

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**БРАТСКИЙ ЦЕЛЛЮЛОЗНО-БУМАЖНЫЙ КОЛЛЕДЖ
ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«БРАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Специальность 13.02.02
Теплоснабжение и теплотехническое оборудование

МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ

*ПО ОРГАНИЗАЦИИ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТОВ, С
КОНСПЕКТОМ ЛЕКЦИЙ И ГЛОССАРИЕМ*

*по МДК 03.01 НАЛАДКА И ИСПЫТАНИЯ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО
ОБОРУДОВАНИЯ И СИСТЕМ ТЕПЛО- И ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЯ*

ЧАСТЬ 1

Братск 2019

Составила (разработала) Долотова И.В., преподаватель кафедры ЭиСД (энергетических и строительных дисциплин)

Данное методическое пособие разработано как курс лекций по МДК 03.01 Наладка и испытания теплотехнического оборудования и систем тепло- и топливоснабжения.

В методическом пособии собран материал по всем темам на основании рабочей программы. Материал подобран таким образом, что может быть использован студентами дневного обучения, при подготовке к лекциям и к сдаче квалификационного экзамена, также этот материал может использоваться студентами заочного обучения, при написании домашней контрольной работы и для подготовки к сдаче экзаменов, в межсессионный период.

Также в данном методическом пособии представлены задания для самостоятельной работы, словарь основных терминов которые встречаются при изучении предмета.

Для более глубокой и самостоятельной проработки материала студентам предлагается полный список использованной литературы.

Рассмотрено на заседании кафедры ЭиСД

« » 2019 г.

_____ (подпись зав. кафедрой)

Одобрено и утверждено редакционным советом

_____ (подпись председателя РС)

« » 2019 г.

№ _____

Содержание

Введение	5
1 Раздел 1 Наладка котлоагрегатов	6
1.1 Постановка наладочных и исследовательских работ	6
1.1.1 Наладочные и исследовательские работы, их задачи и организация	6
1.1.2 Расчет погрешностей измерений	9
1.2 Наладка и исследование теплового и гидравлического режимов работы труб поверхностей нагрева	12
1.2.1 Измерение температуры материала труб в зоне обогрева	12
1.2.2 Измерение тепловых нагрузок, воспринимаемых экранными поверхностями нагрева	23
1.2.3 Измерение температуры металла труб в необогреваемой зоне	33
1.2.4 Измерение расхода среды в экранных трубах	37
1.2.5 Исследование температурного и гидравлического режимов работы экранных труб с помощью автономных и выделенных витков	39
1.2.6 Измерительная аппаратура и экспериментальный щит измерений	45
1.3 Нестандартные способы измерения параметров и характеристик теплоносителя	48
1.3.1 Измерение паросодержания (влажности) и энтальпии среды	48
1.3.2 Измерение уровня, перепада давления и расхода среды	52
1.4 Наладка и контроль водного режима котлоагрегата	31
1.4.1 Отбор проб среды из пароводяного тракта котлоагрегата	61
1.4.2 Термическая обработка добавочной воды. Проведение химических очисток оборудования блоков сверхкритического давления	63
1.4.3 Консервация и защита теплосилового оборудования от стояночной коррозии	68
1.4.4 Схемы и приборы автоматизированного химического контроля качества воды и пара	70
1.4.5 Применение пленочных и центробежных сепараторов	73
1.5 Свойства и условия работы металла котлоагрегатов	77
1.5.1 Основные характеристики котельных сталей	77
1.5.2 Стали для труб поверхностей нагрева и паропроводов, для крепления деталей и узлов	79
1.5.3 Наблюдение за металлом в процессе наладки и эксплуатации котлоагрегатов	84
1.6 Наладка топочного режима	87
1.6.1 Определение присосов воздуха и оптимального положения факела в топке	87
1.6.2 Определение оптимальных значений коэффициента избытка воздуха и тонкости помола пыли	92

1.6.3	Определение минимальной длительной и максимальной кратковременной нагрузки котла	93
1.7	Пусковая наладка теплотехнического оборудования	95
1.7.1	Организация пусконаладочных работ	95
1.7.2	Пусковая наладка котельных установок	97
1.7.3	Пусковая наладка теплоиспользующих установок, тепловых сетей предприятия	104
1.8	Режимная наладка теплоиспользующих установок	106
1.8.1	Схемы установки средств измерений при испытании	106
1.8.2	Методика испытаний и обработки результатов измерений	111
	Глоссарий	113
	Заключение	117
	Список использованных источников	119

Введение

Наладка котлов является сложным и трудоемким процессом. Его конечной целью является доведение показателей работы котла до проектных, а также выявление дефектов, влияющие на надежность и характеристики котла. Это касается не только головных образцов новых типов, но и котлов, подвергшихся по тем или иным причинам реконструкции. В настоящее время объем работ по реконструкции котлов достаточно велик, и особенностью современного состояния работ по наладке котлов является то, что не только наладочные, но и наиболее важные исследовательские работы в области котельной техники в основном проводятся на промышленных объектах.

Процессы, протекающие в котле и его вспомогательном оборудовании, отличаются разнообразием и сложностью. Тенденция развития котлостроения связана с увеличением единичной мощности, совершенствованием котла и вспомогательного оборудования, усложнением тепловой схемы котла, появлением новых конструктивных решений по тем или иным элементам оборудования. Очевидно, что успешное освоение новых образцов и элементов оборудования, анализ аварийных повреждений, оценка эффективности работающего котла, разработка мероприятий по модернизации оборудования, совершенствование методик расчета, рекомендации по созданию новых образцов невозможны без проведения испытаний и наладки парового котла.

1 Раздел 1 Наладка котлоагрегатов

1.1 Постановка наладочных и исследовательских работ

1.1.1 Наладочные и исследовательские работы, их задачи и организация

Надежная и эффективная работа котлоагрегатов электростанций во многом зависит от правильной постановки и проведения наладочных и экспериментальных работ. Это особенно важно в настоящее время в связи с тем, что испытания проводятся, главным образом, на мощных блочных установках, характеризующихся сжатыми сроками ввода их в эксплуатацию и повышенными требованиями к надежности их работы.

Исследовательские испытания – это испытания, проводимые для изучения определенных характеристик объекта, они проводятся с целью:

- определения или оценки показателей качества функционирования испытуемого объекта в определенных условиях его применения;
- выбора наилучших режимов применения объекта или наилучших свойств объекта;
- сравнения вариантов реализации объекта при проектировании и аттестации;
- построения математической модели функционирования объекта;
- отбора существенных факторов, влияющих на показатели качества функционирования объекта.

Сравнительные испытания – это испытания аналогичных по характеристикам или одинаковых объектов, проводимые в идентичных условиях для сравнения характеристик и свойств.

Государственные испытания – это испытания установленных важнейших видов продукции, проводимые головной организацией по государственным испытаниям, государственной комиссией или испытательной организацией, которой представлено право их проведения.

Межведомственные испытания – это испытания, проводимые комиссией из представителей нескольких заинтересованных министерств и (или) ведомств.

Ведомственные испытания проводятся комиссией из представителей заинтересованного министерства или ведомства.

Доводочные испытания – это исследовательские испытания, которые проводятся при разработке объекта с целью оценки влияния вносимых изменений для достижения заданных значений его показателей.

Приемочные испытания – это контрольные испытания опытных образцов (опытного объекта), проводимые для решения вопроса о целесообразности постановки этой продукции на производство и (или) использования по назначению. Приемочные испытания изделий единичного производства проводятся при решении вопроса о целесообразности передачи этих изделий в эксплуатацию.

Типовые испытания – это контрольные испытания, проводимые для оценки эффективности и целесообразности вносимых изменений в конструкцию или технологический процесс.

Аттестационные испытания проводятся для оценки уровня качества продукции при ее аттестации по категориям качества.

Натурные испытания – это испытания объекта в условиях, соответствующих условиям его использования по прямому назначению.

Сокращенные испытания – это испытания по сокращенной программе.

Во всех случаях при проведении наладочных и исследовательских работ независимо от их назначения опыты должны дублироваться. При значительном расхождении между результатами дублированных опытов следует провести анализ возможных причин несовпадения, и после уточнения методики и контроля приборов опыты следует повторить.

Основными этапами любых видов испытаний являются:

- ознакомление с технической документацией котла (проектной, заводской, ремонтной, отчетной);
- осмотр котла и его вспомогательного оборудования для оценки состояния, оснащенности средствами измерения, регулирования и автоматики;
- разработка программы-методики испытаний с указанием объема и методов измерений и вида отчетности по результатам испытаний;
- согласование программы-методики с руководством ТЭС и заинтересованными организациями;
- комплектование экспериментальной бригады из числа специалистов и наблюдателей, инструктаж членов бригады;
- составление и передача задания на изготовление и монтаж приспособлений, устройств и аппаратуры;
- курирование изготовления и монтажа;
- тарировка средств измерений;
- проведение прикидочных учебно-тренировочных опытов, их обработка, анализ полученных данных;
- проведение основной серии опытов по программе;
- предварительная обработка результатов основной серии опытов;
- анализ опытных данных (часто после анализа предварительной обработки опытных данных возникает необходимость в проведении дополнительной серии опытов);
- окончательная обработка опытных данных и составление технического отчета с выдачей рекомендаций;
- демонтаж схемы измерений и приспособлений.

Ознакомление с объектом, на котором планируется выполнение наладочных или исследовательских работ, рекомендуется начинать с изучения проектных материалов: пояснительной записки, чертежей конструкции, а также тепловых, гидравлических, тепломеханических и

других расчетов. После этого, если объектом работ является действующий котел, следует изучить эксплуатационные материалы (инструкцию, оперативные вахтенные журналы и сводные эксплуатационные ведомости, отчеты о наладке и исследованиях данного или подобного ему котла и др.).

При разработке методики исходят из задач работ, ее характера, сложности и имеющихся в наличии средств измерений.

При проведении эксплуатационных экспресс-испытаний рекомендуется следующий примерный состав бригады, состоящий из работников наладочных цехов или режимных групп электростанций: инженер (руководитель испытаний) – 1, техник – 1, лаборанты-наблюдатели от 3 до 5 чел. В отдельных случаях, например на пусковых головных объектах, наладочные работы целесообразно выполнять в составе комплексной бригады – бригады, в составе которой имеются специализированные группы.

При исследованиях точность измерений, как правило, должна быть выше, чем при проведении наладочных работ. Однако не всегда следует стремиться к большому количеству измерений всех параметров с повышенной точностью. В отдельных случаях повышения надежности измерений (определяющих параметров) добиваются сопоставлением данных, полученных различными методами.

Программа испытаний на проведение всей работы утверждается представителями предприятия (электростанции) и организации, проводящей испытания, и согласуется с заводами-поставщиками оборудования.

Для рационального и экономичного использования имеющихся средств измерений проведению испытаний должно предшествовать составление рабочей программы. Эта программа составляется на один или группу опытов, и в ней содержатся следующие основные данные:

- а) название объекта испытаний;
- б) цели и задачи испытаний;
- в) перечень режимов;
- г) длительность и время проведения испытаний;
- д) особые условия;
- е) перечень лиц, ответственных за проведение испытаний и технику безопасности.

Рабочая программа составляется и подписывается руководителем испытаний и утверждается ответственными представителями предприятия. Для проведения испытаний должна быть оформлена соответствующая заявка на получение предусмотренных рабочей программой режимов.

Проведение испытаний на современном промышленном котельном агрегате связано с организацией большого количества измерений. Для этой цели широко используются одно- и многоточечные регистрирующие приборы. Кроме того, для проведения испытаний привлекаются наблюдатели, в задачу которых входит регистрация наиболее ответственных параметров.

Во время испытаний проводятся записи в журналах наблюдений. Особые условия отмечаются в оперативном журнале бригады. При

проведении испытаний в переменных режимах, характеризующихся быстрым протеканием процессов, необходимо обеспечить одновременность записей всех приборов. В некоторых случаях рекомендуется применение звукового или светового сигнала.

Записи показаний приборов, проводимых наблюдателями, заносятся в журнал наблюдений.

Большая часть измерений фиксируется с помощью различного типа регистрирующих приборов. Показания таких приборов переносятся из лент и диаграмм в соответствующие таблицы.

Перед обработкой журналы наблюдений должны быть просмотрены и проверены руководителем испытаний. По возможности подсчеты средних значений производятся 2 раза различными расчетчиками. После подсчета средних замеренных значений вводят поправки и определяют средние истинные значения.

Результаты испытаний могут быть представлены в виде графиков и таблиц.

Обычно таблицы составляются для представления усредненных за большой отрезок времени значений, характеризующих, как правило, стационарные условия работы оборудования.

Наиболее наглядным способом представления результатов экспериментов является графический способ. Графики желательно составлять на самых ранних стадиях обработки опытных данных, так как это позволяет анализировать полученные результаты и облегчает задачу выявления грубых ошибок.

Первичные приборы и записи в журналах наблюдений отражают изменение во времени того или иного параметра. В то же время в некоторых случаях необходимо выявить также зависимость этих параметров и от других величин (нагрузки, давления и т. д.), что и служит основанием для выбора координат при построении графиков.

В котлах имеют место сложные взаимосвязи отдельных параметров и режимных факторов. Поэтому целесообразно построение комплексных графиков, на которых в соответствующих масштабах наносят кривые изменения основных определяющих величин во времени. Такие графики облегчают поиск факторов, оказывающих преимущественное влияние на изменение параметра, представляющего основной интерес.

1.1.2 Расчет погрешностей измерений

Для правильного анализа экспериментальных данных необходимо определить величину погрешности измерений. Различают грубые, систематические и случайные ошибки.

Грубые ошибки (промахи), как правило, обнаруживаются при первичной обработке экспериментальных данных. Внешним признаком результата, содержащего грубую ошибку, является резкое отличие этой величины от остальных при примерно одинаковых условиях. Эти ошибки вызывают неправильностью отсчета по шкале измерительного прибора,

ошибочной записью в журнале наблюдения и другими причинами, которые являются следствием невнимательности, недобросовестности или недостаточной квалификации наблюдателя. Результаты измерений с грубыми ошибками отбрасываются.

Систематические ошибки вызываются факторами, действующими одинаковым образом при многократном повторении одних и тех же измерений. В зависимости от причин, вызывающих систематические ошибки, некоторые из них могут быть или устранены в процессе измерений, или учтены с помощью соответствующих поправок при обработке экспериментальных данных. Например, поправка на гидростатическое давление при сниженном расположении манометра и др. Для избежания или сведения к минимуму систематических ошибок необходимо заранее глубоко продумать методику испытаний и со всей тщательностью провести монтаж схемы измерения.

Случайные ошибки возникают в результате суммирования большого количества факторов, действие каждого из которых не может быть определено в отдельности. Случайные ошибки являются неустранимыми, а учет их влияния на оценку истинного значения измеряемой величины производится с помощью методов теории вероятностей.

Иногда, при обработке экспериментальных данных, интервал, в котором находится истинное значение измеряемой величины, определяется исходя только из класса точности прибора. Например, если вторичный прибор со шкалой 0 – 800 °С имеет класс точности 0,5, то возможные значения температуры, исходя из приведенного выше, лежат в диапазоне ± 4 °С, а наиболее вероятным значением считается измеренное значение. Такое заключение о точности измерения не содержит достаточно информации и само по себе малоэффективно и может привести к противоречивым результатам, ибо оно не учитывает вероятности того, что действительная температура может лежать вне этого диапазона.

До недавнего времени при обработке результатов промышленных исследований котлоагрегатов не использовались вероятностные методы оценки точности измерений. Экспериментаторы производили качественную оценку работы котлоагрегата на основании, в основном, средних значений и представляли большое количество графиков и таблиц, усложняющих анализ результатов, особенно при сопоставлении результатов исследования разных методик и авторов. Нередко оценка точности результатов экспериментов носила субъективный характер. В настоящее время вопросу определения точности измерений уделяется большое внимание, особенно на мощных энергетических блоках, в которых каждый процент ошибки существенно влияет на правильность определения их экономических показателей.

При обработке результатов эксперимента исследователю необходимо знать соотношение между средним значением измеряемой величины, вычисленной из последовательности нескольких измерений, и истинной величиной. Способ задания этого соотношения состоит в установлении границ около среднего значения, вне которых будет находиться, например,

только 10 % полученных при дальнейших измерениях значений. Величина ошибки измерения не является самостоятельно существующей величиной, а зависит от принятого уровня вероятности Р.

Таким образом, для характеристики случайной ошибки необходимо задать два числа, а именно: величину ошибки (или доверительного интервала) и величину доверительной вероятности.

Доверительной вероятностью называется вероятность Р того, что искомая величина x находится в интервале $x - \Delta x, x + \Delta x$, который называется доверительным интервалом.

1.1.2.1 Основные принципы теплотехнических измерений

Измерение физических величин не может быть произведено абсолютно точно вследствие несовершенства методов и средств измерений, а так же из-за влияния условий измерения, индивидуальных особенностей наблюдателя и ряда случайных причин. Возникшие при этом отклонения результатов измерений от истинных значений измеряемой величины называются *погрешностями измерений*.

При каждом измерении должна быть известна степень точности его результата, оцениваемая погрешностью измерения. Только тогда полученное значение той или иной величины имеет практический смысл. Погрешность измерения может быть выражена в виде *абсолютной* или *относительной* величины и бывает *положительной* или *отрицательной*.

Абсолютная погрешность Δ , выражаемая в единицах измерений, представляет собой разность между измеренным значением (показанием прибора) χ и действительным значением измеряемой величины X_d , а **относительная погрешность Y** , указываемая в процентах есть отношение абсолютной погрешности к действительному значению, т.е.

$$\Delta = \chi - X_d \quad (1)$$

$$Y = \frac{\Delta}{X_d} \cdot 100 \% \quad (2)$$

Случайные погрешности являются заведомо неопределенными по своей величине и природе. При повторных измерениях они не остаются постоянными, т.к. они возникают в итоге совместного воздействия на процесс измерения многих причин, каждая из которых проявляет себя по-разному и независимо друг от друга. При обработке результатов ряда повторных измерений, содержащих случайные погрешности, находится среднее значение X_{cp} представляющее собой конечный результат измерения, т.е.

$$X_{cp} = (x_1 + x_2 + x_3 + x_n)/n \quad (3)$$

где $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ – ряд измеряемых значений, условно обозначаемых x_i ;

n – число измерений.

Для оценки случайной погрешности обычно служит среднее квадратичное отклонение результата измерения σ :

$$\sigma = \sqrt{\frac{(x_i - x_{cp})^2}{n-1}} \quad (4)$$

Вероятная погрешность соответственно находится по формуле:

$$\Delta_B = 0,675 \cdot \sigma. \quad (5)$$

Смысл определения этой погрешности состоит в том, что при многократном измерении постоянной величины 50% случайных погрешностей будет меньше вероятной погрешности и 50% — больше ее.

1.2 Наладка и исследование топочного и гидравлического режимов работы труб поверхностей нагрева

1.2.1 Измерение температуры материала труб в зоне обогрева

Основным показателем, определяющим надежную работу котлов, является температурный режим труб поверхностей нагрева. Максимальная температура обогреваемых труб не должна, исходя из условия длительной прочности, превышать допустимую температуру для данной марки стали, из которой изготовлена труба. Если же имеются кратковременные выбеги температуры металла трубы, то необходимо знать характер этих выбегов для расчета их амплитудно-частотных и статистических показателей.

Температура трубы является параметром, суммирующим влияние целого ряда факторов: условий обогрева (значения и распределения теплового потока), термодинамического состояния среды и условий охлаждения (теплообмена внутри труб), состояния наружной и внутренней поверхностей, а также условий эксплуатации котла (подъем и сброс нагрузки, работа на скользящем давлении) и т. д.

При освоении головных котлов или изменившихся условий эксплуатации серийных котлов необходимо определить влияние как каждого фактора в отдельности, так и их совокупности для выявления безопасной с

точки зрения надежности температурного режима труб эксплуатации поверхностей нагрева.

При этом возникает задача измерения температуры металла труб поверхностей нагрева, расположенных в топочной камере, зоне высоких газовых температур (пароперегреватель) и конвективной шахте, зоне умеренной температуры.

Наиболее сложной задачей при этом является измерение температуры металла экранных труб в топочной камере, из-за того что горячий спай термомпары и ее выводы располагаются в среде агрессивных топочных газов, имеющих высокую температуру. При этом важным является обеспечение требования к надежности измерения, так как контроль за состоянием термоэлектрического преобразователя, и особенно ее горячего спая, затруднен из-за недоступности места его заделки.

Ненадежные измерения в этом случае могут привести к получению случайных данных и неправильным выводам.

Измерение температуры металла труб пароперегревателя также является достаточно сложной задачей. В этом случае появляются дополнительные трудности, которые определяются удаленностью точек, изменяя от обмуровки. Для мощных котлов это расстояние может превышать 8 – 10 м. Измерения температуры в области умеренной газовой температуры проводят значительно реже, а организация самих измерений особых затруднений не вызывает.

1.2.1.1 Температурные вставки

В настоящее время известны различные конструкции устройств для измерения температуры металла труб в зоне обогрева. Эти устройства принято называть температурными вставками. Все конструкции температурных вставок по принципу закладки в них горячего спая термометрического преобразователя можно разбить на вставки со сверлениями в стенке трубы и вставки с фрезерованной канавкой.

Конструкция температурных вставок видоизменяется также в зависимости от поверхности нагрева (для установки), на которую они предназначаются. Так, например, вставки для измерения температуры металла труб на настенных поверхностях нагрева (НРЧ, СРЧ, потолок) отличаются от вставок, применяемых в поверхностях нагрева, расположенных в топочном пространстве.

Ниже приводится описание наиболее распространенных температурных вставок, применявшихся различными организациями при наладке и исследованиях преимущественно прямоточных котлов.

На рисунке 1 изображена температурная вставка, применявшаяся при исследованиях нижней радиационной части газомазутных котлов сверхкритических параметров. Вставка изготовлена из отрезка экранной трубы $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12 \times 1МФ). При отборе труб для вставки желательно проводить их калибровку любым из известных методов для уточнения диаметра. Длину вставки выбирают из условия минимально допустимого

расстояния между двумя сварочными швами. В заготовленном отрезке трубы *1* необходимой длины с помощью кондуктора на расстоянии 1,5 мм от наружной образующей трубы просверливают отверстия диаметром 1,5 мм, глубиной 40 – 50 мм и протачивают круговую канавку *2* для вывода термопар. Затем с концов отрезка трубы *1* снимают фаску под сварку и вводят термоэлектрические преобразователи, изолированные нитью из кварцевого или керамзитового изоляционного материала, и на расстоянии 20 – 25 мм от торцов трубы *1* приваривают спай *3* термоэлектрического преобразователя. Термоэлектрические преобразователи изготавливаются из термоэлектродной проволоки хромель-алюмель (диаметром 0,5 мм). Для увеличения изотермического участка термоэлектрические преобразователи 1 – 1,5 раза обматывают вокруг трубы *1* в канавке *2* и дополнительно защищают их прокладками из слюды. Затем приваривают защитное кольцо *4* (шириной 16—18 мм) и отводную трубку *5* (диаметром 13×1,5 мм или 16×1,5 мм).

В некоторых случаях в качестве показателя роста температуры металла трубы из-за формирования на внутренней ее поверхности железистоокисных образований необходимо знать изменение прироста температуры, измеряемое по разности между температурой металла трубы и температурой среды в этом же сечении. Тогда вставку целесообразно снабдить малогабаритной гильзой *6* (0 5X1,5), заканчивающейся примерно в центре внутреннего сечения трубы *1*.

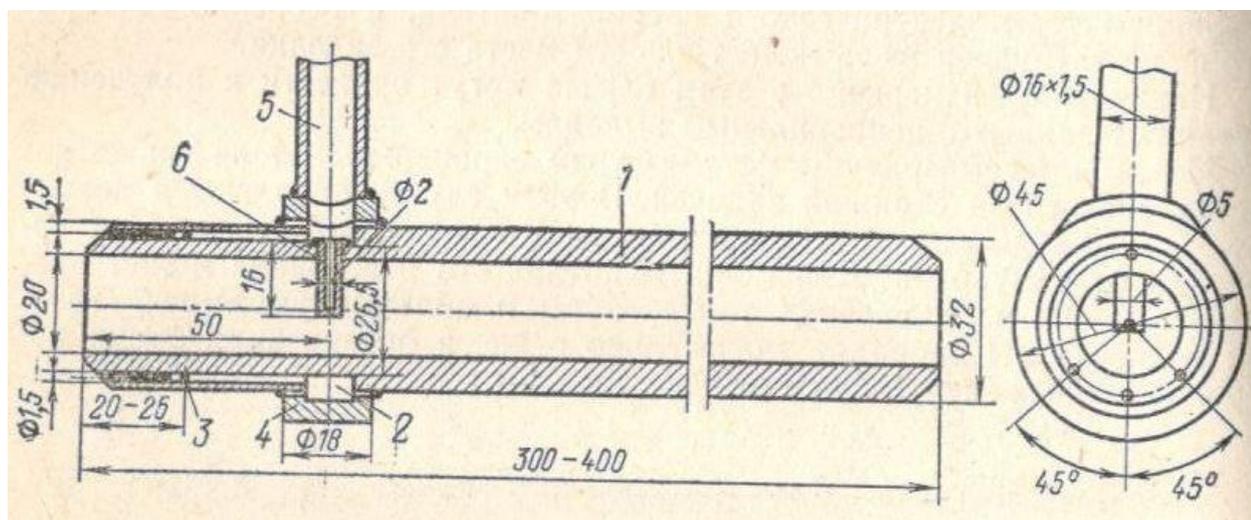


Рисунок 1 – Односторонняя температурная вставка

1 – труба; 2 – канавка; 3 – фиксация спая; 4 – защитное кольцо; 5 – отводная трубка; 6 – малогабаритная гильза.

Надежный контакт спая *3* со стенками сверления обеспечивают легким ударом керна по наружной поверхности трубы *1* в зоне расположения спая термоэлектрического преобразователя или ступенчатым сверлением. В последнем случае достигается более тонкая фиксация спая *3* на заданном

расстоянии от торца трубы *1*. Все металлические элементы вставки выполнены из стали 12×1МФ.

Наблюдения показали, что наиболее уязвимыми местами этого типа вставок при работе в условиях сжигания в топке мазута являются отводная трубка *5* и лобовая (со стороны топки) часть защитного кольца *4*. Охлаждение обоих этих элементов происходит лишь за счет теплопроводности при контакте в сварочном стыке, соединяющем эти элементы с экранной трубой *1*. Важное значение имеет надежность отводной трубки *5*. При установке вставок в местах наброса факела, где он может попадать за экранные трубы, отводная трубка может перегореть, а образовавшийся в этом месте новый горячий спай будет фиксировать температуру, отличающуюся от температуры металла экранной трубы. Однако при работе котла на газообразном топливе температурные вставки этого типа вполне надежны и могут быть рекомендованы для длительного использования.

На рисунке 2 изображена другая модификация описанной выше температурной вставки, в конструкции которой учтены требования, вытекающие из особенностей работы высокофорсированных топочных устройств, предназначенных для сжигания в них мазута.

В отличие от вставки, изображенной на рисунке 1, здесь применен: уменьшенное по ширине до 13 мм защитное кольцо *4*, закрывающее канавку *2*. Для предотвращения пережогов отводной трубки *5* установлен защитный экран *6* из нержавеющей трубы диаметром 22×2,5 мм. Кроме того, после установки термоэлектрических преобразователей и приварки спая *3* (также методом электрического разряда) в отверстие для термоэлектрических преобразователей с торцевой стороны вставляется металлический стержень *7*.

Для контроля достоверности измеряемых значений температуры металла при установке термоэлектродов в трубе *1* с двух сторон выполняются сверления, и с каждой стороны осуществляется их вывод в самостоятельные отводные экранированные описанным способом трубки *5*. Вывод дублирующих термоэлектрических преобразователей в одну отводную трубку *5* не гарантирует от возникновения возможных ошибок.

