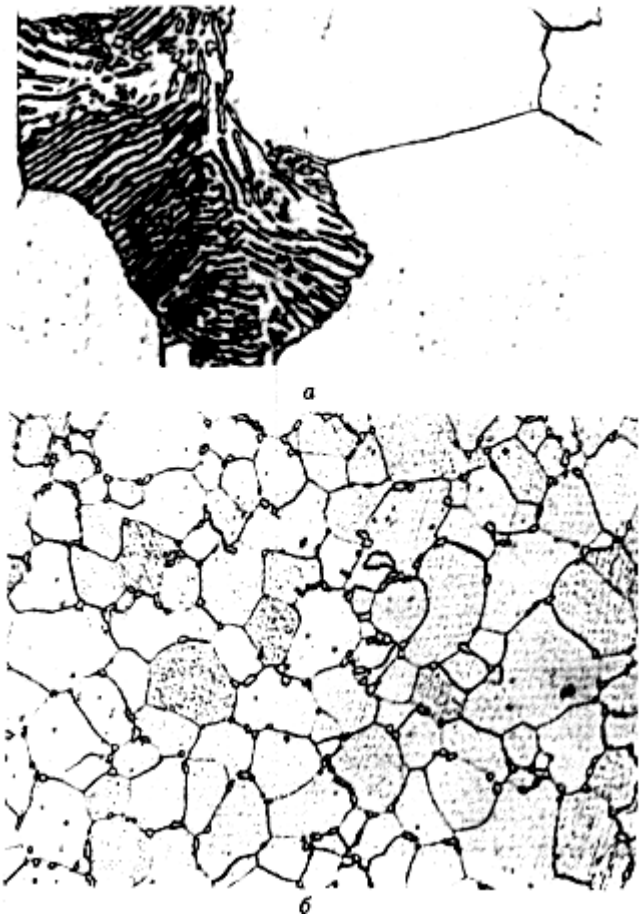


Рис. 2.7. Микроструктура стали 20: а - исходное состояние (х1000);
б - после эксплуатации в течение 115 тыс. ч при 510°С (х100)

Со временем в сталях происходит сфероидизация перлита - деление пластинок цементита на отдельные частицы, которые затем принимают округлую форму, приближающуюся к сферической. С течением времени происходит укрупнение частиц карбида за счет диффузии углерода и легирующих элементов в карбиды из твердого раствора в феррите. Крупные глобулярные карбиды располагаются преимущественно по границам зерен. На рис. 2.7, а представлена микроструктура стали 20 в исходном состоянии, а на рис. 2.7, б - после 115 тыс. ч эксплуатации при 510°С (с развитой сфероидизацией).

Карбиды основных легирующих элементов - молибдена, хрома и ванадия - более устойчивы против сфероидизации, чем цементит. Алюминий способствует сфероидизации. Наибольшее влияние на скорость сфероидизации оказывает температура. Сфероидизация значительно увеличивает скорость ползучести стали. На временном сопротивлении она сказывается меньше, снижая его на 10-15%. Относительное сужение и относительное удлинение повышаются.

В процессе длительной эксплуатации углеродистых и перлитных жаропрочных сталей по границам зерен образуются глобулярные карбиды, имеющие бо'льшие размеры, чем карбиды, выпавшие внутри ферритных зерен. Границы зерен утолщаются. На границе кристаллические решетки с различной ориентацией в пространстве сопрягаются. По местам сопряжения располагаются в большом количестве дислокации и вакансии. На границах зерен и в приграничных областях, где количество дефектов кристаллической решетки больше, облегчается растворение инородных атомов, имеющих размеры, отличные от размера атомов металла-растворителя.

Диффузионная подвижность атомов по границам существенно выше, чем в теле зерна. К границам

в процессе эксплуатации при высокой температуре устремляются атомы как легирующих элементов, образующих раствор замещения, так и углерода. Атомы углерода благодаря малым размерам диффундируют быстрее. Карбидообразующие легирующие элементы на границах легко образуют соединения с углеродом. Таков механизм образования крупных карбидов по границам зерен.

Сфероидизация углеродистой и молибденовой стали может сопровождаться графитизацией - распадом цементита с образованием включений графита. Графитовые включения расположены преимущественно по границам зерен.

В процессе эксплуатации возможен интенсивный переход молибдена и хрома из твердого раствора феррита в карбиды. В исходном состоянии в карбидах содержится 3-8% Mo в сталях 12МХ и 15ХМ и 10-25% - в стали 12Х1МФ. После эксплуатации в течение 150 тыс. ч при 500-510°С содержание молибдена в карбидах в сталях 12МХ и 15ХМ возрастает до 45-80%; эксплуатация стали 12Х1МФ при 540-545°С в течение 100 тыс.ч приводит к переходу 35-60% Mo в карбиды. Молибден - основной легирующий элемент, обеспечивающий упрочнение твердого раствора. Хром и ванадий образуют мелкодисперсные карбиды, препятствующие пластической деформации при ползучести.

Кинетика увеличения содержания хрома в карбидах в сталях 12МХ, 15ХМ и 12Х1МФ в принципе та же, но темп перехода замедлен по сравнению с молибденом. Скорость перехода обоих легирующих элементов в карбиды при увеличении продолжительности эксплуатации уменьшается, что можно объяснить снижением концентрации молибдена и хрома в феррите со временем.

Изменения структуры и переход легирующих элементов в карбиды приводят к изменению механических свойств как при комнатной, так и при рабочих температурах. В исходном состоянии временное сопротивление при комнатной температуре стали 12МХ несколько меньше, чем стали 15ХМ.

На основании многочисленных исследований металла долго эксплуатировавшихся паропроводных труб из сталей 12МХ и 15ХМ было установлено, что металл всех труб как в исходном состоянии, так и после длительной эксплуатации удовлетворял требованиям технических условий на поставку. С увеличением продолжительности эксплуатации различие в свойствах стали 15ХМ и 12МХ уменьшается. Временное сопротивление металла труб, имевших максимальную прочность в исходном состоянии, снижается, а для металла труб, имевших средние или низкие прочностные свойства, остается практически без изменения. В процессе эксплуатации происходит как бы "доотпуск" труб, обладающих более высокой прочностью. Предел текучести стали 12МХ и 15 ХМ при комнатной и рабочей температурах практически не зависит от продолжительности эксплуатации при 510-535°С.

Характеристики пластичности - поперечное сужение и относительное удлинение при комнатной температуре - не зависят от продолжительности эксплуатации, а при рабочей температуре повышаются со временем, причем повышение относительного удлинения происходит быстрее, чем увеличение поперечного сужения. Ударная вязкость как при комнатной, так и при рабочих температурах изменяется мало.

В процессе длительной эксплуатации сварные соединения сталей 12МХ и 15ХМ обладают высокой структурной стабильностью. При 510-535°С происходит снижение твердости металла шва сварных соединений стали 12МХ, выполненных электродами Э-ХМ и Э-М, а также металла околошовной зоны, упрочненного термомеханическим циклом сварки. Сварные соединения сталей 12МХ и 15ХМ не склонны к локальным разрушениям.

Временное сопротивление при комнатной температуре сварных соединений труб из стали 12МХ, выполненных электродами Э-ХМ (ЦЛ-14) и Э-М (ЦЛ-6), после эксплуатации несколько выше временного сопротивления основного металла из-за термомеханического цикла сварки. Эта разница не сглаживается и после 150 тыс.ч эксплуатации, что может быть объяснено образованием устойчивой субструктуры.

Длительная прочность сварного соединения паропроводных труб, выполненных из стали 12МХ, после продолжительной эксплуатации при 510°С не уступает длительной прочности основного металла.

Головные паропроводы, выполненные из хромомолибденованадиевой стали 12Х1МФ, проработали более расчетного срока службы 100 тыс. ч. Массовые исследования микроструктуры

паропроводных труб из стали 12Х1МФ позволили установить, что эксплуатация при 500-510°С в течение всего расчетного срока службы (100 тыс. ч) практически не вызывает структурных изменений. При 540-545°С интенсивная коагуляция карбидов отмечается после 50-60 тыс. ч, а при 560-570°С - уже после 15-20 тыс. ч. Сама по себе коагуляция карбидов не может служить браковочным критерием, хотя и сопровождается ухудшением прочностных показателей стали.

Ванадий, входящий в состав стали 12Х1МФ, образует химически более прочные карбиды, чем молибден и хром. Содержание ванадия в карбидах в процессе эксплуатации изменяется мало. Значительный переход молибдена, ванадия и хрома в карбиды обычно предшествует разрушению металла при длительной эксплуатации и высокой температуре. Но если в процессе разрушения преобладает силовой фактор, то разрушение наступает и при малом содержании легирующих элементов в карбидном осадке.

Временное сопротивление стали 12Х1МФ при комнатной температуре в результате длительной эксплуатации при высокой температуре изменяется двояким образом. При высоких значениях в исходном состоянии оно сильно снижается в эксплуатации; при значениях, близких к нижнему пределу по техническим условиям, временное сопротивление практически не изменяется. Встречаются отдельные трубы из стали 12Х1МФ, металл которых после эксплуатации имеет временное сопротивление несколько ниже требований ТУ 14-3-460-75 [102].

Предел текучести стали 12Х1МФ при комнатной температуре имеет тенденцию к снижению, но обычно удовлетворяет требованиям технических условий, даже если исследовался металл вблизи места разрушения. Пластические свойства при комнатной температуре изменяются слабо. Относительное удлинение при высокой и комнатной температуре имеет тенденцию повышаться. Ударная вязкость хромомолибденованадиевых сталей при комнатной и рабочей температурах остается практически неизменной.

При образовании субмикроскопических и микроскопических пор в металле паропроводных труб из стали 12Х1МФ, когда ресурс жаропрочности почти исчерпан, проявляется сильно выраженная анизотропия ударной вязкости при комнатной температуре - на поперечных образцах она существенно снижается, тогда как на продольных изменяется гораздо меньше. Обусловлено это тем, что микротрещины располагаются на поперечном образце в плоскости, проходящей через ось надреза, где и происходит разрушение. На продольном образце микротрещины приводят как бы к "расслоению" образца и располагаются перпендикулярно плоскости разрушения.

Временное сопротивление стали 15Х1М1Ф при рабочей температуре снижается в процессе эксплуатации независимо от исходного уровня прочности. Но более прочные в исходном состоянии трубы разупрочняются быстрее (доотпуск в эксплуатации). Сталь 15Х1М1Ф обладает лучшей структурной стабильностью по сравнению со сталью 12Х1МФ; ее свойства в меньшей степени зависят от режима термической обработки и, в частности, от скорости охлаждения. Поэтому трубопроводы с толщиной стенки более 40-45 мм стремятся изготавливать из стали 15Х1М1Ф. В то же время для изготовления камер, имеющих большое количество угловых сварных соединений (места приварки штуцеров или патрубков), желательно применять более пластичную сталь 12Х1МФ даже при больших толщинах стенки.

До настоящего времени отсутствуют обобщенные данные по влиянию условий длительной эксплуатации на механические свойства стали 15Х1М1Ф, базирующиеся на результатах массовых исследований. Контрольные испытания, выполненные на металле ряда труб, показывают, что свойства стали 15Х1М1Ф при комнатной и рабочей температурах слабо зависят от продолжительности эксплуатации.

По влиянию условий эксплуатации на показатели надежности металла отливок из перлитных жаропрочных сталей для паропроводной арматуры и фасонных частей трубопроводов накоплен меньший экспериментальный материал, чем по металлу паропроводных труб.

Важным критерием эксплуатационной надежности стали является способность к пластической деформации при ползучести. Разрушению элементов котлов, изготовленных из стали с высокой длительной пластичностью, предшествует накопление большой остаточной деформации. Заметное увеличение наружных размеров служит сигналом о наступлении опасного состояния и позволяет своевременно заменять ненадежный элемент. Пластическая деформация в месте концентрации напряжений от дефектов сварки, в местах резких переходов уменьшает опасность внезапного хрупкого разрушения.

В процессе ползучести по границам зерен образуются сначала очень мелкие, а потом разрастающиеся пустоты; их развитие постепенно подготавливает разрушение от исчерпания длительной прочности. Разрушению паропроводов от исчерпания длительной прочности предшествует накопление остаточной деформации. Поэтому на паропроводах из хромомолибденовых сталей 12МХ и 15ХМ и хромомолибденованадиевых сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф, работающих при температуре 450°С и выше, осуществляется контроль остаточной деформации по реперам.

Реперы устанавливают во время монтажа паропроводов под наблюдением представителя лаборатории металлов электростанции. Составляется исполнительная схема их расположения на паропроводе. Реперы устанавливают на прямых трубах длиной 500 мм и более и на гибах, имеющих прямые участки длиной не менее 500 мм. Располагают реперы по двум взаимно перпендикулярным диаметрам (рис. 2.8, а) в средней части каждой прямой трубы или прямого участка каждого гиба (на расстоянии не менее 250 мм от сварного соединения или начала гнутого участка). Конструкция применяемых реперов приведена на рис. 2.8, б.

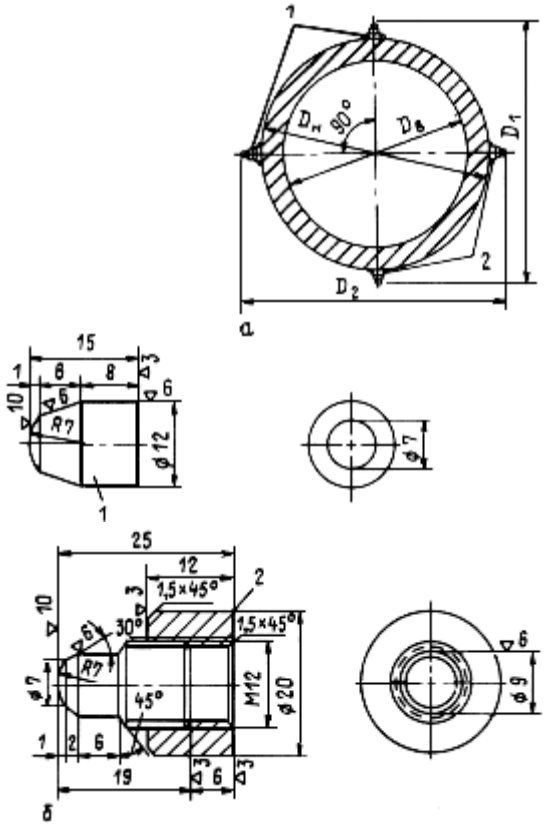


Рис. 2.8. Реперы на паропроводной трубе: а - схема расположения реперов в сечении трубы: 1 - реперы со втулкой для регулировки под постоянный размер измеряемого диаметра; 2 - реперы нерегулируемой высоты;
б - конструкция реперов: 1 - репер нерегулируемой высоты; 2 - репер с резьбовой втулкой (у репера с резьбовой втулкой материалом втулки должна служить перлитная сталь, аналогичная материалу паропровода; вворачиваемая часть должна изготавливаться из аустенитной стали)

В порядке исключения на коллекторах паровых котлов при невозможности установки реперов по двум взаимно перпендикулярным диаметрам допускается их установка по одному диаметру. Реперы на исполнительной схеме паропровода нумеруют. Нумерация остается постоянной в течение всего периода эксплуатации паропровода.

На самом паропроводе места установки реперов должны быть отмечены указателями, выступающими над поверхностью тепловой изоляции.

Остаточная деформация измеряется по реперам микрометром с точностью до 0,05 мм. Измерения должны проводиться при температуре не выше 50°С. Результаты измерений заносятся в формуляр (табл. 2.9). Величина остаточной деформации при i-м измерении определяется по формуле:

$$\Delta E = \frac{D_i - D_{\text{исх}}}{D_{\text{тр}}} 100,$$

где D_i - диаметр трубы, измеренный по реперам при i-м измерении по горизонтальной или вертикальной оси, мм; $D_{\text{исх}}$ - диаметр трубы по реперам в том же направлении в исходном состоянии, мм; $D_{\text{тр}}$ - средний наружный диаметр той же трубы, измеренный рядом с реперами в исходном состоянии по вертикальному и горизонтальному направлениям, мм. В оценке работоспособности учитывается наибольшее значение деформации, полученное по приведенной выше формуле.

Контролю остаточной деформации по реперам подлежат на станционных трубопроводах прямые трубы и трубы с гибами. На паропроводах, изготовленных из сталей 12МХ и 15ХМ и эксплуатируемых при температурах 450°С и выше, измерения наружных диаметров по реперам производят до начала эксплуатации и после каждых 100 тыс. ч эксплуатации.

Если температура среды в эксплуатации выше 500°С, то на прямых трубах из хромомолибденованадиевых сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф наружные диаметры измеряют до начала эксплуатации после каждых 100 тыс. ч. Для аналогичных труб с гибами измерения осуществляют до эксплуатации и после каждых 50 тыс.ч. Измерения наружных диаметров по реперам и определение остаточной деформации проводят на всех прямых и гнутых трубах.

Трубы пригодны для дальнейшей эксплуатации, если их остаточная деформация находится в следующих пределах: 0,8% - для гнутых труб вне зависимости от марки стали; 1,5% - для прямых труб из стали 12Х1МФ; 1% - для прямых труб из стали других марок, кроме 12Х1МФ. Если остаточная деформация превысила указанные выше пределы, то трубы подлежат замене.

В случаях, когда отсутствуют данные по начальным размерам труб по реперам, оценка их работоспособности производится по скорости ползучести (%/ч), определяемой по формуле:

$$\upsilon_{\text{полз}} = \frac{D_i - D_{i-1}}{D_{i-1}\Delta\tau_{\text{экс}}} 100,$$

где D_i и D_{i-1} - диаметр трубы, измеренный по реперам при i-м и $(i-1)$-м измерениях соответственно, мм; $\Delta\tau_{\text{экс}}$ - промежуток времени между $(i-1)$-м и i-м измерениями, ч.

Результаты измерений должны быть представлены по форме табл. 2.9.

Таблица 2.9

Формуляр измерений остаточной деформации труб паропроводов и коллекторов
(схема элемента, чертеж №)

Параметры пара:

температура _____ °С

давление _____ МПа (кгс/см ^{2})

Марка стали _____

Исходный наружный диаметр трубы вблизи бобышек _____ мм

Исходный диаметр трубы, измеренный по бобышкам, мм:

в горизонтальном направлении _____

в вертикальном направлении _____

Измерение провел

_____
(дата, фамилия, имя, отчество, подпись)

Номер точки по исполнительной схеме	Диаметры, по которым проводятся измерения, мм	Исходное измерение		Измерение №				Относительное приращение диаметра, % от номинального
		дата установки репера	диаметр по реперам, мм	дата измерения	продолжительность работы с начала эксплуатации, ч	диаметр по реперам, мм		
						вертикальный	горизонтальный	

Начальник лаборатории _____

Скорость ползучести прямых участков гнутых труб из всех марок стали не должна превышать $0{,}8 \cdot 10^{-5}$ %/ч, прямых труб из стали 12Х1МФ - $1{,}5 \cdot 10^{-5}$ %/ч и прямых труб из всех сталей, кроме 12Х1МФ, - $1 \cdot 10^{-5}$ %/ч. В случаях, когда скорость ползучести превышает указанные выше значения, проводят повторное измерение остаточной деформации через 7000 ч эксплуатации. При повторном подтверждении ускоренной ползучести необходимо произвести вырезку металла с последующей проверкой длительной прочности либо заменить трубу.

На всех станционных трубопроводах по достижении паркового ресурса должна производиться одна вырезка из гнутой трубы с максимальной остаточной деформацией. Такая же операция должна производиться по достижении половины допускаемой величины этой деформации. Вырезка делается из труб каждой марки стали. Оценка состояния металла на вырезке должна включать определение химического состава, карбидный анализ, контроль механических свойств при комнатной и рабочей температурах и исследования микроструктуры.

Если паропровод изготовлен из труб разных марок стали, то вырезки делаются отдельно для труб каждой марки стали. Вырезаемый участок трубы рекомендуется удалять механическим способом. При использовании для этих целей газовой резки или электросварки припуск должен быть не менее 20 мм.

На металле вырезанного участка трубы проводят следующие определения: химический состав, содержание легирующих элементов в карбидной фазе, твердость по поперечному сечению, микроструктура металла (включая количество и распределение неметаллических включений), механические свойства при комнатной и рабочей температурах (включая временное сопротивление, предел текучести, относительное удлинение, относительное сужение и ударную вязкость). Механические свойства, определяемые при растяжении в условиях комнатной и рабочей температур, должны испытываться не менее чем на двух образцах. Для исследований на ударную вязкость требуется не менее трех образцов. Схема разрезки кольца трубы на образцы показана на рис. 2.9.

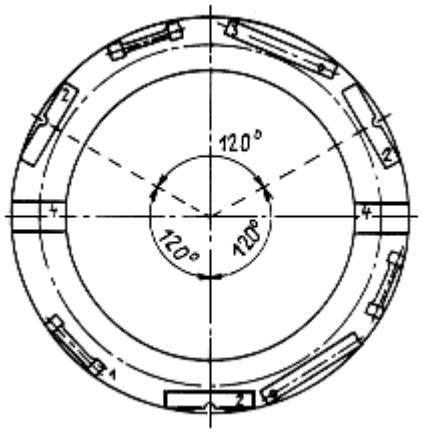


Рис. 2.9. Схема вырезки образцов из трубы паропровода: 1 - образцы для испытания на растяжение; 2 - образцы для испытания на ударную вязкость; 3 - образцы для карбидного анализа; 4 - образцы для металлографических исследований

Механические свойства металла паропроводов при сроке службы до 100 тыс. ч должны соответствовать требованиям технических условий на поставку. После 100 тыс. ч эксплуатации допускается снижение временного сопротивления и предела текучести при комнатной температуре на 30 МПа и ударной вязкости на 15 Дж/см ^{2} по сравнению с требованиями технических условий на поставку.

Условный предел текучести при 550°С после эксплуатации для стали 12Х1МФ не должен снижаться ниже 180 МПа и для стали 15Х1М1Ф - ниже 200 МПа. Он не должен быть ниже 200 МПа при 510°С для сталей 12МХ и 15ХМ.

В случае неудовлетворительных результатов механических испытаний производятся повторные исследования металла из той же трубы на удвоенном количестве образцов. Положительные результаты считаются окончательными. При отрицательном результате трубу следует заменить.

В случае необходимости проведения испытаний на длительную прочность они выполняются согласно требованиям ОСТ 108.901.102-78 [53]. На получение результатов должно быть затрачено не более 8 тыс. ч, из них 1 тыс. ч отводится для изготовления образцов на электростанции, а 7 тыс. ч - на проведение испытаний. В этот период разрешается эксплуатация паропроводов. Администрация электростанций обязана направить в ВТИ или АО ОРГРЭС вместе с образцами схему расположения вырезок в паропроводе, сводку обо всех ранее выполненных исследованиях его металла, а также информацию об остаточной деформации труб, температурных условиях работы согласно эксплуатационным данным и сведения о повреждениях элементов паропроводов в эксплуатации. В ВТИ или АО ОРГРЭС на основании перечисленных выше материалов составляется заключение о возможности или невозможности дальнейшей эксплуатации паропровода, которое и направляют на станцию.

Повреждения гибов паропроводных и пароперепускных труб неоднократно отмечались в

эксплуатации. Такие повреждения были на паропроводах острого пара Красноярской ГРЭС-2, Березовской и других ГРЭС, на горячих нитках промежуточного перегрева котлов сверхкритического давления Конаковской и Литовской ГРЭС, на пароперепускных трубах котлов Иркутской ТЭЦ-1, Джезказганской ТЭЦ, Симферопольской ГРЭС и др. Подавляющее большинство случаев относится к элементам из стали 12Х1МФ, спроектированным в соответствии с нормативно-технической документацией 1956-1971 гг. и эксплуатируемым при давлении 10-14 МПа (100-140 кгс/см^2) и температуре 510-540°С. В этой документации были заложены для стали 12Х1МФ завышенные допускаемые напряжения. Повреждения зарегистрированы на гибах труб следующих типоразмеров, мм: 194х12, 219х14, 273х17, 273х19, 273х20, 325х20 и 325х22.

На гибах паропроводов и пароперепускных труб, рассчитанных по сниженным допускаемым напряжениям и изготовленных после 1971 г., повреждения в процессе эксплуатации наблюдались значительно реже. В ряде случаев снижение эксплуатационной надежности гибов было связано с пониженной длительной пластичностью материала, с защемлениями из-за неудовлетворительного состояния опор, превышения температуры пара над расчетной, а также с наличием металлургических дефектов.

Гибы пароперепускных и паропроводных труб обычно разрушаются путем образования трещины на наружной поверхности вдоль наиболее растянутого при гибке волокна. В этом месте действуют наибольшие дополнительные растягивающие напряжения, вызываемые изгибом поперечного сечения из-за "уплощения" в поперечном сечении трубы при гибке, а толщина стенки минимальна вследствие вытяжки. Реже наблюдались повреждения из-за трещин, развивающихся с внутренней стороны в районе нейтральных волокон, где дополнительные изгибные растягивающие напряжения могут достигать большой величины.

По типовому технологическому процессу и требованиям технических условий на поставку труб поверхностей нагрева, внутрикотельных и станционных трубопроводов гибы, выполненные из стали 12Х1МФ, при толщине стенки 20 мм и менее не проходили ранее термической обработки после холодной гибки. Исследования, выполненные в НПО ЦКТИ, показали, что практически на всех трубах этих типоразмеров после длительной эксплуатации предел текучести металла гиба при комнатной температуре выше предела текучести металла прямого участка. Это свидетельствует о том, что наклеп сохраняется на протяжении всего периода эксплуатации вплоть до момента повреждения, который иногда наступал при сроках службы 80-100 тыс. ч и более. Испытания на длительную прочность металла поврежденных труб показали снижение длительной пластичности металла гибов из стали 12Х1МФ, не проходивших термической обработки, почти на порядок по сравнению с металлом прямых участков.

С 1980 г. на котлостроительных заводах начали применять отпуск гибов из стали 12Х1МФ с толщиной стенки 20 мм. Трубопроводы из стали 12Х1МФ с наружным диаметром 243 мм и толщиной стенки от 17 до 19 мм сняты с производства.

Анализ структуры и свойств металла гибов, имевших ускоренную ползучесть на прямом участке или повреждение на гнутой части в эксплуатации, в ряде случаев позволил установить большую неоднородность микроструктуры и как следствие разницу в механических свойствах по длине труб. Это явление может быть обусловлено применявшейся ранее технологией гибки паропроводных и пароперепускных труб: перед гибкой один из концов труб нагревался до температуры выше Ac_3, а другой оставался практически холодным. За холодный конец трубу извлекали из печи и гнули в горячем состоянии, так как мощность трубогибочного станка не позволяла согнуть трубу в холодном состоянии. После гибки в горячем состоянии давался отпуск.

Такая технология приводила к образованию неблагоприятных микроструктур в ряде зон гиба. В дальнейшем от нее отказались. Подавляющее количество гибов изготавливается теперь без подогрева на более мощных трубогибочных станках.

В связи с имевшими место повреждениями вследствие ускоренной ползучести и с учетом относительно низких фактических запасов прочности принято решение о замене гибов относительно тонкостенных труб главных паропроводов, котлов и турбин, а также секций соединительных коллекторов, паропроводов редукционных охладительных установок, быстродействующих редукционных охладительных установок, перемычек и байпасов новыми, изготовленными из более толстостенных труб размерами 194х15, 273х22 и 325х24. До замены на ряде электростанций температура перегрева пара была снижена с 540 до 520°С. После замены гибов паропроводы могут

эксплуатироваться при расчетных параметрах, но не следует забывать, что изменятся компенсационные напряжения. При более толстых гибах увеличатся компенсационные напряжения в тонкостенных прямых участках (особенно это касается мест концентрации напряжений в расточках под подкладные кольца сварных соединений, где происходят утонение трубы и концентрация напряжений в местах перехода от цилиндрической к конической расточке).

Проектные проработки, связанные с заменой гибов паропроводов, должны выполняться проектными организациями РАО ЕЭС России по договорам со станциями. Заменяя гибы, необходимо строго сохранять трассировку паропроводов, а после замены проводить наладку опор. Для всех случаев необходим поверочный расчет компенсационной способности паропровода.

Эффективным способом повышения эксплуатационной надежности может служить замена всех гибов в сочетании с восстановительной термической обработкой прямых участков паропроводов или своевременно проведенная полная восстановительная термическая обработка всего паропровода.

Разрушения гибов паропроводных и пароперепускных труб обусловлены искажением формы поперечного сечения при гибке, утонением стенки в месте гиба, недостаточной жаропрочностью и длительной пластичностью металла, а также эксплуатацией при температуре выше расчетной. Существенный вклад в ускорение процесса высокотемпературного разрушения гибов часто вносили добавочные напряжения, возникающие из-за защемления опор, подвесок и пр. Важную роль играют изменяющиеся во времени термические напряжения, появляющиеся при пусках, остановах и резких изменениях режима работы котла.

На паропроводах промежуточного перегрева, имеющих штампосварные колена из стали 15Х1М1Ф с продольными сварными швами (устанавливались на котлах блоков мощностью 300 МВт и выше), необходим один раз в два года (но не реже чем через 15 тыс. ч эксплуатации) контроль ультразвуковой и магнитопорошковой дефектоскопией продольных сварных швов и их околошовных зон. Требуется тщательный контроль за фактическим состоянием систем крепления паропроводов промежуточного перегрева, имеющих штампосварные колена. При выявлении отклонений от проекта в перемещениях и нагрузках на пружины опор требуется проводить регулировку, обращая внимание на необходимость отсутствия защемлений.

Важную роль в обеспечении эксплуатационной надежности трубопроводов играют правильная расстановка и регулировка пружинных креплений, обеспечивающие компенсационные температурные напряжения в пределах проектных величин. Регулировка опор должна проводиться в соответствии с инструкцией [76], разработанной ОРГРЭСом. Для надежной работы трубопроводов необходимо обеспечить правильное конструктивное выполнение опор, затяжку их пружин в соответствии с проектом и проверку правильности перемещений при тепловых расширениях по показаниям реперов.

Правильное выполнение и регулировка пружин опор особенно важны для трубопроводов мощных энергетических блоков, имеющих большую протяженность трасс и большую массу. Большая длина паропровода приводит к увеличению тепловых перемещений: вертикальные перемещения отдельных точек главных паропроводов блоков мощностью 300 МВт достигают 120-140 мм. Масса 1 м паропровода диаметром 275х64,5 мм из стали 12Х1МФ вместе с изоляцией составляет 500 кг.

Тепловые расширения являются причиной перемещения паропровода в пространстве и перераспределения нагрузок на опоры. Это может привести к перегрузке отдельных опор или чрезмерным напряжениям в отдельных участках паропровода. Для контроля расширения паропровода служат реперы, устанавливаемые на всех главных паропроводных линиях с внутренним диаметром более 150 мм и работающие при температуре более 300°С. Наблюдения за нормальным расширением паропроводов по реперам необходимо проводить не реже одного раза в год (в горячем и холодном состояниях).

Инструкция по регулировке опор распространяется на паропроводы I категории по классификации правил по трубопроводам [3], имеющим наружный диаметр 150 мм и более.

Способ регулировки промежуточных опор задается проектной организацией и указывается в чертежах трубопровода. Проектная организация на основании расчетов на прочность и жесткость трубопроводов с учетом их тепловых расширений, выполняемых на ЭВМ, выдает следующие исходные данные (они прилагаются в табличной форме к аксонометрической схеме трубопровода):

нагрузку на опоры в горячем состоянии;

монтажные затяжки пружин (для двухэтапной регулировки - затяжки пружин на весовую нагрузку неизолированного трубопровода, для одноэтапной регулировки - затяжки на рабочую весовую нагрузку и полные тепловые перемещения трубопровода);

затяжки пружин в рабочем состоянии;

затяжки пружин в холодном состоянии;

полные тепловые перемещения - от проектно-монтажного до рабочего состояния; "видимые" тепловые перемещения - от холодного до рабочего состояния с учетом жесткости промежуточных опор (по трем координатам в местах установки опор и реперов тепловых перемещений); смещение трубопровода из проектного (монтажного) положения в холодное состояние;

моменты и силы, передаваемые со стороны трубопровода на присоединенное оборудование и трубопроводы;

силы, требуемые для подгонки концов трубопроводов замыкающих стыков с указанием мест их приложения, а также изменения длин тяг и сдвига нижних точек крепления подвесок при выполнении холодных растяжек.

Подготовка к регулировке опор начинается с инвентаризации труб паропровода, поставленных на монтажную площадку, с проверкой их наружного диаметра и толщин стенок для уточнения фактической массы (допуск на толщину стенки труб при наружном диаметре более 108 мм по ТУ 14-3-460-75[102] составляет -5 - +20%, т.е. колебания толщины в пределах допуска существенно влияют на массу 1 м трубопровода). При укрупнении блоков осуществляют контроль за строгим соблюдением рабочих чертежей и технологических карт. Необходимо выдерживать проектные уклоны трубопроводов.

Требуется выполнять контроль комплектности, качества сборки, сварки, а также маркировку опор и подвесок, обращая внимание на соответствие марок стали условиям эксплуатации и требованиям проекта. Необходима проверка твердости хомутов и полухомутов из стали 20Х1М1Ф1ТР. Осуществляется тарировка 10% пружин, причем не менее двух на каждый типоразмер с оформлением акта.

Затем на стенде создается монтажная затяжка пружин в соответствии с требованиями проекта и фиксации их в таком положении монтажными шпильками. Далее маркируют блоки пружин в соответствии с номерами опор. Постоянные опоры и подвески устанавливают на рабочие места в заневоленном состоянии; на них монтируют трубопровод.

Регулировка пружинных опор может проводиться в два или в один этап. Регулировка в два этапа проводится на паропроводе до наложения тепловой изоляции и после (с учетом ее массы). При двухэтапной регулировке перед выполнением проектного натяга и перед сваркой замыкающего стыка устраняют все защемления трубопровода. Хомуты сдвигают в сторону, противоположную тепловому расширению, на половину его расчетной величины плюс на смещение при осуществлении натяга. Временные опоры демонтируют. После этого расслабляют монтажные шпильки и распорные устройства постоянных опор. Устанавливают проектный зазор в замыкающем стыке (обрезкой труб, вставкой катушки или подгибкой колен). Проверяют правильность выполнения проектных уклонов горизонтальных участков трубопроводов. Осуществляют натяг более податливой половины паропровода и заваривают замыкающий стык.

После нанесения тепловой изоляции уточняется ее масса. С этой целью изоляцию частично разбирают на участках протяженностью по 0,5 м и взвешивают. Затем осуществляется подрегулировка пружин опор.

В период комплексного опробования по достижении номинальной температуры измеряют высоту пружин опор, зазоры между их тягами и траверсами; затем сравнивают эти величины с расчетными. Между полным фактическим тепловым перемещением и расчетным не должно быть расхождения более 20% при абсолютном перемещении более 50 мм и не более 10% при абсолютном перемещении менее 50 мм.

В рабочем состоянии трубопровода отклонение фактических реакций отдельных опор должно составлять не более 15% весовой нагрузки, а сумма реакций опор между неподвижными опорами должна быть не более 5%. При таких условиях регулировка опор считается выполненной удовлетворительно. Если расхождения больше, то необходимо выявить причину и в первый же останов произвести дополнительную регулировку.

Одноэтапная затяжка пружин менее трудоемка. Она применяется для всех серийных типоразмеров трубопроводов из углеродистой стали, сталей 15ГС, 12Х1МФ и 15Х1М1Ф. Ее не следует применять при большом количестве опор постоянного усилия.

При одноэтапной регулировке пружины опор затягиваются на монтажной площадке до установочной проектной высоты. Затяжку выполняют талью или домкратом. Положение затяжки фиксируется приваркой к нижнему и верхнему стаканам двух-четырех прутков. Фиксирующие стяжки срезают после заварки замыкающего стыка и закрепления трубопровода на неподвижных опорах.

Контроль правильности затяжки пружин при одноэтапной регулировке выполняется для горячего и холодного состояний. Для горячего состояния определяют нагрузки на пружинные опоры по их высоте и соответствие вертикальных перемещений контрольных точек проектным. Отличие нагрузок на опоры от проектных не должно быть выше 15%. Вертикальные перемещения не должны отклоняться от проектных на величину более 20%.

При внешних осмотрах следует обращать внимание на отсутствие повреждений в опорах, защемлений трубопровода, на полностью разгруженные опоры или опоры, у которых пружины полностью сжаты до прижатия витков пружины одного к другому.

Признаком повышенных компенсационных напряжений могут служить кольцевые трещины в сварных соединениях трубопроводов, а также повреждения в местах неподвижных опор трубопроводов и коллекторов. Если обнаружены такие повреждения, то необходима проверка регулировки опор и свободы тепловых перемещений трубопровода.

За тепловыми перемещениями паропроводов тепловых электрических станций необходим контроль, который должен осуществляться в соответствии с требованиями методических указаний РД 34.39.301-87 [55]. Методические указания определяют порядок, объем и методы контроля за тепловыми перемещениями и должны выполняться на всех тепловых электростанциях. Они обязательны для предприятий и организаций, проектирующих паропроводы, ведущих их монтаж, наладку и ремонт.

Цель контроля - проверка соответствия перемещений участков паропровода при тепловых расширениях проектным величинам, устранение возможных защемлений, проверка исправности опор и подвесок паропроводов и выявление недопустимых режимов работы (коробления от чрезмерно быстрых прогревов или расхолаживаний). Фактические перемещения должны быть близки к проектным.

Для контроля перемещений используют индикаторы (рис. 2.10), которые позволяют измерять и регистрировать перемещения паропроводов относительно каркаса котла или строительных конструкций зданий. Места установки индикаторов указываются в проекте паропроводов. На электростанции назначается лицо, ответственное за контроль тепловых перемещений паропроводов.

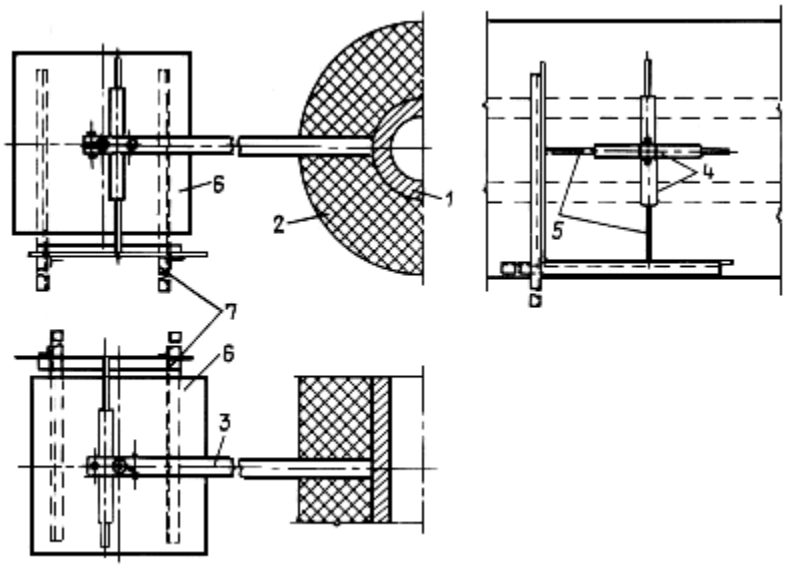


Рис. 2.10. Индикатор перемещений паропровода: 1 - паропровод; 2 - тепловая изоляция; 3 - кронштейн; 4 - шток; 5 - стержень; 6 - пластина; 7 - угловая рамка

Проектная организация должна выполнить аксонометрическую схему паропровода, разработать монтажно-сборочные чертежи, предоставить чертежи опор, определить значения нагрузок на опоры и оборудование, а также высоты пружин в рабочем и холодном состояниях; она должна представить значения перемещений в местах установки опор и индикаторов.

Индикаторы обеспечивают возможность измерения перемещений при прогреве от холодного состояния до горячего и при остывании паропроводов. Можно также использовать индикаторы, которые позволяют измерить перемещение начиная с монтажного состояния. В акте приемки паропровода в эксплуатацию должны быть записи, подтверждающие правильность установки опор и индикаторов тепловых перемещений. Индикаторы следует устанавливать на прямых участках в местах максимальных тепловых перемещений и не следует располагать около неподвижных опор.

За перемещение паропровода в пространстве принимается разность измерений координат по индикатору в направлениях в рабочем и холодном состояниях. Допускается несовпадение проектного и фактического перемещения (мм) в пределах $\pm(10+0{,}05\,\Delta_i)$, где Δ_i - проектное перемещение по оси i. При большем отклонении необходимо обследовать паропровод и устранить причины расхождения проектного и фактического перемещений.

При пуске котла, а также во время его работы (особенно на переходных режимах) из-за гидравлических ударов или больших перепадов давления на отдельных участках трубопроводов могут возникать вибрации. Особенно часто вибрации наблюдаются на трубопроводах быстродействующих редукционно-охладительных установок (БРОУ). Если их амплитуда велика, возможно разрушение паропровода от усталости. Для погашения вибраций устанавливают дополнительные опоры.

Неоднократно отмечались термоусталостные повреждения металла паропроводов острого пара и промежуточного перегрева вследствие попадания на горячую внутреннюю поверхность холодного конденсата из дренажных, байпасных, импульсных линий и отводов на предохранительные клапаны. У мест ввода этих линий обнаруживали растрескивание металла, идущее от внутренней поверхности трубопроводов к наружной; часто эти трещины проходили насквозь. При значительной протяженности перечисленных выше линий, присоединяемых к паропроводам, в них накапливается конденсат, который периодически попадает в паропровод при колебании в нем давления. Забросы воды вызывают резкое местное охлаждение металла паропровода и образование трещин. Характерным признаком является сетчатое растрескивание металла вокруг места врезки тупикового участка трубопровода. Преимущественное направление развития трещин обычно радиальное или

кольцевое.

Для предотвращения таких повреждений рекомендуется устанавливать индивидуальные запорные вентили на каждой отводящей линии вблизи места ее присоединения к паропроводу (на расстоянии не более 250-300 мм) и тщательно изолировать тепловой изоляцией.

Недопустимо объединять дренажные линии высокого, среднего и низкого давления. При продувке дренажей высокого давления и малом пропускном сечении будет происходить заброс воды через дренажи среднего и низкого давления с образованием термошока на поверхности паропроводов среднего и низкого давления. При капитальных ремонтах целесообразно проводить ультразвуковой контроль участков паропроводов, в которые по перечисленным выше причинам может попадать холодный конденсат.

Питательные трубопроводы в местах, примыкающих к регулирующим клапанам (РПК), байпасные линии в местах установки гибов и зон установки дроссельных шайбовых наборов и щелевых дросселей подвержены эрозионному износу.

Разрушение поверхностного слоя металла под действием ударяющихся в него твердых частиц, капелек или потока жидкости, а также потока пара называется эрозией. Эрозии потоком воды подвержены детали питательных насосов высокого и сверхкритического давления и регулирующая арматура питательного водяного тракта. В частности, интенсивный эрозионный износ характерен для шиберов питательных регулирующих клапанов. При частичном открывании клапана поток воды в сужении разрушает шибер. Происходит износ твердосплавных наплавок. Отжимаемый к стенке трубы поток может вызвать эрозионный износ стенки трубопровода вплоть до сквозного разрушения. Не реже одного раза за 25 тыс. ч эксплуатации необходимо проводить контроль толщины стенки трубопровода за регулирующим питательным клапаном на расстоянии до 10 диаметров с помощью ультразвукового толщиномера. Следует избегать при проектировании трассы питательного трубопровода близкого расположения гибов за регулирующим питательным клапаном, так как струя воды, выходящая из суженного сечения, ударяется в гиб и может вызвать его эрозионный износ. Эрозия водой развивается преимущественно в результате разрушения менее прочных структурных составляющих (например, феррита в перлитных сталях). Наличие в металле технологических дефектов (ликвации, микротрещин) неизбежно приводит к ускорению процесса эрозии.

Часто эрозионный износ наблюдается за регулирующими шиберными клапанами и шайбовыми дроссельными наборами. Износу подвержены также регулирующие органы и выходные патрубки регулирующих клапанов. Чем выше перепад на дроссельном органе, тем сильнее эрозионный износ.

На питательных магистралях от напорного патрубка питательного насоса до котла всех трубопроводов с расчетным давлением 9 МПа и выше при каждом капитальном ремонте необходимо контролировать толщину стенки ультразвуковым методом. Контролю подлежат выходные патрубки регулирующей дросселирующей арматуры на длине не менее 10 диаметров трубы по ходу воды от регулирующего или дроссельного органа. Такой же контроль должны проходить гибы байпасных линий и зоны установки дроссельных шайбовых наборов и щелевых дросселей. Аналогично следует осуществлять контроль толщины стенок при каждом капитальном ремонте на тупиковых участках питательных линий, где образуются застойные зоны и вероятен усиленный коррозионный износ.

Для осмотра питательного трубопровода приказом по электростанции назначается комиссия, которая обязана проанализировать следующие документы и сведения:

приказ о назначении лиц, ответственных по надзору за питательными трубопроводами и за их обслуживанием;

паспорт трубопровода и его ремонтный журнал;

схему трубопровода с возможными изменениями, внесенными при эксплуатации;

паспорта на замененную арматуру и сведения о крепежных деталях;

сертификаты на примененные при ремонте сварочные материалы;

протоколы проверки качества сварных соединений;

данные о продолжительности работы трубопроводов и элементов с начала эксплуатации.

Осмотр питательных трубопроводов проводят выборочно. Особое внимание обращается на тупиковые участки и фасонные части, сильно подверженные коррозии и эрозии в эксплуатации. Для внутреннего осмотра фланцевые соединения освобождают от болтов. Внутренний осмотр выполняют с помощью электрической лампы и перископа. При отсутствии фланцевых соединений выборочно контролируют толщину стенки питательных трубопроводов ультразвуковыми толщиномерами.

Объем выборочного контроля и схема расположения контролируемых участков утверждаются главным инженером электростанции. При ультразвуковом контроле эрозионного износа литых патрубков регулирующих клапанов и примыкающего участка трубопровода должны контролироваться сплошность сварного шва (включая околошовную зону со стороны трубы шириной не менее 15-20 мм), толщина стенки сварного шва, околошовной зоны, литого выходного патрубка и примыкающей трубы. Для проведения контроля и измерения толщины наружная поверхность контролируемых деталей зачищается шлифовальной машинкой.

Перепад на регулирующем питательном клапане прямоточных и барабанных котлов при работе на номинальной нагрузке должен составлять 1,0-1,6 МПа (10-16 кгс/см^2). При нагрузке котла более 25% от номинальной необходимо отключать байпасные трубопроводы. Допускается износ толщины стенки не более 20%. При большем износе участок трубопровода необходимо заменить.

Результаты осмотра и заключение о возможности дальнейшей эксплуатации заносятся в паспорт трубопровода. Обязательно должна быть приложена схема с указанием участков, прошедших внутренний осмотр, и мест проверки толщины стенок трубопровода. В заключении комиссии должен быть указан срок следующего осмотра. Запись в паспорте трубопровода о результатах осмотра подписывается всеми членами комиссии.

Целесообразно наплавлять аустенитными электродами внутреннюю поверхность патрубков за регулирующими шиберными клапанами с условным диаметром прохода 100 мм и более на котлах с рабочим давлением 10 МПа и выше. Аустенитная наплавка обладает эрозионной стойкостью в 11-14 раз выше, чем перлитная сталь. Толщина наплавки должна быть 5-6 мм. Наплавленный слой необходимо зачистить шлифовальной машинкой для получения ровной гладкой поверхности с плавными переходами.

Серьезную опасность представляют возможные разрушения вследствие эрозионного износа байпасных линий узлов питания. Они имеют малый запас по толщине стенки - всего 2-2,5 мм с номинальной толщиной 10-13 мм. Поэтому при износе байпасных линий узлов питания или профилактически при капитальном ремонте целесообразно эти участки заменять на более толстостенные, сохраняя близким к проектному внутренний диаметр трубопровода.

Определенного внимания требуют обратные клапаны, размещенные за питательными насосами. На ряде блоков сверхкритического давления мощностью 300 МВт при отключении энергоблоков отмечались повреждения фланцевых соединений и арматуры трубопроводов за бустерными насосами. При зависании или неплотной посадке обратных клапанов, устанавливаемых на стороне нагнетания, при одном остановленном и втором останавливаемом питательных насосах происходит повышение давления в магистрали перед насосом вследствие протечки воды через насос в обратную сторону. Повышение давления на блоке 300 МВт может достигать 6 МПа при вскипании воды из-за понижения давления. Протечка воды через концевые уплотнения насоса и линии рециркуляции не спасает от аварийной ситуации, если обратные клапаны имеют значительную неплотность.

Для предупреждения таких аварий рекомендуется устанавливать дополнительный обратный клапан на общей магистрали перед подогревателем высокого давления за питательным насосом. Целесообразно в период текущих и капитальных ремонтов производить ревизию обратных клапанов, а также периодически проводить проверку плотности обратных клапанов.

Литые детали с условным диаметром прохода 100 мм и более (корпуса арматуры, литые тройники, крестовины и др.) в пределах котла или станционных трубопроводов независимо от параметров пара должны проходить каждые 50 тыс. ч визуальный контроль и магнитопорошковую дефектоскопию всех радиусных переходов наружных и внутренних поверхностей. При наличии на корпусах арматуры и других литых деталях ремонтных заварок они должны проходить указанный выше контроль в каждый

капитальный ремонт.

Металл отливок обладает пониженной пластичностью и часто пониженной прочностью по сравнению с металлом проката или поковок того же химического состава и отличается более крупнокристаллическим строением. В отливках неизбежна ликвационная неоднородность. Из-за усадочных пор плотность литого металла меньше плотности проката. В отливках невозможно полностью избежать таких технологических дефектов, как земляные засоры, пористость, рыхлоты, усадочные трещины и т.п. Линейные дефекты чаще всего встречаются в радиусных переходах или в прибыльных участках отливок.

Трещины в отливках возникают из-за чрезмерных компенсационных напряжений, резких градиентов температуры при слишком быстром прогреве или расхолаживании и при попадании на горячую поверхность металла воды.

Небольшие трещины, обнаруженные в отливках при входном контроле или при контроле в процессе эксплуатации, могут быть выбраны шлифовальным кругом. Если глубина выборки невелика и не превышает минусового допуска, то отливка может быть оставлена в эксплуатации без заварки. Края выборки должны быть плавными во избежание местной концентрации напряжений.

Если выборка, необходимая для полного устранения дефекта, выводит деталь за минусовой технологический допуск, то необходима ремонтная заварка, которая производится с предварительным подогревом теми же электродами, которыми сваривается литье (УОНИ 13/45 для стали 25Л и ЦЛ-20М для сталей 12Х1МФЛ и 15Х1М1ФЛ). Если объем наплавленного металла превысил 100 $см^3$, то в дальнейшем обязательна термическая обработка для снятия остаточных напряжений и для отпуска подкалившегося металла в зоне термического влияния сварки. Возможна ремонтная заварка после выборки даже сквозных дефектов.

В связи с невозможностью гарантировать полное отсутствие дефектов в отливках разработаны технологические варианты изготовления корпусов задвижек штамповкой из трубных заготовок, а также штампосварные варианты конструкций. На Белгородском заводе энергетического машиностроения налажено производство штампованных тройников с вытянутой горловиной.

Обязательным визуальному осмотру, неразрушающему контролю твердости и ультразвуковому контролю через каждые 50 тыс. ч эксплуатации подлежат шпильки с резьбой М42 и более арматуры и фланцевых разъемов станционных паропроводов и паропроводов в пределах котлов при температуре пара 500°С и выше. Эти же шпильки должны подвергаться 100% контролю твердости в исходном состоянии и через каждые 50 тыс. ч эксплуатации. Нормы твердости в зависимости от марки стали приведены в табл. 2.10. При твердости, не соответствующей интервалам, указанным в табл. 2.10, шпильки должны быть заменены.

Таблица 2.10

Твердость крепежа после различных сроков эксплуатации

Сталь	Твердость НВ, МПа		
	в исходном состоянии по ГОСТ 20700-75	после эксплуатации	
		50	100 и более
20Х1М1ФГТР (ЭП182)	2410-2770	2240-2690	2210-2690
20ХМФБР	2410-2770	2410-2770	2410-2770

(ЭП44)			
18Х12ВМБФР (ЭИ993)	2410-2770	2280-2770	2210-2770
20Х2М1Ф (ЭИ723)	2410-2770	2240-2770	2210-2690

В процессе эксплуатации обязательному визуальному и ультразвуковому контролю подвергают стыковые и угловые сварные соединения питательных трубопроводов (от питательного насоса до котла), стыковые сварные соединения труб трубопроводов с наружным диаметром 108 мм и более, сварные стыковые и угловые соединения с литыми, коваными и штампованными деталями трубопроводов и коллекторов с наружным диаметром 108 мм и более. Периодичность и объемы контроля зависят от параметров среды и определены в табл. П2.2 приложения 2 настоящего издания.

Сварные соединения на трубах из легированных хромомолибденованадиевых сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф обычно работают при температурах, при которых интенсивно развивается ползучесть. На таких сварных соединениях могут наблюдаться межкристаллитные трещины по околошовной зоне, где происходит подкалка металла при сварке. Трещины связаны со снижением пластичности металла в локальной околошовной зоне из-за дисперсионного твердения - выпадения очень мелких карбонитридов из пересыщенного твердого раствора в железе. Дисперсионное твердение может происходить в процессе как отпуска, так и длительной высокотемпературной эксплуатации. Такие трещины начинаются от конструкционных и технологических концентраторов напряжений (границы усиления сварного шва, подрезов, непроваров и т.п.) и могут быть связаны с недоотпуском после сварки. Начальные трещины, которые могут образоваться в процессе термической обработки, сравнительно невелики, но процесс ползучести при ограниченной локальной длительной пластичности может быстро развить их в магистральные транскристаллитные трещины, вызывающие внезапное хрупкое разрушение. Трещины этого вида развиваются в первые 10-20 тыс. ч эксплуатации. На заводах применяются зашлифовка усилений сварных швов жестких соединений и дефектоскопия поверхности.

В сварных соединениях из хромомолибденованадиевых сталей в околошовной зоне при длительной эксплуатации могут развиваться локальные повреждения другого рода - трещины, проходящие по мягкой прослойке, которая образуется в околошовной зоне, нагреваемой до температур, близких к точке Ac_1, т.е. по зоне переотпуска, обычно располагающейся на расстоянии 2-3 мм от линии сплавления.

Мягкая прослойка неизбежно образуется при сварке хромомолибденованадиевых сталей. Ее нельзя устранить отпуском, и она исчезает только после полной фазовой перекристаллизации. При отсутствии ползучести мягкая прослойка не провоцирует образования трещин. Из-за высокой температуры вероятность образования трещин по мягкой прослойке со временем возрастает. Появлению их способствуют высокие напряжения от изгиба, которые часто наблюдаются в эксплуатации при самокомпенсации тепловых расширений элементов котла и трубопроводов. В сварных соединениях хромомолибденовых сталей 12МХ и 15ХМ, слабо термически упрочняющихся, твердая и мягкая прослойки выражены слабо, и указанные виды трещин не наблюдаются.

Мелкие паукообразные трещины могут появляться в верхних слоях сварных соединений хромомолибденованадиевых сталей, выполняемых в последнюю очередь и не претерпевающих в дальнейшем фазовой перекристаллизации. Трещины обычно не имеют тенденции к быстрому развитию и после сошлифовки вновь не возникают.

Механические свойства металла сварных соединений, как и основного металла, могут изменяться в процессе длительной эксплуатации при высокой температуре. Для оценки состояния металла сварных соединений периодически осуществляют вырезки.

По тракту свежего пара на паропроводах острого пара и горячего промежуточного перегрева с температурой 540°С и выше вырезают по одному сварному стыку удовлетворительного качества

после первых 100 и 200 тыс. ч эксплуатации, а затем через каждые 50 тыс. ч. Вырезку стыка производят из трубы с максимальной остаточной деформацией. При отрицательном результате оценки состояния металла вырезают и испытывают второй стык из трубы того же типоразмера.

На паропроводах из стали 20, работающих при температуре от 400 до 450°С, существует опасность графитизации металла в околошовной зоне - распада цементита с образованием графита. Графитовые включения расположены преимущественно по границам зерен. Частицы графита ослабляют металлическую матрицу, приводят к концентрации напряжений и облегчают хрупкое разрушение. Особенно опасны образования графита в виде цепочек. Такие включения наблюдаются в зоне термического влияния сварных соединений.

В связи с возможностью графитизации на трубопроводах из стали 20, работающих при температуре выше 400°С, вырезают и исследуют один сварной стык после первых 100 тыс. ч эксплуатации; затем вырезки повторяют через каждые 50 тыс. ч эксплуатации. При обнаружении графитовых включений в одном сварном соединении контролю подвергают второе соединение. Сварные соединения рекомендуется вырезать вблизи выходного коллектора котла, где температура пара несколько выше.

Сварные соединения, вырезанные из трубопровода, должны быть подвергнуты исследованиям: химического состава основного и наплавленного металла, твердости металла по поперечному сечению сварного соединения, механических свойств сварного соединения при комнатной и рабочей температурах, макро- и микроструктуры поперечного сечения. Результаты исследований должны быть представлены по форме, указанной в табл. 2.11.

При исследовании вырезанных сварных соединений необходимо определить химический состав основного и наплавленного металла, твердость металла по поперечному сечению, механические свойства при рабочей и комнатной температурах, макро- и микроструктуру, а также величину и характер возможных дефектов. Размеры дефектов не должны превышать нормативных значений, допускаемых по РД 34.15.027-93 [65]. Схема вырезки образцов для испытаний также должна соответствовать требованиям РД 34.15.027-93.

Таблица 2.11

Результаты исследований вырезок из сварных соединений

Номер стыка по схеме	Продолжительность работы от начала эксплуатации, тыс. ч	Химический состав металла, %														
		основного								наплавленного						
		углерод	кремний	марганец	сера	фосфор	хром	молибден	ванадий	углерод	кремний	марганец	сера	фосфор	хром	мол де

Продолжение табл. 2.11

Номер стыка по схеме	Продолжительность работы от начала эксплуатации, тыс. ч	Механические свойства при растяжении		Ударная
		при комнатной температуре	при рабочей температуре	при комнатной температуре

		предел прочности, МПа	предел текучести, МПа	относительное удлинение, %	относительное сужение, %	температура, °С	предел прочности, МПа	предел текучести, МПа	относительное сужение, %	относительное удлинение, %	основной металл	зона термического влияния	наплавленный металл

Начальник лаборатории металлов _____

При неудовлетворительных результатах контроля вырезают второе сварное соединение, заваренное электродами той же партии из трубы контролируемых типоразмера и марки стали. Положительный результат повторного исследования считается окончательным. При отрицательном результате необходимо определить с помощью неразрушающих методов контроля механические свойства на всех сварных соединениях контролируемых типоразмера и марки стали, заваренных электродами одной партии. Обнаружив сварные соединения с характеристиками прочности ниже требований технических условий, их необходимо переварить.

Если при металлографическом контроле хотя бы одного сварного соединения из стали 20 будет обнаружена графитизация второго или более баллов по шкале ВТИ, то все сварные соединения контролируемого паропровода подлежат переварке.

Среди теплофикационных трубопроводов, находящихся в пределах электрических станций, имеются трубопроводы с диаметром более 1000 мм, по которым транспортируется горячая вода под давлением, и разрушение такого трубопровода может вызвать тяжелые последствия. На некоторых ТЭЦ произошли разрушения таких трубопроводов из-за наружной коррозии, вызванной систематическим попаданием воды на тепловую изоляцию. В одном из случаев вода поступала через сальниковую набивку задвижки, расположенной на вертикальном участке, и увлажняла тепловую изоляцию трубы. В результате коррозионного процесса толщина стенки уменьшилась с 10 до 1 мм, после чего произошло разрушение, повлекшее за собой выброс больших масс горячей воды в помещение котельной. Надо тщательно следить за отсутствием парений и течи, увлажняющих тепловую изоляцию, и своевременно устранять их. Особенно опасно попадание на трубопроводы кислот и щелочей, вызывающих ускоренное протекание процесса коррозии.

Теплофикационные трубопроводы должны подвергаться ежегодному освидетельствованию силами станций. Места, подвергавшиеся увлажнению, должны быть освобождены от изоляции и осмотрены. При наличии признаков коррозии следует зачистить поверхность трубы от продуктов коррозии и определить фактическую толщину трубы в этом месте с помощью ультразвукового толщиномера. При результатах измерений, вызывающих сомнения, и при утонении стенки на 10% и более по сравнению с проектной, необходимо проводить засверловку и непосредственно измерить толщину стенки. При обнаружении местного утонения стенки на 10% эти участки требуется подвергать контролю в ремонтную кампанию следующего года. Участки с утонением на 20% и более подлежат замене.

Ежегодные освидетельствования теплофикационных трубопроводов включают обязательную проверку состояния опор, подвесок и компенсаторов. Требуется предусмотреть мероприятия, предотвращающие затопление водой каналов прокладки трубопроводов сетевой воды. Необходимо совместно с проектной организацией рассмотреть вопрос о ремонтопригодности прокладок существующих и обеспечить ремонтопригодность вновь проектируемых трасс.

2.6. Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

Объемы, методы и сроки контроля элементов котлов в пределах паркового ресурса согласно

требованиям типовой инструкции [61] сообщаются в табл. П2.1 приложения 2 настоящего издания.

В современных паровых котлах тепловых электростанций пар перегревается до температуры 545-570°С. Дальнейшее повышение температуры пара ограничено прочностными свойствами разработанных в настоящее время сталей для труб поверхностей нагрева и паропроводов. Температура металла труб поверхностей нагрева существенно выше температуры пара на выходе из котла. Это обусловливается неравномерной раздачей пара по змеевикам и неравномерным обогревом труб газами, а также неизбежным перепадом температур между наружной, внутренней поверхностями труб и теплоносителем.

Прочность металла снижается при высоких рабочих температурах. Металл начинает накапливать пластическую деформацию при относительно низких напряжениях, снижаются его пластические свойства при длительном нагружении, ухудшается структура, а на наружной и внутренней поверхностях интенсивно протекают коррозионные процессы.

В практике эксплуатации поверхностей нагрева паровых котлов приходится сталкиваться с высокотемпературной газовой коррозией в окислительной и восстановительной атмосферах топочных газов, с низкотемпературной электрохимической коррозией хвостовых поверхностей нагрева и с пароводяной коррозией на внутренних поверхностях труб. Высокотемпературная газовая коррозия в окислительной атмосфере топочных газов поражает трубы ширмовых и конвективных пароперегревателей, металл дистанционирующих проставок между трубами, стойки и подвески.

В восстановительной атмосфере высокотемпературная газовая коррозия наблюдалась на экранных трубах топочных камер ряда котлов. При наличии восстановительной атмосферы около экранов или "при набросе" факела на экран коррозионный процесс резко ускоряется. В восстановительной атмосфере топочных газов имеется сероводород, который, взаимодействуя с железом, образует сульфид железа.

Низкотемпературная сернистая коррозия поражает хвостовые поверхности нагрева паровых котлов (воздухоподогреватели и реже экономайзеры) в тех случаях, когда сжигается топливо с высоким содержанием серы (обычно более 1,0-1,1%). Этот вид коррозии, в частности, имеет место при сжигании сернистых мазутов и подмосковного угля. Почти вся сера, находящаяся в топливе, превращается при его сгорании в SO_2, а некоторая часть в SO_3. Когда температура продуктов сгорания снижается ниже точки росы, на поверхности нагрева образуются капельки кислоты, интенсивно разъедающие сталь.

В процессе окисления стали горячими топочными газами или паром на поверхности детали образуется пленка оксидов, которая может препятствовать дальнейшему развитию коррозии. Атомы диссоциированных молекул газа проникают в металл в результате диффузии через оксидную пленку. Одновременно происходит встречная диффузия ионов металла к наружной поверхности пленки. Чем толще пленка, тем большее расстояние нужно пройти ионам кислорода и металла и тем медленнее нарастает ее толщина. В тех случаях, когда пленка оксида получается рыхлой или в ней имеется много трещин, она не обладает защитными свойствами, и коррозия металла с течением времени не замедляется.

Наиболее эффективным средством защиты труб поверхностей нагрева от газовой коррозии является легирование сталей. В качестве легирующих элементов применяются хром, кремний и алюминий. Совместно с оксидами железа легирующие элементы образуют на поверхности стали пленку сложного состава, препятствующую интенсивному окислению. Защитное действие пленки поддерживается непрерывной диффузией легирующих элементов к поверхностному слою, где они взаимодействуют с кислородом. Диффузия легирующего элемента протекает тем быстрее, чем меньше размеры его атомов, так как атомы малых размеров легче перемещаются между атомами основного металла. Этим отчасти объясняется хорошее защитное действие хрома, алюминия и кремния.

Пароводяная коррозия протекает на внутренней поверхности труб, в результате чего может происходить утонение стенки до недопустимых по условию прочности размеров и забивание гибов пароперегревателей оксидами, что ухудшает теплопередачу. Это явление опасно для высокофорсированных поверхностей нагрева, в частности в нижней радиационной части мазутных котлов, где местные тепловые потоки велики.

На практике наблюдаются случаи разрушения труб поверхностей нагрева из-за кратковременного или длительного их перегрева, тепловой усталости, наличия металлургических дефектов, нарушения технологии изготовления, а также из-за коррозии и эрозии. При перегреве труб возможны пластическое течение за короткий промежуток времени или ползучесть при длительном перегреве, приводящие к увеличению наружного диаметра труб. Коррозия и эрозия вызывают утонение стенок труб и уменьшение их наружного диаметра.

Эрозионный износ - процесс поверхностного разрушения под влиянием совместного механического воздействия твердых частиц, капель или струи жидкости или пара и коррозионного воздействия среды. Эрозионному износу подвержены трубы конвективных пароперегревателей, экономайзеров и воздухоподогревателей. Особенно часто страдают от эрозии змеевики экономайзеров.

В конвективном газоходе дымовые газы движутся обычно сверху вниз, а змеевики располагаются горизонтально рядами. Абразивные частицы золы, увлекаемые дымовыми газами, с большой скоростью ударяют в поверхность трубок, что вызывает их износ. При прямом ударе частицы золы отскакивают от трубки, поэтому истирание невелико. Наибольший износ возникает в тех случаях, когда абразивные частицы наносят удар примерно под углом 35° к поверхности, как бы срезая микроскопические кусочки окалины и поверхностного слоя металла. Чем выше скорость газов, тем быстрее движутся частицы золы, тем сильнее износ поверхностей нагрева. Скорость износа приблизительно пропорциональная кубу скорости газов. В первую очередь повреждаются трубы, расположенные в тех местах газохода, где велика скорость газового потока или концентрация золы (газовые "коридоры", повороты потока и т.п.).

В пучках с шахматным расположением трубы изнашиваются сильнее, чем в пучках с коридорным расположением. В пучках с коридорным расположением трубы второго и последующих рядов защищены от лобовых ударов частицами золы. При шахматном расположении труб в пучках сильнее всего изнашивается второй ряд труб, так как первый ряд обдувается потоком газов с меньшей локальной скоростью, а в третьем и последующих рядах скорость золы меньше скорости газов из-за ударов частиц золы о трубы.

Если скорость потока относительно мала, то разрушение поверхности металла происходит преимущественно путем микрорезания и выкрашивания пленки оксидов и поверхностного слоя металла. Если скорость велика, то, кроме того, происходит значительная деформация подповерхностных слоев, образование в местах удара частиц лунок и валиков вокруг них с последующим разрушением этих валиков. Такой механизм характерен для достаточно вязких материалов, какими являются стали для труб поверхностей нагрева. Хрупкие материалы даже при высоких скоростях потока разрушаются с выкрашиванием зерен с поверхности без заметной пластической деформации материала.

Газ, воду или пар, несущие взвешенные твердые частицы, при абразивном износе нельзя рассматривать только как транспортирующую среду, так как эти вещества сами могут воздействовать на поверхность, увеличивая скорость ее износа. Образовавшаяся на поверхности пленка оксидов легко удаляется абразивом. Скорость процесса износа в конечном счете определяется: механическими свойствами и коррозионной стойкостью изнашиваемого материала; скоростью, размерами, твердостью и остротой граней частиц абразива; скоростью, вязкостью и коррозионной активностью транспортирующей среды (воды, газа, пара).

Для повышения долговечности конвективных поверхностей нагрева котлов в процессе сжигания высокозольного твердого топлива, дающего абразивную золу, при проектировании снижают скорость газов. Так, в конвективном газоходе котла П-57 блока мощностью 500 МВт на сверхкритические параметры пара, спроектированного для сжигания экибастузского угля с зольностью около 36%,скорость газов составляет при нормальной нагрузке 6-7 м/с. Зола экибастузского угля весьма абразивна, имеет острые грани и высокую твердость. В перспективе предстоит освоить сжигание этого угля с зольностью 45-50%. При сжигании малозольного топлива скорость газов в конвективных поверхностях нагрева может достигать 15-19 м/с.

Как уже отмечалось, интенсивность эрозионного износа зависит от температуры и коррозионной агрессивности дымовых газов. Чем выше температура и агрессивность газов, тем быстрее происходит окалинообразование и интенсивнее протекает эрозионный износ. Но если температура настолько высока, что зола находится в размягченном состоянии, эрозионный износ резко замедляется.

На поверхности детали при интенсивном газоабразивном или гидроабразивном износе возникают периодические углубления волнистой формы, так как за каждым небольшим выступом образуется вихрь, который под действием центробежной силы прижимает зерна абразива к поверхности, ускоряя таким образом износ.

Эрозионный процесс часто играет определяющую роль при разрушении поверхностей нагрева. Так, при образовании свища в сварном стыке экономайзера поток воды, вырывающийся под большим давлением, увлекает из потока газов частицы золы и за короткое время вызывает вторичные эрозионные разрушения соседних труб.

Наблюдение за состоянием труб поверхностей нагрева, соединительных труб в пределах котла и трубопроводов в процессе эксплуатации включает: периодический внешний осмотр, измерение наружных диаметров труб с целью установления износа из-за коррозии и эрозии, контроль изменений наружного диаметра вследствие ползучести, а также ультразвуковой контроль с целью обнаружения трещин и уменьшения фактической толщины стенки. В ряде случаев делают вырезки из труб поверхностей нагрева и трубопроводов для контроля изменения механических свойств металла при комнатной и рабочей температурах, изменения его микроструктуры, состава карбидных фаз и количества легирующих элементов в карбидах.

Рассмотрим сначала контроль в процессе эксплуатации за трубами поверхностей нагрева. Змеевики выходных ступеней первичного и промежуточного пароперегревателей, работающие при температуре перегрева 450°С и выше, контролируют в зонах с максимальной температурой стенки. Выполняют выборочные измерения остаточной деформации во время каждого капитального ремонта. Программа измерений утверждается главным инженером станции и должна охватывать не менее 25% змеевиков. Трубы пароперегревателей подвержены ползучести и коррозии.

Наружный диаметр труб измеряют штангенциркулем с точностью до ±0,05 мм или шаблоном с проходным размером, имеющим допуск ±0,05 мм. Для труб из углеродистой стали допускается превышение на 3,5% от номинального наружного диаметра, а для труб из легированных сталей - на 2,5%. При большем превышении наружного диаметра трубы подлежат замене. Для выяснения причин ускорения ползучести следует провести исследование металла труб, имеющих увеличенный диаметр, и определить фактическую температуру металла труб по змеевикам с помощью витковых термопар.

При каждом капитальном ремонте на котлах с расчетным давлением пара 9 МПа и выше должны проводиться вырезки из труб змеевиковых, ширмовых и экранных поверхностей нагрева в зонах, где имели место повреждения, ускоренная ползучесть или ускоренная коррозия. Вырезки осуществляются по схеме, подготовленной эксплуатационным персоналом и утвержденной главным инженером станции. Схема определяет количество вырезаемых труб и их расположение в поверхностях нагрева. Вырезки выполняются для оценки состояния металла и проверки сохранения геометрических размеров труб. Обращается внимание на выявление возможных дефектов, ускоренной ползучести, наружной и внутренней коррозии, а также на наличие и количество внутренних отложений.

Для выяснения причин повреждений труб поверхностей нагрева целесообразно произвести контрольные вырезки металла как из поврежденных, так и из неповрежденных труб с целью сравнительных исследований.

Металл, вырезанный из труб, подвергают испытаниям в объемах, предусмотренных ТУ на их поставку. Целесообразны исследования микроструктуры поврежденных труб, измерение твердости и размеров на кольцевых шлифах. Коррозионное утонение оценивается в соответствии с требованиями РТМ 24.030.49-75 [70]. Если окажется, что механические свойства не отвечают требованиям ТУ на поставку или глубина коррозии выше нормативной, установленной ОСТ 108.031.08-85 [49], то необходимы дополнительные вырезки удвоенного количества образцов. Если результаты повторных исследований также ниже предъявляемых требований, то все дефектные трубы заменяют, считая, что все трубы пакета обладают неудовлетворительными свойствами.

На коллекторах и паропроводах котлов выполняют измерения остаточной деформации.

Коллекторы пароохладителей подвержены термической усталости вследствие попадания относительно холодной воды на горячую стенку коллектора в случае неплотности теплозащитных

экранов из тонкой листовой стали в зонах расположения штуцеров подвода воды на впрыск.

Термическая усталость - это разрушение материала под действием многократных повторных температурных напряжений. При быстром нагреве или охлаждении поверхности толстостенной детали в ее сечении возникает перепад температур. Разность температур в детали приводит к образованию термических напряжений. Так, в нагреваемом стержне наружные слои нагреваются сильнее. Если бы они не были связаны с внутренними слоями, то их длина увеличилась бы в соответствии с законом линейного расширения. Однако внутренние более холодные слои препятствуют этому расширению, в результате - наружные слои оказываются сжатыми, а внутренние - растянутыми. При охлаждении характер изменения напряжений обратный. В деталях котлов при забросах холодной среды, а также при очень резких изменениях нагрузки и аварийных остановках могут возникать напряжения, превышающие предел текучести. Повторное многократное приложение таких напряжений приведет к разрушению от малоцикловой усталости. В ряде случаев усталостное разрушение вызывается напряжениями, меньшими предела текучести и даже предела пропорциональности.

Трещины термической усталости обнаруживали во время профилактических осмотров и ультразвуковой дефектоскопии на котлах ПК-33, ПК-47, БКЗ-160-100Ф, ТГМ-96 и др. Повреждения были связаны с попаданием воды на горячие стенки корпуса из-за смещения или разрушения защитной вставной рубашки, деформации или обрыва сопла для впрыска конденсата. Повреждения представляют собой сетку трещин.

Для впрыска используется собственный конденсат; при его недостатке, в частности в период пуска котла и при малых нагрузках, может применяться питательная вода. При больших скоростях впрыска вода не успевает испариться на участке, защищенном вставкой - трубой Вентури из труб или листовой Ст3. В результате резко охлаждается низ коллектора за пределами защитной рубашки, где возникают большие термические напряжения. Отмечались также повреждения защитной вставки по сварному соединению цилиндрической кольцевой камеры трубы Вентури с диффузорным участком, которые были вызваны вибрацией частей вставки при протекании двухфазного потока. При смещении защитной вставки или ее части вдоль коллектора может происходить перекрытие входа пара в последующую ступень пароперегревателя, влекущее за собой пережог труб поверхности нагрева.

Во избежание внезапного разрушения стенок в эксплуатации коллекторы пароохладителей впрыскивающего типа, работающие при расчетной температуре рабочей среды 450°С и выше, должны подвергаться визуальному осмотру и ультразвуковой дефектоскопии во время каждого капитального ремонта, а работающие при расчетной температуре рабочей среды ниже 450°С - через один капитальный ремонт. Контролю подлежат зона штуцера линии подвода воды на впрыск и участок коллектора длиной 350-400 мм по обе стороны от ввода впрыскиваемой воды.

Трещины, образующиеся в металле из-за термической усталости, чаще всего распространяются транскристаллитно, а не по границам зерен, что свидетельствует о значительных величинах напряжений. Углеродистые стали менее стойки против термической усталости, чем низколегированные стали перлитного класса.

Дефектоскопический контроль коллекторов пароохладителей необходим с целью предотвращения их внезапного разрушения. Схема узла ввода впрыскиваемой воды, а также схема ультразвукового контроля изображены на рис. 2.11. Методика дефектоскопии регламентирована инструкцией [81].



Рис. 2.11. Схема контроля места ввода воды в камеру впрыскивающего пароохладителя:
а - в секторах 1-2, 3-4; б - в секторах 4-1, 2-3; в - схема контроля

Дефектоскопический контроль должны проводить операторы, прошедшие специальную теоретическую и практическую подготовку. Дефектоскопия металла камер в местах подвода впрыскиваемой воды осуществляется стандартными искателями с углом наклона призмы 30 и 40° на частоте 2,5 МГц прямым лучом. При контроле вдоль образующей камеры применяют искатели со скругленными углами, которые ставят с обоих боков штуцера ввода охлаждающей воды между передней и боковой гранями.

Перед началом дефектоскопии камеры тщательно дренируют. По заводским чертежам изучают детали узла ввода воды в камеру и измеряют фактическую толщину стенки ультразвуковым толщиномером. Затем проводят внешний осмотр с определением геометрических размеров шва, а также магнитопорошковую или цветную дефектоскопию. При обнаружении трещин в сварном соединении, несплавлений или глубоких рисок их удаляют. Надежный акустический контакт достигается при зачистке до 4-го класса чистоты. Зачищают околошовную зону по наружной поверхности камеры вокруг штуцера.