Количество сверлений под горячий спай термопар может быть большим, чем это показано на рисунке 2. Эта температурная вставка также может быть снабжена гильзой для измерения температуры среды с выводом термоэлектродов через самостоятельную отводную трубку.

При плотном шаге экранирования (обычно применяющемся в газомазутных котлах СКД) и надежном креплении экранных труб, а также при отсутствии наброса факела необходимость в установке гильзового термоэлектрического преобразователя отпадает, так как перепад температуры в стенке трубы на ее тыльной образующей мал и показания тыльного термоэлектрического преобразователя удовлетворительно совпадают со средней температурой потока по сечению трубы.

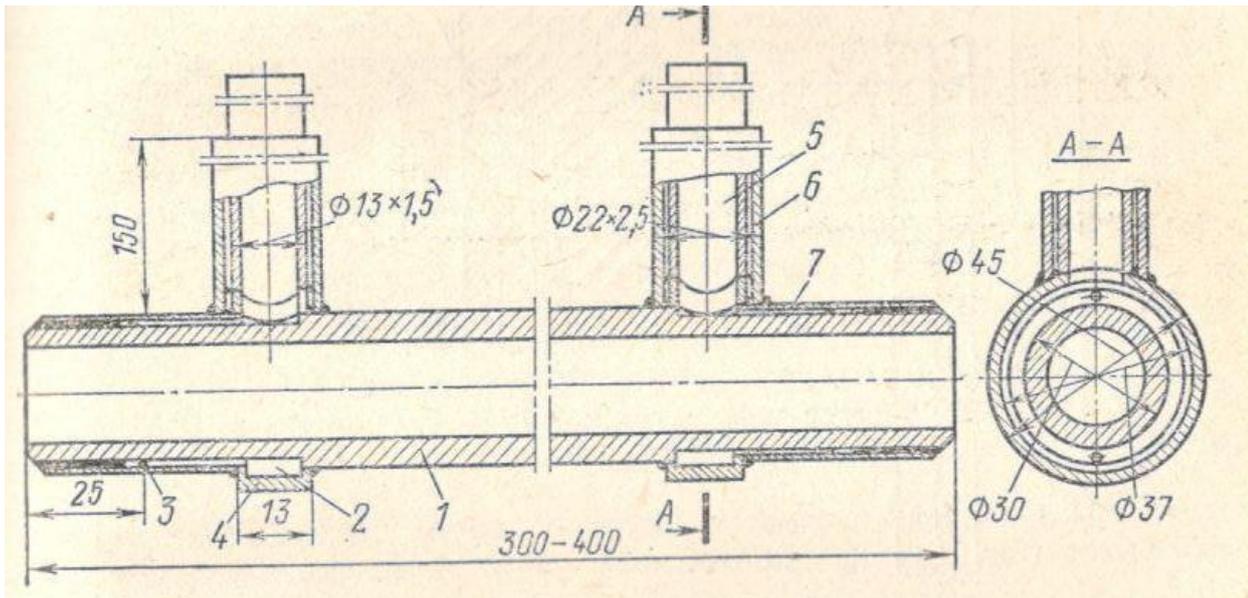


Рисунок 2 – Двусторонняя температурная вставка

1 – труба; 2 – канавка; 3 – приварка спая; 4 – защитное кольцо; 5 – отводная трубка; 6 – защитный экран; 7 – металлический стержень.

Описанная конструкция вставки обеспечивает измерение температуры металла на глубине 1,5 мм.

Одна из первых конструкций температурных вставок с продольными сверлениями в стенке трубы, изображена на рисунке 3. Вставки этой конструкции применялись успешно при испытаниях пылеугольных котлов.

Характерной особенностью вставки является несколько увеличений ее наружный диаметр, по сравнению с наружным диаметром экранной трубы. Увеличение толщины трубы при этом (равномерное на большей части длины вставки) в разных вариантах ее исполнения доходит до 3 – 3,5 мм.

Внутренний диаметр вставки равен внутреннему диаметру экранной трубы. Вставки изготавливаются из цельного куска металла той же марки стали, из которой изготовлены экранные трубы. Каналы для термоэлектрических преобразователей выполнены сверленными, их длина 40 – 45 мм при диаметре 2,5 – 2,8 мм. Расстояние оси канала от наружной поверхности вставки не превышает 2,5 – 3 мм. Температурное поле в теле такой вставки отличается от температурного поля экранной трубы, в связи с чем измеренную температуру металла следует пересчитать, чтобы получить истинное значение температуры металла экранной трубы. Для прикидочных расчетов при проведении такого перерасчета учитывают только различие в наружных диаметрах экранной трубы и температурной вставки.

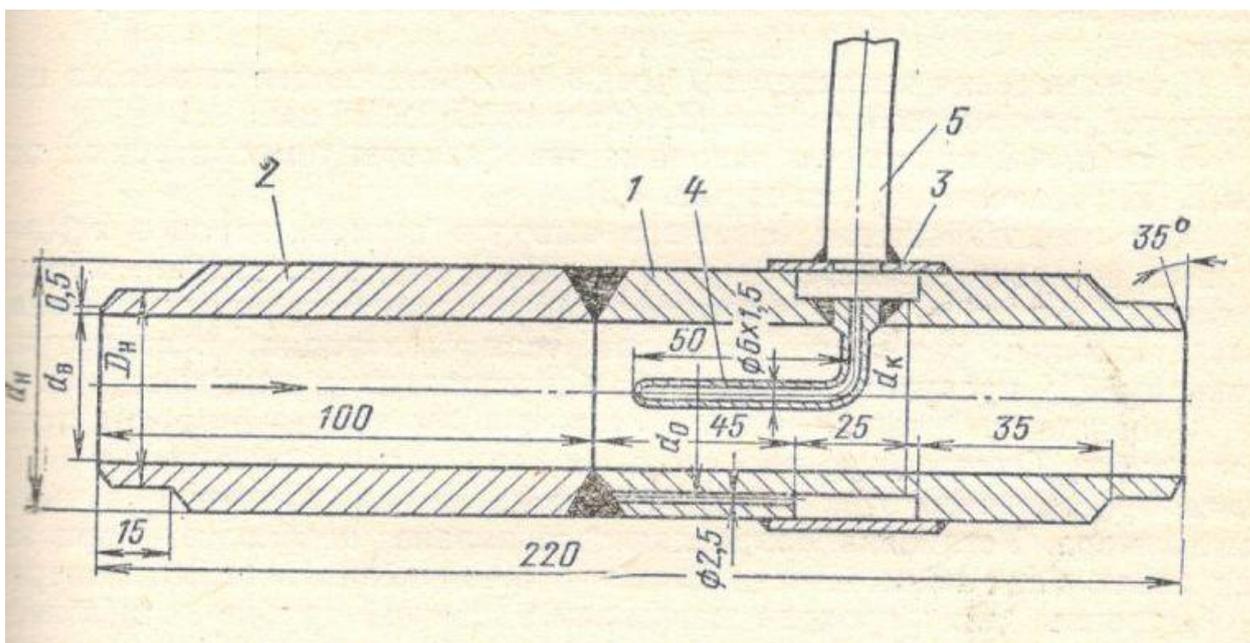


Рисунок 3 – Температурная вставка

1 – измерительный участок – труба со сверлениями; 2 – предвключенный участок; 3 – защитное кольцо; 4 – гильза; 5 – защитная трубка.

Температурная вставка состоит из двух частей, соединенных между собой сварным стыком. Сверление каналов производится до разделок кромок под сварку с утолщенной стороны, на которой также выполняется кольцевая выточка для вывода термоэлектродов. Усиление сварного шва снимается полностью для того, чтобы не вносить дополнительных погрешностей в измеряемую температуру. Толщина стенки в районе кольцевой выточки меньше толщины экранной трубы не более чем на 0,5 – 1 мм. Ширина кольцевой выточки принимается не более 15 – 25 мм; меньшая цифра принимается, если отсутствует необходимость установки гильзы во вставку. Защитное кольцо при этом имеет ширину 25 – 35 мм соответственно. Кольцо выполняется из нержавеющей стали и приравнивается к телу вставки с одной стороны.

При установке температурных вставок в зоне максимальных локальных значений тепловых потоков (отметка горелок и несколько выше) во избежание пережога защитного кольца его следует выполнить; утопленным – по ширине кольцевой выточки. Из соображений удобств; монтажа защитное кольцо выполняется разрезным или из двух половинок.

Для измерения температуры среды устанавливается гильза из цельнотянутой или точеной трубки 08×2 или $06 \times 1,5$ мм.

Для предотвращения пережога выводов термоэлектродов температурных вставок, устанавливаемых в районе горелок, газами, проникающими за экран, и уменьшения дополнительных погрешностей, вызванных локальным разогревом выводов термоэлектродов, в конструкции вставок предусмотрен вариант с охлаждаемым выводом (рисунок 4).

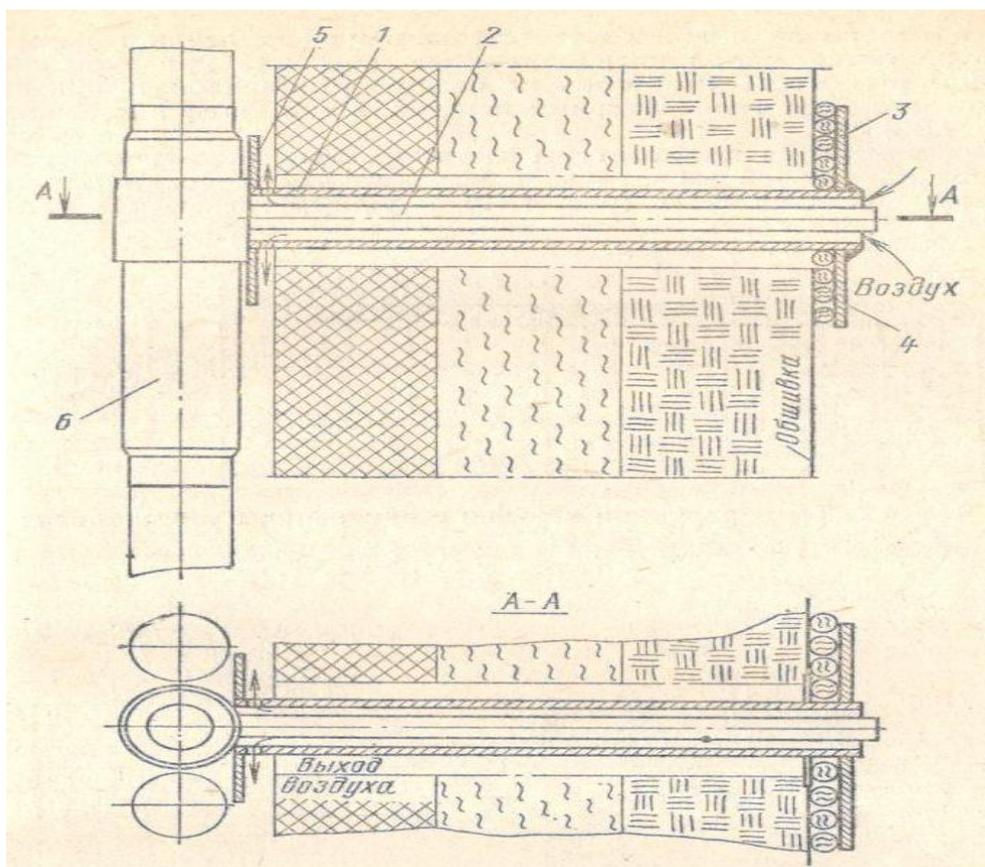


Рисунок 4 – Охлаждаемый вывод термоэлектродов температурных вставок

1 – наружная трубка с отверстиями; 2 – внутренняя выводная трубка; 3 – уплотнительный лист; 4 – асбестовый шнур; 5 – экран; 6 – температурная вставка.

Охлаждаемый вывод выполняется из двух концентрических защитных трубок. Охлаждение производится воздухом, засасываемым в кольцевое пространство этих трубок или подаваемым из линии дутьевого вентилятора. Установка направляющего экрана необходима при этом для исключения возможности местного охлаждения вставки. Отверстие в обмуровке для прохода наружной защитной трубки выполняете; с учетом возможного перемещения этой трубки при тепловых расширениях экранов. Уплотнение из асбестового шнура, закладываемого за уплотнительный лист в месте выхода защитной трубки за обмуровку котла, не должно препятствовать перемещению этой трубки.

На рисунке 5 изображен другой еще вариант температурной вставки. В этой вставке утолщение стенки в зоне сверления выполнено за счет уменьшения внутреннего диаметра трубы. Такая конструкция воспроизводит идентичные условия работы вставки и трубы поверхности нагрева со стороны топочных газов. Однако за счет сужения потока изменяются гидравлический режим трубы и условия ее внутреннего охлаждения. Вставки, этого типа можно рекомендовать к применению в тех случаях,

когда решающим в определении температурного режима является радиационный теплообмен.

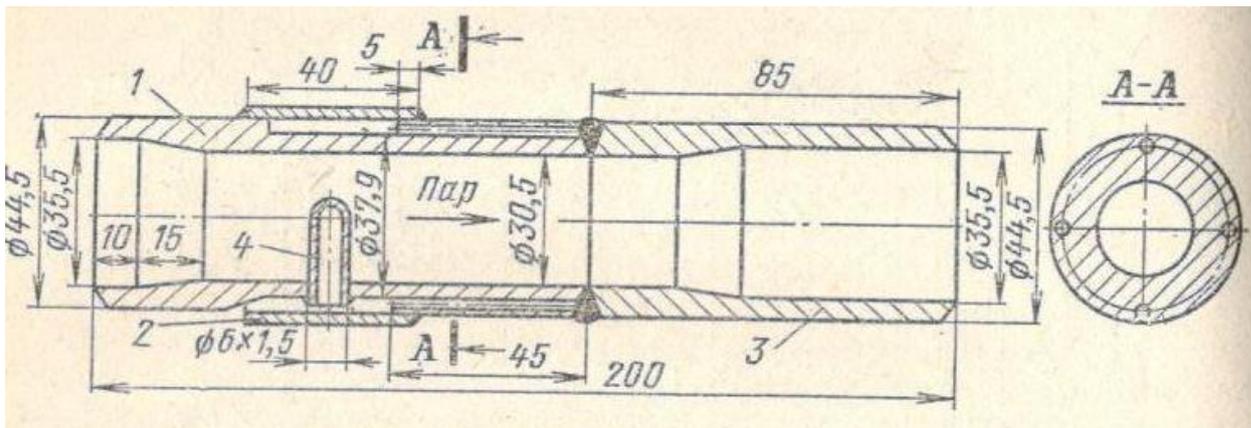


Рисунок 5 – Температурная вставка с внутренним утолщением

1 – измерительный участок, труба; 2 – защитное кольцо; 3 – переходный участок; 4 – гильза.

Одним из надежных способов защиты термоэлектродов от пережога является вывод их в защитной трубке, расположенной непосредственно внутри обогреваемой трубы. Конструкции вставок с таким выводом изображены на рисунке 6.

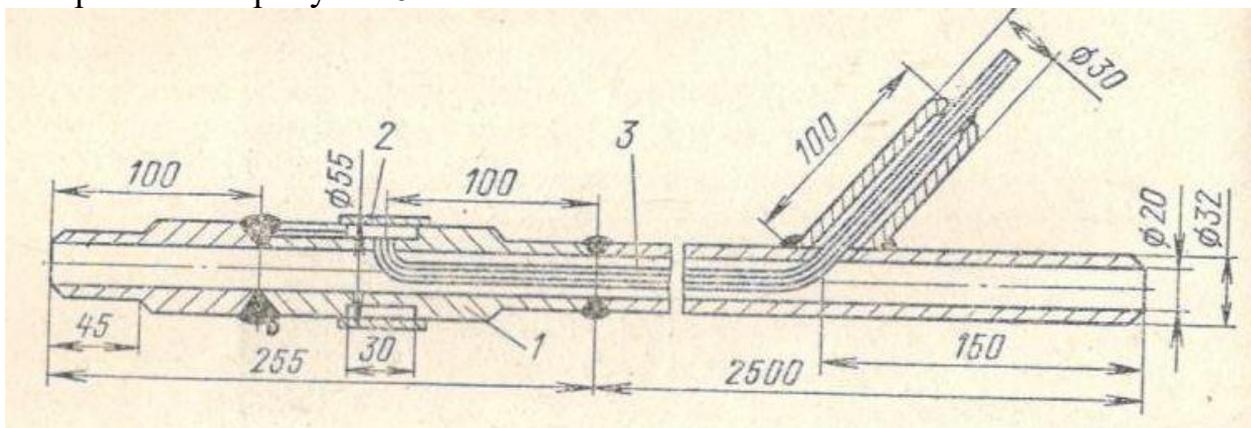


Рисунок 6 – Температурная вставка с внутренним выводом термоэлектродов

1 – измерительный участок; 2 – защитное кольцо; 3 – выводная труба.

Вывод термоэлектродов из кольцевой выточки вставки, изображенной на рисунке 6, осуществляется через трубку диаметром 10×1,5 мм, проходящую внутри вставки и обогреваемой трубы.

Выводную трубку изогнутым концом вставляют в соответствующее отверстие, выполненное в кольцевой выточке, и приваривают ее наружным плотным швом. При большой длине выводной трубки ее необходимо

центрировать направляющими, выполненными, например, в виде приваренных к выводной трубке пластин.

Охлаждение вывода термоэлектрического преобразователя производится рабочей средой, протекаемой внутри вставки. Надежность такого вывода высока, хотя и достигается путем некоторого конструктивного усложнения.

К недостаткам этой конструкции следует также отнести искажение гидродинамики, вносимое инородными телами (выводной трубкой и направляющими), что в свою очередь отразится на температуре металла.

Для уменьшения этого искажения выводную трубку с направляющими следует расположить по направлению потока, а не против него, а каналы для закладки термоэлектродов – перед выводной трубкой. В некоторых случаях, как это имеет место, например, в пароперегревательных поверхностях нагрева, влияние искажения гидродинамического поля на конечные значения температуры металла невелико и для практических целей может не учитываться. Поэтому такие вставки могут успешно применяться в указанных условиях.

В настоящее время широко применяются кабельные термоэлектрические преобразователи типа КТМС в металлической оболочке из нержавеющей стали. Эти термоэлектрические преобразователи обладают рядом достоинств — они выполнены из тонкого термоэлектродного материала и при соответствующем оформлении горячего спая характеризуются малой инерционностью, сохраняя при этом высокую прочность и гибкость, и поэтому их следует рекомендовать при изготовлении целого ряда температурных вставок, в том числе и изображенных на рисунке 6 и 7.

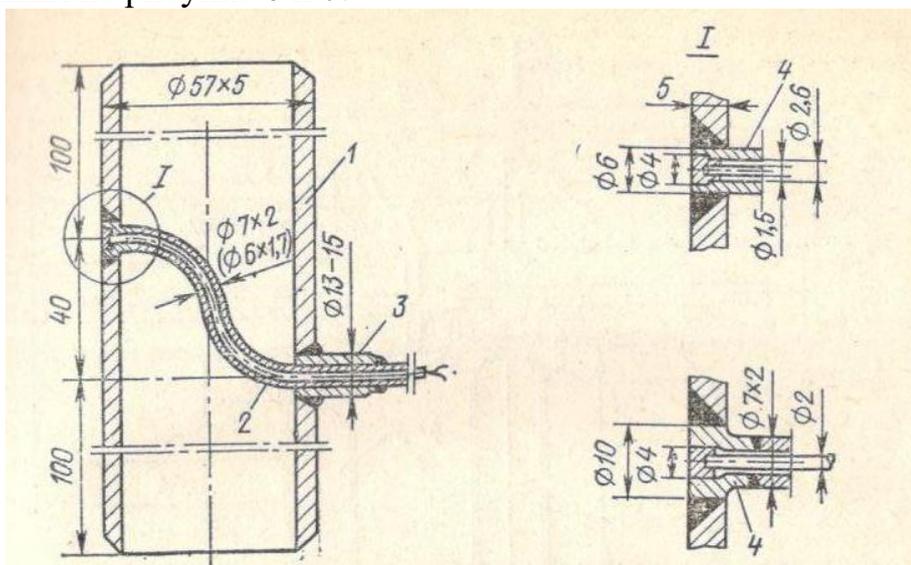


Рисунок 7 – Температурная вставка для измерения температуры экранной трубы в зоне высоких тепловых нагрузок

1 – экранная труба; 2 – выводная трубка; 3 – штуцер; 4 – пробка.

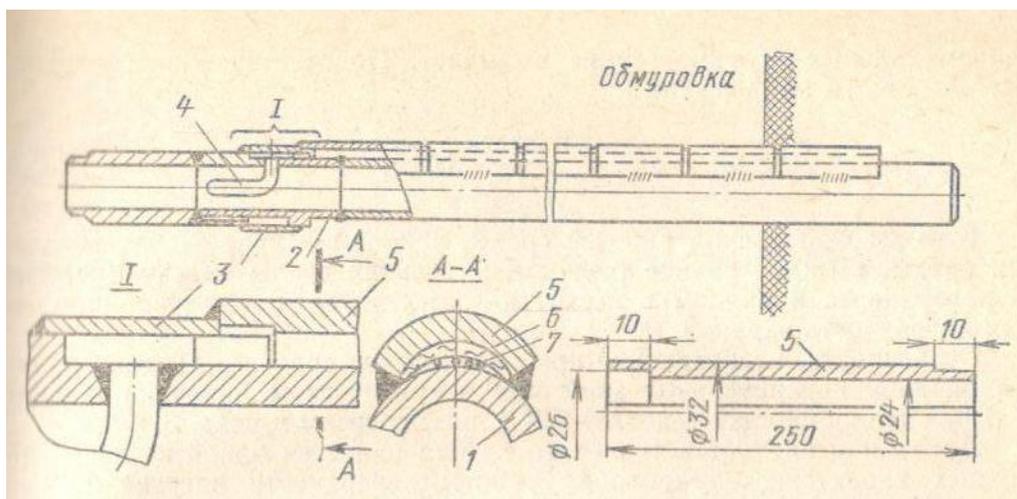


Рисунок 10 – Температурная вставка для измерения температуры металла в пароперегревательных поверхностях нагрева

1 – трубка пароперегревателя; 2 – измерительный участок; 3 – защитное кольцо; 4 – гильза; 5 – накладка; 6 – асбестовый лист; 7 – термоэлектроды.

При организации измерений температуры металла труб ширмовых и конвективных поверхностей нагрева в обогреваемой зоне длина отводящих термоэлектродов намного больше, чем во вставках, устанавливаемых на настенных поверхностях нагрева (НРЧ, СРЧ, ВРЧ и потолочные экраны). Это и вызывает необходимость специального охлаждения этих термоэлектродов при прокладке их через газовую среду с температурой 700°C и выше.

В этих условиях успешно применялась конструкция вставки (рисунок 10). В ней отводящие термоэлектроды прокладывают вдоль наружной поверхности трубы непосредственно от «горячего» спая термоэлектрического преобразователя вплоть до вывода термоэлектродов за обмуровку котла. Термоэлектроды защищают от непосредственного их контакта с топочными газами накладками, состоящих из необходимого количества фигурных звеньев, каждое из которых имеет длину 250 мм. При температуре газов свыше 700°C накладки следует изготавливать из жаропрочной стали. Накладки приваривают только в средней части на длине 20 – 30 мм с некоторым зазором для компенсации термического удлинения.

Термоэлектроды изготовлены из хромель-алюмелевой проволоки диаметром 0,5 – 0,8 мм и изолированы тонким слоем кремнезема, плотно прижаты к стенке трубы и покрыты асбестовым листом, заполняющим пространство между ними и накладками. Не рекомендуется сворачивать термоэлектрические преобразователи при укладке в один общий жгут, что ухудшает условия их охлаждения. По этой же причине рекомендуется применять толстый слой изоляции или изоляцию из фарфоровых бус.

При горизонтальном положении трубы накладки устанавливают сверху, а при вертикальном – на тыльной образующей этой трубы.

На трубе со вставкой желателно принять меры для предотвращения вибрации, которая может привести к преждевременному выходу из строя температурную вставку. Данную конструкцию температурной вставки следует применять при температуре газов выше 800 °С. При более высокой температуре газов следует применять вывод термоэлектрических преобразователей через защитную трубку, размещенную внутри трубы (см. рисунок б).

1.2.2 Измерение тепловых нагрузок, воспринимаемых экранными поверхностями нагрева

Экранные поверхности нагрева топочной камеры воспринимают лучистую энергию горящего топлива, падающую на них от факела.

Зависимость между количеством лучистой теплоты, излучаемой факелом, и количеством теплоты, воспринимаемой поверхностями нагрева, весьма сложна.

Методика расчета теплообмена в топке основана на совместном использовании аналитического и эмпирического исследований, а также на применении теории подобия для анализа топочных процессов. Эта методика позволяет достаточно уверенно проектировать котлы на все виды топлива. Однако из-за сложности данного процесса, а также в связи с появлением во вновь создаваемых котлах ряда новых решений (увеличение единичной мощности, рост тепловых напряжений топочной камеры, применение рециркуляции газов и т. д.) перед конструктором, исследователем и наладчиком всегда встает вопрос о точном определении количества теплоты, воспринимаемой тем или иным участком котельной поверхности нагрева. При этом интерес представляют как среднее тепловосприятие экранов, так и локальная плотность теплового потока.

Среднее (или удельное) тепловосприятие экранов характеризует среднюю эффективность тепловой работы данной поверхности нагрева. Как правило, экспериментальное определение среднего тепловосприятия принципиальных трудностей не вызывает.

Локальная плотность теплового потока является одной из наиболее важных характеристик тепловой работы поверхности нагрева. От значений и распределения в значительной степени зависят процессы тепло- и массообмена и гидродинамики, протекающие в экранных трубах; их температурный режим, иными словами — факторы, влияющие главным образом на надежность работы этих труб.

Определение локальной тепловой нагрузки в топках котлов сопряжено со значительными трудностями. Поэтому долгое время при интерпретации результатов промышленных исследований распределение тепловой нагрузки характеризовалось лишь качественно по таким косвенным показателям, как температура факела, определяемая также косвенным путем с помощью оптических пирометров.

В настоящее время накоплен большой опыт по экспериментальному определению локальной плотности теплового потока в топках котлов.

Измерительные устройства, применяющиеся для этой цели, можно разделить на стационарные и переносные.

К стационарным относятся калориметрические трубы и температурные вставки, к переносным — так называемые термозонды и переносные калориметры.

В качестве стационарного калориметра могут быть использованы экранные трубы, а также трубы уменьшенного диаметра, установленные вместо экранных труб или в рассечку между ними.

На рисунке 11 изображена схема установки калориметрических труб на котле ТМ-200-1 для исследования тепловосприятия экранов.

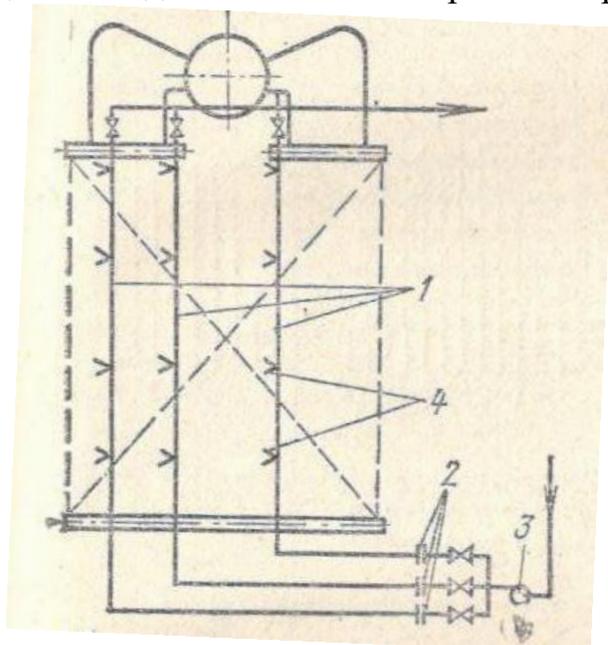


Рисунок 11 – Схема установки калориметрических труб на котле ТМ-200-1

1 – калориметрические трубы; 2 – измерительные диафрагмы; 3 – насос; 4 – термоэлектрические преобразователи

В соответствии с этой схемой несколько циркуляционных труб заменены калориметрическими с тем же диаметром и толщиной стенки. Среда из трубопровода химически очищенной воды центробежным насосом перекачивалась по калориметрическим трубам. Для измерения расхода воды на входе в каждую такую трубу установлены протарированные диафрагмы. Регулирование расхода воды осуществлялось клапанами. Калориметрические трубы разбиты на участки, на границах которых установлены гильзовые хромель-алюмелевые термоэлектрические преобразователи. Способ установки таких преобразователей показан на рисунке 12.