Настройку прибора для ультразвукового контроля выполняют по контрольному образцу, изготовленному из трубы той же марки стали и тех же номинальных размеров, что и у контролируемого соединения. На контрольном образце делается искусственный отражатель ультразвукового сигнала - запил, размер которого зависит от геометрических размеров труб, стыкуемых в месте ввода охлаждаемой воды.

Признаком дефекта является появление эхо-сигнала на участке развертки вблизи переднего края рабочей зоны, указывающего на наличие трещины на кромке отверстия в камере пароохладителя. В этом случае дается оценка "неудовлетворительно". Участок с дефектом отмечают на формуляре и в заключении.

В последнее время в связи с ростом неравномерности графика электрической нагрузки на многих электростанциях значительно увеличилось число пусков котлов из холодного и горячего состояний. Характерным является останов котлов на время от 6-8 до 18-24 ч. При таком останове котел консервируют, для чего плотно закрывают арматуру на пароводяном тракте при давлении, близком к номинальному. Одновременно уплотняют газовоздушный тракт для снижения тепловых потерь в окружающую среду.

В результате через 5-8 ч после такого останова в змеевиках всех пароперегревателей начинается конденсация пара из-за снижения температуры при остывании котла. Процесс конденсации сопровождается периодическими выбросами конденсата из змеевика в неостывшие еще выходные коллекторы и трубопроводы. Особенно резкие и частые колебания температуры (на 50-100°С) наблюдаются на внутренней поверхности коллекторов, к которым присоединяются горизонтальные змеевики. Если выходные коллекторы размещены под пакетом, то конденсат стекает из них на нижнюю часть этих коллекторов и оттуда в присоединенный к его торцу паропровод. В местах, омываемых конденсатом, возникают большие термические напряжения, которые могут вызвать появление трещин термической усталости.

Образование конденсата наблюдается как в первичных, так и в промежуточных пароперегревателях (если последние перед остановом не обеспаривают). Особенно глубокое местное охлаждение толстостенных элементов пароперегревателя происходит при неплотном отключении линий впрыска питательной воды. Забросы холодного конденсата из дренажей и пароперегревателя происходят также при растопке. В связи с этим при капитальных ремонтах на котлах, имеющих более 100 остановов в резерв, необходимо проводить ультразвуковой контроль состояния металла выходных коллекторов первичных и промежуточных пароперегревателей, а также примыкающих к коллекторам участков паропроводов длиной 5 м. Особое внимание надо обращать на нижний полупериметр и на зону трубных отверстий.

При эксплуатации пароохладителей поверхностного типа имели место повреждения от перегрева вследствие отложения солей на внутренней поверхности пакетов пароперегревателей, расположенных за пароохладителем. Питательная или котловая вода, подаваемая в трубки пароохладителя, попадает в пар из-за неплотностей трубной системы. Неплотности часто бывают в узлах уплотнений труб в трубных досках: в вальцовочных или сальниковых соединениях, реже в сварных узлах приварки труб поверхности теплообмена к трубным доскам в пароохладителях цельносварного типа. Наблюдались повреждения от фреттинг-износа вследствие интенсивной

вибрации труб при трении их друг о друга и о дистанционирующие перегородки. Имели место повреждения стыковых контактных сварных соединений и металлургические дефекты самих труб поверхности теплообмена. При капитальном ремонте следует производить вскрытие поверхностных пароохладителей, опрессовывать трубчатую систему и выполнять при этом визуальный контроль состояния поверхности труб и герметичности. В процессе эксплуатации для обнаружения неплотностей требуется проверять солесодержание пара до и после поверхностного охладителя.

Занос солями пароперегревателя по ширине газохода имеет локальный характер. Повреждаются от отложения солей и перегрева части змеевиков, расположенных за пароохладителем, где происходит доупаривание капельной влаги, попавшей через неплотности.

В последние годы имели место повреждения гибов необогреваемых труб, по которым транспортируются котловая и питательная вода, а также пароводяная смесь и насыщенный пар. Наиболее повреждаемыми оказались водоопускные и водоперепускные трубы из стали 20, 15ГС и 12Х1МФ барабанных котлов высокого давления.

Разрушение гибов водоопускных и водоперепускных труб происходит преимущественно путем зарождения на внутренней поверхности трубы по нейтральным волокнам трещин, которые развиваются в процессе эксплуатации. Когда оставшееся сечение металла при наличии концентрации напряжений не может выдержать нагрузки от внутреннего давления, происходит разрушение с вырывом куска гиба трубы значительной протяженности по нейтральным волокнам (если трещины по обоим нейтральным волокнам развивались примерно с одинаковой скоростью) или с раскрытием по одному из нейтральных волокон и последующим широким надрывом. В обоих случаях значительная масса перегретой воды выбрасывается в помещение котельного зала, так как происходит практически мгновенное охлаждение этой воды от температуры насыщения до 100°С с выделением большого количества пара. Расчет напряжений, а также тензометрические данные показывают, что напряжения возрастают с увеличением отклонения формы поперечного сечения от круговой.

Возникновению трещин способствовали дефекты производства труб и гибов - риски, которые являются концентраторами напряжений и очагами возникновения трещин. Действие их усиливается наличием наклепа при холодной гибке и значительной овальностью сечения гибов. Развитию трещин благоприятствовало коррозионное воздействие среды.

Многочисленными исследованиями, выполненными в ЦКТИ, ВТИ, УралВТИ и МО ЦКТИ, установлено, что разрушения имеют коррозионно-усталостный характер. На внутренней поверхности труб из углеродистой или низколегированной перлитной стали, эксплуатируемых в контакте с водой, образуется защитный слой магнетита.

В процессе эксплуатации максимальные растягивающие напряжения на внутренней поверхности гиба возникают около нейтрального волокна. В этом месте к растягивающим напряжениям от внутреннего давления добавляются напряжения, связанные со стремлением поперечного сечения принять правильную круглую форму. Если суммарные напряжения настолько велики, что произойдет пластическая деформация, при которой в защитном магнетитовом слое образуются трещины, то в местах повреждения при наличии кислорода в воде будет происходить интенсивное коррозионное разрушение металла. Таким образом, необходимыми условиями возникновения повреждения являются высокие уровни механических напряжений и наличие кислорода в воде.

Исследования показали, что металл большинства поврежденных гибов имеет повышенное содержание неметаллических включений, в частности сульфидов. На электростанциях начиная с 1973 г. проводятся внешний осмотр, ультразвуковая дефектоскопия с замером фактической толщины стенки и измерение овальности гибов всех необогреваемых труб котлов и паропроводов с наружным диаметром 57 мм и более независимо от угла гиба.

С мая 1985 г. объемы, методы и сроки контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов с рабочим давлением 10 и 14 МПа, эксплуатируемых при температуре воды и пара до 450°С, регламентированы положением П34-70-005-85 [95], которое обязательно для всех тепловых электростанций. Положение не распространяется на гибы труб поверхностей нагрева, в том числе на их необогреваемые участки. Оно предусматривает разный порядок контроля гибов труб с наружным диаметром от 57 до 76 мм и гибов труб с наружным диаметром 76 мм и выше.

Гибы труб до 76 мм подлежат контролю после наработки 70 тыс. ч. От трубы каждого

функционального назначения контролируют по одному вырезанному гибу путем его разрезки и осмотра. При обнаружении недопустимых дефектов все гибы данной линии подлежат замене. Если дефектов не обнаружено, то следующий контроль путем вырезки другого гиба из той же линии производится во время следующего капитального ремонта. Гибы с наружным диаметром 76 мм и более, согласно Положению [95], подвергаются в процессе эксплуатации трем видам контроля: первичному, периодическому и внеочередному.

Первичный контроль может быть полным и выборочным. Полный первичный контроль проводится тогда, когда фактическое количество пусков достигнет 80% от допускаемого для наименее надежного типоразмера гибов, но не позднее достижения 100% допускаемого количества пусков. Выборочный контроль определяется временем наработки.

Наработка до начала контроля гибов зависит от количества пусков котла и продолжительности эксплуатации в часах. Каждый из этих факторов рассматривается отдельно: если количество пусков превысит N_1, то следует приступать к первичному контролю; если до этого момента наработка в часах от начала эксплуатации составит 150 тыс. ч (для котлов с долей производственного конденсата в питательной воде не более 5%); при доле производственного конденсата 5% и более, первичный контроль следует провести уже через 100 тыс. ч.

Количество пусков до первичного полного контроля рассчитывают по формуле:

$$N_1 = 4 \cdot 10^{15} (n s_{a1})^{-4,55},$$

где s_{a1} - амплитуда окружных напряжений в гибе, МПа; n - коэффициент запаса.

Коэффициент запаса зависит от качества питательной воды, которое на барабанных котлах обычно хуже, и для них коэффициент запаса принимается равным 3,47. Для прямоточных котлов, где питательная вода лучше, этот коэффициент принимают равным 2,73. Для котлов, в питательную воду которых могут попадать химические соединения, усиливающие коррозию металла под напряжением, расчетный ресурс в пусках до первичного полного контроля снижается на 30%.

Амплитуда окружных напряжений в гибе определяется расчетом по следующим формулам:

$$s_{a1} = \frac{P}{2}\left\{\frac{\beta+1}{2(\beta-1)}\left[1+\gamma\frac{1{,}23\beta^2-2{,}7\beta+0{,}37}{0{,}96-\beta}\right]+1\right\};$$

$$\beta = \frac{D_н}{D_н - 2s_н}; \qquad \gamma = \left(1+\eta\frac{P}{18{,}3\cdot 10^4}\right)^{-1};$$

$$\eta = \left[2{,}198\left(\frac{D_н}{s_н}-1\right)^{-3} + 0{,}01145\left(\frac{D_н}{s_н}-1\right)\left(\frac{s_н}{R}\right)^2\right]^{-1}.$$

Здесь P - расчетное давление в трубе, МПа; $D_н$ и $s_н$ - номинальные наружный диаметр и толщина стенки, мм; R - радиус гиба по чертежу, мм.

Допускается определение расчетного количества пусков до полного первичного контроля по номограмме, приведенной на рис. 2.12. На номограмме по оси ординат отложено отношение номинального наружного диаметра к толщине стенки. Для определения расчетного количества

пусков на оси ординат следует отложить величину $D_н / s_н$, провести горизонталь до линии соответствующего расчетного давления и от точки пересечения опустить вертикаль на ось абсцисс, где указано количество пусков до полного первичного контроля гибов барабанных котлов. Для прямоточного котла значение ресурса, полученное по номограмме, следует умножить на три.

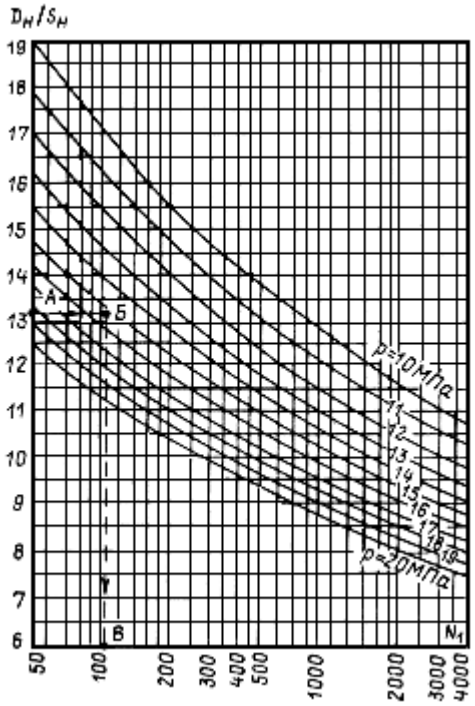


Рис. 2.12. Номограмма для определения расчетного количества пусков N_1 до полного первичного контроля для барабанных котлов

Расчетный ресурс N_1 не должен превышать фактического количества пусков $N_ф$. Эксплуатация сверх расчетного ресурса допускается только после проведения первичного контроля.

Если имеется информация о числе пусков из холодного, неостывшего и горячего состояний, о числе опрессовок и глубоких падений давления, то для уточнения фактической наработки разрешается пользоваться формулой:

$$N_ф = 0{,}637(N_х + N_н + 0{,}02N_г + N_оп + 0{,}5\sum кN_с + 2N_{оп1{,}25}),$$

где $N_х, N_н, N_г$ - число пусков котла из холодного, неостывшего и горячего состояний соответственно; $N_оп$ и $N_{оп1{,}25}$ - число гидравлических опрессовок на рабочее давление и на 1,25 рабочего давления соответственно; $N_с$ - число колебаний давления при работе котла на глубину более 60% от расчетного рабочего давления; к - коэффициент приведения колебаний рабочего давления к пускам из холодного состояния (при относительном понижении на 60% от рабочего давления этот коэффициент принимается равным 0,1; при снижении на 70% - 0,2; при снижении на 80% - 0,36; на 90% - 0,62; на 100% - 1).

Под горячим состоянием котла понимают промежуток простоя до 10 ч после отключения; под неостывшим - до 90 ч.

Полный первичный контроль тонкостенных труб с отношением $D_н / s_н$ >13,3 на котлах с проектным рабочим давлением 10 МПа и с отношением $D_н / s_н$ >10,9 на котлах с рабочим давлением 14 МПа должен производиться одновременно для всех труб при достижении фактической наработки допускаемой величины наиболее неблагоприятного типоразмера труб с наружным диаметром 76 мм и более, обозначаемой в дальнейшем $N_{1мин}$. Для гибов с меньшим отношением $D_н / s_н$ полный первичный контроль может производиться для каждого типоразмера отдельно по достижении для него величины расчетного ресурса.

В первичный контроль гибов из труб с наружным диаметром 76 мм и более входят внешний осмотр, определение максимальной овальности или отклонения профиля поперечного сечения от средней окружности, определение минимальной толщины стенки в растянутой и нейтральной зонах, вырезка трех гибов с наименьшим допустимым числом пусков от начала эксплуатации до следующего контроля (N_2) для оценки поврежденности их внутренней поверхности и корректировки браковочных параметров УЗК, а также неразрушающий контроль на наличие дефектов наружной и внутренней поверхности гнутого участка.

При визуальном контроле недопустимыми дефектами считаются трещины любых размеров, цепочки коррозионных язв глубиной более 10% или отдельные коррозионные язвы глубиной более 20% номинальной толщины стенки трубы.

На котлах, где первичный контроль гибов еще не производился, при проведении такого контроля с целью упрощения и повышения его эффективности вместо измерения овальности рекомендуется производить измерения максимального отклонения профиля поперечного сечения гиба от средней окружности. На гибах, которые проходили полный первичный контроль до введения Положения [95], а также в случае измерения максимального отклонения профиля поперечного сечения от окружности, измерения толщины стенок в нейтральных зонах гибов можно не производить.

Измерение максимального отклонения профиля поперечного сечения гиба от круговой формы определяется приспособлением, представленным на рис. 2.13. Измеритель состоит из корпуса с опорными ножками и указателя, совмещенного с подвижной измерительной ножкой. На корпус измерителя наносится шкала, по которой в дальнейшем можно определять отклонение. Основные размеры приборов, используемых для контроля наиболее ходовых типоразмеров труб, приведены в табл. 2.12.

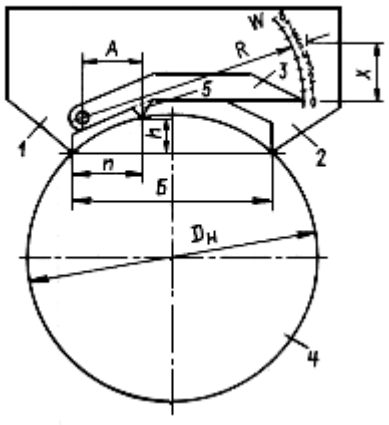


Рис. 2.13. Прибор-измеритель для определения условного показателя отклонения профиля

поперечного сечения гиба от круговой формы W_{max} : 1,2 - опорные ножки; 3 - указатель; 4 - цилиндрический эталон; 5 - измерительная ножка

Таблица 2.12

Основные размеры прибора-измерителя (мм) в зависимости от наружного диаметра и толщины стенки трубы, мм

Размер трубы, мм	Б	n	h	R	А
159х15	110,06	44,15	21,39	100	31,26
159х12	107,48	43,66	20,27	100	31,28
133х10	89,87	36,51	16,95	100	30,25
133х8	88,25	36,19	16,27	100	30,26
108х9	73,72	29,79	14,07	80	24,26
108х7	72,06	29,46	13,38	80	24,26

Труднодоступные гибы диаметром до 108 мм можно контролировать выборочно в количестве не менее 20%; диаметром более 108 мм - не менее 30%. Доступность гибов определяется экспертно-технической комиссией во главе с главным инженером электростанции; их перечень утверждается главным инженером районного энергетического управления.

Забракованные при первичном контроле гибы, а также непроконтролированные труднодоступные гибы одинакового с забракованным типоразмера и назначения должны быть сразу заменены. Если при гибке на наружной поверхности растянутой части гиба в эксплуатации обнаруживают трещины, то такой гиб необходимо заменить немедленно. Все другие гибы этого типоразмера следует заменить в течение года с момента обнаружения. Гибы, идущие на замену, должны иметь номинальную толщину стенки, не менее указанной в табл. 2.13.

Таблица 2.13

Минимальная допускаемая номинальная толщина стенки трубы, идущей на замену гибов, в зависимости от рабочего давления и наружного диаметра трубы

Номинальный размер трубы, мм	Номинальная толщина стенки, мм, при проектном рабочем давлении пара за котлом, МПа						
	10			14			
Диаметр	76	108	133	76	108	133	159
Толщина стенки	6	9	10	7	11	13	15

Примечание. При давлении 14 МПа допускается применение гибов из труб 108х10 мм и 159х14

мм по согласованию с УралВТИ или АО ОРГРЭС.

По результатам замера овальности гибов и отклонений от круговой формы при первичном контроле рассчитывают число пусков от начала эксплуатации до второго контроля для гибов с овальностью более 3% или с отклонением W_{max} / $D_н$ >0,019 - величину N_2.

Так, для барабанных котлов $N_2 = 7{,}29 \cdot 10^{12} (s_{a2})^{-4{,}55}$; для прямоточных котлов $N_2 = 2{,}16 \cdot 10^{13} (s_{a2})^{-4{,}55}$, где s_{a2} - амплитуда окружных напряжений в гибе с учетом его фактической формы, МПа. Она определяется по формуле:

$$s_{a2} = 0{,}25p\{(D_н s^{-1} - 1)[1 + 0{,}009K_2(\alpha + 10)] + 2\},$$

где $K_2 = 10 + 1{,}41(D_н s^{-1} - 5{,}7) - 0{,}644 \cdot 10^{-3}(D_н s^{-1} - 5{,}7)^3$.

Здесь s - толщина стенки в нейтральной зоне гиба, мм; α - овальность, %.

Если прямые измерения толщины стенки в нейтральной зоне не были проведены, то толщина стенки по нейтральному волокну пересчитывается по результатам измерения толщины стенки в растянутой зоне

$$s = s_р(4R + 2D_н)(4R + D_н)^{-1},$$

где $s_р$ - измеренная толщина стенки гиба в растянутой зоне, мм.

Допускается определять N_2 приближенно по номограмме, приведенной на рис. 2.14. Для определения предельно допустимого числа циклов с начала эксплуатации, после которого требуется повторный контроль гиба, на верхней горизонтальной шкале откладывают толщину стенки гиба по нейтральному волокну; затем опускают перпендикуляр до пересечения с кривой, соответствующей наружному диаметру трубы; точку пересечения сносят по горизонтали до пересечения с кривой фактической овальности; далее эту точку по вертикали проектируют на кривую давления; точку пересечения вертикали с кривой давления по горизонтали сносят на прямую 1 (для барабанных котлов) или на прямую 2 (для прямоточных котлов); точку пересечения с прямыми 1 или 2 проектируют по вертикали на ось абсцисс, по которой и определяют величину N_2. На схеме этот путь отмечен пунктиром буквами АБВ-ГДЕ (толщина стенки по нейтральной зоне гиба - наружный диаметр трубы - овальность гиба - давление - амплитуда напряжения - допустимое число циклов до второго контроля).

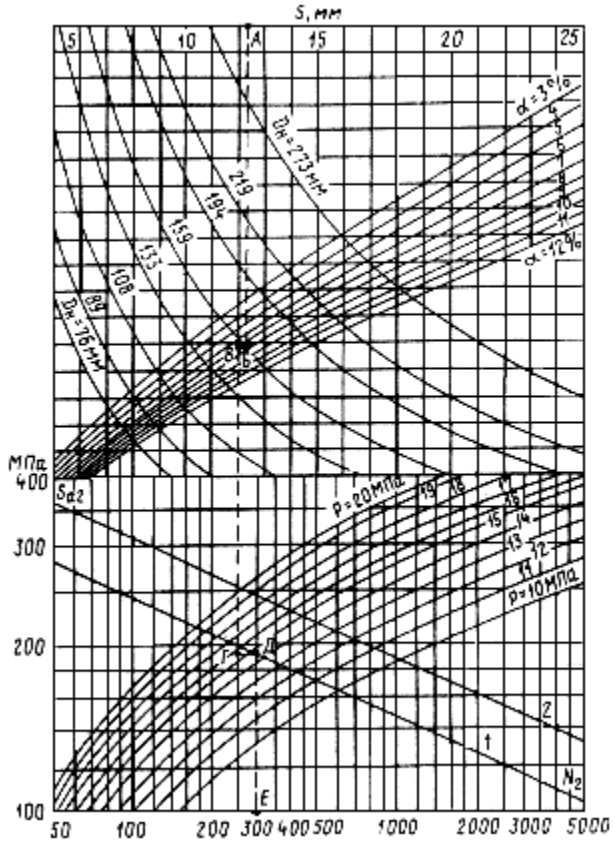


Рис. 2.14. Номограмма для определения допускаемого числа пусков N_2 от начала эксплуатации до контроля при расчете по овальности α: 1 - барабанные котлы; 2 - прямоточные котлы

Допустимое число циклов до второго контроля можно установить и через величину $W_{\max}$, которая определяется по результатам измерения максимального отклонения от круговой формы прибором, показанным на рис. 2.13. Для определения максимального отклонения измеритель прикладывают опорными ножками 1 и 2 к поверхности трубы в нейтральной зоне; при этом ножка 1, расположенная рядом с осью указателя, должна быть ближе к растянутой зоне гиба, чем ножка 2. Перемещая измеритель в плоскости сечения, отыскивают наибольшую величину W_1. Таким же путем находят наибольшую величину W_2; при этом измеритель поворачивают другой стороной, чтобы опорная ножка 1 опять оказалась ближе к растянутой зоне гиба. Максимальное отклонение формы сечения от окружности вычисляют по формуле $W_{\max} = 0{,}786W_i + 0{,}199W_j$, где W_i большее и W_j меньшее из значений W_1 и W_2, мм.

Значения N_2, исходя из измерения W, определяют для барабанов котлов по формуле $N_2 = 3{,}603 \cdot 10^{12}(s_{a2})^{-4{,}55}$ и для прямоточных котлов по формуле $N_2 = 1{,}065 \cdot 10^{13}(s_{a2})^{-4{,}55}$.

Здесь:

$$s_{a2} = 0{,}5p\left[0{,}5(D_{\text{н}}s^{-1} - 1) + W_{\max}s^{-1} + 3{,}75(D_{\text{н}}s^{-1} - 1) \times W_{\max}\gamma s^{-1} + 1\right].$$

Порядок определения коэффициента γ такой же, как при расчете величины s_{a1} для нахождения количества пусков до первичного полного контроля - N_1.

Величину N_2 можно также определять приближенно по номограмме рис. 2.15. Путь указан пунктирной линией АБВГД (отношение $D_{\text{н}}/\text{s}$ по оси ординат - горизонтальная линия до отношения $W_{\max}/\text{s}$ на кривой - по вертикали на кривую давления - по горизонтали на кривую 1 для барабанных котлов или кривую 2 для прямоточных - по вертикали вниз на ось абсцисс, где определяется допускаемое число пусков N_2. Гибы, имеющие овальность более 12% или отношение $W_{\max}/D_{\text{н}}$ >0,033, необходимо немедленно заменять.

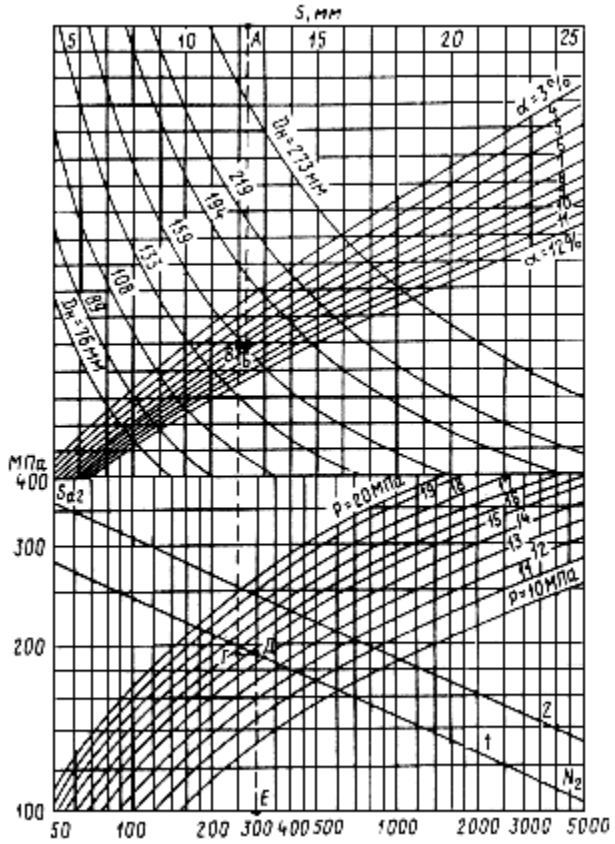


Рис. 2.15. Номограмма для определения допускаемого числа пусков N_2 от начала эксплуатации до контроля при расчете по $W_{\max}/\text{s}$: 1 - барабанные котлы; 2 - прямоточные котлы

На каждом котле вместе с отключаемыми с ним трубопроводами выделяют контрольные группы гибов. В эти группы отдельно входят гибы дренируемых и недренируемых участков. Составляют перечень гибов, расположенных на недренируемых и застойных участках, его утверждает главный инженер электростанции. К недренируемым относят те гибы, которые остаются заполненными водой при опорожнении котла, а также гибы, в которых отсутствует проток при нормальной работе котла (иначе "застойные участки"). К последним относятся линии рециркуляции, линии аварийного слива и т.п. Контрольная группа дренируемых труб состоит минимум из 20 гибов с наименьшими значениями

N_2, определенными по результатам первичного контроля.

В контрольную группу недренируемых труб входят все доступные для контроля недренируемые гибы. На гибы контрольных групп составляется формуляр установленной формы [95].

При выборочном контроле осуществляют все те же виды контроля не менее чем на 50 гибах, которые отбирают по усмотрению персонала станции. В число этих гибов должны войти все недренируемые гибы.

Если при выборочном первичном контроле не было обнаружено дефектов гибов, то все гибы могут эксплуатироваться до полного первичного контроля. В тех случаях, когда при контроле обнаруживают дефектные гибы, тогда проводят внеочередной контроль.

Гиб трубы должен обладать достаточной прочностью при статическом нагружении внутренним давлением. Поэтому его минимальная толщина в растянутой при гибке зоне должна быть не менее:

$$s_{\text{р.доп.}} \geq \frac{PD_{\text{н}}}{2\sigma_{\text{доп}} + P} \cdot \frac{4R + D_{\text{н}}}{4R + 2D_{\text{н}}},$$

где P и $\sigma_{\text{доп}}$ - расчетное давление и допускаемое напряжение согласно нормам расчета на прочность [49, 50, 51].

Периодический контроль контрольной группы дренируемых гибов должен производиться при капитальном ремонте до достижения фактического числа циклов $N_{\text{ф}} \leq N_{2\text{мин}}$, где $N_{2\text{мин}}$ - наименьшее из всех значений N_2 для гибов контрольной группы. В дальнейшем периодический контроль контрольной группы должен производиться в каждый капитальный ремонт, но не реже чем через 100 пусков котла.

Периодический контроль всех доступных недренируемых гибов после наработки $N_{1\text{мин}}$ должен производиться в ходе каждого капитального ремонта, но не реже чем через 50 пусков котла. На котлах, в питательную воду которых возможно попадание из производственного конденсата сероводорода, меркаптана и других химических соединений, усиливающих коррозию, все доступные недренируемые гибы должны проверяться каждые три года, но не реже чем через 50 пусков. Положение [95] регламентирует форму записи результатов периодического контроля гибов.

Периодический контроль должен включать в себя визуальный осмотр, магнитопорошковую дефектоскопию и УЗК всех гибов контрольной группы, а также вырезку не менее трех гибов на котел (с наименьшими величинами N_2) для контроля поврежденности металла внутренней поверхности и для корректировки браковочных параметров при УЗК.

Если при контроле дренируемых гибов не обнаружено ни одного дефектного, то все гибы допускаются к дальнейшей эксплуатации. Если же обнаружены гибы с коррозионно-усталостными или коррозионными дефектами, причем при их вырезке из котла и разрезке с целью осмотра внутренней поверхности причина дефектности подтвердилась, то необходимо проконтролировать еще 80 гибов, следующих по числу пусков N_2 за контрольной группой. При отсутствии дефектов в этих 80 гибах все дренируемые гибы допускаются к дальнейшей эксплуатации. Если в 80 дополнительных гибах выявлено эксплуатационных коррозионных повреждений на 30% или более, что подтверждают результаты браковки при разрезке, хотя бы в одном из трех гибов, то должны быть заменены все гибы котла.

На котлах, где возможно попадание в производственный конденсат соединений, усиливающих коррозию металла под напряжением, и где вследствие этого расчетный ресурс снижен на 30%, контрольные группы должны проверяться каждые 3 года, но не реже чем через 50 пусков.

При обнаружении в процессе периодического контроля хотя бы одного гиба трещин на наружной

поверхности в растянутой зоне следует заменять все гибы этого типоразмера и провести контроль растянутых зон гибов всех типоразмеров на 20 гибах каждого типоразмера, выбирая гибы с наименьшим значением N_2.

Если при периодическом контроле дренируемых гибов были выявлены металлургические, технологические или какие-либо другие нетипичные дефекты гибов, то необходимо провести внеочередной контроль, объем которого описан ниже.

Условия эксплуатации недренируемых гибов более жесткие по сравнению с дренируемыми. При обнаружении недопустимых коррозионных дефектов на недренируемом гибе все однотипные по условиям эксплуатации гибы должны быть заменены. Однотипными по условиям коррозии считаются водоперепускные трубы между двумя барабанами, пароотводящие трубы выносных циклонов ступенчатого испарения с недренируемыми или горизонтальными участками и водоопускные трубы экранов с горизонтальными участками.

Труднодоступные гибы образуют как бы самостоятельную группу в отношении контроля. Непроконтролированные УЗК труднодоступные гибы одного размера и назначения необходимо заменять, если при периодическом контроле хотя бы в одном из доступных гибов этого размера и назначения обнаружены недопустимые коррозионные дефекты, наличие которых подтвердилось при осмотре демонтированного и разрезанного гиба.

Гибы труб с наружным диаметром от 57 до 76 мм контролируют путем вырезки и разрезки гиба каждого назначения сначала через 70 тыс. ч эксплуатации, а затем при каждом капитальном ремонте. Если хотя бы на одном гибе будут недопустимые коррозионные дефекты, то все гибы линии должны быть заменены.

Внеочередной контроль следует проводить при вынужденном останове котла из-за разрушения гиба, при обнаружении дефектного гиба в процессе гидравлического испытания или при первичном выборочном контроле, а также в случаях выявления при плановых ремонтах гибов с дефектами некоррозионного происхождения, поперечными трещинами, металлургическими дефектами и пр. В случае аварийного разрушения гиба при эксплуатации котла решение об объемах контроля и условиях дальнейшей эксплуатации принимается экспертно-технической комиссией, назначаемой для расследования причин аварии. Во всех других случаях объем контроля определяется энергосистемой и согласовывается с УралВТИ или АО ОРГРЭС.

В случае замены новые гибы должны проходить первичный контроль при установке. Для них следует сразу рассчитать количество пусков до начала контроля N_1. Если конструктивно возможно, то недренируемые участки должны быть заменены дренируемыми. Вновь устанавливаемые гибы из стали 20 следует подвергать отпуску при 600-650°С в течение одного часа для снятия наклепа металла и остаточных напряжений, возникших при холодной гибке.

Для снижения вероятности коррозионно-усталостных поражений необогреваемых труб котлов рекомендуется заполнять котел при растопках и гидравлических испытаниях конденсатом турбин или химически обессоленной водой. При этом pH необходимо поддерживать путем дозировки аммиака на уровне не ниже 8,5. Перед растопкой следует вводить в воду в барабан котла гидразин в количестве, обеспечивающем его концентрацию в котловой воде 2,5-3,0 мг/кг; pH нужно поддерживать уже на уровне 9,0-9,2, вводя для этого аммиак или едкий натр.

Предусматриваемые объемы и методы эксплуатационного контроля весьма трудоемки. Обследование гибов должно сопровождаться съемом и наложением тепловой изоляции, строительством лесов и т.п. Такой подход экономически нецелесообразен. Рекомендации Положения [95] следует рассматривать как временные вынужденные меры, требующие уточнения и совершенствования.

Следует также не забывать, что предлагаемая в Положении [95] методика учета влияния числа пусков и остановов условна. Она исходит из предпосылки о нагружении гиба одним только внутренним давлением. Однако на любой гиб, расположенный в какой-либо трассе действуют нагрузки от самокомпенсации трассы, весовые нагрузки от веса трассы, тепловой изоляции, веса заполняющих воды, пара или пароводяной смеси и пр., которые нагружают гиб дополнительными сжимающими или растягивающими силами, изгибающими или крутящими моментами. Совокупность дополнительных нагрузок для каждого гиба в зависимости от специфики трассы своя.

Следует также учитывать, что замена гибов на более толстостенные приводит к снижению самокомпенсационной способности трассы и увеличивает в остальных ее элементах напряжения от самокомпенсации. Это явление особенно важно учитывать при частичной замене гибов в трассе. Оставшиеся тонкостенные гибы будут работать в более жестких непроектных условиях.

Улучшая технологию изготовления гибов, выходной контроль труб на металлургических заводах и входной на котлостроительных заводах, а также совершенствуя водно-химический режим котлов и их консервацию, необходимо достичь такого положения, когда бы не требовалось проводить эксплуатационный контроль гибов. Однако здесь также существуют определенные трудности.

Овальность, а точнее отклонения формы поперечного сечения гиба от круговой формы, зависит от многих факторов: разностенности исходной трубы, относительного радиуса гиба, отношения наружного диаметра к внутреннему, износа сектора и дорна трубогибочного станка. Для снижения овальности гибов внутрикотельных трубопроводов и труб поверхностей нагрева котлостроительные заводы перешли на большие относительные радиусы гиба, в ряде случаев пошли на утолщение стенки труб, стали чаще менять оснастку. Перечисленные мероприятия, способствуя повышению эксплуатационной надежности гибов, имеют и отрицательные последствия. Так, увеличение относительного радиуса гиба затрудняет оптимальную компоновку; утолщение стенки труб повышает металлоемкость; частая замена оснастки требует существенных затрат на изготовление секторов и дорнов и на их замену на станках. Разностенность же исходных труб зависит от способа производства и не может быть изменена в существенных пределах.

На заводах энергетического машиностроения расширены производственные мощности для термической обработки гибов труб, полученных методом холодной гибки. Это будет способствовать повышению эксплуатационной надежности гибов. В последнее время имеют место коррозионные и коррозионно-механические повреждения и на внутренней поверхности обогреваемых труб. Так, на котле среднего давления типа ТП20 после 95 тыс. ч эксплуатации и 350 пусков произошло разрушение нижнего гиба правого бокового экрана. Давление воды в трубе 3,9 МПа, температура 250°С; труба изготовлена из стали 20; номинальный размер 83х4 мм. Разрушение произошло между нейтральной образующей и максимально растянутым при гибке волокном. Длина раскрытия 250 мм при утонении в месте разрыва до 3 мм. Разрушение развивалось с внутренней поверхности трубы. После удаления продуктов коррозии химическим и механическим способами на внутренней поверхности трубы были обнаружены язвы глубиной до 0,8 мм. Наибольшее их количество обнаружено на нижней образующей слабообогреваемой части гиба в полосе между растянутыми при гибке и нейтральными волокнами. Изменений микроструктуры, связанных с перегревом, не обнаружено.

Повреждений гибов на котлах среднего давления несколько меньше, чем на котлах высокого давления, в связи с тем что трубы котлов среднего давления имеют бо'льшие фактические запасы прочности по напряжениям от внутреннего давления. То же относится и к гибам обогреваемых труб поверхностей нагрева котлов высокого давления. Овальность труб поверхностей нагрева котлов высокого давления несколько ниже, чем необогреваемых труб, из-за их большей толстостенности. На прямоточных котлах сверхкритического давления поддерживается существенно лучший водный режим по сравнению с барабанными котлами высокого давления. Совокупность перечисленных причин и обусловила наибольшую поверждаемость гибов необогреваемых труб барабанных котлов с рабочим давлением пара 10 и 14 МПа (соответственно 100 и 140 кгс/см ^{2}).

2.7. Наблюдения и контроль за металлом барабанов паровых котлов высокого давления

Методы, объемы и сроки контроля за состоянием металла сварных и цельнокованых барабанов котлов тепловых электростанций с целью оценки пригодности их к дальнейшей эксплуатации регламентированы типовой инструкцией РД 34.17.421-92 [61]. Основные положения по технологии обследования и ремонта содержатся в [92].

При контроле металла барабанов котлов высокого давления (котлов с расчетным давлением пара 10 и 14 МПа) наблюдаются металлургические дефекты стального листа, технологические дефекты

котельного производства, а также трещины и коррозионные поражения, появившиеся в процессе эксплуатации.

К дефектам стального листа относятся трехслойность, расслоения, трещины, волосовины и др. При осмотре листа расслоения можно выявить в тех случаях, когда они выходят на поверхность. В частности, необходимо обращать внимание на кромки листа в лазах.

Наиболее часто встречающиеся дефекты котельного производства - чрезмерная овальность, резкие переходы (концентрация напряжений) в местах расточки днищ под стыковку с обечайками, дефекты сварки, грубые риски в отверстиях для труб и пр. В местах приварки к барабану после его термической обработки деталей сепарации, опор и арматуры для крепления тепловой изоляции в процессе эксплуатации возможно возникновение трещин. Поэтому такая приварка недопустима.

Необходимость контроля барабанов котлов высокого давления была обусловлена, в частности, появлением в них трещин около отверстий.

Еще в начале 60-х годов появились первые сообщения о повреждениях в процессе эксплуатации барабанов котлов высокого давления в ФРГ. При обследовании барабанов во время капитального ремонта в водяном объеме некоторых из них были обнаружены трещины около водоопускных отверстий протяженностью до 15-20 мм. Одновременно на ряде барабанов были выявлены язвенные поражения в нижних зонах барабанов, на кромках отверстий и на внутренней поверхности сверлений отверстий в стенках барабанов. Были также обнаружены в меньшем количестве трещины на внутренней поверхности барабанов вне поля отверстий под опускные трубы в местах наименьшего радиуса кривизны обечаек барабанов (в местах максимальной локальной овальности); эти трещины располагались недалеко от мест ввода в барабан водоподводящих труб [92]. В отечественной практике с образованием трещин в барабанах котлов высокого давления столкнулись в 1961-1963 гг.

Барабаны котлов высокого давления изготавливают из вальцованных или штампованных обечаек, получаемых путем вальцовки или штамповки из листовой стали. Продольные сварные швы выполняют автоматической многослойной сваркой под слоем флюса или электрошлаковой сваркой. Днища штампуют из листа. Соединение обечаек между собой и с днищами осуществляется многослойной автоматической сваркой.

Барабаны котлов, рассчитанные на рабочее давление 11-11,5 МПа, с расчетным давлением за котлом 10 МПа изготавливают из стали 22К по ГОСТ 5520-79 [20]. Для изготовления барабанов с рабочим давлением 15,5-16,0 МПа до 1967 г. использовалась сталь 16ГНМ. С 1967 г. начали применять листы из стали 16ГНМА, которая содержит меньше серы и фосфора и проходит контроль на расслоение ультразвуковым способом. Последние предназначены для котлов, выдающих пар с давлением 14 МПа.

На ряде электростанций при внутренних осмотрах барабанов котлов высокого давления типов ТП-230, ТП-170 и ПК-10 были обнаружены многочисленные трещины возле отверстий линий рециркуляции водяных экономайзеров и опускных труб в нижних основных барабанах. Такие же трещины были выявлены и на поверхностях отверстий под трубы. Трещины были тем больше и тем глубже, чем ближе они располагались к нижней образующей барабана. Их было больше в пределах водяного объема, но встречались они и в паровом объеме.

Большая часть барабанов, имевших пораженные трещинами участки около отверстий, изотовлена из стали 16ГНМ, однако были выявлены трещины и на барабанах из сталей 22К и 15М. На барабанах из стали 16ГНМ трещины чаще возникают на кромках трубных отверстий, тогда как на барабанах из стали 22К трещины концентрируются в основном на поверхности отверстий. Эксплуатационные трещины чаще наблюдаются в водном объеме в "чистых" отсеках барабанов, значительно реже - в водных объемах и соленых "отсеках" и паровом пространстве. Они редко наблюдаются в верхних разделительных барабанах двухбарабанных котлов. Именно в чистые отсеки попадает недогретая до кипения вода из экономайзеров. Это одна из причин местных тепловых ударов.

Трещины распространяются транскристаллитно в направлении, перпендикулярном внутренней поверхности барабана, и ориентированы преимущественно вдоль оси барабана, но бывали случаи и равномерного радиального распространения трещин. Они имели различную протяженность по внутренней поверхности барабана при глубине до 5-7 мм. Трещины заполнены окислами, их ширина периодически изменяется по глубине.

На основании расчетов методами теории упругости, а также в результате тензометрирования установлено, что напряжения на кромке отверстия в барабане превышают вследствие локальной концентрации в 2-4 раза среднее в мостике напряжение, которое закладывалось и закладывается в расчетах барабанов на прочность. При нагружении барабана внутренним давлением пик локальных напряжений снимается в результате относительно небольшой пластической деформации, и действительные напряжения не превышают предела текучести после нескольких первых нагружений внутренним давлением.

В процессе эксплуатации на внутренней поверхности барабана при температуре выше 230°С и хорошей деаэрации образуется защитная магнетитовая пленка, при разрушении которой в отсутствии кислорода происходит ее быстрая регенерация. Если же в воде присутствует кислород (плохая деаэрация, плохая консервация при остановах или ее отсутствие), то в местах повреждения магнетитовой пленки образуются язвенные поражения. Язвы являются концентраторами напряжений и резко снижают долговечность при усталостных нагружениях. Язвы могут образовываться также при нарушениях правил кислотных промывок. В местах коррозионных поражений на концентрацию напряжений от конструктивных факторов - трубных отверстий в барабане - накладывается локальная концентрация напряжений от язв.

На основании металлографических исследований строения трещин в образцах, подверженных испытаниям на термическую усталость, коррозионно-усталостных испытаний и металла образцов из поврежденных барабанов котлов высокого давления авторы исследования [124] делают выводы о превалирующей роли коррозионного процесса и об идентичности механизма образования трещин в барабанах и гибах водоопускных труб. Они считают, что существенную роль играют водные режимы при гидравлических испытаниях и растопках. Адсорбированные примеси могут долго сохраняться на поверхности металла уже после изменения водного режима.

В то же время в другом исследовании [141] основным фактором, определяющим механизм образования и роста трещин около отверстий в барабанах котлов высокого давления, называют термическую усталость. Это точка зрения подкрепляется многочисленными лабораторными и промышленными экспериментами и наблюдениями.

Трещины около отверстия наиболее интенсивно развиваются в первый период после зарождения; затем скорость роста снижается. В начальной стадии трещина растет интенсивнее в глубину, чем в длину. По достижении определенного размера трещина замедляет рост в глубину и начинает быстрее развиваться в длину при снижении общего темпа роста [124]. По мере роста трещины ее вершина выходит из области максимальной концентрации напряжений; термические напряжения при термоциклах в стенке барабана также резко снижаются в глубь металла.

С целью повышения эксплуатационной надежности барабанов паровых котлов были выполнены исследования их металла, проведен анализ напряженного состояния и температурного режима; был также разработан комплекс мероприятий по контролю и ремонту барабанов в эксплуатации. Многолетний опыт эксплуатации и многочисленные исследования структуры и свойств показали, что стали 16ГНМА и 22К являются достаточно надежными материалами для барабанов котлов высокого давления. В то же время сталь 16ГНМА обладает пониженной долговечностью при малоцикловой усталости по сравнению со сталью 22К при 340-350°С вследствие пониженной деформационной способности и повышенной релаксационной стойкости. Аналогичные выводы получены при анализе результатов испытаний на термическую усталость в условиях стесненной деформации.

Исследования металла барабанов после длительной эксплуатации показали, что стали 16ГНМ и 16ГНМА не претерпевают структурных изменений, различимых под оптическим микроскопом, однако имеют место субструктурные изменения. По границам зерен и на дислокациях выпадают карбиды размером до 0,1 мкм, что приводит к снижению пластичности стали. Однако заметного охрупчивания в результате старения не наблюдается [124]. Сульфиды железа снижают долговечность в водной среде. Они являются микроконцентраторами напряжений и образуют микрогальванические элементы. Долговечность стали 16ГНМА выше долговечности 16ГНМ при малоцикловом термическом нагружении примерно в 20 раз. Применение стали 16ГНМА вместо стали 16ГНМ позволило повысить эксплуатационную надежность барабанов котлов высокого давления.

При наличии трещины возникает опасность ее спонтанного катастрофического развития - внезапного хрупкого разрушения. В последние десятилетия получила развитие новая наука - механика разрушения, которая позволяет расчетным путем количественно определить критический размер трещины, зависящий от формы и размеров изделия, формы трещины и свойств материала.

Трещина тем опаснее, чем больше ее длина, глубина и чем острее она в вершине. Критерием трещиностойкости материала служит коэффициент интенсивности напряжений K_{IC}, имеющий размерность МПа·м^{0,5}. С повышением температуры K_{IC}, для перлитных сталей увеличивается. Между K_{IC} и ударной вязкостью нет прямой количественной зависимости, однако, как правило, чем больше ударная вязкость, тем выше K_{IC}.

Критерий Ирвина характеризует поле упругих напряжений у вершины трещины в момент начала ее спонтанного роста в условиях плоскодеформированного состояния. Плоскость распространения трещины перпендикулярна максимальным растягивающим напряжениям. Критерий Ирвина K_{IC}, - константа материала, такая же как временное сопротивление и предел текучести. Его определяют как:

$$K_{IC} = \sigma_н \sqrt{\pi a_c},$$

где $\sigma_н$ - номинальное напряжение в нетто-сечении, МПа; a_c - критическая глубина трещины, м.

Если сопротивление развитию трещины одинаково по всему фронту, то трещина любой формы должна сначала превратиться в полукруглую; только после этого начнется ее движение по всему фронту. Развитие трещин приведет ее превращение из поверхностной в сквозную. Условие прочности против хрупкого разрушения для сплошного цилиндрического сосуда без концентраторов напряжений, ослабленного сквозной трещиной длиной $2S$, имеет вид:

$$K_I = 2\sigma\sqrt{\pi \cdot 0{,}25S} \le K_{IC},$$

где $0{,}25S$ - глубина поверхностного полуэллиптического дефекта с соотношением полуосей 1/3; 2 - коэффициент запаса хрупкой прочности.

Трещина страгивается при статическом нагружении и достижении $K_I \ge K_{IC}$; однако она может расти по усталостному или коррозионно-усталостному механизму и при меньших напряжениях. Ветвление трещины приводит к релаксации напряжений в ее вершине.

В процессе эксплуатации трещина может расти от безопасного размера до критического, приводящего к хрупкому разрушению. Подрастание может происходить по механизму усталостного или длительного статического разрушения. Коррозионная среда может ускорять или замедлять развитие трещины. Замедление происходит вследствие притупления трещины в вершине из-за анодного растворения металла и заполнения трещины продуктами коррозии, которые препятствуют обратному смыканию трещины при снятии нагрузки и снижают таким образом размах напряжений в вершине трещины в цикле нагружения.

Представления механики разрушения успешно используются в отечественной энергетике для оценки допускаемых размеров трещин, скорости их роста и допускаемой периодичности контроля барабанов [59].

Наиболее опасный режим с точки зрения возможности хрупкого разрушения - гидравлическое испытание, при котором согласно "Правилам устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов" [2] давление должно быть 1,25$P_{раб}$ (где $P_{раб}$ - номинальное рабочее давление пара за котлом), температура должна быть не ниже 5°С. Во избежание опасности хрупкого разрушения целесообразно проводить гидравлическое испытание водой с температурой 50-60°С. Рассмотрим подробнее влияние колебаний температуры воды в барабане котла высокого давления на рост трещин.

В стационарном режиме работы мощного котла высокого давления на внутренней поверхности

барабана (особенно в работе опускных труб) имеют место колебания температуры, которые могут достигать 30°С. Это явление связано с подачей в барабан недогретой до кипения воды, а также с колебаниями давления в нем. Амплитуда и частота колебаний зависят от производительности котла, его конструкции и вида топлива. Частота может меняться от нескольких циклов в час до нескольких циклов в минуту. При этом возникают дополнительные термические напряжения от 30 до 100 МПа.

На равномерную скорость подъема параметров среды в барабане при пуске котла или его останове накладываются дополнительные колебания температуры, связанные с процессом начала циркуляции воды в контурах. Это явление наблюдается в двухбарабанных котлах, где наряду с колебаниями температуры до 50°С с ориентировочной частотой 50-60 циклов за пуск имеют место высокоскоростные колебания температуры среды с размахом до 100°С. Повышенные напряжения от внутреннего давления возникают в барабанах при гидравлических испытаниях пробным давлением, превышающим рабочее на 25%.

Наиболее серьезные поражения барабанов трещинами обнаруживались на котлах, работающих не менее 7-10 лет в условиях эксплуатации с частыми пусками и остановами или имеющих частые разрывы экранных труб. Основные причины, которые могут вызывать сильные колебания температуры стенки барабана в эксплуатации, - это резкое падение температуры при разрывах экранных труб и подача относительно холодной питательной воды в неостывший опорожненный барабан после аварийного останова. Большие термические напряжения возникают также при быстром останове котла с последующим заполнением барабана водой температурой 60-80°С для опрессовки экономайзера.

Недопустимо попадание в барабан питательной воды по линии рециркуляции экономайзера. Питательная вода может попадать из-за неплотности задвижек на линии рециркуляции или при ошибочном открытии этих задвижек. В процессе растопки котла необходимо осуществлять контроль за температурным режимом барабанов.

Конструкция устройства раздачи относительно холодной питательной воды по водяному объему барабана должна полностью исключать возможность ее попадания на стенки барабана. В противном случае неизбежно произойдет образование трещин термической усталости. Такие трещины были обнаружены в местах ввода относительно холодного раствора фосфата (вводится для коррекции водного режима) и около водяных штуцеров водоуказательных колонок, а также около ввода линий рециркуляции экономайзеров.

Чем выше уровень действующих в стенке барабана напряжений, тем раньше при прочих равных условиях могут возникнуть в нем трещины. Необходимо отметить, что при одном и том же расчетном давлении пара на выходе из котла в барабаны заложены разные запасы прочности. Так, при давлении 14 МПа барабаны котлов Таганрогского котельного завода "Красный котельщик" (ТКЗ), изготовленные из стали 16ГНМ, имеют внутренний диаметр 1800 мм при толщине стенки 90-95 мм. Барабаны котлов Барнаульского котельного завода из стали 16ГНМ, изготовленные до 1967 г., имеют внутренний диаметр 1600 мм. При переходе со стали 16ГНМ на сталь 16ГНМА также не было сразу достигнуто единообразия размеров. Так, барабаны котлов ТКЗ, изготовленные из стали 16ГНМА до 1972 г., имели внутренний диаметр 1800 мм при толщине стенки от 105 до 115 мм. С 1972 г. на ТКЗ приступили к выпуску барабанов из стали 16ГНМА с внутренним диаметром 1600 мм и толщиной стенки 115 мм. Все барабаны котлов Барнаульского котельного завода из стали 16ГНМА имеют внутренний диаметр 1600 мм при толщине стенки 115 мм. Опыт эксплуатации показал, что барабаны из более качественной стали 16ГНМА, имеющие относительно большую толщину стенки, обладают лучшей эксплуатационной надежностью. Однако это не нашло отражения в инструкции по контролю за металлом барабанов в эксплуатации. Объем контроля и сроки одинаковы.

Проведенные расчеты напряжений, действующих в барабанах отечественного производства, показали, что при хорошем водном режиме и мерах, принятых для предупреждения стояночной коррозии, барабаны способны выдержать более 3000 пусков и остановов без появления трещин. Язвины в отверстиях под трубы и на внутренней поверхности штуцеров могут быть следствием стояночной коррозии, химических промывок чрезмерно агрессивными реагентами, а также термических ударов, вызывающих разрушения оксидной пленки. Наблюдения, проводимые в процессе эксплуатации, позволили установить, что скорость роста язвин с течением времени затухает (так же, как и трещин).

При контроле днищ обнаруживали трещины около швов приварки лапы затвора лаза (рис. 2.16), а также кольцевые трещины у шва приварки кольца укрепления кромки лаза. Встречаются трещины на

внутренней поверхности штампованных днищ в местах отбортовки и в местах приварки заводских монтажных деталей.

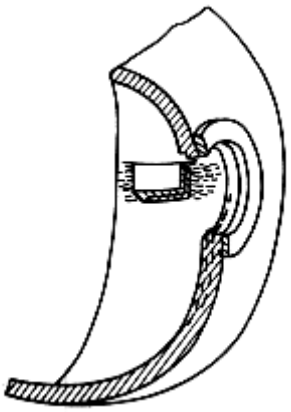


Рис. 2.16. Схема расположения трещин около шва приварки лапы затвора лаза и у шва приварки усиления кромки лаза (здесь также показана схема выхода расслоений листа на кромку лазового отверстия)

На ряде барабанов были обнаружены трещины в сварных швах приварки штуцеров к барабанам; чаще они наблюдаются при обварке прежних вальцовочных соединений для обеспечения их плотности. Имелись трещины и в сварных швах штуцеров с рубашками, обеспечивающими тепловую изоляцию в местах ввода относительно холодной питательной воды и фосфата. На внутренней поверхности штуцеров были найдены также язвы или цепочки язв.

При контроле основных продольных и кольцевых сварных швов в ряде случаев находили трещины в наплавленном металле или околошовной зоне, непровары, поры и шлаковые включения.

Для выявления трещин во время контроля состояния металла из барабана удаляют все внутрибарабанные устройства, очищают металл около отверстий шлифовальными кругами и после внешнего осмотра осуществляют магнитопорошковую или ультразвуковую дефектоскопию. До шлифовки при внешнем осмотре трещины могут быть обнаружены по выступающему валику оксидов.

За барабанами котлов тепловых электростанций в процессе эксплуатации должен осуществляться визуальный и ультразвуковой контроль, а также периодическая магнитопорошковая дефектоскопия согласно инструкции И 34-70-013-84 [71]. Через каждые 25 тыс. ч эксплуатации следует проводить визуальный осмотр и магнитопорошковую дефектоскопию внутренней поверхности каждого листа корпуса обечайки в водяном объеме на площади размером 200х200 мм. С такой же периодичностью требуется контролировать с помощью магнитопорошковой дефектоскопии отверстия водоопускных, рециркуляционных и питательных труб и водоуказательных приборов. При этом контроле требуется захватить поверхность отверстий и штуцеров с примыкающими к ним участками внутренней поверхности барабана шириной 30-40 мм от кромок отверстий.

Через каждые 50 тыс. ч эксплуатации контролируют магнитопорошковой дефектоскопией отверстия пароотводящих, пароперепускных и прочих труб с примыкающей к ним внутренней поверхностью барабана шириной 30-40 мм; при этом объем контроля должен составлять не менее 15% отверстий группы труб одноименного назначения, но не менее двух в каждой группе.

После обследования состояния металла барабана котла работниками электростанции и ремонтного предприятия рассматривается документация и принимаются необходимые решения с тем, чтобы обеспечить надежную эксплуатацию котла при номинальных параметрах.

При обнаружении трещин в барабане ремонтным предприятием энергоуправления составляется технология ремонта, которая должна быть согласована с руководством электростанции и заводом-

изготовителем. Трещины удаляются рассверловкой отверстий. Разрешается выборка трещин шлифовальным кругом. Огневая выборка дефектов не допускается. Выборка дефектов должна выполняться на режимах, не вызывающих нагрева металла до цветов побежалости. При выборке трещин следует избегать резких переходов - концентраторов напряжений. Полнота удаления трещин проверяется магнитопорошковой дефектоскопией или травлением места выборки 10-20% раствором азотной кислоты.

Если поверочный расчет показывает, что мостики между отверстиями после рассверловки обеспечивают достаточную прочность, барабан может быть допущен к эксплуатации. Если же выборка трещин ослабила мостик и прочность их оказывается недостаточной, производят подварку.

Таким образом, анализ причин образования трещин около опускных отверстий в барабанах позволил обосновать и осуществить ряд мероприятий, направленных на повышение надежности:

улучшилось качество стали (применяется более чистая контролируемая металлографически на содержание неметаллических включений и на наличие расслоений с помощью УЗД сталь 16ГНМА вместо стали 16ГНМ);

увеличена толщина листа из стали 16ГНМА до 115 мм (это привело к снижению фактических напряжений);

улучшился водный режим путем введения деаэрации при пусках;

введена консервация при остановах;

осуществляется контроль за металлом барабанов в процессе эксплуатации;

разработана типовая технология ремонта барабанов, имеющих повреждения в виде трещин около отверстий.

Перечисленный комплекс мероприятий позволяет обеспечить надежную эксплуатацию барабанов котлов высокого давления на электростанциях страны.

2.8. Контроль металла элементов котлов и трубопроводов после достижения паркового ресурса

Вследствие больших запасов прочности, заложенных при проектировании и изготовлении котлов и трубопроводов, парковый ресурс превышает обычный расчетный срок службы и в ряде случаев еще не является предельным для возможности надежной и безопасной эксплуатации. Поэтому в разделе 4 типовой инструкции [61] справедливо отмечается, что парковый ресурс для большинства элементов оборудования не является фактическим пределом надежной эксплуатации.

Дальнейшее продление срока службы элементов котлов и трубопроводов, работающих под давлением, должно осуществляться на основании расчета остаточного ресурса по фактическим режимам эксплуатации за истекший период, результатам контроля металла за тот же период и результатам индивидуального контроля металла по специальной программе после выработки паркового ресурса.

Однако конкретной типовой методики расчета остаточного ресурса пока не существует. Его следует осуществлять на основании положений нормативного метода расчета на прочность элементов котлов и трубопроводов [49, 50, 51].

Исходными данными для такого расчета должны служить: информация об условиях эксплуатации за весь предшествующий период (наработка при известных параметрах, число пусков из горячего и холодного состояний и т.п.), информация о фактической форме и размерах деталей, фактические свойства металла и имеющаяся информация об отказах.

При продлении сроков эксплуатации сверх паркового ресурса необходимо учитывать экономическую и техническую целесообразность этой операции.

Объемы и методы контроля по достижении паркового ресурса на основании обобщения перечисленных выше материалов устанавливаются ВТИ или АО ОРГРЭС. Эти же организации дают предложения по возможности и допускаемым срокам дальнейшей эксплуатации. Решение по этому вопросу принимается экспертно-технической комиссией, создаваемой в зависимости от подчиненности электростанции приказом по энергетическому управлению или по РАО ЕЭС России. Состав комиссии формируется руководством электростанции.

2.9. Ремонт барабанов котлов высокого давления

При ремонте барабанов котлов высокого давления следует руководствоваться основными положениями [92], являющимися обязательным руководящим материалом для электростанций, ремонтных предприятий и монтажных организаций. В них рассматриваются рекомендуемые способы ремонта наиболее часто встречающихся повреждений металла, обнаруживаемых при обследовании барабанов паровых котлов. Если для обеспечения работы котла на номинальных параметрах требуется выполнение работ, которые регламентированы упомянутыми выше основными положениями, то технология ремонта разрабатывается ремонтным предприятием и согласовывается с руководством электростанции. Если же обнаружены дефекты, не предусмотренные в основных положениях, или требуется применение методов ремонта, не предусмотренных ими, то ремонтное предприятие разрабатывает технологию ремонта и согласовывает ее с электростанцией, заводом - изготовителем котла, НПО ЦНИИТмашем или НПО ЦКТИ.

В случае выявления при контроле барабана дефектов на поверхностях обечаек, днищ, трубных, лазовых отверстий и штуцеров и в сварных швах барабанов эти дефекты следует удалять механическим способом: абразивным кругом, расточкой, сверловкой и др. Объемы удаляемого металла должны быть минимальными, а нагрев металла не должен вызывать образования цветов побежалости. Места механической выборки дефектов должны иметь плавные переходы (рис. 2.17, а). При входном контроле металла барабанов или при его первом обследовании следует скруглить кромки около отверстий с внутренней поверхности барабана радиусом 5-7 мм (см. рис. 2.17, б). Если дефекты устраняются с применением сварки или заплавки, то переход от ремонтной заварки к основному металлу скруглять необязательно.

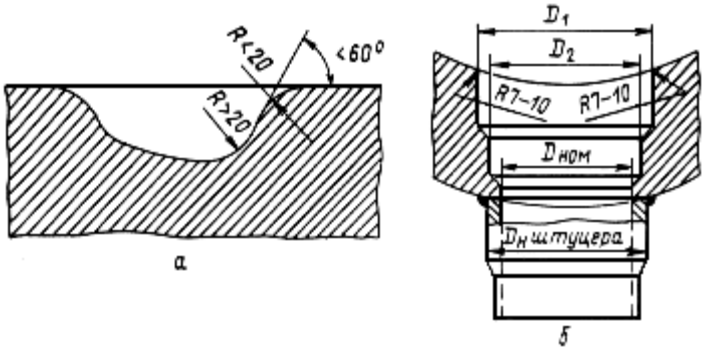


Рис. 2.17. Выборка дефектных мест в барабанах: а - выборка в листе барабана с плавным переходом; б - обработка кромки и поверхностей трубного отверстия

Когда глубина выборки в стенке барабана для удаления дефекта превышает 15 мм, вопрос о технологии ремонта или о переводе эксплуатации котла на пониженные параметры решается заводом-изготовителем.

Полнота удаления дефектов при выборке должна контролироваться магнитопорошковой или ультразвуковой дефектоскопией. Можно применять травление 10-20% водным раствором азотной кислоты или 15% водным раствором персульфата аммония.

После проведения выборок дефектов проверяют расчетным путем прочность всех элементов барабанов, из которых для удаления дефектов производилась выборка металла. Проверку проводят по нормам расчета на прочность ОСТ 108.031.02-75 [48]. Номинальное рабочее давление может не проверяться расчетным путем, если будет проведено бандажирование или наплавка штуцеров по приведенной в основных положениях [92] технологии, выборка дефектов с подваркой, обеспечивающей заведомое упрочнение отремонтированного элемента, а также при повреждениях барабана язвинами или рисками глубиной до 3 мм, расположенными на расстоянии не ближе диаметра ближайшего отверстия от его края. Допускается скругление внутренних кромок отверстия радиусом до 10 мм без проверки прочности расчетом.

Для проверки прочности барабана расчетным путем после удаления дефектов следует определять толщину стенки цилиндрической части барабана, днищ и штуцеров. Такие измерения выполняют специальным мерительным инструментом или ультразвуковым методом. Погрешность способа измерения не должна превышать ±3%.

Допустимое рабочее давление для барабана при наличии ремонтных выборок принимают равным наименьшему из значений для каждого из проверяемых элементов.

С целью сохранения номинального рабочего давления проводят ремонтные подварки выбранных дефектных мест.

Ремонт котлов следует поручать специализированным организациям, имеющим квалифицированный персонал, соответствующее техническое оснащение и опыт ремонта котлов. К сварке элементов котлов, пароперегревателей и экономайзеров могут быть допущены только сварщики, аттестованные в соответствии с "Правилами аттестации сварщиков", утвержденными Госгортехнадзором России [5], и имеющие соответствующее удостоверение. При этом сварщики могут быть допущены только к тем видам работ, которые указаны в удостоверении. Если предстоит выполнение сварочных работ на сложных или специфических сварных конструкциях, то ремонтное предприятие должно провести специальную подготовку и испытание сварщиков.

Ремонтная сварка и наплавка барабанов из стали 22К должны проводиться электродами УОНИ-13/45 типа Э42А, а барабанов из сталей 16ГНМ и 16ГНМА - электродами УОНИ-13/55 типа Э50А. Электроды должны соответствовать ГОСТ 9466-75 [29] и ГОСТ 9467-75 [30] и иметь сертификаты.

Перед сваркой на барабане должны быть сварены образцы-имитаторы из того же материала, что и барабан, и теми же электродами, которыми будут проводиться сварка и наплавка на ремонтируемом барабане. Образцы-имитаторы принимаются по результатам внешнего осмотра и исследования макроструктуры. Сварщики допускаются к сварке на барабане после удовлетворительного выполнения сварки на образцах-имитаторах. В металле шва или наплавки не должно быть трещин, пор и шлаковых включений.

Углы скоса кромок и радиусы скругления должны обеспечивать качественное выполнение наплавки. Места сварки и наплавки и прилегающий к ним металл на расстоянии не менее 100 мм зачищают абразивным кругом до металлического блеска и контролируют магнитопорошковой дефектоскопией и ультразвуком. Сварка и наплавка допустимы только после полного удаления дефектов.

Электроды необходимо предварительно просушить при 350-400°С в течение 4 часов.

При проведении сварки дуга должна легко зажигаться и стабильно гореть, покрытие должно плавиться равномерно, наплавленный валик должен равномерно покрываться шлаком, который потом легко удаляется при охлаждении.

Рассмотрим более подробно различные типовые случаи ремонтных работ на барабанах котлов.

1. Ремонтная подварка штуцера. Выполняется в тех случаях, когда толщина его стенки после устранения дефектов окажется меньше расчетной по нормам [82], но будет не менее 3 мм. Если стенка штуцера тоньше 3 мм, то его необходимо заменять полностью.

Штуцеры наплавляют только с наружной поверхности (рис. 2.18, I). Наплавка может быть многослойной. Толщина наплавки должна быть не менее полуторной глубины выборки для удаления

дефекта. Длина наплавки по образующей штуцера должна превышать длину выборки на 10-15 мм.

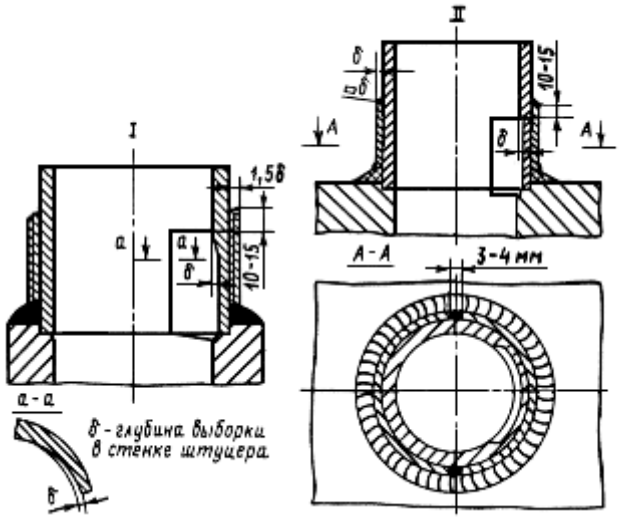


Рис. 2.18. Ремонт штуцеров барабанов: I - наплавка на наружной поверхности штуцера; II - установка бандажа на штуцер

Наплавку выполняют кольцевыми швами по всей окружности штуцера. Швы накладывают в направлении от существующего сварного шва, соединяющего штуцер с барабаном. Каждый последующий валик должен перекрывать предыдущий на одну треть его ширины. После наложения каждого валика удаляют шлак и брызги с поверхности наплавленного металла и штуцеров. Необходим послойный внешний осмотр; не допускаются следующие дефекты: трещины, подрезы, поры и незаплавленные кратеры.

Наплавка должна обеспечивать плавный переход к основному металлу штуцера и предыдущему слою, чтобы избежать местной концентрации напряжений. На штуцер передаются компенсационные температурные изгибающие напряжения, которые в сочетании с концентратором напряжений могут послужить причиной образования трещин в процессе эксплуатации.

2. Бандажирование штуцеров. Производится для укрепления штуцеров, имевших ремонтные выборки дефектов (рис. 2.18, II). Длина бандажа вдоль образующей штуцера должна превышать длину выборки на 10-15 мм. Толщина бандажа должна быть не менее толщины ремонтируемого штуцера. Материал бандажа - труба из стали 20 по ТУ 14-3-460-75 [102].

Бандажные втулки можно надевать на ремонтируемый штуцер двумя способами: горячей посадкой на штуцер с предварительной обрезкой присоединяемой к нему трубы или сваркой двух половин разрезанной втулки, плотно прижатых к штуцеру перед сваркой. Перед бандажированием внутренняя поверхность бандажной втулки и наружная поверхность штуцера должны быть зачищены до металлического блеска. Места сварки показаны на рис. 2.18, II. Местный зазор между втулкой и штуцером не должен превышать 0,2 мм.

Контроль качества сварки осуществляется внешним послойным осмотром после удаления шлака и брызг.

3. Замена штуцеров. Требуется при утонении стенки до толщины менее 3 мм или при полной выборке основного металла штуцеров при повторных ремонтах.

Удаляемый штуцер срезают газовой резкой кислородно-ацетиленовым пламенем до высоты 6-7 мм. Остаток штуцера удаляют механическим способом. Металл гнезда под штуцер в барабане и наружную поверхность барабана на расстоянии 30 мм следует подвергнуть магнитопорошковой дефектоскопии на отсутствие трещин. Обнаруженные трещины необходимо удалить механическим

способом.

Новый штуцер должен быть изготовлен из трубы, отвечающей требованиям ТУ 14-3-460-75. Желательно, чтобы новый штуцер имел большую толщину стенки за счет уменьшения внутреннего диаметра. При проведении сварочных работ по замене штуцеров необходим предварительный и сопутствующий подогрев до 180-220°С для сталей 16ГНМ и 16ГНМА и 120-160°С для стали 22К.

После приварки новых штуцеров должен быть проведен общий или местный отпуск по кольцу шириной не менее 500 мм с симметричным расположением зоны нагрева относительно оси штуцера. Перед термической обработкой барабан должен быть временной тепловой изоляцией. Зона нагрева должна отстоять на 500 мм или более от кольцевого шва приварки днища. При проведении термической обработки барабан должен иметь возможность свободно расширяться. Возможен вариант местной термической обработки с равномерным нагревом кольцевой зоны цилиндрической части барабана совместно с днищем. Эти условия необходимо выполнять во избежание чрезмерных температурных напряжений в барабане.

Отпуск стали 22К проводят при 600-630°С, а сталей 16ГНМ и 16ГНМА - при 620-650°С с выдержкой в обоих случаях в течение 5 часов (рис. 2.19). Нагрев до температуры отпуска должен осуществляться со скоростью 40-50°С/ч, охлаждение - со скоростью 20-30°С/ч до 150°С. После охлаждения до 150°С временная тепловая изоляция может быть снята.

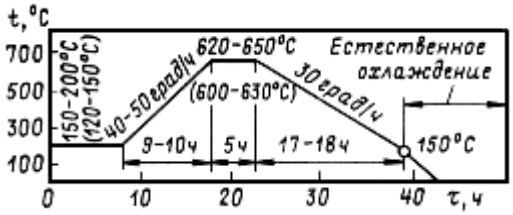


Рис. 2.19. График типового режима термической обработки барабана из стали 16ГНМ после сварки и наплавки (в скобках данные для стали 22К)

Необходимы контроль и регистрация температуры наружной и внутренней поверхностей барабана. Для контроля применяют термопары. Градиент температуры по образующей должен находиться в пределах 100°С на 100 мм длины барабана. Перепад температуры по толщине стенки не должен превышать 30°С.

Возможен вариант технологии приварки ремонтных штуцеров к барабану из стали 22К с предварительным и сопутствующим подогревами, но без последующего отпуска. В этом случае требуется сохранить сопутствующий недогрев в течение 3 часов после окончания сварки и обеспечить плавное охлаждение под слоем теплоизоляции. Аналогичным образом можно поступить, приваривая одиночные ремонтные штуцеры к барабанам из сталей 16ГНМ и 16ГНМА. Но при этом общее количество ремонтных штуцеров не должно быть более десяти, а располагаться они должны не ближе чем через один друг от друга (в расчет принимаются и штуцеры, отремонтированные в прежние ремонты).

4. Наплавка на поверхность трубного отверстия. Производится с предварительным и сопутствующим подогревами, режимы которых соответствуют указанным в разделе, посвященном замене штуцеров. Зона нагрева должна быть не менее 150 мм вокруг кромки наплавляемого отверстия. Термопары должны устанавливаться со стороны, противоположной расположению нагревателя. После наплавки необходим отпуск. Его можно не применять, если на барабане из стали 22К шаг между наплавляемыми отверстиями в продольном направлении не менее 600 мм или в окружном не менее 400 мм. Допускается наплавка без последующей термообработки групп из двух-трех рядом расположенных отверстий при расстоянии между границами групп не менее 1200 мм. На барабанах из низколегированных сталей 16ГНМ и 16 ГНМА без термообработки можно оставлять наплавки отверстий в барабане при продольном шаге не менее 1200 мм и окружном - не менее 600 мм с общим количеством наплавляемых отверстий не более шести (с учетом отверстий, отремонтированных наплавкой при предыдущих ремонтах). В этих случаях сопутствующий сварке подогрев необходимо сохранять не менее 3 часов после ее окончания и обеспечивать последующее

медленное охлаждение. Наплавку можно производить без последующего отпуска только на отверстия в листах барабанов, имеющих твердость не более НВ 2000. Твердость наплавленного металла и околошовной зоны должна быть не более НВ 2200. В противном случае требуется отпуск.

После наплавки отверстия растачивают на диаметр, меньший указанного в заводском чертеже на 5-8 мм.

5. Наплавка выборок в основном металле барабанов, в продольных и кольцевых сварных швах. Выполняется с предварительным и сопутствующим подогревами на участке, выходящем за пределы зоны наплавки на 150 мм с каждой стороны. Температура подогрева должна определяться с помощью термопар, устанавливаемых со стороны, противоположной расположению нагревателя. Термопары следует располагать по границе нагреваемого участка.

Наплавка делается многослойной без перерыва в работе. Слоев должно быть не менее трех. Общая толщина слоев должна быть такой, чтобы толщина стенки после наплавки была больше исходной до выборки дефектов на 3-5 мм. В случае вынужденного перерыва в наплавке сопутствующий подогрев необходимо сохранять. Первый слой валиков следует располагать поперек продольной оси барабана. Каждый валик должен перекрывать на треть ширины предыдущий валик. Второй слой валиков накладывают перпендикулярно первому, а третий - опять поперек оси барабана. Третий валик накладывается в направлении, встречном первым двум и т.д. (рис. 2.20). После наложения каждого валика надо очищать наплавку от шлака и брызг и проводить внешний осмотр. Не допускаются трещины, поры, подрезы и незаплавленные кратеры. После наплавки каждых 1000 см^3 в местах выборок следует переводить отпуск по режимам и технологии, описанным выше (независимо от марки стали барабана).

От термической обработки можно отказаться, если объем наплавки не превышает 300 см^3, а толщина стенки барабана ослаблена не более чем на 35%. Количество таких выборок на барабанах из стали 22К не ограничено, если расстояние между ними более 400 мм или не менее трехкратной длины наиболее протяженной выборки. На барабанах из сталей 16ГНМ и 16ГНМА достаточным условием для отказа от отпуска является соблюдение расстояния между соседними выборками не менее 1200 мм. При определении расстояния до соседних выборок учитывают и выборки, выполненные при предыдущих ремонтах.

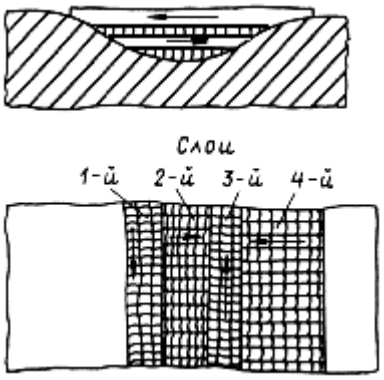


Рис. 2.20. Схема наложения валиков при ремонтной наплавке мест выборок в барабане

Как и при замене штуцеров, непременными условиями возможности отказа от термической обработки являются: твердость металла барабана до наплавки не выше НВ 2000; твердость наплавленного металла и околошовной зоны после наплавки не более НВ 2200. Если хотя бы одно из этих условий не выполняется, то необходим отпуск.

6. Приварка деталей крепления внутрибарабанных устройств. Должна производиться только в случае крайней необходимости. Этот узел при заводском цикле изготовления проходит отпуск со всем барабаном. При отсутствии отпуска этот узел склонен к образованию трещин в процессе

эксплуатации.

Согласно основным положениям по ремонту барабанов из сталей 22К, 16ГНМ и 16ГНМА при необходимости удаления отдельных кронштейнов внутрибарабанных устройств завод-изготовитель выдает рекомендации по креплению их механическим способом. Только при невозможности крепления механическим способом кронштейны приваривают с предварительным и сопутствующим подогревами без последующей термообработки. Зона нагрева должна быть не менее 150 мм от сварного шва в обе стороны. Режимы были описаны подробно выше. После сварки сопутствующий подогрев продолжают еще 3 часа и обеспечивают затем плавное охлаждение под слоем теплоизоляции. Кронштейны крепят двусторонним швом со сплошным проваром и катетом не менее 6 мм. Шов и околошовную зону контролируют визуально и магнитопорошковой дефектоскопией.

Все работы по осмотру барабана, его ремонту и дефектоскопическому контролю должны тщательно фиксироваться. Перед ремонтом барабана составляют акт его внутреннего осмотра. Если требуется выполнять работы по ремонту, то после их окончания составляют также акт с указанием объема и характера выполненных работ. К акту прилагают формуляр развертки барабана с пометками мест выборки металла и их размеров, а также мест и размеров наплавки. Аналогичный формуляр составляется на ремонтные работы по трубным отверстиям и штуцерам. Необходимо иметь описание технологии ремонтных работ с эскизами мест сварки и наплавки, указанием режимов сварки и порядка наложения швов. Требуются акты на все виды выполненного контроля: магнитопорошковой дефектоскопии, ультразвукового контроля, измерений твердости, а также акты на предварительный и сопутствующий подогревы и на термическую обработку (последний с приложением графиков изменения температуры со временем). Материалы по ремонту должны также содержать сертификаты на электроды, копию удостоверения электросварщика, выполнявшего работы.

После завершения ремонта барабана выполняют прокатку его труб шарами, имеющими диаметр 0,8 от номинального внутреннего диаметра труб. Эта операция позволяет очистить трубы в случае их засорения при ремонте.

Затем проводят гидравлическое испытание водой, нагретой до 50-70°С. Давление испытания составляет 1,25 от рабочего. После гидравлического испытания отремонтированные участки контролируют визуально, а места наплавки на корпус барабана и основные сварные швы - ультразвуковой и магнитопорошковой дефектоскопией. По результатам внутреннего осмотра и гидравлического испытания составляют акт.

Внутрибарабанные устройства собирают только после завершения гидравлического испытания и внутреннего осмотра отремонтированного барабана.

2.10. Восстановительная термическая обработка паропроводов тепловых электростанций

Принципиальная возможность регенерации структуры и свойств перлитных жаропрочных сталей после длительной эксплуатации при высоких температурах термической обработкой известна давно [119].

Восстановительная термическая обработка (в.т.о.) - процесс восстановления структуры и свойств металла нагревом, выдержкой при определенной температуре и последующим охлаждением. Основан на принципе устранения вредных для эксплуатационной надежности изменений структуры металла. Применительно к повреждаемости, накопленной при ползучести перлитных жаропрочных сталей, - это нормализация или нормализация с отпуском. В процессе нагрева и выдержки происходят изменение кристаллической решетки ($\alpha \rightarrow \gamma$ - превращение), растворение карбидов в аустените и выравнивание химического состава аустенита. В ходе фазовой перекристаллизации упорядочивается дислокационная субструктура, устраняются колонии вакансий, заращиваются спеканием и при миграции границ зерен мелкие микропоры. При охлаждении из аустенита может быть сформирована новая структура, обеспечивающая высокий комплекс механических свойств.

Длительно эксплуатируемые в отечественной энергетике котлы, турбины и трубопроводы

создавались на расчетный срок службы 100 тыс. ч. В разные годы действовали сильно отличающиеся по допускаемым напряжениям нормы расчета на прочность. Фактически заложенные при проектировании запасы прочности в результате также весьма различны. Условия эксплуатации, в частности параметры пара, базовый или маневренный режимы, нагрузки и многие другие факторы, оказывают, несомненно, влияние на долговечность оборудования. Однако все перечисленные выше факторы весьма поверхностно и неполно учитываются в современной технической документации на определение предельных допускаемых сроков эксплуатации [61] и затрудняют определение истинного допускаемого предела надежной эксплуатации. Но объективно он существует, и по его достижении возникает проблема замены или восстановительного ремонта оборудования.

Восстановительная термическая обработка может быть также с успехом использована для получения требуемого комплекса механических свойств и рекомендованной структуры в тех случаях, когда элементы паропроводов в состоянии поставки не вполне отвечают требованиям технических условий.

Накопленный опыт практического осуществления восстановительной термической обработки позволяет сделать вывод, что наиболее перспективным способом является индукционный нагрев подвижным индуктором без демонтажа паропровода.

В процессе нагрева длительно эксплуатировавшихся перлитных сталей, их выдержки при высокой температуре и последующего охлаждения происходят превращения, аналогичные тем, которые наблюдаются в этих сталях при тех же операциях в состоянии поставки. Но длительная эксплуатация при высокой температуре и напряжениях, вызывающих ползучесть, определяет глубокие изменения микроструктуры и субструктуры, которые приводят к определенным особенностям процессов фазовых превращений. Коагуляция карбидов, негомогенность твердого раствора, наличие дислокационной структуры, вызванной ползучестью, и пористости также определяют особенности фазовых превращений, которые протекают при восстановительной термообработке.

Восстановительная термическая обработка приводит к регенерации микроструктуры, видимой под оптическим микроскопом. Полностью ликвидируются последствия сфероидизации. Исследования микроструктуры сталей 12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 15ХМ и 12МХ нескольких десятков паропроводов после различных стадий сфероидизации и накопления поврежденности (вплоть до разрушения) как после эксплуатации, так и после восстановительной термической обработки показали, что после термообработки с полной фазовой перекристаллизацией во всех случаях получается микроструктура, оптимальная или близкая к оптимальной с точки зрения обеспечения жаропрочности. Установлено, что поры размером до 4 мкм успешно устраняются при рекомендуемых режимах термической обработки.

Поры могут залечиваться в процессе спекания, выпадения вторичных и третичных фаз на свободной поверхности из-за уменьшения растворимости, а также при образовании новых фаз в процессе фазовой перекристаллизации.

На основании общих представлений теории спекания построена номограмма, позволяющая определять радиус полностью заращиваемой поры от температуры нагрева и времени выдержки (рис. 2.21).

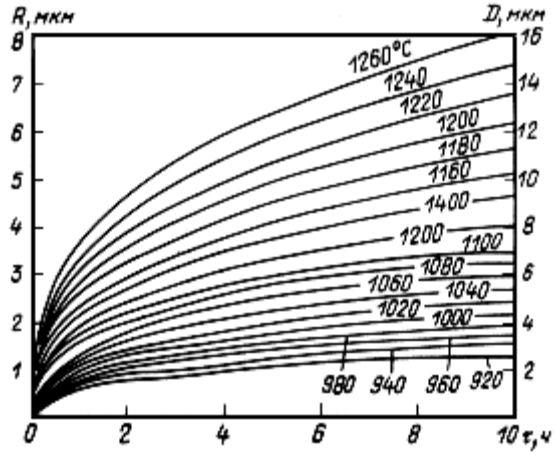


Рис. 2.21. Зависимость радиуса или диаметра полностью заращиваемой поры в перлитной паропроводной стали от температуры нагрева (цифры у кривых) и времени выдержки:

$$R_0 = \sqrt[3]{6D_0 \exp(-E/RT)\alpha A_{Fe}\tau / kTd_{Fe}N_A}$$

Возможность повышения температуры для ускорения залечивания пор ограничена интенсивным ростом аустенитного зерна, который приводит в дальнейшем к укрупнению вторичных зерен феррита, перлита и промежуточной составляющей и снижению длительной пластичности. При необходимости заращивания пор большого размера целесообразно проводить двойную нормализацию: первую при температурах 1100-1150°С с целью заращивания пор и ускорения гомогенизации аустенита из-за диффузии, вторую - при температурах, обычно используемых при термической обработке металла в исходном состоянии, с целью получения оптимальных величин зерна и рисунка микроструктуры.

Важным представляется вопрос о возможности возвращения легирующих элементов из карбидов в твердый раствор. С этой целью исследовался металл ряда труб из сталей 15Х1М1Ф, 12Х1МФ, 12МХ, 15ХМ и 16М, в котором при эксплуатации произошли наиболее глубокие изменения с большим накоплением легирующих элементов в карбидах. Во всех случаях после термической обработки содержание молибдена и хрома в карбидах было на том же уровне, что и в металле труб в исходном состоянии.

После термической обработки прочностные свойства при комнатной температуре повышаются, а пластические - несколько снижаются. Влияние восстановительной термической обработки на механические свойства, определяемые при растяжении при комнатной температуре, противоположно влиянию эксплуатации на эти свойства.

Восстановительная термическая обработка существенно повышает ударную вязкость в тех случаях, когда она была на среднем или высоком уровне. Временное сопротивление при рабочей температуре после восстановительной термической обработки сильно возрастает и в ряде случаев превышает значения, характерные для металла в исходном состоянии. Предел текучести при рабочей температуре после восстановительной термической обработки имеет тенденцию к повышению. Это повышение тем заметнее, чем ниже предел текучести после эксплуатации. Пластические свойства при рабочей температуре в результате проведения восстановительной термической обработки несколько снижаются, оставаясь на достаточно высоком уровне.

Исследовано также влияние восстановительной термической обработки на длительную прочность металла паропроводных труб, длительно находившихся в эксплуатации. Испытанию подвергался металл паропроводов после длительной эксплуатации, а также после эксплуатации и восстановительной термической обработки. Материалом исследования служил металл труб после эксплуатации продолжительностью до 200-250 тыс. ч или труб, демонтированных из-за ускоренной ползучести. Было проверено влияние восстановительной термической обработки на жаропрочность всех перлитных жаропрочных сталей, используемых для изготовления паропроводов: 12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 12МХ, 15ХМ и 16М. Во всех случаях восстановительная термическая обработка приводила

к существенному повышению времени до разрушения при высоких уровнях напряжений и, как правило, несколько в меньшей степени влияла на время до разрушения при умеренных нагрузках, т.е. эффект восстановительной термической обработки имел обратный характер по отношению к влиянию длительной эксплуатации при высокой температуре. Наблюдалось существенное повышение экстраполированного в координатах $l_{g\sigma} - l_{g\tau}$ предела длительной прочности за 100 тыс. ч.

Длительная пластичность, определяемая по относительному удлинению, после проведения восстановительной термической обработки в большинстве случаев несколько снижается, но остается на вполне удовлетворительном уровне. В некоторых случаях термическая обработка практически не сказывалась на длительной пластичности.

Способ осуществления нагрева (печной или индукционный) при восстановительной термической обработке не влияет на структуру и свойства: они определяются только термическим циклом.

Разработана временная инструкция [90], определяющая порядок, организацию и режимы проведения восстановительной термической обработки. Она распространяется на трубы паропроводов из сталей 12МХ, 15ХМ, 12Х1МФ и 15Х1М1Ф с расчетной температурой пара 450°С и выше, которые согласно [61], не могут быть допущены к эксплуатации без ремонта. Восстановительная термическая обработка - это ремонтная операция.

Решения о целесообразности и технологии проведения восстановительной термической обработки, а также о пригодности труб к дальнейшей эксплуатации после нее принимаются экспертно-технической комиссией. Решение о проведении в. т. о. принимается на основе следующих материалов:

заключения о состоянии металла и сварных соединений, выполненного в объеме инструкции [61];

измерений остаточной деформации труб паропроводов в течение всего времени эксплуатации;

заключения о наличии в металле пор.

Работы по проведению термической обработки выполняют ремонтные организации, имеющие лицензию Госгортехнадзора России с участием электростанций. Контроль металла до и после восстановительной термической обработки проводится лабораториями или службами металлов районного энергетического управления или производственного ремонтного предприятия.

Восстановительную термическую обработку можно проводить, если фактическая толщина стенки в растянутой части гибов не менее требуемой по ОСТ 108.031.09-85 [50]. Гибы не должны иметь дефектов, выявляемых методами ультразвуковой и магнитопорошковой дефектоскопии. Размер пор не должен превышать 2 мкм. Для возможности проведения термической обработки без переварки сварных стыков на паропроводах из стали 12Х1МФ сварные соединения должны быть выполнены электродами ЦЛ-27Б (композиция 09Х1МФБ) или электродами ЦЛ-20, ТМЛ, проволокой Св-08ХМФА (композиция 09Х1МФ).

При несоблюдении последних условий сварные соединения подлежат переварке.

Сварные соединения паропроводов из стали 15Х1М1Ф восстановительной термической обработке не подлежат.

Восстановительную термическую обработку прямых участков труб, гибов и сварных соединений можно проводить по одному и тому же режиму.

Термическая обработка в печах по затратам и трудоемкости - наиболее экономически выгодный вариант обработки. Возможна восстановительная термическая обработка крупными блоками, включающими гибы и сварные соединения.

При печном способе восстановительная термическая обработка должна выполняться в печи, обеспечивающей заданный температурный режим с учетом разницы в температурах по объему печи и во времени. Измерения температуры металла труб производятся зачеканенными термопарами, выведенными на регистрирующие приборы класса точности не ниже 0,5. Укладку труб на поду печи

желательно производить в один ряд (но не более чем в два). Температуру нагрева садки труб необходимо измерять с помощью термопар, закрепленных на четырех трубах, расположенных по углам пода и по одной в центре пода. Охлаждение осуществляется на открытом воздухе.

Индукционную термическую обработку можно проводить при толщине труб до 50 мм. Технологический вариант нагрева (блоками, отдельными трубами, с демонтажом паропровода или без демонтажа) определяется в процессе технико-экономического анализа из условия минимальных трудовых затрат для каждого конкретного случая.

Для научнообоснованного выбора основных технологических параметров процесса нагрева с помощью перемещаемого индуктора и требуемой мощности источников питания было предложено аналитическое описание тепловых процессов нагрева, выдержки и охлаждения. Аналитическое описание процесса позволяет с необходимой для практики точностью обосновать с помощью расчета на ЭВМ температурное поле, расходуемую на нагрев трубы и теряемую в окружающую среду мощность, а также допускаемую скорость непрерывного или шагового перемещения индуктора.

На рис. 2.22 представлена расчетная схема, использованная при выборе системы уравнений, описывающих процесс тепловложения и тепловых потерь с учетом размеров трубы, физических свойств материала и позволяющих рассчитать "тепловую волну", перемещаемую по трубопроводу. Тепловложение происходит в поверхностном слое, представленном двойной штриховкой; прогрев на всю толщину осуществляется вследствие растечки тепла. На трубе размером 273х28 мм из стали 12Х1МФ "запаздывание" прогрева внутренней поверхности трубы по отношению к наружной составляет при неподвижном индукторе менее 2 мин.

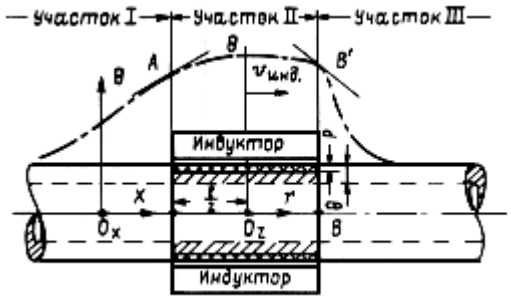


Рис. 2.22. "Тепловая волна", движущаяся по трубопроводу при индукционном нагреве подвижным индуктором: участок I - зона охлаждения трубы за индуктором; участок II - зона тепловложения вследствие вихревых токов от индуктора; участок III - зона нагрева, опережающая индуктор в результате растечки тепла

На рис. 2.22 буквой Θ обозначено превышение температуры нагрева над комнатной. Если $\Delta x_n^{'}$ - интервал заданных температур нагрева (либо под нормализацию, либо при отпуске), то шаг перемещения индуктора ΔZ должен быть менее протяженности участка нагрева в этом интервале температур. Тогда будет обеспечен равномерный прогрев. Если шаг перемещения окажется больше, то в промежутке между нагреваемыми участками появятся зоны недогрева и как следствие - поперечная по отношению к оси трубы полосчатость структуры. При непрерывном движении индуктора время пребывания металла трубы в интервале $\Delta\Theta_n^{'}$ должно быть не менее заданной временной выдержки при нормализации или отпуске.

Для выбора рационального режима охлаждения целесообразно использовать термокинетические диаграммы превращения аустенита. Несмотря на некоторые специфические особенности аустенита, полученного из долго работавшего металла по сравнению с аустенитом исходного металла, такой анализ дает практически достоверные результаты.

На рис. 2.23 представлена термокинетическая диаграмма для стали 12Х1МФ, на которую

наложены расчетные кривые охлаждения. Длина индуктора в расчетах принята 0,5 м, теплопроводность металла 36 Вт/(м·град), температуропроводность 0,0211 $м^2$/ч, скорость перемещения индуктора 1 м/ч.

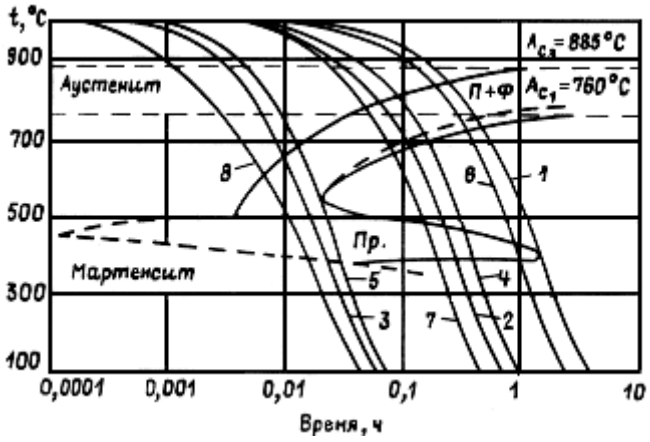


Рис. 2.23. Термокинетическая диаграмма для стали 12Х1МФ с наложенными на нее расчетными кривыми охлаждения

Для стали 12Х1МФ при непрерывном охлаждении из аустенитной области (при нормализации) характерны три области превращения: феррито-перлитная, бейнитная (промежуточная) и мартенситная. В результате охлаждения необходимо сформировать рекомендованную согласно техническим условиям на поставку структуру от 1 до 5 баллов по шкале микроструктур, являющейся приложением к ТУ 14-3-460-75 [102].

На рис. 2.24 представлена аналогичная термокинетическая кривая для стали 12МХ с наложенными на нее кривыми охлаждения. Варианты типоразмеров труб и способы охлаждения перечислены в табл. 2.14. Цифры для режимов в таблице и на рис. 2.23 и 2.24 идентичны.

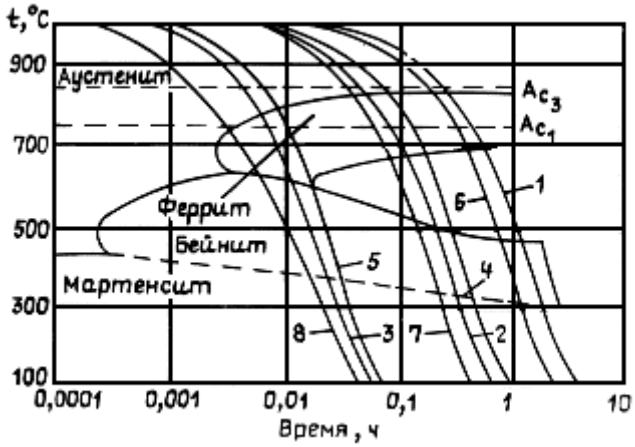


Рис. 2.24. Термокинетическая диаграмма для стали 12МХ с наложенными на нее кривыми охлаждения

Таблица 2.14

Вариант	Типоразмер трубы, мм	Способ охлаждения
1	273х28	Один слой листового асбеста
2		Без тепловой изоляции
3		Спреерное охлаждение
4	245х45	Без тепловой изоляции
5		Спреерное охлаждение
6		Один слой листового асбеста
7	426х17	Без тепловой изоляции
8		Спреерное охлаждение

Для стали 12МХ при охлаждении от температуры нормализации достаточно сформировать феррито-перлитную структуру.

Нормализация может быть единственной термической операцией в. т. о. для деталей, изготовленных из сталей 12МХ, 12ХМ и 15 ХМ. Более жаропрочные стали 12Х1МФ и 15Х1М1Ф требуют для стабилизации структуры последующего отпуска.

В качестве упрощенного варианта в. т. о. перлитных жаропрочных сталей может быть использован и отжиг. Тогда для сталей и 12Х1МФ, и 15Х1М1Ф не требуется последующего отпуска. Но при оценке нового ресурса в этом случае следует исходить из пониженной длительной прочности.

Паропровод может состоять из прямых участков труб, гибов, сварных соединений, арматуры, литья и кованых фасонных элементов. Наименее надежными элементами на основании опыта длительной эксплуатации следует считать гибы и сварные соединения труб с литыми деталями. Разрушение гиба сопровождается его раскрытием вдоль наиболее растянутого при гибке волокна или реже - вырывом куска трубы по двум нейтральным волокнам. Оно имеет, как правило, сильные нежелательные последствия. В помещения котельного или турбинного цехов выбрасываются большие массы перегретого пара, паропровод сдвигается с опор, могут быть разрушены примыкающие объекты и строительные конструкции. Разрушение сварного соединения с литой деталью чаще всего происходит по утоненной в месте стыковки литой детали или со стороны труб по выточке под подкладное кольцо. Разрушение - свищ без раскрытия кольцевого стыка. Для разрушения сварных соединений обычно требуется наличие больших напряжений изгиба от самокомпенсации тепловых расширений или весовых нагрузок. Поэтому с точки зрения эксплуатационной безопасности наиболее важно обеспечить надежность гибов.

В 60-70-е годы в. т. о. в работах МО ЦКТИ подвергался весь паропровод от главной паровой задвижки котла до турбины. ОРГРЭС в конце 80-х годов впервые провел термическую обработку только гибов. При этом существенно уменьшается трудоемкость операций. Однако ресурс прямых участков не повышается. Возникают по концам нагретого элемента, включающего гиб и прямые участки прямой трубы, две кольцевые зоны с неблагоприятной структурой и пониженной жаропрочностью. Здесь металл нагревается в межкритическом интервале между Ac_1 и Ac_3: имеется также "зона переотпуска", в которой металл нагревался несколько ниже Ac_1. Под научным руководством ВНИИАМ также была выполнена аналогичная операция. В. т. о. были подвергнуты гибы из стали 12Х1МФ размером 325х38 мм с радиусом гиба 1370 мм, которые эксплуатировались при 14 МПа (140 кгс/см^2) и 545°С и имели овальность менее 8%. Расчетная долговечность прямых участков в состоянии поставки составила 235 тыс. ч, гибов - 135 тыс. ч. Новый ресурс кольцевого участка с нерекомендованной структурой (8 баллов по ТУ 14-3-460-75) составил более 200 тыс. ч при запасе прочности 1,5. Результаты испытаний на длительную прочность подтвердили справедливость

сделанных допущений. Эти результаты являются основанием для продления срока службы прямых участков и гибов до 235 тыс. ч с начала эксплуатации паропровода с проектными параметрами - температурой 545°С и давлением 14 МПа (140 кгс/см ^{2}).

При термической обработке одних гибов в. т. о. должны подвергаться также прилегающие участки прямых труб на протяжении 2-2,5 наружных диаметров.

Для проведения в. т. о. паропровода без демонтажа с применением подвижного индуктора разработаны установка с вертикальным машинным генератором повышенной частоты и технологическая оснастка. Используется ток повышенной частоты 2400 Гц. Выходная мощность установки 100 кВт. Технологическая оснастка позволяет нагревать прямые участки труб и гибы. Для охлаждения установки и индуктора используется техническая вода из пожарного водопровода. Это оборудование и оснастка успешно применены при осуществлении в. т. о. паропровода на двух тепловых электростанциях России.

При индукционном способе восстановительная термическая обработка должна проводиться с использованием источников питания током средней частоты и медных водоохлаждаемых индукторов.

В зависимости от трассировки паропровода в пределах турбинного и котельного залов может оказаться целесообразной термическая обработка без демонтажа (паропровод проходит вдоль балконов-площадок и т.п.) или с демонтажом (паропровод свободно подвешен вдали от удобных опорных площадок). Осуществление восстановительной термической обработки индукционным способом требует наличия на электростанции или в энергосистеме не менее двух установок повышенной частоты с машинными или тиристорными генераторами мощностью по 100 кВт.

В помещении электростанции или ремонтного участка собирается комплект из электротермических установок мощностью по 100 кВт с тиристорными или машинными преобразователями средней частоты на 2,4-2,5 кГц.

Основными комплектующими изделиями типового участка для термической обработки являются:

тиристорные преобразователи 100/2,4 (2 шт.);

конденсаторы ЭСВ-0,5-2,4 УЗ (4-6 шт.);

кабель КРПТ сечением 3х70+1х25 (200 м);

потенциометр на 24 точки измерения со шкалой 0-1100°С класса точности 0,5 на термопаре градуировки ХА (2 шт.);

компенсационный провод ХА КМВЭВ-М14х2,5 (200 м);

термопары из проволоки диаметром 0,8-1,2 мм градуировки ХА (70 шт.);

два водоохлаждаемых медных индуктора из трубки прямоугольного сечения размером 16х12х2 мм (18-22 витка).

Схема типовой установки для проведения восстановительной термической обработки показана на рис. 2.25.

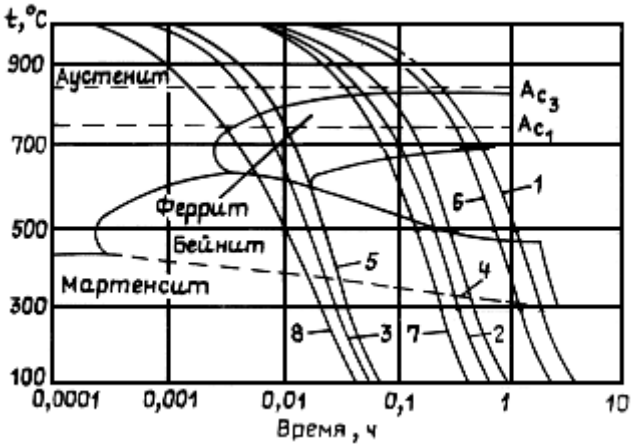


Рис. 2.25. Схема типовой установки повышенной частоты для термообработки сварных соединений и восстановительной термообработки паропроводов: 1 - рубильник; 2 - тиристорный преобразователь 100-2,4; 3 - конденсатор типа ЭСВ; 4 - прибор для контроля и регистрации температуры; 5 - трубопровод; 6 - слой асбеста; 7 - термопара; 8 - индуктор; 9 - дистанционный пульт управления.

Питание контура осуществляется кабелем КРПТ сечением 3х70+1х25, соединенным для компенсации крест-накрест (радиус действия 200 м).

Техническая характеристика тиристорного преобразователя 100/2,4:

Напряжение на нагрузке, В	400
Пределы регулирования напряжения на нагрузке, В	350-550
Точность поддержания входной мощности при нагреве, %	±4
Точность поддержания входного напряжения, %	±3
Рабочая частота, кГц	2,4±0,5
Номинальная мощность, кВт	100
Номинальный ток, А	250
Напряжение трехфазной сети питания, В	380
Частота, Гц	50
Охлаждение	Водяное
Расход воды, $м^3$/ч	2,5
Давление охлаждающей воды:	
МПа	0,15-0,25
$кгс/см^2$	1,5-2,5

Преобразователь имеет защиты от перегрузок по току, внутренних и внешних коротких замыканий, опрокидывания инвертора при повышении напряжения на силовых тиристорах инвертора более 450

В амплитудного значения, от прекращения подачи охлаждающей воды, а также электрическую блокировку, не допускающую включения при открытых дверцах.

В целях обеспечения безопасности при эксплуатации установок 100/2,4 (во избежание поражения электрическим током обслуживающего персонала) их необходимо включать в сеть с изолированной нейтралью; когда нейтральная точка наглухо заземлена, требуется применять разделительные трансформаторы.

Кроме основного назначения, установку 100/2,4 применяют для группового нагрева сварных соединений. Ее мощность позволяет одновременно нагревать до температуры отпуска в интервале 700-750°С четыре стыка труб диаметром 325х45 мм. При этом обеспечиваются высокая равномерность нагрева и стабильность температуры в процессе выдержки.

Нагреву всех труб паропровода должна предшествовать пробная термическая обработка макетной трубы. Труба, вырезанная для исследования структуры и свойств перед восстановительной термообработкой, разрезается на две части. Одна часть используется в качестве макетной, а другая - подвергается восстановительной термической обработке совместно с одной из труб штатного комплекта или с одним из его блоков.

Пробная термообработка осуществляется для проверки правильности сборки схем электротермического оборудования и контрольно-измерительных приборов, достаточности мощности оборудования и подготовленности персонала к практическому осуществлению режимов с индукционным нагревом от источника питания средней частоты, а также проверки эффективности температурного режима восстановительной термообработки путем проведения контрольных испытаний структуры и свойств металла макетной трубы после этой термообработки.

Температурный режим нагрева должен регистрироваться на диаграммной ленте прибора. Периодически (через 15-30 мин) проводится контроль соответствия показаний прибора по переносному механическому потенциометру.

Подготовка к нагреву начинается с прихватки или приварки к концам макетной трубы технологических надставок из любой перлитной или углеродистой стали того же типоразмера длиной в два-три наружных диаметра. Нагрев с выходом на заданный режим осуществляется на технологических надставках. Контроль температуры выполняется зачеканенными хромель-алюмелевыми термопарами, выведенными экранированным кабелем на прибор класса точности не ниже 0,5; термопары располагаются с шагом 250-300 мм. Паропроводная труба устанавливается на временных опорах, расстояние между которыми во избежание провисания от собственного веса при высокотемпературном нагреве не должно превышать 2 м.

Электрическая и тепловая изоляция макетной трубы может выполняться путем наложения двух слоев листового асбеста или листового базальтового волокна, закрепляемого стеклолентой. Ориентировочный расход листового асбеста толщиной 5-6 мм на 50 м паропровода диаметром 273х20 мм составляет 30 кг, стеклоленты или асболенты - 100 кг. Тепловая изоляция - материал одноразового использования.

В настоящее время разработан и успешно используется индукционный нагреватель с тепло- и электроизоляционным экраном. Индукционный нагреватель с экраном перемещается по паропроводной трубе, не имеющей изоляции. Его применение позволяет свести к минимуму расход тепловой изоляции и обеспечивает лучшее формирование структуры при охлаждении.

По достижении заданного интервала температур и выдержки в течение 20-30 мин на технологической надставке индуктор приводится в движение со скоростью, обеспечивающей при его перемещении выдержку в требуемом температурном интервале. Перемещение индуктора осуществляется с постоянной скоростью шагово-ручным способом или электромеханическим приводом. Поддержание заданного температурного режима достигается регулировкой выходной электрической мощности источника питания током средней частоты.

Качество проведения пробной восстановительной термообработки проверяется по записям регистрирующих температуру приборов и контролем структуры и всех свойств металла после нее, которые должны соответствовать требованиям ТУ 14-3-460-75 для сталей 15ХМ, 12Х1МФ и 15Х1М1Ф и ЧМТУ/ВНИТИ 670-65 для стали 12МХ.

Приступать к проведению восстановительной термообработки штатного паропровода можно только при получении удовлетворительных результатов пробной.

Трубы штатного комплекта паропровода подвергают термообработке после снятия штатной тепловой изоляции и разделения паропровода на ремонтные блоки или после разрезки замыкающих сварных стыков по концам обрабатываемого участка (при термической обработке без демонтажа).

Перед проведением восстановительной термической обработки индукционным способом паропровод отделяется от паросборного коллектора котла и от парораспределительного клапана турбины, из него вырезают все литые и кованые детали (задвижки, тройники, литые гибы и др.) и паромерные шайбы. Воздушники и дренажи отрезают, оставляя штуцеры высотой 30-40 мм, или обрабатывают заподлицо с трубой. Бобышки для измерения ползучести оставляют на местах. К концам ремонтных блоков приваривают технологические надставки.

Термическая обработка осуществляется путем выхода на заданный режим при нагреве индуктором первой технологической надставки и равномерного перемещения индуктора вдоль всей трубы до выхода на вторую технологическую надставку, где индуктор останавливается, а источник питания отключается.

При проведении нормализации не допускается перерыва в нагреве; в случае вынужденного останова индуктора или прекращения питания процесс осуществляется повторно начиная с технологических надставок. При проведении отпуска перерывы в процессе допустимы; требуется, чтобы выдержка в заданном интервале температур не снижалась.

После проведения термической обработки проводится анализ записей диаграммных лент регистрирующих приборов и составляется акт, в котором фиксируется правильность выполнения заданного режима. Диаграммные ленты с записями температур хранятся в лаборатории металлов электростанции. Акт подшивается к паспорту паропровода.

После проведения восстановительной термической обработки и монтажа трубопровода выполняется стилоскопический контроль на наличие легирующих элементов в металле всех труб паропровода и сварных соединений. После сборки паропровода на постоянных опорах сначала химическим способом удаляется технологическая окалина; затем паропровод продувают паром от котла или магистрали в атмосферу (по временной схеме с соблюдением требований ПТЭ, но не менее 4 МПа, или 40 кгс/см^2). Продувку выполняют для удаления из паропровода отслоившейся окалины и посторонних предметов. Проверяется регулировка опор и осуществляется контроль соответствия тепловых перемещений требованиям проекта.

Гидравлическое испытание паропровода после восстановительной термообработки, сборки и его продувки осуществляется под давлением, соответствующим 1,25 рабочего давления.

Паропровод после восстановительной термической обработки должен пройти техническое освидетельствование.

2.11. Предупреждение возгорания топлива и отложений в котлах с целью защиты металлических конструкций от повреждений

При сжигании торфа и высокореакционных углей в пылевидном состоянии возникает опасность хлопков и взрывов пыли, которые могут привести к повреждению ограждений котла, его обмуровки, а также к повреждениям ограждений котельного цеха, его металлоконструкций и оборудования топливоподачи. Для предупреждения хлопков при проектировании помещений котельных следует избегать большого количества горизонтальных участков на строительных конструкциях, на которых могла бы скапливаться пыль. При эксплуатации необходимо вовремя удалять скопления пыли. С целью локализации последствий возможных взрывов пыли требуется обеспечить отсутствие неплотностей между смежными бункерами. Также необходимо соблюдать установленный график срабатывания пыли из бункеров и полностью опорожнять их при длительных остановах с целью предупреждения самовозгорания. При использовании пневмообрушения для устранения зависаний пыли в бункерах воздух подают только в полностью заполненный бункер, избегая "проскока" его

через воронки в торфе с образованием торфовоздушной смеси. Ни в коем случае нельзя включать пневмообрушение при наличии очагов горения торфа в бункере. Нельзя допускать просачивания сжатого воздуха через сопла в периоды между включениями воздуха для пневмообрушения. При нормальной работе котла срабатывание уровня торфа не должно превышать 2/3 высоты бункера. Для тушения возгораний торфяной пыли водой следует использовать шланги с распылителями, чтобы предотвратить образование взрывоопасной смеси пыли и воздуха.

Особо взрывоопасными являются высокореакционные азейские, ирша-бородинские бурые угли, кузнецкий газовый уголь. Они, как и торф, способны приводить к взрывам и хлопкам пыли в бункерах и в помещении котельного цеха. Бо'льшая часть взрывов пыли в бункерах происходила при переходных режимах работы системы пылеприготовления; чаще всего это бывало при пуске; взрывам предшествовали загорания пыли.

Для предупреждения взрывов угольной пыли бункер следует тщательно уплотнить. Внутренняя поверхность бункеров должна быть гладкой для предупреждения скопления и слеживания пыли. В патрубках циклонов не должно быть горизонтальных и слабонаклонных участков. Для предупреждения слеживания пыли в бункерах следует периодически срабатывать ее до низшего уровня, допускаемого устойчивой работой питателей пыли.

При остановах котла на срок до двух дней следует заполнить бункер пылью и тщательно уплотнить его. При более длительном останове необходимо полностью опорожнить бункер. Остатки пыли после останова котла требуется удалить из бункера обстукиванием, а пыль спустить в систему гидрозолоудаления.

При капитальном и среднем ремонте котла надо полностью очищать и обмывать бункер пыли; вода не должна попадать в пылепитатели, иначе возможно их забивание. Нельзя допускать длительного простоя пылепитателей в резерве, так как слежавшаяся в них пыль может самовозгораться.

Если произошло возгорание пыли в бункере, то надо принять меры по ускоренному срабатыванию возгоревшейся пыли. Сверху следует дать больше свежей пыли, перекрыв доступ воздуху. На остановленном котле требуется включить систему пылетушения в бункере (подать углекислый газ, азот или др.). Для снижения опасности возгорания бункера пыли должны быть герметичными. При обслуживании пылесистем, работающих на высокореакционных углях, следует избегать взвихрения пыли во время резкого вскрытия шиберов, люков и дверок.

При сжигании мазута или пыли с подсветкой мазута иногда наблюдаются случаи возгорания уноса в газоходах конвективной шахты и регенеративных вращающихся подогревателях (РВП) котлов тепловых электростанций; при этом возможно полное разрушение набивки РВП. Часто занос набивки РВП отложениями происходит из-за неполного сгорания обводненного и плохо разогретого мазута или из-за недостаточного подогрева воздуха, т.е. неполного сгорания мазута в топке. Заносу может способствовать неудовлетворительная организация процесса горения вследствие недостатка воздуха на отдельных горелках или преждевременная подача пылевидного твердого топлива при работе котла на твердом топливе с подсветкой мазутом.

Основной способ борьбы с образованием в газовом тракте котла отложений сажи и горючего уноса - правильная организация топочного процесса, обеспечивающая полное сгорание топлива в топке. Для удаления отложений необходимо строго по графику производить обдувку и очистку дробью конвективных поверхностей нагрева и очистку РВП. Необходимо следить за загоранием отложений; резкое повышение на 20-30°С температуры уходящих газов и одновременно горячего воздуха - сигнал возгорания. Основное средство пожаротушения - подвод воды к конвективной шахте и РВП. Расход воды должен быть не менее 8-10 т/ч на 1 $м^2$ сечения конвективной шахты или РВП.

Для тушения горючих отложений в водогрейных котлах можно использовать систему обмывки конвективных поверхностей. Чтобы избежать попадания воды из трубопроводов пожаротушения и как следствие коррозионных разрушений, на трубопроводе подвода воды должны быть два вентиля с дренажом между ними. Для наблюдения за возможными местами отложения и возгорания пыли на конвективном газоходе, РВП, трубчатом воздухоподогревателе и газовых коробах целесообразно устанавливать гляделки. Их следует располагать в доступных для обслуживающего персонала местах; они должны легко открываться и герметически закрываться.

2.12. Методика анализа повреждений металла котлов, сосудов и трубопроводов

Анализ повреждений проводится для установления причин их возникновения, выработки предложений по объему и технологии ремонта, а также для разработки рекомендаций по предупреждению возможности возникновения аналогичных повреждений в процессе дальнейшей эксплуатации. Возможны случаи, когда в результате исследований делается вывод о нецелесообразности ремонта объекта и о необходимости замены его новым или коренной реконструкции.

Повреждения, обнаруживаемые при внешнем и внутреннем осмотрах и периодическом контроле металла и сварных соединений, могут являться следствием ряда причин, основными из которых являются:

дефекты металлургического производства в трубах, листе, отливках или поковках;

технологические дефекты, возникшие при производстве оборудования на заводе-изготовителе или при монтаже (дефекты сварки, трещины, надиры и надрывы в штампованных деталях; пористость, трещиноватость, усадочные раковины и другие дефекты в литых деталях; отклонение от заданных геометрических размеров сверх допусков в элементах оборудования и сварных швах и др.);

отклонения от условий эксплуатации, предусмотренных проектом (превышение температуры, давления, периодическое попадание холодной среды на горячую поверхность металла, чрезмерно высокие скорости среды и др.);

наличие неучтенных при проектировании особенностей эксплуатации или неудачные конструкторские решения;

некачественный ремонт элементов котлов, сосудов и трубопроводов.

Исследования повреждения полезно начинать с осмотра детали на месте, до ее вырезки или ремонта. Если позволяют условия, то целесообразно повреждение сфотографировать. Необходимо четко зафиксировать место расположения дефекта и его ориентацию (для поверхности нагрева по высоте, расстоянию от стенки; лобовая или тыльная образующая и др.).

Большую помощь в определении причины разрушения может оказать сравнение внешнего вида излома с уже исследованными ранее случаями, в частности с уже описанными в технической литературе. Важен систематический обзор дефектов металлургического производства в слитках, толстом листе, прутковой стали, штамповках и трубах.

Примером может служить атлас дефектов [122], отражающий опыт металлургов ГДР. Атлас содержит большое количество иллюстраций, а также анализ причин возникновения дефектов и рекомендации по их предупреждению. Анализу вида изломов в связи с причинами разрушения посвящена книга Фридмана и др. [143] (к сожалению, в ней не учитывается возможное коррозионное и эрозионное воздействие внешней среды). Опыт анализа повреждений сосудов и трубопроводов в промышленности США приводится в работе Тэлша [142]. Влияние качества металлургических полуфабрикатов, точность выполнения технологических операций и воздействие условий эксплуатации на надежность элементов котлов и трубопроводов на основе отечественного опыта отражены в [116, 117, 118].

При разрушении трубы или листа из-за дефектов металлургического производства, а также при разрушении сварных соединений из-за больших технологических трещин, непроваров, подрезов или шлаковых включений причину повреждений установить легко. Свищи и разрывы образуются непосредственно по дефектам. Поверхности несплошности в месте заката, трещины металлургического производства или горячие трещины в сварном шве покрыты окалиной. От них начинаются свежие изломы. Деформация в месте разрушения минимальная, так как сечение сильно ослаблено дефектом, который также играет роль концентратора напряжений. Часто в металле, прилегающем к месту разрыва, наблюдается скопление неметаллических включений.

Обследование повреждения желательно проводить сразу после обнаружения дефекта, так как со временем возможно окисление изломов или механическое удаление оксидов (например, "валиков" оксидов, выступающих из трещин).

Если излом уже окислился, то его можно "освежить" специальным травлением, в результате которого четко обозначаются более темная окисленная зона замедленного разрушения и более светлая зона дорыва. Методики "осветления" изломов изложены в работе [70].

Определенную помощь в установлении причин повреждений приносит измерение геометрических размеров трубы или листа. При превышении давления или кратковременном значительном перегреве сверх допустимых по расчету происходит большая пластическая деформация.

При разрушении трубы от кратковременного перегрева около места разрыва сильно увеличивается диаметр и утоняется стенка. Кромки бывают скошены под углом 45°С, так как металл пластичен, и разрушение наступает за счет среза по плоскости максимальных касательных напряжений. Трещина всегда продольная, так как тангенциальные напряжения от внутреннего давления в два раза превышают осевые. Труба обычно имеет большое раскрытие. Силой реакции струи, вытекающей из места разрыва, труба может оказаться сильно погнутой. Внутренняя поверхность чистая, так как струя смывает отложения.

При длительном перегреве по сравнению с расчетной температурой разрушение сопровождается незначительным увеличением диаметра в месте разрыва и небольшим утонением кромок, а на лобовой образующей наружной поверхности появляется сетка продольных трещин.

Разрушение труб в эксплуатации может происходить также и при замерзании в них воды во время ремонта и монтажа в зимних условиях. Чаще повреждения труб от размораживания наблюдаются в экономайзерах и в недренируемых трубах пароперегревателей. При повреждении деталей от размораживания периметр их увеличивается мало, разрыв, как правило, хрупкий, располагается вдоль трубы. Структурных изменений не наблюдается.

При многоцикловом нагружении, коррозионном или коррозионно-механическом разрушении макроскопическая деформация практически отсутствует. Коррозия вызывает местное уменьшение толщины стенки с образованием на поверхности продуктов коррозии. Эрозия также вызывает утонение стенки, но при этом продукты износа уносятся потоком разрушающей среды. Измеренные толщины стенок и диаметры следует наносить на схему поврежденного участка; сравнивать их необходимо с требованиями технических условий на поставку трубы, листа и пр.

Одновременно с осмотром рекомендуется ознакомиться с чертежами (нет ли отступлений), сертификатными данными на материалы, записями в шнуровых книгах и паспортах. Необходимо также опросить эксплуатационный и ремонтный персонал об особенностях эксплуатации и ремонта поврежденных элементов.

При массовых повреждениях однотипных элементов их полезно наносить на чертеж изделия. Например, при многократных повреждениях труб в одной и той же поверхности нагрева мощного парового котла наглядная картина, помогающая анализу, получается при нанесении мест разрыва на формуляр (схематический чертеж) поверхности нагрева.

При необходимости получения экспресс-заключения образцы металла сразу отбирают для механических испытаний и химического анализа. Если из изделия вырезан кусок металла с повреждением, то эта задача относительно легкая. Следует только предусмотреть, чтобы на изготовление образцов для механических испытаний и образцов для спектрального анализа или стружки для химического анализа не использовать металл, который может дать ценную информацию при металлографическом исследовании.

Иногда поврежденный участок металла не вырезают. Его выбирают и подваривают, но при этом требуется исследовать механические свойства металла, химический состав и микроструктуру. Аналогичная ситуация возникает иногда при обследовании барабанов долго работавших котлов. Из обечайки сосуда или барабана вдали от сварных швов, полей отверстий под трубы или других концентраторов напряжений вырезают механическим способом диск диаметром около 100 мм с таким расчетом, чтобы затем на его место можно было установить заглушенный штуцер с внутренним диаметром менее 100 мм. В этом случае рентгенографический или ультразвуковой

контроль сплошности шва не требуется. Диск обычно высверливают по контуру или вырезают специальной корончатой фрезой. Из него изготавливают образцы.

При необходимости исследования только химического состава стружку набирают путем засверловки или фрезерования. Если толщина стенки меньше предельной толщины, требуемой по условию прочности, или возникает опасная концентрация напряжений, то производят подварку места выборки электродуговой сваркой. Усиление подварки целесообразно снять механической обработкой заподлицо с основным металлом.

Стружку для химического анализа следует отбирать без применения охлаждающих эмульсий или смазок сухим чистым сверлом или фрезой. Собирать ее лучше чистыми руками на кальку, чтобы избежать завышения содержания углерода. Контроль микроструктуры можно выполнить прямо на изделии, применяя переносной микроскоп или используя метод реплик.

Если металл работает при температуре не выше 250°С, то можно ограничиться исследованиями механических свойств при комнатной температуре. Если температура эксплуатации металла была выше 250°С или если повреждение произошло при минусовой температуре, то необходимо проверить механические свойства металла при этих температурах.

Как правило, механические испытания включают определение твердости металла, испытания на растяжение с определением временного сопротивления, предела текучести (физического или условного), относительного удлинения и поперечного сужения, а также испытания на ударную вязкость (обычно на образцах с круглым надрезом радиусом 1 мм).

Результаты испытаний сравнивают с требованиями технических условий, по которым был поставлен металл. Однако не следует забывать, что длительная эксплуатация при высоких температурах вызывает как бы "доотпуск" металла, т. е. возможны некоторое снижение прочностных показателей и повышение пластических. Косвенным показателем снижения работоспособности при высокой температуре служит уменьшение отношения временного сопротивления при рабочей температуре к временному сопротивлению при комнатной. Это соотношение тем ниже, чем выше рабочая температура металла. Снижение отношения временных сопротивлений при рабочей и комнатной температурах обычно соответствует уменьшению предела длительной прочности. Критические величины отношений временных сопротивлений по данным [119] приведены в табл. 2.15. Если полученное отношение ниже приведенного в табл. 2.15, то есть основания считать, что жаропрочность ниже расчетной.

Таблица 2.15

Минимально допустимые отношения временного сопротивления при рабочей температуре к временному сопротивлению при комнатной температуре

Марка стали	Температура, °С	Минимально допустимое отношение $\sigma_в^t / \sigma_в^{20}$
12МХ, 15ХМ	500-510	0,60
12Х1МФ	560-570	0,48
	540-545	0,55
	500-510	0,58

Исследования состава металла проводят химическим аналитическим или спектральным методами. Для определения содержания углерода, серы и фосфора чаще применяют химический анализ, а содержание марганца, кремния и легирующих элементов определяют спектральным

методом. Результаты химического анализа также сравнивают с требованиями технических условий на поставку металла, при этом не следует забывать о том, что в изделии отклонения по химическому составу могут быть больше, чем допускается по ковшовой пробе.

Металлографическое исследование поврежденного металла должно охватить зоны, примыкающие к месту разрушения и удаленные от него. Начинать исследование следует с просмотра шлифов при малых увеличениях (х100), когда охватывается сразу относительно большое поле зрения, и затем переходить к большим увеличениями (х500). Если необходимо уточнить строение границ зерен, получить информацию о деталях структуры, то применяют большие увеличения (практически до х1000-х1200) или электронную микроскопию (используют метод реплик или растровый электронный микроскоп). В частности, большие увеличения позволяют ответить на вопрос, имеется ли пористость по границам зерен и какова величина пор. Этот вопрос возникает при исследованиях металла длительно работавших в условиях ползучести элементов с целью оценки дальнейшей их работоспособности или возможности восстановительной термической обработки.

Длительная эксплуатация металла при высокой температуре или кратковременный большой перегрев сверх расчетной температуры вызывают изменения в структуре металла. Влияние длительной эксплуатации на структуру рассмотрено в разд. 2.4.

В состоянии поставки малоуглеродистая сталь после охлаждения на воздухе с прокатного нагрева имеет структуру из феррита и пластинчатого перлита. На рис. 2.26 представлена диаграмма состояний железо-углерод, которой удобно пользоваться при анализе превращений, происходящих в структуре углеродистой стали при последующих нагреве и охлаждении.

При кратковременном перегреве углеродистой стали до температуры, близкой к Ac_1, (рис. 2.26), т.е. до 650-715°С, наблюдается интенсивная сфероидизация перлита. При нагреве несколько выше 727°С по границам ферритных зерен появляются зародыши аустенитных зерен, которые в процессе дальнейшего охлаждения превращаются в мелкие зерна перлита, расположенные среди более крупных зерен феррита. Перегрев значительно выше Ac_3 вызывает интенсивный рост зерна, границы спрямляются. При медленном охлаждении получается феррито-перлитная структура.

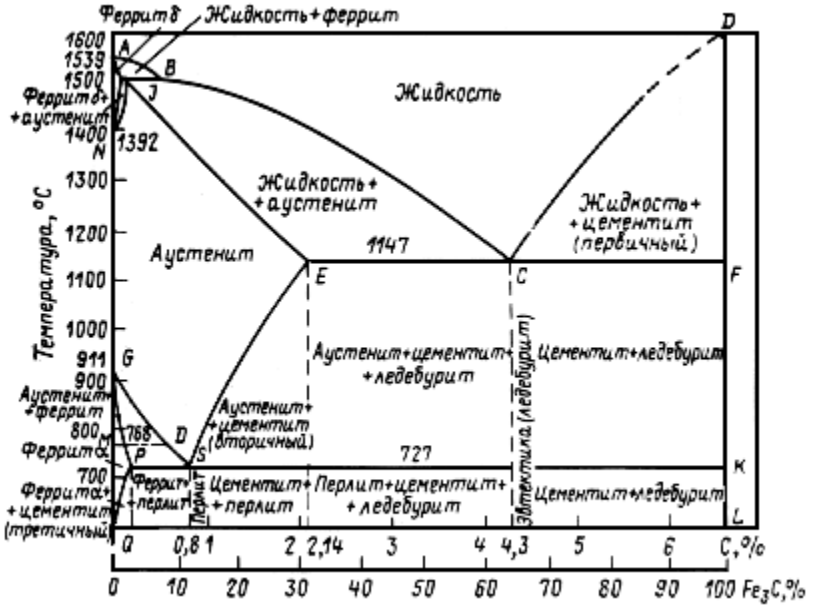


Рис. 2.26. Диаграмма состояний сплава железо-углерод

Если перегрев так высок, что превышена температура начала превращения перлита в аустенит (727°С для углеродистой стали), то в микроструктуре металла разрушенных труб поверхностей

нагрева из углеродистой и низколегированных перлитных сталей около места разрушения можно наблюдать участки образования мартенсита. Это происходит потому, что аустенит при очень резком охлаждении струей воды или пара, вырывающейся с большой скоростью из разрыва, закаливается на мартенсит. В таком случае твердость металла около места разрыва существенно выше, чем на тыльной стороне трубы в том же сечении.

При исследовании микроструктуры около места разрушения вследствие перегрева часто можно зафиксировать растрескивание металла по границам зерен. В микроструктуре труб из аустенитной стали 12Х18Н12Т при длительном перегреве до температуры, существенно выше расчетной, имеет место выпадение σ-фазы. На микрошлифах σ-фаза протравливается более сильно и выглядит более темной; она располагается по границам зерен (рис. 2.27).

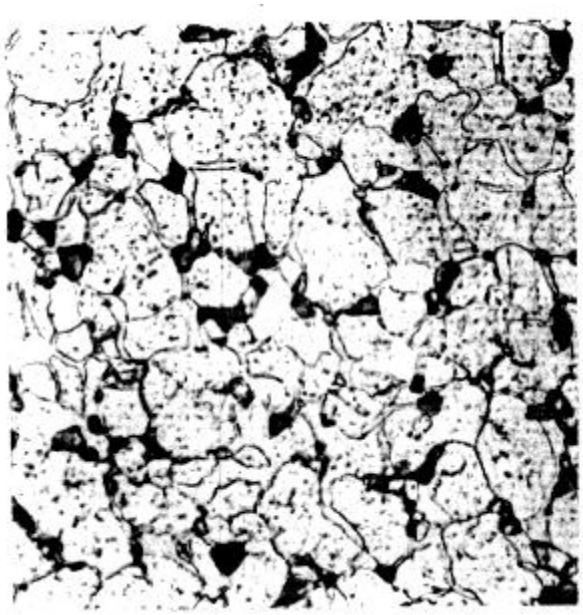


Рис. 2.27. Структура стали 12Х18Н12Т после перегрева в процессе эксплуатации, х500

Дополнительную информацию о температуре эксплуатации и продолжительности перегрева труб можно получить по толщине и строению оксидных пленок. Трубы и лист после изготовления на металлургическом заводе проходят травление для удаления окалины. Поэтому остаточная технологическая окалина тонкая, и при анализе повреждений ею можно пренебречь.

Толщина оксидной пленки, образующейся вследствие окисления в газовой или паровой среде, зависит от времени и температуры эксплуатации. В первом приближении закономерность утонения стенки трубы вследствие коррозии описывается следующим уравнением:

$$\Delta s = Ae^{-Q/RT}\sqrt{\tau},$$

где A - константа, зависящая от стали и от состава продуктов сгорания; e - основание натурального логарифма; Q - энергия активации процесса коррозии (константа зависит также от состава стали и состава продуктов сгорания); R - универсальная газовая постоянная; T - абсолютная температура поверхности металла; n - константа; τ - время окисления.

Зависимость утонения стенки от времени и температуры в парах воды, воздухе и продуктах сгорания всего энергетического топлива приведена в [72, 133]. Для приближенного перехода от утонения толщины стенки к толщине окалины можно пользоваться зависимостью $\Delta s = 0{,}47\delta,$ где δ - толщина окалины.

При большом перегреве окалина легко отслаивается и осыпается. На рис. 2.28 показан внешний вид экранной трубы котла Е-1-0,9, перегретой из-за глубокого упуска воды в котле. Таким образом, металловедческий анализ может оказать важную помощь в анализе причин повреждений элементов котлов и трубопроводов в эксплуатации.



Рис. 2.28. Пережженная при упуске воды экранная труба из стали 20 котла Е-1,0-0,9

Переход к продолжению документа осуществляется по ссылке

Введение

1 ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО НАДЗОРА ЗА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ КОТЛОНАДЗОРА

1.1. Регулирование вопросов обеспечения безопасной эксплуатации объектов котлонадзора

1.2. Объекты котлонадзора

1.3. Техническое освидетельствование объектов котлонадзора

1.4. Особенности технических освидетельствований сосудов высокого давления

Рис. 1.1. Места замера твердости на корпусах и крышках сосудов, подвергшихся аварийным температурным воздействиям

1.5. Техническое освидетельствование гидролизных аппаратов и сульфитно-варочных котлов

Рис.1.2. Устройство гидролизного аппарата

Рис. 1.3. Способы ультразвукового контроля сварных соединений

Рис. 1.4. Схема сканирования при ультразвуковом контроле сварного шва

Рис. 1.5. Схема сканирования при ультразвуковом контроле пересечений (а) и сопряжения (б) сварных швов

Рис. 1.6. Схема контроля углового сварного соединения

Рис. 1.7. Схема сканирования при контроле металла стенок корпуса

Рис. 1.8

Рис. 1.8. Пример оформления карты контроля

Рис. 1.9. Характерное развитие трещин в заклепочных соединениях

Рис. 1.10

Рис. 1.11

Рис. 1.12. Рабочее положение искателя при контроле металла вокруг заклепки (на испытательном образце)

Рис. 1.13. Схема сканирования при ультразвуковом контроле накладок заклепочных соединений (стрелками показано направление перемещения искателя)

Рис. 1.14 Схема перемещения искателя при выявлении трещин в "мостиках" металла крайнего ряда заклепок корпуса сосуда (под накладками)

Рис. 1.16. Настройка скорости развертки для проверки крайнего ряда заклепок обечайкел

Рис. 1.15. Проверка угла наклона искателя по испытательному образцу (настройка чувствительности)

Рис. 1.17. Определение условной высоты дефекта

Рис. 1.18. Определение условной протяженности дефекта

1.6. Особенности технического освидетельствования некоторых видов сосудов, работающих под давлением

Рис. 1.19. Схема контроля основного металла корпуса реактора (в каждой точке искатель поворачивают на 360°)

Рис. 1.20. Схема ультразвукового контроля сварных соединений реакторов

Рис. 1.21. Схема перемещения искателя при контроле сварного соединения

Рис. 1.22. Изменение вероятности: а - безотказной работы корпусов теплообменников

1.7. Дополнительные требования по проведению испытаний при техническом освидетельствовании сосудов и аппаратов блоков разделения воздуха

Рис. 1.23. Принципиальная схема пневматического испытания на прочность сосудов и аппаратов блока разделения воздуха

1.8. Внутризаводской технический надзор

2. КОНТРОЛЬ НАДЕЖНОСТИ МЕТАЛЛА И СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕМЕНТОВ КОТЛОВ И ТРУБОПРОВОДОВ ПАРА И ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ

2.1. Организация контроля металла паровых и водогрейных котлов и трубопроводов пара и горячей воды

2.2. Входной контроль металла теплоэнергетических установок с давлением 9 МПа и выше

2.3. Основные методы контроля качества металла и сварных соединений котлов и трубопроводов

Рис. 2.1. Схема измерения твердости прибором Польди-Хютте

Рис. 2.2. Образцы для определения ударной вязкости с U-образным надрезом (а), с V-образным надрезом (б) и с трещиной (в)

Рис. 2.3. Схема нагружения образца при испытании на ударный изгиб (а) и схема установки образца на опоры копра при испытании (б)

Рис. 2.4. Общий вид переносного микроскопа ММУ-1

Рис. 2.5. Схема получения оттисков для металлографического исследования

Рис. 2.6. Схема контроля сварных швов методом просвечивания

2.4. Общие принципы организации эксплуатационного контроля за состоянием металла и сварных соединений основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций

2.5. Наблюдение за станционными трубопроводами в эксплуатации

Рис. 2.7. Микроструктура стали 20

Рис. 2.8. Реперы на паропроводной трубе: а - схема расположения реперов в сечении трубы

Рис. 2.9. Схема вырезки образцов из трубы паропровода

Рис. 2.10. Индикатор перемещений паропровода

2.6. Наблюдение и контроль за змеевиками поверхностей нагрева, водоопускными трубами, коллекторами и внутрикотельными трубопроводами

Рис. 2.11. Схема контроля места ввода воды в камеру впрыскивающего пароохладителя

Рис. 2.12. Номограмма для определения расчетного количества пусков до полного первичного контроля для барабанных котлов

Рис. 2.13. Прибор-измеритель для определения условного показателя отклонения профиля поперечного сечения гиба от круговой формы

Рис. 2.14. Номограмма для определения допускаемого числа пусков от начала эксплуатации до контроля при расчете по овальности

Рис. 2.15. Номограмма для определения допускаемого числа пусков от начала эксплуатации до контроля при расчете по

2.7. Наблюдения и контроль за металлом барабанов паровых котлов высокого давления

Рис. 2.16. Схема расположения трещин около шва приварки лапы затвора лаза и у шва приварки усиления кромки лаза (здесь также показана схема выхода расслоений листа на кромку лазового отверстия)

2.8. Контроль металла элементов котлов и трубопроводов после достижения

паркового ресурса

2.9. Ремонт барабанов котлов высокого давления

Рис. 2.17. Выборка дефектных мест в барабанах

Рис. 2.18. Ремонт штуцеров барабанов

Рис. 2.19. График типового режима термической обработки барабана из стали 16ГНМ после сварки и наплавки (в скобках данные для стали 22К)

Рис. 2.20. Схема наложения валиков при ремонтной наплавке мест выборок в барабане

2.10. Восстановительная термическая обработка паропроводов тепловых электростанций

Рис. 2.21. Зависимость радиуса или диаметра полностью заращиваемой поры в перлитной паропроводной стали от температуры нагрева (цифры у кривых) и времени выдержки

Рис. 2.22. "Тепловая волна", движущаяся по трубопроводу при индукционном нагреве подвижным индуктором

Рис. 2.23. Термокинетическая диаграмма для стали 12Х1МФ с наложенными на нее расчетными кривыми охлаждения

Рис. 2.25. Схема типовой установки повышенной частоты для термообработки сварных соединений и восстановительной термообработки паропроводов

2.11. Предупреждение возгорания топлива и отложений в котлах с целью защиты металлических конструкций от повреждений

2.12. Методика анализа повреждений металла котлов, сосудов и трубопроводов

Рис. 2.26. Диаграмма состояний сплава железо-углерод

Рис. 2.27. Структура стали 12Х18Н12Т после перегрева в процессе эксплуатации, х500

Рис. 2.28. Пережженная при упуске воды экранная труба из стали 20 котла Е-1,0-0,9

Эксплуатация объектов котлонадзора. Справочник (Начало)
Справочник от 01.01.96

Различные информационные источники

Действующий

Опубликован: Официальное издание, М.: НПО ОБТ, 1996 год

ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод
Постановление Госстандарта СССР от 20.12.82 N 4923

ГОСТ от 20.12.82 N 7512-82

ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые
Постановление Госстандарта СССР от 17.12.86 N 3926
ГОСТ от 17.12.86 N 14782-86

ГЭ - Главный энергетик

3. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ КОТЛОНАДЗОРА

3.1. Обеспечение надежности и безопасной эксплуатации автоклавов в производствах строительных материалов

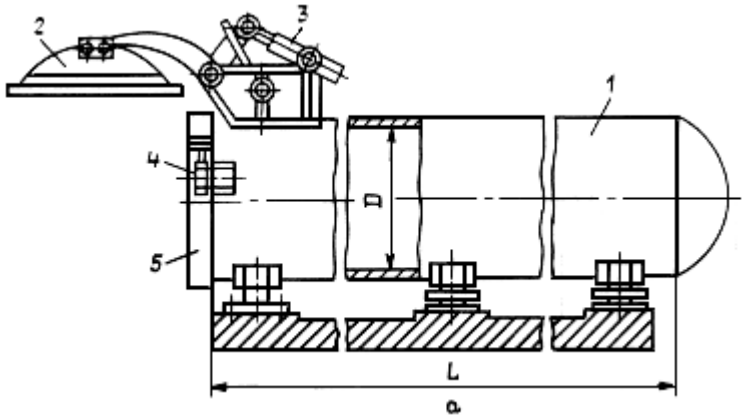
3.1.1. Устройство и условия работы автоклавов

Автоклавы представляют собой горизонтальный сосуд (рис. 3.1) диаметром 2000, 2600, 3600 мм и длиной до 40000 мм, снабженный одной или двумя быстросъемными крышками. Обрабатываемые материалы загружают в автоклав на вагонетках, для чего автоклав снабжен рельсовым путем. У автоклавов (тупиковых), имеющих быстросъемную крышку, загрузку и выгрузку материалов производят с одной стороны. В автоклавах (проходных) с двумя быстросъемными крышками загрузку осуществляют с одной стороны, а выгрузку - с противоположной.

Работа автоклавов осуществляется циклично; продолжительность цикла определяется видом обрабатываемых материалов и параметрами используемого пара. Известно, что повышение давления насыщенного пара влечет сокращение времени автоклавной обработки материалов, в связи с чем уменьшается продолжительность цикла и увеличивается производительность труда.

Циклический характер работы автоклавов связан с периодически изменяющейся нагрузкой на металл корпуса и крышек. При этом нагрузка определяется воздействием внутреннего давления, весом обрабатываемых материалов и температурными напряжениями, обусловленными неравномерным температурным полем по поперечному сечению корпуса.

Напряжения в стенках автоклава действуют при температуре до 170-200 °С (в зависимости от рабочего давления), которая также изменяется циклически. Величина суммарных напряжений возрастает в местах их концентрации (по контуру приварки опорного уголка, в зоне перехода от цилиндрической обечайки к фланцу, в местах неплавных переходов от корпуса к усилению сварного шва, глубоких непроваров, подрезов). Она существенно возрастает при защемлении опор, в случае прогиба корпуса из-за просадки фундаментных опор, а также из-за увеличения разницы температур более 45 °С между верхней и нижней образующими корпуса автоклава.



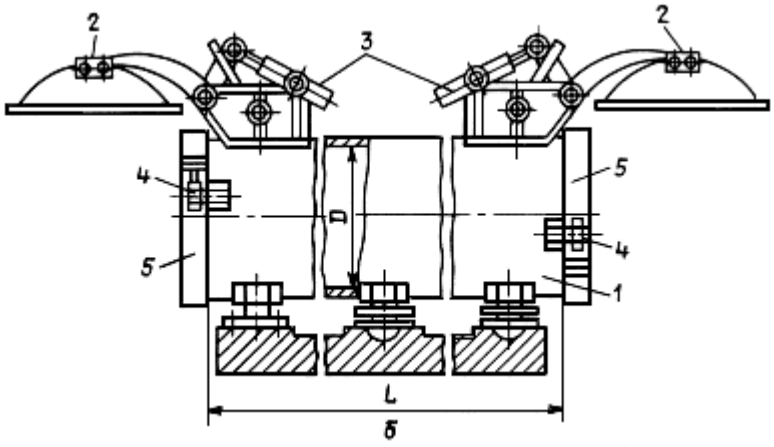


Рис. 3.1. Устройство горизонтального тупикового (а) и проходного (б) автоклава: 1 - корпус автоклава; 2 - крышка; 3 - гидропривод открывания - закрывания крышки; 4 - гидропривод поворота байонетного кольца; 5 - байонетное кольцо

Таким образом, оболочка автоклава может работать в области напряжений, значительно превосходящих расчетные и при стечении обстоятельств, даже превосходящих предел текучести в отдельных точках. Последнее подтверждается данными тензометрирования и анализом причин появления пластических деформаций и нарушения прочности оболочек.

Исследованиями установлено, что напряжения в стенках автоклава от веса обрабатываемых материалов соизмеримы с напряжениями от внутреннего давления. Напряжения от неравномерности температурного поля определяются разностью температуры по толщине стенки автоклава, определяемой скоростью прогрева (охлаждения) при пуске его в работу (или при останове), а также разностью и законом распределения температур между отдельными его частями. Определяющее значение здесь имеет перепад температур между верхней и нижней образующими корпуса, хотя не следует упускать из вида и возможную разность температур между другими элементами, например между рельсами и корпусом.

Выполнение рельсового пути приваренным к подрельсовым опорам в ряде случаев явилось причиной образования трещин в сварных соединениях опор с корпусом автоклава вследствие повышенных напряжений, обусловленных разностью температур между ним и рельсами. Возникновение напряжений вследствие разности температур объясняется следующим. Под действием температуры при отсутствии жесткой связи между отдельными элементами длина их изменяется в соответствии с законом линейного расширения. В случае разницы температур между наружной и внутренней поверхностями стенки или между верхней и нижней образующими корпуса наиболее нагретые слои стремятся удлиниться на большую величину, чему препятствуют менее нагретые слои. В результате получается, что элементы, имеющие температуру выше соседних, испытывают напряжения сжатия, а в более холодных элементах возникают напряжения растяжения.

Величина этих напряжений зависит от разности температур в детали и в упругой области может быть определена по формуле:

$$\sigma_t = \pm \frac{\alpha E \Delta t}{1 - \mu},$$

где α - коэффициент линейного расширения; E - модуль упругости; Δt - градиент температуры; μ - коэффициент Пуассона.

Приведенное выражение для стали 15К, из которой изготовляют автоклавы, в диапазоне температур 20-200 °С примет вид (μ = 0,27, E = $2{,}1 \cdot 10^{+5}$ МПа при 20 °С, E = $1{,}99 \cdot 10^{+5}$ МПа при 200° С, α = $12{,}6 \cdot 10^{-6}$ при 20-200 °С):

$$\sigma_t = \pm(3{,}6 \div 3{,}4)\Delta t, \text{ МПа.}$$

Подставив значение градиента температуры (перепада температур), можно оценить влияние температурной неравномерности на общее напряженное состояние. При этом надо иметь в виду, что напряжения в металле от неравномерности температурного поля в расчете на прочность автоклава не учитываются.

Снижение температурного перепада может быть достигнуто своевременной очисткой автоклава от загрязнений, обеспечением непрерывного отвода конденсата и поддержанием тепловой изоляции в исправном состоянии.

Наличие температурного перепада между верхом и низом связано с неодинаковыми линейными удлинениями и определяемым ими изгибом корпуса в сторону поверхности с большей температурой. Циклически повторяясь, изгибные деформации ведут к возникновению в корпусе усталостных трещин. Это можно проиллюстрировать следующим примером. На заводе ЖБИ проходные автоклавы были установлены на открытом воздухе с размещением в помещении только загрузки. Тепловая изоляция находилась в неудовлетворительном состоянии, автоклавы наполовину были завалены отходами строительных материалов, подвижные опоры их защемлены. При загрузке и выгрузке автоклавов не уделялось внимания исключению в них сквозняков, приводящих к повышенной температурной неравномерности, особенно в зимнее время. После непродолжительной эксплуатации в таких условиях при очередном техническом освидетельствовании инспектором котлонадзора в стенках шести автоклавов были обнаружены трещины. Принятыми мерами удалось предотвратить возможные аварии с тяжелыми последствиями.

Особенностью эксплуатации автоклавов является также и то, что подаваемый для пропарки материалов пар при конденсации растворяет соли, содержащиеся в сырце. Химический анализ автоклавного конденсата свидетельствует о его щелочном характере. Щелочность конденсата колеблется в широких пределах ($pH\ 9 \div 12$). В конденсате отмечено наличие анионов OH^-, Cl^-, SiO_3^{-2}, NO_3^-, SO_4^{-2} и др., что предопределяет протекание процессов электрохимической коррозии в слабом растворе щелочи при высокой температуре. Электрический ток возникает между анодными и катодными участками; анодом является стенка автоклава, а катодами - химически менее активные включения. Разность потенциалов возникает при контакте неоднородных металлов, а также между различными структурными составляющими одного и того же металла. Это говорит о том, что коррозионные повреждения металла автоклавов являются типичным эксплуатационным дефектом.

Кроме того, щелочной характер конденсата вызывает растрескивание металла по границам зерен. При наличии в зоне скопления конденсата локальных дефектов (подрезы, чрезмерные усиления по высоте в сварных швах, царапины от троса и т. п.), являющихся концентраторами напряжений, а также повышенных напряжений в корпусе автоклава от действующих нагрузок, в щелочной среде возникает межкристаллитная коррозия (каустическая хрупкость). Наличие ее установлено исследованиями, выполненными Московским высшим техническим училищем им. Баумана (в настоящее время - МГТУ).

При осмотрах автоклавов, в которых обрабатываются изделия на базе вяжущего и песка, содержащих стимуляторы коррозии (например, хлор или сульфат или их сочетание) даже в незначительных количествах, в металле обнаруживаются язвы и разъедания пятнами. Хлор-ионы и сульфаты в отличие от щелочей образуют видимые на поверхности (после удаления из углублений продуктов коррозии черного цвета) глубокие язвы или плоскодонные каверны, или то и другое. Растворы, содержащие хлор-ионы, сильно понижают усталостную прочность сталей и тем сильнее, чем выше концентрация хлор-иона. Хлориды вызывают питтинговую коррозию в виде отдельно расположенных глубоких язв, плотность расположения которых со временем увеличивается. Наличие в металле растягивающих напряжений неизменно ведет к постепенному перерождению округленного питтинга в коррозионную трещину. Коррозионный питтинг служит концентратором напряжения.

Совершенно противоположное действие вызывают сульфат-ионы; они повышают устойчивость металла к коррозионному растрескиванию. Как стимуляторы коррозионного процесса сульфид- и сульфат-ионы практически полностью устраняют анодную поляризуемость стали. Оба они облегчают катодный процесс. Так, на автоклавах одного из заводов в присутствии сульфат-ионов поверхность

металла в межрельсовой части была изрыта сплошными, без промежутков, плоскодонными кавернами глубиной до 5-7 мм. По своему внешнему виду это напоминало растворение стали в кислоте. Однако трещин в межрельсовой зоне, как показала техническая диагностика, не обнаружено.

Если отдельно расположенные язвы, вызванные действием хлора, распространяются в основном в глубь металла, то поражения от действия сульфата распространяются по площади. Присутствие ионов сульфата подавляет действие хлора. Если соотношение ионов сульфата к хлору превышает 5, то трещин не образуется.

3.1.2. Меры по обеспечению безопасной эксплуатации автоклавов

В соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" [1], автоклавы оснащают манометрами, предохранительными клапанами и сигнально-блокировочными устройствами, исключающими возможность подачи в сосуд давления при неполном закрытии крышки и открывания ее при наличии в сосуде давления.

В связи с имевшими место авариями при эксплуатации автоклавов на основании анализа их причин и с учетом рекомендаций научно-исследовательских институтов находящиеся в эксплуатации автоклавы (дополнительно к регламентированным указанными выше правилами) оснащают следующими приборами и устройствами:

замками с ключом-маркой;

приборами для контроля температурного режима, в том числе приборами для контроля перепада температур между верхней и нижней образующими корпуса;

реперами для контроля за тепловыми перемещениями и противоугонными устройствами роликов подвижных опор;

устройствами непрерывного отвода конденсата;

катодной защитой (только для автоклавов, применяемых в производстве строительных материалов).

Перечисленные устройства должны быть выполнены в соответствии с техническими решениями завода-изготовителя или по согласованным с ним проектным решениям.

Оснащению катодной защитой подлежат не все автоклавы. Критерием применения катодной защиты является коррозионность конденсата, обуславливаемая наличием в нем растворенных веществ, вымываемых из обрабатываемых материалов. Если удельное сопротивление автоклавного конденсата менее 100 Ом·м, автоклав подлежит оснащению катодной защитой. Результаты замеров удельного сопротивления конденсата в виде актов должны храниться вместе с паспортами автоклавов. В тех случаях, когда катодная защита не устанавливается, периодически должны производиться замеры удельного сопротивления конденсата. Периодичность замеров устанавливается главным инженером предприятия в зависимости от стабильности состава и качества обрабатываемых материалов, а также стабильности технологического процесса.

При эксплуатации автоклавов предприятиям необходимо соблюдать следующие требования:

ответственность за соблюдение системы ключ-марка в сменах возложить на инженерно-технических работников (начальника смены, мастера);

проверки исправности блокировочных устройств, дистанционного управления, сигнализации, устройств непрерывного отвода конденсата, соблюдения обслуживающим персоналом положений системы ключ-марка, состояния подвижных опор, соблюдения рекомендаций завода-изготовителя по температурному режиму работы автоклавов, исправности катодной защиты проводить по специальным графикам инженерно-техническим работникам, ответственным за безопасную эксплуатацию автоклавов. Периодичность проверок устанавливает главный инженер предприятия, исходя из необходимости обеспечения надежной работы всего основного и вспомогательного

оборудования, но не превышая десяти дней;

в технологическом процессе обработки материалов в автоклавах предусматривать время, необходимое для своевременной очистки внутренних поверхностей от загрязнений;

инструкцию по режиму работы и безопасному обслуживанию автоклавов разрабатывать с учетом специфики местных условий их работы на основе типовой конструкции [87]. В инструкции, в частности, должны быть отражены действия персонала по поддержанию безопасного температурного режима, обеспечению свободы тепловых перемещений при пусках и остановах автоклавов и контролю за отсутствием защемлений подвижных опор, осуществлению непрерывного отвода конденсата;

аттестацию персонала, обслуживающего автоклавы, производить только в комиссиях при профессионально-технических училищах или в учебных организациях и пунктах предприятий. В работе комиссии обязательно участие инспектора котлонадзора;

ежеквартально проводить детальное обследование условий безопасной эксплуатации автоклавов комиссиями предприятий с составлением соответствующего акта, утверждаемого руководством предприятия. Раз в год такое обследование должно проводиться с участием представителя вышестоящей организации. Копии акта и приказа по результатам обследований направлять в местный орган госгортехнадзора.

В процессе эксплуатации автоклавы должны подвергаться техническому диагностированию для определения возможности их дальнейшей эксплуатации. Указанное диагностирование следует проводить в соответствии с "Положением о системе технического диагностирования автоклавов" [93].

Заводы - изготовители автоклавов дополнительно к требованиям правил безопасности должны выполнять:

контроль всех стыковых сварных соединений, а также угловых соединений приварки штуцеров и патрубков с внутренним диаметром 100 мм и более - по всей длине просвечиванием проникающими излучениями или ультразвуковой дефектоскопией (это требование вошло в "Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением", утвержденных 27.11.87 г., и в последующие их редакции);

поставку автоклавов комплектно с сигнально-блокировочными устройствами, приборами контроля температурного режима и перепада температур между верхней и нижней образующими автоклава, устройствами непрерывного отвода конденсата, реперами для контроля тепловых перемещений, замками с ключом-маркой и устройством катодной защиты (только для автоклавов промышленности строительных материалов при подтверждении необходимости катодной защиты в заказе);

указывать в паспорте автоклава срок службы, а в инструкции по монтажу и эксплуатации автоклава - периодичность и объем контроля металла, который должен выполнять владелец автоклава в период срока службы, установленного заводом;

указывать в инструкции по монтажу и безопасной эксплуатации автоклавов наряду с другими сведениями допустимые скорости прогрева и охлаждения стенок при пуске и останове, а также допустимый перепад температур между верхней и нижней образующими автоклава.