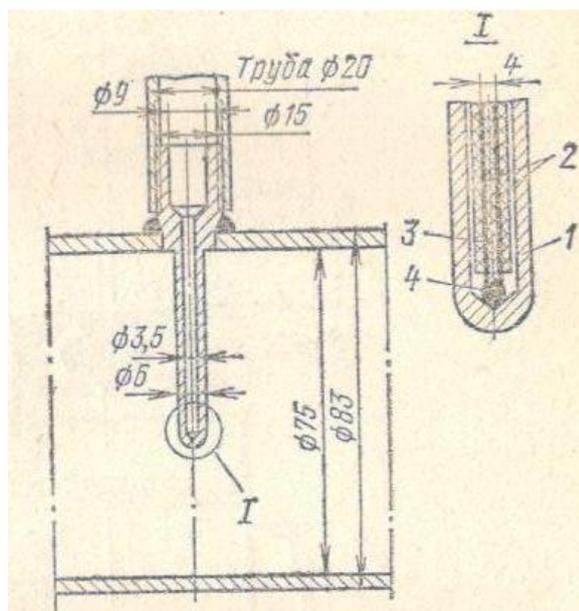


Рисунок 12 – Схема установки малоинерционного термоэлектрического преобразователя в гильзе

1 – гильза; 2 – термоэлектроды; 3 – соломка; 4 – спай

Кроме того, на каждой трубе установлено по одному термоэлектрическому преобразователю на входе трубы в топку и по два на входе из топки. По термоэлектрическим преобразователям, расположенным на трубах на выходе из топки, контролировалось отсутствие закипания в верхней части calorиметрических труб. Для определения приращения температуры воды по участкам измерялась разность между температурой воды на входе в трубу и температурой после каждого участка.

Изучение велось в топке барабанного котла при сжигании мазута, однако такая методика может быть применена также в котлах любого типа, в том числе и прямоточных. Максимальные тепловые потоки обнаружены в зоне форсунок, где достигают $580 - 600 \text{ кВт/м}^2$. Установлено, что тепловая нагрузка участков труб в зоне ядра факела в 8 раз больше тепловой нагрузки верхних участков экрана.

Пример выполнения calorиметра из труб малого диаметра приведен на рисунке 13. Такой calorиметр применен при изучении тепловосприятия камеры догорания циклонного котла сверхкритических параметров.

Calorиметр выполнен из 11 индивидуальных петлевидных трубок диаметром $12 \times 2 \text{ мм}$ (сталь 1X18H10T), установленных на середине боковой стены по всей высоте экрана НРЧ и охлаждаемых турбинным конденсатом. Десять нижних петель имеют длину облучаемого рабочего участка по 500 мм, а верхняя петля, установленная в зоне пережима топочного пространства, имеет длину этого участка 2800 мм.

Calorиметр смонтирован так, что лобовая образующая облучаемых участков находится в ранжире с лобовой образующей экранных труб. Каждая из петель на входе снабжена игольчатыми клапанами, предназначенными для

регулирования расхода воды через петлю. Температура воды на входе в петли калориметра и на выходе из них измеряется 12 термоэлектрическими преобразователями выведенными на потенциометр, и 12 контрольными дублирующими ртутными термометрами. Измерение расхода воды в калориметрических петлях осуществляется объемным методом с помощью двух комплектов мерных баков вместимостью 1, 3 и 5 л, в которые поочередно сливается конденсат каждой из 11 петель.

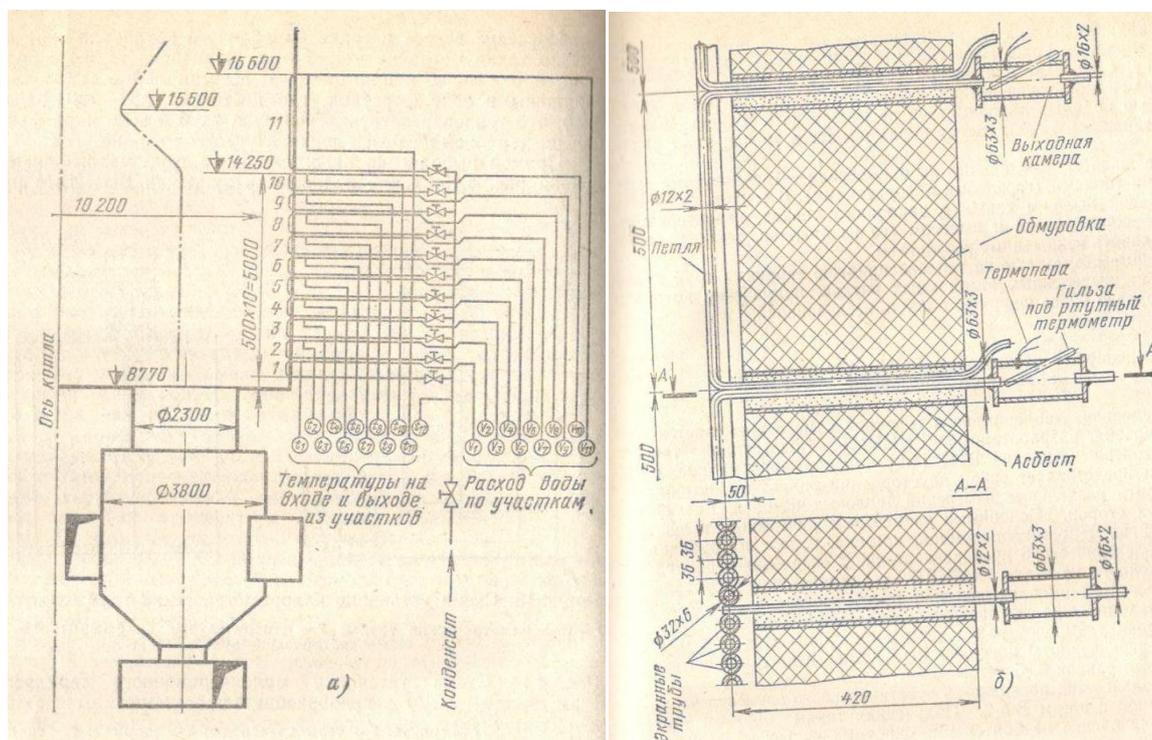


Рисунок 13 – Калориметрические измерения в НРЧ котла сверхкритических параметров

а – принципиальная схема размещения калориметра из труб малого диаметра; б – узел установки петель калориметра

В эксплуатационном режиме игольчатые клапаны должны быть полностью открыты. После выхода на заданный опытом режим работы котла с помощью указанных клапанов устанавливают температуру конденсата за петлями 60 – 70 °С. Для каждой петли подбирают соответствующий бачок из условия его заполнения в течение 30 – 60 с. Температура воды на входе и выходе из калориметров регулируется во время всего опыта.

При проведении исследований на калориметрических трубах следует иметь в виду, что на них могут возникать загрязнения, отличные от загрязнений экранных труб. Известно, что температура среды, охлаждающей трубу, оказывает влияние на развитие слоя загрязнений. Поэтому с методической точки зрения изучение тепловых нагрузок экранов с помощью водяных калориметров не может дать точности в котлах, где на экранных трубах могут образовываться те или иные отложения.

Наиболее желательная область их применения – газомазутные котлы с обычными топками (горелками и форсунками). В топках, работающих на угольной пыли, а также в циклонных топках, характеризующихся образованием шлака и выносом его из циклона, такие калориметры могут давать искаженные результаты.

Более точные результаты по тепловосприятию экранных труб можно получить на выделенных автономных витках, применение которых охватывает гораздо более широкую область исследований.

1.2.2.1 Применение переносных термозондов для исследования локального теплообмена

Для исследования теплообмена в топочной камере применяется переносной термозонд, разработанный ВНИИМТ. Конструкция такого термозонда усовершенствована ВТИ и изображена на рисунке 14.

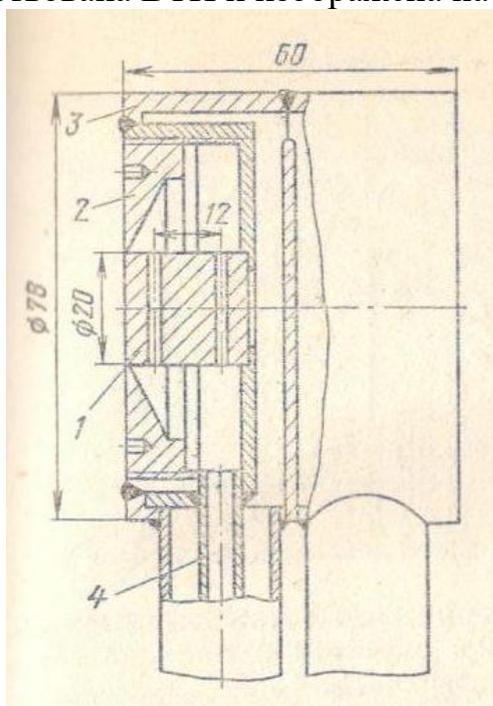


Рисунок 14 – Двусторонний термозонд

1 – теплоприемник; 2 – крышка; 3 – корпус; 4 – трубка для вывода термоэлектрических

Термозонд представляет собой двусторонний радиометр, позволяющий производить отдельные измерения тепловых потоков, падающих на него с двух сторон. Основными элементами термозонда являются чувствительный элемент теплоприемник, крышка, корпус и трубка для вывода термоэлектрического преобразователя. В сверления теплоприемника, изготовленного из стали 1Х18Н9Т, закладывается изолированный дифференциальный термоэлектрический преобразователь ХА так, что горячие спаи находятся на середине отверстий один над другим.

До установки термоэлектродов термозонд отжигается при 900 °С, после чего степень черноты поверхности чувствительного элемента может быть принята равной 0,85.

Если поверхность чувствительного элемента чернить сажей, смешанной с клеем БФ-2, то полученная таким образом тонкая и прочная черная пленка не боится многократных чисток налетов сажи и золы. Установлено, что степень черноты подобного покрытия 0,96—0,98 выше степени черноты сажи. При проведении исследований в топках пылевых котлов чувствительный элемент термозонда покрывается налетом золы, что снижает степень черноты этого элемента до 0,92—0,94.

Тарировка термозонда до тепловых нагрузок 200—230 кВт/м² может производиться в лабораторных условиях (например, в шахтной электропечи). При более высоких тепловых нагрузках тарировку проводят непосредственно в топках котлов при сжигании газового топлива с помощью специального калориметра ВТИ (рисунок 15). Охлаждающая вода подается в канавки, расположенные с внутренней стороны тепловоспринимающей поверхности.

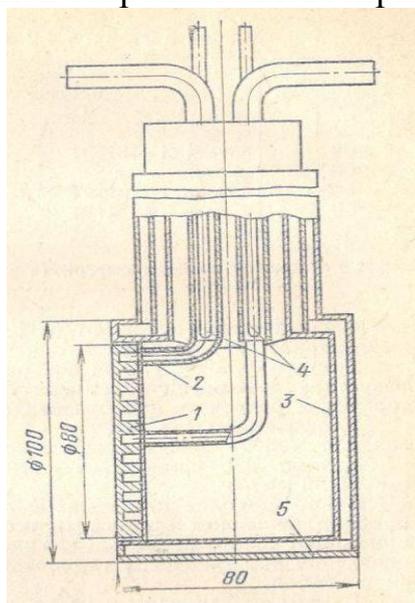


Рисунок 15 – Калориметр для тарировки термозондов

1 – тепловоспринимающая поверхность; 2 – подвод и отвод воды; 3 – разделительная перегородка; 4 – гильзы для установки дифференциальной термопары; 5 – корпус

Отсутствие влияния температуры воды в наружном охлаждающем контуре на температуру во внутреннем измерительном контуре проверялось специально.

Измерение перепада температуры нагретой в калориметре воды проводится установленным в подводящем и отводящем патрубках дифференциальным термоэлектрическим преобразователем из меди и константана, градуированным через малые интервалы.

При тарировке зонда в котле оба прибора вводят через лючки в топку и устанавливают рядом так, чтобы их тепловоспринимающие поверхности

находились в одной плоскости. При тарировке прибора в шахтной печи также используется калориметр, подобный изображенному, но двусторонним расположением тепловоспринимающих поверхностей не отличающийся по наружным размерам от термозонда.

1.2.2.2 Определение тепловых нагрузок экранных труб с помощью температурных вставок

Измерение тепловых нагрузок экранных труб с помощью температурных вставок дает наиболее достоверные данные о тепловой работе трубы в условиях радиационного теплообмена. Тепловая нагрузка определяется при этом по измеренной разности температуры металла и среды, термическому сопротивлению стенки трубы и внутреннему коэффициенту теплоотдачи α_2 . Для уменьшения ошибки, связанной с определением α_2 , температурные вставки желательно устанавливать на трубах, имеющих низкую энтальпию (экономайзерный участок) и достаточно высокую массовую скорость. В этих условиях коэффициент теплоотдачи α_2 может быть с достаточно высокой точностью рассчитан по известным формулам конвективного теплообмена или по номограммам.

Если использовать, например, вставки, изображенные на рисунке 1 и 2, то основная доля погрешности в определении тепловых нагрузок с помощью таких температурных вставок ложится на неточную установку термопар (неопределенность в расстоянии от центра отверстия для термоэлектрического преобразователя до наружной образующей) и на расчетное значение коэффициента теплоотдачи. При этом ошибка в определении тепловой нагрузки даже при тщательной отбраковке вставок достигает 10—15 %.

Несколько большей точности можно добиться, если применить так называемые утолщенные вставки, т. е. вставки, имеющие толщину стенки (на лобовой образующей), большую, чем толщина стенки экранной трубы.

В этом случае толщина стенки выбирается такой, чтобы в радиальном направлении можно было, расположить два термоэлектрических преобразователя на разном расстоянии от наружной образующей. При этом для большей точности измерений термоэлектрические преобразователи можно подсоединить по дифференциальной схеме для замера не абсолютных температур, а их разности.

На рисунке 16 изображено поперечное сечение такой утолщенной вставки. Вставка выполняется из металла той же марки, что и экранная труба, и с равнопроходным внутренним диаметром. Утолщение стенки во вставке выполнено только в секторе, обращенном в сторону топки. Ошибки в определении тепловой нагрузки по перепаду температуры в стенке такой вставки связаны с точностью определения базы между сверлениями, с растечками теплоты в стенке и с некоторым отличием освещенности такой вставки по сравнению с экранной трубой.

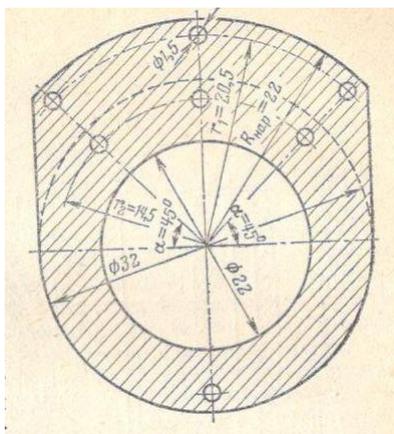


Рисунок 16 – Поперечное сечение утолщенной температурной вставки

При тщательном изготовлении вставок максимальную ошибку в определении базы можно оценить $\pm 0,2$ мм, что при базе 5,5 мм составляет примерно 3,5 %.

Что касается погрешностей, связанных с растечкой теплоты, то они могут быть учтены установкой дополнительных боковых термопар в тело вставки, как это показано на рисунке 16. Кроме того, коэффициент растечки теплоты в такой вставке можно определить с помощью электро моделирования.

На рисунке 17 изображена вставка НПО ЦКТИ с утолщенной стенкой, в которой растечки теплоты значительно снижены наличием двух радиальных канавок, заполненных огнеупорной массой. Размеры вставки указаны на рисунке. Термоэлектрические преобразователи ХА из проволоки $\varnothing 0,3$ мм в изоляции из кварцевой нити установлены в двух отверстиях диаметром 1,5 и 1,3 мм, выполненных на расстоянии соответственно 0,8 мм от наружной и 1,5 мм от внутренней поверхности вставки. Сверление отверстий для термоэлектрических преобразователей производят с помощью специального кондуктора.

Глубину отверстий контролируют при помощи штифта и индикатора. Наружный термоэлектрический преобразователь, проходящий через одну из радиальных канавок, снабжен чехлом из капилляра $\varnothing 1,5 \times 0,2$ мм. Горячие спаи приваривают к металлу вставки электроразрядом от батареи конденсаторов. Далее из отверстий концы термоэлектрических преобразователей отводят по фрезерованным радиальным канавкам и выводят за обмуровку котла через выводную трубку диаметром 12×3 мм из нержавеющей стали. Термоэлектрические преобразователи в канавках закрывают стальной проволокой диаметром 1,2 мм, которую после укладки расклепывают. Температуру потока измеряют гильзовым термоэлектрическим преобразователем.

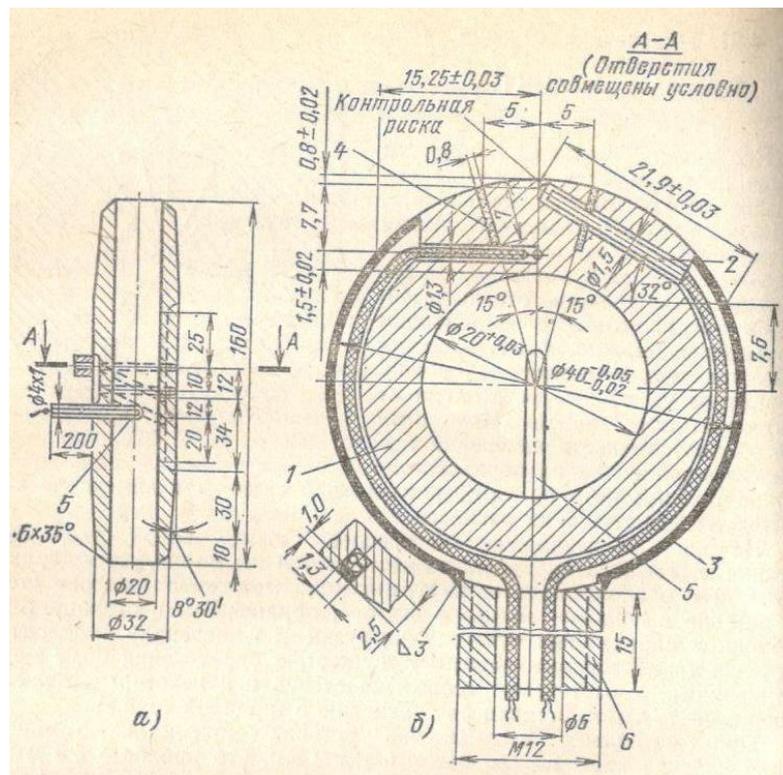


Рисунок 17 – Радиометрическая вставка

а – общий вид; б – сечение А-А; 1 – точечный цилиндр; 2 – капилляр; 3 – стальная проволока диаметром 12 мм; 4 – паз; 5 – гильза; 6 – выводной штуцер.

При анализе экспериментальных данных, полученных с помощью утолщенных вставок любой конструкции, следует иметь в виду, что условия работы таких вставок несколько отличны от условий работы экранной трубы. Эти отличия в первую очередь касаются других по сравнению с экранной трубой условий освещенности выступающей (вследствие большей своей толщины) в топку такой вставки, а также другой (большей) температуры наружной стенки. Последнее может повлиять на измеряемую тепловую нагрузку как из-за изменения толщины, так и из-за характера наружных золовых и шлаковых отложений. Кроме того, из-за трудоемкости и сложности изготовления утолщенных вставок их следует устанавливать лишь в наиболее ответственных местах, после того как другими, менее трудоемкими методами, например с помощью обычных температурных вставок или термозондов, выявлен характер распределения в топке тепловых потоков.

ВНИИАМ разработан метод измерения тепловой нагрузки с помощью температурной вставки обычного типа со сверлеными отверстиями, т.е. вставки, имеющей ту же толщину стенки и диаметр, что и экранная труба. Метод основан на использовании эффекта концентрации локального поля температуры в окрестностях сверленного отверстия, параллельного оси трубы.

Под коэффициентом концентрации температуры подразумевается отношение разности температуры в указанных выше точках отверстия к

разности температуры в тех же точках сплошной стенки трубы (не имеющей отверстия) при прочих равных условиях (тепловом потоке внутреннем коэффициенте теплоотдачи, диаметре и толщине стенки и пр.).

Измеряя перепад температуры на стенках отверстия и зная коэффициент концентрации можно рассчитать тепловую нагрузку (плотность теплового потока) экранной трубы. Трудность реализации этого метода заключается в сложности установки двух термоэлектродов в определенных точках отверстия небольшого диаметра (1,5—2,5 мм). Наиболее удобным способом измерения температуры металла в двух противоположных точках отверстия небольшого диаметра представляется дифференциальный способ с использованием в качестве одного из электродов металла температурной вставки. Другим электродом может служить платина или алюминий.

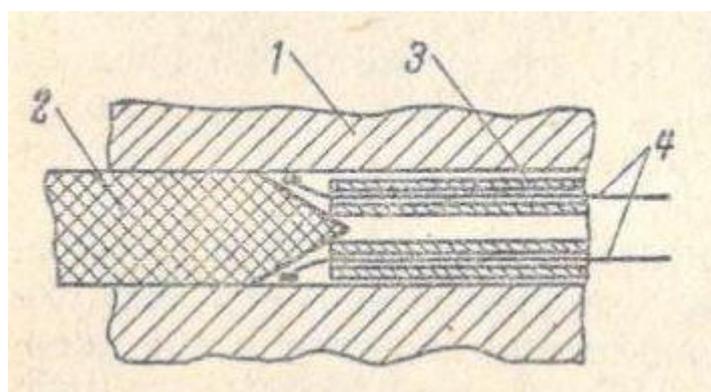


Рисунок 18 – Иллюстрация метода приварки однополюсных термоэлектрических преобразователей для измерения теплового потока в температурной вставке, изображенной на рисунке 2

Металл трубы не является стандартным электродом, поэтому при разработке данной методики исследована стабильность термоэлектрической характеристики такого электрода для разных плавок и разных температурных режимов металла.

Опытные данные по тарировке такого термоэлектрического преобразователя стабильны для разных образцов стали и мало изменяются в процессе работы этой стали на котле.

Рисунок 18 иллюстрирует метод приварки однополюсных термоэлектрических преобразователей в диаметрально противоположных точках отверстия вставки, изображенной на рисунке 2. Установка электродов для приварки горячих концов термоэлектрического преобразователя осуществляется с помощью клиновидного ограничителя, фиксирующего электроды в необходимых точках в момент приварки. Таким образом, можно обеспечить точность приварки горячих концов в осевом направлении $\pm 0,5$ мм и угловое смещение $\pm 15^{\circ}$. Диаметр электродов в такой конструкции должен быть 0,12—0,15 мм. Приварка термоэлектродов производится также с помощью электроразряда.

1.2.3 Измерение температуры металла труб в необогреваемой зоне

Температура металла труб поверхностей нагрева в необогреваемой зоне мало отличается от температуры протекающей по ней среды. Поэтому при необходимости определения температурной разверки среды по виткам пакета поверхности нагрева и в некоторых других случаях о температуре среды судят по показаниям термоэлектрических преобразователей, установленных на трубах вне зоны обогрева. Организация таких измерений сравнительно проста, а сами измерения достаточно представительны и долговечны, что позволяет отказаться от установки гильзовых термоэлектрических преобразователей. Это особенно важно в поверхностях нагрева, выполненных из труб малого диаметра, в которых установка гильз приводит к заметному сужению проходного сечения трубы. Однако для получения достоверных показаний таких термоэлектрических преобразователей необходимо правильно выбрать способ их крепления и установки, соразмерив трудоемкость и сложность того или иного способа крепления с требуемой для каждого конкретного испытания точностью измерений.

В настоящее время известны конструктивные оформления размещения горячих спаев термоэлектрических преобразователей в необогреваемой зоне, применяемых ведущими организациями при наладке и исследованиях котлов.

На рисунках 19 и 20 изображены распространенные и неоднократно описанные способы креплений поверхностных термоэлектрических преобразователей. Наиболее простым из них является способ, изображенный на рисунке 19, а.

Установка термоэлектродов по этому способу производится отдельно в канавки, которые вырубаются с помощью крейцмейселя непосредственно в теле трубы. После закладки термоэлектродов канавки зачеканивают. Такая установка поверхностных термоэлектрических преобразователей рекомендуется для измерения температуры необогреваемых снаружи толстостенных труб, коллекторов и т. д. Наряду с этим способом можно рекомендовать аналогичную отдельную закладку термоэлектродов в металл, наплавленный или приваренный на поверхности трубы (рисунок 19, б).

На рисунке 19, в показана последовательность операций при отдельной зачеканке термоэлектродов в прорези. Указанные на этом рисунке геометрические размеры выбирают следующим образом, ширина канавки $a = d - (0,1 \div 0,2)$, мм; глубина канавки $b = (0,8 \div 1,0)$, мм; расстояние между прорезями $c = 7 - 10$ мм; длина прорези $l = 10$ мм.

Термоэлектрод закладывают в прорезь при легком постукивании. Благодаря тому, что размеры прорези, несколько меньше термоэлектрода, последний хорошо удерживается в ней, что важно для удобства монтажа. Убедившись в правильности закладки термоэлектродов, легкими ударами производят окончательную их зачеканку.

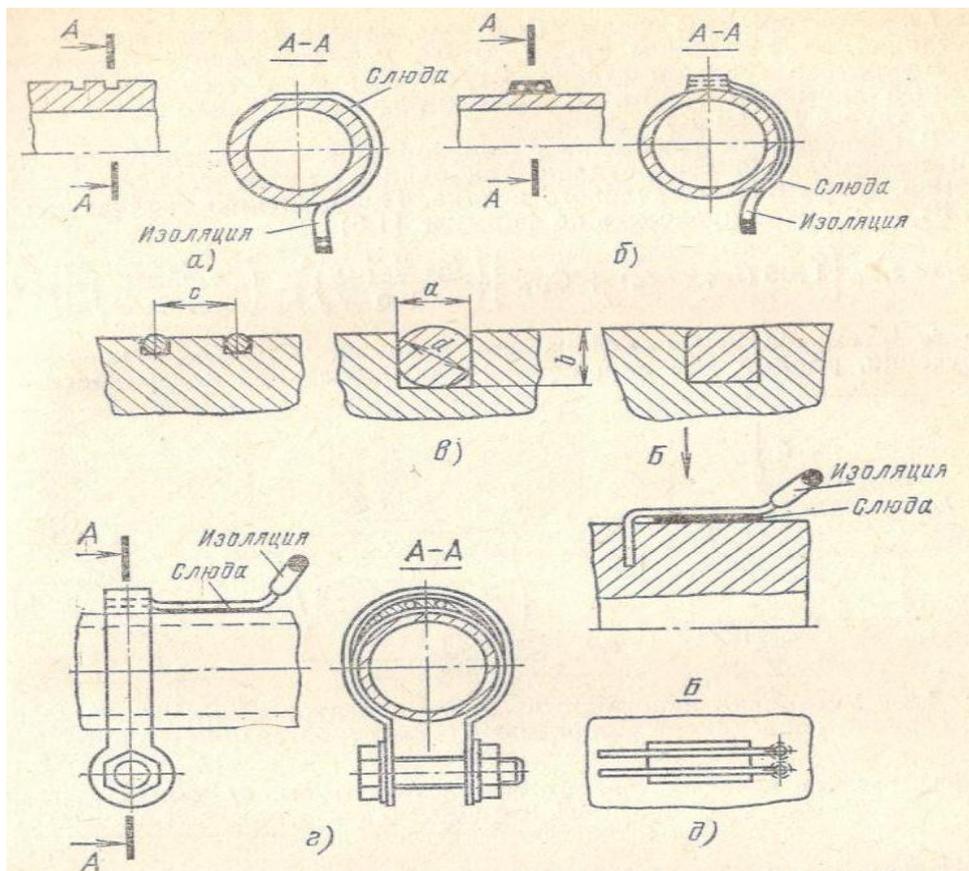


Рисунок 19 – Установка поверхностных термоэлектрических преобразователей с раздельной зачеканкой электродов

а – раздельная зачеканка в прорезях; б – раздельная зачеканка в наплавку или приваренную бобышку; в – последовательность операций при раздельной зачеканке термоэлектродов в прорези; г – раздельная зачеканка в съемную накладку; д – раздельная зачеканка в сверление.