3.1.3. Температурный режим и отвод конденсата

Для обеспечения надежной работы автоклава необходимо обеспечивать непрерывный отвод конденсата и наблюдение за скоростью разогрева и охлаждения, а также за разностью температур между верхней и нижней образующими корпуса, установленных заводом-изготовителем.

Максимальная скорость разогрева (охлаждения) корпуса допускается при рабочем давлении не более 1,0 МПа (10 кгс/см ^{2}) 2 °С в минуту, при давлении от 1,0 до 1,2 МПа (10-12 кгс/см ^{2}) - 1,5 °С в минуту. Фактическую скорость разогрева (охлаждения) корпуса автоклава завод-изготовитель рекомендует определять следующим образом.

Одновременно с началом цикла включают самопишущий потенциометр, присоединенный к термопарам. Отмечают на диаграммной ленте момент пуска прибора, величину установленной скорости движения ленты и время начала цикла запарки. Производят запись изменения температуры корпуса за три цикла (два при заданном для автоклава технологическом режиме и один цикл при максимальных параметрах пара, но не более 191 °С и 1,2 МПа). По усредненным данным температурных измерений в автоклаве строят диаграмму в координатах температура - время, которую сравнивают с диаграммой допустимых значений, построенной по рекомендованным допустимым значениям скоростей разогрева. Диаграммы сравнивают по участкам за каждый пятнадцатиминутный период. В случае превышения значений фактических скоростей разогрева по сравнению с рекомендованными необходимо на соответствующих участках цикла уменьшить подачу пара.

Устройство контроля скорости разогрева и охлаждения корпуса и контроля разности температур между верхней и нижней образующими включает две термопары, расположенные в средней части корпуса (вверху и внизу), и самопишущий трехточечный потенциометр, регистрирующий температуру стенки корпуса по верхней и нижней образующим.

При нормальной работе автоклава разность температур между верхней и нижней образующими не должна превышать 45 °С. Температурный перепад 45 °С свидетельствует об аварийном режиме и о необходимости немедленного останова автоклава. Минимальный перепад температур обеспечивается при непрерывном и полном удалении конденсата.

О свободе температурных перемещений корпуса судят по показаниям реперного устройства (стрелки с линейкой), устанавливаемого на крайней подвижной опоре автоклава. При расстоянии от неподвижной опоры до реперного устройства 17600 мм и давлении 1,2 МПа (12 кгс/см^2) перемещение стрелки репера должно равняться 43 мм.

За рабочий цикл в автоклаве выделяется большое количество конденсата, который загрязнен механическими примесями и химическими соединениями. Его количество в зависимости от размеров автоклава и продолжительности цикла колеблется в интервале 9-12 м^3, в автоклавах диаметром 2 м и длиной 40 м количество конденсата, образующегося при обработке материалов, значительно превышает указанные величины. Основная масса конденсата выделяется в начальный период цикла, что объясняется прогревом металла автоклава, а также обрабатываемых материалов. Процесс образования конденсата в автоклаве иллюстрируется диаграммой, приведенной на рис. 3.2.

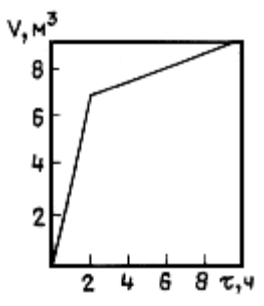


Рис. 3.2

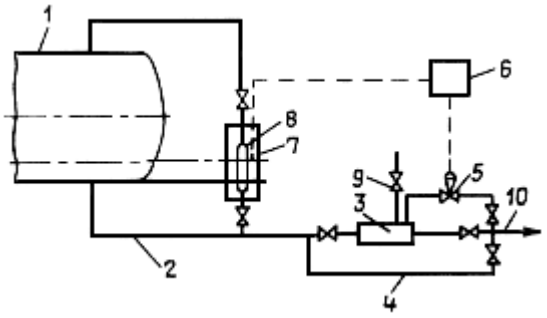


Рис. 3.3

Рис. 3.2. Интегральная диаграмма образования конденсата при обработке силикатного кирпича

Рис. 3.3. Схема отвода конденсата из автоклава с применением набора дроссельных шайб: 1 - автоклав; 2 - трубопровод конденсата; 3 - дроссельное устройство (набор дроссельных шайб); 4 - обводная (байпасная) линия; 5 - вентиль с электроприводом; 6 - блок управления; 7 - датчик уровня; 8 - водоуказательное стекло; 9 - пробный вентиль; 10 - трубопровод сброса конденсата

Присутствие в автоклаве большого количества конденсата определяет значительную (60 - 80° С) разность температур между верхней и нижней образующими корпуса автоклава, требует непроизводительного расхода тепла на его нагрев и представляет опасность травмирования персонала при открывании крышки автоклава. Неравномерность распределения температур по сечению автоклава определяется разницей температур пара и конденсата, разницей в условиях теплопередачи от пара к металлу (непосредственно и через слой конденсата) и разницей в тепловой изоляции верха и низа.

Непрерывный отвод конденсата необходим для повышения надежности работы автоклава (снижение температурного перепада по сечению автоклава, замедление процессов коррозии), улучшения безопасных условий эксплуатации и экономии тепловой энергии. Загрязненность автоклавного конденсата не позволяет применить для его непрерывного отвода известные решения, так как серийно выпускаемые конденсатные горшки засоряются и перестают выполнять свои функции.

На рис. 3.3 приведена схема устройства непрерывного отвода конденсата с использованием на конденсатной линии вставки, представляющей набор дроссельных шайб. Такое устройство одно время применялось заводом-изготовителем на выпускаемых автоклавах. Из автоклава 1 через фильтр грубой очистки (см. на рис. 3.4, а) и штуцер конденсат поступает по дренажному трубопроводу 2 в дроссельное устройство 3, которое оборудуется обводной линией 4. Контроль за уровнем конденсата в автоклаве осуществляют по водоуказательному стеклу 8 на уравнительной линии. Для проверки работы системы отвода конденсата предусмотрена пробная линия 9 с вентилем. Сброс конденсата осуществляется по трубопроводу 10. Обводная линия 4 у дроссельного устройства предназначена для пропуска основной массы конденсата, выделяющегося в период пуска. Включение обводной линии и отключение ее из работы могут быть автоматизированы в зависимости от уровня конденсата по водоуказательному стеклу. Для этого устанавливают датчик уровня 7, блок управления 6 и клапан с электромагнитным приводом или пневмоприводом 5. Устройство фильтра грубой очистки показано на рис. 3.4, а, дроссельной вставки - на рис. 3.4, б. Дроссельное устройство представляет собой набор дроссельных шайб 6, устанавливаемых последовательно между фланцами. Диаметр отверстий в дроссельных шайбах принят 4 мм. Количество отверстий в каждой шайбе различное, убывающее в направлении движения конденсата. Для удобства при разборке и сборке к каждой шайбе приварена рукоятка 7. На рис. 3.4, б показано исполнение дроссельного устройства для случая обработки силикатного кирпича в автоклаве диаметром 2 м с рабочим давлением 1 МПа (10 кгс/см ^{2}) продолжительностью цикла 10-12 часов. При изменении условий обработки материалов (параметры пара, продолжительность цикла) размеры отверстий в дроссельных шайбах корректируются.

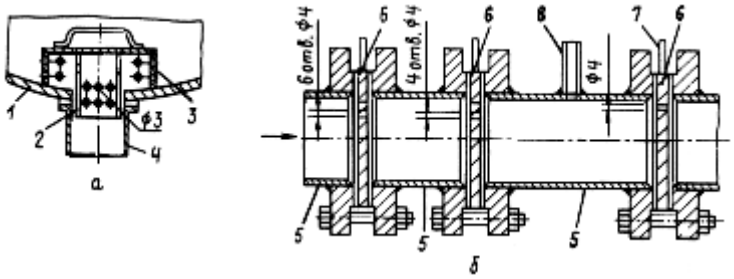


Рис. 3.4. Фильтр-предохранитель (а) и дроссельное устройство (б): 1 - автоклав; 2 - патрубок фильтра; 3 - корпус фильтра; 4 - трубопровод конденсата; 5 - корпус; 6 - дроссельные шайбы; 7 - рукоятка; 8 - патрубок для присоединения пробной линии

Недостатком описанного дроссельного устройства является то, что при его работе вместе с конденсатом из автоклава выводится определенное количество пролетного пара. Кроме того, требуется периодическая (один раз в 1-2 месяца) чистка устройства с его разборкой.

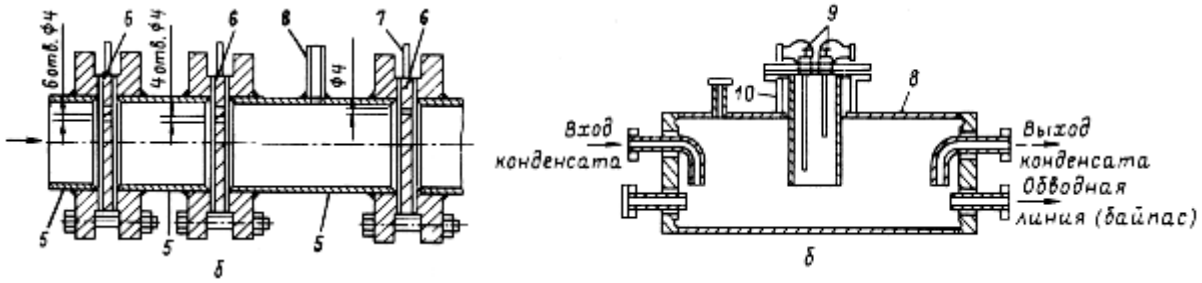


Рис. 3.5. Схема отвода конденсата (а) с конденсатоотводчиком конструкции ВНИИстром (б): 1 - автоклав; 2 - трубопровод конденсата; 3 - обводная (байпасная) линия; 4 - водоуказательное стекло; 5 - электронный регулятор - сигнализатор уровня ЭРСУ-3; 6 - вентиль с электроприводом; 7 - конденсатоотводчик; 8 - корпус сосуда; 9 - электроды датчика уровня электронного регулятора - сигнализатора уровня; 10 - корпус датчика уровня

Более совершенным по сравнению с описанным является конденсатоотводчик конструкции ВНИИстром (рис. 3.5). Он представляет собой сосуд емкостного типа, рассчитанный на рабочее давление в автоклаве, который устанавливается на дренажном трубопроводе. При входе конденсата в конденсатоотводчик вследствие увеличения объема скорость его потока уменьшается, что способствует выпадению грубых частиц взвеси. Сосуд-конденсатоотводчик снабжен регулятором уровня ЭРСУ-3, который при достижении заданного уровня конденсата автоматически открывает сброс его в систему утилизации. Система отвода конденсата предусматривает устройство обводной линии (байпаса) с вентилем на ней. При нормальной работе вентиль на обводной линии должен быть закрыт.

Датчик верхнего уровня через блок управления открывает вентиль для стока конденсата, датчик нижнего уровня - закрывает его. Датчик аварийного уровня устанавливают на высоте линии стока. Он предназначен для сигнализации нарушения нормальной работы системы отвода конденсата (пропуск пара). Накопленный в сосуде осадок периодически удаляют "продувкой" конденсатоотводчика конденсатом под давлением путем открытия вентиля на обводной (байпасной) линии.

Стабильность работы системы непрерывного отвода конденсата обеспечивается при применении конденсатоотводчиков описанных конструкций в сочетании с катодной защитой. Применяемая в катодной защите токопроводящая песчано-керамзитовая смесь, засыпаемая в межрельсовое пространство, является эффективным фильтром для очистки конденсата от механических примесей. Для удобства обслуживания автоклава поверх песчано-керамзитовой смеси укладывают железобетонные плиты. Такое устройство токопроводной засыпки позволяет задерживать на плитах опадающую с обрабатываемых материалов смесь вяжущего и песка, обеспечивая длительную эффективную фильтрацию конденсата и надежную работу системы отвода конденсата. Применение перфорированной дренажной трубы, укладываемой в нижней части засыпки по всей длине автоклава, обеспечивает снижение скоростей фильтрации и увеличение срока работы фильтра до его замены.

3.1.4. Защита автоклавов от коррозии

Причины коррозионных повреждений автоклавов рассмотрены выше. Поражение корпусов коррозией является типичным эксплуатационным дефектом. Следует отметить, что коррозионные повреждения обнаруживают уже после двух, трех лет эксплуатации автоклава, количество и размеры их со временем увеличиваются. Вместе с тем имеют место случаи и более раннего появления каверн, даже после нескольких месяцев эксплуатации, что может объясняться применением в обрабатываемых материалах известково-песчаных смесей с добавками, содержащими стимуляторы коррозии.

Места преимущественного появления коррозионных повреждений - нижние участки кольцевых швов и околошовных зон и участки внутренней поверхности корпуса по контуру опорных уголков.

Глубина каверн в пределах одного автоклава непостоянна и колеблется в широком диапазоне, достигая в отдельных случаях после длительного срока эксплуатации глубины 7-8 и более миллиметров. Глубокие коррозионные язвы в ряде случаев маскируют развитие трещин, являющихся как бы продолжением этих язв и проникающих на значительную глубину. Такого рода трещины образуются в результате воздействия механических напряжений на предварительно ослабленный коррозией металл.

Высокий уровень растягивающих напряжений способствует интенсификации коррозионных процессов и приводит к появлению меж- или транскристаллитных трещин, что подтверждается обследованиями автоклавов ряда предприятий. Воздействие на металл циклически изменяющихся переменных напряжений и коррозионной среды определяет появление усталостных повреждений при напряжениях, более низких, чем в условиях отсутствия коррозионного воздействия. Трещины появляются обычно на внутренней поверхности автоклава и, углубляясь, могут поразить металл на всю его толщину. Особенно восприимчив к коррозионному растрескиванию металл сварных швов и околошовных зон, что объясняется его относительной неоднородностью и более напряженным состоянием за счет концентрации напряжений, а также за счет локализации остаточных напряжений при сварке.

В реальных условиях эксплуатации автоклавов допустимое число циклов нагружения или соответственно допустимый срок службы не могут быть приняты по известным зависимостям без учета фактора коррозии; допустимое число циклов нагружения должно быть скорректировано в сторону уменьшения под влиянием среды. Конкретные условия работы автоклавов характеризуются коррозионной усталостью металла при малом числе циклов нагружения.

Ресурс безопасной эксплуатации регламентирован "Положением о системе технического диагностирования автоклавов" [93] (далее - Положение). Однако, как показал анализ обследований в процессе эксплуатации, указанная величина в большей мере соответствует предельному сроку службы автоклава. Независимо от длительности цикла срок службы целесообразно ограничить также и по времени, поскольку автоклав большую часть рабочего времени находится под воздействием коррозионной среды - конденсата.

Повышение безопасности эксплуатации автоклавов и продление срока их службы могут быть достигнуты уменьшением или исключением влияния коррозионной среды и снижением величины локальных напряжений. Существенное уменьшение коррозионного поражения достигается непрерывным отводом конденсата, благодаря чему одновременно снижаются напряжения в корпусе автоклава вследствие снижения разницы температур между верхней и нижней образующими корпуса.

Процесс коррозии автоклава по своему характеру является электрохимическим и протекает в щелочной среде с кислородной деполяризацией. Коррозия протекает со значительной скоростью вследствие непрерывного подвода кислорода воздуха и разрушения пассивирующей пленки в случае присутствия в электролите стимуляторов коррозии. В этих условиях важным фактором является катодный контроль, обусловленный только перенапряжением (трудностью) ионизации кислорода.

Эффективным способом защиты автоклавов от коррозии является катодная защита корпуса автоклава, разработанная НИИ строительства Госстроя Эстонской ССР, которая рекомендована для применения на автоклавах промышленности строительных материалов. Суть способа катодной защиты заключается в катодной поляризации корпуса автоклава путем присоединения к нему отрицательного полюса внешнего источника постоянного тока; в конденсате устанавливается специальный стержень - анод, присоединяемый к положительному полюсу источника тока. Присоединение отрицательного полюса источника тока к защищаемой конструкции при наличии специального анода превращает анодные участки коррозионных микро- и макропар в катодные, т. е. происходит катодная поляризация защищаемой конструкции. Благодаря катодной поляризации корпуса разрушению под действием электрохимических процессов подвергается анод, обеспечивая защиту корпуса.

Катодная защита представляет собой электрохимическую систему, в которой, с одной стороны, за счет внешней электрической энергии защищаемая конструкция подвергается катодной поляризации, а с другой - совершаются превращения в электролите. При электролизе в электролите анионы, в том

числе OH^-, SiO_3^{-2}, Cl^-, SO_4^{-2} и NO_3, концентрируются в зоне анода, а катионы, в том числе H^+, концентрируются в зоне катода.

Применение катодной защиты, в которой одновременно имеет место электролиз, позволяет сильно затормозить процессы коррозионной усталости и растрескивания не только за счет катодной поляризации стали, но и в результате отвода от катодно-поляризуемого металла участников химической реакции (анионов) в направлении к аноду. Другими словами, при катодной защите в автоклаве устраняются условия протекания коррозионных процессов и надежность металла корпуса определяется его стойкостью к циклическим нагрузкам. Эффективность катодной защиты тем выше, чем выше электропроводимость электролита (ниже удельное сопротивление), представляющего собой раствор в конденсате солей, вымываемых из обрабатываемых в автоклаве строительных материалов.

Принципиальная схема катодной защиты автоклава от коррозии приведена на рис. 3.6. Она включает источник постоянного тока, балластное сопротивление и анод, помещенный в токопроводящую смесь. Анод представляет собой стальной стержень диаметром 30 мм (может быть применен квадрат соответствующего сечения), прокладываемый внутри автоклава вдоль всего корпуса на уровне подошвы рельса. Подключение анода к положительному полюсу источника выполняют через проходной изолятор, устанавливаемый в корпусе автоклава.

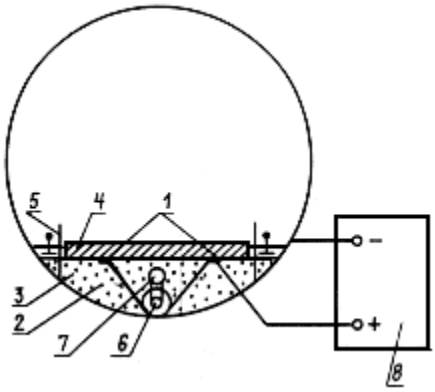


Рис. 3.6. Схема защиты автоклава от коррозии катодной поляризацией корпуса с регулируемым защитным потенциалом:

1 - аноды; 2 - керамзитовый гравий; 3 - песчано-гравийная смесь; 4 - железобетонная плита; 5 - контррельс; 6 - перфорированная дренажная труба; 7 - труба для обогрева нижней части корпуса автоклава; 8 - выпрямитель на 6-12 В.

Балластное сопротивление, равное 0,5 Ом, включается в цепь катодной защиты для ограничения величины тока, которая может существенно возрастать при уменьшении сопротивления автоклавного конденсата. В качестве источника постоянного тока применяют катодную станцию, к которой подключают защиту нескольких автоклавов. Временно (до монтажа катодной станции) может быть использован любой источник постоянного тока напряжением 6-12 В, обеспечивающий ток 8-10 А. Если катодная защита питается от выпрямителя, то подключение его к электрической сети должно выполняться (в целях безопасности персонала, обслуживающего автоклавы) через разделительный трансформатор. Следует твердо помнить, что отрицательный полюс источника тока соединяют с корпусом автоклава, а положительный - с анодом.

Межрельсовую зону автоклава, в которой помещают анод, засыпают смесью песка крупностью 0,6-2,5 мм с керамзитовым гравием фракции 5-10 мм. Замена керамзита щебнем той же фракции нежелательна из-за отсутствия у него сорбционной способности и увеличения массы засыпки. Будучи смоченной водным раствором электролитов, песчано-керамзитовая смесь проводит электрический ток, что является необходимым условием катодной поляризации корпуса автоклава. Кроме того, песчано-керамзитовая смесь, уложенная в нижней части автоклава, выполняет роль

фильтра, очищающего автоклавный конденсат от механических примесей, что способствует непрерывному отводу конденсата. Измерения показали, что в конденсате, прошедшем через слой песчано-керамзитовой смеси в автоклаве, остаточное содержание механических примесей не превышает 0,01%.

Устройство катодной защиты включает в себя также принудительный обогрев межрельсовой зоны, что позволяет обеспечить температурный перепад не более 30 °С между верхней и нижней образующими корпуса автоклава в течение всего цикла обработки материалов. Электрохимические процессы коррозии металлов протекают в электропроводных растворах электролитов, поэтому в качестве критерия оценки необходимости применения мер защиты корпуса автоклава от коррозии принята величина удельного электрического сопротивления конденсата 100 Ом·м. Если удельное электрическое сопротивление конденсата меньше 100 Ом·м, автоклавы следует защищать от коррозии.

Критерием защищенности автоклава является поляризационный (защитный) потенциал от - 0,9 до - 1,8 В по отношению к медно-сульфатному электроду сравнения. По отношению к стальному аноду указанный потенциал должен быть в пределах от - 1,0 до - 1,2 В (измерения производят высокоомным вольтметром при отключенном электропитании катодной защиты).

Защита автоклава от коррозии обеспечивается при непрерывном электроснабжении катодной защиты.

Разработчик катодной защиты рекомендует контролировать не реже одного раза в месяц величину поляризационного потенциала, в случае ее уменьшения - производить увеличение тока в цепи до 4,5-5,0 А. Непрерывность действия защиты оценивается визуально ежедневным контролем показаний амперметров на щите управления. По уровню конденсата в водоуказательном стекле следят за исправностью работы системы непрерывного отвода конденсата, оперативно устраняя возникающие неполадки.

Описанный вариант защиты автоклава от коррозии основан на использовании метода катодной поляризации корпуса от внешнего источника постоянного тока, представляющего собой активный, управляемый процесс защиты металла от коррозии.

Может применяться и другой вариант катодной поляризации (рис. 3.7). В качестве протектора используют алюминиевый лист, укладываемый в межрельсовой зоне автоклава. Сущность процессов защиты аналогична описанным выше. Разность потенциалов возникает при контакте разнородных металлов (алюминий - сталь). Протектор разрушается, защищая от коррозии межрельсовую зону корпуса автоклава. По мере разрушения протектора поляризацинный потенциал снижается, уменьшая эффективность действия защиты от коррозии. Восстановление поляризационного (защитного) потенциала происходит после замены протектора. В работе зазор между протектором и корпусом автоклава засоряется опадающей с обрабатываемых изделий смесью вяжущего и песка, что ухудшает теплопередачу от пара и конденсата к стенке автоклава и как следствие увеличивает разность температур между верхом и низом автоклава. Вопросы обеспечения перепада температур между верхом и низом автоклава не более 45 °С и непрерывного отвода конденсата в комплексе с протекторной защитой пока не решены.

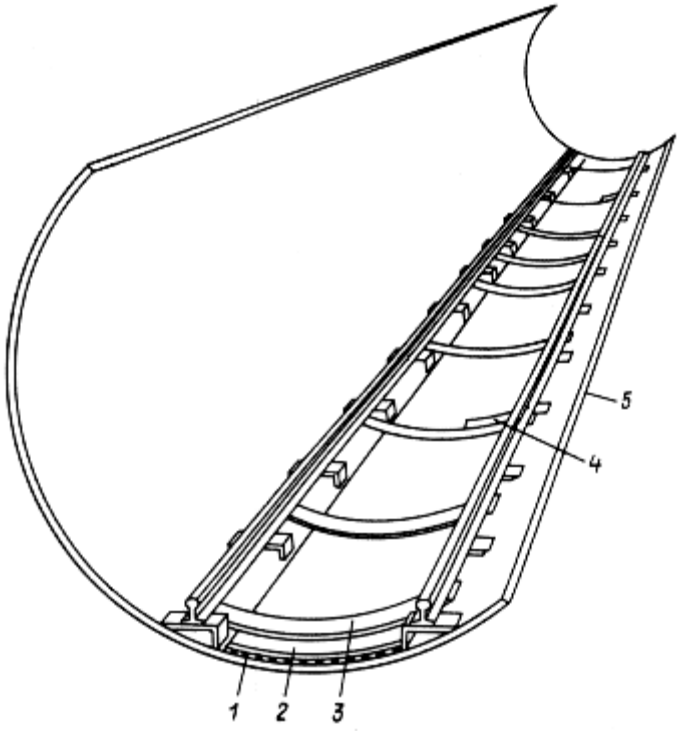


Рис. 3.7. Схема защиты автоклава от коррозии катодной поляризацией корпуса при помощи протектора: 1 - микропористая резина; 2 - протектор (алюминиевый лист); 3 - крепежная полоса; 4 - контактная полоса; 5 - корпус автоклава

3.1.5. Эксплуатационные повреждения элементов автоклава, работающих под давлением

По результатам технического диагностирования, проводимого один раз в четыре года специализированными организациями, большая часть проверенных автоклавов не могла быть пущена в работу без восстановительного ремонта с применением сварки. Необходимость ремонтов определялась в значительной степени дефектами коррозионного и коррозионно-усталостного характера.

Коррозионные язвы сами по себе не столь опасны, если их величина сопоставима с расчетными допусками на коррозионный износ. Однако в ряде случаев они инициируют и маскируют развитие трещин, являющихся как бы продолжением этих язв и проникающих на значительную глубину (рис. 3.8). Такого рода трещины образуются в результате воздействия механических нагружений на предварительно ослабленный коррозией металл. Об этом говорит ускоренный процесс развития трещин на более поздних этапах (рис. 3.9), а разветвленный рисунок, характер трещин и наличие оксидных отложений свидетельствуют о преобладании коррозионного механизма разрушения в начальный период.

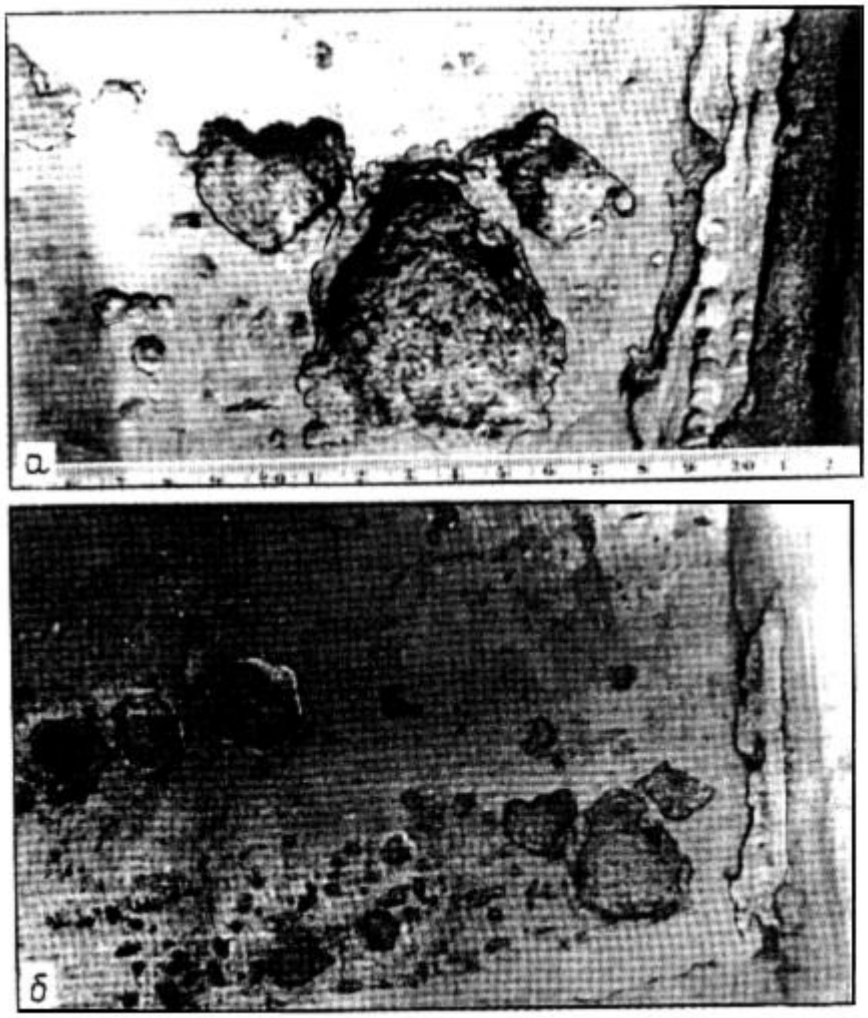


Рис. 3.8. Примеры (а и б) коррозионных повреждений металла корпуса автоклава

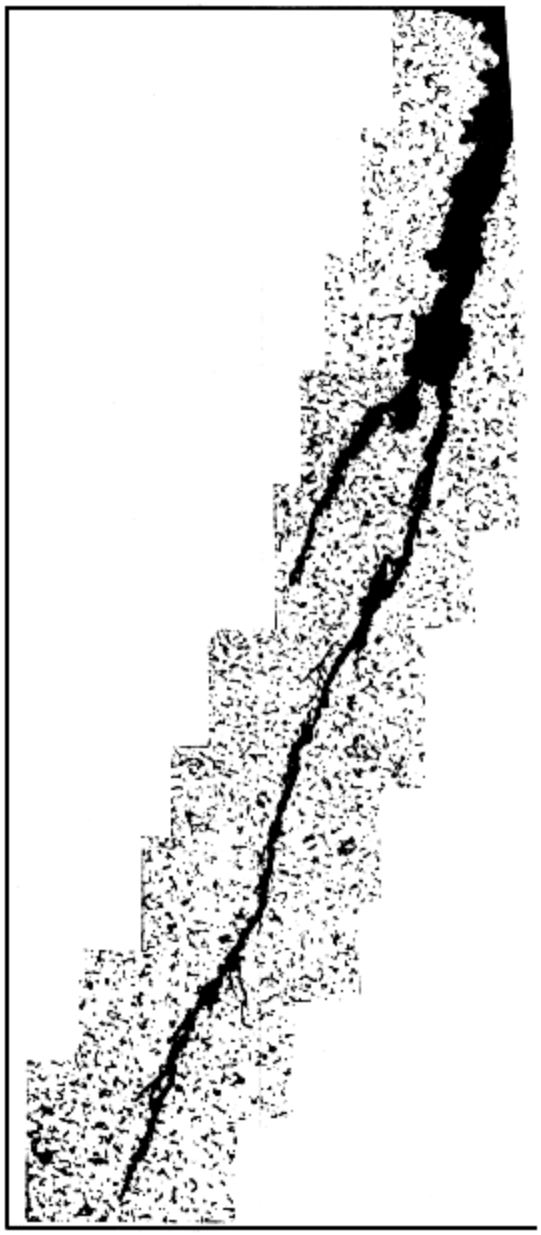


Рис. 3.9. Переход коррозионного повреждения в трещину (показан на поперечном металлографическом шлифе)

Массовое обследование автоклавов на предприятиях показало, что поверхностному сетчатому растрескиванию в нижней части кольцевых швов и их околошовных зон подвержены более 60% проверенного оборудования. Ширина зоны растрескивания доходила до 200 мм в обе стороны от сварных швов в осевом направлении, а в поперечном соответствовала полосе воздействия конденсата на металл автоклава.

Сетчатое растрескивание часто обнаруживалось в зоне приварки рельсовых опор к корпусу (рис. 3.10). Подобные повреждения характерны для автоклавов с жестким креплением опор угловой конструкции и образуются в результате совместного влияния коррозионных и механических нагрузок (остаточные сварочные напряжения, тепловые и от веса груза), усиленных циклическим характером воздействия веса тележек с грузом и другими эксплуатационными факторами.



Рис. 3.10. Сетчатое растрескивание под рельсовой опорой (выявлено после удаления опоры)

Околошовная зона сварных швов является зоной химической и структурной неоднородности и концентрации напряжений, что определенным образом сказывается на скорости коррозии. Так, если после 6000 циклов нагружения глубина коррозионных повреждений основного металла (толщина стенки 14 мм) вне зоны сварных соединений доходит до 3 мм, то в околошовной зоне того же автоклава она составляет 4-5 мм. Зарождение трещин начинается преимущественно в технологических концентраторах напряжений, наиболее часто в резких переходах от шва к основному металлу, в местах подрезов, непроваров, смещения кромок и других дефектов, возникающих при изготовлении и монтаже или образовавшихся при эксплуатации (каверны, истирания, задиры).

Многочисленные механические испытания образцов, вырезанных из нижней части корпуса автоклава, показали, что в результате длительной эксплуатации в коррозионно-активной среде пластические свойства металла (относительное удлинение, относительное сужение, угол изгиба) имеют тенденцию к снижению, которое проявляется больше при испытании осевых образцов (когда растяжение осуществляется перпендикулярно направлению проката листа), чем тангенциальных. И хотя временное сопротивление металла соответствует уровню в состоянии поставки, наличие микротрещин, выполняющих при испытании роль надрезов, в сочетании с одновременным значительным снижением относительного удлинения приводит к хрупкому разрушению металла нижней части корпуса, которое проявляется до истечения нормативного срока службы автоклава.

Другими широко распространенными эксплуатационными дефектами являются механические задиры на внутренних поверхностях автоклавов, истирание сварных швов и кромок фланцев. Так, на Белгородском заводе строительных материалов уже после наработки 1800 циклов на 12 автоклавах были выявлены задиры и истирания швов, причем на 4 автоклавах суммарная длина задиров в каждом составила до 16 м. На Воронежском заводе силикатного кирпича задиры были выявлены на 21 из 26 обследованных автоклавов; в некоторых из них суммарная длина задиров достигала 20 м, а глубина их - до 3 мм. Причиной образования указанных дефектов является неудовлетворительное состояние рельсового пути, вагонеток и приспособлений для загрузки вагонеток в автоклав и выгрузки их из него.

На автоклавах с гидравлическим приводом открывания-закрывания крышек произошел ряд аварий, связанных с отрывом крышек от траверсы (рычага) и падением их во время загрузки вследствие разрушения оси. Линия разрушения показана на рис. 3.11 пунктиром; она проходит по

подошве детали от кромки цилиндрической части диаметром 90 мм к кромке выточки высотой 6 мм с внутренней стороны подошвы. Излом хрупкий, бездеформационный, крупнозернистый. В изломе различаются две зоны: первая - старой трещины с полностью и частично окисленной поверхностью, составляющей 1/3 площади излома, вторая - долома со свежей неокисленной поверхностью. Зона старой трещины имеет началом наиболее напряженный участок подошвы - нижнюю ее часть, растягиваемую при подъеме крышки. Одновременно с разрушением оси имел место отрыв проушины, служащей направляющей при повороте крышки вокруг оси. Отрыв проушины происходил по всему сечению (длине и толщине) сварного соединения ее с траверсой (рычагом). В изломе сварного шва были видны непровары и шлаковые включения, достигавшие 50% сечения. Одновременно были оторваны по сварному шву и ребра жесткости, относящиеся к проушине.

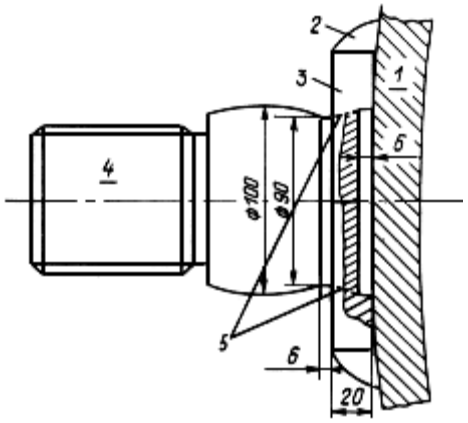


Рис. 3.11. Повреждение узла подвески крышки: 1 - крышка; 2 - сварной шов приварки крышки; 3 - подошва оси; 4 - ось подвески крышки; 5 - линия разрушения узла

Причиной падения крышек следует считать недостаток конструкции узла крепления крышки к траверсе (рычагу).

Характерным повреждением в автоклавах является также образование трещин в стенках канала подвода пара на уплотнение прокладки. Причиной их возникновения следует считать наличие на кромке отверстия во фланце концентрации напряжений, а также подачу пара на уплотнение прокладки (ранее поджим прокладки осуществлялся подачей воды, которая нагревалась одновременно с прогревом автоклава). Подача пара в холодный канал вызывает большие термические напряжения во фланце, которые на кромке отверстия со временем приводят к образованию трещин. Для предупреждения таких трещин после ремонта целесообразно по согласованию с заводом-изготовителем осуществить подачу воды на уплотнение прокладки.

3.1.6. Техническое диагностирование автоклавов

Система технического диагностирования автоклавов предназначена для определения технического состояния и возможности их дальнейшей безопасной эксплуатации. Она содержит обязательные требования по организации систематического наблюдения за работоспособностью металла на всех этапах эксплуатации оборудования для своевременного обнаружения дефектов и предупреждения их развития и по применению комплексных методов исследования в случаях, когда проявляется тенденция к трещинообразованию, корродированию и пр.

Это и принято за основу в методической части Положения [93]. Положение - преемственный документ действовавшего временного положения и ряда различных рекомендаций, касающихся автоклавов, включающих комплекс регламентных работ на протяжении всего периода эксплуатации. В Положении учтены пожелания различных заинтересованных организаций, направленные на подробное изложение порядка проведения технической диагностики, ремонта и оформления

необходимой документации. Ответственность за выполнение требований Положения по обеспечению безопасной эксплуатации и своевременного технического диагностирования автоклавов несет главный инженер предприятия, а качественного проведения диагностирования или ремонта - организации, выполняющие эти работы. Положение устанавливает лишь минимум требований к мероприятиям, обеспечивающим эксплуатацию. Объемы работ и периодичность диагностирования могут быть изменены в зависимости от состояния объекта. В Положении определены организации, имеющие право проведения технического диагностирования, а также выдачи заключений о возможности и условиях эксплуатации автоклавов. В соответствующих разделах документа [93] изложены указания по основным этапам работ: подготовке, проверке и анализу технической документации, осмотру, контролю овальности и износа байонетного зацепления автоклавов. Предусматривается проведение не одиночных, а многократных эксплуатационных дефектоскопических обследований, которые подразделяются в зависимости от назначения, сроков и объемов выполнения на четыре вида: первое, периодическое, внеочередное, экспертное. При этом учитываются также типоразмеры и рабочее давление оборудования.

Введение первых обследований (не применявшихся ранее) имеет принципиальное значение. Обследования состоят из анализа технической документации по изготовлению, монтажу оборудования и дефектоскопического обследования всех сварных швов с помощью различных видов неразрушающего контроля. Особенно важны они в случаях, когда оборудование работает в условиях, существенно снижающих эксплуатационную надежность, так как дают возможность уже на начальной стадии выявить склонность металла к повреждаемости и установить основные ее причины.

Первое диагностирование проводится после наработки автоклавом от начала эксплуатации числа циклов, не более указанных в табл. 3.1 при внутреннем диаметре корпуса автоклавов от 2 до 3,6 м.

Таблица 3.1

Рабочее давление в автоклаве, МПа	Наработка (в циклах) при толщине стенки обечаек корпуса, мм					
	14	16	18	20	20*	28**
1,6	-	1100	1300	1400	-	-
1,2	1200	1350	1500	1600	1200	900
1,0	1300	1450	1600	1700	1350	1000
0,8	1450	1550	1700	1800	1400	1100

* Внутренний диаметр корпуса автоклава составляет 2,6 м.

** То же, 3,6 м.

Таблица 3.2

Рабочее давление в автоклаве, МПа	Наработка (в циклах) при толщине стенки обечаек корпуса, мм					
	14	16	18	20	20	28
1,6	-	2200	2400	2600	-	-
1,2	2300	2500	2650	2800	2550	1900
1,0	2750	2900	3050	3200	2700	2050

0,8	2950	3100	3250	3400	2800	2200

Примечание. После наработки автоклавом 6000 циклов нагружений, но не более 12 лет эксплуатации, период между диагностированиями уменьшается на 20%. В двух последних графах внутренний диаметр корпусов автоклава принят соответственно 2,6 и 3,6 м.

Целесообразно измерить овальность автоклава, а также проверить состояние опор и фундаментов с фиксацией результатов для сравнения с данными последующих наблюдений.

Периодические дефектоскопические обследования выполняются на протяжении всего срока службы автоклавов при наработке (в циклах) между обследованиями, не более указанной в табл. 3.2, но не реже одного раза в четыре года. Программа работ определяется исходя из особенностей эксплуатации оборудования и его состояния. Поскольку дефекты возникают и развиваются, как правило, на внутренней поверхности нижней части автоклава (точнее, в межрельсовом пространстве), этой зоне уделяется особое внимание. В ней расположено примерно 15% общей длины сварных швов корпуса и 80% швов приварки оснастки. Обследуются также и места приварки опор автоклава. Места повреждений, где необходим ремонт, фиксируются на схеме-развертке автоклава. Они подлежат первоочередной проверке при последующем диагностировании.

Полученные при диагностировании данные анализируются, фиксируются размеры повреждений и даются указания по их ликвидации. Если на основании результатов текущего и более раннего диагностирования обнаруживается рост повреждаемости, выносится заключение о целесообразности введения ограничений режимов работы. Данные дефектоскопического контроля и исследования состава, структуры, свойств металла автоклава сопоставляются, по возможности между ними устанавливается зависимость. Например, при нарушениях сплошности основного металла следует обращать внимание на состояние пластических показателей в поверхностных слоях металла внутри автоклава.

Внеочередное диагностирование проводят в следующих случаях:

при обнаружении дефектов (повреждений), способных привести к аварии. Такими дефектами могут быть выпучины, вмятины, задиры, трещины, коррозионные разрушения;

при обнаружении дефекта, требующего ремонта с применением сварки;

не позднее одного года эксплуатации после ремонта с применением сварки.

Определяя влияние восстановительного ремонта на последующую эксплуатационную надежность, надо тщательно проверить состояние металла участков, на которых были выявлены и абразивно удалены дефекты в ходе предыдущих обследований. В этих местах измеряется фактическая толщина металла, и если она удовлетворяет условиям прочности, т. е. находится в пределах величин, регламентированных Положением [93], сварочные работы не производят. Усиления участков сварных швов, расположенных в зоне воздействия конденсата, одновременно с подготовкой металла к магнитной дефектоскопии целесообразно удалять абразивным методом заподлицо с основным металлом. Такая операция значительно улучшает условия работы металла. При необходимости ведения ремонтно-сварочных работ они должны выполняться в соответствии с разработанной для конкретного случая технологией, которая предусматривает, как правило, предварительный подогрев металла и проковку наплавленного металла после каждого слоя специальным зубилом с закругленной гранью.

Технология составляется на базе инструкции [105], где описаны основные приемы ремонта наиболее часто встречающихся повреждений металла, возникающих в процессе эксплуатации автоклава. В ней даны также рекомендации по предварительной подготовке к ремонтной сварке и наплавке, устранению поверхностных дефектов без применения сварки и их предельных величин, рассмотрены особенности заварки протяженных дефектов типа трещин, непроваров и наплавки мест поверхностных дефектов коррозионного происхождения; оговорены ограничения по числу наплавок одного участка за весь срок службы обечайки; введены оценочные критерии ремонтопригодности обечаек автоклава при наличии групповых поверхностных дефектов с учетом их количества и линейных размеров; дана схема корпуса при вырезке дефектного участка и вварке вставки. Качество

всех ремонтных работ оценивается с использованием методов неразрушающего контроля, что также регламентируется инструкцией.

После завершения работ предприятию - владельцу автоклава выдается техническое заключение с выводами, сделанными на основе анализа результатов диагностики и качества ремонта, и рекомендациями об условиях дальнейшей эксплуатации до очередного диагностирования.

Экспертное диагностирование автоклава проводят в расширенном объеме, согласно Положению [93], по истечении срока службы, указанного заводом-изготовителем в прилагаемой документации. Если такие данные отсутствуют, срок службы принимается по табл. 3.3.

Таблица 3.3

Рабочее давление в автоклаве, МПа	Наработка (в циклах) до экспертного диагностирования при толщине стенки обечаек корпуса, мм					
	14	16	18	20	20	28
1,6	-	9000	10000	14000	-	-
1,2	9000	10000	11000	12000	9000	9000
1,0	10000	11000	12000	13000	10000	9400
0,8	12000	12500	13000	14000	12000	10000

Примечание. В двух последних графах внутренний диаметр корпуса автоклава равен соответственно 2,6 и 3,6 м, в остальных 2 м.

При положительных результатах экспертного диагностирования специализированная организация имеет право принять решение о продлении срока эксплуатации автоклава до наработки 2000 циклов, но не более 3 лет. Каждому последующему решению о продлении срока службы должны предшествовать экспертное диагностирование и заключение о пригодности и условиях дальнейшей эксплуатации.

Экспертное диагностирование, кроме работ, проводимых при периодическом диагностировании, включает контроль байонетного зацепления, исследование состава, структуры и свойств основного металла сварных соединений автоклава и гидравлическое испытание.

В системе технического диагностирования разработаны методики комплексного дефектоскопического обследования и исследования состояния металла автоклавов. В них дается подробный перечень работ в зависимости от назначения проводимого контроля с указанием используемых методов неразрушающего контроля и объема проверок. Одна из методик обязывает выполнять дефектоскопию с учетом рекомендаций предыдущего технического заключения, а также указаний Госгортехнадзора России, министерств (ведомств), ВНИИцеммаша и заводов-изготовителей. Неразрушающий контроль проводится двумя методами, один из которых предназначен для выявления поверхностных дефектов, а другой - для проверки сплошности основного металла и сварного соединения по площади сечения. Объемы дефектоскопических работ по видам диагностирования приведены в табл. 3.4.

Приводимая в Положении форма заключения о результатах технического диагностирования обязательна, поскольку содержит минимум нужных сведений. При необходимости этот документ может быть дополнен технической программой обследования, если она отличается от рекомендуемой, и другими сведениями. Результаты контроля сводят в таблицы с параметрами обнаруженных дефектов, а на прилагаемых схемах наносят дефектные зоны с указанием их координатной привязки. К заключению могут прикладываться другие иллюстративные материалы: фотографии, графики, эскизы и т.д. Последним разделом заключения служит анализ результатов с выводами и рекомендациями по ремонту, по срокам очередного обследования и условиям дальнейшей эксплуатации.

Составлению заключения предшествует заполнение формуляра, в котором отражаются краткие сведения об автоклаве и характере проведенных на нем работ в разные годы, формуляр - приложение к заключению. Система технического диагностирования автоклавов считается достаточно отработанной для своевременного обнаружения дефектов. Ее выполнение позволяет избежать аварийных остановок оборудования.

С целью полного выявления дефектов различного характера и обеспечения достоверности результатов при диагностировании металла и сварных швов автоклава соблюдается определенная последовательность операций:

анализ технической документации по изготовлению и эксплуатации сосуда, по ремонтам и контролю металла и сварных соединений;

Таблица 3.4

Участки дефектоскопического контроля	Метод контроля	Объем работ по видам технического диагностирования, %		
		первое	периодическое	экспертное
Стыковые сварные швы:				
корпуса по всей протяженности	Ультразвуковой (УЗК) или радиационный (РК)	100	-	100
крышек	То же	100	-	100
нижней части автоклава по всей длине корпуса в пределах дуги 100° центрального угла, симметрично расположенного относительно вертикальной плоскости, проходящей через ось	УЗК	-	100	-
Поверхность металла шва и околошовные зоны на ширину до 200 мм по обе стороны оси шва в пределах дуги 100° центрального угла, симметрично расположенного относительно вертикальной плоскости, проходящей через ось	Магнитопорошковый (МПК) или капиллярный (КК)	100	100	100
Поверхность металла узлов варки штуцеров и других технологических приварок в нижней части в пределах дуги 100°. Внутренняя поверхность металла корпуса над внешними опорами автоклава по периметру приварки укрепляющих накладок на ширину 150 мм	То же	100 Контроль корпуса автоклава проводится выборочно над крайними и одной промежуточной опорами	100 Контроль корпуса автоклава проводится выборочно, после 600 циклов нагружения над крайними и тремя промежуточными опорами	100
Внутренняя поверхность металла корпуса в местах подрельсовых опор и их приварок	" "	Не менее 25%	Контроль корпуса автоклава проводится выборочно -	100

			25% до 6000 циклов нагружения; 100% после 6000 циклов или при обнаружении разрушений металла	
Поверхность металла в местах массовых коррозионных повреждений	МПК Ультразвуковая толщинометрия (УЗТ), МПК (КК)	100	100	100
Металл в местах утонения корпуса на участках ремонта			100	100
Наплавленный металл сварных швов вставок (заплат), мест подварок и наплавок, в том числе завода-изготовителя	Ультразвуковой контроль (УЗК), (РК) МПК (КК)	100	100	100
Толщина металла	УЗТ	100	Выборочно, в местах коррозии и ремонта	100

осмотр автоклава, его агрегатов и узлов;

контроль овальности корпуса;

контроль байонетного зацепления;

дефектоскопический контроль автоклава неразрушающими методами;

исследования состава, структуры и свойств основного металла и сварных соединений автоклава;

устранение дефектов, выявленных при диагностике;

повторный уточняющий контроль;

выдача заключения.

Перед техническим диагностированием автоклав останавливают, охлаждают, освобождают от заполняющей его рабочей среды, отключают заглушками от всех трубопроводов, соединяющих сосуд с источником давления; крышки автоклава фиксируют хомутами. Электрооборудование автоклава отключают от всех источников напряжения. На органах управления вывешивают плакаты "Не включать - работают люди!" Удаляют из автоклава конденсат.

При работе внутри автоклава применяют освещение от источников напряжения не более 12 В. Допускается применять освещение от источников напряжения более 12 В (прожектора) при условии установки их вне автоклава. Внутреннюю поверхность автоклава очищают от силикатных и других отложений. Сварные стыки и околошовную зону зачищают до металлического блеска абразивным или другим методом до $R_z 40$ - $R_z 20$ на ширину по 150 мм в нижней части и по 100 мм в остальных местах в каждую сторону от оси шва; при зачистке ось вращения инструмента должна быть параллельна оси контролируемых швов. Сварные соединения с наружной стороны в случае необходимости освобождают от изоляции по 100 мм в каждую сторону от оси шва. Производят демонтаж съемной внутриавтоклавной оснастки, в том числе рельсов; подрельсовые опоры удаляются в объеме, указанном в табл. 3.4 (только для уголковых опор). Технологические приварки на внутренней поверхности автоклавов (особенно в нижней части) срубают или удаляют огневым методом с последующей зашлифовкой абразивным инструментом. Первичный визуальный осмотр внутренней и наружной поверхностей автоклавов проводят для выявления недопустимых дефектов.

При анализе технической документации знакомятся с содержанием паспорта на автоклав, заключениями по предыдущим техническим диагностированиям, документами на выполненные в ходе эксплуатации автоклава ремонтные работы, другими материалами, в которых содержится оценка уровня эксплуатационной надежности металла.

По представленным документам определяют время изготовления, начало эксплуатации автоклава, число циклов работы после предыдущего диагностирования, общее число циклов за время эксплуатации. Особое внимание обращают на реальный режим работы, грубые его нарушения, могущие привести к повреждениям основного металла и металла сварных соединений, а также на объемы производившихся ранее ремонтов и расположение ремонтных участков.

При анализе сведений по металлу сопоставляют данные технической документации с нормативными требованиями к материалам, из которых изготовлен автоклав, согласно правилам по сосудам [1]. При диагностировании металла автоклавов импортной поставки определяют отечественные аналоги стали иностранных марок.

Осмотр автоклава, его агрегатов и узлов производят с целью визуального (с применением лупы до $\times$ 10) обнаружения и оценки повреждений и износа элементов сосуда, а также оценки ранее ремонтированных участков. Осмотру подлежат все внутренние поверхности обечаек, днищ и крышек автоклавов, элементы байонетных затворов, участки ранее выполненных ремонтных работ, узлы крепления внутриавтоклавной оснастки. Характерными повреждениями, выявляемыми при осмотре, являются:

трещины, подрезы, пористость, кратеры, чаще всего возникающие в зоне швов, околошовной зоне, зоне опор автоклава и подрельсовых опор, в зоне приварки штуцеров и фланцев, местах приварки ребер жесткости и в местах ранее проведенных ремонтов, в кольцевых швах крышек автоклава;

вмятины, царапины и износ металла корпуса, днищ и крышек автоклава;

деформации и износ элементов байонетного зацепления. В случае выявления дефектов проводят контроль элементов байонетного зацепления в соответствии с методикой, приведенной ниже;

коррозионные повреждения металла автоклава, особенно в межрельсовой зоне, в местах опор автоклава и подрельсовых опор, около сварных соединений и в местах приварки штуцеров;

растрескивание металла;

видимая остаточная деформация и потери формы элементов автоклава.

Осматривая внешние опоры автоклава, обращают внимание на состояние сварных соединений опор с корпусом, наличие и работоспособность противоугонных устройств, обеспечение свободы температурных удлинений корпуса. Состояние опорной системы и наличие остаточных деформаций корпуса сосуда более точно оценивают по результатам нивелировки фундаментных опор и нижней образующей корпуса автоклава. Нивелировку проводят на остывшем автоклаве, совмещая места измерений на внутренней поверхности корпуса с центрами фундаментных опор в плоскости, перпендикулярной оси автоклава. Одновременно с нивелировкой замеряют зазоры между внешней опорой и опорными роликами; если внешние опоры не приварены к корпусу, то измерения производят между внешней опорой и корпусом. По результатам нивелировки строят схему, которая наглядно иллюстрирует состояние опор и корпуса автоклава.

Выявленные места коррозии, износа, дефекты типа трещин обмеряют и фиксируют на схеме-развертке. Фиксируются также вмятины, забоины, концентраторы напряжений в виде подрезов у швов, утолщений швов, резких переходов от шва к металлу, смещения кромок и кратеров. Коррозионные повреждения оценивают по их количеству, глубине и площади, приходящейся на квадрат 1000 $\times$ 1000 мм в зоне наиболее пораженного участка автоклава. Глубину поражений определяют после зачистки их от продуктов коррозии до металла. Если при осмотре будут выявлены выпучины или вмятины в элементах автоклава, то возможность дальнейшей эксплуатации его определяется специализированной организацией.

Контроль овальности корпуса автоклава проводят в поперечных сечениях, проходящих через фундаментные опоры, а также посередине между этими опорами. С этой целью последовательно

измеряют внутренние диаметры конструкции в направлениях I-I, II-II, III-III, IV-IV (рис. 3.12). Допускается смещение направлений измерения диаметров на угол ±20°, если внутриавтоклавные устройства не позволяют проводить измерения строго в указанных направлениях. Замеры проводят нутромером с ценой деления 1,0 мм.

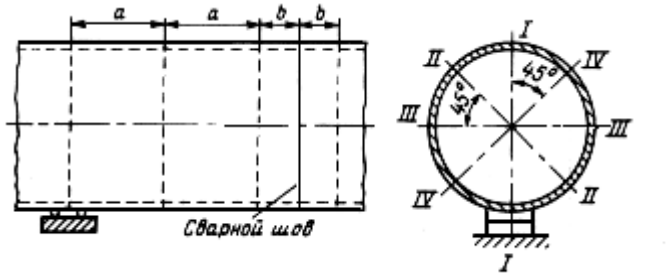


Рис. 3.12. Схема контроля овальности: I, II, III, IV - сечения измерения овальности; a - $\leq$ 2000 мм; b - 300-500 мм

Порядок проведения измерения диаметров обечаек следующий:

по всей длине внутренней поверхности обечайки с помощью натянутого намелованного шнура намечают восемь линий по образующим, соответствующим направлениям I-I, II-II, III-III, IV-IV; на каждой линии мелом наносят риски, отмечающие левое и правое сечения;

в местах установки нутромера (площадью 80 $\times$ 80 мм) предварительно очищают внутреннюю поверхность обечайки от ржавчины, силикатных отложений и других загрязнений;

головку и пятку нутромера устанавливают на диаметрально противоположные места обечайки по одному из направлений (соответственно рискам), причем при измерениях в негоризонтальной плоскости головку размещают вверху, а пятку внизу. Наличие вмятин и выпучин в точках установки нутромера не допускается;

при неподвижной пятке нутромер покачивают в плоскости I-I и, изменяя его длину, находят положение, перпендикулярное продольной оси автоклава (по минимальной длине полученного диаметра). Аналогично замеряют диаметры по другим направлениям данной обечайки. Измерения проводят в каждой секции обечайки.

Овальность каждого сечения секции обечайки определяют по формуле:

$$a = 2\left(D_{\max} - D_{\min}\right)100 / \left(D_{\max} + D_{\min} + 4s\right),$$

где $D_{\max}$ и $D_{\min}$ - соответственно максимальная и минимальная замеренные величины внутреннего диаметра в сечениях секции обечайки; s - толщина стенки обечайки, мм. Овальность обечайки для автоклавов всех типоразмеров при работе с паспортным рабочим давлением не должна превышать ±1%. В случае превышения указанной величины автоклавы отечественного изготовления могут быть допущены к дальнейшей эксплуатации при условии снижения рабочего давления в пределах, регламентированных рекомендациями ВНИИстроммаш, приведенными ниже:

Овальность, % не более	1	1,5	2,0	2,5	3,0
Рабочее давление:					
МПа	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
кгс/см ^{2}	12	11	10	9	8

При овальности > 3% автоклавы следует ремонтировать для использования их в работе с давлением 0,8 МПа (8 кгс/см ^{2}).

Контроль байонетного зацепления производят на автоклаве с предварительно отцентрованной (при наличии в документации завода-изготовителя требований о центровке) крышкой. Неконцентричность установки крышки относительно оси автоклава определяется разницей значений зазора А на диаметрально противоположных зубьях крышки (для автоклавов, изготовленных заводом "Волгоцеммаш", ее значение не должно превышать 3 мм).

Параметрами, подлежащими проверке, являются: величина С - радиального перекрытия зубьев затвора для каждой их пары в зацеплении; величина К - осевого зазора между фланцем корпуса и пластиной прилегания уплотнительной прокладки (при отсутствии пластины зазор измеряют между фланцем корпуса и фланцем крышки).

Измерения величины С на каждом зубе производят на затворе, закрытом на половину зубьев. Осевой зазор определяют как разность величин m и n, измеренных не менее чем в восьми точках (диаметрально противоположных), равномерно расположенных по окружности. Измерения производят во время гидравлического испытания при рабочем давлении в автоклаве.

Байонетный затвор считается исправным, если:

зазор $K \leq 5$ мм;

радиальное перекрытие для изготовленных заводом "Волгоцеммаш" автоклавов составляет (Рр - рабочее давление в автоклаве):

D, м	Рр, МПа	С, мм
2	1,2	≥ 20
2	1,6	≥ 24
2,6	1,2	≥ 32
3,6	1,2	≥ 30

Автоклав не может быть пущен в эксплуатацию, если при осмотре и измерениях элементов байонетного затвора будет установлено:

неполное перекрытие зубьев при контрольном закрывании крышки;

скосы на рабочей поверхности зубьев;

вытяжка болтов, соединяющих байонетные полукольца;

трещины, деформация, коррозионные или эрозионные изъязвления и раковины.

Дефектоскопический контроль сварных соединений и основного металла является аппаратурным средством технического диагностирования металла корпуса автоклава в процессе эксплуатации с целью определения его технического состояния по диагностическим признакам (параметрам) по ГОСТ 20911-89 [38].

Перечень основных работ и их минимальный объем при каждом виде диагностирования приведен в табл. 3.4. Контроль проводят обязательно с учетом рекомендаций, изложенных в заключении по предыдущему диагностированию, а также в директивных, циркулярных, информационных документах ведомства, ВНИИцеммаша, заводов-изготовителей, органов госгортехнадзора.

Технология проведения работ с использованием конкретной аппаратуры и материалов определяется ведомственными инструкциями по соответствующим методам контроля, утвержденными в установленном порядке. Диагностирование металла предусматривает

использование не менее двух методов неразрушающего контроля, один из которых предназначен для надежного обнаружения поверхностных дефектов, а второй - для проверки сплошности металла и сварных швов по сечению.

Контроль сплошности поверхности металла проводят магнитопорошковым (по ГОСТ 21105-87 [39]), капиллярным (по ГОСТ 18442-80 [35]) или другими методами, обеспечивающими необходимый уровень чувствительности к выявлению дефектов. Контроль сплошности металла и сварных швов по сечению выполняется акустическими (ультразвуковыми по ГОСТ 20415-82 [37], ГОСТ 14782-86 [34]) или радиационными методами (по ГОСТ 7512-82 [25]). Контроль толщины металла может быть произведен ультразвуковым или другим методом, обеспечивающим погрешность измерения ± 0,15 мм.

3.1.7. Требования к аппаратуре и материалам

Для контроля сплошности поверхности металла магнитопорошковым методом применяют передвижные, переносные, универсальные и специальные дефектоскопы и намагничивающие устройства, обеспечивающие намагничивание в двух взаимно перпендикулярных направлениях и выявляющие дефекты не хуже условного уровня чувствительности В по ГОСТ 21105-87. При контроле капиллярными методами обязательна комплектность дефектоскопических материалов, рекомендованных ГОСТ 18442-80.

Применяя акустические, радиационные, магнитные и капиллярные методы дефектоскопии для обеспечения достоверности выявления дефектов, необходимо проверять основные параметры контроля на образцах, изготовленных по ГОСТ 14782-86, ГОСТ 21105-87, ГОСТ 7512-82.

Проверку проводят непосредственно перед контролем и периодически во время него при следующих условиях:

при ультразвуковом контроле - через каждые 1000 мм проверяемого шва или 30 мин непрерывной работы аппарата, если на экране дефектоскопа отсутствует отраженный сигнал;

при магнитном контроле - через каждые 10 дм^2 проверенной площади, если на ней дефектов не обнаружено. В том случае, когда на поверхности металла обнаруживаются дефекты, подтверждающие эффективность контроля, проверку можно проводить только при перемене места контроля или после перемещения аппаратуры. При проверке пространственное расположение контрольного образца должно соответствовать расположению контролируемой поверхности автоклава;

при капиллярном контроле эффективность его проверяется на натурных и искусственных образцах с естественными и искусственными дефектами, размеры которых определяются микроскопическим методом перед контролем и при замене наборов материалов;

при контроле сварных швов радиационным методом чувствительность гамма-рентгенограмм должна обеспечивать выявление дефекта размером 0,5 мм и определяться с помощью эталона чувствительности по ГОСТ 7512-82.

При измерении толщины применяют приборы типа "Кварц-15" и др., обеспечивающие погрешность измерения ±0,15 мм. Порядок и способ настройки приборов и проверки выявляемости ими дефектов осуществляют в соответствии с инструкциями по эксплуатации приборов и проведению контроля.

3.1.8. Нормы оценки качества металла

Качество сварных швов оценивают в соответствии с требованиями действующих правил по сосудам [1], ОСТ 26-291-87 [44] и с положением о системе диагностирования автоклавов [93]. Сварные швы для удобства определения их состояния условно делят на участки длиной по 300-350 мм. Диагностическими признаками для оценки качества металла служат:

при ультразвуковом контроле косвенные показатели - величина амплитуды отраженного сигнала, условные размеры дефекта по ГОСТ 14782-86 и амплитуда отраженного сигнала от контрольного отражателя на испытательном образце с учетом измеренного расстояния до него. Величины контрольных отражателей устанавливаются в зависимости от толщины проверяемого металла и приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Параметры контрольных отражателей для ультразвукового контроля

Толщина металла, мм	Рекомендуемая частота УЗК, МГц	Размеры зарубок*		
		b, мм	h, мм	$S = bh$, мм^2
13,5	5	2,5	2,0	5
13,5-20,0	2,5; 5	3,5	2	7
20,0**	2,5; 1,8	-	-	-

* b - ширина, h - глубина; S - площадь углового отражателя.

** Применяют цилиндрический отражатель с диаметром отверстия 6 мм.

По результатам ультразвукового контроля участки сварных швов бракуют в том случае, когда имеются дефекты, амплитуда отраженного сигнала от которых: а) равна или больше сигнала от контрольного отражателя; б) меньше сигнала от контрольного отражателя, но условная протяженность дефекта более 25 мм. При толщине металла до 13,5 мм сварные швы оценивают по двухбалльной системе следующим образом: неудовлетворительно - при наличии недопустимых дефектов; удовлетворительно - при их отсутствии или наличии незначительных дефектов. При толщине металла 13,5 мм качество участков швов оценивают по трехбалльной системе: 1-й балл - имеются недопустимые дефекты; 2-й балл - имеются допустимые (незначительные) дефекты; 3-й балл - дефектов не обнаружено.

Для уточнения характера дефектов может применяться радиационный метод, а в необходимых случаях - метод послойного вскрытия шва или металлографический метод;

при магнитопорошковом и капиллярном методах контроля - индикаторный след, по характеру которого судят о наличии и протяженности несплошностей типа трещин, выходящих на поверхности металла. В качестве уточняющего в необходимых случаях может быть применен металлографический метод;

при радиационном контроле - изображение и размер дефекта на снимке, а также степень непрозрачности дефектной зоны. Оценку чувствительности контроля проводят по эталону чувствительности (ГОСТ 7512-82). При уточнении величины дефектов в необходимых случаях может быть применен метод послойного вскрытия шва или металлографический метод.

Качество основного металла и сварных соединений автоклава признается неудовлетворительным, если при любом виде контроля будут обнаружены наружные или внутренние дефекты, выходящие за пределы допускаемых величин, установленных нормативными документами. К таким распространенным дефектам относятся:

механический износ (истирание), царапины, коррозионное поражение глубиной, большей величины, предусмотренной в расчете на прочность прибавкой толщины стенки на коррозию;

вмятины, овальность, износ запорных устройств свыше величин, указанных на стр. 251-252 и положении о диагностировании [93];

трещины всех видов и направлений, расположенные в металле шва, по линии сплавления, в

околошовной зоне основного металла, в районах наплавок, приварок технологической оснастки, усиливающих накладок, опор и т. д.;

непровары (несплавления), расположенные в корне шва, на поверхности по линии сплавления сварного соединения (между отдельными валиками и слоями шва и между основным металлом и металлом шва);

свищи и пористость наружной поверхности шва;

подрезы, наплывы, прожоги и незаплавленные кратеры;

несоответствие формы и размеров швов требованиям стандартов, технических условий или чертежей на изделие;

поры в виде сплошной сетки;

единичные шлаковые и газовые включения по ГОСТ 7512-82 глубиной свыше 10% и длиной более 20% от толщины металла;

цепочки пор и шлаковых включений по ГОСТ 7512-82, имеющие суммарную длину дефектов более толщины стенки на участке шва, равном десятикратной толщине стенки, а также имеющие отдельные дефекты с размерами, превышающими указанное ограничение;

скопление газовых пор и шлаковых включений по ГОСТ 7512-82 на отдельных участках шва - более 5 на 1 $см^2$ площади шва. Максимальный линейный размер отдельного дефекта по наибольшей протяженности не должен превышать 1,5 мм, а сумма их линейных размеров не должна быть более 3 мм;

смещение кромок стыкуемых листов в стыковых сварных соединениях, определяющих прочность сосуда, превышающее 10% номинальной толщины тонкого листа или превышающее 3 мм, а в других стыковых сварных соединениях - превышающее 10% номинальной толщины тонкого листа плюс 1 мм или превышающее 4 мм;

коррозионное растрескивание металла в зоне сварных швов, а также в местах коррозионных язв и питтингов.

Все обнаруженные в результате анализа технической документации, визуального осмотра и дефектоскопии отклонения, особенности и дефекты фиксируются в соответствующих разделах заключения по комплексной дефектоскопии с указнием координат их расположения и размеров на схеме, даже если они не превышают допустимых размеров или находятся в начальной стадии развития.

Исследования состава, структуры и свойств основного металла и металла сварных соединений автоклава проводят с целью определения изменений показателей основного металла и металла сварных соединений в процессе службы автоклавов. Их выполняют в следующих случаях:

при аварийных остановах, связанных с разрушением металла;

при числе ремонтов, вызванных коррозионными повреждениями и трещинами, более четырех для одного листа секции автоклава;

по результатам дефектоскопического контроля, в том числе при резком ускорении процесса накопления повреждений.

Исследования включают механические испытания, металлографический контроль и химический анализ металла. Для проведения исследований состояния металла из нижней части автоклава вырезают темплет, включающий участок сварного соединения и содержащий как пораженный дефектами, так и бездефектный металл (рис. 3.13). Расстояние от линии реза до ближайшего сварного соединения должно быть не менее 150 мм. Стороны темплета должны быть либо строго параллельны оси автоклава, либо перпендикулярны ей. Углы отверстия должны иметь скругления радиусом не менее 100 мм. Из темплета вырезают блоки заготовок и заготовки под образцы следующим образом (см. рис. 3.13):

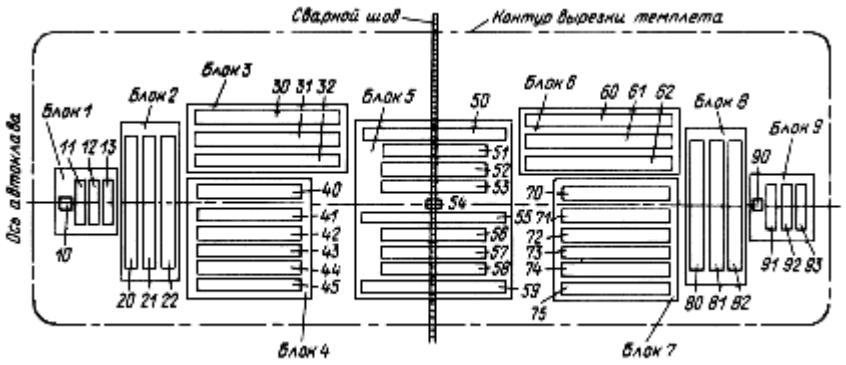


Рис. 3.13. Схема расположения на темплете блоков заготовок образцов для испытания металла автоклава

Из основного металла:

10, 90	Исследование микроструктуры и измерение твердости
11, 12, 13, 91, 92, 93	Определение ударной вязкости
30, 31, 32, 60, 61, 62	Плоские образцы на растяжение в осевом направлении
20, 21, 22, 80, 81, 82	Плоские образцы на растяжение в тангенциальном направлении
40, 41, 42, 70, 71, 72	Испытания образцов на технологический изгиб по наружной поверхности
43, 44, 45, 73, 74, 75	Испытания на технологический изгиб по внутренней поверхности

Из сварного соединения:

50, 55, 59	Образцы на статическое растяжение
51, 52, 53	Испытания на статический изгиб по наружной поверхности
56, 57, 58	Испытания на статический изгиб по внутренней поверхности
54	Исследования микроструктуры

При разметке необходимо, чтобы стороны заготовок имели строго осевое либо тангенциальное направление (соответственно параллельное или перпендикулярное оси автоклава).

Для испытаний основного металла из обеих частей темплета, расположенных по разные стороны кольцевого шва, вырезают без применения огневых способов резки по одному комплекту заготовок в качестве образцов. Для проведения исследований вырезку производят из зоны неповрежденного металла, отстоящей от линии горячего реза темплета и блоков заготовок и от сварного шва на расстоянии не менее 20 мм.

Заготовки для образцов (в каждом комплекте) вырезают в количестве:

для испытаний на растяжение плоских образцов (тип I по ГОСТ 1497-84 [16]) - три заготовки в осевом направлении и три в поперечном;

для технологических испытаний образцов на изгиб (ГОСТ 14019-80 [33]) - шесть в осевом направлении (из них три для испытания металла внутренней поверхности автоклава и три для

наружной);

для испытаний на ударный изгиб образцов (тип I по ГОСТ 9454-78 [28]) - три в осевом направлении и три в поперечном;

для образца комплексного назначения - исследования микроструктуры (ГОСТ 5640-68 [21]) и измерения твердости по Бринеллю (ГОСТ 9012-59 [27]) из металла, взятого на нижней части образующей корпуса автоклава.

Для испытания сварного соединения темплета из бездефектной его части вырезают:

шесть заготовок для изготовления образцов на статический изгиб (тип XXVII по ГОСТ 6996-66 [23]) (из них три для испытания металла внутренней поверхности автоклава и три для испытания наружной);

три заготовки образцов для испытаний на статическое растяжение (тип XII по ГОСТ 6996-66);

шесть заготовок образцов для испытаний на ударный изгиб (тип VI по ГОСТ 6996-66), вырезаемых в поперечном по отношению к оси шва направлении (из них три с надрезом в середине шва и три с надрезом в околошовной зоне);

заготовки для изготовления микрошлифа из плоскости поперечного сечения шва с обозначением наружной и внутренней поверхностей автоклава. Вырезку заготовок производят в соответствии с указаниями, сделанными для заготовок образцов из основного металла.

Остатки металла маркируют и сохраняют на случай повторных исследований.

Заготовки образцов подвергают механической обработке с исключением нагрева или наклепа, которые могут отразиться на свойствах металла. На образце, предназначенном для исследования микроструктуры и измерения твердости по Бринеллю, стороны, соответствующие наружной и внутренней поверхностям корпусов, маркируют и обрабатывают до металлического блеска. На них проводят определение твердости. Микрошлиф изготавливают на любой из плоскостей сечения листа автоклава. На готовые образцы переносят маркировочные индексы, имеющиеся на соответствующих заготовках.

Изготовленные образцы подвергают магнитопорошковому контролю, комплектуют и передают для проведения исследований. Вместе с образцами передают чертеж темплета с указанием размеров заготовок под образцы и их расположения.

При исследовании должны быть проверены химический состав и состояние микроструктуры металла, а также определены следующие его характеристики: временное сопротивление, МПа (кгс/мм ^{2}); предел текучести, МПа (кгс/см ^{2}); относительное удлинение, %; относительное сужение, %; ударная вязкость, Дж/см ^{2} (кгс·м/см ^{2}); угол загиба, град.; твердость по Бринеллю, НВ (для пересчета в единицы СИ использованы соотношения: 1 кгс/мм ^{2} = 10 МПа, 1 кгс·м/см ^{2} = 10 ^{5} Дж/м ^{2}).

Качество металла автоклава считается удовлетворительным, если его показатели укладываются в пределы требований соответствующих стандартов. При неудовлетворительных результатах испытаний хотя бы по одному из проверяемых показателей производится вырезка темплета рядом с участком предыдущей вырезки, выполняется повторный комплекс исследований и принимается решение о качестве металла.

3.2. Надежность эксплуатации регенеративных подогревателей высокого давления

3.2.1. Назначение и работа подогревателей высокого давления

Для повышения экономичности цикла паросиловых установок на тепловых электростанциях применяют регенеративный подогрев питательной воды паром, отбираемым по ходу его движения в турбине. Это в известной степени позволяет приблизить паросиловой цикл к наивыгоднейшему теоретическому циклу (циклу Карно) и тем самым повысить термический коэффициент полезного действия цикла.

Регенеративный подогрев питательной воды осуществляется последовательно в охладителях пара из уплотнений и холодильниках эжекторов, в группе подогревателей низкого давления, деаэраторе и группе подогревателей высокого давления. В схемах некоторых турбин с противодавлением, у которых весь отработанный пар направляется на производственные нужды, подогреватели низкого давления не применяют.

В тепловой схеме группу подогревателей высокого давления размещают, предусматривая нагрев воды последовательно в каждом из подогревателей (однопоточное включение по питательной воде), либо нагрев воды в нескольких параллельных группах подогревателей (многопоточное, обычно не более двух, включение подогревателей по питательной воде).

На рис. 3.14 показана принципиальная схема регенеративного подогрева питательной воды в подогревателях высокого давления, а на рис. 3.15 - однопоточное и двухпоточное их включение по питательной воде.

Подогреватель высокого давления (ПВД) представляет собой кожухотрубчатый теплообменник, в котором нагреваемая питательная вода проходит по трубной системе, а греющий пар из отбора турбины подается в межтрубное пространство в корпусе. Характерной особенностью схемы включения подогревателей является каскадное охлаждение конденсата греющего пара на всех ПВД перед сбросом в деаэратор, что позволяет полнее использовать тепло, подводимое с паром из отбора турбины. Поверхность теплообмена подогревателя высокого давления в зависимости от состояния греющей среды может быть выполнена с двумя или тремя зонами нагрева питательной воды: зона конденсации пара (собственно подогреватель - КП) и охладитель конденсата (охладитель дренажа - ОК) или зона охлаждения перегретого пара (ОП), зона конденсации пара (КП) и охладитель конденсата (ОК).