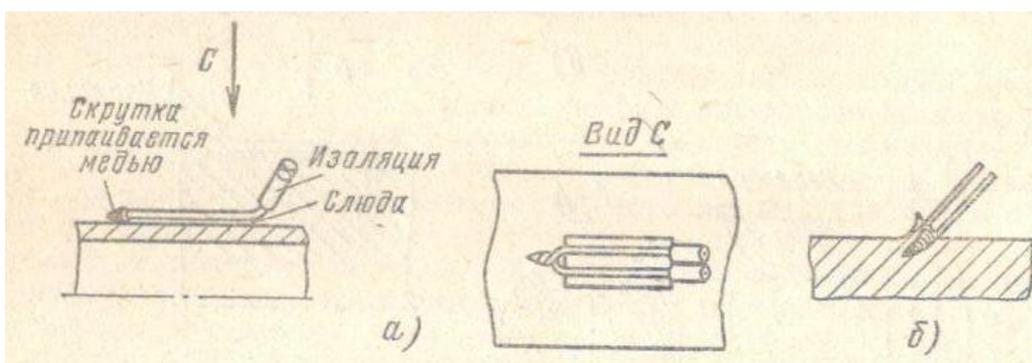


Рисунок 20 – Установка поверхностных термоэлектрических преобразователей, горячий спай которых образован совместной сваркой термоэлектродов

а – приварка или припайка горячего спая к телу трубы; б – зачеканка горячего спая под стружку

Следует иметь в виду, что излишнее зажатие термоэлектродов может привести к их механическому повреждению. Во избежание этого степень раздачи металла следует уменьшать по направлению к выходу термоэлектродов. При установке термоэлектродов прорези выполняют по хорде окружности трубы, развод зубьев ножовки стачивают на наждачном круге до необходимого размера. В других случаях прорези вырубают крейцмейселем. Наплавки выполняют сварочным электродом, применяемым для данной марки стали, с соблюдением основных требований для сварки.

В некоторых случаях, когда производство наплавки или прорезей в стенке трубы затруднено, можно рекомендовать способ отдельной зачеканки термоэлектродов в прижатую хомутом накладку (рисунок 19, г). Термоэлектроды зачеканивают в такую накладку до установки ее на трубу. Пластина выполняется из того же металла, что и труба, и имеет серповидное сечение, внутренняя поверхность которого плотно прилегает к поверхности трубы. Такой способ позволяет производить установку поверхностных термоэлектрических преобразователей на действующем оборудовании.

На рисунке 19, д показан способ отдельной установки термоэлектродов термоэлектрических преобразователей в толстостенных элементах. Такой способ рекомендуется в тех случаях, когда существуют опасения, что прорези или накладки могут стать источником трещин термической усталости.

В приведенных на рисунке 19 способах отдельной установки термоэлектродов в электрическую цепь термоэлектрического преобразователя вводится металл изделия, наплавки или накладки. При условии, что температура в местах крепления обоих термоэлектродов одинакова, на термо-ЭДС цепи термоэлектрического преобразователя это не влияет: обычно в необогреваемых элементах при расстоянии в несколько миллиметров между канавками это условие выполняется. Преимуществом отдельной установки термоэлектродов является сравнительно более точная фиксация местоположения горячего спая термоэлектрического преобразователя.

При другом варианте изготовления горячих спаев концы термоэлектродов скручивают и сваривают электрической или газовой сваркой. При этом термоэлектроды находятся в электрическом контакте на протяжении всей скрутки, что может привести к существенным ошибкам, если часть скрутки и сваренная головка горячего спая находятся в разных температурных условиях. Наиболее распространенные способы установки термоэлектрических преобразователей, горячий спай которых скручен и сварен, приведены на рисунке 20. Возможна установка такого термоэлектрического преобразователя с помощью накладки, например выполненной в виде металлической пластины.

В некоторых работах в качестве накладки применены тонкостенные трубки малого диаметра из материала, однородного с трубой, к которой производилось измерение. Такая трубка приваривалась к телу основной трубы, затем после установки в нее скрученного и сваренного

термоэлектрического преобразователя эта трубка сплющивалась ударами молотка, тем самым обеспечивая контакт и фиксацию термопары.

Измеренная поверхностными термоэлектрическими преобразователями температура может несколько отличаться от температуры среды. Если измерительный участок расположен вне газотока и охлаждается за счет теплоотдачи в окружающую атмосферу, то измеренная температура стенки имеет меньшее значение, чем истинная температура среды. Однако это снижение градусов не велико и при необходимости может быть подсчитано.

Известно, что на температуру стенки трубы оказывает влияние отток или приток теплоты от коллектора, если точка измерения находится сравнительно близко от него. Поэтому важно правильно выбрать место установки термоэлектрического преобразователя.

Для практического пользования можно рекомендовать установку термоэлектрического преобразователя на расстоянии 40 – 50 мм от коллектора.

1.2.3.1 Заглубленные термоэлектрические преобразователи

Для измерения температуры металла толстостенных элементов (трубопроводов, коллекторов и т. п.) применяется установка заглубленных термоэлектрических преобразователей. Как и в случае поверхностных термоэлектрических преобразователей, здесь возможны различные способы их установки. Наиболее типичные из них изображены на рисунке 21.

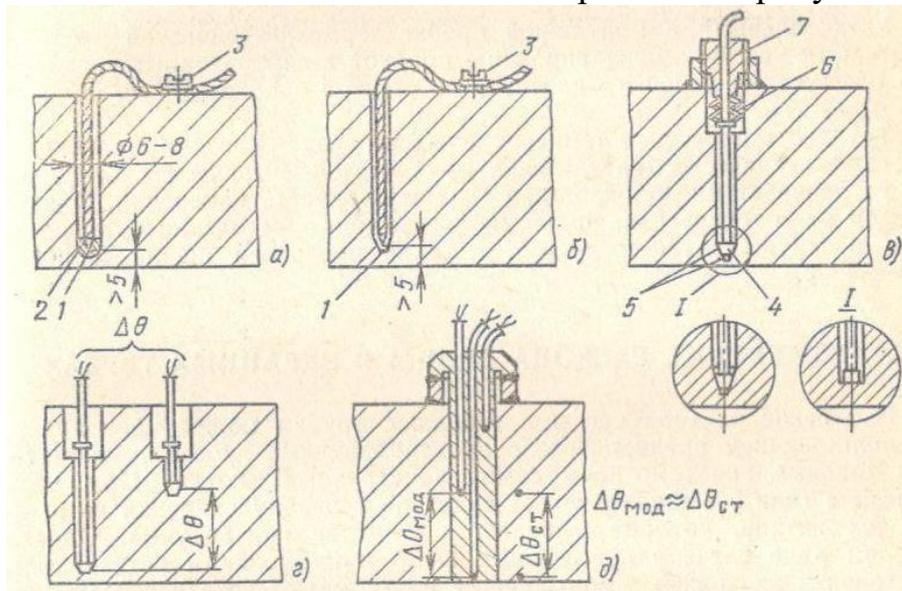


Рисунок 21 – Способы установки глубинных термоэлектрических преобразователей

1 – горячий спай; 2 – пробка (наконечник) из мягкого металла; 3 – фиксирующий винт; 4 – малоинерционный термоэлектрический преобразователь; 5 – контактная поверхность; 6 – прижимная пружина; 7 – контргайка

На рисунке 21, б горячий спай термоэлектрического преобразователя приваривается к металлу стенки толстостенного элемента, при этом способе применяется электросварочный аппарат с временем разряда, регулируемым в зависимости от толщины электрода.

На рисунке 21, в изображен глубинный термоэлектрический преобразователь, контакт горячего спая которого с измеряемой поверхностью элемента обеспечивается прижатием специального термоэлектрического датчика при помощи пружины.

В первом и втором случаях термоэлектрический преобразователь не может быть извлечен из места ее установки. Кроме того, следует иметь в виду, что приварка горячего спая к стенке отверстия неизбежно сопровождается локальными структурными изменениями и, следовательно, изменениями теплофизических свойств металла.

В способе установки термоэлектрических преобразователей, показанном на рисунке 21, в, эти недостатки отсутствуют, однако реализация его связана с известными трудностями. Контактные поверхности датчика могут иметь коническую или плоскую форму (рисунок 21, в, вид I). Горячий спай и установочное отверстие должны быть тщательно обработаны для обеспечения их плотного контакта, а контактирующие поверхности должны быть защищены от коррозии.

Разность температур в толстостенных элементах определяется путем установки двух термоэлектрических преобразователей с различным заглублением (рисунок 21, з). Можно также использовать специальные монтажные пробки из того же материала, что и исследуемая стенка, с установленными в них термоэлектрическими преобразователями (рисунок 21, д).

Установленный в монтажной пробке термоэлектрический преобразователь может быть протарирован с пробкой в лабораторных условиях. Для обеспечения хорошего контакта со стенкой пробка запрессовывается в отверстие.

Трудность измерения температурных перепадов связана с необходимостью электрического разделения двух термоэлектрических контуров, что увеличивает инерционность и снижает точность измерений. Однако в целом ряде технических задач, например при определении потерь теплоты в окружающую среду и т. д, такие измерения нашли широкое применение.

1.2.4 Измерение расхода среды в экранных трубах

Измерение расхода среды в экранных трубах может проводиться с использованием предварительно протарированных дроссельных шайб, если таковые предусмотрены самой конструкцией котла. При этом о расходе (или его стабильности) судят по перепаду давления на шайбах тех витков, которые выбраны в качестве контрольных. Однако в целом ряде случаев дроссельных шайб в поверхности нагрева нет, а установка их только в контрольные витки может исказить гидравлическую характеристику последних. В этом случае в

качестве измерителя расхода среды в экранных трубах наибольшее распространение при проведении теплогидравлических испытаний получили пневмометрические (напорные) трубки. Эти трубки используются также при измерении расхода в трубах большого диаметра (трубопроводах).

Принцип действия напорных трубок основан на измерении скоростного напора потока в месте расположения трубки. На характеристики напорных трубок влияет совокупность различных факторов. В первую очередь к ним следует отнести конструктивное исполнение трубки, способ ее установки, степень турбулизации потока и т. д.

Пневмометрические трубки удобны для измерения расхода среды в трубах поверхности нагрева котлов, диаметр которых невелик 20 – 30 мм. Такие измерения возможны благодаря малому гидравлическому сопротивлению большинства конструкций трубок. Установка трубки в одной или нескольких трубах пакета поверхности нагрева мало изменяет общее гидравлическое сопротивление исследуемой пробы.

Для увеличения точности измерения расхода необходимо произвести предварительную тарировку каждого участка трубы с установленной в ней напорной трубкой. Длину всего участка желательно принять равной 40 диаметрам трубы (20 – 30 диаметров до трубки и 10 диаметров после трубки).

Наибольшее распространение имеют трубки конструкции ВТИ и НПО ЦКТИ (рисунок 22).

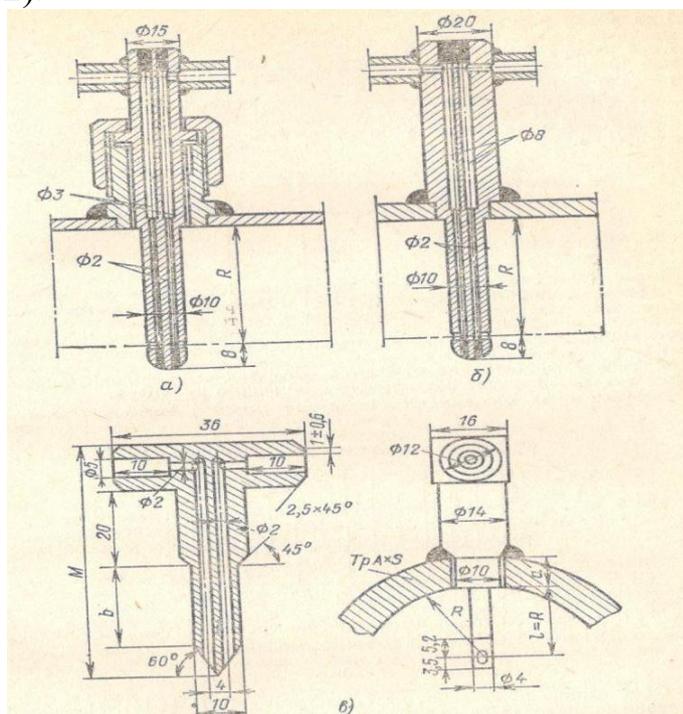


Рисунок 22 – Пневмометрические трубки

a и *б* – трубки ВТИ для среднего и высокого давления соответственно;
в – трубка ЦКТИ для среднего давления

1.2.5 Исследование температурного и гидравлического режимов работы экранных труб с помощью автономных и выделенных витков

Исследования температурного и гидравлического режимов работы экранных труб непосредственно на трубах, установленных в панели, имеют и недостатки, заключающиеся, главным образом, в ограниченных возможностях изменения диапазона массовых скоростей и энтальпий среды. Наиболее полная реализация возможностей исследования в условиях действующего котлоагрегата без особого вмешательства в его нормальную эксплуатацию представляется при использовании экранных труб с автономным питанием, так называемых автономных витков.

На рисунке 23 приведена принципиальная схема таких автономных витков, применявшаяся в исследованиях МО ЦКТИ. В соответствии с этой схемой среда заданной энтальпии для питания подготавливается в общем смесительном устройстве, к которому подведены питательная вода котлоагрегата из линии первого впрыска и среда из трубопровода за переходной зоной.

Изменяя соотношения расходов в линиях, можно получить среду с энтальпией от минимальной, соответствующей параметрам питательной воды, до энтальпии среды за переходной зоной. Располагаемый при этом перепад давлений обеспечивает возможность изменения массовой скорости в исследуемых трубах в весьма широком диапазоне. Распределение расхода по виткам производится при помощи вентилей с байпасами.

Сброс среды после витков осуществляется в общую сбросную линию, в качестве которой используется продолжение линии впрыска питательной воды после разделительной задвижки.

Автономные витки снабжены температурными вставками, предназначенными для измерения температуры металла труб в зоне обогрева. Конструкция температурных вставок, установленных на описываемых автономных витках, изображена на рисунке 2. Схема размещения температурных вставок показана на рисунке 24.

Для регистрации показаний термопар, измеряющих температуру металла труб, в данной работе использовались самопишущие 24-точечные потенциометры типа ЭПП-09. При проведении аналогичных исследований можно рекомендовать появившиеся в настоящее время более совершенные быстродействующие регистраторы, например типа КСП-4.

Температура среды на входе и выходе из витков измерялась протарированными в лабораторных условиях термопарами хромель-алюмель диаметром 0,5 мм. Эти термопары приваривались к донышкам гильз, установленным в необогреваемых участках трубопроводов непосредственно на входе в витки и на выходе из них. Значение температуры определялось с помощью переносных потенциометров типа ПП-63. Холодные спаи термопар термостатировались. Помимо этого, рядом с гильзами, в которые были приварены термопары хромель-алюмель, были установлены гильзы с

термопарами Си-константан диаметр 0,5 мм. По этим термопарам впервые дни после их установки была произведена повторная тарировка термопар хромель-алюмель непосредственно на витке в диапазоне температур 100 – 140°C. В дальнейшем всю настройку режима и обработку опытных данных вели по термопарам хромель-алюмель, а термопары Си-константан ввиду их недолговечности в расчет не принимались.

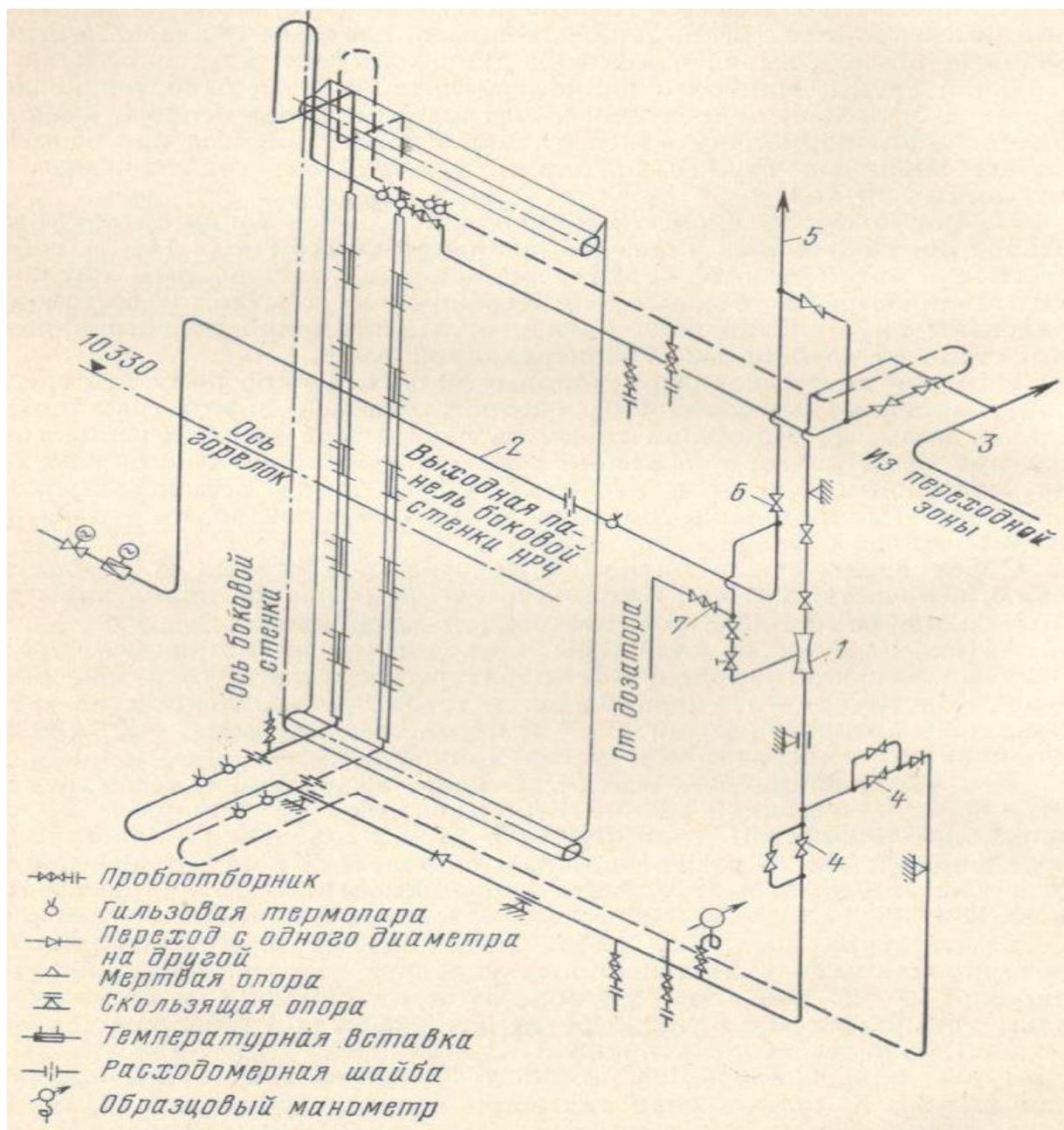


Рисунок 23 – Принципиальная схема экранных труб с автономным питанием

1 – Смесительное устройство; 2 – линия вспыска; 3 – трубопровод после переходной зоны; 4 – регулирующие вентили; 5 – общая сбросная линия; 6 – разделительная задвижка; 7 – линия от насоса-дозатора

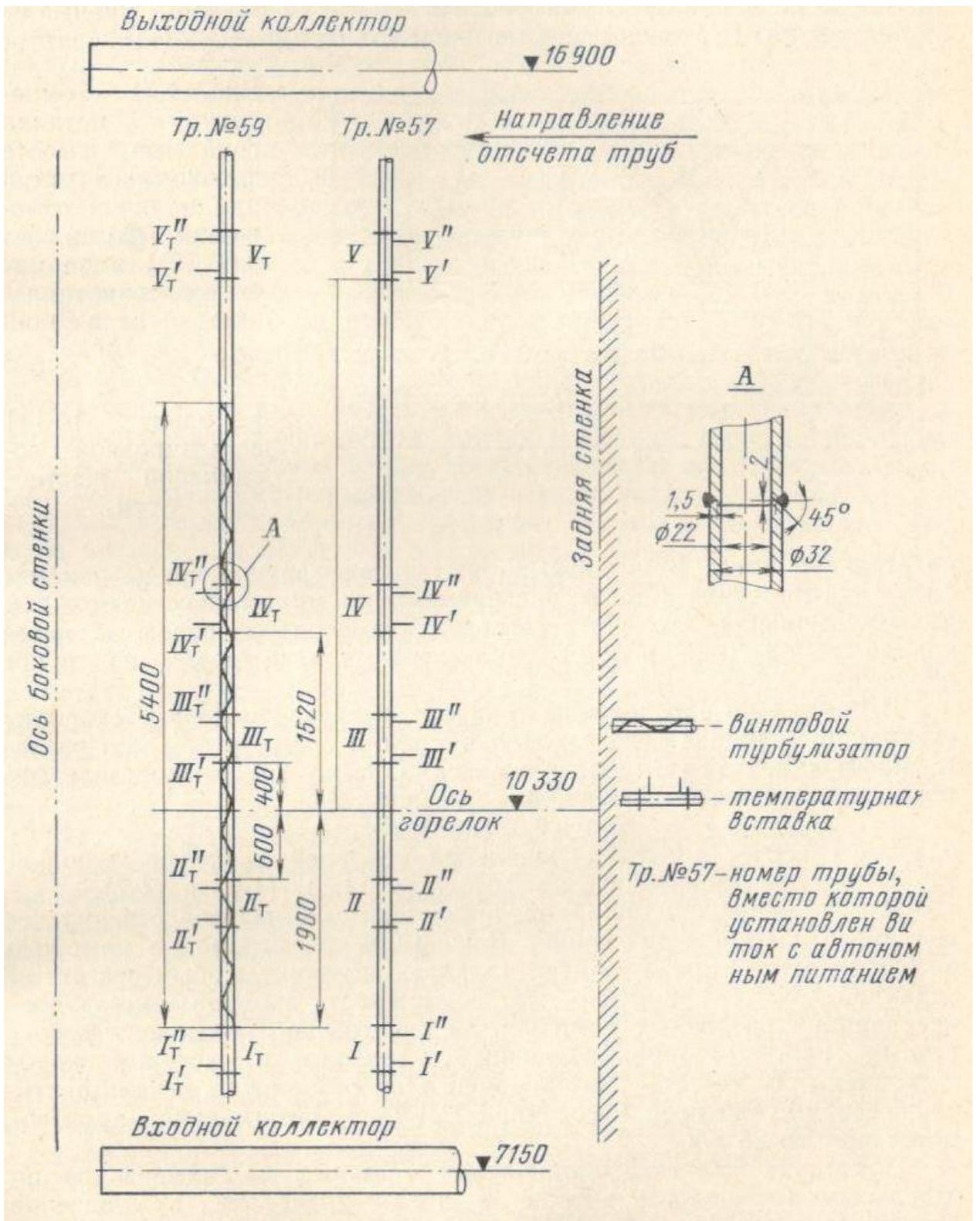


Рисунок 24 – Схема размещения температурных вставок на трубах с автономным питанием

I – V – температурные вставки гладкого витка; I_T – V_T – температурные вставки витка с турбулизатором

Измерение расхода среды по виткам осуществлялось с помощью ртутных дифманометров ДТЭ-400 с поисковой магнитно-электронической системой, по которым определялся перепад на протарированных в рабочем диапазоне чисел Re расходомерных шайбах. Кроме того, параллельно этим были установлены мембранные дифманометры типа ДМ-8 со вторичным прибором ЭПВД, по которым настраивался режим опыта. Давление среды контролировалось образцовым манометром.

Схема присоединения автономных витков и комплекс предусмотренных на них измерений позволил экспериментаторам в сравнительно короткий срок провести детальные исследования тепловосприятия экранных труб и распределения его по высоте топки, а также влияния на температурный режим таких факторов, как массовой скорости, тепловой нагрузки и энтальпии рабочей среды. Кроме того, по ходу среды витков были проведены одновременно сравнительные измерения температурного режима трубы с внутренней турбулизирующей вставкой и без нее.

Определение эпюры распределения тепловых нагрузок производилось на «экономайзерном режиме», для чего среду в витки подавали только по линии впрыска, обеспечивая, таким образом, минимально возможную ее температуру на входе в витки, равную температуре питательной воды. В остальных опытах температура среды изменялась в соответствии с целью эксперимента от минимально возможной до максимальной, что соответствовало температуре среды за переходной зоной (при полном отключении подачи среды из линии впрыска).

В опытах по определению тепловых нагрузок массовые скорости следует поддерживать достаточно высокими с тем, чтобы при расчете коэффициентов теплоотдачи можно было бы воспользоваться известной формулой конвективного теплообмена

$$Nu = 0,021 Re^{0,8} Pr^{0,4}, \quad (6)$$

В трубопровод, идущий от линии впрыска, непосредственно перед смесителем врезана линия (рисунок 23), по которой с помощью насоса-дозатора можно в витки подавать раствор с любым реагентом заданной концентрации. Это дает возможность проводить исследование влияния различных компонентов питательной воды на температурный режим труб при различных энтальпиях и массовых скоростях среды. В качестве дозирующего насоса можно использовать, например, плунжерный насос типа НД-25 с максимальной производительностью 25 л/ч.

На рисунке 25 в качестве примера приведен график изменения температуры при дозировке в автономный виток соединений жесткости и график распределения по высоте витка термического сопротивления отложений, полученного расчетом.

Описанная выше схема автономных витков при простоте управления достаточно сложна в изготовлении. Последнее может быть оправдано лишь

при возникновении необходимости проведения экспериментов, в которых энтальпия и массовая скорость среды изменяются в широких пределах. Однако в целом ряде случаев возникают более узкие задачи, при решении которых следует использовать автономные витки с меньшими экспериментальными возможностями, но значительно более простой конструкции.