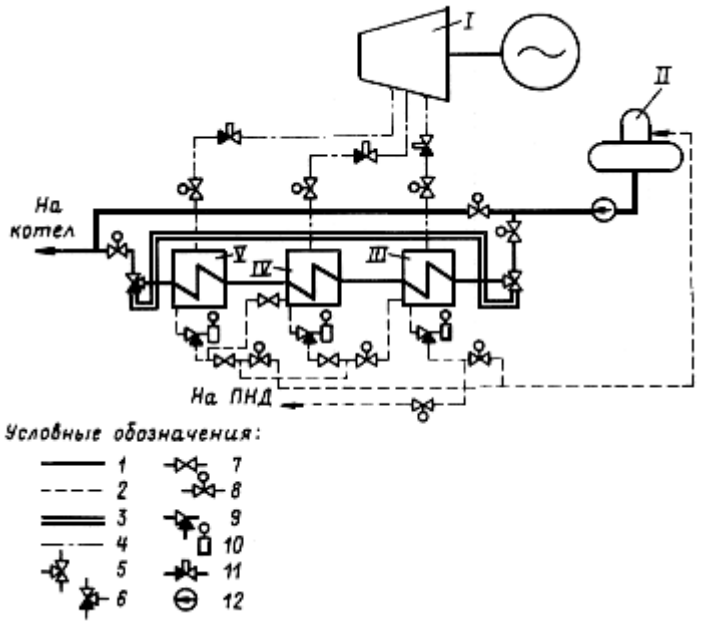


Рис. 3.14. Схема регенеративного подогрева питательной воды (группа из трех ПВ-425): I - паровая турбина;
II - деаэратор; III, IV, V - подогреватели высокого давления соответственно ПВ-425-230-13, ПВ-425-

230-23, ПВ-425-230-35;
1 - питательная вода; 2 - конденсат греющего пара; 3 - байпасная линия; 4 - греющий пар; 5 - впускной клапан;
6 - обратный клапан; 7 - задвижка, вентиль; 8 - задвижка с электроприводом; 9 - регулирующий клапан;
10 - колонка КДУ; 11 - обратный клапан; 12 - питательный насос

Конструктивное исполнение различных зон трубной системы определяется тепловой схемой подогревателя. Общепринятыми для подогревателей высокого давления являются параллельное по отношению к зоне конденсации пара КП включение охладителей пара и конденсата по питательной воде, а также предварительные охладители пара и конденсата и поперечное омывание поверхности, обеспечиваемое организованным движением пара и конденсата в вертикальном направлении в этих зонах. Поверхности теплообмена подогревателей высокого давления выполняют из свитых в плоские спирали гладких труб, присоединенных к вертикальным раздающим и собирающим коллекторным трубам. Навивку труб производят в одной или в двух плоскостях (рис. 3.16.).

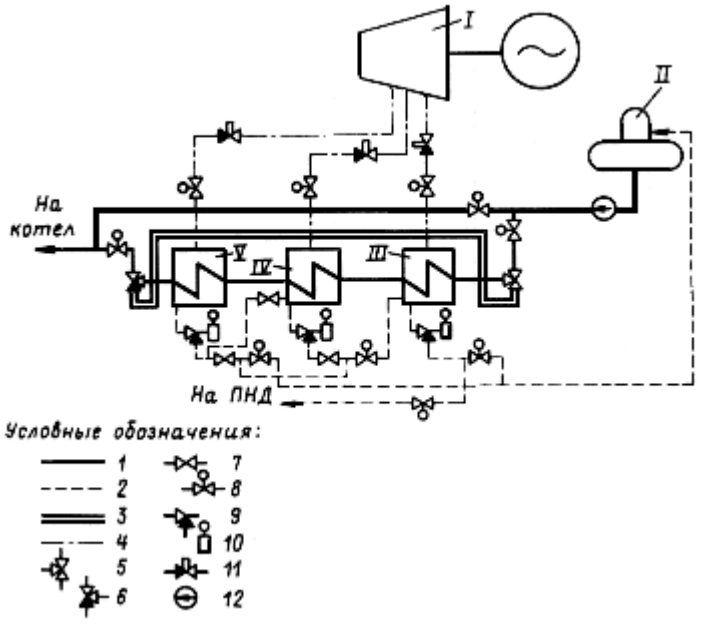


Рис. 3.15. Схема включения подогревателей высокого давления по питательной воде: а - в две нитки; б - в одну нитку; I - первая группа ПВД; II - вторая группа ПВД; 1 - в котел; 2 - от питательного насоса; 3 - впускной клапан; 4 - обратный клапан; 5 - защита от повышения давления в трубной системе при закрытых задвижках

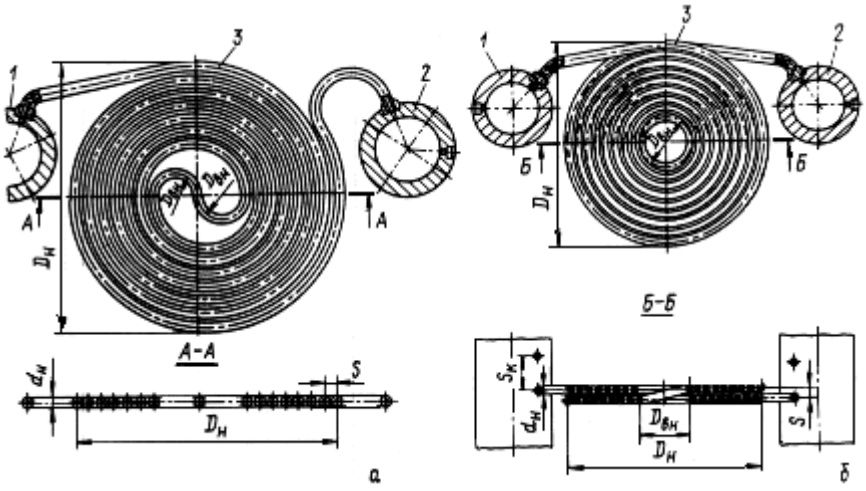


Рис. 3.16. Навивка спиралей труб для трубной системы подогревателей высокого давления:

а - одноплоскостная; б - двухплоскостная; 1 - раздающий коллектор; 2 - собирающий коллектор; 3 - спиральный трубный элемент

В зоне конденсации пара через 8-12 рядов спиральных трубных элементов установлены горизонтальные перегородки, предназначенные для организации движения пара и отвода образующего конденсата. Спиральные элементы охладителя пара и охладителя конденсата (дренажа) расположены в специальных кожухах, в которых система перегородок в межтрубном пространстве обеспечивает организованное движение потоков пара и конденсата.

Трубная система ПВД включает также четыре или шесть коллекторных труб, из которых одна половина распределяет по спиралям питательную воду, другая - собирает. Соединение коллекторных труб с подводящим и отводящим питательную воду патрубками осуществляется специальными развилками и тройниками.

На рис. 3.17 приведена схема движения сред в подогревателе высокого давления. Поток питательной воды на входе в трубную систему разветвляется по коллекторным раздающим трубам. Установленные в коллекторах диафрагмы разделяют потоки в зонах охлаждения конденсата (дренажа) и охлаждения пара. После нагрева части потока в охладителе конденсата он смешивается с основным потоком воды, прошедшим через диафрагму. Пройдя зону конденсации пара, поток воды вновь раздваивается: одна часть направляется к выходному патрубку подогревателя, а другая через поверхность нагрева зоны охлаждения пара и сливную трубу смешивается с основным потоком перед выходом из подогревателя.

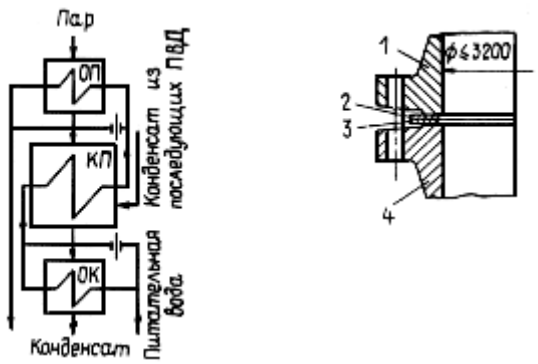


Рис. 3.17 Рис. 3.18

Рис. 3.17. Схема включения зон и движения теплообменивающихся сред в подогревателе высокого давления: ОП - зона охлаждения пара; КП - зона конденсации пара; ОК - зона охлаждения конденсата

Рис. 3.18. Сварное соединение фланцевого разъема подогревателя высокого давления: 1 - фланец корпуса; 2 - верхняя мембрана; 3 - нижняя мембрана; 4 - фланец днища

Таблица 3.6

Технические характеристики подогревателей высокого давления

Типоразмер	Площадь поверхности теплообмена, $м^2$			Рабочее давление, МПа ($кгс/см^2$)		Номинальный массовый расход воды, т/ч	Расчетный тепловой поток, 10^6 ккал/ч	Максимальная температура пара, °С	Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, м вод. ст.
	полная	зоны охлаждения пара	зоны охлаждения конденсата	воды в трубной системе	пара в корпусе				
ПВ-180-180-20-1	180	32,8	16,3	18,0 (180)	2,0 (20)	200	4,0	350	19
ПВ-180-180-33-1	180	32,8	16,3	18,0 (180)	3,3 (33)	200	5,7	435	19
ПВ-250-180-21-1	250	21,0	21,0	18,0 (180)	2,1 (21)	365	9,7	350	20
ПВ-250-180-33-1	250	21,0	21,0	18,0 (180)	3,3 (33)	365	9,3	410	20
ПВ-350-230-21-1	350	31,6	63,2	23,0 (230)	2,1 (21)	375	17,3	355	21
ПВ-350-230-36-1	350	31,6	42,1	23,0 (230)	3,6 (36)	375	13,1	430	21
ПВ-350-230-50-1	350	31,6	42,1	23,0 (230)	5,0 (50)	375	14,5	475	21
ПВ-425-230-13-1	425	42,0	63,0	23,0 (230)	1,3 (13)	550	12,1	450	25
ПВ-425-230-23-1	425	42,0	63,0	23,0 (230)	2,3 (23)	550	15,1	530	25
ПВ-425-230-35-1	425	42,0	63,0	23,0 (230)	3,5 (35)	550	11,4	500	25
ПВ-500-230-50-1	500	42,0	83,5	23,0 (230)	5,0 (50)	600	16,9	416	42
ПВ-700-265-13	775	82,5	92,8	26,5 (265)	1,3 (13)	700	16,8	449	25
ПВ-700-265-31	775	72,5	92,8	26,5 (265)	3,1 (31)	700	27,7	341	24
ПВ-700-265-45	775	82,5	41,4	26,5 (265)	4,5 (45)	700	17,8	392	24
ПВ-800-230-14	800	84,5	95,0	23,0 (230)	1,4 (14)	850	24,5	500	15,4
ПВ-800-230-21	800	84,5	63,4	23,0 (230)	2,1 (21)	850	24,0	500	11,0
ПВ-800-230-32	800	84,5	31,7	23,0 (230)	3,2 (32)	850	19,1	475	12,0
ПВ-900-380-18-1	922	101,0	152,0	38,0 (380)	1,8 (18)	950	23,4	475	14,0

ПВ-900-380-66-1	980	101,0	75,0	38,0 (380)	6,6 (66)	950	22,3	390	14,0
ПВ-1200-380-42-1	1203	125,0	188,0	38,0 (380)	4,2 (42)	950	40,3	335	18,0
ПВ-1600-380-17	1560	92,5	222,0	38,0 (380)	1,7 (17)	1390	21,0	441	24,0
ПВ-1600-380-66	1650	111,0	92,5	38,0 (380)	6,6 (66)	1390	42,0	350	24,0
ПВ-2000-380-40	2135	87,0	185,0	38,0 (380)	4,0 (40)	1390	42,0	290	24,0
ПВ-2300-380-17	2100	314,0	261,0	38,0 (380)	1,7 (17)	1705	45,0	432	41,0
ПВ-2300-380-44	2100	202,0	261,0	38,0 (380)	4,4 (44)	1625	74,0	304	46,3
ПВ-2300-380-61	2100	314,0	139,2	38,0 (380)	6,1 (61)	1504	44,0	347	33,0

Примечание. Обозначение типоразмера подогревателя включает: буквенное обозначение типа подогревателя (ПВ - подогреватель высокого давления); суммарную величину поверхности теплообмена по наружному диаметру и эффективной длине труб ($м^2$); величину максимального рабочего давления воды в трубной системе и корпусе ($кгс/см^2$); модификацию аппарата, отражающую изменение в конструкции его элементов, а также количество, диаметр и расположение основных патрубков подогревателя.

В кожухе охладителя пара перегретый пар омывает трубный пучок в несколько ходов, отдавая тепло перегрева. Далее пар поступает в зону конденсации и распределяется по всей высоте этой зоны. С помощью системы перегородок конденсат отводится за пределы трубного пучка и вдоль стенок корпуса стекает в зону охлаждения конденсата.

Корпус подогревателя высокого давления представляет собой цилиндрический сосуд с фланцевым разъемом. Нижняя часть корпуса и трубная система выполнены единым сварным узлом; верхняя часть корпуса съемная. Подвод пара осуществляют в верхнюю часть корпуса.

Плотность фланцевого соединения обеспечивается надлежащей затяжкой шпилек и применением привариваемых к фланцам мембран, которые при закрытии корпуса свариваются между собой по наружной кромке (рис. 3.18). Технические характеристики подогревателей высокого давления приведены в табл. 3.6.

3.2.2. Устройства, обеспечивающие надежность эксплуатации регенеративных подогревателей высокого давления

В эксплуатации имели место аварии подогревателей высокого давления, связанные с разрушением корпусов вследствие повышения давления в них выше допустимого. Такое повышение давления возможно в случае нарушения плотности трубной системы ПВД и заполнения корпуса питательной водой с давлением, в 4-10 и более раз превышающим рабочее давление для парового пространства подогревателя. Кроме того, давление в корпусе ПВД может значительно превысить рабочее давление, когда:

проток питательной воды по трубной системе группы подогревателей прекращен, а подача пара в подогреватели полностью не отключена;

пар из подогревателя с рабочим давлением в корпусе больше рабочего давления соседних подогревателей через систему дренажа конденсата заполняет подогреватели с меньшим рабочим давлением.

Аварии с разрушением корпуса подогревателя высокого давления связаны, как правило, с тяжелыми последствиями. Для обеспечения надежной работы ПВД и предотвращения аварий (разрушение трубных систем, повышение давления в корпусах и трубных системах) были

разработаны меры, которые должны выполняться электростанциями, проектными и наладочными организациями*. Согласно этим указаниям, все ПВД должны быть оборудованы средствами защиты от повышения уровня воды в корпусе, повышения давления воды в трубной системе и корпусе (кроме ПВД, подключенных к первому отбору турбины), средствами регулирования уровня конденсата греющего пара и сигнализацией повышения этого уровня. Допускается на вновь проектируемых турбоустановках с начальным давлением 13,0 МПа (130 кгс/см ^{2}) и ниже установка ПВД с равнопрочными корпусами, рассчитанными на давление первого отбора турбины; в этом случае защита от превышения давления в корпусе не требуется. Защита от переполнения корпусов подогревателей высокого давления в блочных энергоустановках выполняется в две ступени.

* Действующие требования по обеспечению надежности и предупреждению аварии подогревателей высокого давления изложены в "Сборнике директивных материалов по эксплуатации энергосистем. Теплотехническая часть". М.: Энергоиздат, 1981.

Выпускаемые подогреватели высокого давления комплектуются: регулирующими клапанами уровня конденсата в корпусе; пружинным предохранительным клапаном (за исключением ПВД, подключаемым к первому отбору турбины); вентилями для выпуска воздуха из водяного пространства подогревателя (при рабочем давлении, P_p < 2,2 МПа (22 кгс/см ^{2}) - 1 шт., при P_p >2,2 МПа (22 кгс/см ^{2}) - 2 шт., устанавливаемые последовательно); вентилями для выпуска воздуха из парового пространства (при P_p < 2,2 МПа (22 кгс/см ^{2}) - 1 шт., при P_p >2,2 МПа (22 кгс/см ^{2}) - 2 шт., устанавливаемые последовательно); водоуказательным прибором; комплектом датчиков для дистанционного указателя положения уровня конденсата в корпусе; манометром для замера давления пара и деталями для его подключения; защитным быстродействующим устройством с датчиками для подогревателей высокого давления, которое обеспечивает отключение подогревателя и байпасирование его по питательной воде в случае аварийного повышения уровня конденсата в корпусе аппарата (для группы ПВД предусматривается один комплект защитного устройства).

Поставка заказчику регулирующих клапанов уровня конденсата в корпусе, защитного быстродействующего устройства и пружинных предохранительных клапанов может осуществляться непосредственно специализированными предприятиями.

Несоответствия в оснащении или организации эксплуатации ПВД требованиям противоаварийных указаний устраняются предприятием - владельцем подогревателей (по работающим ПВД) независимо от причин, вследствие которых возникли эти отступления.

3.2.3. Защита от повышения уровня воды в корпусе ПВД

Повышение уровня воды в корпусе ПВД может привести к попаданию ее в турбину, а также к разрушению корпуса подогревателя в случае полного заполнения его парового пространства водой. Работа подогревателя без поддержания минимально необходимого уровня вызывает эрозионный износ нижних спиралей охладителя конденсата, что может привести к нарушению плотности трубной системы и заполнению корпуса подогревателя питательной водой. Кроме того, работа подогревателя без поддержания минимально необходимого уровня конденсата экономически нецелесообразна, так как при этом снижается степень полезно использованного высокопотенциального тепла, подаваемого в подогреватель с паром из отбора турбины.

Поддержание уровня конденсата в корпусе ПВД в заданных пределах осуществляется автоматическим регулятором уровня, исполнительным органом которого является регулирующий клапан, устанавливаемый на трубопроводе выхода конденсата из подогревателя. Регулирование уровня осуществляется изменением расхода отводимого конденсата, что зависит от площади проходного сечения регулирующего клапана. На рис. 3.19 показана схема автоматического регулирования уровня конденсата в ПВД. При повышении уровня конденсата проходное сечение регулирующего клапана расширяется, увеличивая отвод конденсата, что влечет за собой понижение уровня, которое приводит к автоматическому уменьшению проходного сечения регулирующего клапана и восстановлению уровня конденсата.

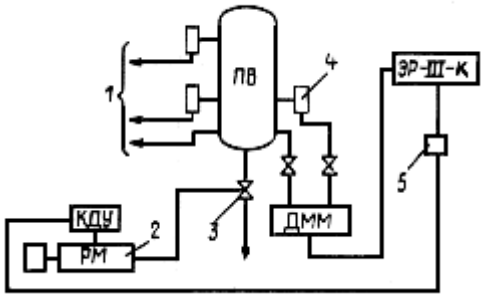


Рис. 3.19. Схема регулирования уровня конденсата в подогревателе высокого давления: ДММ - дифференциальный манометр; ЭР-III-К - электронный регулирующий прибор; КДУ - колонка дистанционного управления; ПВ - подогреватель; 1 - к системе автоматической защиты; 2 - сервомотор (РМ); 3 - регулирующий клапан; 4 - конденсатный бачок; 5 - магнитный контактор

На рис. 3.20 показано устройство регулирующего клапана. Проходное сечение клапана изменяется в результате поворота золотника 3 относительно гильзы 2 (закрепленной в корпусе 1). Максимальное проходное сечение обеспечивается, когда отверстие в золотнике полностью совпадает с отверстиями в гильзе. Золотник приводится во вращательное движение через жестко закрепленный с ним шток 5 и рычаг 6. Угол поворота рычага от положения, соответствующего полному открытию клапана, до положения, соответствующего полному закрытию, равен 90°. Профиль отверстий в гильзе и золотнике выбран таким, что обеспечивается прямая зависимость проходного сечения от угла поворота золотника и равного ему угла поворота рычага. Максимальный угол поворота золотника 90° С. Технические характеристики регулирующих клапанов приведены в табл. 3.7.

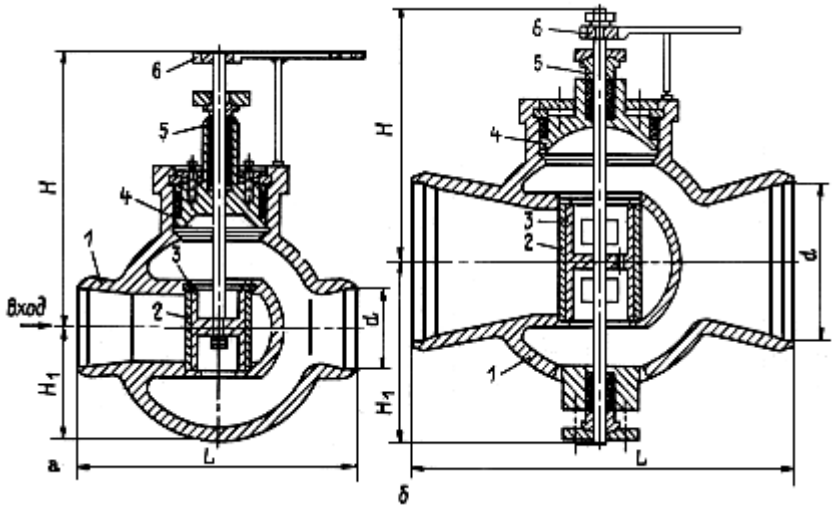


Рис. 3.20. Регулирующие поворотные клапаны:

а - Т-135бс, Т-136бс, Т-137бс, Т-141бс,

D_y = 100, 150, 250 и 200 мм; б - Т-138бс, D_y = 300 мм; 1 - корпус; 2 - гильза; 3 - золотник; 4 - крышка; 5 - шток; 6 - рычаг

Верхний и нижний уровни конденсата в подогревателях высокого давления устанавливаются документацией завода-изготовителя. Сведения по расположению допустимых уровней регулирования конденсата приведены в табл. 3.8.

Длительная работа ПВД без поддержания необходимого уровня конденсата в паровом пространстве вследствие неисправности регулирующих клапанов неоднократно являлась причиной эрозионного износа нижних спиралей охладителя конденсата, находящихся над сливным отверстием. Очевидно, что надежная работа регуляторов уровня важна не только для обеспечения высоких технико-экономических показателей работы ПВД, но и для создания безопасных условий их работы.

Для защиты турбины от попадания воды и защиты корпуса ПВД от разрушения в случае превышения уровня воды выше допустимого (в результате разрыва труб, появления свищей в местах сварки элементов трубной системы, резкого уменьшения количества отводимого конденсата и других причин) все подогреватели высокого давления оснащают автоматической защитой. В качестве исполнительного органа защиты от повышения уровня (в турбоустановках с начальным давлением пара 9,0 МПа (90 кгс/см^2) и выше) используют автоматические устройства с быстродействующими впускными клапанами, отсекающими подачу питательной воды в ПВД и открывающими обвод ПВД (или группы ПВД). Помимо автоматических устройств с клапанами в составе защиты используют отключающие задвижки на входе, выходе и обводе питательной воды группы ПВД и задвижки на подводе греющего пара. Эти задвижки оборудуют электроприводом (см. рис. 3.15). На электростанциях с поперечными связями в качестве обвода ПВД допускается использовать общий обвод (холодную нитку питания) нескольких параллельных групп ПВД.

Таблица 3.7

Основные характеристики регулирующих клапанов

Шифр клапана	D_y, мм	P_y, МПа (кгс/см^2)	Строительные размеры, мм				Суммарное сечение золотника F, см^2 $\left(\frac{max}{min}\right)$	K_v, т/ч $\left(\frac{max}{min}\right)$
			L	H	H_1	d		
Т=135бс	100	10,0(100)	400	415	155	99	36 ----- 10	118 ----- 33
Т=136бс	150	10,0(100)	500	412	158	147	57 ----- 15	172 ------ 15
Т=141бс	200	10,0(100)	500	480	220	203	90 ----- 45	287 ----- 144
Т=137бс	250	10,0(100)	600	510	220	253	115 ----- 40	348 ------ 121
Т=138бс	300	10,0(100)	600	530	360	303	250 ----- 120	756 ----- 362

В установках среднего давления и установках иностранных фирм, в которых ПВД не имеют быстродействующих защитных клапанов, в качестве автоматических защитных устройств используют отключающие электрифицированные задвижки на входе и выходе питательной воды.

Таблица 3.8

Расположение отметок уровней регулирования конденсата в подогревателях

высокого давления*

* Отметка уровня отсчитывается от подошвы цилиндрической опоры подогревателя.

Типоразмер подогревателя	Минимальный уровень, мм	Аварийный уровень, мм	Аварийный уровень I, мм	Аварийный уровень II, мм
ПВ-180-180-20-1	2170	2670	-	-
ПВ-180-180-33-1	2170	2670	-	-
ПВ-250-180-21-1	2170	2670	-	-
ПВ-250-180-33-1	2170	2670	-	-
ПВ-350-230-21-1	1520	2020	-	-
ПВ-350-230-36-1	1520	2020	-	-
ПВ-350-230-50-1	1520	2020	-	-
ПВ-425-230-13-1	1880	-	2380	4380
ПВ-425-230-23-1	1880	-	2380	4380
ПВ-425-230-35-1	1880	-	2380	4380
ПВ-500-230-50-1	1960	2460	-	-
ПВ-700-265-13	2555	-	3055	6555
ПВ-700-265-31	2555	-	3055	6555
ПВ-700-265-45	2555(2170)	-	3055(2670)	6555(6170)
ПВ-800-230-14	2250	-	2750	5250
ПВ-800-230-21	2250	-	2750	5250
ПВ-800-230-32	2250	-	2750	5250
ПВ-900-380-18-1	2380(2030)		2880(2530)	5380(5030)
ПВ-900-380-66-1	2380(2030)	-	2880(2530)	5880(5030)
ПВ-1200-380-42-1	2330	-	2830	5330
ПВ-1600-380-17	2650	-	3150	5650
ПВ-1600-380-66	2270	-	2770	5270
ПВ-2000-380-40	2420	-	2920	5420
ПВ-2300-380-17	3050	-	3550	7050
ПВ-2300-380-44	3050	-	3550	7050
ПВ-2300-380-61	2510	-	3010	6510

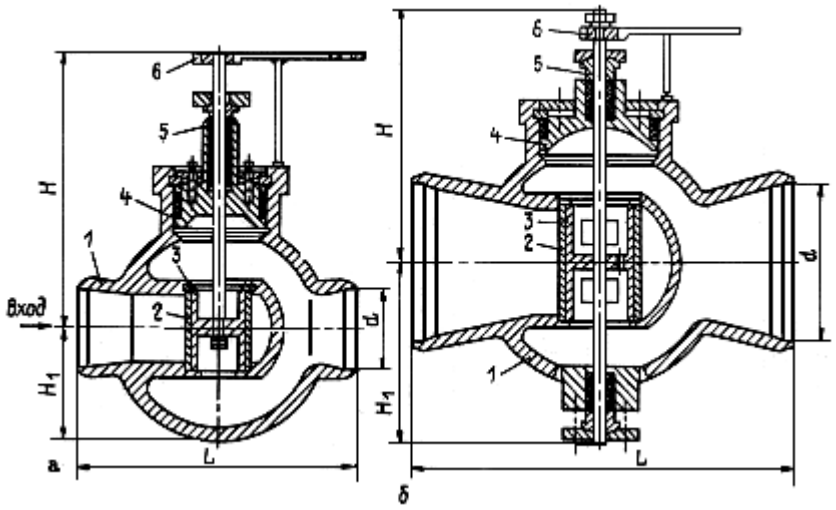


Рис. 3.21. Впускные клапаны для подогревателей высокого давления (Т-360, Т-362, Т-364, Т-366, Т-368, Т-471, Т-473, Т-475, Т-477, Т-479): 1 - корпус; 2 - тарелка; 3 - шток; 4 - шток поршня гидропривода; 5 - корпус гидропривода; 6 - поршень гидропривода; 7 - соединительная стойка

Основными элементами защиты являются впускной клапан с выносным гидроприводом и обратный клапан, надпоршневые полости которых соединены между собой перепускными трубами. Впускной клапан (рис. 3.21) состоит из корпуса 1, тарелки клапана 2 со штоком 3, штока поршня гидропривода 4, корпуса гидропривода 5, поршня гидропривода 6, соединительной стойки 7. Крышка с корпусом выполнена самоуплотняющейся. Гидропривод (сервомотор) представляет собой сварную конструкцию, в цилиндре которой размещен поршень со штоком. В корпусе гидропривода имеется штуцер для присоединения импульсной линии, которая сообщает надпоршневое пространство гидропривода с трубопроводом от конденсатных насосов или с другой гидромагистралью. На импульсном трубопроводе перед гидроприводом впускного клапана устанавливают параллельно два вентиля с электроприводом или два клапана с электромагнитным приводом 7 (рис. 3.22). Надпоршневое и подпоршневое пространство гидропривода имеют штуцеры для присоединения дренажных (сливных) трубопроводов. Подключение импульсных и дренажных трубопроводов к гидроприводу показано на рис. 3.22. В табл. 3.9 приведены технические характеристики и основные размеры применяемых в защитах ПВД впускных клапанов.

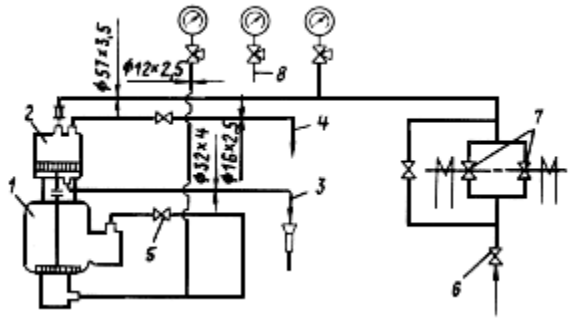


Рис. 3.22. Принципиальная схема трубопроводов пуска и отключения подогревателей высокого давления: 1 - впускной клапан; 2 - гидропривод впускного клапана; 3 - дренаж подпоршневого пространства гидропривода; 4 - дренаж надпоршневого пространства гидропривода; 5 - вентиль для заполнения трубной системы подогревателя; 6 - вентиль трубопровода конденсата от конденсатных насосов; 7 - вентиль с электроприводом; 8 - импульсный трубопровод для контроля давления за обратным клапаном

Устройство обратного клапана показано на рис. 3.23. Корпус 1 и крышка 3 клапана выполнены аналогично с корпусом и крышкой впускного клапана. Тарелка 2 клапана в рабочем положении удерживается напором питательной воды. Технические характеристики обратных клапанов приведены в табл. 3.10.

В случае повышения уровня конденсата в любом из группы подогревателей сигнал от датчика уровня поступает на дифманометр, через электрические датчики включает электрические приводы импульсных клапанов и открывает их. Вода от конденсатных насосов или другого источника поступает в надпоршневое пространство гидропривода впускного клапана. Под давлением воды поршень гидропривода опускается вниз, перемещая одновременно шток с тарелкой впускного клапана в нижнее положение. Таким образом прекращается поступление воды в группу подогревателей. Питательная вода по перепускным трубам поступает в надпоршневое пространство обратного клапана, закрывает выход питательной воды из группы подогревателей и, помимо подогревателей, направляется в питательный трубопровод. Одновременно со срабатыванием защиты закрываются задвижки на паропроводах, на питательном трубопроводе на входе воды в группу подогревателей и на выходе из нее, открываются задвижки на холодном байпасе (см. рис. 3.14).

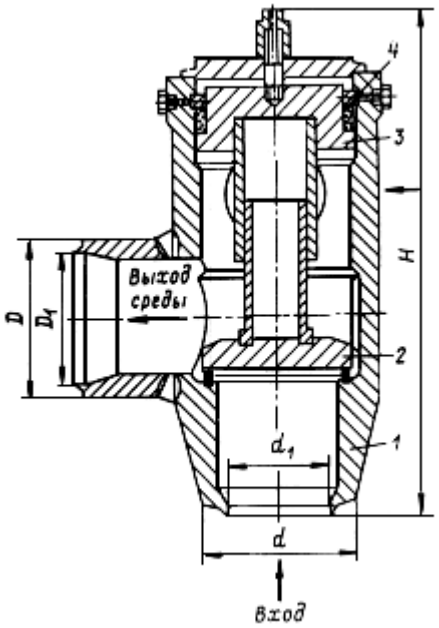


Рис. 3.23. Обратные клапаны для подогревателей высокого давления (Т-361, Т-363, Т-365, Т-367, Т-369, Т-472, Т-474, Т-476, Т-478, Т-480):
1 - корпус; 2 - тарелка; 3 - крышка; 4 - уплотнение

При пуске подогревателей в работу (после монтажа, ремонта, проведения промывки и гидравлического испытания) проверяют исправность групповой защиты от повышения уровня конденсата в корпусе ПВД. Проверку проводят при открытом запорном вентиле 6 (см. рис. 3.22) на импульсной магистрали. Открывая поочередно вручную импульсные клапаны 7, убеждаются в том, что они обеспечивают проток воды, необходимый для создания давления в гидроприводе и перемещения штока с тарелкой впускного клапана защиты. Регулировкой концевых выключателей импульсных клапанов добиваются их одновременного открытия и полного хода их штоков. Производят проверку плотности закрытия импульсных клапанов (при закрытых клапанах открывают вентиль D_y = 10 слива воды из надпоршневого пространства гидропривода. Отсутствие воды на сливе свидетельствует о плотности закрытия импульсных клапанов. Затем вентиль D_y = 10 закрывают). Открывая вентиль 5, заполняют трубную систему подогревателя питательной водой. После заполнения трубной системы водой проверяют открытие впускного клапана. При нормальной

работе тарелка впускного клапана и шток давлением питательной воды удерживаются в верхнем положении. Затем подогреватели подключают по питательной воде открытием запорной арматуры на входе и выходе питательной воды.

Таблица 3.9

Основные технические характеристики впускных клапанов

Обозначение (шифр) клапана	Проход условный, D_y, мм	Параметры рабочей среды		Пробное давление, МПа (кгс/см^2), на:		Пропускная способность по питательной воде, т/ч	Давление рабочее в гидроприводах, МПа (кгс/см^2)	Размеры клапанов, мм					
		давление условное, P_y, МПа (кгс/см^2)	температура t, ° С	прочность	плотность			H	h	D	D_1	d	d_1
Т-360бс	200	20,0 (200)	164	30,0 (300)	22,5 (225)	180	1,0-1,6 (10-16)	1665	305	245	209	245	209
Т-362бс	225	25,0 (250)	160	35,0 (350)	25,0 (250)	350	1,0-1,6 (10-16)	1950	375	273	225	273	225
Т-364бс	250	25,0 (250)	160	35,0 (350)	25,0 (250)	425	1,0-1,6 (10-16)	1950	375	325	269	273	225
Т-477бс	250	40,0 (400)	160	56,0 (560)	40,0 (400)	675	1,0-2,0 (10-20)	2000	450	325	249	325	249
Т-366бс	275	25,0 (250)	160	35,0 (350)	30,0 (300)	700	1,0-1,6 (10-16)	1805	450	325	277	325	277
Т-471бс	300	40,0 (400)	160	56,0 (560)	48,5 (485)	950	1,0-1,6 (10-16)	2000	450	377	287	377	287
Т-479бс	300	40,0 (400)	167	56,0 (560)	53,0 (530)	775	1,0-2,2 (10-22)	2000	450	325	249	325	249
Т-473бс	350	40,0 (400)	160	56,0 (560)	40,0 (400)	1200	2,0(20)	2420	600	465	353	465	353
Т-475бс	400	40,0 (400)	160	56,0 (560)	40,0 (400)	1706	2,0(20)	2420	600	530	400	530	400
Т-368бс	400	25,0 (250)	170	35,0 (350)	40,0 (400)	-	1,2-2,0 (12-20)	2355	600	465	398	465	398

Таблица 3.10

Основные технические характеристики обратных клапанов

Обозначение (шифр)	Проход условный, D_y, мм	Параметры рабочей среды		Пробное давление, МПа (кгс/см^2), на:		Размеры клапанов, мм						
		давление условное, P_y, МПа (кгс/см^2)	температура t, ° С	прочность	плотность	D_y	H	h	D	D_1	d	d_1
Т-361бс	200	20,0(200)	220	30,0 (300)	22,5 (225)	200	775	305	245	209	245	209
Т-363бс	225	25,0(250)	250	35,0 (350)	25,0 (250)	225	921	375	273	225	273	225
Т-365бс	250	25,0(250)	250	35,0 (350)	25,0 (250)	250	921	375	325	269	273	225
Т-478бс	250	40,0(400)	270	56,0 (560)	40,0 (400)	250	1330	450	325	269	325	249
Т-367бс	275	25,0(250)	270	35,0 (350)	30,0 (300)	275	1245	450	325	277	325	277
Т-472бс	300	40,0(400)	275	56,0 (560)	40,0 (400)	300	1330	450	377	287	377	287
Т-480бс	300	40,0(400)	250	56,0 (560)	53,0 (530)	300	1530	450	325	249	325	249
Т-474бс	350	40,0(400)	270	56,0 (560)	40,0 (400)	350	1643	600	465	353	465	353
Т-369бс	400	25,0(250)	242	35,0 (350)	25,0 (250)	400	1490	600	465	398	465	398
Т-476бс	400	40,0(400)	160	56,0 (560)	48,0 (480)	400	1455	600	530	400	530	400

Следующий этап - опробование защиты. Время срабатывания защиты (автоматических устройств с быстродействующими впускными клапанами) не должно превышать 5 с (от момента замыкания контактов выходного реле вторичного прибора защиты до полной посадки впускного клапана).

Согласно директивным указаниям Минэнерго СССР, на энергоблоках при повышении уровня в любом ПВД до уставки защиты II предела (на 2500 мм выше I предела) дополнительно к указанному выше должно выполняться отключение защитой работающих питательных насосов данного энергоблока с запретом включения резервного насоса по автоматическому включению резерва.

Для обеспечения нормального функционирования защит при повышении уровня необходимо:

в системах защиты всех ПВД применять самостоятельные (отдельные от регуляторов) устройства контроля уровня;

в исполнительной части защиты с быстродействующими клапанами установить два параллельно включенных импульсных клапана;

в случае неудовлетворительного быстродействия впускных клапанов автоматических защитных устройств (время срабатывания автоматических устройств с быстродействующими клапанами менее 5 с) выполнить наладочные или реконструктивные работы для системы защиты в соответствии с указаниями Таганрогского котельного завода по монтажу и наладке модернизированной защиты ПВД (1973 г.), используя один из вариантов реконструкции, предусматривающий минимальные затраты.

Проверку системы защиты ПВД для определения полноты выполнения функций надежности и быстродействия совместно с исполнительными органами (впускными и обратными клапанами, гидроприводом, импульсными клапанами и задвижками), связанной с защитой сигнализацией, предусматривается проводить при каждом включении подогревателей в работу и по графику. Если перед остановом турбоагрегата ПВД находились в работе, то при пуске турбоагрегата после простоя

менее 60 ч допускается проверка срабатывания защиты I и II предела на сигнал; при пуске после простоя менее 1 ч защиту не проверяют.

Проверку защиты I предела предусматривается проводить по графику не реже одного раза в 3 месяца, а защиты II предела - не реже одного раза в месяц в соответствии с нормами [99]. Проверку полного срабатывания защиты с посадкой впускных клапанов и воздействия на задвижки допускается проводить при повышении уровня в одном из подогревателей группы; при повышении уровня в других подогревателях группы защита проверяется на сигнал:

при опробовании защиты на неработающем оборудовании повышение уровня в корпусе ПВД имитировать устройством контроля уровня (например, открытием уравнительного вентиля при закрытом "минусовом" вентиле дифманометра защиты);

при опробовании защиты I предела на действующем оборудовании повышение уровня в корпусах включенных ПВД достигать прикрытием регулирующего клапана на сливе конденсата греющего пара, а в корпусах невключенных ПВД - имитировать открытием уравнительного вентиля при закрытом "минусовом" вентиле дифманометра защиты;

при опробовании защиты II предела на действующем оборудовании повышение уровня до уставки срабатывания имитировать открытием уравнительных вентилей при закрытых "минусовых" вентилях дифманометров защиты I и II пределов. Срабатывание защиты II предела проверяют на сигнал.

3.2.4. Надежность работы трубных систем подогревателей высокого давления

В работе подогревателей высокого давления имеются недостатки, относящиеся к трубной системе. Наиболее характерными из них являются:

эрозионно-коррозионный износ входных участков спиралей и зоны спиралей (внутренней поверхности), примыкающей к контактным стыкам;

эрозионно-коррозионный износ перегородок в коллекторах и коллекторов в месте приварки перегородок;

разрушение змеевиков в месте входа пара в пароохладитель (ОП) и конденсата в охладитель конденсата (ОК);

дефекты заводских сварных соединений.

Интенсивность эрозионного износа змеевиков, выполненных из стали 20, при наличии турбулизаторов (острая кромка на входном участке, наплывы в месте контактных стыков) определяется скоростью потока, его температурой и pH. В настоящее время считается, что при pH 9,1-9,2 безопасной с точки зрения этого вида износа является скорость воды меньше 2 м/с.

Характерными разрушениями змеевиков из-за эрозионного износа являются отрыв змеевика от коллектора либо разрыв его за контактным стыком. Разорванный змеевик имеет утонение до 1 мм, место разрыва змеевика раскрыто. Для исключения эрозионно-коррозионного износа трубных систем ПВД заводом-изготовителем совместно с УралВТИ разработаны проекты реконструкции подогревателей, предусматривающие переход на одноходовое движение воды в трубной системе со скоростью до 2 м/с вместо двухходового движения воды. Начиная с 1973 г. завод-изготовитель выпускает подогреватели с одноходовым движением воды в трубной системе со скоростью в спиралях 1,3-1,6 м/с. Эффективность реконструкции подтверждается электростанциями, ПВД которых после нее проработали более 30000 ч со скоростями воды в змеевиках 1,3-1,6 м/с. Это же подтверждается обследованием ПВД, проработавших более 100000 ч со скоростями 1,6 м/с. Суть реконструкции ПВД на примере подогревателя ПВ 350/230 поясняется рис. 3.24.

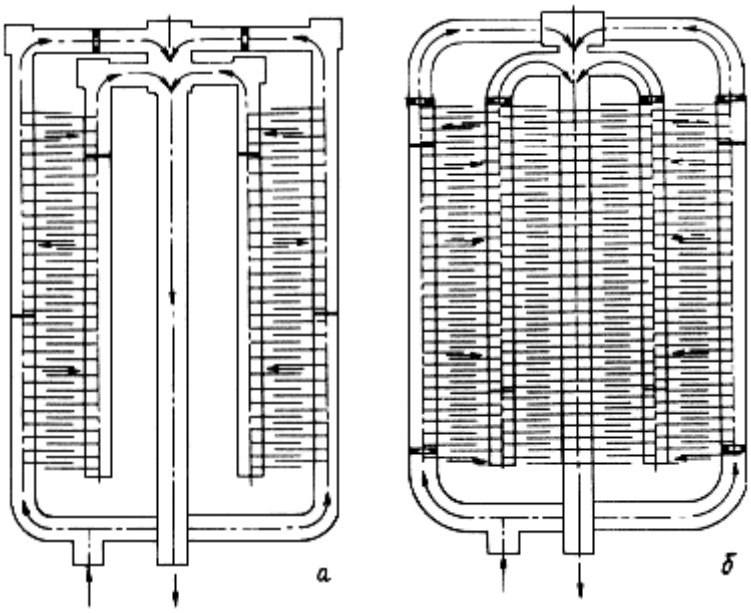


Рис. 3.24. Схема движения питательной воды в трубной системе
подогревателя высокого давления ПВ 350/230 до (а) и после (б) реконструкции

С 1980 г. заводом осуществляется округление внутренних кромок отверстий в коллекторах R = 5 мм, применяемое для улучшения гидродинамики потока на входных участках. Одновременно с выполнением модернизации уменьшается количество перегородок, изменяется технология сварки оставшихся; этим исключается возможность размывания коллекторных и распределительных труб.

Причины разрушения диафрагм и перегородок в коллекторах - неудачная конструкция приварки диафрагмы к коллектору, применение в проходной части диафрагм наплавки недостаточной твердости, некачественная вварка диафрагм, высокие скорости воды в трубной системе.

В проекте модернизации трубных систем с двухходовым движением питательной воды на одноходовую предусмотрено уменьшение количества перегородок, разработана новая конструкция перегородки и технология ее вварки.

Переварка дроссельных шайб и разделительных перегородок производится одновременно с выполнением работ, предусмотренных циркуляром Т-2/73 и проектом модернизации ПВД. Помимо этого, циркуляр Т-2/73 предусматривает установку на питательных трубопроводах термометрических гильз, обеспечивающих возможность контроля за состоянием дроссельных шайб и разделительных перегородок по нагреву питательной воды в каждом ПВД.

Опыт эксплуатации модернизированных ПВД свидетельствует о том, что после установки диафрагмы нового типа - с внешними сварными швами и без отверстия - проблема неплотности внутренних глухих перегородок снимается. Выпускаемые в настоящее время подогреватели имеют перегородки новой конструкции.

Повреждения, возникавшие из-за температурных напряжений в трубной системе, обусловливались различной температурой стенки входных и промежуточных коллекторов, коллекторов и отводящей трубы в верхней части, связанных крестовиной, а в нижней части соединенных корпусом и образующих довольно жесткую раму.

При осуществлении модернизации по проекту ТКЗ - УралВТИ имеется возможность заменить жесткие колена, соединяющие входные коллекторы с крестовиной, по которым ранее проходила основная часть потока воды в центральную отводящую трубу, гибкими трубами малого диаметра, рассчитанными лишь на расход воды в пароохладителе, и тем самым ликвидировать жесткую связь холодных коллекторов с более горячими промежуточными коллекторами и центральной трубой, в

которой возникают большие термические напряжения. Одновременно значительно уменьшается или ликвидируется разница температур промежуточных коллекторов и центральной трубы, что также способствует снижению термических напряжений. Все это повышает надежность ПВД. Статистика показывает, что модернизированные ПВД не имеют повреждений из-за повышенных температурных напряжений.

3.2.5. Защита от повышения давления в корпусе и трубной системе ПВД

В процессе эксплуатации подогревателей высокого давления систем регенерации турбоустановок различных типов, оборудованных системой автоматической защиты, отключающей группу подогревателей, имели место случаи повышения давления в паровом пространстве (кроме подогревателей, подключенных к первому отбору турбин). Повышение давления выше допустимого в паровом пространстве подогревателей представляет угрозу безопасности при их работе. Оно происходит после отключения подогревателей высокого давления по питательной воде защитой вследствие перетечек пара через неплотности регулирующих клапанов и трубопроводы отсоса неконденсирующихся газов из подогревателей с большим давлением при каскадном отводе дренажа и неконденсирующихся газов. Таким образом, в указанном режиме нарушения нормальных условий эксплуатации линия каскадного отвода дренажа может стать источником повышенного давления для нижестоящего по отбору ПВД.

Для обеспечения безопасности эксплуатации ПВД завод-изготовитель (Таганрогский котельный завод) с 1976 г. комплектует выпускаемые подогреватели предохранительными клапанами. Находящиеся в эксплуатации подогреватели, выпущенные до 1976 г., работающие в турбоустановках с начальным давлением 9,0 МПа (90 кгс/см^2) и выше, должны быть оборудованы предохранительными клапанами. Установка предохранительных клапанов не требуется на группах ПВД с равнопрочными корпусами, а также на подогревателях, подключенных к первому отбору турбины.

Предохранительные клапаны, предназначенные для предотвращения повышения давления пара в корпусе сверх допустимого, рассчитывают по производительности на пропуск пара через линию конденсата из вышестоящего ПВД при полностью открытом регулирующем клапане. Они не предназначены для защиты корпусов при их постановке под давление питательной воды в случаях неплотности трубной системы. Для этой цели ПВД комплектуются групповой системой защиты.

Для облегчения выполнения расчетов, подбора и установки предохранительных клапанов на корпусах ПВД производственное объединение "Красный котельщик" выпустило рекомендации [109].

Расход пара из вышестоящего по отбору подогревателя ограничивается пропускной способностью трубопровода отвода конденсата с регулирующим клапаном на нем. Согласно указанным рекомендациям учитывается, что при нарушениях режима возможно положение регулирующего клапана, соответствующее его полному открытию при отсутствии конденсата в ПВД. Поэтому предохранительные клапаны выбирают на пропускную способность, соответствующую расходу пара по конденсатопроводу при полностью открытом регулирующем клапане.

Расход пара (кг/ч) определяют по формуле:

$$G = 1{,}59\alpha EB\sqrt{\left(P_1 - P_2\right)\gamma},$$

где G - расход пара через конденсатную линию, кг/ч; α - коэффициент расхода регулирующего клапана (для регулирующих клапанов производства ТКЗ α = 0,6; в случае применения других клапанов α принимают по данным завода-изготовителя); F - площадь проходного сечения регулирующего клапана, мм^2.

Площади сечений клапанов производства ТКЗ приведены в табл. 3.11. При применении регулирующих клапанов других типов (отсутствующих в табл. 3.11) площадь проходного сечения следует брать по данным завода-изготовителя. Если на станции производилась модернизация

регулирующих клапанов с изменением проходного сечения, в расчете должна приниматься фактическая площадь; P_1 (кгс/см^2) - рабочее избыточное давление пара в корпусе вышестоящего ПВД; P_2 = 1,15 P_p (кгс/см^2) - давление срабатывания предохранительных клапанов, соответствующее рабочему давлению в корпусе ПВД от 3 до 60 кгс/см^2; P_p (кгс/см^2) - рабочее давление пара в корпусе ПВД; γ - плотность насыщенного пара при давлении P_1 (кг/м^3); В - коэффициент, определяемый в зависимости от отношения P_2 / P_1. При показателе адиабаты К = 1,135 (для насыщенного пара) значение В принимают в соответствии с приведенными ниже данными:

P_2 / P_1	0	0,04	0,08	0,12	0,16	0,20	0,24	0,28	0,32	0,36
В	0,449	0,459	0,469	0,479	0,490	0,502	0,515	0,529	0,545	0,562
P_2 / P_1	0,40	0,44	0,48	0,50	0,52	0,54	0,56	0,58	0,60	
В	0,580	0,600	0,622	0,635	0,648	0,662	0,677	0,693	0,710	
P_2 / P_1	0,62	0,64	0,66	0,68	0,72	0,76	0,80	0,84	0,88	
В	0,726	0,742	0,758	0,773	0,803	0,833	0,862	0,891	0,919	
P_2 / P_1	0,92	0,96	1,00							
В	0,946	0,973	1,00							

В связи с небольшой длиной дренажного трубопровода, его сопротивление в расчете не учитывается, что дает некоторый запас по пропускной способности предохранительных клапанов. По найденному расходу пара через конденсатную линию определяют расчетное сечение предохранительных клапанов (мм^2):

$$F_1 = \frac{G}{1{,}59\alpha_1 \cdot B\sqrt{(P_2 - P_3)\gamma}},$$

где F_1 - необходимая по расчету площадь проходного сечения предохранительных клапанов, мм^2; G - расход пара через линию отвода конденсата из вышестоящего ПВД, кг/ч; α_1 - коэффициент расхода предохранительного клапана (берется по данным завода-изготовителя; для предохранительных клапанов производства ТКЗ α_1 = 0,65); В - коэффициент, определяемый в зависимости от отношения P_2 / P_1 при показателе адиабаты К=1,135 (для насыщенного пара) см. с. 281; P_2 (кгс/см^2) - избыточное давление перед предохранительным клапаном. P_2 =1,15 P_p (P_p - рабочее давление в подогревателе); P_3 (кгс/см^2) - избыточное давление за клапаном (при выхлопе в атмосферу P_3 = 0; при значительной длине выхлопного трубопровода должно учитываться его сопротивление); γ_1 (кг/м^3) - плотность насыщенного пара при давлении P_2 и t_2.

Таблица 3.11

Технические характеристики регулирующих клапанов производства ТКЗ

Обозначение (шифр) клапана	Условное давление P_y, МПа (кгс/см^2)	Условный проход, D_y, мм	Площадь проходного сечения F, мм^2, при исполнении			
			00	01	02	03
Т-33б	10,0/6,4(100/64)	50	352	-	-	-
Т-34б	10,0/6,4(100/64)	80	980	-	-	-
Т-35б	10,0/6,4(100/64)	100	2840	-	-	-
Т-36б	6,4(64)	150	4520	-	-	-
Т-135бс	10,0(100)	100	1000	1920	2920	3600
Т-136бс	10,0(100)	150	1500	2600	4200	5700
Т-141бс	10,0(100)	200	4500	5500	6500	9500
Т-137бс	10,0(100)	250	4000	7000	9000	11500
Т-138бс	10,0(100)	300	16000	20000	25000	12000

К установке должны выбираться предохранительные клапаны, суммарная площадь сечения которых не менее расчетной. Данные для подбора предохранительных клапанов производства ТКЗ приведены в табл. 3.12. При применении других типов клапанов необходимо руководствоваться каталогами или данными заводов-изготовителей. В табл. 3.13 приведены данные о предохранительных и регулирующих клапанах, которыми комплектуются подогреватели высокого давления, выпускаемые ТКЗ.

Таблица 3.12

Технические характеристики пружинных предохранительных клапанов производства ТКЗ, устанавливаемых на подогревателях высокого давления

Обозначение (шифр) клапана	Условное давление, P_y, МПа (кгс/см^2)	Условный проход, D_y, мм	Предельные рабочие параметры		Площадь проходного сечения F, мм^2
			температура, t_p, °С	давление, P_p, МПа (кгс/см^2)	
Т-31М-1	6,4(64)	50	425	3,5-4,5(35-45)	1810
Т-31М-2	6,4(64)	50	425	1,8-2,8(18-28)	1810
Т-31М-3	6,4(64)	50	425	0,7-1,5(7-15)	1810
Т-32М-1	6,4(64)	80	425	3,5-4,5(35-45)	3020
Т-32М-2	6,4(64)	80	425	1,8-2,8(18-28)	3020
Т-32М-3	6,4(64)	80	425	0,7-1,5(7-15)	3020
Т-131М	10,0(100)	50	450	3,5-4,5(35-45)	1810
Т-132М	10,0(100)	80	450	3,5-4,5(35-45)	3020

Таблица 3.13

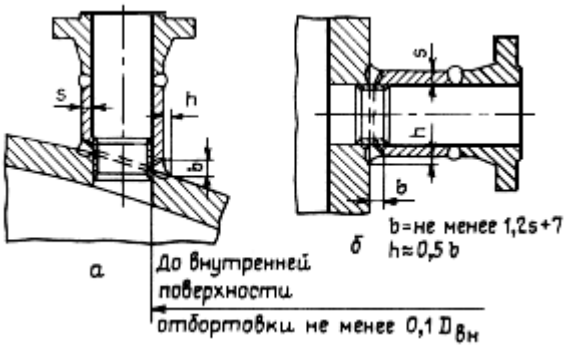
Оснащение подогревателей высокого давления регулирующими и предохранительными клапанами (по рекомендациям [109])

Типоразмер турбины	Типоразмер ПВД	Тип регулирующего клапана	Тип предохранительных клапанов	Количество предохранительных клапанов
К-50-90	ПВ-180-180-20	Т-135бс исп. 01	Т-31М-2	2
	ПВ-180-180-33	Т-135бс исп. 00	-	-
К-100-90	ПВ-250-180-21	Т-135бс исп. 01	Т-31М-2	2
	ПВ-250-180-33	Т-135бс исп. 00	-	-
ПТ-60/75-130	ПВ-350-230-21	Т-135бс исп. 02	Т-32М-2	2
ПТ-60/75-90	ПВ-350-230-36	Т-135бс исп. 00	Т-32М-1	1
ПТ-50/60-130	ПВ-350-230-50	Т-135бс исп. 00	-	-
Т-100/120-130	ПВ-425-230-13	Т-136бс исп. 01	Т-32М-3	2
	ПВ-425-230-23	Т-135бс исп. 00	Т-32М-2	2
	ПВ-425-230-35	Т-135бс исп. 00	-	-
Р-50-130/13	ПВ-425-230-23	Т-135бс исп. 00	Т-32М-2	2
	ПВ-425-230-35	Т-135бс исп. 00	Т-31М-1	2
ПТ-80/100-130/13	ПВ-500-230-50	Т-136,бс исп. 00	-	-
	ПВ-700-265-13	Т-141бс исп. 00	Т-32М-3	4
К-200-130	ПВ-700-265-31	Т-136бс исп. 01	Т-31М-1	2
	ПВ-700-265-45	Т-136бс исп. 00	-	-
Т-175/210-130	ПВ-800-230-14	Т-141бс исп. 00	Предохранительные клапаны не	

Р-100-130/15	ПВ-800-230-21	Т-136бс исп. 02	устанавливаются, так как корпуса выполнены равнопрочными	
ПТ-135/165-130/15	ПВ-800-230-32	Т-135бс		
К-300-240	ПВ-900-380-18	Т-137бс исп. 00	Т-32М-2	3
Т-250/300-240	ПВ-1200-380-42	Т-137бс исп. 00	Т-31М-1	2
	ПВ-900-380-86	Т-136бс исп. 00	-	-
	ПВ-1600-92-15	D_y = 300, P_y = 100	Предохранительные клапаны не устанавливаются, так как	
	ПВ-1600-92-20	D_y = 300, P_y = 100	корпуса выполнены равнопрочными	
	ПВ-1600-92-30	D_y = 200, P_y = 100		

Указанные в табл. 3.13 предохранительные клапаны могут быть приняты к установке владельцами ПВД без проведения расчетов для тех же типоразмеров ПВД при условии соответствия регулирующих клапанов.

Проект установки предохранительных клапанов следует выполнять в соответствии с требованиями "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" и с учетом указанных выше рекомендаций производственного объединения "Красный котельщик".



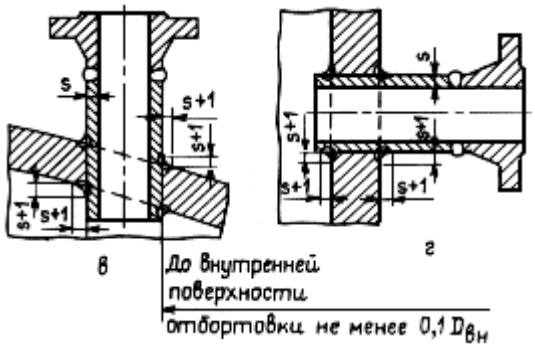


Рис. 3.25. Приварка патрубка для установки предохранительного клапана: а, в - приварка к днищу ПВД; б, г - приварка к цилиндрической части корпуса ПВД (а, б - при внутреннем диаметре патрубка больше 100 мм; в, г - при внутреннем диаметре патрубка меньше 100 мм); $D_{вн}$ - внутренний диаметр корпуса ПВД; s - толщина патрубка; b, h - катеты углового сварного шва

Клапаны рекомендуется устанавливать на верхнем днище ПВД (рис. 3.25) или на боковом патрубке, вваривaемом в цилиндрическую часть корпуса выше II аварийного уровня в удобном для обслуживания клапанов месте. Установка клапанов на боковом патрубке предпочтительнее, так как позволяет производить съем корпуса ПВД без демонтажа выхлопных трубопроводов. Необходимо предусматривать разгрузку патрубков и самих клапанов от действия веса выхлопных трубопроводов и реактивных сил, возникающих при срабатывании клапанов.

Расчеты на прочность узла врезки патрубка в днище или в цилиндрическую часть корпуса следует выполнять по ОСТ 108.031.10-85 [51].

Допускаемые напряжения для материала корпуса принимаются по ОСТ 108.031.10-85 для ПВД, находящихся в эксплуатации менее 10^5 ч. При наработке более 10^5 ч допускаемые напряжения в расчете должны приниматься по фактическим механическим свойствам металла корпуса. Образцы для механических испытаний могут быть взяты из участка металла, вырезаемого при обработке отверстия в корпусе под патрубки.

Для патрубков следует применять трубы из стали 20 по ТУ 14-3-460-75 [102] или по другим ТУ или ГОСТ в соответствии с рекомендациями "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" [1]. Патрубки приваривают к корпусу с полным проплавлением согласно рис. 3.25, а, б. Конструкция патрубков должна обеспечивать возможность 100% контроля сварных швов УЗД или просвечиванием. Для патрубков с внутренним диаметром менее 100 мм допускается угловые швы выполнять согласно рис. 3.25, в, г. Для таких патрубков контроль сварных швов УЗД или просвечиванием необязателен.

Фланцы из стали 20 рассчитывают на давление, соответствующее выбранным предохранительным клапанам. Крепежные изделия должны быть изготовлены из материалов, применяемых в соответствии с рекомендациями "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением". По химическому составу и механическим свойствам все применяемые материалы должны удовлетворять требованиям соответствующих государственных стандартов или технических условий. Качество и характеристики применяемых материалов должны быть подтверждены сертификатами заводов-поставщиков.

Выхлопные трубопроводы проектируются с учетом отвода пара, выходящего из предохранительных клапанов, в безопасное место. Они должны быть снабжены дренажными устройствами для слива скопившегося в них конденсата.

Все работы по врезке штуцеров на корпусах ПВД и установке предохранительных клапанов необходимо производить в соответствии с требованиями "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" [1], ОП № 02ЦС-66 "Сварка и термообработка сварных соединений трубных систем котлоагрегатов и трубопроводов тепловых электростанций. Основные положения", ПК № 03ЦС-66 "Правила контроля сварных соединений трубных систем

котлоагрегатов тепловых электростанций"*, "Правил техники безопасности при обслуживании теплосилового оборудования электростанций" [9] и рекомендаций [109].

_____

* ОП № 02ЦС-66 заменен на РД 2730.940.102-92 [59], а ПК № 03ЦС-66 - на РД 2730.940.103-92 [60].

К выполнению сварочных работ допускаются сварщики, аттестованные в соответствии с требованиями "Правил аттестации сварщиков" и имеющие удостоверение установленного образца на право выполнения сварочных работ на сосудах, работающих под давлением. Вырезка отверстий в корпусе или днище ПВД может быть произведена газопламенным способом с последующей механической обработкой на глубину не менее 2 мм, для чего при вырезке отверстия должен предусматриваться соответствующий запас.

Завод-изготовитель рекомендует производить установку патрубков для предохранительных клапанов в такой последовательности. Устанавливают подкладное кольцо в отверстие корпуса и производят прихватку в четырех диаметрально противоположных местах катетом 3-4 мм электродами УОНИ 13/55 или ТМУ-21 диаметром 3 мм при силе тока 90-120 А. Затем производят сборку и приварку патрубков к подкладному кольцу швом с катетом не более 4 мм электродами УОНИ 13/55 или ТМУ-21 диаметром 3 мм для корневого шва и 4 мм - для последующих проходов. После каждого прохода следует зачищать наплавленный металл и кромки разделки от шлака и брызг металла. Рекомендуемый режим сварки - ток постоянный, полярность обратная, сила тока для электродов диаметром 3 мм 90-120 А, для электродов диаметром 4 мм 140-160 А. Сила тока в зависимости от положения шва в пространстве корректируется сварщиком в меньшую или большую сторону на 10-20%. Если толщина патрубка и глубина провара в месте его соединения с корпусом не превышают 36 мм, термообработку сварного соединения допускается не производить. Приварку патрубков с внутренним диаметром менее 100 мм следует производить при указанных режимах сварки.

Контроль качества выполненных сварных соединений производят:

внешним осмотром и измерением;

ультразвуковой дефектоскопией или просвечиванием;

цветной или магнитопорошковой дефектоскопией;

гидравлическим испытанием.

По окончании работ осуществляют техническое освидетельствование в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением". При установке, настройке и проверке предохранительных клапанов следует руководствоваться инструкцией завода-изготовителя.

Нагрев питательной воды в трубной системе отключенных от питательного трубопровода ПВД может привести к повреждению трубных элементов вследствие повышения в них давления. В качестве устройства, защищающего подогреватели от повышения давления воды в трубной системе, директивными указаниями Минэнерго СССР предложено выполнить байпасные линии диаметром 20 мм для сброса части воды из трубной системы ПВД в питательный трубопровод, помимо запорной задвижки на выходе. На байпасной линии последовательно по ходу питательной воды следует установить вентиль с ручным приводом и два обратных клапана. Запорный вентиль при работающей группе ПВД должен быть опломбирован в открытом положении. Закрытие этого вентиля допускается только при выполнении ремонтных работ на ПВД и при проверках плотности трубных систем перед включением подогревателей в работу. Ремонт и ревизии арматуры байпасных линий необходимо проводить одновременно с другой арматурой ПВД.

3.2.6. Организация безопасной эксплуатации подогревателей высокого давления

Анализ аварий подогревателей высокого давления, связанных с их разрушением, показывает, что

все они произошли при отключенной защите от повышения уровня воды в корпусе подогревателя. Так, на одной из ТЭЦ произошла авария подогревателя высокого давления ПВ 350/230 турбины ПТ-60-130/13; подогреватель был изготовлен в 1962 г. и на момент аварии проработал 74467 ч.

Перед остановкой турбогенератора оперативным персоналом в нарушение инструкции была отключена защита от повышения уровня воды в корпусе ПВД. Из-за неисправности регулирующих клапанов на линии слива конденсата подогреватель длительное время эксплуатировался без поддержания необходимого уровня конденсата в паровом пространстве. Это привело к эрозионному износу и разрыву трубы нижнего змеевика охладителя конденсата. Вследствие повышения давления в паровом пространстве ПВД при заполнении его питательной водой произошло разрушение корпуса вдоль образующей на длине 1150 мм с максимальной шириной раскрытия 166 мм.

Причинами аварии подогревателя явились необоснованное отключение защиты ПВД и длительная его работа с нарушением требований инструкции завода-изготовителя о поддержании в заданных пределах уровня конденсата. Для предупреждения подобных аварий подогревателей высокого давления на тепловых электростанциях Госгортехнадзор СССР предложил руководителям тепловых электростанций разработать и осуществить технические мероприятия, исключающие вмешательство оперативного персонала котлотурбинных цехов в действие защиты подогревателей высокого давления, а также обеспечить световую и звуковую сигнализацию предельных уровней воды и постоянный контроль оперативного персонала за уровнем воды в корпусе ПВД.

В качестве таких мер, например, районное энергетическое управление Мосэнерго предложило подчиненным тепловым электростанциям: демонтировать ключи защиты ПВД; производить включение защиты путем подачи напряжения в схему защиты перед подачей в ПВД питательной воды; использовать для аварийного отключения ПВД существующий или вновь установленный ключ, действующий на выходные реле отключения ПВД параллельно схемам защиты.

Для предупреждения аварий ПВД не следует допускать подачу в них воды без включенной защиты. Кроме того, должны быть организованы необходимый учет и анализ отказов в работе регуляторов уровня, а также оперативное устранение неполадок в системе регулирования уровня и защиты ПВД от повышения уровня воды в корпусе.

Изменения в схемах и конструкции защиты могут производиться только по согласованию с организацией, проектировавшей данную станцию. Обо всех случаях нарушения плотности трубной системы электростанции следует уведомлять завод-изготовитель. Устранение дефектов в подогревателях можно производить по технологии (инструкции) завода-изготовителя. К контролю качества ремонтных работ на ПВД привлекают лаборатории металлов электростанций или районных энергетических управлений.

В соответствии с противоаварийными указаниями Минэнерго СССР в местных инструкциях по обслуживанию турбинного оборудования наряду с другими должны содержаться указания о действиях персонала при отключении ПВД (проверка плотности закрытия арматуры, проверка плотности трубной системы и др.), а также о том, что:

скорость повышения давления при включении ПВД по пару при работающей под нагрузкой турбине не должна превышать 0,06 МПа (0,6 кгс/см ^{2}) в минуту. В случае включения подогревателей высокого давления одновременно с пуском турбины скорость повышения давления в корпусах подогревателей определяется скоростью повышения нагрузки турбины;

не допускается эксплуатация ПВД при отсутствии или неисправности элементов защиты. Выполнение ремонтных и наладочных работ в элементах сигнализации или авторегулирования разрешается лишь при нормальном функционировании защиты;

при каждом включении ПВД в работу и по графику, но не реже одного раза в три месяца, должно производиться опробование системы защиты с целью определения правильности, надежности и времени срабатывания защиты совместно с исполнительными органами (впускным и обратным клапанами, сервомотором, импульсными клапанами и задвижками) и связанной с защитой сигнализацией;

при опробовании системы защиты на неработающем оборудовании повышение уровня в корпусе подогревателя имитируется открытием уравнительного вентиля при закрытом "плюсовом" или "минусовом" вентиле датчика защиты;

при опробовании защиты I предела на действующем оборудовании повышение уровня в корпусе ПВД достигается путем прикрытия регулирующего клапана на сливе конденсата греющего пара;

при опробовании защиты II предела на действующем оборудовании повышение уровня до уставки срабатывания имитируется открытием уравнительного вентиля при закрытом "минусовом" вентиле датчика защиты. Перед этим предварительно продувается "минусовая" импульсная линия датчика; срабатывание защиты II предела проверяется на сигнал.

Особое значение в организации безопасной эксплуатации ПВД имеет подготовка эксплуатационного и ремонтного персонала. Программы обучения персонала наряду с общетехнической подготовкой и изучением обслуживаемого оборудования должны включать изучение конструкции подогревателей, системы их защиты и контроля за их работой, а также противоаварийных указаний Минэнерго СССР, Госгортехнадзора России и РАО ЕЭС.

3.3. Предупреждение повреждений деаэраторов повышенного давления

3.3.1. Назначение деаэраторов

Для предупреждения аварий из-за коррозионных повреждений питательных трубопроводов и пароводяного тракта котлов паропроизводительностью 2 т/ч и более в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов" содержание кислорода в питательной воде не должно превышать:

а) для газотрубных котлов, работающих на жидком топливе, - 50 мкг/кг, работающих на других видах топлива - 100 мкг/кг;

б) для водотрубных котлов с естественной циркуляцией (в том числе котлов-бойлеров) с рабочим давлением пара до 4,0 МПа (40 кгс/см ^{2}):

Рабочее давление, МПа (кгс/см ^{2})	0,9(9)	1,4(14)	2,4(24)	4,0(40)
Содержание кислорода, мкг/кг, при работе:				
на жидком топливе	50	30	20	20
на других видах топлива	100	50	50	30

в) для водотрубных котлов с естественной циркуляцией и рабочим давлением пара 10 МПа (100 кгс/см ^{2}), независимо от вида топлива, - 10 мкг/кг;

г) для энерготехнологических котлов и котлов-утилизаторов с рабочим давлением пара до 4 МПа (40 кгс/см ^{2}), а для действующих котлов до 5 МПа (50 кгс/см ^{2}):

Рабочее давление, МПа (кгс/см ^{2})	0,9(9)	1,4(14) и 1,8(18)	4,0(40) и 5,0(50)
Содержание кислорода, мкг/кг, для котлов:			
с чугунным экономайзером или без экономайзера	150	100/50	50/30

со стальным эконо-майзером	50	30/30	30/20

Примечание. Показатели содержания кислорода приведены для температуры греющего газа в числителе до 1200 °С, в знаменателе - свыше 1200 °С;

д) для энерготехнологических котлов и котлов-утилизаторов с рабочим давлением пара 11 МПа (110 кгс/см ^{2}) - 10 мкг/кг;

е) для высоконапорных парогенераторов парогазовых установок при рабочем давлении 4 МПа (40 кгс/см ^{2}) - 20 мкг/кг, 10 МПа (100 кгс/см ^{2}) - 10 мкг/кг, 14 МПа (140 кгс/см ^{2}) - 10 мкг/кг.

В подпиточной и сетевой воде водогрейных котлов содержание кислорода не зависит от системы теплоснабжения (открытая или закрытая), нормируется в зависимости от температуры сетевой воды и не должно превышать 50 мкг/кг при 115°С, 30 мкг/кг при 150°С и 20 мкг/кг при 200° С. Приведенные нормы не распространяются на водогрейные котлы, установленные на тепловых электростанциях и в отопительных котельных, работающих по отопительно-вентиляционному графику отпуска тепла, для которых качество воды должно соответствовать требованиям "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей" [11].

На тепловых электростанциях содержание кислорода в питательной воде (до точки ввода обескислороживающих химических реагентов) в соответствии с "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей" не должно превышать: для котлов с давлением до 10 МПа (100 кгс/см ^{2}) - 20 мкг/кг; для котлов с давлением 10 МПа (100 кгс/см ^{2}) и более - 10 мкг/кг.

Свободная углекислота в питательной воде паровых котлов и в подпиточной воде водогрейных котлов (подпиточной воде тепловых сетей) не допускается. Выполнение приведенных нормативов обеспечивается обработкой воды в деаэраторах. Удаление из воды растворенных в ней газов можно обеспечить, поддерживая над водой среду, не содержащую этих газов, т. е. поддерживая парциальное давление газов над водой равным нулю. На практике в качестве такой среды широко применяют водяной пар, нагревая при этом воду до температуры кипения, соответствующей давлению в сосуде, и отводя из него выделяющиеся газы.

Содержание кислорода в воде при ее кипении равно нулю. При недогреве воды до температуры кипения содержание растворенного в ней кислорода тем выше, чем больше недогрев. Для кислорода эта зависимость иллюстрируется рис. 3.26. На использовании этого принципа основано устройство термических деаэраторов, в которых вода, разбитая на струи, нагревается путем смешивания с паром до температуры кипения, соответствующей выбранному рабочему давлению в деаэраторе. Для нагрева воды в деаэраторе применяют также барботажные устройства.

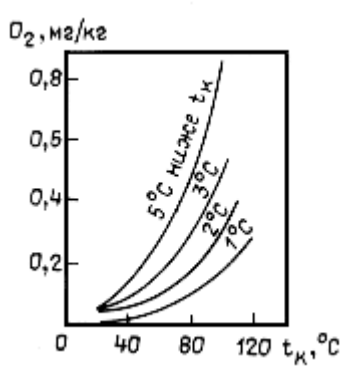


Рис. 3.26. Содержание кислорода в воде при различных недогревах ее до температуры кипения (t_k)

Тщательно продуманная конструкция деаэратора и налаженная его работа обеспечивают удаление из питательной воды практически полностью кислорода и основной массы углекислоты. В случае применения дополнительного барботажа в деаэраторе достигается также полное удаление

свободной углекислоты и разложение бикарбонатных соединений (удаление связанной углекислоты в количестве до 30-50%). Установка в комплекте с деаэратором охладителя выпара позволяет усилить вентиляцию головки деаэратора и отвод выделяющихся из воды газов, что в конечном итоге повышает эффективность работы деаэратора.

Термические деаэраторы предназначены для удаления из питательной и подпиточной воды коррозионно-активных газов. В зависимости от рабочего давления деаэраторы подразделяют на: атмосферные, с рабочим давлением 1,2 ата; повышенного давления, с рабочим давлением 6 ата и более; вакуумные, с рабочим давлением ниже 1 ата (применяются сравнительно редко).

Деаэраторы повышенного давления относятся к сосудам, на которые распространяются "Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением". На тепловых электростанциях деаэраторы повышенного давления применяют в качестве смешивающего подогревателя высокого давления в системе регенеративного подогрева питательной воды. Промышленностью серийно выпускаются деаэраторы повышенного давления производительностью 5, 13, 225, 500, 1000, 1300, 1600, 2000 т/ч на давление 0,6; 0,7 и 0,8 МПа (6, 7 и 8 кгс/см ^{2}).

Конструктивно деаэратор повышенного давления представляет собой бак, на котором устанавливается деаэрационная колонка. Соединение бака с колонкой выполняют сварным швом. Особую группу представляют деаэраторы ДСП-6 и ДСП-13, выпускаемые для передвижных котельных агрегатов, представляющие собой бесколонковые трехступенчатые деаэраторы с комбинированным барботажным устройством, которые работают при давлении 0,8 МПа (8 кгс/см ^{2}) и температуре исходной воды 20-30 °С.

Деаэраторы с колонками ДСП-225-7, ДСП-500М-2, ДСП-1000, ДСП-1300, ДСП-1600М-1, ДСП-2000-1 двухступенчатого (струйно-барботажного) деаэрирования выпускает производственное объединение "Сибэнергомаш".

3.3.2. Работа деаэраторов повышенного давления

Принцип работы бесколонковых трехступенчатых деаэраторов поясняется схемой, приведенной на рис. 3.27. Химически очищенная вода по трубопроводу через патрубок 1 подается на дырчатую тарелку 3, с которой струями стекает в верхний лоток 4. Разделение потока воды на многочисленные струи повышает эффективность подогрева ее в паровом пространстве деаэратора.

Далее вода попадает в смесительную камеру 7 верхнего барботажного устройства, в которую подается также конденсат. Для обеспечения заданного направления движения воды в деаэраторе установлена перегородка 6, введенная выше уровня воды в баке. Верхнее барботажное устройство включает циркуляционные перегородки 5 и барботажный лист, на котором перфорация выполнена только в зоне напротив подъемной шахты, образованной циркуляционными перегородками 5.

В смесительной камере химически очищенная вода смешивается с конденсатом и далее поступает на барботажный лист. Восходящим потоком пара вода подхватывается в подъемную шахту, из верхней части которой по циркуляционным каналам, образуемым перегородками, опускается вниз, вновь попадая на барботажный лист. Таким образом, в циркуляционной шахте 15 создаются устойчивые циркуляционные контуры. Полный подогрев и дегазация воды происходят при кратности циркуляции, достигающей примерно 30. Из верхнего барботажного устройства вода по нижнему лотку 16 отводится в аккумулирующую часть деаэратора. В аккумулирующей части деаэратора поддерживается постоянная циркуляция воды, которая обеспечивается нижним барботажным устройством.

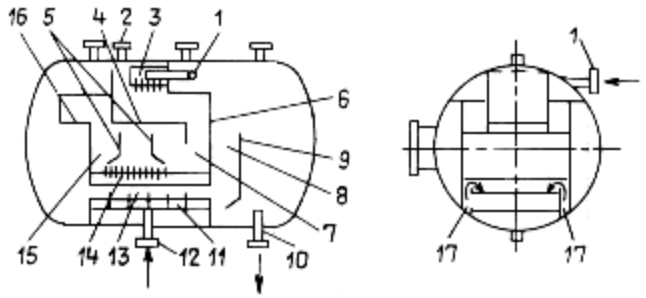


Рис. 3.27. Принципиальная схема бесколонковых трехступенчатых деаэраторов (ДСП-6 и ДСП-13): 1 - патрубок ввода химически умягченной воды; 2 - патрубок отвода выпара; 3 - дырчатая тарелка; 4 - верхний лоток; 5 - циркуляционные перегородки; 6 - перегородка; 7 - смесительная камера; 8 - циркуляционный канал; 9 - циркуляционная перегородка; 10 - патрубок отвода деаэрированной воды; 11 - нижний дырчатый лист; 12 - патрубок подвода пара; 13 - барботажный канал; 14 - верхний дырчатый лист; 15 - циркуляционная шахта; 16 - нижний лоток; 17 - пароперепускные короба

Пар в деаэратор подводится по трубе под нижний барботажный лист. После создания под листом паровой подушки, обусловливаемой расходом пара через отверстия в листе и количеством подаваемого в деаэратор пара, пар через боковые пароперепускные короба поступает под верхний барботажный лист, где часть его конденсируется. Транзитный пар, обеспечивая подогрев и необходимую кратность циркуляции воды, отводится к верхнему лотку, по пути смешиваясь с паром, поступающим с нижнего барботажного устройства, и далее направляется в струйный отсек. Здесь значительная часть пара конденсируется. Выпар из деаэратора отводится через патрубок 2. Деаэрированая питательная вода подается на всас питательного насоса по трубопроводу, подключаемому к патрубку 2.