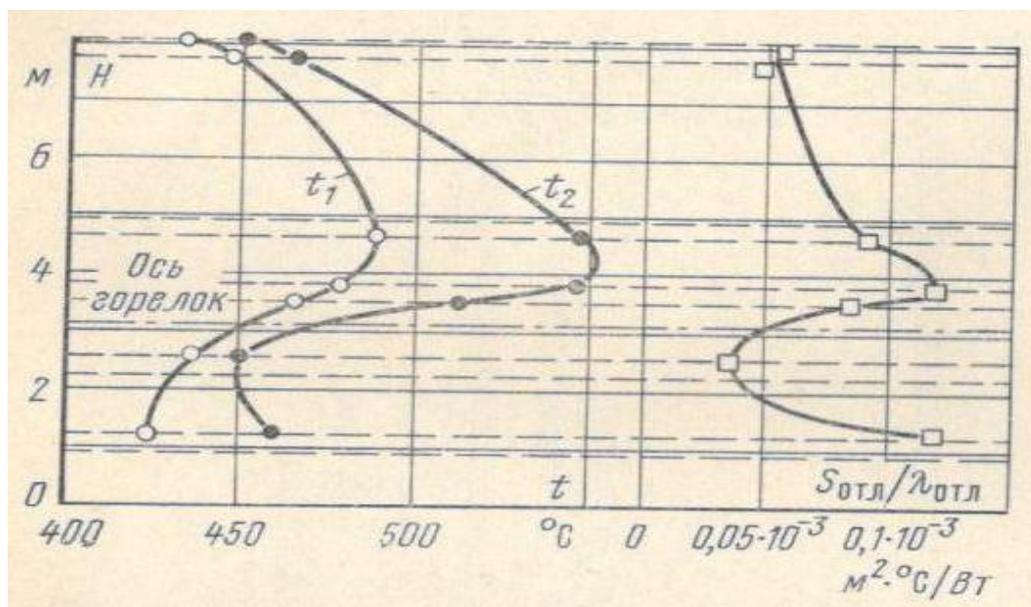


Рисунок 25 – Температура металла труб по высоте автономного витка при наличии внутренних отложений (●) и без них (○) и термическое сопротивление отложений в опытах с дозировкой соединений жесткости

При исследовании запаса устойчивости гидродинамики потока по межвитковой пульсации на котлоагрегате ПК-38 с шахтно-мельничной топкой использовали схему измерений, изображенную на рисунке 26. В качестве исследуемых было выбрано семь из тридцати труб. В этих трубах измерялся перепад давления на дроссельных шайбах. Кроме того, на четырех из семи указанных труб были предусмотрены измерения динамического напора потока малогабаритными напорными трубками. Такая схема позволяет выявить наличие или отсутствие межвитковой пульсации при различных режимах работы котлоагрегата. Однако с помощью только этой схемы измерений нельзя ответить на вопрос, каков запас устойчивости имеет данная гидродинамическая система, т. е. можно ли и на сколько уменьшить степень дросселирования без опасения получить неустойчивый с точки зрения возникновения межвитковой пульсации режим движения потока. Для этой цели можно использовать выделенный виток, для чего на одной из труб НРЧ устанавливают дополнительную дроссельную шайбу на выходе и два байпаса с вентилями, как это показано на рисунке 26.

Использование выделенного витка позволяет изменять степень дросселирования от опыта к опыту. Это расширяет экспериментальные возможности, так как изменение степени дросселирования на промышленном котлоагрегате потребовало бы его остановки для замены всех

дроссельных шайб. К тому же, при определенном положении дроссельных вентилях на выделенном витке появляется возможность вывести на перегрев среду на выходе из него и по приращению ее температуры и расходу определить суммарное тепловосприятие данного витка или в случае навивки типа Рамзина общее тепловосприятие топки в пределах экранирования между входным и выходным коллекторами. Входная дроссельная шайба на выделенном витке устанавливается с таким же проходным диаметром, как и на остальных трубах.

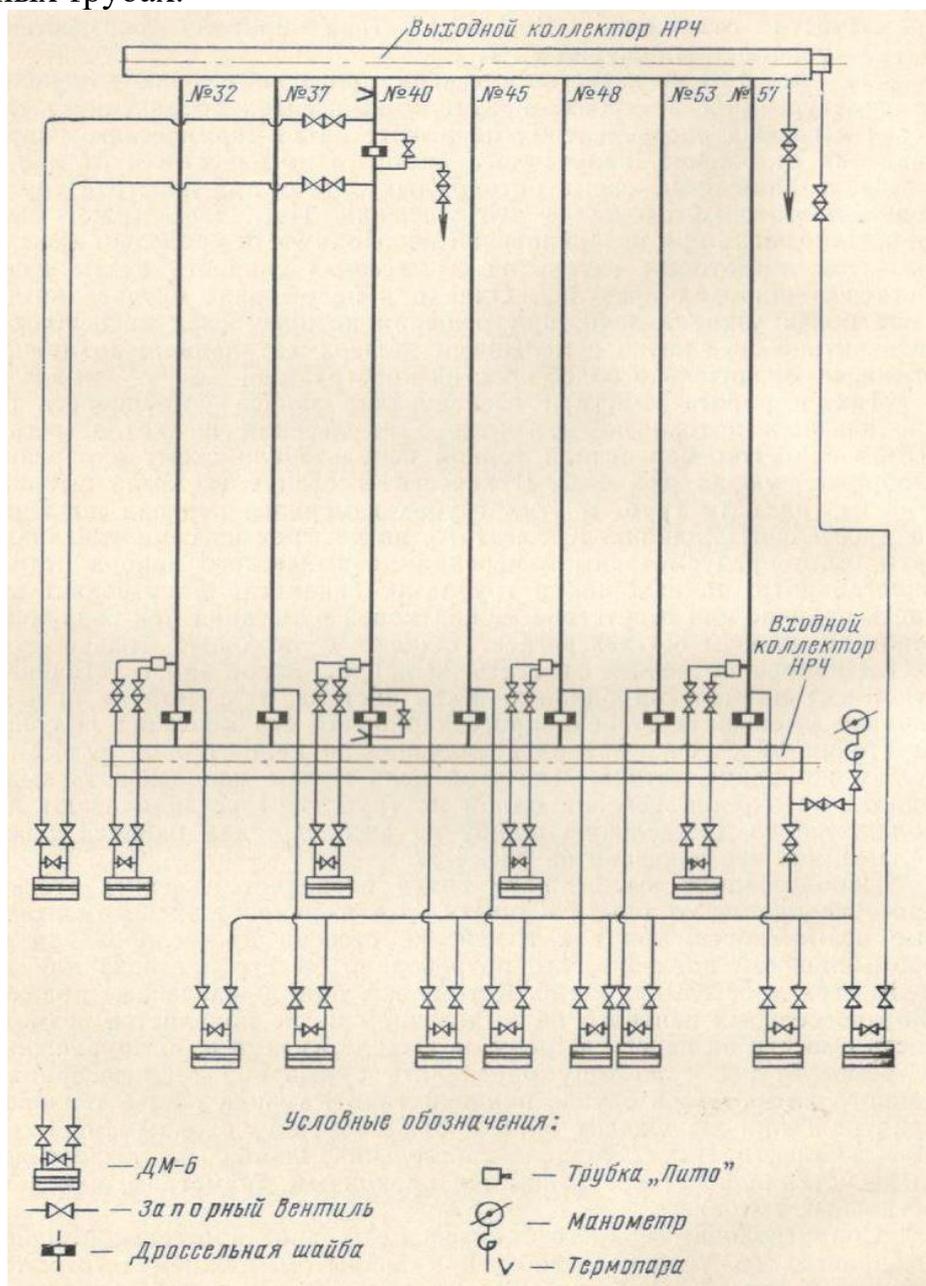


Рисунок 26 – Схема измерений при исследовании запаса устойчивости гидродинамики потока в трубах НРЧ прямоточного котла докритического давления

Сопротивление верхнего байпаса и выходной дроссельной шайбы выбирается из условия, чтобы при закрытом нижнем и открытом верхнем байпасах сопротивление витка и расход в нем был примерно таким же, как и в других трубах данной полуленты. Это обеспечивает длительную работу выделенного витка без специального контроля за ним. Включение байпасирующих линий определенным образом (нижняя открыта, а верхняя закрыта) дает возможность существенно уменьшить степень дросселирования и провести испытания на устойчивость при прочих примерно равных условиях. При проведении аналогичных работ можно рекомендовать применение двух или трех выделенных витков, объединенных на выходе общим коллектором, что позволит более четко фиксировать фазовые характеристики и определить вид гидродинамической неустойчивости.

1.2.6 Измерительная аппаратура и экспериментальный щит измерений

При выполнении плановых экспериментальных работ заранее проектируется оснастка котлоагрегата измерительной аппаратурой. При этом предусматриваются оптимальное количество этой аппаратуры, а также некоторый ее резерв. Все измерения выводят на экспериментальный щит, представляющий собой типовые металлические панели, на которых устанавливают соответствующие тщательно подобранные приборы. Разметка панелей производится в соответствии с количеством и размерами этих приборов. Экспериментальный щит рекомендуется размещать в непосредственной близости от котлоагрегата на уровне блочного щита или на следующей отметке с тем, чтобы общая длина импульсных линий, а также кабеля и компенсационного провода была бы как можно меньшей. Тем не менее, разнесение щита на нескольких (двух или более) отметках вряд ли может считаться целесообразным, ибо это затрудняет оперативное руководство при проведении испытаний.

Проект экспериментального щита выполняют в соответствии со схемой измерений пароводяного и газоздушного трактов котлоагрегата, на которой также указывают местные конструктивные изменения такие, как, например, разводка труб под лючки для измерения тепловых потоков тепломерами и т. п. На рисунке 27 в качестве примера приведена примененная в исследованиях ВТИ схема размещения температурных вставок и лючков в топке котлоагрегата ПК-37, а на рисунке 28 — принципиальная схема МО ЦКТИ для измерения температурного и гидравлического режимов котлоагрегата ПК-41. Такие схемы должны быть составлены с учетом максимального использования приборов эксплуатационного контроля.

После разработки принципиальной схемы измерений и выбора соответствующей аппаратуры составляют перечень приборов теплотехнического контроля, указывая при этом полное наименование прибора, его тип (марку), наименование измерения и надпись в рамке, которую необходимо сделать к этому прибору, номер позиции.

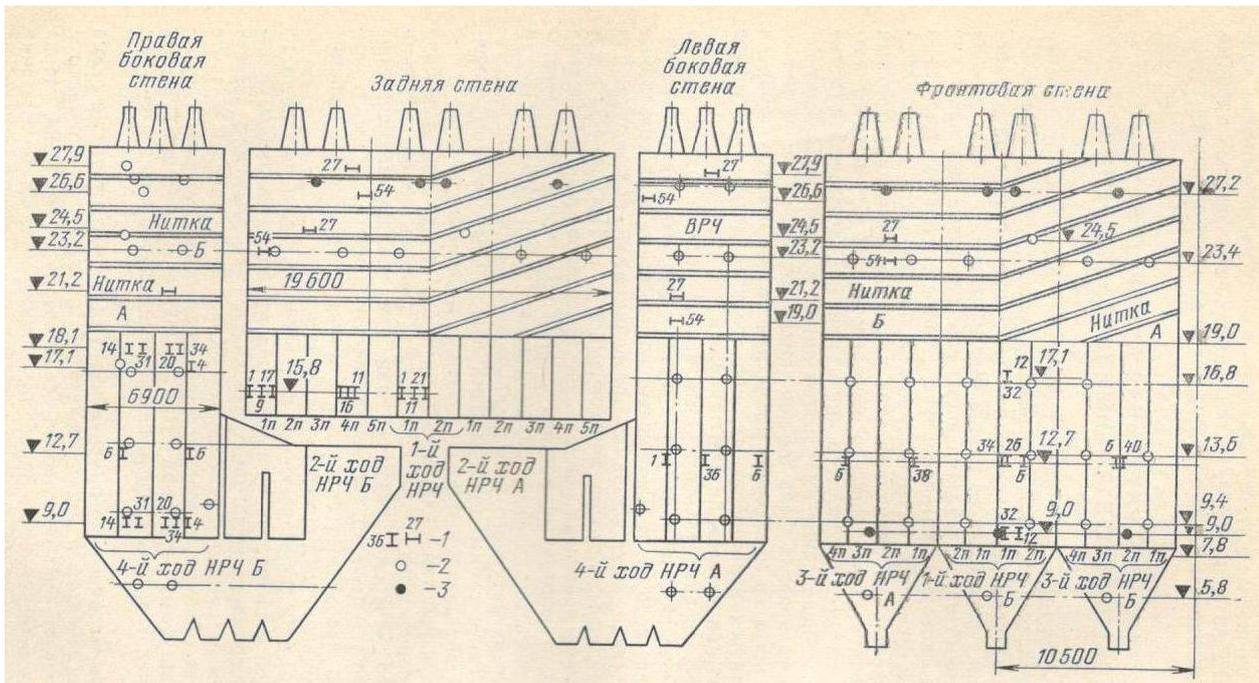


Рисунок 27 – Схема размещения температурных вставок и лючков в топке котлоагрегата ПК-37 (вид на стены топочной камеры снаружи котла)

1 – номер трубы в панели, где установлена температурная вставка; 2 – лючки (разводом труд диаметром 100 мм); 3 – лючки (разводом труд диаметром 22 мм)

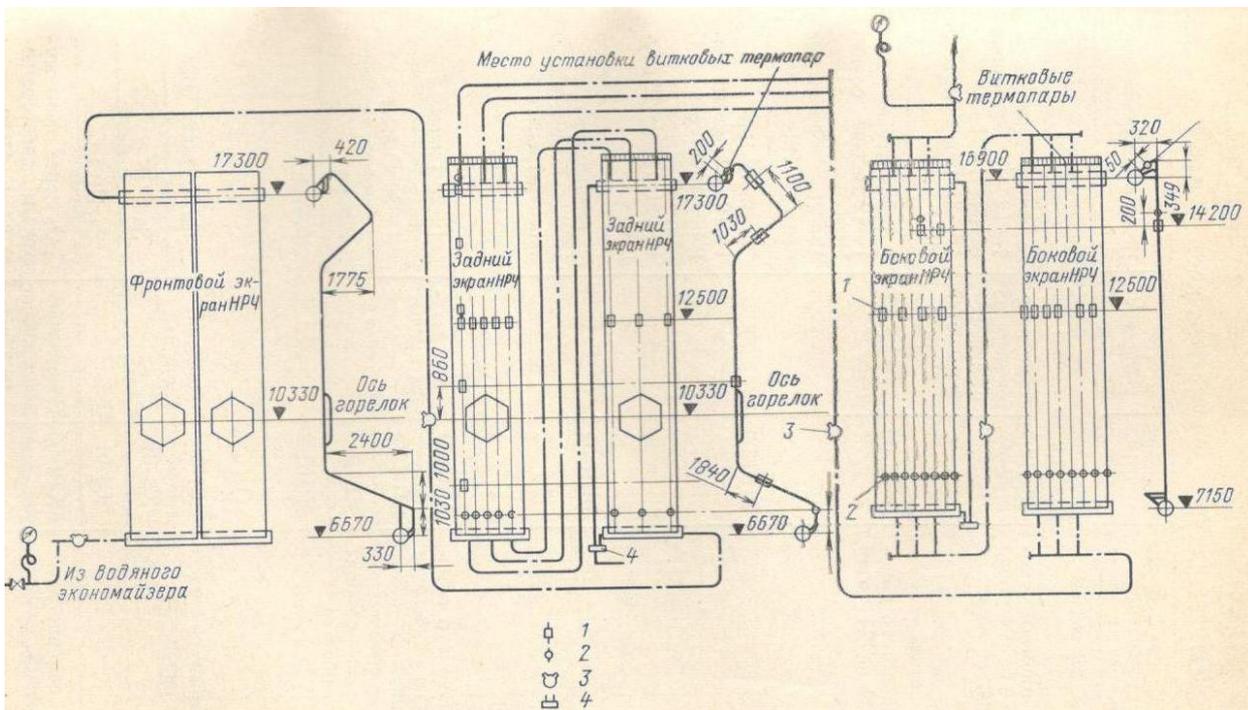


Рисунок 28 – Принципиальная схема измерений температурного и гидравлического режимов котлоагрегата ПК-41

1 – температурная вставка; 2 – напорная трубка; 3 – эксплуатационная гильзовая термопара; 4 – перепад давления между коллекторами

На рисунке 29 показан общий вид экспериментального щита из трех панелей с разметкой отверстий под приборы, указанные в перечне. Экспериментальный щит выполняется из листового железа толщиной 2 – 3 мм и надежно заземляется. Количество панелей в щите определяется объемом измерений и возможностями, а также габаритами используемых приборов. При использовании многоточечных приборов желательно оставлять резервными две-три точки в каждом приборе.

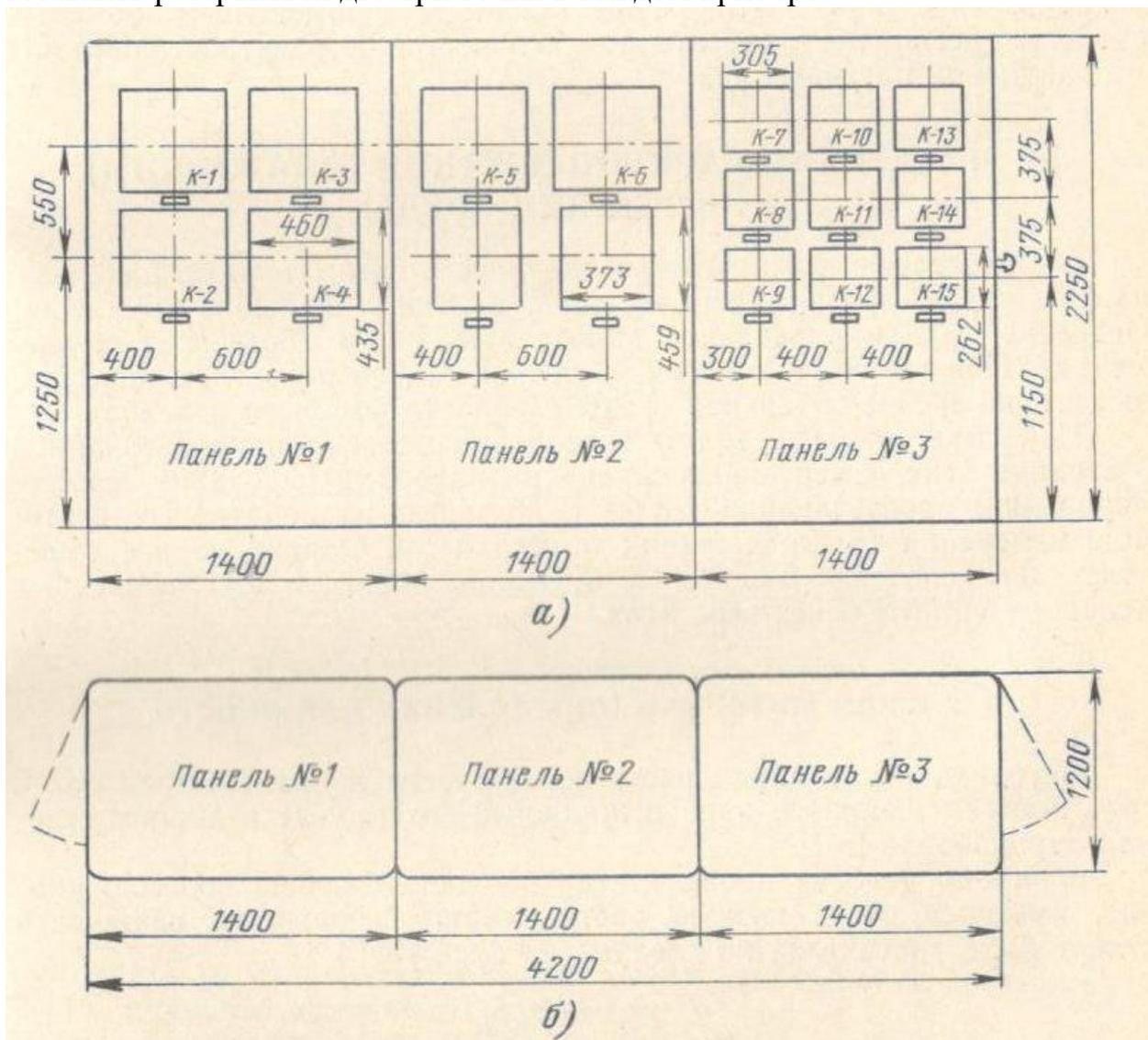


Рисунок 29 – общий вид экспериментального щита

а – вид с лицевой стороны; б – план

В документацию экспериментального щита входит также схема направления кабелей и импульсных труб, на которой указываются точки измерения, их маркировка, соединительные коробки, марка кабеля и компенсационных проводов, а также монтажные указания о способе прокладки (открытым способом или в защитных трубах) и т. д.

1.3 Нестандартные способы измерения параметров и характеристик теплоносителя

При наладке парогенераторов, а также проведении исследовательских работ, часто возникает необходимость в измерении различных величин, характеризующих условия работы объекта. При этом не все величины могут быть определены стандартными приборами, выпускаемыми серийно промышленностью. Поэтому при решении конкретной задачи часто исследователи применяют специально разработанные методы измерений и приборы.

Применение таких приборов при наладке и исследованиях допускается с обязательным условием их периодической тарировки и поверки.

К настоящему времени накоплен большой опыт по созданию новых методов измерения. В данном разделе приводятся только те из них, которые прошли проверку в промышленных и стендовых условиях и могут быть осуществлены с применением обычных средств, имеющихся в достаточном количестве на электростанции или в наладочной организации.

1.3.1 Измерение паросодержания (влажности) и энтальпии среды

Определение величины паросодержания среды в различных элементах парогенератора, как правило, вызывает большие трудности. Особенно трудно определить паросодержание в обогреваемых элементах. При сверхкритическом давлении наибольшую сложность вызывает измерение энтальпии среды в области фазового перехода.

Известно довольно много способов измерения паросодержания. Методика этих измерений основана на калориметрировании, дросселировании, просвечивании трубы с помощью радиоактивных изотопов, измерении солесодержания потока и др. Однако не все существующие способы могут быть использованы в промышленных условиях на котельных агрегатах.

1.3.1.1 Солевая методика определения влажности

Методика основана на расчете влажности по измеренным солесодержаниям влажного пара и жидкой фазы (воды) в данном сечении паропровода.

Если определение производится по составляющей солесодержания, имеющей очень низкую растворимость в паре, то влажность может быть рассчитана.

При высоком давлении, когда становится заметной величина растворимости соли в сухом насыщенном паре, необходимо внести поправку на коэффициент распределения.

Ввиду того что в современных парогенераторах уровень солесодержания очень низок, определение влажности целесообразно вести по

содержанию натриевых соединений в воде и паре. Это позволяет применять высокочувствительный метод определения содержания Na^+ с помощью пламенного фотометра.

На прямоточных котлоагрегатах влажность пара в месте установки встроенного сепаратора может быть определена по солесодержанию пара за сепаратором и солесодержанию воды, сбрасываемой из сепаратора.

1.3.1.2 Измерение паросодержания с использованием скоростных (напорных) трубок

Этот способ основан на измерении динамических напоров скоростными трубками, установленными на паропроводах пароводяной смеси и сухого насыщенного пара. Принципиально это измерение возможно, если приведенная скорость пара в паропроводе влажного пара более чем в 5 – 7 раз превышает величину критической по срыву пленки скорость.

Для осуществления этого измерения необходимо установить сепаратор на паропроводе влажного пара. При этом перепад на дифманометре, установлена трубках, измеряющих расход пароводяной смеси, определяется скоростной трубкой, установленной до сепаратора, а скоростная трубка для измерения перепада на дифманометре, установленный на трубках, измеряющих расход пара, устанавливается после сепаратора, как это показано на рисунке 30.

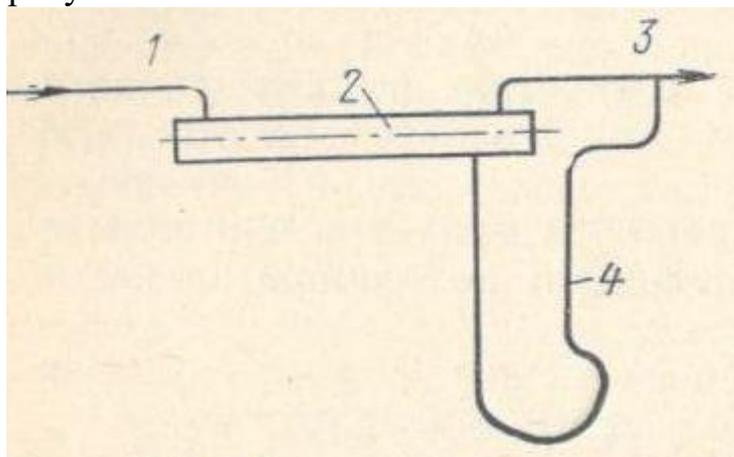


Рисунок 30 – Схема размещения скоростных трубок для измерения влажности

1 – скоростная трубка для определения перепада давления на дифманометре, измеряющая расход пароводяной смеси; 2 – сепаратор; 3 – скоростная трубка для определения перепада давления на дифманометре, измеряющая расход пара; 4 - гидрозатвор

Недостатком этого способа измерения паросодержания является необходимость установки сепаратора для разделения воды и пара высокой эффективности с к. п. д. не менее 98 – 99%. Такой же недостаток имеет влагомер, основанный на измерении расходов осушенного пара и отсепарированной воды. В то же время использование напорной трубки,

установленной на паропроводе влажного пара, позволяет избавиться от довольно сложного измерения расхода отсепарированной в сепараторе воды.

Для измерения паросодержания может быть использована бессепараторная схема измерения. Сущность этой схемы заключается в том, что в паропроводе влажного пара устанавливают скоростную трубку и мерную шайбу, а влажность определяют по отношению перепадов на шайбе и на скоростной трубке.

Этот способ значительно проще схемы с установкой сепараторов, однако может быть рекомендован для измерения паросодержания в диапазоне 50 – 85%. При меньших значениях x зависимость паросодержания от отношения перепадов на шайбе к перепаду на скоростной трубке и p не является однозначной. В связи с этим бессепараторный способ измерения влажности возможно применить только в случае, если известен порядок величины паросодержания.

1.3.1.3 Объемный метод определения влажности

Этот метод разработан применительно к низкому и среднему давлению и основан на определении секундных расходов сухого насыщенного пара $G_{с.н}$ и влажного пара $O_{в.п}$ при одном и том же давлении через калиброванное отверстие малого диаметра.

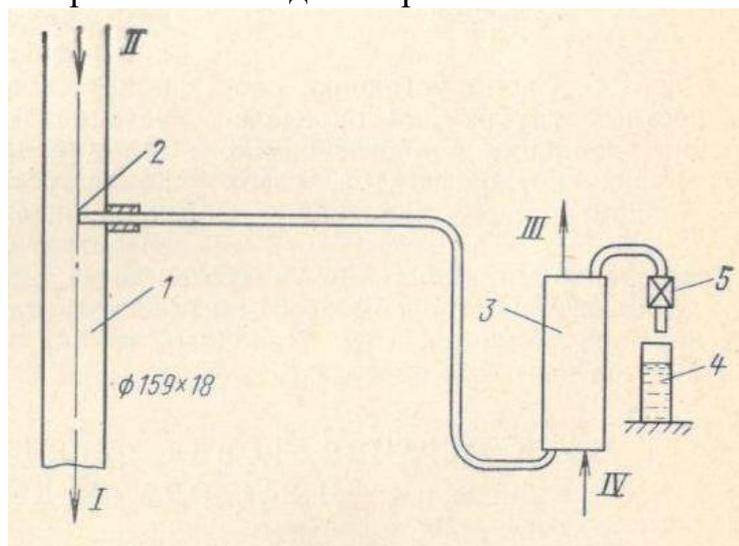


Рисунок 31 – Установка для измерения влажности пара

1 – паропровод; 2 – пароотборное устройство; 3 – холодильник; 4 – мерная емкость; 5 – запорный вентиль; I – пар в пароперегреватель; II – пар из сепаратора; III – выход охлаждающей воды; IV – вход охлаждающей воды

Схема установки для замера влажности показана на рисунке 31. Пар из паропровода через пароотборное устройство направляется в холодильник, в котором пар конденсируется. Охлажденный конденсат через запорный вентиль направляется в мерную емкость. Калиброванная емкость позволяет определить секундный расход пара. Конструкция пароотборного устройства аналогична конструкции однососкового пароотборника.

Основным условием надежной работы устройства, изображенного на рисунке 31, является обеспечение критического перепада давления среды в калиброванном отверстии. Для этого сопротивление пробоотборной линии от калиброванного отверстия и до выхода в мерную емкость 4 должно быть минимальным.

1.3.1.4 Определение энтальпии среды сверхкритического давления с помощью напорных трубок

При наладке и исследовании парогенераторов сверхкритического давления можно применять способ определения энтальпии среды с помощью скоростных трубок. Способ заключается в сравнении двух значений динамических напоров, измеряемых в двух различных сечениях трубы. Одна напорная трубка устанавливается в сечении с известным (или легко определяемым) значением энтальпии, например по известным температуре и давлению среды; вторая напорная трубка устанавливается в сечении, в котором необходимо определить значение энтальпии потока.

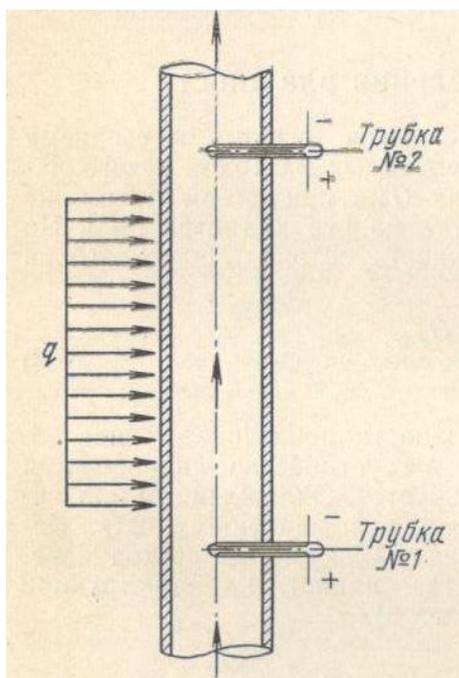


Рисунок 32 – Схема установки скоростных трубок для определения энтальпии в обогреваемых трубах котлоагрегатов, сверх критического давления

На рисунке 32 изображена схема установки напорных трубок. Описанный способ прост, обеспечивает достаточную точность измерения (порядка 5%) и может быть рекомендован для определения энтальпии среды сверхкритического давления, особенно в зоне больших теплоемкостей. Напорные трубки необходимо располагать в трубе вне зоны обогрева.

1.3.2 Измерение уровня, перепада давления и расхода среды

1.3.2.1 Измерение уровня воды в сосуде компенсационным способом

Для измерения уровня в сосудах широко применяются жидкостные дифференциальные манометры ДТ-50 и ДТ-150, а также жидкостные дифференциальные манометры индивидуального изготовления. Чувствительность гидростатического измерителя уровня определяется разностью плотностей рабочей жидкости и жидкости, заполняющей дифманометр (рисунок 33).

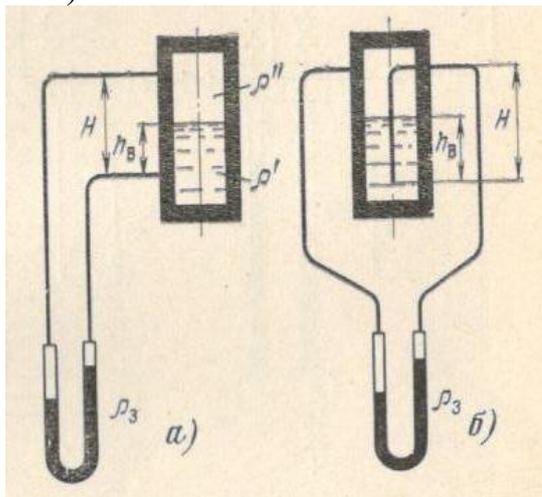


Рисунок 33 – Измерение уровня с помощью дифференциального манометра сверхкритического давления

а – обычная схема; б – компенсационная схема

Если присоединить импульсные трубки дифманометра по схеме (рисунок 33, а), его показания будут определяться не только положением уровня в сосуде, но также и температурой жидкости в импульсной трубке.

При использовании компенсационного способа измерения уровня необходимо перед испытаниями тщательно удалить воздух из импульсных трубок. Необходимо также следить за тем, чтобы уровень в сосуде не снижался ниже торца внутренней части импульсной трубки.

1.3.2.2 Измерение перепада давления путем последовательного соединения двух или нескольких дифманометров

В ряде случаев возникает необходимость точного измерения перепада давления, величина которого превышает располагаемый перепад по шкале дифманометра. Для этой цели можно воспользоваться схемой последовательного включения дифманометров (схема Менделеева). Общий перепад давления будет равен сумме перепадов на каждом дифманометре (рисунок 34)

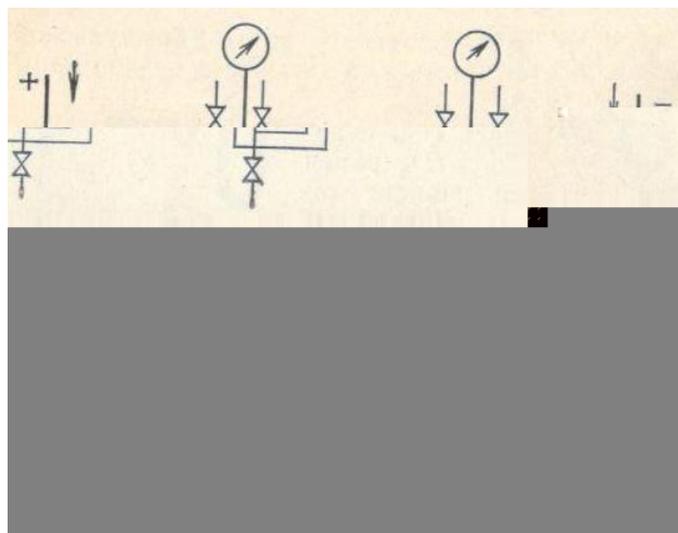


Рисунок 34 – Схема последовательного включения жидкостных дифманометров

Недостатком этой схемы является трудность удаления воздуха из всех соединительных линий дифманометров.

Можно также выполнить специальный дифманометр с двумя визуальными участками, соединенными между собой гибкой стальной трубкой малого диаметра (рисунок 35). Для высокого давления визуальные участки изготавливаются из стекла повышенной вязкости. Взаимное расположение визуальных участков выбирается в зависимости от перепада давления и при необходимости может быть изменено во время эксперимента.

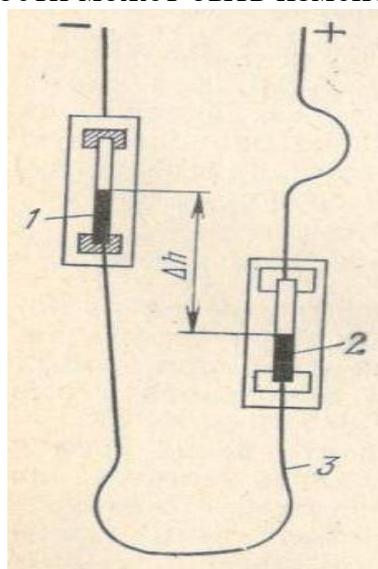


Рисунок 35 – Схема жидкостного дифманометра с подвижными визуальными участками

1, 2 – визуальные участки; 3 – соединительная эластичная трубка.

1.3.2.3 Измерение малых перепадов давления индукционным дифманометром

Для исследования гидродинамики прямоточных котлоагрегатов, работающих при давлении до 40,0 МПа, возникает задача измерения малых перепадов давления порядка 1000 – 3000 Па. Для этой цели с достаточно высокой точностью можно применять дифманометр, разработанный в МО ЦКТИ.

Принцип действия этого дифманометра основан на измерении коэффициента связи между обмотками трансформатора при перемещении жидкого металла (ртути) внутри трубок, на которых расположены обмотки трансформатора. Индукционный преобразователь (датчик) выполнен в виде одинаковых трансформаторов, расположенных симметрично на трубках диаметром 16×2 дифманометра, изготовленных из нержавеющей стали.

Первичные обмотки трансформаторов питаются от генератора с частотой 2000 Гц. Наводимые на вторичных обмотках э. д. с. сравниваются между собой, и разностный сигнал подается на фазовый детектор, на входе которого появляется сигнал постоянного тока, пропорциональный измеряемому перепаду. Ртуть при этом играет роль подвижного экрана, который (при возникновении перепада) в одном колене дифманометра уменьшает влияние ферромагнитного стержня на коэффициент трансформации, а в другом увеличивает его.

Конструктивная схема дифманометра представлена на рисунке 36. В конструкции дифманометра предусмотрена возможность продувки импульсных линий, для чего установлены два отсекающих и один перепускной вентили. Заливка и слив ртути осуществляются через специальный штуцер, установленный в нижней части дифманометра. Катушки датчиков расположены на трубках. Конструкция прибора предусматривает возможность смены стержней в импульсных трубках. Начальная заливка ртутью производится через нижний штуцер примерно до середины трубок. Продувка дифманометра производится так же, как и в любом жидкостном дифманометре.

Описанный прибор довольно прост в обслуживании и может найти применение при необходимости измерения перепадов давления при сверхкритическом давлении.

Недостатками прибора являются нелинейность шкалы и некоторый дрейф нуля. Последнее объясняется влиянием скопления на границе раздела вода – ртуть различных отложений, вызывающих перемещение положения мениска ртути в кольцевом зазоре импульсной трубки.

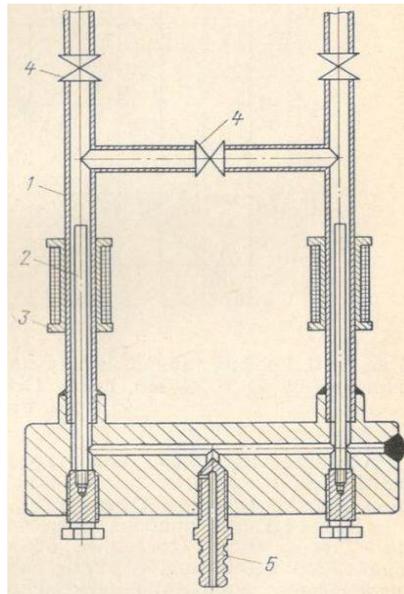


Рисунок 36 – Конструктивная схема индукционного дифманометра

1 – импульсная трубка; 2 – ферромагнитный стержень; 3 – индукционная катушка; 4 – вентиль; 5 – штуцер для заливки ртути.

1.3.2.4 Измерение больших перепадов давления дифференциальным трубчатым манометром

Для точного измерения сравнительно больших перепадов давлений (до 1,0 МПа) при высоком абсолютном давлении среды удобно использовать дифференциальный трубчатый манометр, разработанный В.А. Кириллиным. Схема такого дифманометра приведена на рисунке 37,а.

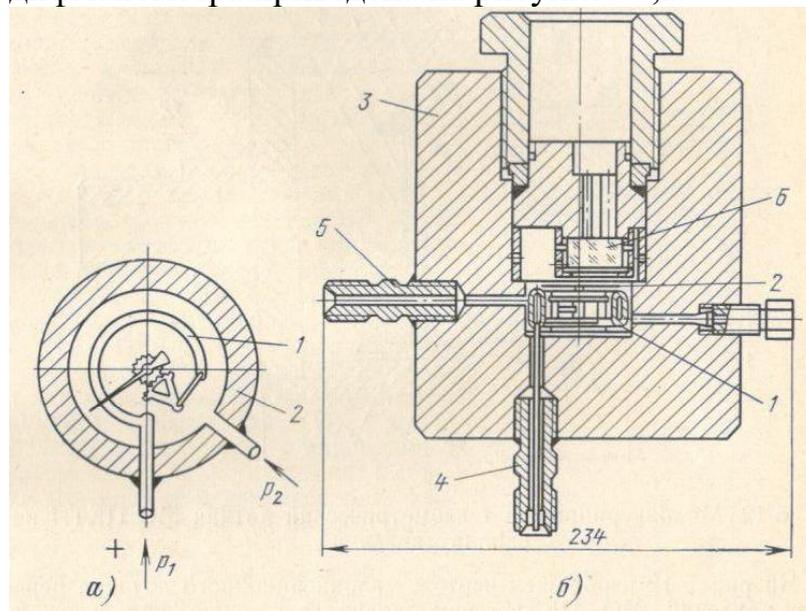


Рисунок 37 – Дифференциальный трубчатый манометр высокого давления

а – схема манометра; б – конструктивное выполнение

Трубчатый манометр *1* небольшого размера (диаметром 40 – 50 мм) со шкалой на 1,0 МПа помещается в сосуд 2, рассчитанный на высокое

давление. В трубку манометра *1* подводится плюсовой отбор давления p_1 , а во внутреннюю полость сосуда *2* – минусовой отбор давления p_2 . При такой конструкции трубчатый манометр измеряет разность давлений $p_1 - p_2$. Стрелка манометра и шкала находятся в сосуде *2*, а для отсчета разности давлений в сосуде сделаны окна из оргстекла.

Трубчатый манометр *1*, на оси которого вместо стрелки закреплен легкий лимб *2* с делениями, помещен в сосуд *3*, изготовленный из нержавеющей стали (рисунок 37,б). Сосуд *3* закрыт уплотнением с алюминиевой прокладкой. Подвод отборов давления производится через штуцера *4* и *5*. Наблюдение за лимбом *2* ведется через окно *б*, выполненное из органического стекла. При работе с таким дифманометром надо следить за тем, чтобы разность давлений $p_1 - p_2$ не превышала предельного давления по шкале манометра, в противном случае манометр может выйти из строя.

1.3.2.5 Измерение перепада давления малоинерционным тензометрическим датчиком

В некоторых случаях, например при измерении пульсирующего перепада давления, к динамическим характеристикам дифманометров предъявляются повышенные требования, так как от вида этих характеристик зависит правильность фиксации колебательного процесса. Обычно для исследования межвитковых пульсаций в прямоточных котлах применяются сильфонные или мембранные дифманометры.

Сильфонные дифманометры, особенно с сильфонным чувствительным элементом, рассчитанным на малые перепады, имеют большое время запаздывания – недостаток, которого в известной мере лишены мембранные дифманометры. В конструкции обоих типов дифманометров имеется перемещающийся в канале круглого сечения плунжер, который из-за трения со стенками этого канала может искажать амплитудно-частотную характеристику пульсационного процесса, особенно если наряду с низкочастотными колебаниями важно выявить наличие и характер изменения высокочастотной составляющей перепада давления.

На рисунке 38 изображен чертеж малоинерционного датчика перепада давлений МО ЦКТИ, применявшегося также при исследованиях нестационарных процессов в других организациях. В этом приборе в качестве чувствительного элемента используются тензодатчики *1*, наклеенные с двух сторон на пластину *2*, выполненную в виде балки равного сопротивления. Один конец пластины *2* закреплен на распорке *3* гайкой *4* с шайбой *5*, а другой ее конец крепится на основании *б* металлического сильфона *7* гайкой *8*. Электрические выводы тензодатчика *1* проходят через четыре уплотнительных патрона *9* в крышке *10* датчика. Последняя крепится к корпусу *11* с помощью резьбового соединения. Датчик подсоединяется к импульсным линиям давления с помощью штуцеров *12* и *13*. При появлении разности давлений пластина *2* изгибается, что приводит к разбалансу мостовой схемы, в плечи которой подключены тензодатчики *1*. Полученный

таким образом, импульс после преобразования фиксируется на ленте регистратора.

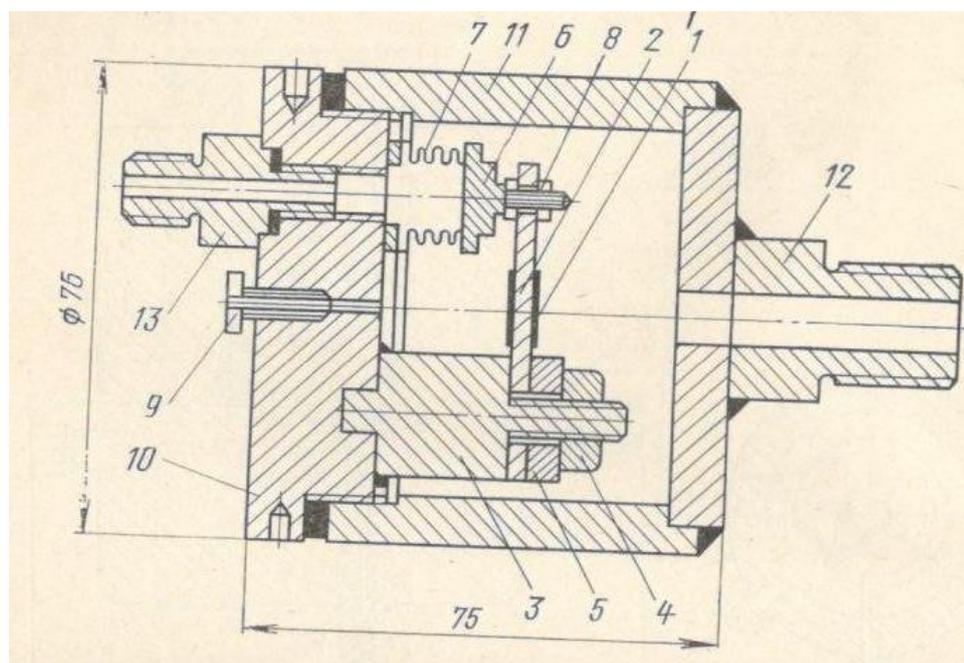


Рисунок 38 – Малоинерционный тензометрический датчик МО ЦКТИ перепада давлений

1.3.2.6 Измерение перепада давления дифференциальным манометром ДТЭ-400

Конструкция дифманометра ОРГРЭС высокого давления ДТЭ-400 изображена на рисунке 39. Дифманометр работает по принципу однотрубных приборов. Плюсовая часть выполнена в виде сосуда большого диаметра ($D = 180$ мм), а измерительная трубка изготовлена из немагнитной стали Х18Н10Т. Прибор заливается ртутью, на поверхности которой плавает стальной шарик.

Измерение перепада давления производится путем фиксации уровня (рисунок 40) в правом колене трубки по положению стального шарика с помощью искателя 1 и индикатора 2 уровня. Основным элементом искателя уровня являются две катушки, подсоединяемые к индикатору с помощью гибкого кабеля.

Для нахождения уровня искатель перемещают вручную вдоль измерительной трубки, добиваясь, чтобы стрелка микроманометра индикатора находилась у нулевой отметки шкалы, что соответствует положению шарика между катушками.

МО ЦКТИ для повышения чувствительности и точности при измерении сравнительно малых перепадов давления (до 490 Па) прибор ДТЭ-400 заливался дихлорэтаном (плотность $2,8$ г/см³). В изготовленный из круглого полипропиленового стержня поплавков вспрессован металлический стержень.

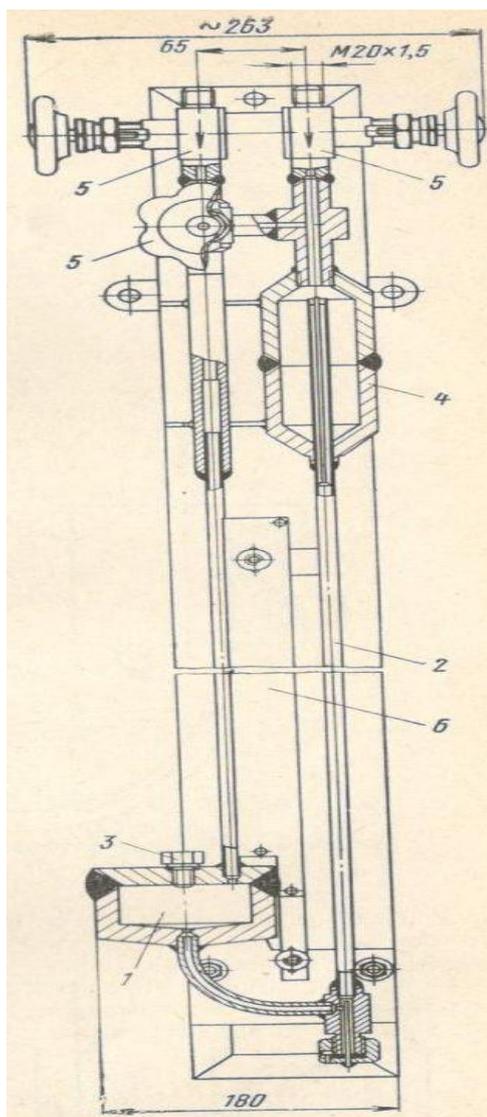


Рисунок 39 – Дифференциальный манометр ОРГРЭС высокого давления ДТЭ-400

1 – сосуд диаметром 80 мм; 2 – измерительная трубка; 3 – штуцер для заливки дифманометра; 4 - ловушка; 5 – вентили; 6 – шкала.

Размер последнего выбирается с таким расчетом, чтобы поплавков плавал на поверхности дихлорэтана в вертикальном положении (приведенная плотность поплавка 2 г/см^3). Положение уровня определялось так же, как и при работе прибора со стальным шариком.

Достоинством дифманометров, в которых уровень рабочей жидкости определяется по положению стального шарика (стержня), является возможность дистанционной передачи показаний.

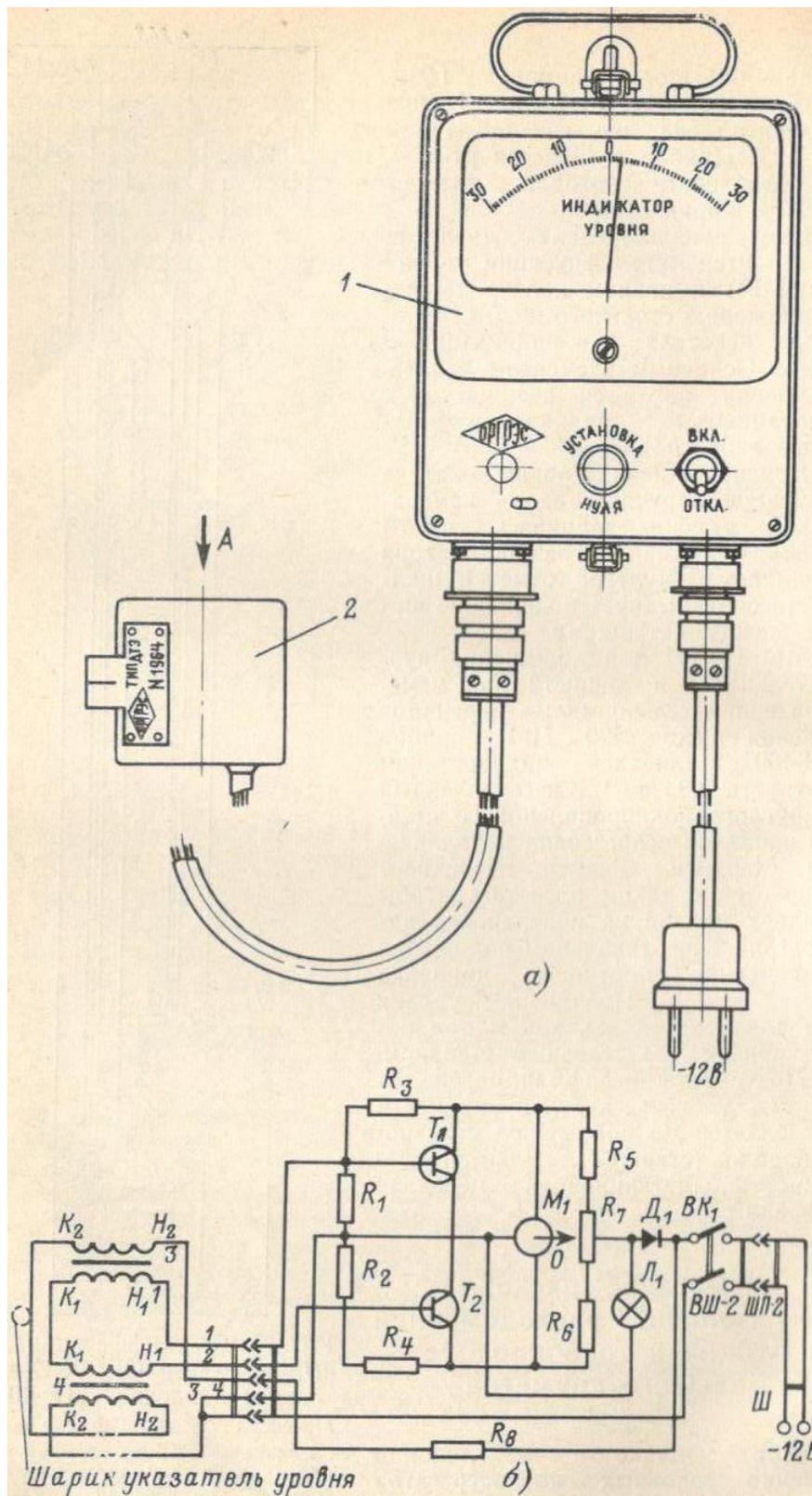


Рисунок 40 – Искатель уровня

а – общий вид; б – электрическая схема.

1.3.2.7 Измерение расхода измерительной расходомерной трубкой в трубопроводе большого диаметра

При наладке и исследовании особенно головных котлоагрегатов часто возникает необходимость в измерении расхода среды в трубопроводе большого диаметра, в котором не предусмотрена установка расходомерной шайбы или сопла для эксплуатационных целей. Иногда установка этих устройств не может быть произведена во время наладки не только из-за сложности монтажа и недостатка времени, но и из-за ограничения по располагаемому давлению или других технологических причин. В этом случае для измерения расхода можно использовать напорные расходомерные трубки.

Ниже приводится описание трубки ВТИ простейшей конструкции, изготовление которой можно организовать в производственных условиях непосредственно на электростанции. Чертеж расходомерной трубки и схема ее установки в трубопроводе большого диаметра приведены на рисунке 41.

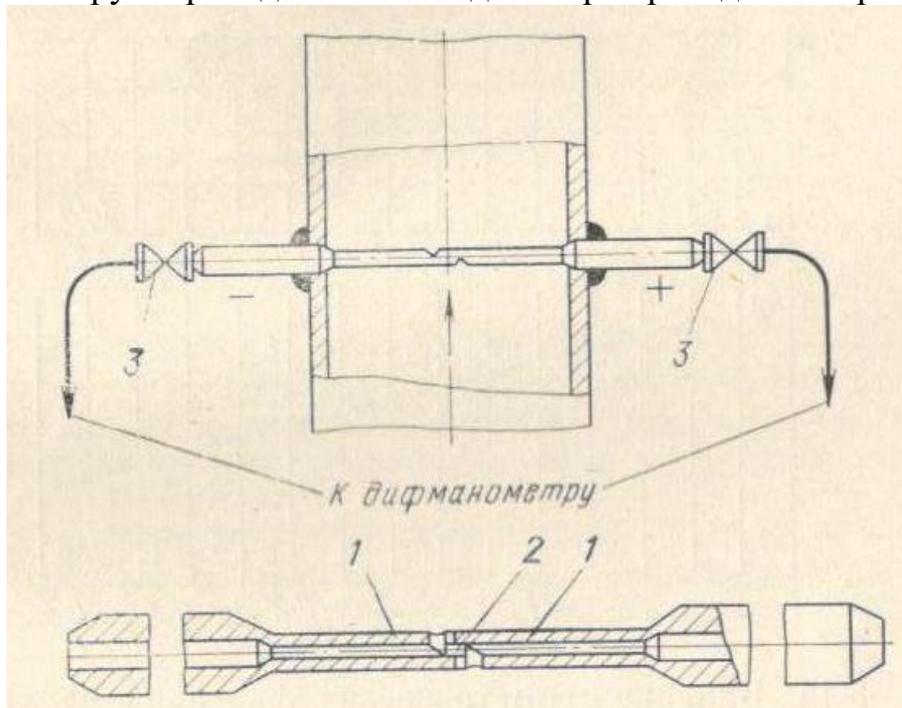


Рисунок 41 – Измерительная расходомерная трубка для трубопровода большого диаметра

1 – труба диаметром 32×5; 2 – раздельная перегородка; 3 – запорный вентиль.

Это устройство выполнено из двух участков труб малого по сравнению с трубопроводом диаметра. Эти участки сварены между собой и с разделительной перегородкой, разделяющей их внутренние полости. Расходомерная трубка установлена по диаметру трубопровода, а заборные отверстия в ней диаметром 3 мм выполнены одно по направлению, а другое против направления потока, по обе стороны от продольной оси трубопровода.