На тепловых электростанциях широко применяются деаэраторы повышенного давления с колонками двухступенчатой (струйно-барботажной) деаэрации. Работа таких деаэрационных колонок иллюстрируется принципиальной схемой деаэрационой колонки ДСП-500М, приведенной на рис. 3.28. Колонки ДСП-225-7 и ДСП-500М (ДСП-500М-1 и ДСП-500М-2) аналогичны по конструкции и имеют барботажное устройство в нижней части.

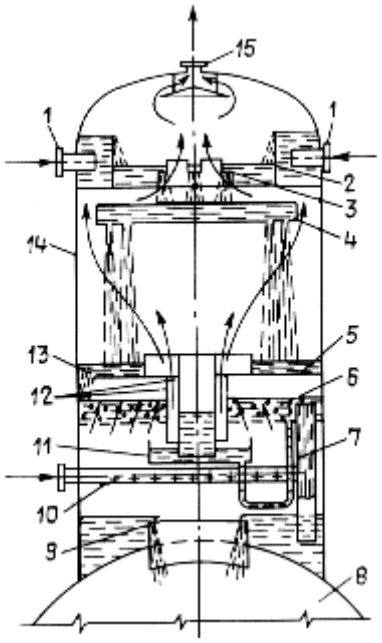


Рис. 3.28. Принципиальная схема деаэрационной колонки ДСП-500М: 1 - подводящие штуцера; 2 - смесительно-распределительное устройство; 3 - горловина смесительно-распределительного устройства; 4 - перфорированная тарелка; 5 - водоперепускной лист; 6 - перфорированный лист; 7 - сливные трубы; 8 - бак-аккумулятор; 9 - горловина бака; 10 - коллектор; 11 - поддон; 12 - перепускные трубы; 13 - сегментное отверстие; 14 - деаэрационная колонка; 15 штуцер

Деаэрационная колонка (ДСП-500М) 14, установленная на баке-аккумуляторе 8 (рис. 3.28), имеет подводящие штуцера 1, смесительное устройство 2, перфорированную тарелку 4, водоперепускной лист 5 и барботажное устройство, состоящее из перфорированного листа 6, пароперепускных труб 12 и сливных труб 7.

Химически обессоленная вода и основной конденсат направляются в смесительно-распределительное устройство 2 и через его горловину 3 сливаются на перфорированную тарелку 4. С тарелки 4 поток воды многочисленными струями сливается на водоперепускной лист 5, а с него через сегментное отверстие 13 - на барботажное устройство. Перемещаясь по барботажному листу, вода нагревается паром, проходящим через перфорацию листа. На периферии барботажного листа установлены водосливные трубы, верхние концы которых выступают над листом, чем обеспечивается постоянный уровень воды над листом при работе водослива. Горловина 9 на баке 8 и нижние концы сливных труб 7 образуют гидрозатвор, препятствующий проходу пара, помимо барботажного устройства. Из гидрозатвора вода сливается через горловину 9 в бак-аккумулятор. Пар под барботажный лист подается по коллектору 10.

Площадь перфорации барботажного листа определена, исходя из условия обеспечения при минимальной нагрузке деаэратора устойчивой паровой подушки под листом, исключающей провал воды через отверстия листа. С увеличением производительности и расхода пара давление в подушке и ее высота увеличиваются. В случае превышения высоты паровой подушки 140 мм вод. ст. включаются в работу сначала наружная, а затем и внутренняя пароперепускные трубы 12, по которым в обвод барботажного листа избыточный пар отводится в струйный отсек. Погруженные в поддон 11 нижние концы пароперепускных труб образуют гидрозатвор, который заполняется автоматически при уменьшении расхода пара подачей части воды через водоперепускные трубы, соединяющие поддон с периферией барботажного листа. Выпар отводится через штуцер 15, расположенный в верхней части колонки.

Деаэраторы с колонкой ДСП-500М применяют также в схеме подготовки питательной воды на энергоблоках мощностью 200 МВт взамен применявшихся ранее деаэраторов ДСП-320. Принципиальная схема работы деаэраторов с колонками ДСП-1000, применяемых в энергоблоках

мощностью 300 МВт, аналогична схеме деаэратора ДСП-500М. Для энергоблоков мощностью 500 и 1200 МВт применяют деаэраторы с колонками ДСП-2000 производительностью 2000 т/ч (одна колонка на деаэратор блока 500 МВт и две на деаэратор блока 1200 МВт). Принципиальная схема колонки ДСП-2000 аналогична схеме колонки ДСП-500М, однако имеются конструктивные отличия в исполнении отдельных узлов. Для блоков мощностью 800 МВт разработана горизонтальная колонка двухступенчатого (струйно-барботажного) деаэрирования типа ДСП-1300.

Технические характеристики деаэрационных колонок деаэраторов повышенного давления приведены в табл. 3.14. Основные комплектующие изделия и арматура деаэраторов повышенного давления перечислены в табл. 3.15.

Требуемое качество деаэрированной воды поддерживается системой автоматического регулирования работы деаэраторной установки, которая обеспечивает: подачу в деаэратор необходимого количества пара для подогрева воды до температуры насыщения при рабочем давлении в деаэраторе, поддержание постоянного давления, требуемого расхода выпара, равенства весовых расходов подводимых и отводимых потоков.

Таблица 3.14

Технические характеристики деаэрационных колонок деаэраторов повышенного давления (ДСП)

Показатель	ДСП-6	ДСП-13	ДСП-225-7	ДСП-500М-2	ДСП-1000	ДСП-1300	ДСП-1600М-1	ДСП-2000-1
Рабочее давление, МПа ($кгс/см^2$), абс.	0,8(8)	0,8(8)	0,8(6)	0,6(6); 0,7(7)	0,7(7)	0,7(7)	0,7(7)	0,7(7)
Номинальная производительность, т/ч	6	13	225	500	1000	1300	1600	2000
Рабочая температура, ° С	169,6	169,6	158	158; 164,2	164,2	164,2	164,2	164,2
Диаметр, мм	1100*	1100*	1800	2000	2400	3400	2800	3400
Высота, мм	-	-	3340	3150	4000	4000	4300	4570
Масса, кг	-	2800	3500	4250	7100	22700	10000	12500
Емкость (геометрическая), $м^3$	-	5,0	8,0	8,5	17,0	52	23,0	32,0

* Диаметр бака деаэратора.

Таблица 3.15

Комплектация деаэраторов повышенного давления

Тип	Комплектующие изделия									
	тип	деаэра-	охла-	клапан	клапан	за-	ука-	вен-	вен-	регу-

деаэратора	деаэрационной колонки	торный бак емкостью, м ^{3}	дитель выпара*	предохранительный*	импульсный*	движка с электроприводом*	затель уровня	тиль воздушный	тиль запорный	лятор перелива
ДСП-6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ДСП-13	-	-	-	17ч3бр --- 2	-	-	-	-	-	ПШ-64 --- 1
ДСП- 225-7	ДСП-225-7	65	ОВ-18 --- 1	7с-2-3 --- 1	8с-1-4 ---	3Л11025 --- 1	--- 1	В-901 --- 1	В-601 --- 1	-
ДСП-500М-2	ДСП-500М-2	65; 100; 120; 4-7 шт.	ОВ-18 --- 1	7с-2-2 --- 2	8с-1-4 --- 2	3Л11025 --- 1	--- 1	В-901 --- 1	В-601 --- 1	-
ДСП-1000	ДСП-1000	100	ОВ-18 --- 1	7с-3-4 --- 2	8с-1-4 --- 2	3Л11025 --- 1	--- 1	В-901 --- 1	В-601 --- 1	-
ДСП-1300	ДСП-1300	120	ОВ-18 --- 1	7с-3-3 --- 5	8с-1-4 --- 5	3Л11025 --- 1	12с17бк --- 3	В-901 --- 1	В-601 --- 1	-
ДСП-1600М-1	ДСП-1600М-1	120; 150	ОВ-18 --- 2	7с-3-3 --- 5	8с-1-4 ---	3Л11025 --- 1	--- 1	В-901 --- 1	В-601 --- 1	-
ДСП-2000-1	ДСП-2000-1	150; 185	-	-	-	3Л11025 ---	--- 1	В-901 --- 1	В-601 --- 1	-

* В числителе - тип, в знаменателе - количество.

3.3.3 Профилактика повреждений деаэраторов повышенного давления

Из рассмотрения схемы включения деаэратора (рис. 3.29) видно, что в него направляются потоки с различными параметрами. При этом не для всех выполняется требование "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" об установке на подводящем трубопроводе автоматического редуцирующего устройства с манометром и предохранительным клапаном, расположенными на стороне меньшего давления после редуцирующего устройства в тех случаях, когда давление среды в подводящем трубопроводе выше давления в деаэраторе (например, трубопровод разгрузки питательных насосов, трубопровод слива конденсата из подогревателей высокого давления и др.). Указанное требование может быть выполнено не на всех потоках, поэтому надежная и безопасная работа деаэратора обеспечивается оснащением его комплексом приборов, регулирующих и предохранительных устройств. Для этого каждый деаэратор оснащается регулятором давления на линии греющего пара, поддерживающим постоянное давление независимо от тепловой и гидравлической нагрузок и колебаний давления в источнике (имеется в виду, что давление в источнике пара больше давления в деаэраторе). Баланс расходов между поступающими в деаэратор и отводимыми из него потоками поддерживается регулятором уровня. Контроль за уровнем воды в деаэраторе осуществляют по водоуказательныи приборам прямого действия и по дистанционным указателям уровня.

Защита деаэраторов от превышения давления обеспечивается рычажными неполноподъемными предохранительными клапанами, устанавливаемыми на баках или подводящих трубопроводах греющего пара, и импульсными предохранительными клапанами, устанавливаемыми на паропроводах. При расчете пропускной способности предохранительных клапанов исходят из одновременного максимального поступления пара от всех источников в деаэрационную колонку и полного прекращения подачи холодной воды. Максимальный расход пара из каждого источника определяют по пропускной способности паропровода при полностью открытых запорных и регулирующих органах и максимальном давлении в источнике пара. Определяя максимальный расход пара, учитывают также вторичный пар, образующийся при вскипании перегретых потоков воды, поступающих в деаэратор. На линиях сброса в деаэратор от растопочных сепараторов прямоточных котлов устанавливают ограничительные шайбы и импульсные предохранительные клапаны.

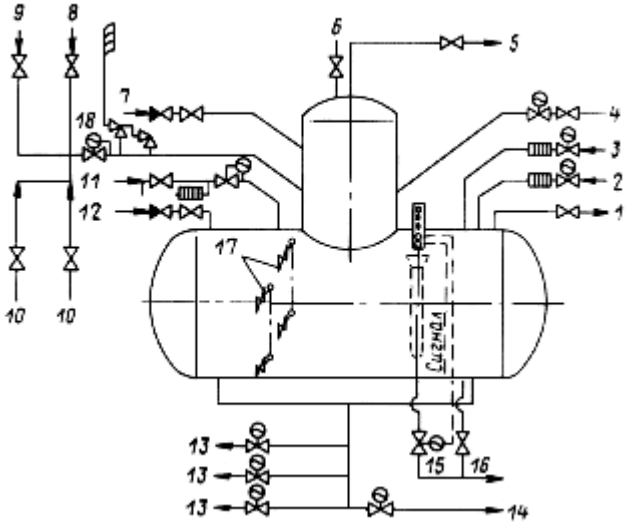


Рис. 3.29. Схема включения деаэратора повышенного давления энергоблока 300 МВт: 1 - подача пара на уплотнение вала турбогенератора и на эжекторы D_y = 350 мм, P_y = 2,5 МПа (25 кгс/см^2); 2 - рециркуляция питательного турбонасоса Р = 1,0 МПа (10 кгс/см^2), t = 164° С, D_y = 150 мм, P_y =40 МПа (400 кгс/см^2); 3 - рециркуляция питательного электронасоса Р = 1,0 МПа (10 кгс/см^2), t = 164° С, D_y = 150 мм, P_y = 40 МПа (400 кгс/см^2); 4 - пар от штоков стопорных и регулирующих клапанов D_y = 100 мм, P_y = 2,5 МПа (25 кгс/см^2), Р = 1,0 МПа (10 кгс/см^2), t = 500° С; 5 - выпар D_y = 80 мм, P_y = 6,4 МПа (64 кгс/см^2); 6 - воздушник D_y =10 мм, P_y = 10 МПа (100 кгс/см^2); 7 - основной конденсат Р = 1,0 МПа (10 кгс/см^2), t = 158° С, D_y = 300 мм, P_y =2,5 МПа (25 кгс/см^2); 8 - пар от коллектора собственных нужд 1,3 МПа (13 кгс/см^2); 9 - пар от растопочного сепаратора РС=20 с давлением 2,0 МПа (20 кгс/см^2); 10 - греющий пар от IV и V отбора турбины; 11 - вода с узла впрысков Р = 1,0 МПа (10 кгс/см^2), t = 265° С, D_y = 100 мм, P_y =40 МПа (400 кгс/см^2); 12 - дренаж греющего пара подогревателей высокого давления Р = 1,7 МПа (17,3 кгс/см^2), t = 212° С, D_y = 150 мм, P_y = 6,4 МПа (64 кгс/см^2); 13 - всас бустерных питательных насосов D_y = 300 мм, P_y = 2,5 МПа

(25 кгс/см^2); 14 - всас НКП D_y = 250 мм, P_y = 2,5 МПа (25 кгс/см^2); 15 - перелив Н = 2,5 м, D_y = 200 мм, P_y = 2,5 МПа (25 кгс/см^2); 16 - опорожнение D_y = 150 мм, P_y = 2,5 МПа (25 кгс/см^2); 17 - водоуказательные стекла, пробковый клапан D_y = 10 мм; 18 - предохранительные клапаны (2 шт.) D_y = 250 мм, P_y = 0,85 МПа (8,5 кгс/см^2) с импульсными клапанами D_y = 20 мм

Так как в деаэратор подается ряд потоков с параметрами, значительно превышающими рабочие параметры для деаэратора, то в случае неисправности регулятора уровня корпус деаэратора может оказаться полностью заполненным водой, давление которой с большой скоростью достигнет максимальной величины давления входящих потоков. Это может привести к разрушению корпуса деаэратора. Поэтому для исключения переполнения деаэратора на нем устанавливают автоматические регуляторы перелива, открывающие автоматически сброс воды из деаэратора при достижении предельного уровня. Сброс воды прекращается как только восстанавливается нормальный уровень. В качестве автоматического клапана сброса широко применяется разгруженный поплавковый регулятор типа РП-80, пропускная способность которого при перепаде давления 0,5 МПа (5 кгс/см^2) составляет 130 т/ч.

При эксплуатации деаэраторов повышенного давления отмечались случаи повреждения аккумуляторных баков. Так, на одной из ТЭЦ было замечено парение в средней части аккумуляторного бака деаэратора 6 ата.

Визуальным осмотром в местах парения обнаружены сквозные трещины, две из которых располагались в местах приварки ребер жесткости, а три - в местах приварки сборочных приспособлений. Магнитопорошковой дефектоскопией было выявлено около ста трещин протяженностью до 400 мм и глубиной до 5 мм. Значительная часть из них была расположена под ребрами жесткости, некоторые трещины развивались в глубь металла от подрезов. Ультразвуковой дефектоскопией были обнаружены трещины, не выявленные магнитопорошковой дефектоскопией.

Исследования показали, что по химическому составу и механическим свойствам металл бака деаэратора соответствовал установленным требованиям. Трещины имели внутрикристаллитный характер, края их были несколько размыты. Зависимости обнаруженных повреждений от времени эксплуатации, материала и других факторов не было установлено. При проверке баков-аккумуляторов были обнаружены подрезы и выборки металла, являющиеся концентраторами остаточных напряжений и напряжений, возникающих в процессе эксплуатации. Приварка ребер жесткости к обечайкам бака была выполнена с нарушением шахматного порядка приварки ребер; на некоторых участках зазор между ребрами жесткости и обечайками доходил до 6 мм и для его уменьшения были приварены прутки. Ширина сварных швов и высота катетов были неравномерны, имели место подрезы швов до 7 мм и незаваренные кратеры глубиной до 6 мм. Анализ данных эксплуатации деаэраторов на ТЭЦ показал, что развитию трещин способствуют нарушения нормальной работы колонки деаэратора.

Отдельные потоки воды, смешивающиеся в колонке деаэратора, имеют широкий диапазон значений pH (от 6 до 10,5). Колебания pH воды обусловливают частичное разрушение пленки оксидов железа. Это ускоряет протекание процессов электрохимической коррозии, о чем свидетельствует наличие размытых окончаний трещин.

Кроме основного потока конденсата турбин, нагретого в подогревателе низкого давления до температуры, близкой к температуре насыщения, в колонку деаэратора поступает также ряд потоков воды с более низкой температурой (например, значительный поток химически очищенной воды с температурой 100-105 °С). Это приводит к появлению гидравлических ударов, что, с одной стороны, ухудшает деаэрацию, а с другой, - способствует образованию трещин.

Случаи выявления сквозных трещин на деаэраторах повышенного давления отмечались и на других электростанциях. Для предупреждения повреждений аккумуляторных баков деаэраторов повышенного давления (6 и 7 ата) противоаварийным циркуляром № Т-4/69 Главтехуправление Минэнерго СССР предложило:

на всех деаэраторах повышенного давления, находящихся в эксплуатации, проводить 100%

проверку швов приварки ребер жесткости и монтажного сварного шва приварки деаэрационных колонок к баку ультразвуковым методом, а также сварных соединений обечаек, мест приварок сборочных приспособлений и мест выборок металла - внешним осмотром и магнитопорошковой дефектоскопией. Во всех случаях выявления дефектов (трещин) следует вызывать представителя завода-изготовителя для выдачи рекомендаций по технологии ремонта;

принимать необходимые меры по устранению тепловых перегрузок деаэраторов для предотвращения гидравлических ударов (в частности, путем предварительного подогрева химически очищенной воды до 140-145 °С), а также обеспечить максимальную стабильность водно-химического режима.

Предложенные противоаварийным циркуляром меры были выполнены, однако последующая эксплуатация отремонтированных баков показала, что через некоторое время повреждения, аналогичные описанным, возникают вновь, поэтому при эксплуатации деаэраторов должно быть уделено особое внимание обеспечению стабильного режима их работы (исключение тепловых перегрузок и поддержание стабильного водно-химического режима). При проведении внутренних осмотров особое внимание должно уделяться осмотру мест возможного образования трещин.

Особое внимание необходимо обращать на соблюдение требований "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением", при подключении деаэраторов к источнику давления. Согласно правилам, сосуд, который работает под давлением, меньшим давления питающего его источника, должен иметь на подводящем трубопроводе автоматическое редуцирующее устройство с манометром и предохранительным клапаном, установленными на стороне меньшего давления после редуцирующего устройства. При этом следует иметь в виду, что при необходимости иметь обводную (байпасную) линию у редуцирующего устройства она должна быть также оборудована редуцирующим устройством с манометром и предохранительным клапаном, установленными на стороне меньшего давления.

Несоблюдение указанных требований может привести к тяжелым последствиям. На ГРЭС из-за повышения давления выше допустимого произошло разрушение деаэратора повышенного давления (рабочее давление 6 кгс/см ^{2} , температура нагрева воды 158 °С, емкость бака деаэратора 100 м ^{3}). В результате аварии были повреждены строительные конструкции машинного зала, оборудование и трубопровод, расположенные в зоне деаэратора, остановлена работа электростанции.

Тепловой схемой электростанции была предусмотрена подача греющего пара в деаэратор от второго отбора турбины через регулятор давления, а также по резервной линии от главного паропровода через БРОУ-100/31 ата и РОУ-31/14 ата. Ввиду того что работы по наладке регулятора давления на отборе пара от турбины не были закончены, питание паром деаэратора осуществлялось по резервной линии. На линии резервного подвода пара в деаэратор из-за нарушения требований "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением", не было установлено автоматическое редуцирующее устройство, исключающее возможность повышения давления в деаэраторе выше 6 ата (давление в источнике питания 14 ата).

Установленные на этой линии БРОУ-100/31 ата и РОУ-31/14 ата эксплуатировались без устройств автоматического регулирования давления и температуры, без быстродействующего электропривода на БРОУ и охлаждения пара на РОУ. В нарушение правил технической эксплуатации электростанции регулирование давления в деаэраторе осуществлялось с помощью секционной запорной задвижки на паропроводе острого пара. При выводе в ремонт коллектора с давлением пара 3,1 МПа (31 кгс/см ^{2}) произвольное открытие этой задвижки привело к быстрому росту давления в деаэраторе и его разрушению.

3.4. Обеспечение надежности сосудов машин аммиачного комплекса (МАК)

3.4.1 Оборудование для жидкого аммиака

В сельскохозяйственном производстве широко применяется жидкий аммиак в качестве высококонцентрированного азотного удобрения и консерванта кормов. Для его хранения, транспортировки и применения используют:

склады жидкого аммиака (СЖА-500, СЖА-100);

склады полевые аммиачные (СПА-50, ЦПА-30);

цистерны для транспортировки аммиака (ЦТА-10, МЖА-6);

заправщики безводного аммиака (ЗБА-3,2; ЗТА-3);

агрегаты для внесения аммиака в почву (АБА-0,5М; АБА-1; АША-2)*.

_____

* Цифры в обозначениях соответствуют емкости резервуаров по аммиаку, т.

На всех стадиях технологического процесса аммиак содержат в сосудах в сжиженном виде под избыточным давлением. Жидкий аммиак характеризуется большим коэффициентом объемного расширения, поэтому заполнять сосуды более чем на 85% нельзя (норма наполнения: 0,57 кг на 1 л емкости). Так, если при 0° С сосуд полностью залить аммиаком, то при повышении температуры до 30 °С давление его может достичь 51,5 МПа (515 кгс/см ^{2}).

Склады жидкого аммиака предназначены для его приема, хранения и выдачи; они сооружаются емкостью 100 и 500 т. Склады, на которые жидкий аммиак поступает в железнодорожных цистернах, называют прирельсовыми. В качестве перевалочного пункта между прирельсовым складом и полем используют глубинные склады, на которые жидкий аммиак доставляется автомобильными цистернами. На складах для хранения аммиака используют горизонтальные сосуды вместимостью 16,3 и 100 м ^{3} , работающие под давлением 1,6 МПа (16 кгс/см ^{2}).

Цистерны полевые аммиачные ЦПА-30, СПА-50 предназначены для приема жидкого аммиака из сосудов машин аммиачного комплекса, хранения его запаса, наполнения сосудов тракторных заправщиков и сосудов агрегатов внесения жидкого аммиака в почву.

Цистерна-полуприцеп ЦТА-10-701 (рис. 3.30) агрегатируется с трактором К-701 (допускается агрегатирование с тракторами К-700 и К-700А), цистерна-полуприцеп ЦТА-10-5410 агрегатируется с автомобилем КАМАЗ-5410. Цистерна-полуприцеп представляет собой сварной сосуд цилиндрической формы с эллиптическими днищами; его объем 17,6±0,12 м ^{2} , емкость по жидкому аммиаку 10 т, давление расчетное 2,0 МПа (20 кгс/см ^{2}), давление рабочее 1,6 МПа (16 кгс/см ^{2}).

На заднем днище сосуда размещается арматурный шкаф, внутри которого расположены манометр 6, указатель уровня 7, запорно-регулирующая арматура (вентили запорные 1, 16, вентиль для манометра 5, клапан жидкостный 12, распределитель 15, вентиль продувочный 17, вентили газовые 18, 19), предохранительные устройства (отсекатель 13, маслоотделитель 14, устройство предохранительное 20), коммуникации (соединительные коммуникации 8, трубопроводы 2, 4, газоотвод 3, рукава газовый и жидкостный 9, 11).

Машина для транспортировки жидкого аммиака МЖА-6-130 (рис. 3.31) состоит из тягача и цистерны-полуприцепа. Цистерна-полуприцеп представляет собой сварной сосуд цилиндрической формы с эллиптическими днищами. Номинальный объем сосуда 10,56 м ^{3} ; емкость по жидкому аммиаку 6 т; давление в сосуде: расчетное 2,0 МПа (20 кгс/см ^{2}), рабочее 1,6 МПа (16 кгс/см ^{2}).

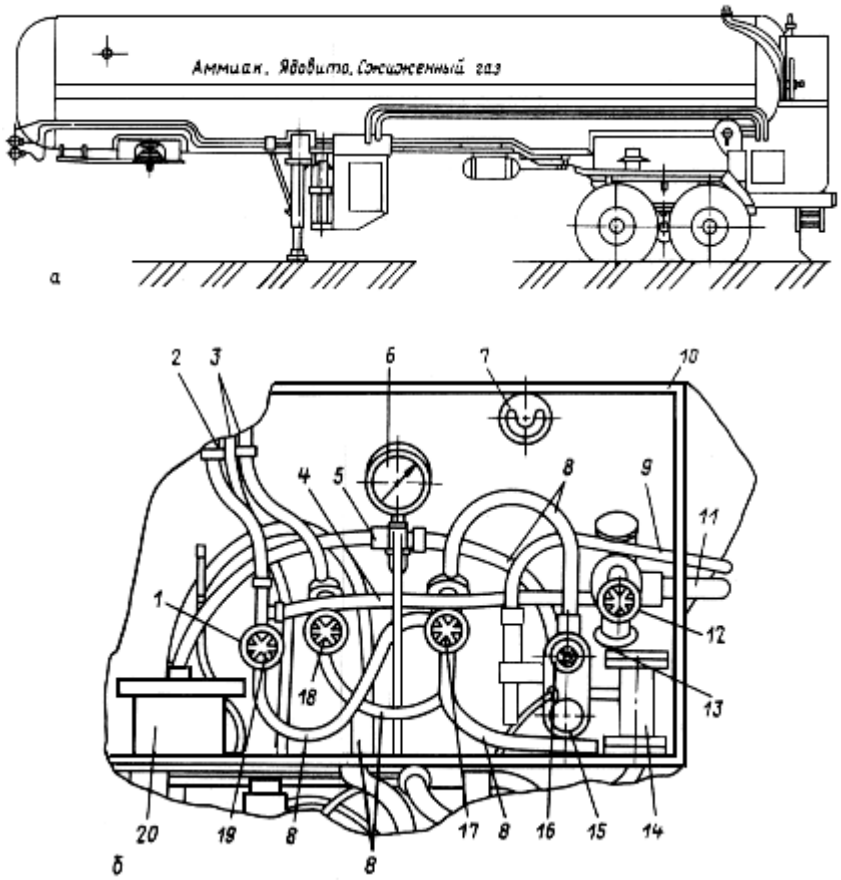


Рис. 3.30. Цистерна-полуприцеп ЦТА-10-701: а - общий вид; б - размещение аппаратуры в арматурном шкафу; 1 - вентиль запорный; 2 - трубопровод; 3 - газоотвод; 4 - трубопровод; 5 - вентиль для манометра; 6 - манометр; 7 - указатель уровня; 8 - соединительные коммуникации; 9 - газовый рукав; 10 - кожух арматурного шкафа; 11 - жидкостный рукав; 12 - клапан жидкостный; 13 - отсекатель; 14 - маслоотделитель; 15 - распределитель; 16 - вентиль запорный; 17 - вентиль продувочный; 18 - вентиль газовый; 19 - вентиль газовый; 20 - устройство предохранительное

Заправщик безводного аммиака ЗБА-3,2-817 (рис. 3.32) состоит из сосуда-цистерны 2 в сборе с арматурой. Сосуд ЗБА-3,2 сварной цилиндрической формы с эллиптическими днищами устанавливается на шасси автомобильного прицепа ГКБ-817. Объем сосуда 5,7 м ^{3}, емкость по жидкому аммиаку 3,2 т, рабочее давление до 1,6 МПа (16 кгс/см ^{2}). На заднем днище установлен указатель предельного наполнения 16 и расположен люк, на крышке которого смонтированы вентили - жидкостный 9 и газовый 12, манометр с вентилем 11, указатель уровня 13 и бачок для бензина 15. В арматурном шкафу размещаются: вихревой компрессор 3 с автономным приводом от двигателя внутреннего сгорания "Дружба-4" 4, распределитель 8, продувочный вентиль 10, арматура и коммуникации. В верхней части обечайки сосуда смонтирован предохранительный клапан 14.

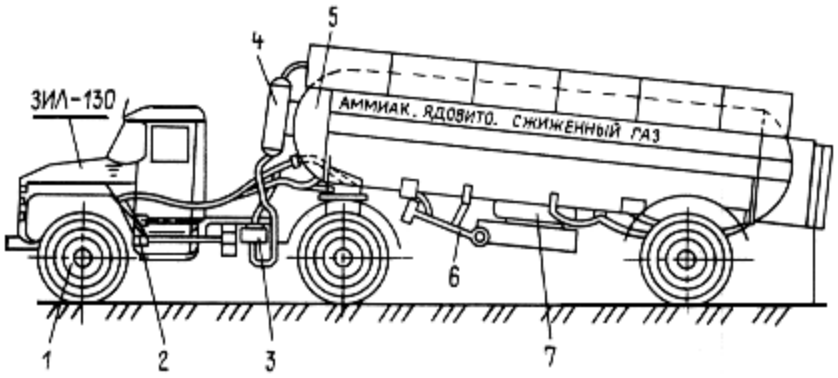


Рис. 3.31. Машина для транспортировки жидкого аммиака МЖА-6-130: 1 - диск колес; 2 - коробка отбора мощности; 3 - редуктор масляного насоса; 4 - масляный бак; 5 - цистерна; 6 - опорный механизм; 7 - запасное колесо

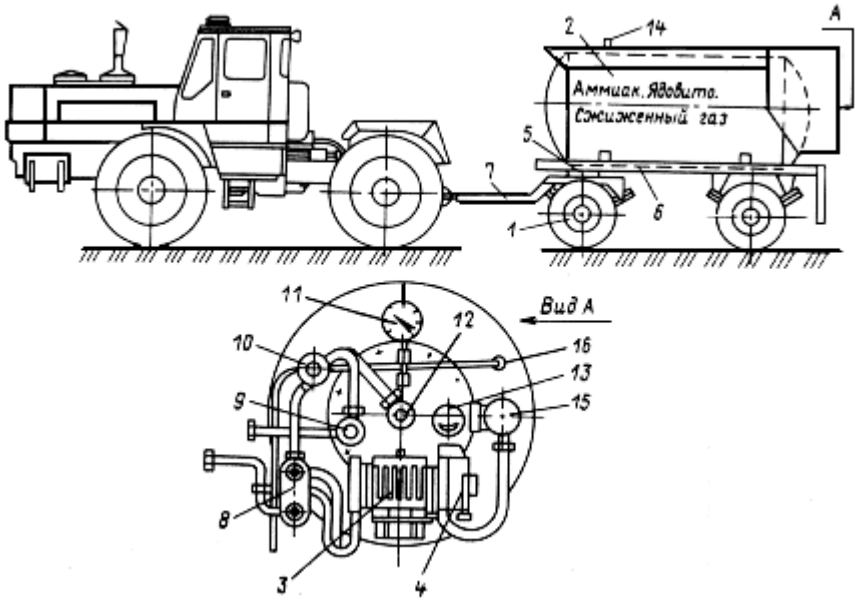


Рис. 3.32. Агрегат ЗБА-3,2-817: 1 - колесо; 2 - цистерна; 3 - компрессор; 4 - двигатель "Дружба"; 5 - поворотное устройство; 6 - рама; 7 - дышло; 8 - распределитель; 9 - вентиль жидкостный; 10 - вентиль продувочный; 11 - манометр с вентилем; 12 - вентиль газовый; 13 - указатель уровня; 14 - клапан предохранительный; 15 - бензобак; 16 - указатель предельного уровня

Заправщик тракторный аммиачный ЗТА-3 (рис. 3.33) агрегатируется трактором класса 1,4 тс (МТЗ-80). Цистерна-полуприцеп представляет собой сварной сосуд цилиндрической формы с эллиптическими днищами; объем сосуда 5,28 м ^{3}, емкость по жидкому аммиаку 3,0 т, рабочее давление 1,6 МПа (16 кгс/см ^{2}).

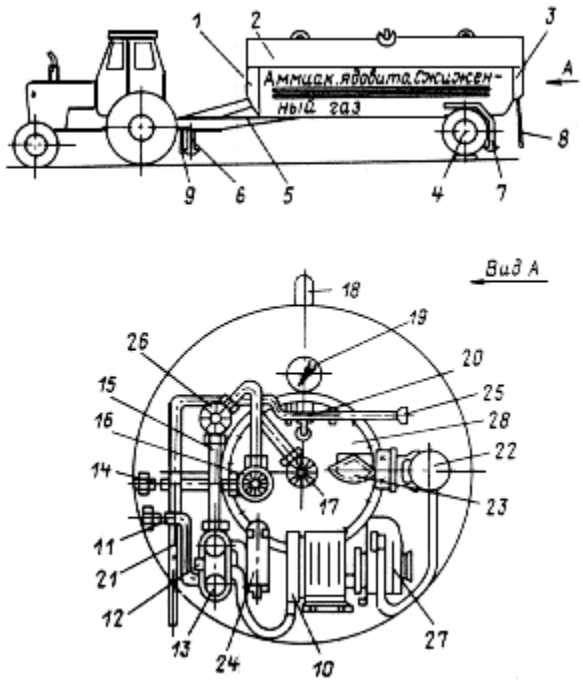


Рис. 3.33. Заправщик тракторный аммиачный ЗТА-3: 1 - цистерна; 2 - кожух теневой; 3 - шкаф арматурный; 4 - ось с колесами и тормозами в сборе; 5 - дышло; 6 - опора; 7 - опора; 8 - цепь заземления; 9 - цепь страхующая; 10 - компрессорный агрегат; 11 - рукав газовый; 12 - клапан; 13 - распределитель; 14 - рукав жидкостный; 15 - коммуникация соединительная; 16 - вентиль жидкостный; 17 - вентиль газовый; 18 - клапан предохранительный; 19 - манометр; 20 - вентиль для манометра; 21 - газопровод; 22 - бачок для бензина; 23 - указатель уровня; 24 - огнетушитель; 25 - указатель предельного наполнения; 26 - вентиль продувочный газовый; 27 - двигатель "Дружба"; 28 - крышка люка

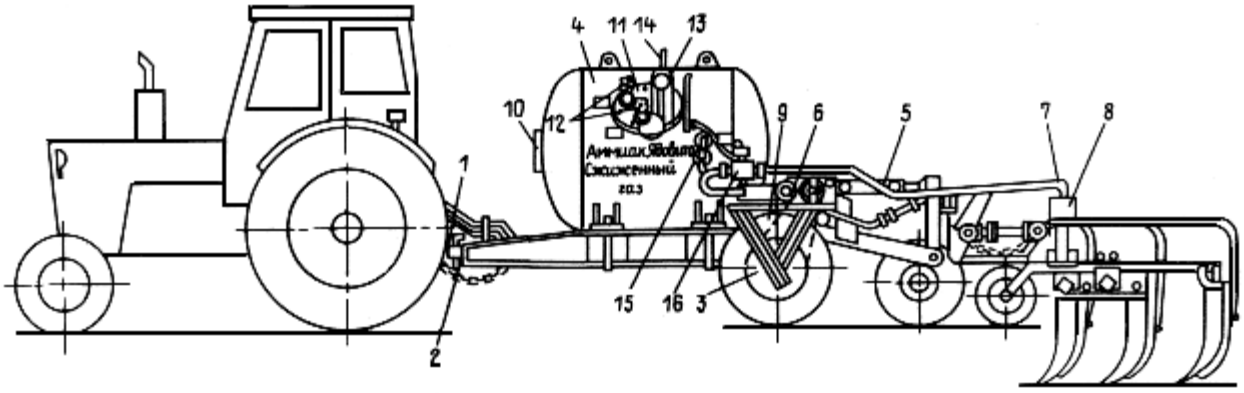


Рис. 3.34. Агрегат АБА-0,5М: 1 - серьга; 2 - предохранительная цепочка; 3 - диск колеса; 4 - цистерна; 5 - механизм задней навески; 6 - насос-дозатор; 7 - клапан отсечной; 8 - распределитель; 9 - цепная передача; 10 - уровнемер; 11 - крышка люка; 12 - вентили; 13 - манометр; 14 - предохранительный клапан; 15 - расходный вентиль; 16 - теплообменник

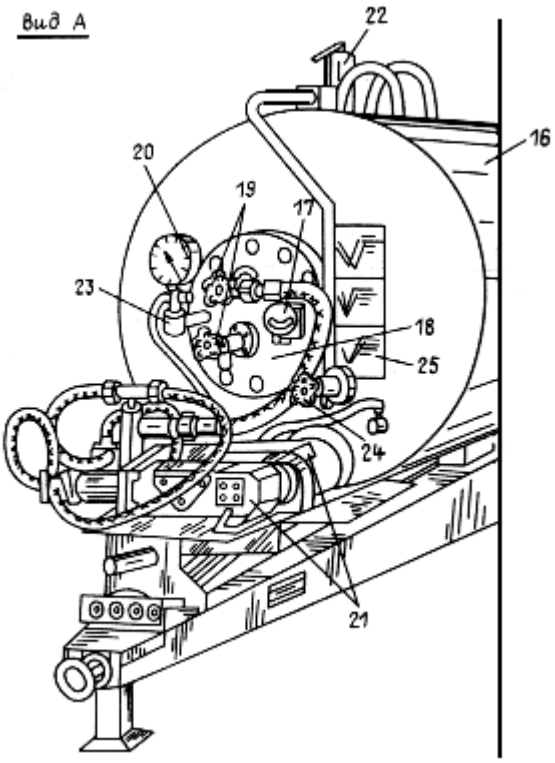


Рис. 3.35. Агрегат АША-2 в сцепке с трактором Т-150К: 1 - насосы дозаторы; 2 - теплообменник; 3 - манометр; 4 - цистерна; 5 - клапан отсечной; 6 - распределитель; 7 - рабочий орган; 8 - предохранительная цепочка; 9 - механизм задней навески; 10 - колесо; 11 - корпус подшипников промежуточной передачи; 12 - защитное ограждение цепной передачи; 13 - карданная передача; 14 - приспособление для внесения аммиака в почву; 15 - серьга; 16 - сосуд; 17 - уровнемер; 18 - крышка люка; 19 - вентили; 20 - манометр; 21 - насосы-дозаторы; 22 - клапан предохранительный; 23 - вентиль для манометра; 24 - вентиль D_y =20; 25 - панель с графиками норм внесения аммиака

На заднем днище сосуда размещается арматурный шкаф 3, внутри которого расположены: компрессорный агрегат 10 с приводом от двигателя внутреннего сгорания "Дружба-4" 27, распределитель 13, вентили - продувочный 26, жидкостный 16, газовый 17, манометр 19 с вентилем для манометра 20, указатель уровня 23, соединительная коммуникация 15, рукава газовый 11, жидкостный 14. В верхней части сосуда установлены предохранительный клапан и строповые устройства.

Дверка арматурного шкафа сосудов машин аммиачного комплекса ЦТА-10, МЖА-6, ЗБА-3,2-817; ЗТА-3 должна находиться постоянно закрытой на замок, за исключением времени выполнения технологических операций: "заправки - самозаправки", технологического обслуживания и ремонта. В нижней части шкафа прикрепляются цепь для постоянного заземления и тросик со штырем для заземления во время заправок и стоянок. Со стороны переднего днища располагаются два предохранительных клапана с отводами, люк, маслопроводы, дышло, выводы пневмосистемы и электрожгута.

Сосуды машин аммиачного комплекса окрашивают в светло-серый или белый цвет; на цилиндрической части корпуса наносится с обеих сторон желтая полоса шириной 200 мм. Над полосой делается надпись черного цвета "Аммиак. Ядовито. Сжиженный газ".

Агрегат АБА-0,5М предназначен для внесения жидкого аммиака в почву перед посевом сельскохозяйственных культур и для подкормки растений в период вегетации. Агрегаты АБА-1, АША-2 предназначены для внесения жидкого аммиака в почву после предпосевной и основной обработки

почвы. Агрегатируется АБА-1 с трактором Т-150К (класс 3 тс/н с культиватором КРН-8,4 или с пятикорпусным плугом ЛН-5-35). Агрегатируется агрегат АША-2 с трактором Т-150К-С$_1$ и приспособлением для внесения жидких минеральных удобрений (ширина захвата 7,35 м).

Агрегат АБА-0,5М (рис. 3.34) представляет собой прицепную конструкцию, состоящую из рамы с ходовыми колесами и гидрофицированным механизмом навески для навешивания сельскохозяйственных орудий, сосуда с арматурой, насоса-дозатора и коммуникаций. Сосуд агрегата АБА-0,5М - сварная емкость цилиндрической формы с эллиптическими днищами; номинальный объем сосуда - 0,95 м^3, емкость по жидкому аммиаку - 0,5 т, рабочий объем - 0,8 м^3; давление в сосуде: рабочее 1,6 МПа (16 кгс/см^2), расчетное 2,0 МПа (20 кгс/см^2). На корпусе сосуда под углом 60° расположены горловина люка с крышкой 11, установлен предохранительный клапан 14, жидкостный расходный вентиль 15 со скоростным клапаном, строповые устройства. На крышке горловины сосуда установлены жидкостный вентиль с заправочной трубой и скоростным клапаном и газовыми вентилями 12, газовый вентиль для манометра 13. Манометр установлен в вертикальном положении на специальном кронштейне, закрепленном на шпильках крышки горловины. В переднее днище сосуда вмонтирован указатель уровня (уровнемер) 10 поплавкового типа. Сосуд оборудован лапами для крепления его на раме агрегата с помощью скоб.

Агрегат АША-2 (рис. 3.35) представляет собой прицепную конструкцию, состоящую из шасси, на котором установлен сосуд-цистерна 4 с запорной арматурой и контрольно-измерительными приборами, двух дозирующих насосов 1 и коммуникаций. Сосуд агрегата АША-2 - сварная конструкция цилиндрической формы с эллиптическими днищами; номинальный объем сосуда - 3,52 м^3, емкость по жидкому аммиаку - 2 т, давление в сосуде: рабочее 1,6 МПа (16 кгс/см^2), расчетное 2,0 МПа (20 кгс/см^2). На переднем днище расположен люк с крышкой 18. На крышке люка 18 установлены два вентиля запорных 19 (D_y = 32), 24 (D_y = 20), указатель уровня 17, вентиль для манометра 23, манометр 20, панель 25 с графиками норм внесения аммиака в зависимости от ширины захвата. В верхней части переднего днища установлены: клапан предохранительный 22, строповые устройства.

Агрегат АБА-1-150К (рис. 3.36) представляет собой навесную конструкцию из рамы, установленной на заднюю полураму трактора Т-150К, двух сосудов объемом по 1 м^3 с арматурой, соединенных между собой, дозирующего насоса с приводом, распределительных коммуникаций. Рама агрегата состоит из сварной металлической конструкции с двумя лонжеронами, с помощью которых она устанавливается на раму трактора. К лонжеронам привариваются стойки, на которые устанавливаются балки, имеющие регулировочные пазы для крепления двух сосудов. Сосуд состоит из цилиндрического корпуса и эллиптических днищ. В верхней части корпуса сосуда установлены предохранительный клапан и газовые вентили. На крышке люка, расположенного на днище, размещены вентили жидкостные, указатель уровня, манометр.

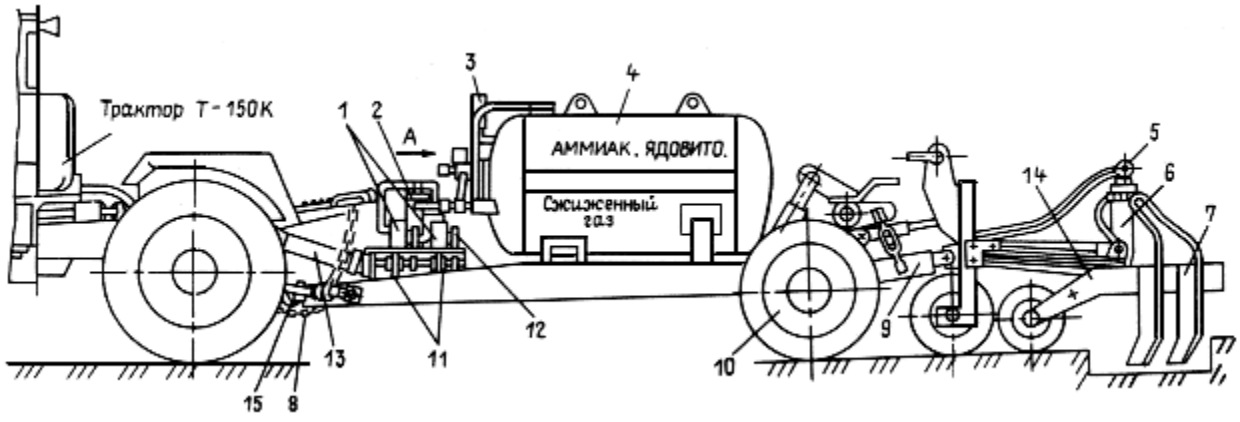


Рис. 3.36. Агрегат безводного аммиака АБА-1-150К: 1 - трактор Т-150К; 2 - сосуд (2 шт.); 3 - рама агрегата; 4 - культиватор КРН-8,4 (или плуг ПЛН-5-35); 5 - дозатор объемный; 6 - клапан отсечной; 7 -

распределитель; 8 - бачок для воды (2 шт.); 9 - коммуникация аммиачная

3.4.2. Особенности эксплуатации сосудов для жидкого аммиака

Жидкий синтетический аммиак, поставляемый по ГОСТ 6221-90Е [22], характеризуется показателями, приведенными в табл. 3.16.

Таблица 3.16

Основные показатели аммиака по ГОСТ 6221-90Е

Содержание нормируемых веществ	Нормы для марок		
	А	Ак	Б
Аммиак, %	$\geq 99,96$	99,90	99,60
Вода, %	$\leq 0,04$	0,10	0,40
Масло, мг/л	$\leq 2,0$	8,0	8,0
Железо, мг/л	$\leq 1,0$	2,0	2,0

Особая опасность сосудов для хранения, транспортировки и применения аммиака - сосудов МАК (машин аммиачного комплекса) - обусловливается свойствами рабочей среды. Аммиак при нормальных условиях (атмосферном давлении и температуре 20 °С) - бесцветный газ с резким характерным запахом.

По опасности воздействия на человека аммиак относится к 4-му классу опасности по ГОСТ 12.1.007-76 [32], предельно допустимая концентрация аммиака в воздухе производственного помещения 0,2 мг/л (20 мг/м ^{3}). При более высоких концентрациях вдыхание аммиака вызывает раздражение верхних дыхательных путей, вплоть до рефлекторной задержки дыхания (удушающее воздействие). Длительное вдыхание повышенных концентраций может привести к отеку легких, отрицательному воздействию на центральную нервную систему, приводящему к необратимым изменениям. Концентрация аммиака 0,35-0,7 мг/л (350-700 мг/м ^{3}) опасна для жизни.

Температура кипения жидкого аммиака при атмосферном давлении - минус 33,4 °С, теплоемкость при температуре кипения 0,42 ккал/кг, удельная теплота испарения 326 ккал/кг. При хранении под давлением представляет собой перегретую жидкость, при испарении которой за счет энергии перегрева может выделяться 0,0013 кг паров аммиака с каждого килограмма жидкости на один градус перегрева 0,0013 кг/(кг·°С). Пары аммиака растворимы в воде - до 34,2%.

Аммиак с воздухом образует взрывоопасные смеси с пределами воспламенения 15-28% (объемн.) в воздухе, 13,5-79% (объемн.) - в кислороде. Минимальная энергия зажигания взрывоопасной смеси 680 МДж. Взрыв аммиачно-воздушной смеси может произойти от искры, возникшей при ударе металла о металл или при электрических разрядах (в том числе от статического и атмосферного электричества).

Безводный аммиак в качестве удобрения в сельском хозяйстве начал использоваться в начале 50-х годов; с этого периода стали сооружать различные емкости для его хранения и транспортировки под давлением. По данным зарубежной печати, после трехгодичного и более срока эксплуатации таких сосудов больше трети из них вышли из строя. В этот же период было установлено растрескивание металла сферических резервуаров для хранения безводного аммиака. Возникновение коррозионных трещин под напряжением в сварных соединениях сосудов, работающих под давлением жидкого безводного аммиака, впервые установлено и описано в литературе в 1956 г.

В нашей стране массовое коррозионное растрескивание металла в зоне сварных соединений сферического резервуара было обнаружено в 1985 г. на Дорогобужском заводе азотных удобрений. Как было установлено, причиной возникновения коррозионных трещин явилось совместное действие жидкого аммиака, содержащего 0,02% воды, и остаточных сварочных напряжений.

Коррозионное растрескивание металла установлено также на цистерне МЖА-6, разрушившейся в 1987 г. Комиссия, расследовавшая аварию, пришла к выводу, что разрушение цистерны произошло вследствие нарушения норм ее наполнения (6,9 т аммиака вместо допустимых 6,0 т) и превышения допустимого давления в результате подъема температуры жидкого аммиака до температуры окружающего воздуха. Исследование металла было произведено после окончания работы комиссии, и его результаты не были учтены в ее выводах. С учетом результатов исследования причинами разрушения цистерны следует считать коррозионное растрескивание металла и нарушение нормы наполнения. Необходимо отметить, что эффективное выявление трещин коррозионного растрескивания возможно при применении цветной или магнитопорошковой дефектоскопии.

За рубежом вопросам коррозионного растрескивания сталей в среде безводного жидкого аммиака посвящено большое количество публикаций. Считается установленным, что сварные сосуды диаметром более 900 мм для транспортировки и хранения безводного аммиака в процессе эксплуатации под давлением подвержены коррозионному растрескиванию. Для повышения надежности таких сосудов рекомендуется учитывать, что под влиянием жидкого аммиака снижаются механические свойства металла при растяжении. Предупреждению хрупких разрушений служат: выбор материалов, обладающих невысокими прочностными свойствами, но высокой пластичностью и способностью гасить хрупкую трещину; отказ от применения сталей, прошедших закалку с отпуском, а также от применения холодной штамповки или вальцовки при изготовлении сосудов и их элементов; выбор технологии сварки и сварочных материалов исходя из обеспечения прочностных свойств наплавленного металла возможно ближе к свойствам основного металла; термическая обработка сосудов с целью снятия остаточных сварочных напряжений.

Эксплуатационные меры по предупреждению коррозионного растрескивания - исключение попадания воздуха в сосуды и устранение всяких следов атмосферных загрязнений, применение аммиака с содержанием воды не менее 0,2% - марки Б по ГОСТ 6221-90Е [22] либо других марок с добавлением дистиллированной воды в указанном количестве. Исходя из возможного коррозионного растрескивания заводом-изготовителем установлен срок службы сосудов МАК: для агрегатов 7 лет, для заправщиков 8 лет.

3.4.3. Техническое освидетельствование и обследование условий эксплуатации сосудов МАК

Исходя из особой опасности сосудов МАК, был регламентирован порядок проведения их технических освидетельствований и обследований*, который обязателен для работников профилактическо-регламентных станций (ПРС) и инженерных служб предприятий - владельцев сосудов машин аммиачного комплекса.

_____

* Он установлен "Методическими указаниями по техническому освидетельствованию и обследованию сосудов машин аммиачного комплекса", утвержденными Госагропромом СССР 31.01.89.

Техническое освидетельствование проводят с целью проверки технического состояния сосудов машин аммиачного комплекса, соответствия их "Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" и определения возможности их дальнейшей эксплуатации.

Сосуды, предназначенные для хранения, транспортировки и внесения жидкого аммиака в почву, подвергают в процессе эксплуатации техническому освидетельствованию (наружному и внутреннему осмотрам и гидравлическому испытанию) в следующие сроки:

администрацией предприятия - наружный и внутренний осмотры не реже одного раза в два года;

инспектором госгортехнадзора - наружный и внутренний осмотры один раз в четыре года и гидравлические испытания один раз в восемь лет.

При техническом освидетельствовании сосудов машин аммиачного комплекса проводят следующие работы: подготовку сосудов машин аммиачного комплекса к наружному и внутреннему осмотрам и гидравлическим испытаниям, наружный и внутренний осмотры, гидравлические испытания, пневматические испытания.

Все работы по подготовке сосудов СЖА-100(500), ЦПА-30(50), ЦТА-10-701, ЦТА-10-5410, МЖА-6, ЗБА-3,2, ЗТА-3, АША-2; АБА-1,0, АБА-0,5М и др. к наружному и внутреннему осмотрам осуществляются ремонтными бригадами профилактическо-регламентных станций ПРС, а там, где их нет, - ремонтными службами предприятия с участием обслуживающего персонала. Бригаду составляют не менее чем из трех человек; ее возглавляет специалист, ответственный за производство работ. Работы по подготовке сосудов машин аммиачного комплекса к техническому освидетельствованию проводят по наряду-допуску (табл. 3.17). Контроль за организацией газоопасных работ на предприятии осуществляется газоспасательной службой (добровольной газоспасательной дружиной - ДГСД) и службой техники безопасности. Система контроля и форма участия в нем указанных служб устанавливаются общей для предприятия инструкцией, утвержденной главным инженером предприятия.

Таблица 3.17

Форма наряда-допуска

УТВЕРЖДАЮ

_____
(наименование предприятия)
_____
(должность, подпись)

"_____"_____19 ____ г.

Наряд-допуск №
_____
(очередной номер по журналу регистрации газоопасных работ в ГСС)
на проведение газоопасных работ

1. Цех (производство, установка)
_____

2. Место проведения работы
_____
(отделение, участок, сосуд, коммуникация)

3. Характер выполняемых работ
_____

_____
_____

4. Ответственный за подготовительные работы
_____
(должность, Ф. И. О.)

5. Ответственный за проведение работ

_____
(должность, Ф. И. О.)

6. Мероприятия по подготовке сосуда к проведению газоопасных работ и последователь-
ность их проведения
_____

_____
_____

_____
_____

Приложение:_____
_____
(наименование схем, эскизов)

7. Мероприятия, обеспечивающие безопасное проведение работ,
_____

_____
_____

_____
_____

8. Средства индивидуальной защиты и режим работы
_____

_____
_____

_____
_____

9. Начальник цеха
_____
(фамилия, подпись, дата)

10. Мероприятия согласованы:
с газоспасательной службой
_____
(фамилия, подпись, дата)

со службой техники безопасности
_____
(фамилия, подпись, дата)

с взаимосвязанными цехами
_____
(наименование смежного цеха, фамилия, подпись, дата)

11. Состав бригады и отметка о прохождении инструктажа

№	Дата и время	Ф. И. О. членов	Профессия	С условиями	Инструктаж

п/п	проведения работ	бригады		работ ознакомлен, инструктаж получил, подпись	провел (должность, Ф.И.О., подпись)

_____
_____

12. Анализ воздушной среды перед началом и в период проведения работ

Дата и время отбора проб	Место отбора проб	Определяемые компоненты	Допустимая концентрация	Результаты анализа	Подпись лица, проверившего анализ

13. Мероприятия по подготовке к безопасному проведению работ согласно наряду-допуску, выполнены

Ответственный за подготовительные работы (фамилия, подпись, дата, время)	Ответственный за проведение газоопасных работ (фамилия, подпись, дата, время)

14.1. Возможность проведения работ подтверждаю

_____
(подпись представителя ГСС, службы техники безопасности, время, дата)

14.2. К производству работ допускаю: _____

начальник смены (подпись, время, дата) _____

15. Срок действия наряда-допуска продлен:

Дата и время проведения работ	Результат анализа воздушной среды (лабораторного или автоматического)	Возможность производства работ подтверждаю			
		ответственный за проведение работ	начальник смены	представитель ГСС или службы техники безопасности	начальник цеха

16. Работа выполнена в полном объеме, наряд-допуск закрыт _____
_____
_____
(подпись лица, ответственного за проведение работ, начальника смены, время, дата)

Наряд-допуск оформляют в двух экземплярах; его подписывает начальник цеха (зав. складом жидкого аммиака, установки, отделения - при бесцеховой структуре), в котором проводится работа, или специалист, его замещающий, согласовывают с газоспасательной службой (с регистрацией в специальном журнале и присвоением очередного номера) и службой техники безопасности. Утверждает наряд-допуск главный инженер предприятия. Оба экземпляра передаются специалисту, ответственному за исправное состояние и безопасное действие сосудов, работающих под давлением. Специалист, ответственный за исправное состояние и безопасное действие сосудов, работающих под давлением, передает один экземпляр наряда-допуска специалисту, ответственному за производство работ. После выполнения работ по подготовке сосуда оба экземпляра подписываются лицом, ответственным за производство работ, и специалистом, ответственным за исправное состояние и безопасное действие сосудов, работающих под давлением. Один экземпляр наряда-допуска после окончания работ передается в службу техники безопасности и хранится в делах службы не менее 3 месяцев. Другой экземпляр находится у специалиста, ответственного за

исправное состояние и безопасное действие сосудов, работающих под давлением, и хранится в делах не менее 3 месяцев.

Наряд-допуск на проведение газоопасной работы каждой бригаде действителен в течение одной смены. Если работа оказалась незаконченной, а условия ее проведения не ухудшились и характер работы не изменился, наряд-допуск может быть продлен на следующую смену той же бригаде с подтверждением возможности проведения для каждой последующей смены подписями лиц, указанных в п. 15 наряда-допуска.

К работам по подготовке сосудов для проведения наружного и внутреннего осмотров допускаются лица мужского пола, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, обученные безопасным методам и приемам работы, применению средств индивидуальной защиты, правилам и приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний в установленном порядке.

При работе с жидким аммиаком обслуживающий персонал и специалисты должны быть обеспечены следующими средствами индивидуальной защиты:

костюм мужской для работающих с ядохимикатами и минеральными удобрениями;

сапоги резиновые кислотощелочестойкие;

перчатки резиновые кислотощелочестойкие;

противогаз промышленный с коробкой фильтрующей типа КД;

фартук рабочий.

Работы внутри сосудов машин аммиачного комплекса и оборудования должны проводиться в дневное время. Работать в сосудах во время грозы запрещается.

Подготовку сосудов МАК к наружному и внутреннему осмотрам производят согласно инструкции по безопасному ведению работ, утвержденной главным инженером и составленной с учетом правил [1] и методических указаний по техническому освидетельствованию и обследованию сосудов МАК.

Для проведения наружного и внутреннего осмотров сосудов склада СЖА-100(500) сливщик-наливщик полностью сливает жидкий аммиак, выпускает газообразный аммиак на свечу или в емкость для приготовления аммиачной воды. После этого ремонтный персонал отключает сосуды от всех трубопроводов, соединяющих их с эстакадой слива железнодорожных цистерн и рампой слива (налива) сосудов машин аммиачного комплекса. На сосуды, отключенные от трубопроводов, устанавливают стандартные заглушки, рассчитанные на пробное давление, имеющие хвостовики. Места установки и номера заглушек записывают в журнал установки заглушек. Схему установки заглушек прикладывают к наряду-допуску. После снятия заглушек делают запись об этом в журнале. До проведения работ внутри сосудов склада их подвергают тщательной обработке (продувают азотом, промывают водой, пропаривают и продувают воздухом).

Для проведения наружного и внутреннего осмотров аммиачных сосудов транспортировщиков жидкого аммиака и агрегатов внесения аммиака в почву администрация предприятия (организации) выделяет специально оборудованную площадку, на которой водитель-заправщик или тракторист-оператор освобождает сосуд от остатков аммиака и полностью сбрасывает давление (в емкость с водой), после чего персонал ПРС промывает сосуд водой под давлением, пропаривает и продувает воздухом (окончанием работ считается отсутствие аммиака в сосуде, проверенное с помощью газоанализатора УГ-2 или индикаторной бумаги).

Перед вскрытием сосуда склада СЖА-100(500) специалист, ответственный за исправное состояние и безопасное действие сосудов, работающих под давлением, обязан лично убедиться в надежности отключения их от трубопроводов, а также проверить установку заглушек, отсутствие аммиака в сосуде и принятие остальных мер безопасности.

3.4.4. Меры безопасности при спуске рабочих в сосуды,

чистке и подготовке их к внутреннему осмотру

Непосредственно перед спуском рабочего в сосуд специалист, ответственный за исправное состояние и безопасное действие сосудов, должен:

проверить (путем опроса) состояние здоровья рабочих;

повторно проинструктировать весь состав бригады о безопасных методах работы на данном участке;

проверить качество и соответствие условиям работы средств индивидуальной защиты, спасательного снаряжения и другого инвентаря, перечисленного в наряде-допуске;

произвести анализ воздуха с помощью газоанализатора УГ-2 или индикаторной бумаги и убедиться в том, что концентрация паров аммиака не выше ПДК (20 мг/м ^{3}).

Результаты анализа записываются в п. 12 наряда-допуска (табл. 3.17).

Спуск рабочего в сосуд производится в присутствии специалиста, ответственного за исправное состояние и безопасное действие сосудов, работающих под давлением, и наблюдающего (дублера). Дублер постоянно наблюдает за работающим внутри сосуда человеком и с помощью сигнально-спасательной веревки держит с ним связь, следит за правильным положением шланга противогаза, воздуходувки и заборного патрубка, а также за их исправностью. Конец сигнально-спасательной веревки должен быть привязан к опоре. Второй дублер включает воздуходувку (находится у заборного патрубка шланга противогаза) и наблюдает за ее работой. Заборный патрубок (с воздуходувкой) шланга противогаза размещают в зоне чистого воздуха и закрепляют. При этом обращают внимание на необходимость исключения возможности прекращения доступа воздуха из-за перегибов шланга, перекручиваний, а также пережатий при наезде транспортных средств, при переходе людей и т. п. Дублеры обязаны быть в таком же снаряжении, что и работающий в сосуде, чтобы быть готовыми оказать ему немедленную помощь.

Внутрь сосуда рабочий спускается только в средствах индивидуальной защиты. Поверх спецодежды он надевает спасательный пояс с крестообразными лямками и прикрепленной к ним у верхней части спины прочной сигнально-спасательной веревкой, свободный конец которой (длиной не менее 10 м) надежно закрепляется снаружи сосуда. Узлы на веревке располагают на расстоянии 0,5 м один от другого. Пояс, карабин и сигнально-спасательная веревка должны быть испытаны в установленном порядке.

Герметичность сборки, подгонку противогаза и исправность воздуходувки, подгонку сигнально-спасательной веревки и спасательного пояса проверяет специалист, ответственный за исправное состояние и безопасное действие сосудов. Спасательный пояс с лямками, сигнально-спасательную веревку и шланговый противогаз рабочий надевает непосредственно перед спуском в сосуд, а шлем-маску - почувствовав запах аммиака.

Рабочий, спускающийся в сосуд или поднимающийся из него, не должен держать в руках какие-либо предметы. Все необходимые для работы инструменты и материалы подаются в сосуд в сумке или другой таре отдельно, после спуска рабочего. Методы безопасного спуска инструмента и материалов в сосуд, когда там находится человек, оговаривают в п. 7 наряда-допуска (табл. 3.17). Для спуска в сосуд и подъема из него допускается применение приставной лестницы. Лестница должна быть испытана в установленном порядке и соответствовать требованиям техники безопасности для работ в пожаро- и взрывоопасных производствах. Проверка исправности, устойчивости и надежности закрепления лестницы по месту производства осуществляется специалистом, ответственным за производство работ.

В наряде-допуске (п. 7 табл. 3.17) оговаривают особые меры безопасности при производстве работ внутри сосуда из-под аммиака, например: "применять взрывобезопасный инструмент и инвентарь", "работы производить в прорезиненном комбинезоне (типа Л1), резиновых сапогах, резиновых перчатках, в шланговом противогазе".

Осадок и масло на стенках сосуда очищают до металла вручную, соблюдая осторожность.

Малейшая небрежность в работе, неисправность инструментов, неправильное использование спецодежды и средств индивидуальной защиты, нарушение правил пользования инструментом или светильниками могут привести к отравлению, ожогам, ушибам и другим несчастным случаям. Осадок, масло, окалину, грязную ветошь из сосуда удаляют механическим путем в специальной таре, которую изготавливают из цветного металла или из других неискрящих материалов. Ввиду взрывоопасности аммиака все металлические части поясов и противогазов должны быть изготовлены из неискрящих материалов и надежно защищены от удара. Запрещается применять изделия из синтетического материала. Необходимо, чтобы обувь была без железных гвоздей, уголков и подков.

Для освещения внутренней поверхности сосуда разрешается пользоваться только светильниками во взрывозащищенном исполнении напряжением не выше 12 В или аккумуляторными фонарями типа В-24-2 с пневматической блокировкой и им подобными. Включение и выключение светильников производят вне сосуда. Обнаруженные в сосуде металлические предметы, извлечение которых может вызвать искрение, не разрешается перемещать и удалять из сосуда до полной его очистки.

В сосуде разрешается работать только одному рабочему. Если по условиям работ необходимо, чтобы в сосуде одновременно находились два человека и более, должны быть разработаны, внесены в наряд-допуск и дополнительно осуществлены меры безопасности, предусматривающие увеличение числа наблюдающих (не менее чем один наблюдающий на одного работающего), порядок входа и эвакуации работающих, размещения шлангов, заборных патрубков противогазов, сигнально-спасательных веревок, наличие средств связи и сигнализации на месте проведения работ и др.

При обнаружении каких-либо неисправностей (прокол шланга, остановка воздуходувки, обрыв сигнально-спасательной веревки и т. п.), а также при попытке работающего в сосуде снять шлем-маску противогаза работу внутри немедленно приостанавливают, а рабочего удаляют из сосуда. Если при работе в сосуде рабочий почувствовал недомогание, он должен подать сигнал наблюдающему, прекратить работу и выйти из сосуда.

Длительность пребывания рабочего в сосуде и порядок его смены (в зависимости от местных условий) должны быть предусмотрены в наряде-допуске. При работе в шланговом противогазе срок единовременного пребывания не должен превышать 15 минут, а последующий отдых на чистом воздухе - не менее 15 минут.

Вентиляция воздуха в сосуде должна производиться в течение всего времени работы в нем людей. Систематически (через 15-20 мин) необходимо производить отбор проб воздуха прибором УГ-2 и результаты записывать в п. 12 наряда-допуска (табл. 3.17). При обнаружении в сосуде паров или газов во взрывоопасных концентрациях спуск в него людей и работы в нем немедленно прекращаются. После окончания работ из сосуда удаляют инструмент, инвентарь и все другие предметы.

Использованные обтирочные материалы по окончании работы удаляют из сосуда в таре с крышкой, а затем уничтожают. Чистоту внутренней поверхности сосудов определяют по отсутствию следов грязи, масла и влаги на чистой белой материи, которой проводят по внутренней стенке сосуда. Приемку вычищенного сосуда производит специалист, ответственный за исправное состояние и безопасное действие сосудов, работающих под давлением.

3.4.5. Наружный и внутренний осмотры

День проведения технического освидетельствования сосуда устанавливает администрация предприятия и предварительно согласовывает с инспектором госгортехнадзора. Сосуд должен быть остановлен не позднее срока освидетельствования, указанного в его паспорте. Администрация предприятия не позднее чем за 5 дней уведомляет инспектора о предстоящем освидетельствовании сосуда.

Перед техническим освидетельствованием сосуда администрация предприятия (организации) обязана представить участковому инспектору госгортехнадзора заключение по анализу воздушной среды в сосуде, контрольно-измерительные приборы, инструмент и другие технические средства, а также средства индивидуальной защиты. Инспектор госгортехнадзора (администрация предприятия)

должен проверить надежность отключения сосуда от трубопроводов эстакады и рампы, а также от действующих сосудов склада СЖА-100(500) и выполнение других мер безопасности (наличие низковольтного освещения и дегазации сосуда, организация наблюдения за лицами, находящимися внутри сосуда и др.).

При внутреннем осмотре сосуда стенки осматривают как с внутренней, так и с наружной стороны. При первичном осмотре убеждаются в отсутствии дефектов, связанных с изготовлением, транспортировкой, хранением и монтажом сосуда. К этим дефектам относятся: трещины, вмятины, расслоение и плены металла, смещение кромок свариваемых элементов, коррозионные повреждения и др. В сварных соединениях могут быть выявлены пористость, выходящие на поверхность кратеры, свищи, подрезы в местах переходов от шва к основному металлу, наплывы и т. п. При осмотре сосуда обращают внимание на возможные отклонения от геометрических форм (овальность выше допустимой, прогибы, вмятины, отдулины, несоосность и др.), а также на наличие требуемых правилами люков, правильность расположения сварных швов, надежность крепления крышек.

При периодическом внутреннем осмотре убеждаются в отсутствии повреждений и износа элементов сосуда, возникающих в процессе его эксплуатации. Наиболее характерными повреждениями сосудов являются:

а) трещины, чаще всего возникающие в местах приварки опор и колец жесткости, коррозионные повреждения внутренних, а также наружных поверхностей сосуда, особенно в нижней части и в местах опор. Поверхностные трещины у элементов сосудов могут быть выявлены непосредственным осмотром при помощи лупы 10-кратного увеличения с предварительной зашлифовкой и протравливанием мест осмотра;

б) механический (коррозионный) износ, чаще наблюдающийся у сосудов в местах движения рабочей среды с повышенной скоростью.

Результаты технического освидетельствования записывает в паспорт сосуда лицо, производившее освидетельствование, с указанием разрешенных параметров эксплуатации сосуда и сроков следующих освидетельствований. Прежде чем закрыть люки (лазы), лицо, ответственное за производство работы, и специалист, ответственный за исправное состояние и безопасное действие сосудов, работающих под давлением, должны лично удостовериться в том, что в сосуде не остались люди, не забыты инструменты и материалы.

3.4.6. Гидравлические испытания сосудов

Гидравлическому испытанию сосуд подвергают вместе с установленной на нем арматурой (указателями уровня жидкости, запорными вентилями); при необходимости установки заглушек, их устанавливают за запорными вентилями. Для гидравлического испытания применяют воду с температурой не ниже 5 и не выше 40° С. При наполнении сосуда водой для удаления воздуха предохранительный клапан должен быть открыт до появления из него воды. Если в результате заполнения сосуда водой на его стенках появится роса, то испытание проводят лишь после высыхания стенок.

Давление в сосуде во время испытания измеряют по двум проверенным манометрам класса 2,5 со шкалой, превышающей испытательное давление в 1,2 раза. Один манометр контрольный. Манометры применяют одного типа, одинаковых пределов измерения, класса точности и цены делений.

Гидравлическое испытание проводят под пробным давлением, значение которого определяют по формуле:

$$P_{\text{пр}} = 1{,}25P_{\sigma_{20}/\sigma_t},$$

где σ_{20} - допускаемое напряжение для материала сосуда или его элементов при температуре стенки 20°С, Н/м^2 (кгс/см^2); σ_t - допускаемое напряжение для материала сосуда или его

элементов при расчетной температуре стенки, Н/м^2 (кгс/см^2); Р - расчетное давление, которое может возникнуть при температуре +50 °С; оно равно 2,0 МПа (20 кгс/см^2).

Подъем давления до пробного осуществляют медленно и плавно без толчков, используя плунжерную насосную установку типа П3/20. Если достичь указанного давления насосом с машинным приводом не представляется возможным, подъем давления производят ручным насосом. По достижении пробного давления подачу воды в сосуд прекращают; при этом в течение 5 мин не должно быть снижения давления. По истечении 5 мин давление снижают постепенно до рабочего и производят тщательный осмотр всех сварных швов сосуда и прилегающих к ним участков. При появлении в период испытания шума, стуков или резкого падения давления гидравлическое испытание немедленно прекращают, выясняют и устраняют их причины.

Сосуд и его элементы считают выдержавшими гидравлическое испытание, если не обнаружено:

признаков разрыва (поверхностных трещин, надрывов и др.);

течи, слезок и потения в сварных соединениях и основном металле;

течи в разъемных соединениях;

видимых остаточных деформаций.

В случае выявления дефектов в зависимости от их характера инспектор поступает аналогично указанному на с. 28.

Результаты технического освидетельствования сосуда записываются в паспорт лицом, проводившим освидетельствование, с указанием разрешенных параметров эксплуатации сосуда и сроков следующих освидетельствований. Специалист по надзору заносит результаты технического освидетельствования в книгу учета и освидетельствования сосудов.

3.4.7. Проведение пневматических испытаний на плотность (герметичность) сосудов МАК

В соответствии с требованиями правил [1] сосуды, работающие под давлением вредных веществ (жидкости и газов) 1-, 2-, 3-, 4-го классов опасности по ГОСТ 12.1.007-76[32], должны подвергаться испытанию на герметичность воздухом или инертным газом под давлением, равным рабочему. Испытания проводятся техническим персоналом предприятия в соответствии с производственной инструкцией, утвержденной главным инженером предприятия. Методическими указаниями установлен порядок проведения таких испытаний, который при необходимости уточняется с учетом местных условий.

Пневматическому испытанию на плотность подвергают все сосуды, используемые для хранения, перевозки и применения жидкого аммиака. Испытание допускается проводить только при положительных результатах технического освидетельствования (наружного и внутреннего осмотров, гидравлического испытания) и наличии разрешения на его работу.

Все лица, занятые проверкой плотности (герметичности) сосудов жидкого аммиака, должны быть обучены безопасным методам работы в соответствии с "Правилами безопасного применения жидкого аммиака в сельском хозяйстве" [10].

Пневматические испытания проводят:

после монтажа до пуска в работу;

после проведения наружного и внутреннего осмотров администрацией предприятия;

после проведения наружного и внутреннего осмотров, а также гидравлического испытания пробным давлением инспектором госгортехнадзора;

после внеочередного технического освидетельствования сосудов, находящихся в эксплуатации;

после ремонтов (или других работ), связанных с вскрытием сосуда.

Запись о готовности сосуда к пневматическому испытанию делается в журнале осмотра сосудов в рабочем состоянии специалистом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов на предприятии-владельце.

Вновь смонтированные или прошедшие ремонт сосуды до пневматического испытания на плотность должны быть испытаны на прочность. Предварительные испытания на прочность обязательны также при установке в сосуде новых крепежных и других нагруженных давлением деталей, конструкция которых не позволяет проводить их предварительный контроль на отсутствие дефектов, снижающих прочность.

При испытании на плотность на месте установки сосудов склада СЖА-100(500) их предварительно отсоединяют от остальных аппаратов и трубопроводов (эстакад, рамп, компрессорных агрегатов, отделителей жидкости), не требующих проверки; на штуцеры сосуда помещают заглушки; затягивают сальниковые устройства в установленной на сосудах запорной и регулирующей арматуре. Испытываемые сосуды отсоединяют также от других сосудов, требующих проверки на плотность, но при другом испытательном давлении.

Сосуды, установленные на транспортные средства и агрегаты внесения жидкого аммиака в почву, испытывают на плотность на специальной площадке, определенной администрацией предприятия-владельца, с учетом правил [10]. Испытание на плотность проводят воздухом или азотом при максимально разрешенном рабочем давлении 1,6 МПа (16 кгс/см ^{2}).

Испытание сосудов машин аммиачного комплекса на плотность воздухом допускается лишь в том случае, когда они не были в работе либо когда перед испытанием они были полностью очищены и с помощью газоанализатора УГ-2 или индикаторной бумаги определена безопасность среды в них. Заполнение сосуда воздухом производят с помощью специального компрессора, шланг высокого давления которого подсоединяют к штуцеру газового вентиля.

Если давление сети может превысить испытательные давления в сосуде, то на подводящем трубопроводе должен быть установлен редукционный клапан, отрегулированный на испытательное давление. Перед запорным вентилем, а при установке редукционного клапана между ним и запорным вентилем устанавливают предохранительный клапан, отрегулированный на открытие при давлении, превышающем испытательное на 2-3%. На сосуде устанавливают проверенный и опломбированный манометр класса 1,5 со шкалой на давление, превышающее испытательное в 1,2-1,5 раза, а также вентиль для выпуска воздуха из сосуда (жидкостный вентиль со шлангом). Сечения проходного отверстия предохранительного клапана и вентиля для выпуска воздуха должны быть не меньше сечения запорного вентиля перед сосудом.

Давление в сосуде повышают плавно и с остановкой для проверки на отсутствие пропусков при промежуточных давлениях, равных 0,1 МПа (1 кгс/см ^{2}) и половине рабочего 0,8 МПа (8 кгс/см ^{2}). Время повышения избыточного давления до 0,1 МПа (1 кгс/см ^{2}) принимают 15-20 мин, от 0,1 до 1 МПа (1-10 кгс/см ^{2}) 60-90 мин и от 1 до 1,6 МПа (10-16 кгс/см ^{2}) 30-40 мин.

Выявление мест утечек при промежуточном и рабочем давлении производят во время обмазки швов, арматуры и разъемных соединений мыльным раствором. В случае обнаружения пропусков давление полностью снижают, после чего устраняют их причины. Сброс давления проводят также плавно. Если для устранения пропусков требуется проведение ремонтных работ, выявленные дефекты и принятые меры по их устранению записываются в ремонтном журнале (карте). Устранение дефектов и подтяжка крепежных соединений в сосудах, находящихся под давлением, не допускаются. После устранения дефектов испытание повторяют. При пневматическом испытании запрещаются обстукивание или какие-либо удары по корпусу сосуда, находящегося под давлением.

По достижении в испытываемом сосуде испытательного давления подачу сжатого воздуха прекращают. Между подводящим трубопроводом и запорным вентилем устанавливают металлическую заглушку и проводят наблюдение за падением давления в сосуде не менее 4 часов для сосудов, периодически проверяемых, и не менее 24 часов для вновь устанавливаемых сосудов.

Замер начального давления и исчисление указанного времени производят после выравнивания температур внутри и снаружи сосуда. Температуру газа в сосуде определяют ртутными термометрами, укрепленными на поверхности сосуда с надежной тепловой изоляцией от окружающей среды части термометра, заполненной ртутью, и места его установки.

Падение давления в сосуде при испытании на плотность определяют по формуле

$$\Delta P = \frac{100}{t}\left(1 - \frac{P_к T_н}{P_н T_к}\right),$$

где ΔP - величина падения давления в час, в % испытательного давления; $P_н$ - сумма манометрического и барометрического давлений в начале испытаний, кгс/см ^{2} или мм рт. ст; $P_к$ - то же в конце испытаний; $T_н$ - абсолютная температура в начале испытания, К; $T_к$ - то же в конце испытания; t - время испытания, ч.

Сосуд признается выдержавшим испытание на плотность и пригодным к эксплуатации, если падение давления за 1 час не превышает 0,1%. Результаты испытания сосуда с указанием начальных и конечных давлений, температур и длительности испытания заносят в специальный акт с подписью лиц, проводивших испытание.

3.4.8. Продление срока эксплуатации сосудов МАК, отработавших установленный ресурс

Продление сроков эксплуатации сосудов МАК сверх назначенных заводами-изготовителями возможно в зависимости от технического состояния сосудов, устанавливаемого по результатам экспертного технического диагностирования. Порядок его выполнения регламентирован методикой [104], содержащей требования, дополнительные к правилам [1], методическим указаниям [64] и правилам [10]. Экспертное диагностирование включает следующие работы:

анализ эксплуатационной документации;

осмотр сосуда;

гидравлическое испытание сосуда;

дефектоскопическое обследование.

Предусматривается выполнение работ по экспертному диагностированию специализированными организациями, подразделениями владельца оборудования или профилактическо-регламентными станциями, располагающими необходимым оборудованием и квалифицированными специалистами. Специалисты этих организаций должны быть аттестованы для проведения соответствующих работ, а также пройти инструктаж по технике безопасности в соответствии с местными условиями выполнения работ на конкретном объекте. На привлеченных из других организаций специалистов возлагается ответственность за качество и соответствие выполняемых работ требованиям названной методики.

По результатам экспертного диагностирования организация, его проводившая, выдает заключение о возможности дальнейшей эксплуатации сосуда по форме, приведенной в табл. 3.18.

В случае положительных результатов диагностирования сосуды МАК могут быть допущены к эксплуатации на срок до 4 лет при условии проведения владельцем ежегодных осмотров их наружной и внутренней поверхностей. Экспертному техническому диагностированию для определения возможности дальнейшей эксплуатации подвергаются сосуды (кроме АБА-0,5М) с истекшими сроками службы, имеющие наработку более 50% от указанной в табл. 3.19. Техническое диагностирование сосудов МАК, эксплуатируемых до 10 лет, но имеющих наработку по аммиаку не более 50% от указанной в табл. 3.19, допускается проводить после 10 лет эксплуатации, не позднее.

Сосуды агрегатов АБА-0,5М с истекшим сроком службы и с наработкой по аммиаку не более 50% от указанной в табл. 3.19 допускается эксплуатировать без проведения экспертного технического диагностирования.

Таблица 3.18

Заключение по результатам экспертного технического диагностирования сосуда

_____ № _____
(наименование предприятия)

от "_____"_____19____г. на продление срока службы сосуда
_____
(типоразмер, марка)

зав. № _____, рег. № _____

изготовленного в 19_____ г.

Город _____ "_____" _____ 19_____ г.

При проведении экспертно-технического диагностирования рассмотрены следующие материалы:

1. Паспорт сосуда.

2. Акт осмотра сосуда.

3. Акт проверки сосуда цветной или магнитопорошковой дефектоскопией.

4. Акт гидравлических испытаний.

5. Дополнительные материалы _____
_____

Анализ результатов проведенных работ показывает, что состояние сосуда удовлетворяет требованиям "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" и "Методики по экспертному техническому диагностированию сосудов машин аммиачного комплекса с истекшим сроком службы для определения возможности дальнейшей эксплуатации".

На основании изложенного разрешается дальнейшая эксплуатация сосуда зав. № _____, рег. № _____
на рабочее давление Р = _____ МПа, на _____ года.
_____
_____
_____

Заключение выдано на основании рассмотрения указанной выше документации и заключения специалистов организации, проводивших дефектоскопию.

Руководитель организации _____

Примечание. Заключение должно заверяться печатью.

Таблица 3.19

Срок службы и наработка по аммиаку сосудов МАК

Наименование машин	Срок службы, установленный заводом-изготовителем*, лет	Наработка машин по аммиаку, т	Наименование машин	Срок службы, установленный заводом-изготовителем*, лет	Наработка по аммиаку
АБА-0,5 М	7	1000	ЗБА-2,6	8	3000
АБА-1	7	2500	ЗБА-3,2	8	3200
АША-2	7	2000	МЖА-6	8	3300
			ЦТА-10	8	5000

* Срок службы исчисляется с даты пуска в эксплуатацию.

Перед выполнением работ по диагностированию проверяют наличие документов и анализируют содержание записей в паспорте сосуда, в сертификатах на аммиак, в формуляре на МАК, в ремонтном журнале, сменном журнале эксплуатации сосуда и др. В документах должны быть отражены:

организация - поставщик аммиака;

марка аммиака за весь срок эксплуатации;

дата выпуска сосуда и начала его эксплуатации;

наработка по аммиаку;

сведения о ремонтах элементов сосуда.

Осмотр (внутренний и наружный) сосуда производят в соответствии с требованиями правил по сосудам [1], правил [10], методических указаний [64]; проверяют также состояние арматуры, предохранительных устройств, контрольно-измерительных приборов. Стенки сосуда и сварные соединения осматривают с помощью лупы 5-7-кратного увеличения с целью выявления коррозионных повреждений (трещин, язв). Особое внимание обращают на состояние сварных соединений (металла шва и зоны термического влияния), в том числе приварки патрубков. По результатам осмотра оформляется акт и вносится запись в паспорт сосуда с указанием всех выявленных недостатков и дефектов.

Гидравлическое испытание сосуда проводят при положительных результатах внутреннего осмотра. Методика гидравлического испытания приведена выше. Результаты испытания записывают в паспорт сосуда и фиксируют в акте гидравлических испытаний. Сосуд считают выдержавшим гидравлическое испытание, если не обнаружено:

течи, трещин, слезок, потения в сварных соединениях и в основном металле;

течи в разъемных соединениях;

видимых остаточных деформаций.

Контролю цветной или магнитопорошковой дефектоскопией подвергают все сварные соединения сосуда, а также участки поверхности, вызывающие сомнение по результатам внутреннего осмотра. К проведению контроля цветной дефектоскопией допускаются лица, прошедшие теоретическую и практическую подготовку по специальности "дефектоскопист по газовому и жидкостному контролю", аттестованные на право проведения контроля и имеющие соответствующее удостоверение.

Подготовку и контроль цветной дефектоскопией сварных соединений выполняют в соответствии с

требованиями ГОСТ 18442-80 [35] и ОСТ 26-5-88 [43]. Класс чувствительности при контроле принимают по ГОСТ 18442-80 - технологический. Оценку качества производят в соответствии с ОСТ 26-5-88. К недопустимым дефектам относят трещины всех видов. Другие дефекты могут быть допущены в пределах норм для визуального контроля сварных соединений по ОСТ 26-291-87 [44]. Магнитопорошковую дефектоскопию проводят в соответствии с ГОСТ 21105-87 [39] и ОСТ 26-01-84-78 [41]. Результаты контроля цветной или магнитопорошковой дефектоскопии оформляют актом.

3.5. Обеспечение надежности работы пароводяных аккумуляторов

Пароводяные аккумуляторы входят в состав оборудования производства декоративных бумажно-слоистых пластиков (ДБСП), древесно-волокнистых (ДВП) и древесно-стружечных (ДСП) плит. Они предназначены для подогрева и накопления воды, идущей на прогрев прессов и закалочных камер, в которых подвергаются термической или механотермической обработке указанные строительные материалы. В результате термической или механотермической обработки материалов формируются свойства, определяющие их качество.

Аккумуляторы представляют собой цилиндрические сосуды, расположенные вертикально или горизонтально. Длина сосудов 10-13 м, диаметр до 2,8 м, днища эллиптические. В корпус и днище вварено много патрубков для присоединения технологических трубопроводов и штуцеров для установки контрольно-измерительных приборов.

Работа аккумулятора осуществляется циклически. Аккумулятор и соединенные с ним трубопроводы и полости технологического оборудования заполняют холодной водой, которая постепенно нагревается подаваемым в верхнюю часть сосуда паром с давлением до 3,0 МПа (30 кгс/см^2) и температурой до 250 °С. Во избежание чрезмерных напряжений в стенках сосуда скорость нагрева воды не рекомендуют превышать 10 °С в час. Равномерность нагрева воды обеспечивается путем принудительной циркуляции, создаваемой рециркуляционным насосом. Нагретую до заданной температуры воду подают по системе трубопроводов в прессы и закалочные камеры. В аккумулятор она возвращается значительно охлажденной, в связи с чем в месте ввода в сосуд и на участках ее прохождения возникают местные охлаждения стенок корпуса, которые чередуются с нагревом периодичностью, определяемой технологическим процессом.

Принцип работы пароводяного аккумулятора проиллюстрирован схемой теплоснабжения прессов для производства слоистого пластика (рис. 3.37).

Перед началом запрессовки температура воды в объеме аккумулятора доводится до 187 °С, близкой к температуре насыщения при рабочем давлении в аккумуляторе, P_p = 1,3 МПа (13 кгс/см^2). Пресс, загруженный очередной партией заготовок, подключают к системе обогрева, включают главный циркуляционный насос 5, и нагретая вода из аккумулятора направляется по замкнутому контуру пресс - аккумулятор, вытесняя находящуюся в системе холодную воду в объем аккумулятора и отдавая тепло нагреваемым заготовкам. После нагрева заготовок в закалочных камерах до требуемой температуры и окончания запрессовки пресс 6 отключают от теплового аккумулятора 1 и с помощью автономного контура охлаждения, включающего в себя водяной теплообменник 7 и циркуляционный насос 8, температуру пресса снижают до температуры разгрузки (40-60 °С).

Окончив запрессовку заготовок на одном прессе, к аккумулятору подключают другой пресс, затем третий и далее последовательность работы прессов повторяется в таком же порядке. Время нагрева заготовок в камерах составляет около 30 мин, а охлаждения 60 мин.

Регулирование температурного режима работы прессов осуществляют разбавлением поступающей на пресс горячей воды отработанной холодной водой, подаваемой на всас главного циркуляционного насоса. Температура воды, поступающей с прессов, имеет резко выраженные колебания от 90 до 170° С, что связано с неравномерным расходом пара на аккумулятор (от 4 до 20 т/ч) и колебаниями давления.

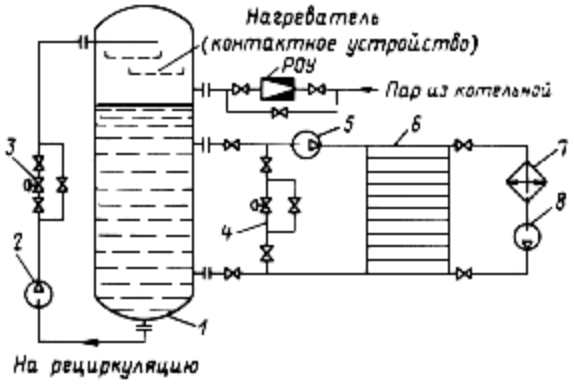


Рис. 3.37. Принципиальная схема теплоснабжения прессов: 1 - тепловой аккумулятор; 2 - насос линии рециркуляции; 3 - регулирующая заслонка; 4 - линия смешения; 5 - циркуляционный насос; 6 - пресс; 7 - теплообменник системы охлаждения; 8 - насос системы охлаждения

Сложные условия работы пароводяных аккумуляторов требуют тщательного соблюдения режимных указаний и контроля за техническим состоянием для своевременного выявления возникающих повреждений еще на стадии их зарождения. Пренебрежение этим может привести к аварии с тяжелыми последствиями. Такая авария произошла, например, с пароводяным аккумулятором, эксплуатировавшимся в цехе древесно-волокнистых плит деревообрабатывающего комбината. Аккумулятор емкостью 50 $м^3$, изготовленный из низколегированной стали и рассчитанный на рабочее давление 2 МПа (20 $кгс/см^2$) и температуру подогрева воды до 210 °С, был закуплен по импорту в составе оборудования цеха. Качество сварных соединений сосуда при изготовлении проверялось просвечиванием и было оценено на 4 и 5 по пятибалльной системе, принятой у изготовителя. Он предназначался для создания запаса воды, подогреваемой непосредственно в аккумуляторе, которая использовалась в прессе и камере термической обработки древесно-волокнистых плит. Вода с температурой 210 °С отбиралась из верхней части аккумулятора и возвращалась в нижнюю его часть с температурой 195 °С. В паровом пространстве аккумулятора было размещено тарельчатое устройство, на котором осуществлялся подогрев воды насыщенным паром с давлением 2,1 МПа (21 $кгс/см^2$).

Дополнительно к пружинному предохранительному клапану, водоуказательному стеклу и манометру на аккумуляторе были установлены автоматические регуляторы уровня воды, давления и температуры, а также контрольно-измерительные приборы для определения среднего значения температуры воды в аккумуляторе, в различных точках по высоте и на выходе и входе воды. В соответствии с проектом аккумулятор должны были заполнять конденсатом с температурой 70 °С и pH 9-10. Для корректировки величины pH предусматривалась подача насосом-дозатором раствора едкого натра или тринатрийфосфата.

В процессе эксплуатации аккумулятора персоналом допускались нарушения безопасного режима эксплуатации, особенно при пусках его в работу. После еженедельных остановок на 8-12 ч для профилактического ремонта оборудования пуск аккумулятора производили форсированно, в несколько раз превышая скорость подъема температуры, предусмотренную инструкцией завода-изготовителя. Были случаи, когда в разогретый сосуд подавали холодную воду из пожарного водопровода.

Нарушения режима пуска и останова вызывали в металле дополнительные напряжения вследствие значительной разности температуры между верхом и низом сосуда, достигавшей 120-150 °С. Под действием неравномерности температурного поля стенок сосуда в его верхней части возникали дополнительные напряжения сжатия, а внизу - растяжения. Не исключались при эксплуатации и гидравлические удары в трубопроводах из-за снижения уровня воды ниже места ее забора.

Дополнительные термические напряжения, возникавшие в металле, при длительной эксплуатации

привели к образованию трещин в нижнем кольцевом сварном соединении днища с цилиндрической частью аккумулятора. Трещины настолько распространились по всей длине шва, что при расследовании аварии оказалось невозможным вырезать образцы для определения механических свойств сварного соединения.

При осмотре места разрыва было обнаружено, что металл имел окисленную поверхность темного цвета, составлявшую более 60% сечения шва. Старая трещина с потемневшей поверхностью четко выделялась от свежего излома серебристого цвета. В отдельных местах ширина свежего излома составляла всего 2-3 мм. В нижнем кольцевом шве была обнаружена ремонтная подварка длиной около 700 мм, которая резко отличалась от заводских швов (чешуйчатая и ноздреватая поверхность, значительная неравномерность по ширине и др.).

Расследованием аварии было установлено, что ремонтная подварка была выполнена вследствие обнаружения течи в сварном шве после восьми лет эксплуатации аккумулятора. Администрацией не было принято мер по установлению причин образования трещины и определению ее размера. Подварка была произведена без засверливаиия металла по концам трещины, без удаления наплавленного металла и соответствующей подготовки кромок под сварку. Качество выполненного ремонта не было проконтролировано просвечиванием или ультразвуковой дефектоскопией и гидравлическим испытанием. Сосуд не был предъявлен для досрочного технического освидетельствования, необходимого в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением". Через год эксплуатации в этом же сварном шве вновь появилась течь. Администрация деревообрабатывающего предприятия и на этот раз выполнила ремонт аналогично предыдущему. Спустя несколько месяцев аккумулятор разрушился.

В связи с происшедшей аварией постановлением Госгортехнадзора СССР от 12.02.70 г. предприятиям, эксплуатирующим пароводяные аккумуляторы, в дополнение к техническим освидетельствованиям, проводимым в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением", предложено не реже одного раза в 5 лет контролировать все сварные соединения аккумуляторов по всей длине ультразвуковой дефектоскопией или просвечиванием с помощью проникающего излучения.

Опыт технического диагностирования аккумуляторов на предприятиях ряда министерств и ведомств показал, что повреждения возникают не только в сварных швах корпуса, но и в местах вварки штуцеров, в околошовной зоне стыковых швов, в соединениях сосудов с технологическими трубопроводами, в местах перехода от цилиндрической части днищ к выпуклой. Наибольшая концентрация трещин наблюдается чаще всего в местах максимального размаха циклических колебаний температуры, в месте вварки патрубка подачи воды с прессов, продольных и поперечных швах нижней части корпуса аккумулятора и патрубках отбора воды на рециркуляцию. Кроме того, выяснилось, что для предупреждения аварий периодичность контроля должна быть сокращена с 5 до 2 лет.

Одновременно совершенствовалась система технического диагностирования. Состояние металла сосудов оценивалось визуальным осмотром внутренней и наружной поверхностей; магнитопорошковой дефектоскопией сварных швов корпуса, узлов присоединения технологических трубопроводов и штуцеров, мест перехода от цилиндрической к выпуклой части днищ; ультразвуковым контролем и гамма-просвечиванием сварных швов; измерением твердости в местах локальных разрушений.

С привлечением специализированных научно-исследовательских организаций изучены причины систематических повреждений металла в пароводяных аккумуляторах. При известной разнице в назначении, эксплуатационных режимах и обслуживании сосудов установлен ряд общих причин образования повреждений.

Сосуды изготовлены из сталей средней и повышенной прочности, по химическому составу и механическим свойствам обеспечивающих при постоянных механических и тепловых нагрузках достаточную работоспособность в длительных сроках службы. Однако в работе аккумуляторов к постоянным нагрузкам добавляются напряжения, обусловленные нестационарностью температурного поля, а также изменениями внутреннего давления. Нестабильность рабочих режимов определяется условиями пускового и рабочего этапов, имеющих явно выраженный циклический характер. Это пуск и остановы, изменения температуры и давления во время технологического цикла, местные охлаждения стенок от поступающей в аккумулятор воды. Расчетами установлено, что тепловые удары обычной для аккумуляторов интенсивности вызывают условные дополнительные

термические растягивающие напряжения величиной 250-350 МПа (2500-3500 кгс/см^2). При амплитуде напряжений 150 МПа (1500 кгс/см^2) допустимый срок службы для примененных материалов составляет 10^4 циклов, а при амплитуде 275 МПа (2750 кгс/см^2) - 10^3 циклов нагружений. Приведенные величины полностью соответствуют динамике повреждаемости в зоне штуцерных отверстий нижней части аккумулятора. Количество трещин и интенсивность их развития указывают на связь с длительностью работы сосуда.

Кроме характерных неравномерностей параметров рабочей среды, имеются еще и случайные отклонения, влияние которых на металл может быть оценено только качественно. Анализ записей диаграмм давлений в течение рабочего цикла указывает на многократную пульсацию, при которой перепады давлений достигают 0,25 МПа (2,5 кгс/см^2) и даже 0,6 МПа (6 кгс/см^2). Температурные неравномерности составляют 20-60 °С.

Развитие трещин во многом зависит от локальных концентраций напряжения в сварных соединениях разной конструкции и назначения, в местах перехода от цилиндрических элементов к выпуклым, в зоне отверстий. Нарушения показателей водного режима оказывают существенное влияние на скорость развития трещин. Являясь довольно активным коррозионным агентом, вода в условиях циклических нагрузок способна в значительной степени снижать усталостную долговечность металла.

При разработке технологии ремонтно-восстановительных работ необходимо тщательно оценивать исключительное влияние качества их выполнения на надежность и безопасность аккумуляторов в работе. Для снижения остаточных напряжений целесообразно применять подогрев и проковку подвергаемых восстановительной сварке участков; положительные результаты дает использование аустенитных электродов типа ЦТ-36. Предупреждения повреждений металла в ряде случаев удается достичь, устранив участки концентрации напряжений: чрезмерное усиление сварных швов, резкий переход от наплавленного металла к основному, подрез основного металла, резкий переход от штуцера к корпусу и т. п.

Установка защитных экранов (рубашек) в патрубках ввода холодной воды и рециркуляции, изменение направления движения потока холодной воды (вдоль центральной оси аккумулятора) с исключением омывания им горячих стенок и днищ аккумулятора существенно снижают перепады температур в стенках, позволяют значительно уменьшить или в отдельных случаях полностью исключить повреждения металла.

3.6. Предупреждение повреждений растопочных сепараторов

На одной из ГРЭС в период пуска в работу после ремонта энергоблока мощностью 300 МВт произошел разрыв растопочного сепаратора, который вызвал тяжелые последствия. Растопочный сепаратор объемом 4340 л предназначался для работы под давлением воды и пара до 2 МПа (20 кгс/см^2) при температуре до 220° С. На трубопроводе ввода среды в сепаратор была установлена РОУ 250/20 для автоматического поддерживания давления в котле.

Тепловой схемой блока не предусматривалось автоматическое регулирующее устройство с предохранительным клапаном на стороне меньшего давления после редуцирующего устройства на трубопроводе, подводящем рабочую среду к сепаратору, в связи с чем не исключалась подача рабочей среды в сепаратор с давлением, превышающим его расчетное. Конструкция сосуда и первоначальная тепловая схема блока предполагали работу растопочного сепаратора с регулятором уровня воды. Кроме того, сосуд был оснащен указателем уровня.

При пусконаладочных работах не удалось наладить работу регулятора уровня в сепараторе, в связи с чем проектным институтом он был исключен из проектной тепловой схемы блока. Был также снят указатель уровня воды. Из-за частых обрывов внутренних сепарационных устройств по согласованию с заводом-изготовителем они были демонтированы. Таким образом, сепаратор фактически работал в режиме расширителя.

На станции не была разработана инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию

растопочных сепараторов, а в действующих производственных инструкциях вопросы безопасной эксплуатации сепараторов были регламентированы недостаточно (не было контроля за уровнем, не предусматривалась проверка исправности предохранительных клапанов при пуске сепараторов в работу; в инструкциях по пуску котельного и турбинного оборудования даны различные указания температуры среды при переводе сепараторов в паровой режим).

Установлено, что разрыв сепаратора произошел из-за превышения давления в нем выше расчетного, предохранительные клапаны при этом не сработали. Ранее из-за разрыва корпуса и раздутий, которые выявлялись при технических освидетельствованиях администрацией станции, на ГРЭС было демонтировано пять растопочных сепараторов.

Повреждения растопочных сепараторов имели место и на других электростанциях. В связи с этим Минэнерго СССР в целях предупреждения повреждений растопочных сепараторов энергоблоков с прямоточными котлами приняло решение на всех вновь вводимых в эксплуатацию и действующих энергоблоках дополнительно к предусмотренной проектом блокировке, воздействующей на открытие арматуры линии сброса пара из растопочного сепаратора в конденсатор при росте давления в сепараторе до установленного предела, смонтировать блокировки, выполняющие следующие условия:

при закрытой арматуре на линиях сброса воды из растопочного сепаратора в циркуляционный водовод и в конденсатор запрещается открытие задвижек на сбросных трубопроводах из котла в растопочный сепаратор;

при открытых задвижках на сбросных трубопроводах из котла в растопочный сепаратор запрещается одновременное закрытие арматуры на линиях сброса воды из сепаратора в циркуляционный водовод и конденсатор. Условия выполнения таких блокировок арматуры, разработанные ПО "Союзтехэнерго" и Всесоюзным теплотехническим институтом, приведены ниже.

На моноблоках 300, 500 и 800 МВт с типовыми пусковыми схемами (рис. 3.38, а) открытие любой задвижки СЗ-1 (СЗ-1А, СЗ-1Б) разрешается при температуре среды перед встроенной задвижкой котла $t'_{в.з} \geq 220°$ С или при сочетании условий: полностью открыты РКС-1 или СЗ-2 и полностью открыты СЗ-3 или СЗ-4. При открытой любой задвижке СЗ-1 разрешается закрывать:

РКС-1 до 30% при $t'_{в.з}$ меньше 220° С и полностью при 220 °С;

СЗ-2 при полностью открытом РКС или при $t'_{в.з} \geq 220$ °С;

СЗ-3 при полностью открытой СЗ-4 или при $t'_{в.з} \geq 220$ °С;

СЗ-4 при полностью открытой СЗ-3 или при $t'_{в.з} \geq 220$ °С.

Контроль температуры среды перед встроенной задвижкой котла ($t'_{в.з}$) осуществляют по любому (одному) потоку котла. При действии защиты по снижению вакуума в конденсаторе турбины, а также при срыве вакуума под действием защит закрываются задвижки СЗ-4, СЗ-1А, СЗ-1Б. При повышении давления в растопочном сепараторе (РС-20) более 1,8 МПа (18 кгс/см ^{2}) открываются СЗ-5 и РКС-2.

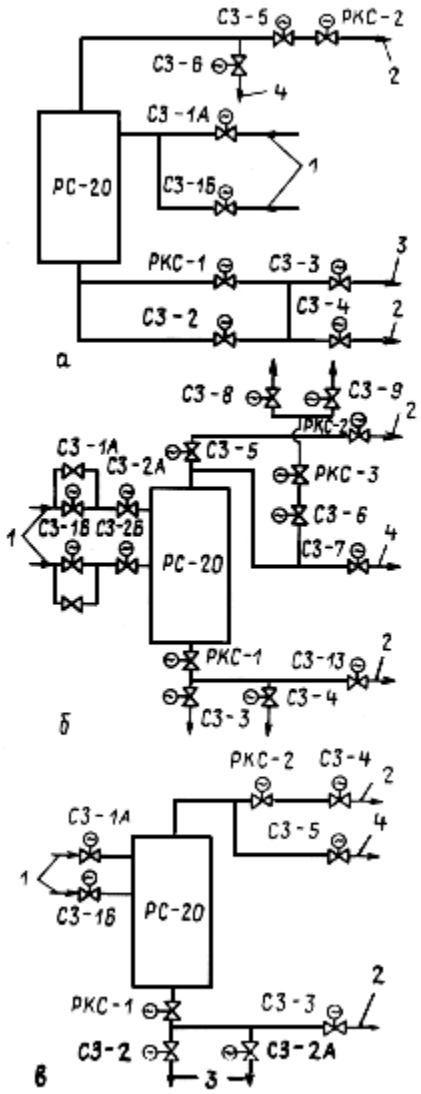


Рис. 3.38. Схема включения растопочных сепараторов РС-20: а - в моноблоках 300, 500 и 800 МВт с типовыми пусковыми схемами; б - в дубль-блоках 300 МВт с типовыми пусковыми схемами; в - в моноблоках 300 МВт с временными пусковыми схемами; 1 - подвод среды из встроенных сепараторов; 2 - сброс среды в конденсатор; 3 - сброс среды в циркуляционный канал; 4 - отвод пара в деаэратор

Во временных пусковых схемах моноблоков 300 МВт (рис. 3.38, в) открытие любой задвижки СЗ-1 (СЗ-1А, СЗ-1Б) разрешается при температуре среды перед встроенной задвижкой котла ($t'_{в.з}$) 220 °С и выше или при полностью открытых РКС-1 и СЗ-2А или СЗ-3. При открытой любой задвижке СЗ-1 разрешается закрывать:

РКС - до 30% при $t'_{в.з}$ < 220° С и полностью при $t'_{в.з} \geq$ 220 °С;

СЗ-2 при полностью открытой СЗ-2А или СЗ-3 или при $t'_{в.з} \geq$ 220 °С;

СЗ-2А при полностью открытой СЗ-2 или СЗ-3 или при $t'_{в.з} \geq$ 220 °С;

СЗ-3 при полностью открытой СЗ-2 или СЗ-2А или при $t'_{в.з} \geq 220$ °С.

Температуру среды перед встроенной задвижкой котла контролируют по одному (любому) потоку котла. При защите по снижению вакуума в конденсаторе турбины, а также при срыве вакуума под ее действием закрываются СЗ-3 и обе СЗ-1. С повышением давления в РС-20 более 1,8 МПа (18 кгс/см ^{2}) открываются СЗ-4 и РКС-2.

В типовой пусковой схеме дубль-блоков 300 МВт (рис. 3.38,б) открытие любой задвижки СЗ-2 (СЗ-2А или СЗ-2Б) разрешается при температуре среды перед встроенной задвижкой котла ($t'_{в.з}$) 220° С и выше или при полностью открытом РКС-1 в сочетании с полностью открытыми задвижками СЗ-3 или СЗ-4, или СЗ-13. При открытой любой задвижке СЗ-2 разрешается закрывать:

РКС - до 30% при $t'_{в.з}$ меньше 220° С и полностью при $t'_{в.з} \geq 220$ °С;

СЗ-3 при полностью открытой СЗ-4 или СЗ-13, или при $t'_{в.з} \geq 220$ °С;

СЗ-4 при полностью открытой СЗ-3 или СЗ-13, или при $t'_{в.з} \geq 220$ °С;

СЗ-13 при полностью открытой СЗ-3 или СЗ-4, или при $t'_{в.з} \geq 220$ °С.

Контроль температуры среды перед встроенной задвижкой ($t'_{в.з}$) осуществляют по одному (любому) потоку котла. Под действием защиты по снижению вакуума в конденсаторе турбины, а также при срыве вакуума под действием защиты закрываются СЗ-13 и СЗ-2. С повышением давления в РС-20 более 1,8 МПа (18 кгс/см ^{2}) открываются задвижки СЗ-5 и РКС-2.

3.7. Контроль за техническим состоянием сосудов, подверженных истиранию стенок рабочей средой

3.7.1. Вакуумные котлы

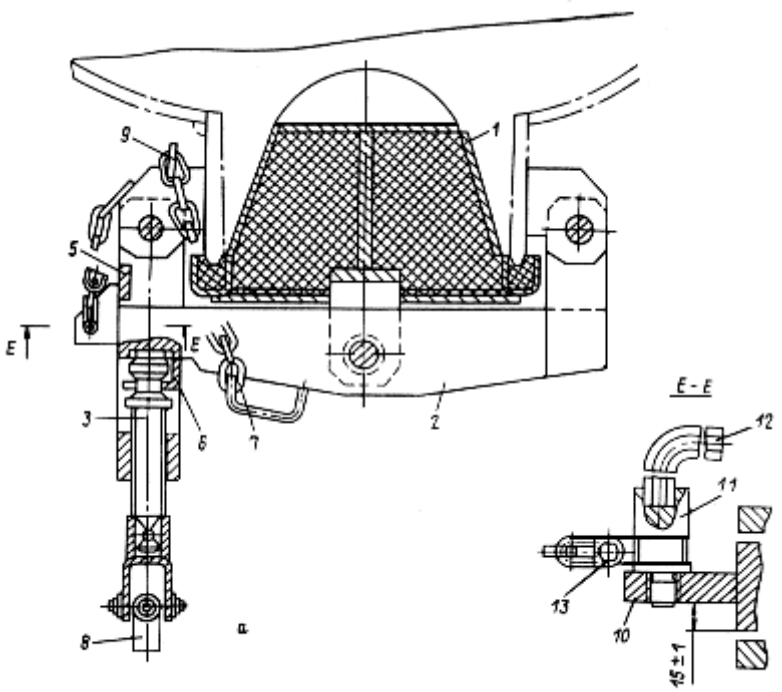
В технологических линиях производства сухих животных кормов и животных жиров получили распространение вакуумные котлы КВМ-4,6А и Ж4-ФПА, которые предназначены для варки, стерилизации и обезвоживания (сушки) непищевого белкового сырья и конфискатов, получаемых в процессе переработки скота, птицы и мяса. Работа вакуумных котлов допускается только в комплекте с вакуумным насосом.

Конструктивно вакуумные котлы КВМ-4,6А и Ж4-ФПА идентичны. Различие их видно из сравнения технических характеристик:

	КВМ-4,6А	Ж4-ФПА
Вместимость корпуса, м ^{3}	4,6	2,8
Вместимость рубашки, м ^{3}	0,72	0,48
Поверхность нагрева, м ^{2}	17,2	11,9
Давление в рубашке, МПА (кгс/см ^{2})	0,4(4)	0,5(5)
Давление в корпусе при разваривании сырья, МПа (кгс/см ^{2})	0,4(4)	0,5(5)

Давление (разрежение) в корпусе при сушке сырья, кПа (мм рт. ст.)	60,0(450)	60,0(450)
Установленная мощность, кВт	44,5	37,5
Мощность привода мешалки, кВт	37,0	30,0
Частота вращения вала мешалки, 1/с (об/мин)	0,65(40)	0,65(40)

Вакуумный котел представляет собой комбинированный горизонтальный сосуд, образованный двумя сосудами, размещенными один в другом. Рабочим пространством является полость, образованная внутренним сосудом. Полость между стенками внутреннего и наружного сосудов служит рубашкой, в которую подается греющий пар. Наружная поверхность внутреннего сосуда является поверхностью нагрева, через которую тепло от греющего пара передается перерабатываемому сырью. Для интенсификации теплообмена и исключения пригорания сырье перемешивается мешалкой в виде шестигранного вала с закрепленными на нем литыми лопастями. Зазор между лопастями и внутренней поверхностью стенки корпуса котла в нижней части на дуге с центральным углом 120° допускается от 5 до 10 мм. Для загрузки сырья и выгрузки продукта котел снабжен загрузочной и выгрузочной горловинами, оборудованными крышками с бугельными затворами.



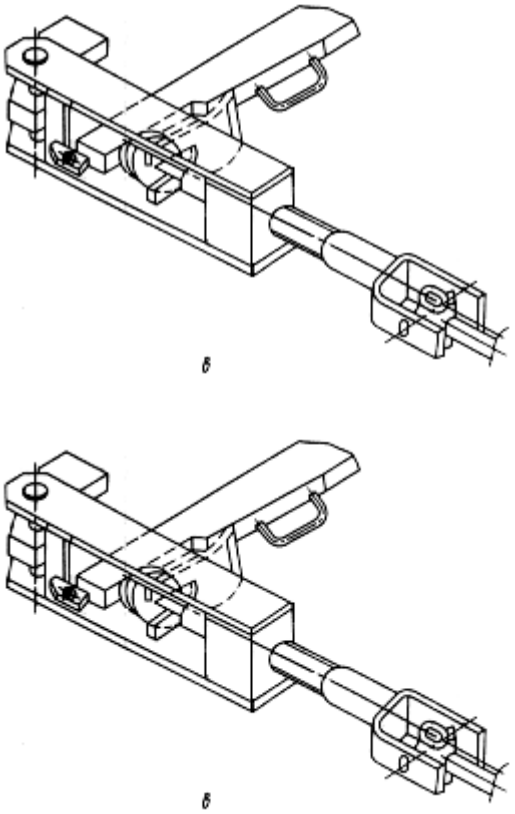


Рис. 3.39. Устройство затвора разгрузочной горловины: а - крышка закрыта; б - крышка открыта; в - положение винта при зажиме рычага; 1 - крышка разгрузочной горловины; 2 - рычаг; 3 - винт упорный; 4 - серьга; 5 - стопорная планка; 6 - скоба; 7 - предохранительная цепочка; 8 - устройство для дистанционного открывания; 9 - штырь; 10 - кронштейн рычага; 11 - стопорный винт серьги; 18 - ключ-марка; 13 - цепь винта

В рубашку котла вварены штуцеры для ввода пара, отвода конденсата, установки предохранительного клапана, выпуска воздуха. При использовании в рубашке насыщенного пара с давлением до 0,4 МПа установка предохранительного клапана на рабочем пространстве сосуда не требуется, так как давление в нем создается за счет кипения содержащейся в сырье воды при поступлении тепла из рубашки и не может превысить давление греющего пара (расчетного). Однако предохранительный клапан может потребоваться, если для обогрева котла будет применяться перегретый пар. В этом случае выбор предохранительного клапана должен осуществляться на основании расчета.

Вакуумные котлы являются оборудованием периодического действия. Открывание их для выгрузки сопряжено с вероятностью выполнения этой операции при наличии в сосуде давления, что может привести к травмированию персонала. Для исключения этого в конструкции затвора разгрузочной горловины (рис. 3.39) предусмотрены на конце нажимного винта проточка, входящая в паз скобы, приваренной к рычагу (бугелю), и ограничительный бурт, фиксирующий крайнее положение нажимного винта, при котором исключен заход пяты винта на наружную поверхность скобы. Приваренные к концу рычага (бугеля) кронштейн и к серьге ограничительная планка в сочетании с конструктивным исполнением нажимного винта обеспечивают принудительный отрыв крышки от уплотнения и перемещение ее на величину, определяемую высотой кронштейна рычага, без возможности откидывания серьги и самопроизвольного открытия крышки. Кроме того, в кронштейне предусматривается установка стопорного винта с внутренним отверстием под специальный ключ-марку; головка ввернутого винта предотвращает отбрасывание серьги. Для того чтобы избежать пребывание персонала в непосредственной близости от разгрузочной горловины, к упорному винту крепится удлинитель, обеспечивающий дистанционное открывание крышки с

безопасного расстояния.

Составной частью вакуумного котла является вакуумная система, которая включает конденсатор, бак к конденсатору, вакуумный насос и вакуумметр.

Работа вакуумного котла связана с интенсивным износом его элементов, в связи с чем заводом-изготовителем установлен срок службы до первого капитального ремонта при трехсменной работе 2 года, а до списания (при предельном износе) 10 лет. Капитальные ремонты после первого должны проводиться ежегодно. При них наряду с другими работами производят:

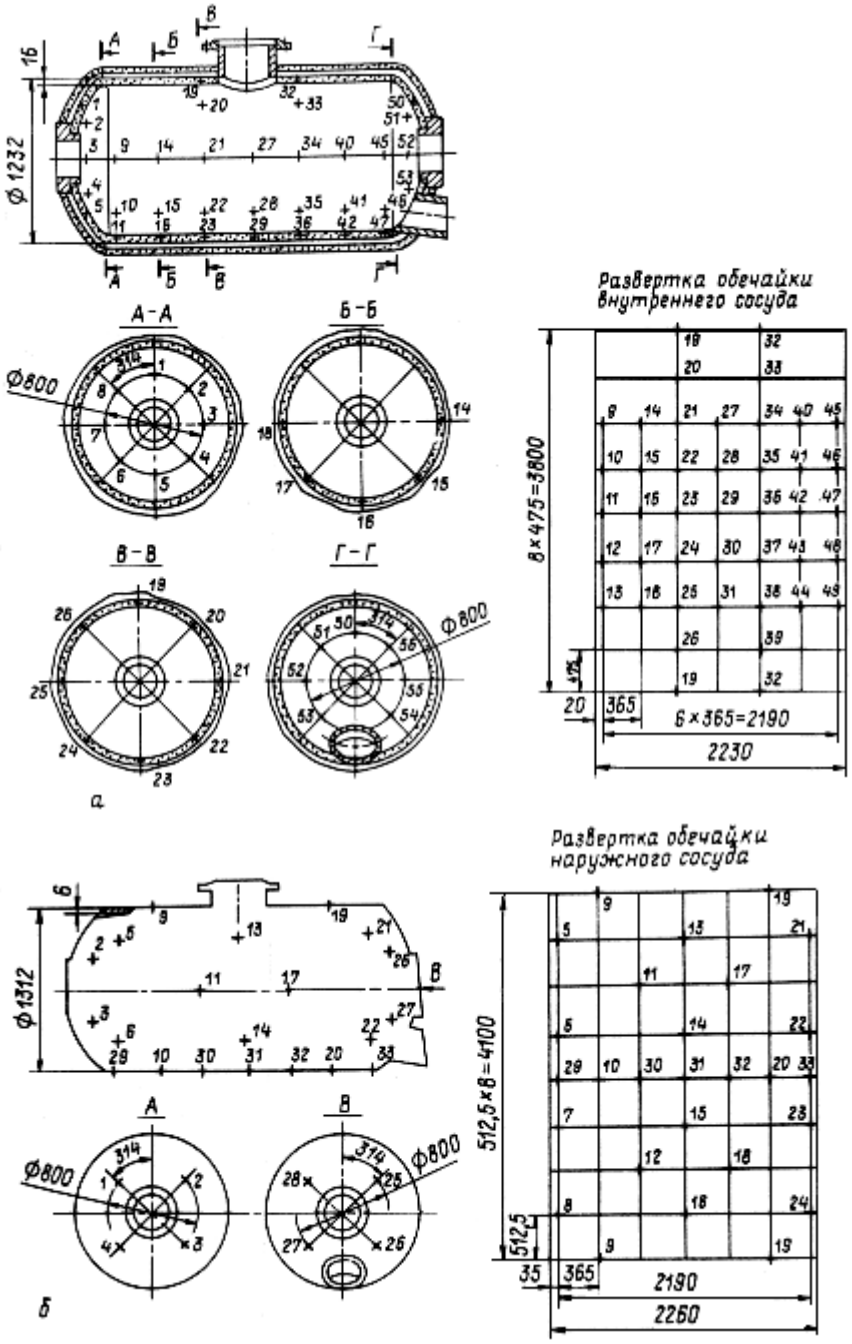


Рис. 3.40. Схема разбивки точек для ультразвукового замера толщины стенок вакуумного котла Ж4-

ФПА: а - развертка обечайки внутреннего сосуда; б - развертка обечайки наружного сосуда

проверку износа нержавеющих гильз на шейках вала мешалки. Износ допускается до пределов, обеспечивающих нормальное уплотнение вала, но не более 3 мм;

проверку износа резьбы пары винт-гайка - крышки загрузочной горловины. Износ допускается до пределов, обеспечивающих герметичность закрывания загрузочной горловины крышкой, но не более 1 мм;

осмотр всех сварных швов (в том числе приварки опор), проточек резьб нажимных винтов загрузочной и выгрузочной горловин. При этом особое внимание обращается на возможное наличие трещин, особенно в местах концентрации напряжений;

ультразвуковой контроль толщины стенки внутреннего и наружного сосуда по схеме, установленной заводом-изготовителем, приведенной для котла Ж4-ФПА на рис. 3.40. Для вакуумного котла КВМ-4,6А схема измерений аналогична. По результатам ультразвукового контроля могут быть допущены в эксплуатацию вакуумные котлы, у которых толщина стенки:

КВМ-4,6А - внутреннего сосуда по длине корпуса в нижней части $\geq$ 12,6 мм и днища $\geq$10,0 мм (местное утонение отдельных участков в нижней части корпуса допускается в соответствии с расчетом на прочность, КВМ-4,6А.РР), наружного сосуда - в пределах допуска на коррозию;

Ж4-ФПА - внутреннего сосуда по длине корпуса в нижней части $\geq$ 11,2 и днища $\geq$ 9, наружного сосуда в любом месте корпуса $\geq$4,8 мм и днища $\geq$6,0 мм.

3.7.2. Разварники крахмалистого сырья

На предприятиях различных отраслей промышленности эксплуатируется большое количество сосудов-разварников емкостью 4,0 м^3 и 5,3 м^3, работающих под давлением пара 0,6 МПа (6 кгс/см^2). Они предназначены для обработки паром картофеля, свеклы, зерна и других пищевых продуктов.

Так как обрабатываемые продукты часто содержат механические загрязнения, при эксплуатации разварников наблюдается повышенный абразивный износ стенок. Во избежание износа стенок внутри разварников устанавливают защитные гильзы, что не исключает необходимости систематического контроля за техническим состоянием разварников и тщательного контроля за полнотой и качеством ремонтов. Ослабление внимания к этим вопросам не раз приводило к тяжелым авариям.

Так, на спиртовом заводе произошел разрыв стенок разварника, проработавшего 11 лет. Для защиты нижней конической части от механического износа конструкцией разварника предусматривалась установка защитной гильзы высотой 1600 мм. В процессе эксплуатации изношенная защитная гильза была удалена без замены ее новой, в результате - через некоторое время произошло утонение стенок конической части разварника до 2-2,8 мм при исходной толщине стенки 12 мм. Такой износ привел к разрушению разварника под давлением. На другом спиртовом заводе произошло разрушение разварника уже после года эксплуатации. Во время его монтажа из-за ненадобности вырезали штуцер отвода среды и на его место установили заплату из случайного материала. Установка заплаты была произведена со смещением кромок до 5,5 мм; при этом сварка была выполнена с непроваром в корне шва до 50% по всему периметру заплаты. Контроль качества сварки не проводился, после ремонта не было произведено техническое освидетельствование, требуемое "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением". Разрушение разварника произошло во время его работы по сварному шву заплаты.

В связи с имевшими место авариями было предложено всем предприятиям, эксплуатирующим разварники периодического и непрерывного действия, произвести их специальное обследование, при котором:

снять тепловую изоляцию и вынуть предохранительные гильзы;

осуществить тщательный осмотр внутренней и наружной поверхностей разварника;

проверить с применением неразрушающего контроля толщину стенок разварника в местах, подверженных износу, и все сварные соединения по всей длине, выполненные ранее при монтаже или ремонтах;

выполнить гидравлическое испытание пробным давлением.

В случае выявления дефектов разварники подлежали ремонту или замене. Было также предложено не допускать работу разварников без предохранительных гильз (применение бетонных гильз не допускалось). Проведенные обследования показали необходимость постоянного контроля за надежностью как самих разварников, так и приборов и предохранительных устройств, обеспечивающих безопасность эксплуатации разварников. Такой контроль регламентируется инструкцией [78].

Согласно этой инструкции независимо от сроков технических освидетельствований разварников "Генце" и агрегатов непрерывного разваривания, проводимых органами госгортехнадзора, ежегодно в период капитального ремонта завода каждый разварник и каждая колонна агрегата должны подвергаться обследованию заводской комиссией под руководством главного инженера завода с участием главного механика, начальника цеха и инженерно-технического работника, ответственного за исправное состояние и безопасное действие этих сосудов.

Помимо ежегодных обследований, предусматривается ежемесячное проведение внутреннего осмотра колонн агрегатов непрерывного разваривания, их контактных головок, а также разварников. Осмотры производят главный механик и инженерно-технический работник, ответственный за исправное состояние и безопасное действие сосудов в периоды остановки завода на планово-предупредительный ремонт.

При обследовании производят тщательный осмотр внутренних и наружных поверхностей корпусов всех колонн и разварников. При этом обращают внимание на наличие раковин, повреждение головок заклепок и сварных швов, истирание (механический износ) стенок. Приборами неразрушающего контроля измеряют толщину стенки колонн и разварников. Измерения выполняют по всей поверхности в каждом из углов квадратов размером 200 × 200 мм, образованных предварительной разбивкой контролируемой поверхности (сетка с ячейкой 200 × 200 мм). Особое внимание уделяют измерению толщины стенки в местах, подверженных наибольшему износу. Характерные места износа агрегатов непрерывного разваривания приведены на рис. 3.41. Такими местами являются:

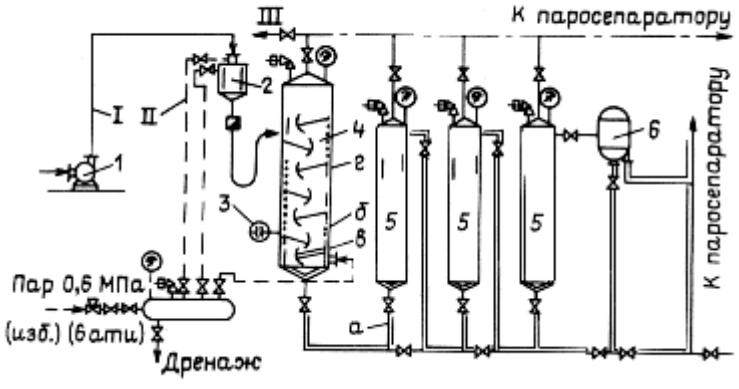


Рис. 3.41. Схема характерных мест износа агрегатов непрерывного разваривания крахмалистого сырья: I - продукт; II - острый пар; III - сдувочный пар; 1 - продуктовый насос; 2 - контактная головка; 3 - термометр; 4 - колонна I ступени Р = 0,4-0,5 МПа (4-5 кгс/см ^{2}); 5 - колонны II ступени Р = 0,4-0,5 МПа (4-5 кгс/см ^{2}); 6 - регулятор уровня (в аппаратах с верхним вводом массы в колоннах II ступени

интенсивно изнашиваются стенки, находящиеся против ввода массы; толстыми линиями показаны места интенсивного износа; точками - среднего износа; а - замена по мере износа; б - износ при отсутствии полки; в - износ при ее наличии; г - зоны износа во всех обечайках у мест поворота массы и пара около прямых бортов полок)

поверхность стенки над патрубком ввода пара в первую варочную колонну (замеры производят вдоль осевой вертикали патрубка в четырех точках через каждые 100-150 мм от центра патрубка);

стенки нижней обечайки против патрубка, подводящего пар в колонну I ступени;

поверхность стенки во всех обечайках колонны I ступени против мест поворота потоков массы и пара около прямого борта полки;

поверхность стенок во всех обечайках колонны I ступени у места соединения прямых бортов полки с цилиндрическими стенками обечаек;

патрубки выхода массы из конусных днищ колонн I и II ступеней (измеряют по трем кольцевым линиям на расстоянии 100, 200 и 300 мм от фланца патрубка выхода массы, по три точки в каждом кольцевом сечении);

стенки контактной головки (их толщина должна быть не менее 3 мм);

стенки колонн II ступени против мест входа потока массы;

вертикальные стенки колонн II ступени по 4-5 кольцевым линиям на расстоянии 1, 2 и 3 м от конусного днища;

стенки разварников в местах контакта с обрабатываемой массой (цилиндрическая и коническая части);

поверхность выдувных коробок разварников;

места, вызывающие подозрение в возможности абразивного или эрозионного износа.

Одновременно с измерениями толщины стенки проводят ультразвуковую или радиационную дефектоскопию сварных соединений. Проверке подлежат все монтажные и ремонтные сварные соединения по всей длине. Сварные соединения, выполненные при изготовлении сосудов, контролируют выборочно в зависимости от выявленных дефектов.

По результатам контроля эксплуатацию сосудов прекращают при достижении толщины стенок:

в цилиндрической части - 5 мм, в конической - 6 мм для колонн I и II ступеней агрегатов производительностью 1700-2500 дал/сут.;

в цилиндрической части - 4 мм, в конической - 5 мм для колонн I и II ступеней агрегатов производительностью 800-1200 дал/сут.;

в цилиндрической обечайке или конусе - 6 мм и днище - 8 мм для разварников.

В этом случае администрация завода обязана поставить в известность местный орган госгортехнадзора об износе аппарата для решения вопроса о возможности дальнейшей эксплуатации. Ремонт колонн агрегатов и разварников выполняют в соответствии с требованиями правил Госгортехнадзора России.

При ревизии аппаратов определяют степень износа защитных гильз. При износе защитной гильзы, достигающем 50% (по толщине стенки), она подлежит замене на новую. Для колонн I ступени варочных агрегатов защитные гильзы изготовляют из стали толщиной 5 мм; их устанавливают в нижних обечайках колонн и конусных днищах. Гильзы для конусов разварников изготовляют из стали толщиной 4 мм. Установка бетонных гильз не допускается.

В агрегатах непрерывного развaривания тщательно проверяют состояние выдувной секции и

исправность регулятора уровня массы. Выявленные неисправности регулятора уровня должны быть устранены либо регулятор заменяют новым; работа агрегата без регулятора уровня не допускается.

У разварников проверяют состояние выдувной коробки: износ защитной гильзы, сохранность и исправность выдувного клапана, решетки, смотрового люка, крепежных деталей. При обнаружении дефектов или износа стенок более чем на 2 мм выдувная коробка подлежит замене. В качестве защиты выдувной коробки от износа устанавливают защитные гильзы из листовой меди толщиной 4-5 мм. Гильзы с износом стенки до 2 мм подлежат замене.

Если при контроле толщины всех труб агрегатов и разварников (уравнительных, переточных, выдувных, подводящих массу и др.) будет установлено, что остаточная толщина стенки составляет 2 мм и менее, такие трубы должны быть заменены до пуска сосуда в работу.

Во время ревизии агрегатов непрерывного разваривания и разварников производят проверку и при необходимости ремонт или замену контрольно-измерительных приборов, редуцирующих устройств, предохранительных клапанов и запорной арматуры, установленных как на самих сосудах, так и на подводящих и отводящих трубопроводах. Проверяют надежность и плотность установки люков на сосудах и исправность крепежа. После проведения ревизии колонн и разварников комиссия проводит внутренний осмотр и гидравлическое испытание рабочим давлением.

3.8. Предупреждение водородной коррозии в сосудах, работающих в водородсодержащих средах

При эксплуатации оборудования в водородсодержащих средах под действием водорода, повышенных температур и давлений может возникнуть водородная коррозия металла. Она проявляется в образовании отдулин и расслоений металла на различной глубине. Указанные расслоения возникают в результате диффузии атомов водорода в металл, концентрации их в имеющихся микронесплошностях, образования молекул водорода и увеличения его объема. Возрастающее при этом давление расслаивает металл и может привести к образованию трещин и разрушению сосуда. При температурах выше 400 °С водород взаимодействует с углеродом металла по границам зерен, образуя метан. В результате ослабления связей по границам зерен, а также дополнительных напряжений от давления газов в отдулинах и расслоениях на границах зерен возникает большое количество микро- и макротрещин.

Водородная коррозия не обнаруживается при обычном визуальном осмотре. Выявить ее можно при исследовании структуры и механических свойств металла на образцах, вырезаемых из аппаратов. Под действием водорода в стали происходит обезуглероживание, снижение пластичности и прочности.

Для предупреждения водородной коррозии оборудования из углеродистых и низколегированных сталей, работающего в водородсодержащих средах, ограничивают температуру стенок аппаратов (до 200-240 °С) защитой их торкрет-бетонной футеровкой. Однако водород проникает через футеровку и имеет контакт с металлом корпуса. В случае нарушения футеровки повышается температура стенок сосуда и создаются условия для водородной коррозии. Поэтому в зависимости от материала, из которого изготовлен сосуд, и температуры внешней поверхности корпуса во время работы установлена периодичность вырезки контрольных образцов из корпусов и штуцеров* (табл. 3.20).

* Указанная периодичность установлена "Техническими указаниями - регламентом по эксплуатации оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки, работающего в водородсодержащих средах". Утверждена Министерством нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности и Министерством химического и нефтяного машиностроения в июне 1972 г.

Если после 100 000 эквивалентных часов работы аппаратов в металле не будет обнаружена водородная коррозия, то $\tau_{экв}^{I}$ увеличивают до 140 000 ч, $\tau_{экв}^{II}$ - до 160 000 ч, $\tau_{экв}^{III}$ - до 130 000 ч, $\tau_{экв}^{IV}$ - до 150 000 ч. Для снижения потерь тепла и улучшения условий безопасности обслуживающего персонала эксплуатация реакторов из низколегированных хромомолибденовых отечественных

сталей марки 12ХМ (12МХ), 15ХМ, стали ЧССР марки 15123.1 и стали ГДР марки 13CrMo4.4 при температурах внешней поверхности их корпусов и штуцеров выше 260 °С нежелательна. Поэтому при перегреве должны быть приняты меры (ремонт или замена футеровки корпуса и штуцеров и др.) для устранения причин, их вызывающих. Допускается кратковременная эксплуатация этих реакторов при местных перегревах корпусов и штуцеров до температур, не превышающих расчетных (принятых в расчете на прочность), которые указываются в рабочих чертежах аппаратов.

При каждом снятии крышек и демонтаже трубных пучков на теплообменниках с крышками и корпусами из двухслойных сталей с основным слоем из углеродистых (Ст3, 20К и др.) и низколегированных марганцовистокремниевых и хромомолибденовых сталей (16ГС, 12ХМ, 12МХ и др.) и плакирующим слоем из нержавеющей стали на базе 13% хрома (ОХ13, ЭИ496 и др.) необходимо тщательно осматривать внутреннюю поверхность аппаратов и крышек, чтобы выявить состояние двухслойной стали, возможные расслоения, вспучивания, дефекты сварных швов и другие пороки. О результатах осмотра составляют акт. При существенных дефектах копии актов осмотра направляют ВНИИНЕФТЕХИМУ, ВНИИНЕФТЕМАШУ и ЛЕНГИПРОГАЗУ.

Достоверность определения продолжительности и условий работы аппаратов с водородсодержащими средами обеспечивается: повседневным контролем и регистрацией продолжительности работы и температуры стенок реакторов и их штуцеров, а также температуры среды, проходящей через теплообменники; оформлением и хранением итоговых данных об условиях работы за месяц или за год в виде отчетов. Ведение отчетов и их хранение возлагаются на руководящих работников и специалистов, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов, работающих под давлением.

Таблица 3.20

Периодичность вырезки контрольных образцов из корпусов и штуцеров аппаратов, работающих в водородсодержащих средах

Аппараты с парциальным давлением водорода до 2,5 МПа (25 кгс/см^2), выполненные из				Аппараты с парциальным давлением водорода до 4,5 МПа (45 кгс/см^2), выполненные из				Вырезки контрольных образцов после фактической работы, ч
углеродистых сталей Ст 3; 20; 20К и др.		марганцовистых и марганцовисто-кремниевых сталей 09Г2С; 16ГС и др.		углеродистых сталей Ст 3; 20; 20К и др.		марганцовистых и марганцовисто-кремниевых сталей 09Г2С; 16ГС и др.		
интервал рабочих температур, °С	время работы в данном интервале, ч	интервал рабочих температур, °С	время работы в данном интервале, ч	интервал рабочих температур, °С	время работы в данном интервале, ч	интервал рабочих температур, °С	время работы в данном интервале, ч	
≤ 260	τ_1^I	≤ 280	τ_1^{II}	≤ 240	τ_1^{III}	≤ 260	τ_1^{IV}	100000
261-280	τ_2^I	281-300	τ_2^{II}	241-260	τ_2^{III}	261-280	τ_2^{IV}	60000
-	-	-	-	-	-	281-300	τ_3^{IV}	48000
281-300	τ_3^I	-	-	261-280	τ_3^{III}	-	-	24000
-	-	-	-	281-300	τ_4^{III}	-	-	600
Переменный	$\tau_{экв}^{I*}$	Переменный	$\tau_{экв}^{II*}$	Переменный	$\tau_{экв}^{III*}$	Переменный	$\tau_{экв}^{IV*}$	$\tau_{экв}^I = \tau_{экв}^{II} = \tau_{экв}^{III} = \tau_{экв}^{IV} \leq$

								100000

* Эквивалентное время работы оборудования (ч) при переменных температурах определяется по формулам:

$$\tau_{экв}^{I} = \tau_1^{I} + 2\,\tau_2^{I} + 4\,\tau_3^{I};$$

$$\tau_{экв}^{II} = \tau_1^{II} + 1{,}5\,\tau_2^{II};$$

$$\tau_{экв}^{III} = \tau_1^{III} + 1{,}5\,\tau_2^{III} + 4\,\tau_3^{III} + 8\,\tau_4^{III};$$

$$\tau_{экв}^{IV} = \tau_1^{IV} + 1{,}5\,\tau_2^{IV} + 2\,\tau_3^{IV};$$

Примечания. 1. Работа сосудов в водородсодержащих средах с температурой наружной поверхности корпусов и штуцеров более 300° С не допускается.

2. Эксплуатация аппаратов при температурах, превышающих, указанные в первой строке таблицы, нежелательна. Для аппаратов из хромомолибденовых сталей (12ХМ, 12МХ, 15ХМ и др.) температура поверхности штуцеров и корпусов не должна быть больше 260 °С.

Для контроля фактических температур стенок корпусов и штуцеров на всех реакторах установок каталитического риформинга и гидроочистки нефтезаводы устанавливают поверхностные термопары. Схема расположения термопар для замера фактических температур стенок корпусов и штуцеров реакторов различных установок приведена на рис. 3.42. Фактические температуры стенок корпусов и штуцеров учитываются в специальных ведомостях. Данные ежедневного учета суммируют в месячных и годовых отчетах.

Температуру среды на входе и выходе из трубного и межтрубного пространств теплообменников замеряют один раз в смену и записывают в вахтенный журнал. Итоговые данные за год должны суммироваться в отчете, составленном на каждый аппарат. При этом учитывают только наибольшие температуры на входе в трубное и на выходе из межтрубного пространства.



Рис. 3.42

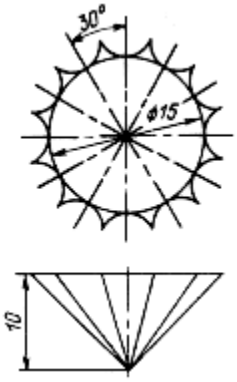


Рис. 3.43

Рис. 3.42. Схема расположения термопар для замера температуры стенок корпусов и штуцеров реакторов (расположение штуцеров показано условно)

Рис. 3.43. Образец, вырезанный из стенки аппарата

Не позднее чем за месяц до контрольных сроков вырезки образцов из реакторов и трубопроводов, указанных в табл. 3.20, нефтеперерабатывающие заводы сообщают ВНИИНЕФТЕХИМУ намеченную дату вырезки образцов. Места вырезки образцов из реакторов и трубопроводов устанавливают заводы совместно с ВНИИНЕФТЕХИМОМ. Вырезку образцов производят в присутствии представителя ВНИИНЕФТЕХИМА, о чем составляется акт.

На все вырезанные образцы завод заполняет паспорт с приложением копий годовых формуляров о продолжительности работы и температурном режиме изделия, из которого вырезаны образцы, и эскиза этого изделия с указанием места вырезки образцов.

Вырезанные образцы с паспортом, актом о вырезке и копией отчетов о температурах и продолжительности работы изделия направляют во ВНИИНЕФТЕХИМ, который проводит их исследование и дает заключение о возможности дальнейшей эксплуатации аппаратов и трубопроводов с точки зрения водородной коррозии с указанием сроков очередной ревизии и вырезки образцов.

При необходимости для рассмотрения результатов испытания образцов и решения вопроса о дальнейшей эксплуатации аппаратов должны привлекаться ВНИИНЕФТЕМАШ, ЛЕНГИПРОГАЗ, ВНИПИНЕФТЬ.

После заделки отверстий в аппаратах установка может быть пущена в эксплуатацию на срок, определенный в заключении ВНИИНЕФТЕХИМА.

Вся документация по вырезке образцов, результатам их исследования, а также по ремонтам аппаратов должна храниться совместно с паспортами на оборудование.

Вырезку образцов из реактора производят с внутренней стороны аппарата по методике предложенной ВНИИНЕФТЕХИМОМ. Участок внутренней поверхности размером 600 × 600 мм предварительно очищается от торкрет-бетона. Образец (рис. 3.43) конусообразной формы высотой 10 мм, диаметром основания 15 мм высверливают ручной электродрелью при помощи кондуктора (рис. 3.44, а), закрепляемого на стенке аппарата (рис. 3.44, б). Глубина конусообразного углубления в стенке аппарата после вырезки образца должна быть не более 20 мм с диаметром не более 40 мм со стороны внутренней поверхности аппарата. Допускается сквозная вырезка образцов диаметром 25 мм. При этом диаметр отверстия после вырезки не должен превышать 40 мм. Заделка сквозного отверстия осуществляется согласно рис. 3.45. Вырезку образцов выполняют только механическим способом.

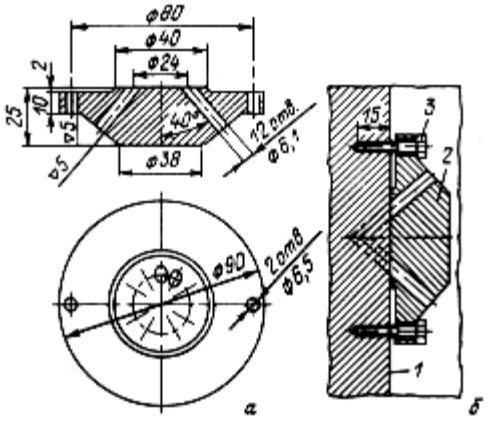


Рис. 3.44. Кондуктор для вырезки образца из стенки аппарата: а - устройство; б - установка на стенке аппарата для высверливания образца; 1 - стенка аппарата; 2 - кондуктор; 3 - болт М6 × 25

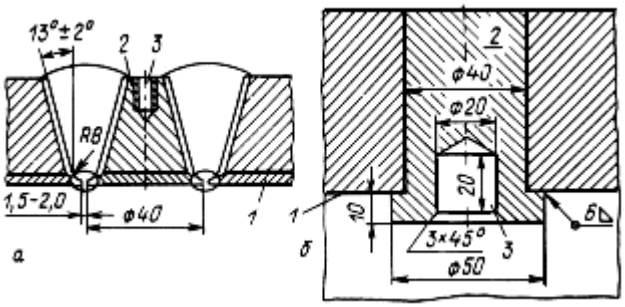


Рис. 3.45. Ремонт сквозного отверстия: а - в штуцере из двухслойной стали; б - в стенке аппарата; 1 - стенка штуцера или аппарата; 2 - заглушка; 3 - отверстие для крепления сборочных приспособлений (после заварки заглушки закрывается металлической пробкой с резьбой соответствующих размеров)

Вырезку образцов из патрубков производят с наружной стороны путем высверливания в стенке штуцера сквозного отверстия диаметром не более 45 мм (рис. 3.46) с применением сверла диаметром 6 мм.

Заделку отверстия в штуцерах из двухслойной стали производят установкой биметаллической заглушки из Ст3 + ОХ13 или 20К + ОХ13 или 16ГС + ОХ13 (рис. 3.45, а), в штуцерах из монометалла - из стали 20К или 16ГС.

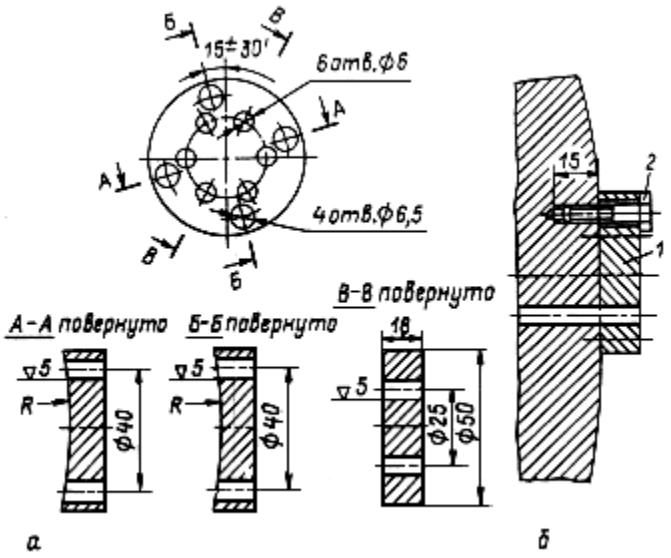


Рис. 3.46. Кондуктор для вырезки образца из штуцера: а - устройство; б - установка штуцера; 1 - кондуктор; 2 - болт М6 × 25

После вырезки образца острые углы в углублении аппарата, а также край углубления обрабатывают шлифовальной головкой, зубилом или любым другим инструментом таким образом, чтобы радиусы закругления углубления были не менее 10 мм. Поверхности углубления и отверстий перед сваркой должны быть очищены от масла, грязи, ржавчины и подвергнуты контролю цветной

дефектоскопией.

После получения заключения об отсутствии водородной коррозии заварку углублений и приварку пробок (заглушек) в корпусах, днищах и штуцерах аппаратов из углеродистой стали выполняют электродами типа Э42А (ГОСТ 9467-75 [30]) диаметром 3 и 4 мм; из низколегированных марганцовистых сталей - электродами типа Э 50А (ГОСТ 9467-75). Для вварки заглушки из двухслойной стали в стенку штуцера используют аустенитные электроды по ГОСТ 10052-75 [31] диаметром 3 и 4 мм. К выполнению заварки углубления, приварки пробок в корпусе аппарата и вварки заглушки в стенке штуцера допускаются сварщики, аттестованные в соответствии с "Правилами аттестации сварщиков" [5].

Сварочные работы производят при положительной температуре окружающего воздуха. При этом должны быть приняты меры для защиты места сварки от воздействия атмосферных осадков и ветра. Сварку при температуре окружающего воздуха ниже нуля выполняют в соответствии с требованиями ОСТ 26-291-87 [44]. При сварке перед наложением каждого последующего слоя предыдущий слой должен быть тщательно зачищен от шлака и брызг. Каждый слой шва после зачистки тщательно осматривают и в случае обнаружения трещин дефектный участок шва удаляют механическим способом. Разделка должна позволять выполнение качественной сварки. При сварке электродами типа Э 42А и Э 50А все слои, кроме первого и поверхностных слоев, подвергают легкой проковке с помощью зубила, имеющего острие, закругленное под радиус 2-3 мм.

Контроль качества сварных соединений выполняют в соответствии с требованиями ОСТ 26-291-87.

3.9. Предупреждение повреждений клепаных барабанов и барабанов, сильно ослабленных отверстиями для завальцовки труб

При эксплуатации котлов низкого и среднего давления с клепаными барабанами имели место повреждения, связанные с образованием трещин в заклепочных и вальцовочных соединениях. В ряде случаев образование трещин сопровождалось авариями с тяжелыми последствиями. Повреждения заклепочных и завальцовочных соединений вызываются сочетанием ряда факторов:

наличием в металле элементов соединений (кромки обечайки барабана, накладки, заклепки, развальцованные концы труб) высоких напряжений, обусловленных конструктивным оформлением и технологией их выполнения;

воздействием на участки повышенных напряжений котловой воды с повышенной концентрацией щелочи, образующейся в пазухах и микрозазорах заклепочных и вальцовочных соединений, особенно при их недостаточной плотности, сопровождающейся пропариванием. О наличии неплотностей в заклепочных и вальцовочных соединениях можно судить по характерным солевым отложениям в районе соединений со стороны топки или газохода котла;

высокой относительной щелочностью котловой воды и глубокой умягченностью питательной воды. При этом сульфаты, фосфаты и шлам, выпадающие из раствора, не препятствуют омыванию металла барабана водой с повышенной концентрацией щелочи. Признано, что для предупреждения образования трещин относительная щелочность котловой воды не должна превышать 20%;

температурными неравномерностями при эксплуатации котла, вызывающими дополнительные напряжения в заклепочных и вальцовочных соединениях. Температурные неравномерности появляются при:

вводе в барабан холодной питательной воды без паровой "рубашки" в месте ввода;

неудовлетворительном распределении питательной воды в барабане;

неисправности системы распределения питательной воды в барабане;

растопках в режиме горячего резерва с периодическими подпитками и большим расходом воды;

подаче холодной воды на заполнение неостывшего после останова котла;

упусках воды;

попадании при авариях перегретого пара обратным ходом в барабаны (особенно в сухопарники);

повреждениях (обвалах) обмуровки, защищающей от обогрева заклепочный шов нижнего барабана.

Температурные неравномерности могут иметь место и в клепаных грязевиках.

Неблагоприятное сочетание указанных факторов приводит к образованию трещин щелочной (каустической) хрупкости, которые быстро прогрессируют. Такие явления наблюдались при переводе котлов старой конструкции на безнакипный водный режим с питанием Na-катионированной водой без разработки и реализации профилактических мер. Наибольшую опасность представляет сочетание высокой относительной щелочности (около 50%) котловой воды с появлением неплотностей в заклепочных и вальцовочных соединениях.

В качестве профилактических мер* по предупреждению повреждений барабанов с заклепочными соединениями и барабанов, сильно ослабленных (коэффициент прочности 0,5 и менее) отверстиями для крепления в них труб вальцовкой, владельцы котлов должны выполнять:

_____

* Меры по предупреждению повреждений клепаных барабанов и барабанов, сильно ослабленных очками для завальцовки труб, опубликованы в "Сборнике директивных материалов по эксплуатации энергосистем. Теплотехническая часть" (М.: Энергоиздат, 1981).

диагностический контроль состояния металла барабанов ультразвуковым или магнитопорошковыми методами дефектоскопии в капитальные ремонты котлов. Наряду с дефектоскопическим контролем необходимо проводить при каждом техническом освидетельствовании котла тщательные осмотры с простукиванием заклепочных соединений, а также осмотры вальцовочных соединений. Наличие солевых отложений (наростов) со стороны топки или газохода у заклепок, кромок накладок или трубного отверстия, а также шламовых валиков на внутренней поверхности вальцовочного пояса трубы или около колокольчиков свидетельствует о неплотности соединения и возможном образовании в этом месте трещин щелочной хрупкости. При проверках барабанов особенно пристальное внимание необходимо обращать на швы нижних барабанов, а в самих швах - на участки пересечения кольцевых и продольных швов, на передний продольный шов нижнего барабана, если были случаи обвала обмуровки, защищающей его от обогрева, задний продольный шов верхнего заднего барабана, клепаные грязевики и швы приклепки к барабанам камер и опускных труб; на воротники приклепаных перепускных труб между барабанами и вводов питательной воды; на швы приклепки днищ нижних барабанов и завальцованные концы труб;

требования производственной инструкции по ведению режимов растопки, останова и заполнения водой. При частых остановах котла в горячий резерв с целью снижения температурных неравномерностей в барабане при подпитках может быть выполнена отдельная водораспределительная труба в паровом пространстве барабана для обеспечения прогрева струи питательной воды в паровом объеме (рис. 3.47);

консервацию котлов в период простоя в соответствии с действующими специальными инструкциями;

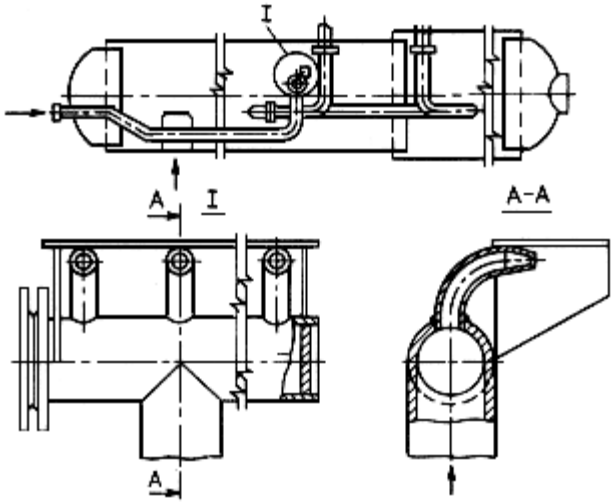


Рис. 3.47. Устройство ввода питательной воды во время горячего резерва с прогревом струй

при относительной щелочности котловой веды более 20%;

ввод пассиваторов в соответствии с "Правилами технической эксплуатации". При относительной щелочности более 50% необходимо применять подкисление или снижение щелочности в тракте водоподготовки (например, Н - Na-катионирование);

замену клепаных грязевиков при наличии повторяющихся повреждений на грязевики, выполненные из цельнотянутых труб;

контроль по реперам за температурными перемещениями барабанов и трубных контуров. При выявлении защемлений указанных элементов они должны быть своевременно устранены. В многобарабанных котлах следует обращать внимание на предотвращение повышенных компенсационных напряжений в концах труб задних экранов, завальцованных в нижний барабан. При этом вертикальное смещение нижнего экрана следует рассчитывать по сумме удлинений кипятильных пучков котла и экрана;

защиту барабанов водотрубных котлов, особенно части их, где расположен продольный шов, от перегрева с газовой стороны, если они не являются одной из основных поверхностей нагрева;

установку защитных рубашек на вводе в барабан сред с температурой, не равной температуре насыщения (ввод питательной воды, линии водоуказателей и др.), при обнаружении повреждений в металле барабана или завальцованных концах труб.

3.10. Диагностический контроль металла клепаных барабанов, сильно ослабленных отверстиями для завальцовки труб

Диагностику клепаных соединений, а также вальцованных соединений труб в барабанах котлов, сильно ослабленных отверстиями (коэффициент прочности 0,5 и менее), осуществляют комплексом методов дефектоскопии, включающим внешний осмотр и измерение, ультразвуковую и магнитопорошковую дефектоскопию*. До начала контроля анализируют по эксплуатационной и ремонтной документации имевшиеся неполадки в работе барабанов, сухопарников и камер: упуски воды, течи и пропаривания в заклепочных и вальцовочных соединениях, обрывы головок заклепок и т. п. Для контроля подготавливают формуляры на барабаны, сухопарники и камеры, в которых приводятся развертки по наружной и внутренней поверхностям с указанием на них: диаметра и длины барабана (сухопарника, камеры); толщины стенок обечаек, днищ, накладок, воротников и трубной решетки; диаметра и шага отверстий трубной решетки; диаметра и шага отверстий под

заклепки; диаметра заклепочных головок.

_____

* Применение перечисленных методов дефектоскопии для диагностики клепаных и вальцовочных соединений барабанов регламентировано "Методикой контроля котельных барабанов с заклепочными соединениями (МК № 113-82)", утвержденной Главтехуправлением Минэнерго СССР 19.01.83 г.