1.4 Наладка и контроль водного режима котлоагрегата

В прямоточном котлоагрегате все вещества, поступающие в него с питательной водой, либо задерживаются на поверхностях, либо уносятся с паром. Если в питательной воде преобладают легко растворимые соединения, то они преимущественно откладываются в проточной части турбины, что приводит к снижению ее к. п. д. и ограничению мощности. Если же с питательной водой поступают трудно растворимые соединения, в том числе и продукты коррозии, то это приводит к образованию отложений преимущественно на поверхностях нагрева и тем самым снижает надежность их работы. Поэтому на всех тепловых электростанциях организуется вывод примесей из питательной воды, что обеспечивает поддержание концентрации этих примесей на допустимом уровне, определяемом соответствующими нормами.

Контроль за фактическим состоянием водного режима котлоагрегатов осуществляется анализом отбираемых по тракту этих установок проб воды и пара.

Опыт эксплуатации показывает, что даже при тщательном соблюдении всех требований по концентрации примесей в питательной воде определенная их часть откладывается на поверхностях нагрева, образуя вместе с окислами железа прочный слой отложений. Поэтому одним из основных требований, вытекающих из условия обеспечения надежной работы современных котлоагрегатов сверхкритических параметров, является проведение периодических химических промывок поверхностей нагрева по специальной технологии.

Одним из возможных источников попадания примесей в пароводяной тракт котлоагрегатов является добавочная вода, вводимая в цикл для покрытия потерь, вызванных утечкой воды и пара. На ряде электростанций эта добавочная вода получается при помощи испарительных установок.

Правила технической эксплуатации оборудования электростанций предусматривают мероприятия по предупреждению коррозии пароводяного тракта установок во время их простоя.

1.4.1 Отбор проб среды из пароводяного тракта котлоагрегата

При наладке водного режима котельных агрегатов, определении мест отложений труднорастворимых соединений по его пароводяному тракту, контроле интенсивности отмывки поверхностей нагрева, определении величины влажности пара и др. производятся химические и физико-химические анализы проб среды. Для правильного суждения о величине концентрации примесей отобранная проба должна быть представительной (контрольной), т. е. содержание примесей в ней должно быть таким же, как в основном потоке.

Наиболее существенными факторами, влияющими на представительность пробы, являются:

- а) состояние потока – однофазный или двухфазный;
- б) физико-химические свойства примесей и их агрегатное состояние в потоке (в растворенном состоянии или в виде взвеси);
- в) условия гидродинамики потока (скорость, структура потока, влажность);
- г) геометрические условия (положение трубы, наличие местных сопротивлений и др.);
- д) конструкция устройства для отбора пробы.

Если вещества находятся в однофазной среде (воде или паре) в растворенном состоянии, отбор представительной (контрольной) пробы этой среды не представляет затруднений, ибо независимо от скорости среды, положения трубопровода, конструкции пробоотборного устройства и расхода пробы концентрация растворенных веществ в пробе и питательной воде будет одна и та же. При нормируемом качестве питательной воды прямоточных парогенераторов вещества, растворенные в воде (аммиак, кремниевая кислота, соединения натрия, кальция и магния), обычно почти полностью переходят в пар, что позволяет ограничиться определением концентрации ряда примесей только в питательной воде.

В ряде случаев при наладке котлоагрегата возникает необходимость отбора пробы двухфазного потока, в частности влажность пара. В данных условиях проба может считаться представительной (контрольной), если влажность отобранной пробы равна средней влажности потока в месте отбора. Добиться полного равенства влажностей очень трудно, т.к. на условия отбора в полной мере оказывают влияние все факторы, перечисленные в пп. «б», «в», «г» и «д».

При движении влажного пара закон распределения влажности по сечению паропровода может быть самым разнообразным. Например, при вращении потока (в сепараторе, циклоне, на поворотах паропровода) жидкая фаза отжимается к стенкам трубы.

Сущность способа организации отбора представительной пробы влажного пара из паропровода заключается в следующем. В паропроводе в месте отбора пробы создается скорость влажного пара, при которой устанавливается равномерное распределение влажности по всему сечению. Эта скорость примерно в 5—7 раз превышает критическую по срыву пленки. Создав, таким образом, необходимый режим течения пара в паропроводе, отбирают пробу из центра потока при помощи пробоотборного зонда. Зонд может быть одно- или многососковым. Диаметр отверстия в зоне выбирается в зависимости от потребной величины расхода пробы, но выполнять отверстия с диаметром, меньшим 2 – 3 мм, не рекомендуется. При заданных геометрических размерах зонда и паропровода расход пробы не может быть произвольным. Величина расхода пробы должна устанавливаться таким образом, чтобы скорость пара в устье зонда была равна приведенной скорости пара в сечении трубы, в котором установлен пробоотборный зонд.

Проба может отбираться как на горизонтальных, так и на вертикальных участках паропровода. При установке пробоотборника на вертикальном участке паропровода следует отдать предпочтение участкам с опускным движением влажного пара. Наличие местных сопротивлений перед пробоотборниками может существенно исказить пробу. Особенно сильно искажается проба, если пробоотборник установлен за поворотом паропровода в 90° .

Недопустимо также устанавливать пробоотборник непосредственно за арматурой, гильзой для измерения температуры и другими местными сопротивлениями. Расстояние от местного сопротивления, поворота паропровода до пробоотборного зонда при отборе пробы влажного пара должно быть не меньше 30 – 40 калибров паропровода.

Если в паропроводе скорость пара меньше величины, необходимой для установления равномерного поля влажности при данном давлении, применяется пробоотборное устройство БПК, показанное на рисунке 42.

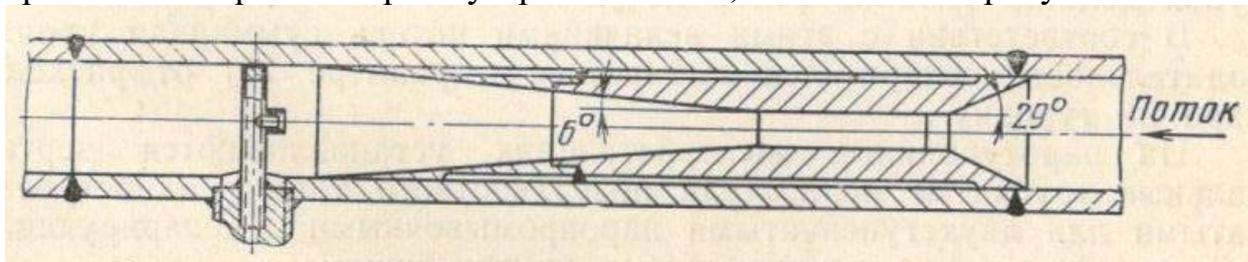


Рисунок 42 – Пробоотборное устройство БПК

Это устройство состоит из смесительной камеры и однососкового зонда. В смесительной камере благодаря высокой скорости пара происходит интенсивное дробление и перемешивание потока.

Применение пробоотборного устройства БПК существенно снижает влияние местного сопротивления, что позволяет резко сократить допустимое расстояние от местного сопротивления до пробоотборного зонда.

1.4.2 Термическая обработка добавочной воды. Проведение химических очисток оборудования блоков сверхкритического давления

Значительное место в обеспечении надежной и экономичной работы электростанций занимает подготовка добавочной воды, служащей для восполнения потерь питательной воды парогенераторов. Имеется ряд способов получения добавочной воды. Одним из них является термический способ с использованием испарительных установок. Выбор того или иного способа получения добавочной воды определяется на основании технико-экономического расчета. При солесодержании исходной воды больше 400 мг/кг экономически целесообразно применять испарители. Установка на испарителях паропромывочного устройства МО ЦКТИ существенно расширяет диапазон их применения, в частности позволяет использовать

испарители для получения добавочной воды высокого качества, пригодной для прямоточных парогенераторов сверхкритических параметров.

Испарители, устанавливаемые на тепловых электростанциях, предназначены для получения дистиллята, восполняющего потери пара и конденсата в цикле, а также для выработки пара на общестанционные нужды и внешним потребителям.

По правилам технической эксплуатации (ПТЭ) внутростанционные потери конденсата и пара (без учета продувок) не должны превышать на КЭС и отопительных ТЭЦ 1 % для котлоагрегатов с давлением 10,0 МПа и выше и 1,5 % для котлоагрегатов с давлением ниже 10,0 МПа. Для ТЭЦ с промышленными отборами допускается увеличение внутренних потерь в 1,3 раза. Величина продувок должна быть не более 0,5%.

В соответствии с этими величинами потерь суммарная производительность испарителей выбирается в размере 2% от расхода пара на турбину.

На паротурбинных электростанциях устанавливаются вертикальные трубчатые испарители поверхностного типа с одноступенчатыми или двухступенчатыми паропромывочными и сепарирующими устройствами, расположенными внутри корпуса.

Для восполнения потерь пара и конденсата в установках с прямоточными котлоагрегатами любого давления и с котлоагрегатами с естественной циркуляцией давлением больше 14,0 МПа применяются испарители с двухступенчатой промывкой. При меньшем давлении применяется одноступенчатая промывка. Качество дистиллята испарителей обеспечивается при изменении их производительности в пределах от 40 до 100%.

Не происходит вытеснения пара из отбора более низкого давления вторичным паром испарителя. Ввиду увеличения капитальных затрат на изготовление дополнительного подогревателя целесообразность осуществления схемы определяется на основании технико-экономического расчета. Расчеты, проведенные МО ЦКТИ, показали, что для блоков 300 и 500 МВт включение испарителей по схеме «без потери потенциала» экономически выгодно.

1.4.2.1 Проведение химических очисток оборудования блоков сверхкритического давления

Основной задачей химической очистки является обеспечение надежной и экономичной эксплуатации оборудования и в первую очередь предотвращение повреждения труб вследствие их перегрева, вызванного наличием внутренних отложений. Предпусковая очистка, кроме того, позволяет достаточно быстро обеспечить необходимую чистоту пара, выдаваемого котлоагрегатом, и создает благоприятные условия работы установки для очистки конденсата за счет снижения концентрации окислов железа в цикле блока в первый период эксплуатации.

Все котлоагрегаты давлением 10,0 МПа и выше должны подвергаться предпусковой химической очистке. Периодичность проведения эксплуатационных химических очисток определяется условиями их эксплуатации. Так, для газомазутных прямоточных котлоагрегатов СКД блоков 300 МВт при современном состоянии водного режима она составляет 4 – 5 тыс. ч, для аналогичных пылеугольных котлоагрегатов – 8 – 10 тыс. ч, для котлоагрегатов с циклонными предтопками – 8 – 10 тыс. ч.

При проведении предпусковых химических очисток первоначально производят интенсивную водную промывку со скоростями 1 – 2 м/с. Следующей операцией является щелочение раствором аммиака, часто с добавлением поверхностно-активных соединений ОП-7 или ОП-Ю. В последнее время эти присадки вводят непосредственно в промывочный раствор, а стадию щелочения опускают.

Основной стадией химической очистки является обработка реагентами, удаляющими окислы железа. Такими реагентами могут быть минеральные и органические кислоты, комплексообразующие реагенты. Из минеральных кислот практически применяют только соляную, причем для исключения воздействия хлор-иона на аустенитные стали в контур циркуляции включают только поверхности нагрева котлоагрегата, расположенные до встроенной задвижки. Существенным недостатком соляной кислоты является также образование большого количества взвеси, которая может осаждаться в коллекторах и на других участках промываемого контура с вялой циркуляцией промывочного раствора и приводить к забиванию отдельных змеевиков.

Из органических кислот для предпусковых химических очисток применяют лимонную, адипиновую, фталевую, малеиновую и некоторые другие. Наиболее распространенной и удобной в применении является лимонная кислота, точнее ее однозамещенная аммонийная соль, получающаяся в процессе приготовления реагентов. Однако широкое использование лимонной кислоты ограничивается ее дефицитностью.

Все большее распространение для целей предпусковых химических очисток приобретают композиции органических кислот с комплексонами, в основном этилендиаминтетрауксусной кислотой (ЭДТК) и ее двухзамещенной натриевой солью (трилон Б). Такие композиции удобны для использования и весьма эффективны. К тому же многие из них обладают повышенной, по сравнению со стехиометрической, железоемкостью. Это в первую очередь относится к композиции, содержащей трилон Б, лимонную кислоту и гидразингидрат. Композиции на основе комплексонов наиболее применимы и для эксплуатационных химических очисток в тех случаях, когда промывка производится по замкнутому контуру, в который включено большинство поверхностей нагрева котлоагрегата.

В связи с относительно небольшим межпромывочным периодом работы прямоточных котлоагрегатов СКД проведение эксплуатационных химических очисток с использованием традиционных схем промывки стало неприемлемым из-за их относительной сложности и большой затраты

времени и реагентов. Практически такие промывки можно осуществлять лишь в период капитальных или расширенных текущих ремонтов блока. В то же время специфические особенности, определяющие необходимость частого проведения эксплуатационных химических очисток, позволили существенно упростить их технологию. Это, прежде всего, стало возможным благодаря тому, что интенсивное накопление отложений (причем в основном железистых) происходит на ограниченных участках водопарового тракта, в основном в НРЧ.

Способ проведения эксплуатационной химической очистки прямоточных котлоагрегатов СКД по упрощенной технологии был разработан в МО ЦКТИ. Сущность способа заключается в том, что при проведении обычной горячей водной промывки по разомкнутому контуру производят дозировку реагента перед поверхностью нагрева, из которой необходимо удалить железистые отложения. В качестве реагента предпочтительно использовать двухзамещенную аммонийную соль ЭДТК. Эта соль вводится в тракт котлоагрегата с помощью дозировочных насосов в виде 30 – 40% раствора с таким расчетом, чтобы ее концентрация в промывочном растворе составила 0,03 – 0,05 %. Скорость движения промывочного раствора должны быть не менее 1,5 – 2 м/с, а температура 150 – 170 °С. При таких условиях за 4 – 6 ч удается достигнуть эффективного удаления отложений при их количестве 150 – 250 г/м². По окончании дозировки реагента водную промывку продолжают еще 1 – 2 ч, после чего либо переходят к промывке следующей нитки котлоагрегата (в этом случае в отмытой нитке должен быть сохранен небольшой проток воды, 5 – 10 т/ч), либо начинают операции по растопке котлоагрегата. Ввод котлоагрегата в эксплуатацию сразу же после завершения промывки позволяет исключить стадию пассивации.

Опыт показал, что образование на поверхности металла защитной пленки магнетита в этом случае происходит очень быстро, уже в процессе вывода котла на рабочие параметры. Железосодержание пара на выходе из котлоагрегата снижается до обычного уровня в течение нескольких часов.

Непременным условием эффективности химической очистки по описанной технологии является обеспечение равномерной раздачи реагента по всем параллельно включенным трубам промываемой поверхности нагрева. Это следует иметь в виду при выборе места ввода концентрированного раствора реагента.

Так, например, когда среда подается в промываемую поверхность нагрева не по одному, а по нескольким трубопроводам, необходимо вводить реагент равномерно во все подводящие трубопроводы, причем в таком месте, чтобы обеспечить перемешивание раствора с водой до его попадания в трубы поверхности нагрева.

В тех случаях, когда химическая очистка проводится без применения ингибиторов, протекание коррозии очищенной поверхности металла приводит к значительному перерасходу ЭДТК и не позволяет подвергать промывке достаточно большие поверхности нагрева котлов. Так, при

скорости коррозии основного металла 30 – 40 г/(м²-ч) (это значение соответствует выбранным параметрам эксплуатационной химической очистки) может быть очищена поверхность, не превышающая 400 м². В пределах этой поверхности весь реагент будет израсходован даже в том случае, если она полностью очищена от отложений.

Поэтому при использовании для химической очистки аммонийной соли ЭДТК необходимо применение ингибиторов коррозии.

Эти ингибиторы в композиции с поверхностно-активными соединениями ОП-7 или ОП-Ю позволяют снизить коррозионную активность раствора аммонийной соли ЭДТК по отношению к углеродистой стали в 20 – 50 раз (до значений, меньших 1 г/(м²-ч)). Необходимая концентрация ингибитора составляет около 0,05 г/л (в смеси с таким же количеством ОП-7 или ОП-Ю).

При практическом осуществлении эксплуатационной химической очистки поверхностей нагрева котлоагрегата ингибированным раствором аммонийной соли ЭДТК в отдельном баке готовят водный раствор, содержащий 20 % ингибитора и 20 % ОП-7 или ОП-Ю. Раствор должен быть подогрет до 40 – 50°С. Этот раствор дозировочным насосом подают в ту же линию, что и концентрированный раствор аммонийной соли ЭДТК. Производительность насоса должна быть такой, чтобы концентрация ингибитора в промывочном контуре составляла около 0,05 г/л.

Ингибиторный эффект при использовании известных ингибиторов в значительной степени снижается в присутствии активирующих ионов (хлориды, сульфаты) и кислорода. Поэтому химическую очистку необходимо проводить на деаэрированной обессоленной воде.

В последнее время эксплуатационные химические очистки поверхностей нагрева стали проводиться на всех котлоагрегатах сверхкритического давления. Их регулярное проведение позволило избежать опасных отложений в наиболее теплонпряженных поверхностях нагрева. Осуществляются они эксплуатационным персоналом во время любого останова блока, поскольку при этом не требуется создание специальной схемы, а продолжительность промывки одной нитки котлоагрегата не превышает 8 ч. Промывки отдельных ниток котлоагрегата можно производить при различных остановах блока.

Одним из важных критериев определения необходимости проведения химических очисток, а также их эффективности является количество отложений на внутренней поверхности труб. В настоящее время разработано несколько методов определения количества отложений на образцах труб как химических, так и механических. В тех случаях, когда отложения рыхлые, обычно применяют механические методы, а при плотных отложениях, прочно связанных с поверхностью металла, прибегают к их химическому растворению (обычно катодное травление).

При проведении предпусковых очисток загрязнение внутренней поверхности труб связано в основном с образованием окисной пленки за счет атмосферной коррозии. Поскольку количество отложений при этом, как

правило, одинаково по всей окружности трубы, для анализа можно использовать трубчатые образцы. Проще всего в этом случае использовать метод катодного травления. При травлении в качестве рабочего раствора обычно применяют ингибированную серную кислоту, двухзамещенный цитрат аммония и некоторые другие соединения. Плотность тока может изменяться в достаточно широких пределах – 5 – 50 мА/см².

Отложения, образующиеся на внутренней поверхности труб высокотеплонапряженных труб поверхностей нагрева прямоточных котлоагрегатов сверхкритического давления в процессе их эксплуатации, обычно имеют двухслойную структуру. При этом влияние каждого из слоев на температурный режим работы труб неодинаково. В связи с этим обычно необходимо производить раздельное определение количества отложений в каждом слое. Кроме того, важно знать не среднее по окружности трубы количество отложений, а максимальное их количество на стороне образца, обращенной внутрь топки. Поэтому перед проведением анализа образец разрезают на две половины – «лобовую» и «тыльную». Наружный, относительно рыхлый слой отложений можно снять при помощи жесткой короткообрезанной волосистой кисточки, а нижний, прочно сцепленный с Металлом плотный слой методом катодного травления.

Для определения общего количества отложений, кроме метода катодного травления, часто применяют метод ЦКТИ, который заключается в обработке образцов расплавленным металлическим натрием, через который пропускают газообразный аммиак. При такой обработке отложения разрыхляются и затем легко удаляются механически.

1.4.3 Консервация и защита теплосилового оборудования от стояночной коррозии

Одним из существенных источников попадания окислов железа в пароводяной тракт энергетических установок является коррозия поверхности металла во время простоя оборудования под воздействием влаги и кислорода воздуха, так называемая «стояночная» коррозия. Согласно данным ВТИ скорость стояночной коррозии котельной стали можно оценить значением 0,05 г/(м²·ч). В тех случаях, когда на поверхности металла могут оставаться растворы со сравнительно высокой концентрацией хлоридов, сульфатов и других активирующих ионов, скорость коррозии металла может быть еще выше. Протекание стояночной коррозии вызывает необходимость более частого проведения эксплуатационных химических очисток, а также увеличивает продолжительность водных промывок перед пуском блока. Все это значительно ухудшает экономические показатели работы электрических станций. Следует также учесть, что стояночная коррозия вызывает усиление процесса разъедания металла, происходящего во время работы оборудования.

Для предотвращения стояночной коррозии обычно прибегают к консервации оборудования. Чаще всего консервации подвергаются котлоагрегаты. Известно несколько способов консервации котлоагрегатов: способ, предусматривающий создание избыточного давления паром или

деаэрированной водой; заполнение консервирующими растворами; высушивание поверхности, металла горячим воздухом и предотвращение окисления металла путем применения инертных газов. Для приготовления консервирующих растворов используют вещества, обладающие щелочными (фосфаты, аммиак), окислительными (нитриты) или восстановительными свойствами (гидразин, сульфит натрия). Для прямоточных котлоагрегатов предпочтительнее попользовать растворы веществ, от которых не требуется тщательная отмывка перед пуском, в частности гидразина и аммиака. При кратковременных стоянках концентрацию гидразина устанавливают на уровне 15 – 20 мг/кг, а при продолжительных – до 200 мг/кг. При заполнении системы аммиаком концентрация последнего должна обеспечить значение рН в контуре 10,5 – 11,0. Часто совмещают эти два реагента. Однако при их использовании подогреватели низкого давления и конденсатор во избежание коррозии сплавов, содержащих медь, должны быть отключены. Консервация с использованием консервирующих растворов требует создания замкнутого циркуляционного контура, включающего деаэратор и питательные насосы.

Одним из основных недостатков метода «мокрой» консервации является необходимость соблюдения герметичности оборудования, что делает его практически неприемлемым в условиях ремонта при наличии неплотностей в системе.

Некоторое распространение получил метод так называемой «гидразинной выварки», в соответствии с которым систему заполняют деаэрированным конденсатом при рН= 10,5 – 11,0 и концентрации гидразина 300 – 500 мг/кг. Затем осуществляют подогрев раствора до температуры не ниже 200°С, поддерживая ее в течение 1 – 2 суток.

Известен также метод консервации котлоагрегатов путем обработки внутренних поверхностей комплексонами.

Этот метод заключается в том, что котлоагрегат заполняют раствором трилона Б (300 – 800 мг/л), постепенно нагревают, выдерживают 4 – 6 ч при 150°С и доводят далее температуру (также в течение 4 – 6 ч) до 250 – 300°С. Технологически этот способ консервации весьма сложен, требует большой затраты времени и эффективен лишь при условии отсутствия на консервируемой поверхности железоокисных отложений. Последнее обстоятельство позволяет попользовать комплексонную обработку практически только после химических очисток.

Консервацию котлоагрегата «сухим» способом можно осуществить, заполняя его каким-либо инертным газом, например азотом. При этом воздух должен быть полностью вытеснен из контура, а при длительной консервации перед заполнением азотом необходимо удаление из котла остатков влаги. Содержание в азоте кислорода не должно превышать 0,3 – 0,5%.

В последнее время МО ЦКТИ предложен и опробован метод консервации энергооборудования с помощью ингибиторов коррозии – летучих и контактных. Основное преимущество этого метода заключается в том, что консервирующий эффект сохраняется в течение достаточно

продолжительного времени после дренирования раствора и разгерметизации оборудования. Кроме того, не требуются длительная прокачка и нагревание раствора. Технология консервации ингибиторами заключается в следующем.

Котлоагрегат после останова дренируют, расхоложивают до температуры, не превышающей 100°C, и заполняют раствором ингибитора. Циркуляцию раствора можно и не производить, важно лишь обеспечить его контакт со всей поверхностью металла, подлежащей консервации. После этого раствор дренируют в специальный бак хранения.

Последнее условие является обязательным как из-за нежелательности потерь достаточно дорогого реагента, так и из-за трудностей в организации его сброса без нарушения санитарных норм (не более 0,05 мг/л в сбросных водах). Приготовленный раствор можно использовать для консервации практически сколько угодно раз.

При пуске котлоагрегата тщательная его отмывка от консервирующего раствора не обязательна, так как при термическом разложении ингибиторов не образуется опасных (с точки зрения последующей коррозии или возникновения отложений) продуктов. В качестве ингибиторов коррозии рекомендуется использовать смесь нитрита дициклогексиламина (НДА) с карбонатом циклогексиламина (КДА), контактный ингибитор М-1 и некоторые другие. Все они обеспечивают достаточно надежную защиту котельных сталей от коррозии как в водной фазе, так и при достаточно длительном пребывании на воздухе после омытия поверхности металла их растворами. Эти ингибиторы практически полностью могут быть задержаны на катионитовых фильтрах (например, сульфугольных), что позволяет создать схему, исключаящую их попадание в сбросные воды при отмывке котлоагрегата после консервации.

1.4.4 Схемы и приборы автоматизированного химического контроля качества воды и пара

Повышенные требования к водному режиму проточных котлоагрегатов сверхкритического давления вызывают необходимость осуществления жесткого и постоянного контроля за качеством питательной воды. При одновременном сокращении персонала химических цехов электростанций на единицу установленной мощности эта задача может быть решена только за счет автоматизации химического контроля. Основные требования к автоматическим приборам химического контроля – это малая инерционность, высокая точность измерения и непрерывность регистрации показаний. В настоящее время все большее число показателей качества питательной воды переводится на автоматический контроль, для реализации которого используются кислородомеры, водородомеры, кондуктометры (с предварительным Н-катионированием либо с обогащением и дегазацией), кремнемеры, рNa и рН-метры. Большинство из этих приборов освоено в длительной эксплуатации энергоблоков.

ВТИ разработана инструкция по ведению водного режима энергоблоков 300 МВт с помощью автоматических приборов химического контроля.

Кислородомер «Марк-5» имеет шкалу 0 – 200 мкг/кг O_2 , причем диапазон 0 – 30 мкг/кг составляет половину ее длины, что обеспечивает измерение концентрации кислорода в начале шкалы с точностью $\pm 0,5$ мкг/кг. Постоянная времени прибора – около 2 мин. Для устранения влияния примесей на результаты измерения растворенный кислород десорбируется из анализируемой воды чистым водородом и в газообразном виде подается в электрохимическую ячейку датчика, где вновь растворяется в заполняющем ее буферном растворе. В этом растворе устанавливается концентрация кислорода, находящаяся в равновесии с его концентрацией в газовой смеси и пропорциональная концентрации кислорода в анализируемой жидкости. Чувствительный элемент датчика состоит из золотого катода и платинового анода, опущенных в насыщенный водородом буферный раствор и соединенных через внешнее сопротивление. При отсутствии кислорода золотой электрод поляризован и тока в цепи нет. При появлении в растворе кислорода происходит восстановление его на катоде. Освободившиеся при деполяризации заряды создают во внешней цепи ток, величина которого пропорциональна концентрации растворенного кислорода.

Принцип действия кислородомера «Марк-3» аналогичен, но в схеме прибора отсутствует насос, а газопередача осуществляется за счет эжекции водорода анализируемой водой. Чувствительный элемент состоит из той же пары электродов, но расположенных в камере, заполненной специальным материалом, смоченным раствором электролита.

Принцип действия водородомера фирмы «Кембридж» основан на явлении изменения удельного сопротивления нагретой платиновой проволоки при изменении состава охлаждающей ее смеси газов.

Растворенный водород десорбируется из анализируемой воды кислородом, получаемым во встроенном в прибор электролизере. Смесь водорода и кислорода подается в чувствительный элемент прибора – камеру с нагретой платиновой проволокой. Эта проволока включена в качестве измерительного плеча в схему неравновесного моста. Сравнительное плечо этого моста – аналогичная камера, но заполненная чистым кислородом. Поскольку теплопроводность водорода в 7 раз выше теплопроводности кислорода, при появлении в измерительной камере водорода происходит разбаланс моста. Ток разбаланса измеряется регистрирующим прибором. Постоянная времени прибора 4 – 5 мин.

Действие кремнемера модели 58F основано на фотоэлектрическом измерении интенсивности окраски синего кремнемолибденового комплекса, получаемой при введении в пробу соответствующих реактивов и зависящей от концентрации определяемого вещества. Чувствительная часть датчика прибора состоит из пары фотоэлементов (измерительного и сравнительного), включенных навстречу друг другу и освещаемых общим источником света. Перед измерительным фотоэлементом расположена измерительная кювета, в

которую подается окрашенная проба. В зависимости от интенсивности ее окраски изменяются оптическая плотность слоя жидкости в кювете и, следовательно, освещенность измерительного фотоэлемента и величина возникающего при этом фототока. Выходной сигнал, являющийся разностью фототоков измерительного и сравнительного фотоэлементов, усиливается и подается на указатель и вторичный регистрирующий прибор. Прибор действует циклически с минимальной продолжительностью цикла 12 минут.