Внешний осмотр и измерения проводят до зачистки и после зачистки поверхностей барабанов, сухопарников и камер. Осмотр производят по всей внутренней и наружной поверхностям, уделяя особое внимание местам, указанным выше в перечне профилактических мер по предупреждению повреждений барабанов. Участки заклепочных и вальцовочных соединений с солевыми отложениями подлежат тщательному контролю для выявления возможных трещин. При внешнем осмотре могут применяться лупы с 10-кратным увеличением. При необходимости уточнения характера выявленных дефектов применяют травление или цветную дефектоскопию.

Ультразвуковая дефектоскопия позволяет контролировать участки заклепочных швов вокруг заклепок, а также участки барабана вокруг трубных отверстий. Ультразвуком можно полностью проконтролировать нахлесточное заклепочное соединение и заклепочное соединение с одной накладкой. В заклепочных соединениях с двумя накладками могут быть уверенно проконтролированы только накладки. Трубную решетку контролируют по внутренней поверхности барабана. Контролируемую ультразвуком поверхность предварительно зачищают до состояния не хуже R_z = 30 мкм по ГОСТ 2789-73 [18].

Для ультразвуковой дефектоскопии применяют серийные ультразвуковые дефектоскопы УДМ-1М, УДМ-3, ДУК-66П, ДУК-66ПМ, УД-24 и др., имеющие автономное питание или переключение на питание от источника тока напряжением 12 В, укомплектованные серийными призматическими искателями с углом призмы 30°, 40°, 50° на частоту 2,5 МГц. Применяемая аппаратура должна отвечать требованиям ГОСТ 14782-86 [34] и ОП № 501-ЦД-75 [97]. Настройку дефектоскопов выполняют по испытательному образцу, изготовленному из стали марки Ст.3 (рис. 3.48). При малом шаге заклепочного шва вместо серийного искателя допускается применение искателя, приведенного на рис. 3.49.

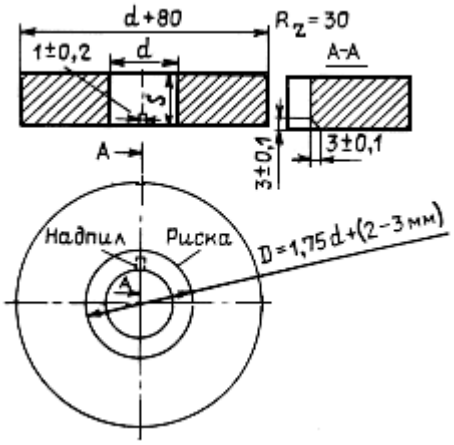


Рис. 3.48. Испытательный образец: D - диаметр разметочной риски, равный диаметру заклепочной головки, мм; d - диаметр заклепочного отверстия, мм; s - толщина контролируемого листа, мм

Скорость развертки настраивают в соответствии с указаниями инструкции к дефектоскопу и проверяют по углам испытательного образца. Чувствительность дефектоскопа настраивают по контрольному отражателю типа "надпил" испытательного образца. Угол ввода луча α искателя определяют исходя из толщины контролируемого листа, диаметра головок заклепок и стрелы искателя по формуле:

$$\mathrm{tg}\,\alpha = (R+n)/H,$$

где α - оптимальный угол преломления поперечной волны, град.; R - радиус головки заклепки, мм; n - стрела искателя, мм; H - толщина контролируемого листа, мм.

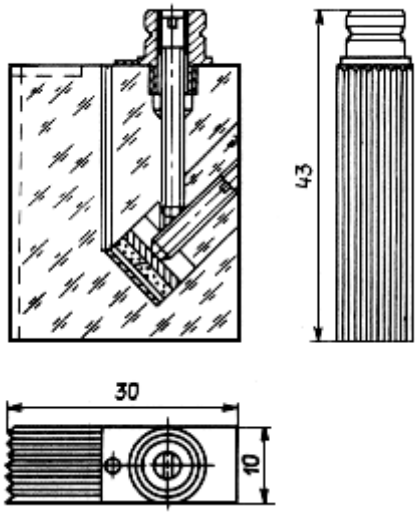


Рис. 3.49. Искатель, применяемый при малом шаге заклепочного шва

В зависимости от величины угла ввода луча выбирают угол призмы искателя по следующему соотношению:

Угол распространения поперечной волны в исследуемом материале α, град.	40	51	69	90
Угол призмы β, град.	30	40	50	60

Взаимное расположение искателя, головки заклепки и трещины при выборе угла ввода луча α искателя показано на рис. 3.50. Перед началом работы проверяют правильность выбора угла ввода луча призмы искателя по испытательному образцу (рис. 3.50), имеющему толщину стенки, одинаковую с толщиной стенки контролируемого элемента (барабана, сухопарника, камеры). Прямое отражение волны от нижней кромки торца при направлении ультразвукового луча на торец образца должно получаться на расстоянии между краем искателя и торцом образца, не превышающем величины А + (2-3) мм (рис. 3.51);

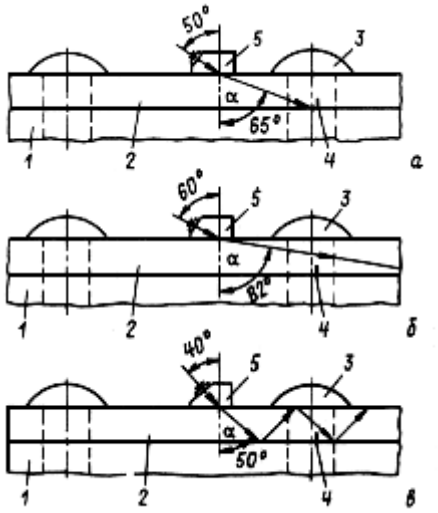


Рис. 3.50. Выбор угла ввода луча α призмы: а - угол ввода луча α выбран правильно; б - угол ввода луча α велик; в - угол ввода луча α мал; 1 - основной лист; 2 - накладка; 3 - заклепка; 4 - трещина; 5 - искатель

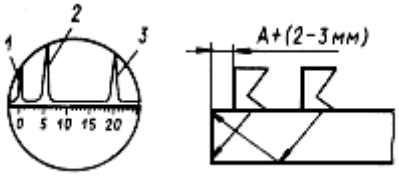


Рис. 3.51. Осциллограмма при настройке дефектоскопа по торцам образца: 1 - зондирующий импульс; 2 - импульс от нижней кромки образца; 3 - импульс от верхней кромки образца

A = R - r, где R - радиус головки заклепки, мм; r - радиус стержня заклепки, мм.

Перемещая искатель по испытательному образцу к центру отверстия, получают импульс от кромки отверстия на экране дефектоскопа (рис. 3.52. а). Затем находят максимальный импульс от контрольного отражателя ("надпила") путем перемещения искателя в направлении по касательной к окружности отверстия (рис. 3.52, б). Угол призмы искателя считается оптимальным, если заклепочная головка не препятствует перемещению искателя при получении максимального отраженного импульса от "надпила" и при проверке поверхности отверстия по всей толщине исследуемого элемента. Настройку дефектоскопа для контроля металла вокруг трубных отверстий производят аналогично описанному.

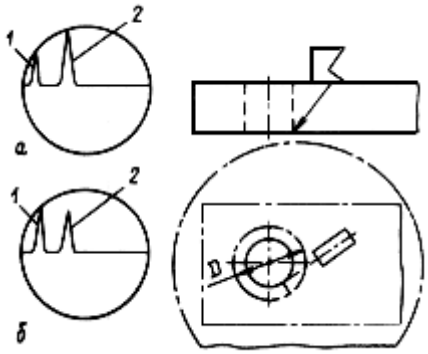


Рис. 3.52. Осциллограмма при настройке дефектоскопа по отверстию образца и искусственному дефекту (надпилу): а - по отверстию образца; б - по искусственному дефекту (надпилу); 1 - зондирующий импульс; 2 - импульс от кромки отверстия (надпила)

Поиск дефектов осуществляется при чувствительности контроля, повышенной на 3-5 дБ в случае применения дефектоскопов, имеющих аттенюатор, для 5-7 делений шкалы I дефектоскопов типа УДМ (поисковый уровень). При обнаружении дефектов уровень чувствительности устанавливают до настроенного по контрольному отражателю (браковочный уровень). Во время контроля искатель перемещают вокруг заклепки (рис. 3.53), поворачивая влево или вправо на 10-15° от среднего положения. Такое перемещение облегчает поиск дефектов в связи с необходимостью направления луча строго по касательной к заклепочному или трубному отверстию, а также в связи с направлением распространения трещин, не всегда совпадающим с радиальным. Надежность акустического контакта в процессе контроля проверяют по контрольному отражению от кромки заклепочного (трубного) отверстия. Для этого искатель устанавливают у головки заклепки (у трубного отверстия) с направлением его к оси заклепочного (трубного) отверстия.

Перемещение искателя по контролируемой поверхности выполняют, ориентируя ось пучка ультразвуковых колебаний перпендикулярно предполагаемому направлению трещин (с обратной стороны контролируемого листа) и по касательной к заклепочному (трубному) отверстию. В случае появления на экране дефектоскопа (при перемещении искателя по контролируемой поверхности) отраженного импульса уточняют, откуда он отразился - от трещины или от кромки заклепочного трубного соединения. Отметив положение искателя, при котором импульс имеет максимальную величину амплитуды, а также место отраженного импульса на экране дефектоскопа, поворачивают искатель до совмещения направления его оси с осью заклепки (трубного отверстия). Исчезновение на экране дефектоскопа отраженного импульса и появление ближе к зондирующему импульсу нового импульса свидетельствует о том, что первоначально наблюдался импульс, отраженный от трещины. Если на экране дефектоскопа новый импульс не появится, то наблюдаемый первоначально импульс соответствовал отраженному от кромки заклепочного (или трубного) отверстия.

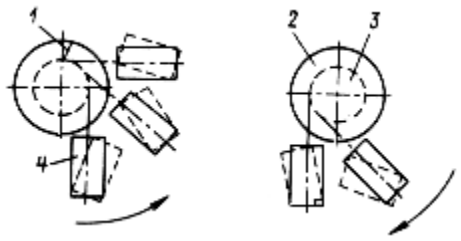


Рис. 3.53. Рабочее положение искателя при поиске трещины: 1 - трещина; 2 - головка заклепки; 3 - заклепочное отверстие; 4 - искатель

Протяженность выявленной трещины определяют, перемещая искатель в сторону от головки перпендикулярно наметившемуся направлению трещины. Поправляя при перемещении положение

искателя, добиваются получения на экране прибора максимального отражения. Искатель перемещают в указанном направлении до исчезновения отраженного импульса и по расстоянию перемещения искателя от возникновения импульса определяют протяженность трещины. Для точного измерения протяженности трещины отсчет производят при уменьшении высоты эхо-сигнала на экране прибора до 10 мм с помощью регулятора "Расстояние см" (УДМ) или "Ослабление" (ДУК-66П). Трещины между двумя соседними заклепочными (трубными) отверстиями дают отраженный импульс на всем пути перемещения луча искателя от одного отверстия до другого.

Достоверность ультразвуковой дефектоскопии проверяется выборочной магнитопорошковой дефектоскопией металла вокруг заклепочных или трубных отверстий, для чего удаляют 5-7 заклепок или труб из отверстий, около которых обнаружены дефекты.

По результатам ультразвуковой дефектоскопии металл проверенных участков оценивают как "негоден" (брак), "условно годен" и "годен".

Оценка "негоден" (брак) ставится, если возле заклепочных отверстий или трубных гнезд обнаружен дефект, амплитуда эхо-сигнала от которого равна или превышает амплитуду эхо-сигнала от искусственного отражателя "надпила", подтвержденный магнитопорошковой дефектоскопией после удаления заклепки (трубы).

"Условно годен" (допускается к эксплуатации не более чем на один год с повторным контролем) оценивается участок проконтролированного металла, если обнаружен дефект, амплитуда эхо-сигнала от которого меньше амплитуды эхосигнала от искусственного отражателя "надпила". Если при повторном контроле через год не будет отмечено роста дефектов, то очередной контроль проводят через два года эксплуатации.

"Годен" - оценивают проверенные участки, если при контроле не обнаружены какие-либо дефекты.

Магнитопорошковую дефектоскопию применяют для выявления трещин, выходящих на поверхность металла контролируемого элемента (обечаек, днищ, заклепочных и трубных отверстий). Магнитопорошковой дефектоскопией проверяют участки поверхности обечаек, днищ, накладок в заклепочных соединениях, воротников штуцеров, трубных и заклепочных отверстий. При выявлении недопустимых дефектов в элементах котла возможность ремонта и дальнейшей эксплуатации определяется владельцем котла с привлечением ремонтной организации и в необходимых случаях специализированных научно-исследовательских институтов.

Для магнитопорошковой дефектоскопии применяют серийно выпускаемые дефектоскопы ДМП-2, ДМП-3 и др. Допускается применение изготовленных силами ремонтной или эксплуатирующей организации (предприятия) портативных электромагнитов П-образной формы, обеспечивающих напряженность магнитного поля не менее 100-110 Э, или 8,0-8,8 кА/м. Намагничивание осуществляют переменным током, контролируя по приборам его величину. В качестве индикатора используют черный магнитный порошок оксида железа (Fe_3O_4). Применяемые магнитные суспензии должны быть стабильными, а максимальный размер частиц порошка не должен превышать 1/8 мкм.

При контроле каждый проверяемый участок намагничивают в двух взаимно перпендикулярных направлениях. Электроды при намагничивании устанавливают на расстоянии 180-200 мм. Поверхность трубных и заклепочных отверстий контролируют, размещая при намагничивании один из электродов на расстоянии 30-50 мм от границы отверстий, а второй - на контролируемой поверхности отверстия (рис. 3.54, 3.55). Для полной проверки поверхности трубного отверстия требуется установка электродов последовательно в четырех взаимно перпендикулярных направлениях (положениях). Уменьшение "прижогов" достигается применением свинцовых или цинковых наконечников. Намагничивание при контроле поверхности трубных отверстий осуществляют пропусканием проводника с током через отверстие, что достигается применением разъемных штырей.

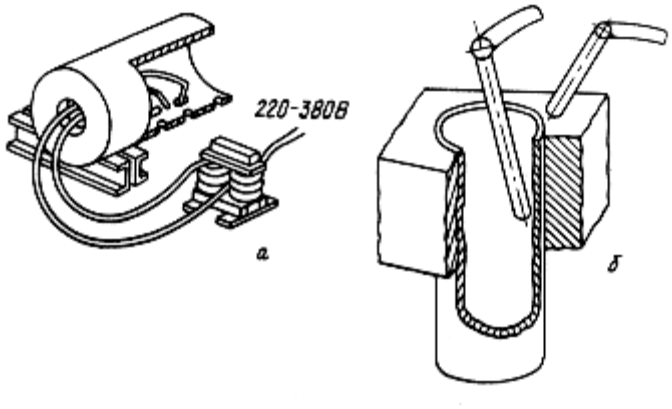


Рис. 3.54. Магнитопорошковая дефектоскопия барабана с вальцованными трубами: а - схема установки; б - способ намагничивания металла барабана

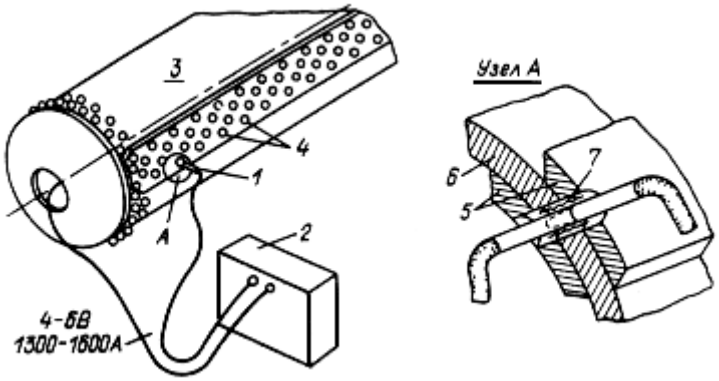


Рис. 3.55. Магнитопорошковая дефектоскопия барабана с заклепочными соединениями: 1 - штыри (медь, латунь) - 2 шт.; 2 - магнитный дефектоскоп; 3 - барабан; 4 - заклепочные головки; 5 - накладки; 6 - основной лист; 7 - трещина

Ток намагничивания при контроле отверстий определяют по формуле:

$$H = I / \pi D ,$$

где I - ток намагничивания, А; H - напряженность магнитного поля (должна быть не менее 8,0 кА/м); D - диаметр отверстия, м.

Магнитную суспензию наносят равномерно на весь контролируемый участок при включенном токе намагничивания (не менее 2-4 с до отключения тока). Появление концентрированных осаждений магнитного порошка (валик, различным образом ориентированные линии) на контролируемой поверхности сигнализирует о наличии дефектов в этих местах. Дефекты устраняют выборкой металла абразивным инструментом. Места выборок повторно контролируют на полноту устранения дефектов магнитопорошковым методом или травлением. Все "прижоги" металла в местах контакта токоподводящих электродов удаляют зачисткой абразивным инструментом.

Результаты контроля металла клепаных барабанов или барабанов, сильно ослабленных отверстиями для завальцовки труб (также сухопарников, грязевиков), оформляют записями в рабочих журналах, на основании которых владельцу котла организация, выполнявшая контроль,

выдает заключение. В журнале и заключении должны быть отражены сведения обо всех выявленных дефектах (оцененных "негоден" и "условно годен").

В журнале и заключении должны содержаться сведения: о типе котла; станционном номере; наименовании завода-изготовителя; годе ввода в эксплуатацию; параметрах пара; температуре питательной воды; типе питательных устройств в барабане (вводе и распределении питательной воды в барабане); наличии парового разогрева в барабане; длине, диаметре и толщине стенки барабана (толщине стенки днищ, трубной решетки, накладок), сухопарника, грязевика; типе заклепочных соединений (продольных и кольцевых); диаметре заклепок (головки и стержня) и диаметре заклепочного отверстия; диаметре трубных отверстий; результатах контроля.

К заключению прикладывают схематический разрез котла, формуляр барабана (сухопарника, грязевика) с указанием участков контроля, с привязкой дефектных мест к развертке, акт о внутреннем осмотре.

Приложение 1

Парковый ресурс для прямых участков и гибов паропроводов в зависимости от марки стали, типоразмера труб и параметров эксплуатации

Марка стали	Типоразмер трубопровода, мм		Параметры эксплуатации		Парковый ресурс основных элементов паропроводов, тыс. ч		Парковый ресурс паропровода в целом, тыс. ч
	диаметр	толщина стенки	температура, °С	давление, МПа	прямые трубы	гибы труб	
15Х1М1Ф	980	40	545	3,9	300	250	250
	720	25	545	3,9	300	140	140
	630	25	545	3,9	300	250	250
	465	75	545	25,5	150	110	110
	426	16	565	2,23	300	250	250
	377	60	545	25,5	150	100	100
	377	50	560	14,0	300	250	250
	377	45	560	14,0	250	200	200
	377	45	550	13,0	300	250	250
	377	45	545	14,0	300	250	250
	377	43	560	14,0	200	150	150
	377	43	550	13,0	300	250	250
	377	40	545	14,0	250	200	200
	325	60	545	25,5	300	240	240
	273	50	550	25,5	250	200	200
	273	45	545	14,0	300	250	250

	273	36	560	14,0	300	250	250
	273	36	545	14,0	300	250	250
	273	35	565	14,0	300	200	200
	273	34	545	14,0	300	250	250
	273	32	545	14,0	300	250	250
	273	32	540	10,0	300	250	250
	273	26	510	10,0	350	300	300
	273	16	510	10,0	300	200	200
	245	45	560	25,5	150	110	110
	245	45	550	25,5	250	200	200
	245	45	545	25,5	300	250	250
	245	32	545	14,0	300	250	250
	219	26	545	14,0	300	250	250
	219	26	540	10,0	300	250	250
	219	25	565	14,0	120	100	100
	219	25	545	14,0	300	250	250
	219	24	545	14,0	300	250	250
	219	24	540	10,0	300	250	250
	219	22	510	10,0	350	300	300
	194	38	560	25,5	250	200	200
	194	36	545	25,5	300	250	250
	194	20	545	14,0	220	160	160
	168	32	550	24,0	300	250	250
	159	30	545	25,5	300	250	250
15XM	325	40	510	10,0	350	300	300
	325	34	510	10,0	350	300	300
	325	30	510	10,0	350	300	300
	273	40	510	10,0	350	300	300
	273	35	510	10,0	350	300	300
	273	30	510	10,0	350	300	300
	273	28	510	10,0	350	300	300

	273	26	510	10,0	350	300	300
	245	40	510	10,0	350	300	300
	219	22	510	10,0	350	300	300
	194	20	510	10,0	350	300	300
	194	18	510	10,0	350	300	300
	168	19	510	10,0	350	300	300
12Х1МФ	630	28	560	3,9	300	120	120
	525	45	510	10,0	350	300	300
	465	20	565	2,85	300	250	250
	465	20	545	3,9	300	250	250
	465	20	545	3,25	300	250	250
	465	19	545	2,85	300	215	215
	465	19	545	4,2	300	130	130
	465	19	545	3,9	300	200	200
	426	20	545	3,7	300	250	250
	426	20	545	3,25	300	250	250
	426	18	545	3,9	300	250	250
	426	18	545	3,25	300	250	250
	426	18	545	2,5	300	250	250
	426	17	565	2,4	300	250	250
	426	17	545	3,9	300	175	175
	377	50	565	15,5	100	70	70
	377	50	565	14,0	150	110	110
	377	50	550	14,0	300	250	250
	377	45	560	14,0	115	85	85
	377	45	545	14,0	300	250	250
	377	17	565	3,9	210	95	95
	377	17	545	3,9	300	250	250
	377	16	545	3,25	300	250	250
	377	15	565	3,0	300	160	160
	377	15	565	2,85	300	200	200

	325	50	560	14,0	300	250	250
	325	50	545	14,0	300	250	250
	325	48	265	13,0	300	250	250
	325	45	565	14,0	180	140	140
	325	45	545	14,0	300	250	250
	325	42	565	13,0	180	135	135
	325	42	560	14,0	180	130	130
	325	42	555	13,0	300	250	250
	325	42	545	14,0	300	250	250
	325	40	565	14,0	100	70	70
	325	38	560	14,0	100	75	75
	325	38	545	14,0	300	210	210
	325	38	540	10,0	300	250	250
	325	38	510	10,0	350	300	300
	325	30	510	10,0	350	300	300
	325	30	500	10,0	350	300	300
	325	25	540	10,0	200	105	105
	325	24	540	10,0	150	75	75
	325	24	520	10,0	350	300	300
	325	24	510	10,0	350	300	300
	325	24	500	10,0	350	300	300
	325	22	530	9,0	300	145	145
	325	22	500	9,0	350	300	300
	325	20	510	10,0	300	110	110
	325	20	500	8,5	350	300	300
	325	13	565	3,0	300	155	155
	325	12	565	2,85	300	125	125
	273	45	550	14,0	300	250	250
	273	40	560	14,0	300	250	250
	273	40	545	14,0	300	250	250
	273	36	560	15,5	120	100	100

	273	36	560	14,0	200	160	160
	273	36	555	13,0	300	250	250
	273	36	545	15,5	300	250	250
	273	36	545	14,0	300	250	250
	273	36	540	14,0	300	250	250
	273	36	535	13,0	300	250	250
	273	36	510	10,0	300	250	250
	273	32	560	14,0	100	80	80
	273	32	560	13,5	120	95	95
	273	32	555	14,0	140	110	110
	273	32	555	13,0	212	165	165
	273	32	550	14,0	200	150	150
	273	32	545	14,0	300	220	220
	273	32	540	14,0	300	250	250
	273	32	510	10,0	350	300	300
	273	28	530	11,0	350	300	300
	273	28	510	10,0	350	300	300
	273	26	530	11,0	350	300	300
	273	26	530	10,0	350	300	300
	273	26	510	10,0	350	300	300
	273	26	510	9,0	350	300	300
	273	26	500	10,0	350	300	300
	273	25	540	10,0	300	250	250
	273	24	510	10,0	350	300	300
	273	22	540	10,0	270	165	165
	273	22	510	10,0	350	300	300
	273	22	500	10,0	350	300	300
	273	22	500	9,0	350	300	300
	273	20	540	10,0	140	75	75
	273	20	520	10,0	350	300	300
	273	20	510	10,0	350	300	300

	273	20	510	9,0	350	300	300
	273	20	500	10,0	350	300	300
	273	18	510	10,0	300	250	250
	273	17	520	10,0	175	70	70
	273	17	510	10,0	180	70	70
	273	17	510	10,0	300	140	140
	273	16	510	10,0	225	80	80
	273	16	500	9,0	350	300	300
	273	13	560	3,9	300	185	185
	273	11	545	2,6	300	250	250
	245	62,5	565	25,5	300	250	250
	245	45	545	14,0	200	140	140
	245	32	540	10,0	300	250	250
	245	32	540	13,5	300	250	250
	245	30	560	10,0	150	115	115
	245	25	510	14,0	350	300	300
	219	35	560	14,0	300	250	250
	219	32	560	13,0	300	250	250
	219	32	555	14,0	300	250	250
	219	29	560	14,0	200	155	155
	219	29	545	14,0	300	250	250
	219	28	560	14,0	160	120	120
	219	28	545	14,0	300	250	250
	219	28	510	14,0	350	300	300
	219	28	510	10,0	350	300	300
	219	26	560	14,0	105	75	75
	219	26	550	14,0	210	150	150
	219	26	545	14,0	300	215	215
	219	26	540	10,0	300	250	250
	219	26	510	10,0	350	300	300
	219	26	500	10,0	350	300	300

	219	25	560	13,5	100	75	75
	219	25	550	14,0	165	122	122
	219	25	545	14,0	235	165	165
	219	24	545	15,5	135	70	70
	219	24	510	10,0	350	300	300
	219	22	510	10,0	350	300	300
	219	18	540	10,0	280	170	170
	219	18	535	9,0	300	250	250
	219	16	545	3,25	300	250	250
	219	16	510	10,0	350	300	300
	219	16	500	7,1	350	300	300
	219	14	510	10,0	300	150	150
	194	22	510	10,0	350	300	300
	194	20	540	10,0	300	250	250
	194	19	540	10,0	300	250	250
	194	19	510	10,0	350	300	300
	194	19	510	9,0	350	300	300
	194	18	510	10,0	350	300	300
	194	16	540	10,0	295	180	180
	194	15	540	10,0	200	100	100
	194	15	520	10,0	350	300	300
	194	15	510	10,0	350	300	300
	194	15	500	10,0	350	300	300
	194	14	510	11,0	350	250	250
	194	14	510	10,0	350	300	300
	194	14	500	9,0	350	300	300
	194	12	510	10,0	300	110	110
	168	20	560	14,0	100	80	80
	168	14	540	10,0	300	180	180
	168	13	540	10,0	180	100	100
	159	30	545	25,5	226	160	160

	159	20	560	14,0	140	100	100
	159	12	540	10,0	150	80	80
	159	10	510	10,0	300	110	110
	159	7	545	2,6	300	250	250
	133	20	560	14,0	300	250	250
	133	20	550	14,0	300	250	250
	133	17	560	14,0	160	110	110
	133	17	550	13,0	300	250	250
	133	17	540	10,0	300	250	250
	133	16	560	14,0	110	75	75
	133	16	560	13,5	126	90	90
	133	16	550	14,0	211	150	150
	133	15	540	10,0	300	250	250
	133	15	530	9,0	350	300	300
	133	15	500	9,0	350	300	300
	133	13	540	10,0	350	250	250
	133	13	530	9,0	350	300	300
	133	13	500	9,0	350	300	300
	133	10	540	10,0	140	70	70
12MX	325	36	510	10,0	350	300	300
	325	34	510	10,0	350	300	300
	325	30	510	10,0	350	300	300
	325	28	510	10,0	300	230	230
	325	24	510	10,0	165	120	120
	273	36	510	10,0	350	300	300
	273	32	510	10,0	350	300	300
	273	32	500	9,0	350	300	300
	273	28	510	11,0	350	300	300
	273	28	510	10,0	350	300	300
	273	26	510	10,0	350	300	300
	273	26	500	9,0	350	300	300

	273	22	510	10,0	230	170	170
	273	20	510	10,0	160	115	115
	273	18	510	10,0	110	75	75
	245	25	510	10,0	350	300	300
	245	22	510	10,0	300	250	250
	219	24	510	10,0	350	300	300
	219	22	510	10,0	350	300	300
	219	22	500	9,0	350	300	300
	219	20	510	10,0	350	300	300
	194	20	510	10,0	350	300	300
	194	20	500	9,0	350	300	300
	194	19	510	10,0	350	300	300
	194	19	500	10,0	350	300	300
	194	18	510	10,0	350	300	300
	194	15	500	10,0	350	300	300
	194	14	510	10,0	150	105	105
	168	16	510	10,0	350	300	300

Примечания: 1. Ресурс типоразмеров труб, не указанных в таблице, устанавливается Департаментом науки и техники РАО "ЕЭС России" на основании предложений ВТИ или АО "Фирмы ОРГРЭС".

2. Долговечность тройниковых сварных соединений, а также стыковых сварных соединений разнотолщинных элементов (например, соединения труб с литыми коваными деталями и переходами) паропроводов определяются АО "Фирмы ОРГРЭС" или ВТИ.

3. Парковый ресурс стыковых сварных соединений приравнивается к парковому ресурсу прямых участков соответствующих паропроводов.

4. Расчеты паркового ресурса проведены по среднестатистическим размерам труб каждого типоразмера.

5. Парковый ресурс корпусов арматуры независимо от марки стали и параметров эксплуатации составляет 250 тыс. ч.

Приложение 2

Периодичность, объемы, методы и сроки контроля котлов и трубопроводов в пределах паркового ресурса

Таблица П2.1

Котлы

Объект контроля	Расчетные параметры среды	Количество пусков до начала контроля		Метод контроля	Объем контроля	Периодичность проведения контроля	Примечание
		энергоблоки мощностью 300 МВт и выше	энергоустановки мощностью менее 300 МВт				
	Трубопроводы в пределах котла с наружным диаметром 100 мм и более, барабаны, коллекторы, трубы поверхностей нагрева, арматура, крепеж						
1. Змеевики пароперегревателей	500 °С и выше	-	-	Измерение толщины стенки УЗК или другим равноценным методом	Выборочно в зонах с максимальной температурой стенки в объеме не менее 5 труб	Каждые 50 тыс. ч	При обнаружении утонения стенки более 0,5 мм дальнейшие их замеры проводятся каждые 25 тыс. ч
	от 450 °С до 500 °С					Каждые 100 тыс. ч	
	500° С и выше			Замер деформации шаблонами	В выходных трубах наиболее горячих зон в объеме 5%	Каждые 50 тыс. ч	
	от 450 °С до 500 °С					Каждые 100 тыс. ч	
2. Змеевики пароперегревателей	500 °С и выше	-	-	Оценка состояния металла по вырезкам	Один-два патрубка	За 20 тыс. ч. до исчерпания паркового ресурса, при наличии повреждений независимо от наработки	Методика выбора патрубков для исследования дана в разд. 6 [61]
3. Трубы поверхностей нагрева	9,0 МПа и выше	-	-	Оценка состояния металла по вырезкам	В зонах, где происходили повреждения или наружная и внутренняя коррозия	В ближайший плановый ремонт	Количество вырезок и места их расположения должны соответствовать схеме, утвержденной главным инженером электростанции

4. Цельносварные топочные экраны котла	350 °С и выше	-	-	ВК, измерение толщины стенки	В зоне максимальных тепловых нагрузок	Через 50 тыс. ч, далее - в каждый капитальный ремонт	1. Количество контрольных участков размером 200 × 200 мм и места их расположения должны соответствовать схеме, утвержденной главным инженером электростанции. 2. На котлах, работающих на газовом топливе, каждые 100 тыс. ч
				Оценка состояния металла по вырезкам	В зонах, где происходили повреждения	В ближайший капиталь- ный ремонт	Количество вырезок и места их расположения должны соответствовать схеме, утвержденной главным инженером
5. Паропроводы в пределах котла, пароперепускные трубы: из хромомолибденовых сталей 12МХ, 15ХМ и др.	450 °С и выше	-	-	Измерение остаточной деформации	Прямые трубы и гибы - 100%	Каждые 100 тыс. ч.	1. При достижении значения остаточной деформации, равного половине допустимого,
из хромомолибденованадиевых сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф	500 °С и выше				Для прямых труб каждые 100 тыс. ч, для гибов - каждые 50 тыс. ч		измерение остаточной деформации проводится для прямых труб каждые 50 тыс. ч, для гибов - 25 тыс. ч. 2. При значении паркового ресурса 100 и менее тыс. ч первый замер проводится при достижении половины паркового ресурса
6. Паропроводы в	500 °С и выше			Оценка состоя-	Одна вырезка из	1. После выра-	Для исследования вырезается

пределах котла, пароперепускные трубы				ния металла по вырезкам	трубы с максимальной остаточной деформацией	ботки паркового ресурса 2. Когда остаточная деформация достигла половины допустимой величины с оценкой микроповрежденности	патрубок длиной 200 мм и более со сварным соединением
7. Коллекторы	450 °С и выше	600	-	ВК внутренней поверхности, УЗД	50% коллекторов в зоне расположения штуцеров входной части коллектора	Каждые 100 тыс. ч, но не реже чем через 300 пусков	При обнаружении дефектов объем контроля увеличивается до 100%
	Ниже 450 °С	-	-			Каждые 200 тыс. ч	При наличии коллекторов, не доступных для контроля, программа их обследования составляется по рекомендации ВТИ
8. Корпус впрыскивающего пароохладителя	Независимо от параметров						
Штатные впрыски паропроводов между поверхностями нагрева	То же	-	-	ВК, УЗК	Наружную и внутреннюю поверхности в зоне расположения штуцера водоподающего устройства на длине 40 мм от стенки штуцера	Каждый капитальный ремонт, но не реже чем через 300 пусков	
Пусковые впрыски, размещенные в паропроводах					Наружную поверхность на нижней образу-	Каждый капитальный ремонт, но не реже чем через 150	

горячего промперегрева и в главных паропроводах					ющей на длине 0,5 м от места впрыска и за защитной рубашкой на длине 50-100 мм	пусков	
9. Коллекторы и корпуса впрыскивающего пароохладителя:		-	-	Измерение остаточной деформации		Каждые 100 тыс. ч.	1. Реперы для измерения остаточной деформации устанавливаются в произвольном сечении
из хромомолибденовых сталей 12МХ и 15ХМ	450 °С и выше						по длине коллектора, за исключением концевых участков,
из хромомолибденованадиевых сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф	500 °С и выше						не менее 400 мм от начала расположения радиальных отверстий для змеевиков. При невозможности проведения контроля в двух взаимно перпендикулярных направлениях разрешается проводить измерение в одном из них. 2. При достижении значения остаточной деформации, равного половине допустимого, измерение остаточной деформации проводится каждые 50 тыс. ч.
10. Необогреваемые гибы в пределах котла с наружным диаметром 57 мм и более	Независимо от параметров	900	900	ВК, МПД или ЦД, УЗК	10% гибов труб каждого типоразмера и назначения	Каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 150 пусков	1. Гибы труб с диаметром больше 57 мм и меньше 100 мм контролю подвергаются после наработки 100 тыс. ч.

							2. На 5% общего количества гибов проверять прямой участок по ходу пара на расстоянии 500 мм. 3. При обнаружении дефектных гибов контроль увеличивается до 100% на контролируемом узле. 4. Для установок с давлением среды 10,0 и 14,0 МПа контроль гибов, работающих при температуре ниже 450° С, проводится в соответствии с "Положением об оценке ресурса, порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов с рабочим давлением 10 и 14 МПа, П 34-70-005-85" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1985). 5. Для котлов блоков 250-300 МВт контроль гибов необогреваемых труб диаметром 108 мм и более на участке тракта котла от экономайзера до выходного коллектора, в том числе труб растопочного сепаратора, проводится в соответствии с противоаварийным циркуляром № Ц-02-88Т от 29.09.87. "Об обеспечении надежной экс-

							плуатации гибов необогре-ваемых труб котлов блоков 250-300 МВт" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1988). 6. При очередном контроле проверяются гибы, не контроли-ованные ранее.
	Барабаны сварные и цельнокованые						
11. Корпуса обе-чаек	9,0 МПа и выше	-	-	ВК, ЦД или МПД, или ТР	Контроль-ные участки разме-ром 200 × 200 мм по одному на каждом листе обечайки на внутренней по-верхности бара-бана	После наработ-ки 100 тыс. ч, далее каждые 50 тыс. ч	Контрольный участок должен располагаться в водяном объеме
	Ниже 9,0 МПа	-	-			Каждые 100 тыс. ч	
12. Основные продольные и по-перечные свар-ные швы с около-шовной зоной по 60-80 мм на сторону	9,0 МПа и выше	-	900	ВК, ЦД или МПД, или ТР, УЗК	По всей длине барабана на внутренней или наружной по-верхности - 10%	После наработ-ки 25 тыс. ч или в первый капи-тальный ре-монт, далее - каждые 100 тыс. ч, но не реже чем через 300 пусков	1. В следующий контроль прове-ются другие 10%. 2. При выявле-нии дефектов контроль увели-чивается до 100%.
					Ремонтные за-варки - 100%	После наработ-ки 25 тыс. ч, да-лее - каждые 50 тыс. ч	Заварки, выпол-ненные без тер-мообработки, контролировать каждые 25 тыс. ч.
13. Ремонт-ные заварки в корпусе обечайки, днище	9,0 МПа и выше	-	-	ВК, ЦД или МПД	Наплав-ленный металл и около-шовная зона шириной 20 мм - 100%	Каждые 50 тыс. ч	Аустенитные заварки контро-лировать мето-дом травления или цветной де-фектоскопии.

14. Швы приварки сепарации	9,0 МПа и выше	-	-	ВК	По всей протяженности швов приварки	Каждые 100 тыс. ч	Для барабанов из стали 16ГНМ - каждые 50 тыс. ч.
15. Днища	9,0 МПа и выше	-	-	ВК, ЦД или МПД, или ТР	Внутренняя поверхность - 25%, места приварок - 100%	После наработки 100 тыс. ч, далее - каждые 50 тыс. ч	1. При обнаружении расслоения, выходящего на поверхность, вопрос о воз-
	Ниже 9,0 МПа	-	-		Внутренняя поверхность - 25%, места приварок - 100%	Каждые 100 тыс. ч	можности и условиях дальнейшей эксплуатации должен рассматриваться ЭТК с привлечением компетентных организаций. 2. Каждый последующий контроль проводить на участках, не проверенных ранее.
16. Лазовые отверстия	9,0 МПа и выше	-	-	ВК, ЦД или МПД, или ТР	Поверхность лаза на расстоянии 100 мм от кромок и примыкающая уплотнительная поверхность затвора - 100%	После наработки 100 тыс. ч, далее - 50 тыс. ч	Кроме лазов с отбортовкой.
	Ниже 9,0 МПа					Каждые 100 тыс. ч	
17. Отверстия в водяном объеме барабана	9,0 МПа и выше	-	450	ВК, ЦД или МПД, или ТР (МПД проводится только после выявления дефектов при ВК)	Поверхности отверстий и штуцеров с примыкающими к ним участками внутренней поверхности барабана шириной 30-40 мм от кромки отверстия - 100% а сами угловые швы -10%	После наработки 75 и 150 тыс. ч, далее каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 300 пусков	1. Контроль поверхности с защитными рубашками или присоединенных методом вальцовки проводится на участках внутренней поверхности шириной 30-40 мм, примыкающих к отверстию без

	Ниже 9,0 МПа					Каждые 100 тыс. ч	удаления вальцовки или защитной рубашки. 2. При обнаружении дефектов необходимо проконтролировать внутреннюю поверхность отверстий; МПД проводится при выявлении дефектов визуальным осмотром.
18. Отверстия труб парового объема	9,0 МПа и выше	-	450	ВК, ЦД или МПД, или ТР	Поверхность отверстий и штуцеров с примыкающими к ним участками внутренней поверхности барабана шириной 30-40 мм от кромки отверстия - в объме 15% каждой	После наработки 100 тыс. ч, далее - каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 300 пусков	Каждый последующий контроль проводить на отверстиях, ранее не проверенных.
	Ниже 9,0 МПа	-	-		Группы труб одноименного назначения, но не менее двух в каждой группе, угловые швы штуцеров - 10%	После наработки 150 тыс. ч, далее - каждые 100 тыс. ч	
Ремонтные заварки на поверхностях отверстий барабана: водяного	9,0 МПа и выше	-	-	ВК, ЦД или МПД, или ТР	Наплавленный металл и околошовная зона шириной 20-30 мм - 100%	Каждые 25	Аустенитные заварки контролировать методом травления или цветной дефектоскопией

объема парового объема						тыс. ч Каждые 50 тыс. ч	
19. Корпуса арма- туры и другие ли- тые детали	450 °С и выше	600	900	ВК, ЦД или МПД, или ТР	Радиусные переходы наружных и внутренних поверхнос- тей - 100%	Каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 300 пусков	1. При наличии на корпусах ар- матуры и других литых деталях ремонтных завa- рок - в каждый
	Ниже 450 °С				Радиусные пе- реходы наруж- ных и внутрен- них поверхнос- тей - 10%		капитальный ремонт. 2. При обнару- жении недопус- тимых дефектов объем контроля увеличивается до 100%. 3. Корпуса ар- матуры с D_y <250 мм и все литые дета- ли контролиру- ются только с наружной сто- роны, корпуса арматуры с D_y >250 мм кон- тролируются методом МПД или визуальным осмотром снару- жи - 100%, из- нутри - в дос- тупных местах. 4. При невоз- можности про- ведения контро- ля внутренних поверхностей литых корпусов методами МПД или ЦД прово- дится только визуальный контроль.
20. Шпильки М36 и большего раз- мера фланцевых соединений	Неза- висимо от пара- метров	600	600	ВК, ЦД или МПД, или ТВК, или ТР, УЗК УЗК или ТВК	Резьбовая по- верхность в до- ступных местах - 100% Поверхность осевого	Каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 300 пусков Каждые 50 тыс. ч	1. Решение о контроле шпи- лек меньших типоразмеров принимается главным инже- нером электро-

					сверле-ния - 100%		станции.
	450 °С и выше			ТВ	Торцевая по-верхность со стороны гайки - 100%	По дости-жении паркового ресурса	2. Критерии по твердости в со-ответствии с требованиями к исходному сос-тоянию.
				Иссле-дование металла	2 шпильки от разъема	По дости-жении паркового ресурса	3. При невоз-можности вык-ручивания шпильки состав-ляется акт.
	Станционные трубопроводы. Паропроводы с наружным диаметром 100 мм и более, питательные трубопроводы с наружным диаметром 76 мм и более						
1. Трубы паро-проводов: из хромо-молибде-новых сталей 12МХ, 15ХМ и др.	450 °С и выше	-	-	Изме- рение ос-таточной дефор-мации	Прямые трубы и гибы - 100%	Каждые 100 тыс. ч	1. При достиже-нии значения остаточной де-формации, рав-ного половине допустимого, измерение оста-точной дефор-
из хромо-молибде-нованадие-вых сталей 12Х1МФ, 15Х1М1Ф и др.	500 °С и выше					Для гибов - каждые 50 тыс. ч, для прямых участков труб - 100 тыс. ч	мации прово-дится каждые 50 тыс. ч для пря-мых труб и 25 тыс. ч - для гибов. 2. При значении паркового ре-сурса 100 тыс. ч и менее измере-ние остаточной деформации проводится по достижении времени, сос-тавляющего 50% паркового ре-сурса.
2. Гибы паропро-водов независимо от марки стали	510 °С и выше	-	-	ВК, ЦД или МПД, УЗК	100%	Контроль гибов по дости- жении паркового ресурса	1. УЗК и МПД проводятся по всей длине гнутой части на 2/3 окружности
	450-510 °С				5%	100 и 200 тыс. ч	трубы, включая растянутую и
					100%	После 300 тыс. ч и далее через каждые 100	нейтральную зоны. 2. Допускается

				Изме- рение тол- щины стенки, оваль- ность	100%	тыс. ч По дости- жении парко- вого ресурса	контроль 50% гибов прово- дить по дости- жении времени, составляющего 50% паркового ресурса. 3. При выявле- нии нулевой овальности про- водится оценка микроповреж- денности метал- ла гиба. 4. Контроль ги- бов на электро- станциях, полу- чающих возв- ратный конден- сат с нефтяных и химических предприятий, проводится в объеме 10% каждые 50 тыс. ч. 5. Допускается контроли- ровать паропроводы после выработ- ки ими парково- го ресурса методом акусти- ческой эмиссии. Контроль вы- полняется по методике и под руководством ВТИ.
3. Гибы паропро- водов независимо от марки стали	450 °С и выше	-	-	Оценка микро- повреж- даемости по репли- кам	На трех гибах с макси- мальной остаточной де- формацией	1. При достиже- нии значения остаточной де- формации, рав- ного половине допусти- мого, оценка микро- повреж- даемос- ти проводится независимо	

						от времени эксплуатации. 2. При достижении паркового ресурса	
4. Гибы паропроводов независимо от марки стали	450 °С и выше	-	-	Оценка состояния металла по вырезкам	На одном гибе с максимальной остаточной деформацией	1. При достижении паркового ресурса 2. При обнаружении микроповреждаемости	
5. Штампованные, штампосварные колена	Независимо от параметров	450	450	ВК, ЦД или МПД, УЗД	50%	Через каждые 150 пусков, но не реже чем через 50 тыс. ч	В штампосварных коленах контролируется 100% продольных сварных швов
6. Крутоизогнутые отводы	То же	-	-	ВК, ЦД или МПД, УЗД	50%	Каждые 50 тыс. ч	При обнаружении трещин контроль колен увеличивается до 100%
7. Участки паропроводов в местах приварки штуцеров с D_y = 50 мм и более, дренажных линий, врезок БРОУ и РОУ	500 °С	900	1200	ВК и УЗК	100% на расстоянии 300-400 мм от приварного штуцера	Через каждые 300 пусков, но не реже чем через 50 тыс. ч	
8. Питательные трубопроводы от напорного патрубка питательного насоса до котла	Независимо от параметров	-	-	Измерение толщины стенки ВК	Трубы и фасонные детали после выходных патрубков регулирующей арматуры на длине менее 10D тру-	В каждый капитальный ремонт	1. Не менее 50% контролируемой группы гибов должно быть расположено в горизонтальной плоскости. 2. При обнаружении недопустимых дефектов хотя бы в одном

					бы по ходу движения среды от регулирующего дросселирующего органа, зоны установки дроссельных шайбовых наборов, щелевых дросселей, тупиковые участки в зонах возможного коррозионного износа и 25% гибов байпасных линий, но не менее двух		гибе, подтвержденных визуальным контролем вырезки гиба, объем контроля увеличивается в два раза. При повторном обнаружении дефектов объем контроля увеличивается до 100%
		600	600	УЗК	Гибы - 100%	После 100 тыс. ч далее каждые 500 тыс. ч	3. При вырезке дефектного гиба провести ВК внутренней поверхности прилегающих к нему труб на длине не менее трех диаметров.
	Литые детали D_y = 100 мм и более и крепеж парового тракта						
9. Корпуса арматуры и другие литые детали	450 °С и выше	600	900	ВК, ЦД или МПД	Радиусные переходы наружных и внутренних поверхностей - 100%	Каждые 50 тыс. ч	При наличии на корпусах арматуры и других литых деталях ремонтных заварок - в каждый
	Ниже 450 °С				Радиусные переходы наружных и внутренних поверхностей - 10%		капитальный ремонт

10. Шпильки М42 и большего размера фланцевых соединений	Независимо от параметров	600	600	ВК, ЦД или МПД, или ТВК, или ТР, УЗК	Резьбовая поверхность - 100%	Каждые 50 тыс. ч	
				УЗК или ТВК	Поверхность осевого сверления - 100%	Каждые 50 тыс. ч	
				ТВ	Торцевая поверхность или шейка - 100%	Каждые 50 тыс. ч	
				Исследование металла	2 шпильки от разъема	По достижении паркового ресурса	

Таблица П2.2

Сварные соединения трубопроводов и коллекторов с наружным диаметром 100 мм и более

Объект контроля	Расчетные параметры среды	Количество пусков до начала контроля		Тип сварного соединения	Метод контроля	Объем контроля	Периодичность проведения контроля	Примечание
		энергоблоки мощностью 300 МВт и выше	энергоустановки мощностью менее 300 МВт					
1. Питательные трубопроводы (после питательных насосов до котла)	Независимо от параметров	-	-	Стыковые (труба с трубой)	ВК, УЗК	10%	Каждые 100 тыс. ч	1. При обнаружении в контролируемой группе недопустимых дефектов хотя бы в одном сварном соединении труб данного назначения объем контроля
		900	1200	Угловые, стыковые с литыми, коваными и штампованными деталями	ВК, УЗК, МПД или ЦД, или ТР	20%	Каждые 100 тыс. ч, но не реже чем через каждые 600 пусков	

								увеличивается вдвое. При повторном обнаружении недопустимых дефектов в стыках "труба с трубой" объем контроля увеличивается до 100%
2. Трубопроводы в пределах котла	От 250 до 450 °С и выше независимо от давления	-	-	Стыковые (труба с трубой)	ВК, УЗК	10%	Каждые 150 тыс. ч	
		900	1200	Угловые, стыковые с литыми, коваными и штампованными деталями	ВК, ВЗК, МПД или ЦД, или ТР	10%	То же, но не реже чем через каждые 600 пусков	2. Для контроля предпочтительнее выбирать стыки, оцененные по УЗК баллом 2.
То же	От 450 до 510 °С независимо от давления	-	-	Стыковые (труба с трубой)	ВК, УЗК	10%	После 100, 200, 250 тыс. ч	
		-	-	Угловые, стыковые с литыми, коваными и штампованными деталями	ВК, УЗК, МПД или ЦД, или ТР	10%	После 100, 200, 250 тыс. ч	
		600	900	То же	ВК, УЗК, МПД или ЦД, или ТР	100%	После 100, 200, 250 тыс. ч, но не реже чем через каждые 600 пусков	
3. Паропроводы	510 °С	-	-	Стыковые (труба с тру-	ВК, УЗК, МПД или	20%	После 100, 200,	1. При обнару-

свежего пара и горя-чего, холод-ного пром-перегрева станцион-ные, в пределах котла, станци-онные коллекторы и коллекторы котла				бой)	ЦД, или ТР		250 тыс. ч	жении недо-пустимых де-фектов объем контроля уве-личивается до 100%. 2. Для контроля предпочти-тельнее выби-рать стыки, оцененные по УЗК баллом 2.
		450	600	Угловые, сты-ковые с литы-ми, кованными и штампован-ными деталя-ми	ВК, УЗК, МПД или ЦД, или ТР	30%	После 100, 200, 250 тыс. ч, но не реже чем через каждые 300 пусков	3. Все контро-лируемые стыки проходят ВК и МПД, а половина из них - УЗК
То же	Выше 510 °С	-	-	Стыковые (труба с тру-бой)	ВК, УЗК, МПД или ЦД, или ТР	30%	Каждые 50 тыс. ч	
		-	-	Стыковые центробежно-литых труб	ВК, УЗК, МПД или ЦД, или ТР	100%	Каждые 50 тыс. ч	
		450	600	Угловые, сты-ковые с литы-ми, кованными и штампован-ными деталя-ми	ВК, УЗК, МР, МПД или ЦД, или ТР	100% (МР-10%)	Каждые 25 тыс. ч, но не реже чем через каждые 200 пусков	
		-	-	Стыковое сварное соединение	Оценка состо-яния свар-ного соеди-нения по выреза-кам	2 вы-резки на группу одно-типных котлов ТЭС	По достиже-нии паркового ресурса	1. Вырезка сварного сое-динения про-водится на од-ном из одно-типных котлов с максималь-ной наработ-кой.

								2. При отсутствии ГПП проводится одна вырезка.
4. Трубопроводы из стали 20	400 °С и выше	-	-	Стыковое сварное соединение	Оценка состояния металла	Один стык в зоне максимальной температуры	После 100 тыс. ч далее каждые 50 тыс. ч	При обнаружении графита выреза- ется второе сварное соединение, если при повторном исследовании выявляется графит, то переварива- ются все стыки данного паропровода.

Библиографический список

1. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. М.: НПО ОБТ, 1996.

2. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. М.: НПО ОБТ, 1993.

3. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. М.: НПО ОБТ, 1994.

4. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см), водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой воды не выше 388° К (115 °С). М.: НПО ОБТ, 1992.

5. Правила аттестации сварщиков. М.: Металлургия, 1973.

6. Правила технической эксплуатации отопительных котельных. М.: НПО ОБТ, 1993.

7. Правила аттестации специалистов неразрушающего контроля. М.: НПО ОБТ, 1992.

8. Правила контроля сварных соединений трубных систем котлоагрегатов и трубопроводов тепловых электростанций. ПК № ОЗЦС-66. М.: ЦНИИТМАШ, 1967.

9. Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и тепловых сетей. М.: Энергоатомиздат, 1985.

10. Правила безопасного применения жидкого аммиака в сельском хозяйстве. Утверждены ВПНО "Союзсельхозмашем" 28.09.82 г., Минсельхозом СССР в 1983 г.

11. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М.: Энергия, 1989.

12. Правила устройства и безопасной эксплуатации электродных котлов и электрокотельных. М.: НПО ОБТ, 1993.

13. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. ПНАЭГ-7-008-89. Утверждены Госатомэнергонадзором СССР в 1989 г.

14. Общие правила взрывобезопасности для взрыво-пожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. М.: НПО ОБТ, 1994.

15. СНиП и ПП-36-73. Глава 36. Тепловые сети. М., Стройиздат, 1974.

16. ГОСТ 1497-84. Металлы. Методы испытаний на растяжение.

17. ГОСТ 2761-57. Источники централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения.

18. ГОСТ 2789-73. Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики.

19. ГОСТ 2874-82. Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством.

20. ГОСТ 5520-79. Сталь листовая углеродистая низколегированная и легированная для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия.

21. ГОСТ 5640-68. Сталь. Металлографический метод оценки микроструктуры листов и ленты.

22. ГОСТ 6221-90Е. Аммиак жидкий технический. Технические условия.

23. ГОСТ 6996-66. Сварные соединения. Методы определения механических свойств.

24. ГОСТ 7268-82. Метод определения склонности к механическому старению по испытанию на ударный изгиб.

25. ГОСТ 7512-82. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.

26. ГОСТ 8625-77Е. Манометры избыточного давления, вакуумметры и моновакуумметры показывающие. Основные параметры и размеры. В настоящее время отменен.

27. ГОСТ 9012-59. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю.

28. ГОСТ 9454-78. Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженной, комнатной и повышенной температурах.

29. ГОСТ 9466-75. Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки сталей и наплавки. Классификация, размеры и общие технические требования.

30. ГОСТ 9467-75. Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.

31. ГОСТ 10052-75. Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки высоколегированных сталей с особыми свойствами.

32. ГОСТ 12.1.007-76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

33. ГОСТ 14019-80. Металлы и сплавы. Методы испытаний на изгиб.

34. ГОСТ 14782-86. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

35. ГОСТ 18442-80. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.

36. ГОСТ 18661-73. Сталь. Измерение твердости методом ударного отпечатка.

37. ГОСТ 20415-82. Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения.

38. ГОСТ 20911-89. Техническая диагностика. Основные термины и определения.

39. ГОСТ 21105-87. Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод.

40. ГОСТ 24297-87. Входной контроль продукции. Основные положения.

41. ОСТ 26-01-84-78. Швы сварных соединений сосудов и аппаратов, работающих под давлением. Методика магнитопорошкового контроля.

42. ОСТ 26-04-538-79. Воздухоразделительные установки. Общие требования к монтажу.

43. ОСТ 26-5-88. Контроль методом цветной дефектоскопии.

44. ОСТ 26-291-87. Сосуды и аппараты сварные стальные. Технические требования. В настоящее время заменен на ОСТ 26 291-94.

45. ОСТ 34-70-690-84. Металл паросилового оборудования электростанций. Методы металлографического анализа в условиях эксплуатации.

46. ОСТ 108.030.01-75. Котлы паровые. Методика коррозионных испытаний.

47. ОСТ 108.030.39-80. Барабаны сварные стационарных котлов. Общие технические условия.

48. ОСТ 108.031.02-75. Котлы стационарные паровые и водогрейные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность.

49. ОСТ 108.031.08-85. Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Общие положения по обоснованию толщины стенки.

50. ОСТ 108.031.09-85. Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Методы определения толщины стенки.

51. ОСТ 108.031.10-85. Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Определение коэффициентов прочности.

52. ОСТ 108.034.03-81. Котлы паровые утилизаторы и энерготехнические. Организация водно-химического режима, методы его измерения и контроля.

53. ОСТ 108.901.102-78. Котлы, турбины и трубопроводы. Методы определения жаропрочности металлов.

54. ОСТ 113-03-491-84. Сосуды стальные высокого давления. Освидетельствование и ремонт.

55. РД 34.39.301-87. Методические указания по контролю за тепловыми перемещениями паропроводов тепловых электростанций. М.: СПО Союзтехэнерго, 1986.

56. РД 64-047-87. Инструкция. Контроль сварных соединений и металла корпуса стальных гидролизных аппаратов футерованных (без снятия футеровки), находящихся в эксплуатации. Утверждена Минмедбиопромом СССР 22.09.87 г.

57. РД 34.17.401-88. Положение о входном контроле металла теплоэнергетических установок с давлением 9 МПа и выше. М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.

58. РД 34.39.503-89. Типовая инструкция по эксплуатации трубопроводов тепловых электростанций. М.: СПО Союзтехэнерго, 1990.

59. РД 2730.940.102-92. Котлы паровые и водогрейные, трубопроводы пара и горячей воды. Сварные соединения. Общие требования. М.: НПО ЦНИИТМАШ, 1992.

60. РД 2730.940.103-92. Котлы паровые и водогрейные, трубопроводы пара и горячей воды. Сварные соединения. Контроль качества. М.: НПО ЦНИИТМАШ, 1992.

61. РД 34.17.421-92. Типовая инструкция по контролю и продлению срока службы металла основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций. М.: СПО ОРГРЭС, 1992.

62. Дополнения и изменения к "РД 34.17.421-92. Типовой инструкции по контролю и продлению срока службы металла основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций". М.: СПО ОРГРЭС, 1992.

63. РД 10-49-93. Методические указания по выдаче специальных разрешений (лицензий) на виды деятельности, связанные с обеспечением безопасности при эксплуатации объектов котлонадзора и подъемных сооружений // Лицензирование видов деятельности, связанных с повышенной опасностью промышленных производств (объектов) и работ. Часть II. Сборник методических указаний по организации и осуществлению лицензирования. М.: НПО ОБТ, 1994.

64. РД 03-29-93. Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара к горячей воды. М.: НПО ОБТ, 1994.

65. Р, Д 134.15.027-93. Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте оборудования электростанций (РТМ-Ic-93). М.: НПО ОБТ, 1994.

66. РД 10-69-94. Технические условия на ремонт паровых к водогрейных котлов промышленной энергетики. М.: АОЗТ ДИЭКС, 1994.

67. Руководящие указания по консервации теплоэнергетического оборудования. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1972.

68. Методические указания по проведению спектрального анализа металла деталей энергетических установок с помощью стилоскопа. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1969.

69. РТМ 24.03.24-72. Котлы паровые низкого и среднего давления. Организация и методы химического контроля за водно-химическим режимом. М.: НПО ЦКТИ, 1972.

70. РТМ 24.030.49-75. Метод учета окалинообразования при расчете на прочность элементов поверхностей нагрева паровых котлов. Л.: НПО ЦКТИ, 1975.

71. Инструкция по контролю за металлом котлов, турбин и трубопроводов. И 34-70-01-84.

72. Временная инструкция по магнитопорошковому контролю качества радиусных переходов корпусных отливок. М.: ЦНИИТМАШ, 1970.

73. Инструкция по ультразвуковому контролю за качеством сварных соединений тройников и отводов паропроводов котлов высокого давления. М.: СЦНТИ ЭнергоНОТ, 1971.

74. Инструкция по обследованию колонн синтеза карбамида поставки ЧССР и фирмы "Веркспоор" при потере герметичности футеровки в процессе эксплуатации ИО 004-Л-8-71. Утверждена Миннефтехимпромом СССР в 1971 г.

75. Инструкция по дефектоскопическому контролю качества металла ги-бов различных типоразмеров необогреваемых труб котлов и паропроводов свежего пара и горячего промперегрева тепловых электростанций. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1974.

76. Инструкция по монтажу и регулировке пружинных креплений паропроводов. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1974.

77. Инструкция по проведению испытаний при техническом освидетельствовании сосудов и аппаратов блоков разделения воздуха. И 928-74. Утверждена Минхимпромом СССР 27.02.74 г. и согласована с Госгортехнадзором СССР 29.03.74 г.

78. Инструкция по проведению ревизии агрегатов непрерывного разваривания и разварников "Генце", работающих на спиртовых заводах. Утверждена Главспиртом Минпищепрома СССР 17.12.75 г.

79. Инструкция по консервации барабанных котлов высокого давления в режиме их останова. М.: СПО "Союзтехэнерго", 1977.

80. Инструкция по применению портативных намагничивающих устройств для проведения магнитопорошковой дефектоскопии деталей энергооборудования без зачистки поверхности. М.: СПО "Союзтехэнерго", 1978.

81. Инструкция по ультразвуковой дефектоскопии металла камер пароохладителей в местах подвода впрыскиваемой воды. М.: СПО Союзтехэнерго, 1979.

82. Инструкция по дефектоскопии гибов трубопроводов из перлитной стали. И23-СД-80. М.: СПО "Союзтехэнерго", 1977.

83. Инструкция по обследованию оборудования трубопроводов и арматуры цехов карбамида. ИО 003-Л8-82.

84. Инструкция по ультразвуковому контролю металла, швов сварных и клепаных соединений сосудов, работающих под давлением (в том числе футерованных, без снятия футеровки). Утверждена Минбумпромом СССР и Главмихробиопромом СССР 13.07.77 г.

85. Инструкция по ультразвуковому контролю качества сварных соединений химической и нефтехимической аппаратуры с толщиной стенки от 8 до 40 мм (№ 12-70). Утверждена Минхиммашем в 1970 г.

86. Временная инструкция по периодическому контролю толщины стенок и сварных соединений реакторов производства сероуглерода и выявлению скрытых дефектов при помощи ультразвука. Утверждена Минхимпромом 26.01.77 г. и согласована с Госгортехнадзором СССР 19.01.77 г.

87. Инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию автоклавов. Министерство промышленности строительных материалов, 1990.

88. Типовая инструкция по контролю металла в процессе эксплуатации. Утверждена Минстройматериалов РСФСР 30 ноября 1980 г.

89. Дополнение к "Инструкции по контролю за металлом котлов, турбин и трубопроводов. И 34-70-103-84" для энергоустановок, работающих в режиме глубокого регулирования диспетчерского графика нагрузок. М.: СПО "Союзтехэнерго", 1987.

90. Временная инструкция по восстановительной термической обработке гибов прямых труб и их сварных соединений, 1993.

91. Основные положения по ультразвуковой дефектоскопии сварных соединений котлоагрегатов и трубопроводов тепловых электростанций. ОП № 501 ЦД-75. М.: ЦНИИТМАШ, 1977.

92. Основные положения по обследованию и технологии ремонта барабанов котлов высокого давления из стали 16ГНМ, 16ГНМА и 22К. М.: СПО "Союзтехэнерго", 1978.

93. Положение о системе технического диагностирования автоклавов. Утверждено Минстройдормашем и согласовано с Госгортехнадзором СССР 28.08.85 г.

94. Типовое положение о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по технике безопасности руководящих и инженерно-технических работников. М.: НПО ОБТ, 1993.

95. П 34-70-005-85. Положение об оценке ресурса, порядке контроля и замене гибов необогреваемых труб котлов с рабочим давлением 10 и 14 МПа. М.: СПО "Союзтехэнерго", 1985.

96. Положение о системе технического диагностирования паровых и водогрейных котлов

промышленной энергетики. М. МГП ДИЭКС, 1993.

97. ОП № 501 ЦД-75. Основные положения по ультразвуковой дефектоскопии сварных соединений котлоагрегатов и трубопроводов тепловых электростанций. М.: ЦНИИТМАШ, 1977.

98. ОП № 02ЦС-66. Сварка и термообработка сварных соединений трубных систем котлоагрегатов и трубопроводов тепловых электростанций. Основные положения.

99. Нормы технического обслуживания защит теплоэнергетического оборудования на тепловых электростанциях. М.: СПО "Союзтехэнерго", 1977.

100. № Ц-02-88Т от 29.09.87 г. Об обеспечении надежной эксплуатации гибов необогреваемых труб котлов блоков 250-300 МВт. М.: СПО "Союзтехэнерго", 1988.

101. Указания по проектированию котельных установок. СН 350-66. М.: Стройиздат, 1967.

102. ТУ 14-3-460-75. Трубы стальные бесшовные для паровых котлов и трубопроводов. Технические условия.

103. ТУ 14-3-341-75. Трубы плавниковые холоднокатаные из стали марок 12Х1МФ и 20 для паровых котлов. Технические условия.

104. Методика по экспертному техническому диагностированию сосудов машин аммиачного комплекса с истекшими сроками службы для определения возможности дальнейшей эксплуатации. Утверждена Минхиммашем СССР 20.02.89 г. и Госагропромом СССР 20.02.89 г.

105. Типовые технологические приемы по исправлению дефектов корпусов и крышек автоклавов. Утверждены ПО "Волгоцеммаш" 7.02.86 г.

106. Рекомендации по контролю микроструктуры металла методом оттисков. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1969.

107. Рекомендации по расчету количественного и качественного состава сточных вод от водоподготовительных установок. Серия Ж6-26. М.: ГПИ Сантехпроект, 1970.

108. Рекомендации по проектированию установок иатрийкатионирования. ЖЗ-104. М.: ГПИ Сантехпроект, 1975.

109. Рекомендации по установке предохранительных клапанов на подогревателях высокого давления по межтрубному пространству (08.0309.016). М.: ПО "Красный котельщик", 1987.

110. Рекомендации по проектированию трубопроводов водоподготовительных установок. Общие положения, классификация трубопроводов, сортаменты труб. ЖЗ-130. М.: ГПИ Сантехпроект, 1977.

111. Рекомендации по проектированию коррекционной обработки воды: ЭИЗ-140. М.: Сантехпроект, 1978.

112. Рекомендации по проектированию трубопроводов водоподготовительных установок. Сортаменты деталей трубопроводов. Конструирование и прокладка трубопроводов. ЖЗ-139. М.: ГПИ Сантехпроект, 1978.

113. Рекомендации по проектированию трубопроводов водоподготовительных установок. Различные элементы и условия проектирования трубопроводов. ЖЗ-141. М.: ГПИ Сантехпроект, 1978.

114. Рекомендации по выбору запорной арматуры для котельных установок. ЖЗ-144. М.: ГПИ Сантехпроект, 1978.

115. Рекомендации по выбору материалов для оборудования и трубопроводов водоподготовительных установок. ЖЗ-153. М.: ГПИ Сантехпроект, 1980.

116. Антикайн П.А. Надежность металла паровых котлов и трубопроводов. М.: Энергия, 1973.

117. Антикайн П.А. Коррозия металла парогенераторов. М.: Энергия, 1977.

118. Антикайн П.А., Зыков А.К., Зверьков Б.В. Изготовление и ремонт объектов котлонадзора. М.: Металлургия, 1988.

119. Антикайн П.А. Металлы и расчет на прочность котлов и трубопроводов. М.: Энергоатомиздат, 1989.

120. Арматура для сред, содержащих абразивные частицы. Обзорная информация. Промышленная трубопроводная арматура. Серия ХМ-10. М.: Цинтихимнефтемаш, 1977.

121. Аринштейн В.М. Методика подбора, центробежных насосов для химических производств. Экспресс-информация о работах НИИ и КБ отрасли. Серия ХМ-4, № 3. М.: Цинтинефтемаш, 1974.

122. Атлас дефектов стали /Пер. с нем. М.: Металлургия, 1979.

123. Балаховская М.Б., Надыцина Л.В., Ефимов А.Н., Гусева Н.В. Влияние термической обработки на структуру и свойства стали 16ГНМА// Энергомашиностроение, 1984, № 5. С. 17-19.

124. Балаховская М.Б., Балашов Ю.В., Надыцина Л.В. О повреждениях барабанов котлов высокого давления в зоне трубных отверстий// Теплоэнергетика, 1986, № 8. С. 35-37.

125. Балашов Ю.В., Федотов В.П., Шрон Р.З., Волков Б.Л. Исследование скорости роста трещин в барабанах котлов высокого давления //Теплоэнергетика, 1983. № 9. С. 51-54.

126. Белан Ф.И., Сутоцкий Г.П. Водоподготовка промышленных котельных. М.: Энергия, 1969.

127. Бугай Н.В., Шкляров М.И. Неразрушающий контроль металла теплоэнергетических установок. М.: Энергия, 1978.

128. Вредные вещества в промышленности: Справочник /Под ред. Н. В. Лазарева, Э.Н.Левиной. Л.: Химия. Т. 1, 1976; Т. 2, 1976; Т. 3, 1977.

129. Должанский П.Р. Контроль надежности металла объектов котлонадзора: Справочное пособие. М.: Недра, 1985.

130. Защита строительных конструкций и технологического оборудования от коррозии: Справочник по специальным работам. 2-е изд. М.: Стройиздат, 1971.

131. Имбрицкий М.И. Справочник по трубопроводам и арматуре химических цехов электростанций. М.: Энергия, 1974.

132. Лаборатория металлографии /Панченко Е.В., Скаков Ю.А., Кример Б.И. и др. М.: Металлургия, 1965.

133. Лифшиц О.В. Справочник по проектированию водоподготовительных установок для котельных малой мощности. М.: Энергия, 1969.

134. Нахалов В.А. Надежность гибов труб теплоэнергетических установок. М.: Энергоатомиздат, 1983.

135. Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем. Технологическая часть. М.: Энергоиздат, 1981.

136. Сидельковский Л.Н., Юренев В.Н. Котельные установки промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат, 1988.

137. Синягин Н.Н., Афанасьев Н.А., Новиков С.А. Система планово-предупредительного ремонта промышленных предприятий. М.: Энергия, 1975.

138. Тавастшерна Р.И. Монтаж технологических трубопроводов. 3-е изд. М.: Высшая школа, 1975.

139. Технологические трубопроводы промышленных предприятий: Справочник по специальным работам 2-е изд. /Под ред. Е.Я.Николаевского. М.: Стройиздат, 1972.

140. Технологические трубопроводы в промышленном строительстве: Справочник монтажника /Под ред. Е.Я.Николаевского. М.: Стройиздат, 1979.

141. Туляков Г.А., Сурков Ю.П., Рыбалко В.Г., Бахтеев С.Ф. и др. Об эксплуатационной надежности барабанов котлов с дефектами на внутренней поверхности //Теплоэнергетика, 1984. № 10. С. 15-18.

142. Thilsh H. Defects and failures in pressure vessels and pipind. N.-Y., 1965.

143. Фридман Я.Б., Гордеева Т.А., Зайцев А.М. Строение и излом металлов. М.: Машгиз, 1960.

144. Шкроб М.С. Водоподготовка. М.: Госэнергоиздат, 1950.

Текст документа сверен по:
официальное издание
М.: НПО ОБТ, 1996

3. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ КОТЛОНАДЗОРА

3.1. Обеспечение надежности и безопасной эксплуатации автоклавов в производствах строительных материалов

Рис. 3.1. Устройство горизонтального тупикового (а) и проходного (б) автоклава

Рис. 3.3. Схема отвода конденсата из автоклава с применением набора дроссельных шайб

Рис. 3.2. Интегральная диаграмма образования конденсата при обработке силикатного кирпича

Рис. 3.4. Фильтр-предохранитель (а) и дроссельное устройство (б

Рис. 3.5. Схема отвода конденсата (а) с конденсатоотводчиком конструкции ВНИИстром (б)

Рис. 3.6. Схема защиты автоклава от коррозии катодной поляризацией корпуса с регулируемым защитным потенциалом

Рис. 3.7. Схема защиты автоклава от коррозии катодной поляризацией корпуса при помощи протектора

Рис. 3.8. Примеры (а и б) коррозионных повреждений металла корпуса автоклава

Рис. 3.9. Переход коррозионного повреждения в трещину (показан на поперечном металлографическом шлифе)

Рис. 3.10. Сетчатое растрескивание под рельсовой опорой (выявлено после удаления опоры)

Рис. 3.11. Повреждение узла подвески крышки

Рис. 3.12. Схема контроля овальности

Рис. 3.13. Схема расположения на темплете блоков заготовок образцов для испытания металла автоклава

3.2. Надежность эксплуатации регенеративных подогревателей высокого давления

Рис. 3.14. Схема регенеративного подогрева питательной воды (группа из трех ПВ-425)

Рис. 3.15. Схема включения подогревателей высокого давления по питательной воде

Рис. 3.16. Навивка спиралей труб для трубной системы подогревателей высокого давления

Рис. 3.17. Схема включения зон и движения теплообменивающихся сред в подогревателе высокого давления

Рис. 3.18. Сварное соединение фланцевого разъема подогревателя высокого давления

Рис. 3.19. Схема регулирования уровня конденсата в подогревателе высокого давления

Рис. 3.20. Регулирующие поворотные клапаны

Рис. 3.21. Впускные клапаны для подогревателей высокого давления (Т-360, Т-362, Т-364, Т-366, Т-368, Т-471, Т-473, Т-475, Т-477, Т-479)

Рис. 3.22. Принципиальная схема трубопроводов пуска и отключения подогревателей высокого давления

Рис. 3.23. Обратные клапаны для подогревателей высокого давления (Т-361, Т-363, Т-365, Т-367, Т-369, Т-472, Т-474, Т-476, Т-478, Т-480)

Рис. 3.24. Схема движения питательной воды в трубной системе подогревателя высокого давления ПВ 350/230 до (а) и после (б) реконструкции

Рис. 3.25. Приварка патрубка для установки предохранительного клапана

3.3. Предупреждение повреждений деаэраторов повышенного давления

Рис. 3.26. Содержание кислорода в воде при различных недогревах ее до температуры кипения

Рис. 3.27. Принципиальная схема бесколонковых трехступенчатых деаэраторов (ДСП-6 и ДСП-13)

Рис. 3.28. Принципиальная схема деаэрационной колонки ДСП-500М

Рис. 3.29. Схема включения деаэратора повышенного давления энергоблока 300 МВт

3.4. Обеспечение надежности сосудов машин аммиачного комплекса (МАК)

Рис. 3.30. Цистерна-полуприцеп ЦТА-10-701

Рис. 3.31. Машина для транспортировки жидкого аммиака МЖА-6-130

Рис. 3.32. Агрегат ЗБА-3,2-817

Рис. 3.33. Заправщик тракторный аммиачный ЗТА-3

Рис. 3.34. Агрегат АБА-0,5М

Рис. 3.35. Агрегат АША-2 в сцепке с трактором Т-150К

Рис. 3.36. Агрегат безводного аммиака АБА-1-150К

3.5. Обеспечение надежности работы пароводяных аккумуляторов

Рис. 3.37. Принципиальная схема теплоснабжения прессов

3.6. Предупреждение повреждений растопочных сепараторов

Рис. 3.38. Схема включения растопочных сепараторов РС-20

3.7. Контроль за техническим состоянием сосудов, подверженных истиранию стенок рабочей средой

Рис. 3.39. Устройство затвора разгрузочной горловины

Рис. 3.40. Схема разбивки точек для ультразвукового замера толщины стенок вакуумного котла Ж4-ФПА

Рис. 3.41. Схема характерных мест износа агрегатов непрерывного разваривания крахмалистого сырья

3.8. Предупреждение водородной коррозии в сосудах, работающих в водородсодержащих средах

Рис. 3.43. Образец, вырезанный из стенки аппарата

Рис. 3.42. Схема расположения термопар для замера температуры стенок корпусов и штуцеров реакторов (расположение штуцеров показано условно)

Рис. 3.44. Кондуктор для вырезки образца из стенки аппарата

Рис. 3.45. Ремонт сквозного отверстия

Рис. 3.46. Кондуктор для вырезки образца из штуцера

3.9. Предупреждение повреждений клепаных барабанов и барабанов, сильно ослабленных отверстиями для завальцовки труб

Рис. 3.47. Устройство ввода питательной воды во время горячего резерва с прогревом струй

3.10. Диагностический контроль металла клепаных барабанов, сильно ослабленных отверстиями для завальцовки труб

Рис. 3.48. Испытательный образец

Рис. 3.49. Искатель, применяемый при малом шаге заклепочного шва

Рис. 3.50. Выбор угла ввода луча призмы

Рис. 3.51. Осциллограмма при настройке дефектоскопа по торцам образца

Рис. 3.52. Осциллограмма при настройке дефектоскопа по отверстию образца и искусственному дефекту (надпилу)

Рис. 3.53. Рабочее положение искателя при поиске трещины

Рис. 3.54. Магнитопорошковая дефектоскопия барабана с вальцованными трубами

Рис. 3.55. Магнитопорошковая дефектоскопия барабана с заклепочными соединениями

Приложение 1 Парковый ресурс для прямых участков и гибов паропроводов в зависимости от марки стали, типоразмера труб и параметров эксплуатации

Приложение 2 Периодичность, объемы, методы и сроки контроля котлов и трубопроводов в пределах паркового ресурса

Библиографический список

Эксплуатация объектов котлонадзора. Справочник (Окончание)

Справочник от 01.01.96

Различные информационные источники

Действующий

Опубликован: Официальное издание, М.: НПО ОБТ, 1996 год

ГЭ - Главный энергетик