Кондуктометр типа ТХ2/р предназначен для определения величины удельной электрической проводимости проб конденсата, питательной воды и ее составляющих, обусловленной присутствием в этих средах растворенных солей. Для удаления из пробы аммиака, искажающего результаты измерений, перед кондуктометром устанавливается Н-катионитовый фильтр, который в зависимости от качества проходящей через него пробы может работать непрерывно без регенерации от 3 до 6 месяцев при расходе пробы 400 ± 20 мл/мин. При истощении фильтра, признаком чего является плавное увеличение показаний кондуктометра, катионит регенерирует 5%-ным раствором соляной кислоты. Действие прибора рNa-метра основано на потенциометрическом методе определения активной концентрации ионов натрия. В качестве измерительного электрода при этом используется специальный стеклянный электрод, селективно реагирующий на растворенный в воде натрий, а в качестве сравнительного – каломельный электрод.

Измерение производится в щелочной среде, для чего в анализируемую воду вводится газообразный аммиак. Прибор дает достоверные показания при постоянной температуре анализируемой пробы. Один раз в сутки показания прибора автоматически контролируются по стандартному раствору хлористого натрия, который хранится в Специальной емкости, наполняемой один раз в месяц. Проверка калибровки прибора производится вручную один раз в неделю. Постоянная времени прибора составляет 3 – 4 минуты.

ЦКТИ предложена схема комбинированного автоматического и аналитического контроля водного режима энергоблоков сверхкритического давления на базе приборов отечественного производства.

Эта схема предусматривает использование в качестве основного прибора солемера ЦКТИ с малогабаритным концентратором по ОСТ 24.821.01 и автоматическим уравновешенным мостом типа МСРС-113 (или КСМ2). Концентратор солемера обеспечивает 15-кратное упаривание пробы, которая затем поступает в датчик для измерения общего солесодержания. Аммиак на показания солемера при его содержании в исходной пробе до 1 мг/л практически не влияет.

Присутствие в анализируемой воде гидразина несколько увеличивает показания солемера. Для введения поправки на гидразин пользуются специальным графиком. После датчика солемера предусмотрена возможность отбора концентрированной пробы для выполнения уточненных химических анализов.

В схеме ЦКТИ предусматривается также регистрирующий индикатор гидравлической плотности конденсатора, состоящий из двух датчиков-индикаторов, устанавливаемых на байпасах к конденсаторпроводам. Датчик-индикатор гидравлической плотности конденсатора состоит из двух коаксиально расположенных электродов. Ухудшение качества конденсата при появлении гидравлической неплотности воспринимается солемером ЦКТИ с малогабаритным концентратором, установленным на общем потоке конденсата до БОУ. Сведения о дефектной части конденсатора получают путем сравнения показаний датчиков-индикаторов.

Для определения концентрации аммиака в схеме предусмотрена комбинация солемера ЦКТИ по ОСТ 24.821.01 и дополнительного датчика, устанавливаемого между первой и второй ступенями испарения солемера. В качестве датчика используется стандартный датчик солемера ЦКТИ.

Для определения концентрации кислорода используют кислородомер АКП или кислородомер ИКАР. Эти кислородомеры менее чувствительны, чем описанные выше приборы типа «Марк-5» и «Марк-3». Значения рН в соответствующих точках водопарового тракта определяются с помощью рН-метра типа рН-261.

1.4.5 Применение пленочных и центробежных сепараторов

На прямоточных котлоагрегатах докритического и закритического давлений нашли применение линейные сепараторы пленочного и центробежного типов.

Пленочные сепараторы применяются на котлах малой мощности (утилизаторы в химической промышленности). Центробежные сепараторы применяются в качестве встроенных сепараторов на энергетических котлоагрегатах.

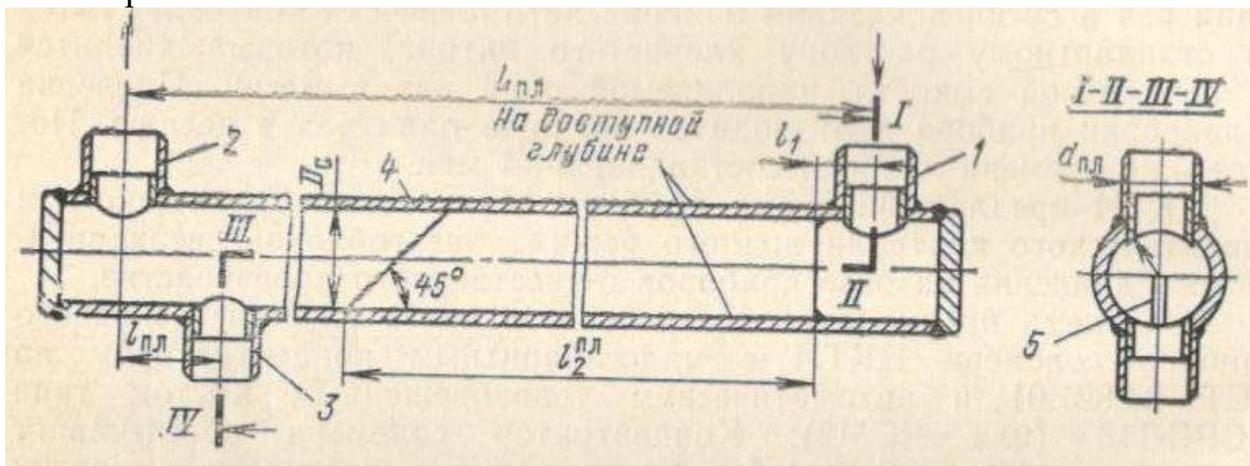


Рисунок 43 – Горизонтальный пленочный сепаратор БПК

1 – штуцер подвода пароводяной смеси; 2 – штуцер отвода осушенного пара; 3 – штуцер отвода отсепарированной влаги; 4 – корпус сепаратора; 5 – вертикальная перегородка

На рисунке 43 изображен эскиз горизонтального пленочного сепаратора, представляющего собой горизонтальную трубу с вваренными в

нее штуцером 1 подвода пароводяной смеси, штуцерами 2 и 3 отвода осушенного пара и отсепарированной влаги соответственно. Участок между штуцерами 1 и 2 принято называть активной частью сепаратора. Сепарация влаги происходит под действием инерционных сил и сил тяжести.

Наблюдения, полученные при испытаниях стеклянных моделей подобных сепараторов, показали, что выделившаяся из парового потока влага, образует пленку,двигающуюся по направлению к штуцеру 3 отвода отсепарированной влаги.

Многочисленные испытания подобных сепараторов различных диаметров (от 20 до 150 мм) показали, что при соблюдении необходимых конструктивных и режимных рекомендаций можно получить к. п. д. не ниже 99%.

Коэффициент полезного действия сепаратора представляет собой отношение количества отсепарированной влаги ко всему количеству влаги во влажном паре, поступающей в сепаратор.

Коэффициент полезного действия сепаратора и устойчивость его работы, помимо физических параметров, зависят от скорости пара, величины начальной влажности, диаметра сепаратора и его длины.

Определяемая экспериментальным путем зависимость к. п. д. сепаратора от скорости пара позволяет установить скорость, при которой начинается резкое ухудшение эффективности сепарации. По установившейся терминологии эту скорость принято называть критической.

Основным недостатком горизонтальных пленочных сепараторов, ограничивающим их применение в промышленности, является малое значение расчетной скорости, что приводит к необходимости установки большого числа сепараторов.

Из-за значительных габаритов сепаратора и из-за того, что каждый из них должен иметь самостоятельный подвод и отвод пара и сепарата, компоновка сепарационного узла получается довольно громоздкой.

Дальнейшее повышение производительности отдельного элемента сепаратора, не связанное с увеличением габаритов, осуществляется в центробежных сепараторах. На отечественных прямоточных котлоагрегатах получили большое распространение малогабаритные центробежные сепараторы МО ЦКТИ с тангенциально-винтовым вводом пароводяной смеси. Сепараторы такого типа применяются в тех случаях, когда, исходя из технологических соображений, можно допустить величину коэффициента полезного действия порядка 80 – 90% при производительности, превышающей в десятки раз допустимую нагрузку горизонтальных пленочных сепараторов.

На рисунке 44 представлен эскиз центробежного сепаратора МО ЦКТИ, представляющего собой вертикальную трубу с верхним тангенциальным вводом пароводяной смеси.

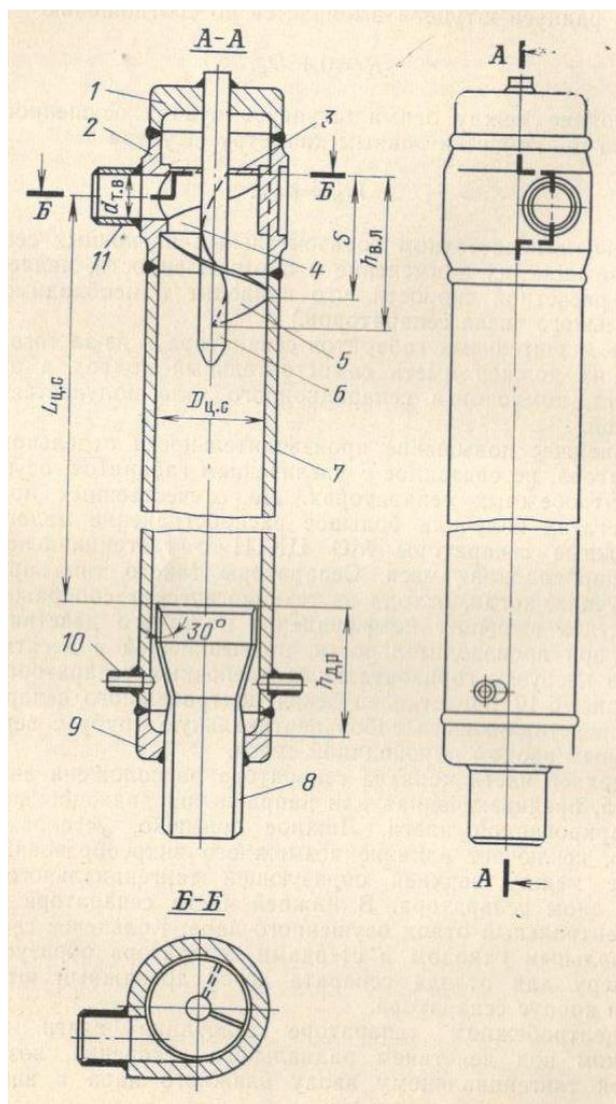


Рисунок 44 – Центробежный сепаратор МО ЦКТИ

1 – доньшко; 2 – головка сепаратора; 3 – ложное доньшко; 4 – лопасть, верхняя часть; лопасть, нижняя часть; 6 – сердечник; 7 – корпус; 8 – патрубок; 9 – доньшко; 10 – ниппель; 11 – патрубок тангенциального ввода.

В верхней части корпуса сепаратора расположена винтовая лопасть 4, 5, предназначенная для направления движения потока пара и отсепарированной влаги. Ложное доньшко, установленное над лопастью, исключает влияние возможного вихреобразования в пространстве между верхней образующей тангенциального ввода и верхним дном сепаратора. В нижней части сепаратора устанавливается центральный отвод осушенного пара. Кольцевое сечение между центральным отводом и стенками сепаратора образует дренажную камеру для отвода сепарата через дренажный штуцер, сваренный в корпус сепаратора.

В центробежном сепараторе сепарация влаги происходит в основном под действием радиального ускорения, возникающего благодаря тангенциальному вводу влажного пара и винтовой лопасти.

Находящиеся в потоке влажного пара капли воды устремляются к стенкам сепаратора, образуя пленку влаги, которая, как показали опыты со стеклянной моделью, в виде спиральной ленты направляется в дренажную камеру. Количество отсепарированной влаги вместе с растворенными в ней примесями определяет эффективность сепаратора.

Эффективность центробежных сепараторов МО ЦКТИ по данным стендовых и промышленных испытаний зависит от скорости и влажности пара, а также от диаметра сепаратора.

С ростом скорости пара в тангенциальном вводе увеличивается центробежная сила, что должно привести к увеличению эффективности сепаратора. Однако при повышении скорости пара происходит усиленное дробление капель как в паропроводе перед сепаратором, так и в самом сепараторе. В связи с этим существует оптимальное значение скорости пара, при котором работа сепаратора отличается наибольшей эффективностью.

На рисунке 45 изображен график для определения оптимальной скорости ввода пара в сепараторах МО ЦКТИ, который получен на основании данных стендовых и промышленных испытаний.

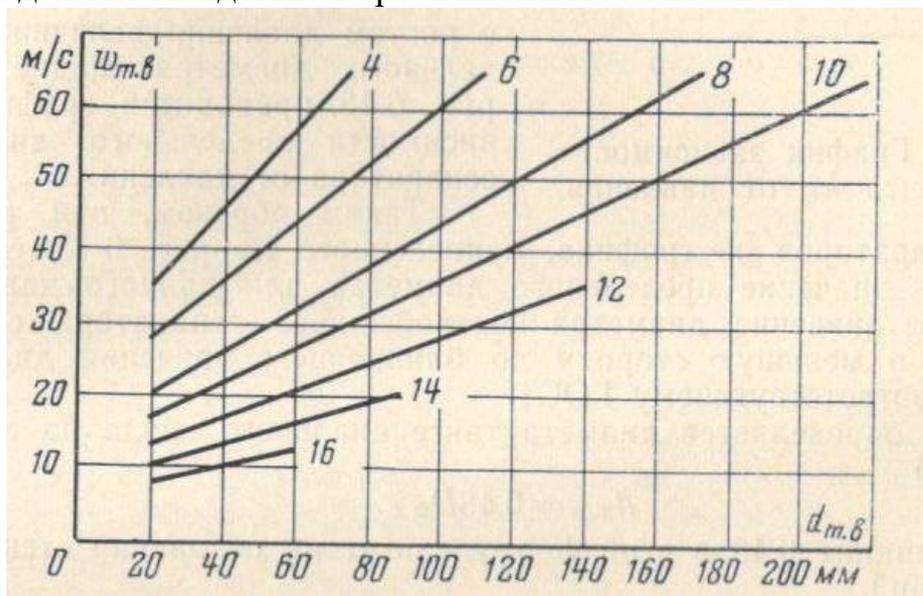


Рисунок 45 – График для определения оптимальной скорости в тангенциальном вводе (цифры на прямых обозначают давление в МПа)

Пользуясь указанным графиком, можно для данного давления, исходя из заданного диаметра тангенциального ввода, определить значение оптимальной скорости пара во входном штуцере (тангенциальном вводе) сепаратора.

Опытным путем установлено, что, помимо скорости, на к. п. д. центробежного сепаратора влияет также величина влажности пара. Исследования, проведенные в области влажности от 0,5 до 25%, показали, что с ростом влажности до 5% эффективность сепаратора возрастает, а, начиная с влажности порядка 5 – 6%, к. п. д. сепаратора остается примерно постоянным.

1.5 Свойства и условия работы металла котлоагрегатов

1.5.1 Основные характеристики котельных сталей

Условия работы металла в котлоагрегатах весьма разнообразны. Наиболее тяжелые они при сочетании высоких температур и механических нагрузок. В таких условиях работают трубы и камеры пароперегревателей, паропроводы и неохлаждаемые детали: подвески, опоры, крепления.

При выборе марки стали для изготовления того или иного элемента котлоагрегата необходимо учитывать условия его эксплуатации: температуру стенки, вид и предельную величину механической нагрузки, наличие коррозионной среды, а также технологические свойства материала: прочность, пластичность и свариваемость.

Прочность и пластичность сталей характеризуются механическими свойствами.

Такие механические свойства, как временное сопротивление и предел текучести являются количественными характеристиками. Они определяют, какие напряжения можно допускать в элементах паровых котлов (до определенного уровня температуры).

Относительное удлинение, относительное сужение и ударная вязкость – качественные характеристики, которые определяют технологические свойства металла и его способность воспринимать перегрузки под влиянием местной пластической деформации, а также в известной степени характеризуют качество изготовления стали.

Металл элементов котельных агрегатов, работающих при температурах выше 450°C, подвержен ползучести, т. е. медленному, но постепенно нарастающему во времени пластическому деформированию при повышенных температурах под действием приложенного напряжения.

О поведении сталей в процессе ползучести можно судить по тому, как изменяется величина их пластической деформации с увеличением продолжительности испытания (при заданных температуре и напряжении).

Быстрая первоначальная деформация или так называемая мгновенная деформация не является следствием ползучести и зависит от температуры и напряжения так же, как и деформация при кратковременных испытаниях на растяжение.

Жаропрочность сталей характеризуется пределами ползучести и длительной прочности, которые определяют стандартными методами испытаний на растяжение.

Под пределом ползучести понимают наибольшее напряжение, вызывающее в испытуемом материале при заданных температуре и длительности испытания заданную пластическую деформацию или скорость ползучести. Для котельных сталей пластическая деформация при испытаниях на ползучесть при повышенных температурах допускается не более 1% за 400 тыс. ч.

В процессе ползучести жаропрочные стали могут терять пластичность и хрупко разрушаться. Поэтому ограничиваться только определением

пределов ползучести и длительной прочности сталей нельзя, так как испытания на ползучесть не дают исчерпывающих сведений о запасе пластичности жаропрочных сплавов, что важно для предупреждения хрупких разрушений ответственных изделий и конструкций при повышенных температурах. Опасно также путем экстраполяции результаты испытаний на ползучесть небольшой длительности переносить на более длительные сроки. Поэтому в условиях длительного действия температуры и напряжений необходимо параллельно определять изменение прочности и пластичности жаропрочных сталей, доводя образцы до разрушения.

Под пределом длительной прочности понимают максимальное напряжение, которое выдерживает сталь до разрушения при заданных температуре и времени испытания.

Пределы ползучести и длительной прочности и запас пластичности являются основными, но не единственными характеристиками жаропрочных сталей. Кроме повышенных значений пределов ползучести и длительной прочности жаропрочные котельные стали должны иметь высокое сопротивление усталости (в том числе термической), эрозии, малую чувствительность к надрезам.

Для изготовления котельных агрегатов и вспомогательного оборудования широко применяют малоуглеродистые, содержащие до 0,25% углерода, и легированные стали.

Углеродистые стали разделяются на обыкновенного качества, качественные и высококачественные. Принятые стандарты на углеродистую сталь устанавливают химический состав, способ производства и раскисления и механические свойства сталей.

В обозначении марок кипящей стали имеются буквы «кп», полуспокойная – «пс» и спокойная – «сп».

Легирование стали в котлоагрегатах используют для работы при температурах более 450°С. Их классифицируют по нескольким признакам: по содержанию легирующих элементов, по числу компонентов, по микроструктуре и назначению.

В зависимости от содержания легирующих элементов легированные стали делятся на три группы: низколегированные, содержащие менее 3,6 – 4% легирующих добавок; среднелегированные, содержащие добавки от 4 до 10%, и высоколегированные, содержащие более 10% легирующих добавок.

Для маркировки легированных сталей принята буквенно-цифровая система. Каждый легирующий элемент обозначается прописной буквой:

Марганец	Г	Алюминий	Ю
Кремний	С	Медь	Д
Хром	Х	Ниобий	Б
Никель	Н	Кобальт	К
Молибден	М	Бор	Р
Вольфрам	В	Фосфор	П
Ванадий	Ф	Цирконий	Ц
Титан	Т		

Цифры, следующие за буквой, указывают примерное содержание легирующих элементов в процентах. Если в стали содержится не более 1% легирующего элемента, то цифра не ставится. При содержании легирующего элемента более 1% после буквы ставится цифра, соответствующая концентрации этого элемента.

Двузначное число в начале марки обозначает содержание углерода в сотых долях процента, однозначное число в начале марки, принятое в обозначениях марок некоторых высоколегированных сталей, содержание углерода в десятых долях процента.

При содержании в высоколегированных сталях менее 0,08% углерода в начале обозначения марки ставится цифра 0.

Цифры перед обозначением марки не ставят в марках высоколегированных сталей, если нижний предел содержания углерода не ограничен при верхнем пределе 0,09% и более.

1.5.2 Стали для труб поверхностей нагрева и паропроводов, для крепления деталей и узлов

В таблице 1 приводятся механические и физические свойства наиболее распространенных сталей, применяемых для изготовления труб поверхностей нагрева котлоагрегатов и паропроводов, а также предельно допустимые температуры их эксплуатации.

Наибольшее распространение в котлостроении получила сталь 20. Из этой стали в котлоагрегатах среднего и низкого давления в настоящее время изготавливают все поверхности нагрева, коллекторы и паропроводы, а также ряд поверхностей нагрева в котлоагрегатах высокого и сверхкритического давления.

Наибольшей жаропрочностью (высоким сопротивлением ползучести и длительной прочностью) из группы низколегированных сталей обладают хромомолибденованадиевые, меньшей – хромомолибденовые и наименьшей – молибденовые стали.

В котлоагрегатах высокого давления при температуре перегрева выше 460 °С в поверхностях нагрева и трубопроводах используются стали 15ХМ и 12МХ, содержащие около 0,5% молибдена. При температуре перегретого пара более 600 °С применяются хромомолибденованадиевые стали 12Х1МФ, 15Х1М1Ф.

Из сложнолегированных 10 – 12%-ных хромистых нержавеющей теплоустойчивых сталей изготавливают узлы и детали котлоагрегатов, работающие при температуре 560 – 620 °С.

К этим сталям относятся хромомолибденовольфрамовая марки ЭИ756 и хромомолибденовая с бором марки ЭИ998.

Наряду с низколегированными и хромистыми сталями в котлах высокого давления для перегревателей труб используют высоколегированные хромоникелевые стали аустенитного класса.

Введение небольших количеств Ti, Nb, Mo, W и В в хромоникелевые стали типов 14 – 14 и 14 – 18 и другие при малом содержании углерода

благоприятно сказывается на их прочностных свойствах при высоких температурах. Это влияние более эффективно, когда одновременно вводят несколько элементов. В таком случае повышается жаропрочность материала при достаточном сохранении пластичности.

При одинаковых напряжениях применение высоколегированных аустенитных сталей позволяет поднять рабочую температуру пара примерно на 100 – 200 °С по сравнению с низколегированными сталями.

1.5.2.1 Стали для крепления деталей и узлов

В таблице 2 приводятся механические и физические свойства сталей, применяемых для изготовления крепежных деталей (болтов, шпилек и др.), а также значения максимально допустимой температуры их эксплуатации.

Для изготовления шпилек и болтов, работающих при температуре до 425 °С и давлении 1,6 МПа, применяют стали 20 и 25, при давлении до 110 МПа – стали 30, 35 и 40.

При более высоких температурах и давлениях применяются легированные стали. При температуре до 450 °С без ограничения давления используются шпильки и болты из сталей 30ХМ, 30ХМА и 35ХМ; эти же стали применяются для изготовления гаек, работающих при температуре до 510 °С.

Прутки, поковки, болты, шпильки и другие крепежные детали с рабочей температурой 500 – 510 °С изготавливаются из стали 25Х1М1Ф (ЭИ10). Для изготовления крепежных деталей, работающих при температурах до 520 – 540 °С, применяют сталь 25Х2М1Ф (ЭИ723), при температурах до 580 °С – стали 20Х1М1ФТР (ЭП182) и 20Х1М1ФБР (ЭП44).

При температуре рабочей среды до 600 °С для шпилек применяют сталь 4Х14Н14В2М, а при температуре до 680 °С – сплав ЭИ612 (ХН35ВТ) и сталь ЭИ726 (1Х14Н18В2БР).

В таблице 3 приведены механические и физические свойства ряда сталей, применяемых для изготовления неохлажденных опор и креплений труб поверхностей нагрева, а также для обдувочных устройств.

Стали С высоким содержанием хрома, например Х17, Х28, а также содержащие хром и кремний, так называемые силхромы СХ6 и СХ6М, могут применяться до 1100 °С, но они обладают низким сопротивлением ползучести.

Поэтому детали, несущие значительную нагрузку, должны выполняться из специальных марок стали типов Х20Н14С2, Х23Н18, Х23Н13. Однако в среде продуктов сгорания топлив повышенной агрессивности, например, многосернистого мазута, эти стали подвержены интенсивной коррозии; причем скорость коррозии возрастает с увеличением содержания серы и ванадия в топливе. В этом случае более работоспособными являются хромоникелевые сплавы типов Х40Н60 и Х40Н50.

Таблица 1 – Механические и физические свойства сталей для поверхностей нагрева котлоагрегатов и паропроводов

Марка стали	Рекомендуемая предельная рабочая температура, °С	Механические свойства при температуре 20 °С						Физические свойства												
		σ _B , МПа	σ _{0,2} , МПа	δ ₅ , %	φ, %	α _H , кН/м	H _B , МПа	Плотность, г/см ³	Коэффициент линейного расширения α · 10 ⁶ в интервале температур, °С						Теплопроводность λ, Вт/(м·К), при температуре, °С					
									0 – 100	0 – 200	0 – 400	0 – 600	0 – 800	0 – 1000	100	200	400	600	800	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
20	500	400	≥0,5 σ _B	24	40	390	-	7,85	11,6	12,6	13,6	14,6	14,9	-	50,6	38,6	36,0	30,5	-	
12МХ	530	410	≥0,5 σ _B	22	45	490	-	7,85	11,2	12,5	12,9	13,5	-	-	50,2	33,0	31,0	28,5	-	
15МХ	550	440	230	21	50	490	-	7,85	11,9	12,6	13,7	14,0	-	-	44,4	42,7	38,4	33,6	-	
15ГС	450	490	290	18	45	590	-	7,85	13,0	14,0	16,2	16,2	-	-	-	-	-	-	-	
12Х1МФ	585	440	270	21	55	590	-	7,80	11,8	12,4	13,2	-	-	-	38,5	36,8	35,0	30,0	-	
15Х1МФ	585	490	310	18	50	490	-	7,80	11,2	11,7	13,0	13,7	-	-	41,4	40,0	36,7	33,9	-	
12Х2МФСР	595	470	270	21	-	-	-	7,80	11,0	12,0	13,2	14,0	-	-	-	-	-	-	-	
12Х2МФБ (ЭИ531)	600	410	200	24	-	-	-	7,80	10,2	11,3	12,6	13,4	-	-	-	-	-	-	-	
Х18Н12Т	640	530	210	35	55	-	1960	7,90	16,6	17,0	17,5	18,2	18,9	-	16,2	17,5	12,5	21,0	23,9	
1Х11В2МФ (ЭИ756)	620	590	390	18	-	-	2160	7,86	10,7	-	-	14,0	-	-	25,0	24,2	23,0	20,9	-	
2Х12ВМБФР (ЭИ993)	620	735	490	12	45	390	-	7,90	11,1	11,3	11,8	12,2	12,6	-	25,9	25,4	25,9	27,2	-	
Х14Н14В2М (ЭИ257)	650	540	210	35	-	-	-	8,10	15,6	15,7	17,3	18,2	-	-	6,3	11,7	20,9	27,2	-	
Х14Н18В2БР (ЭИ695Р)	700	470 - 625	190 - 280	42 - 51	61 - 73	1370 - 3200	1470	8,12	15,9	16,5	17,6	18,3	18,7	-	-	-	-	-	-	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
X14H18B2BP (ЭИ726)	700	490	210	25	30	490	-	8,12	15,2	16,3	17,5	18,1	18,6	-	15,9	16,2	19,2	23,0	27,5
X16H14B2BP (ЭП17)	700	510	210	38	50	1370	-	7,90	15,7	18,3	19,3	20,1	20,9	-	16,2	22,1	23,4	29,6	-
X16H16MB2BP (ЭП184)	700	520	230	38	50	1370	-	8,12	17,1	17,1	17,9	18,5	19,1	-	15,0	16,2	18,7	22,4	-

Таблица 2 – Механические и физические свойства сталей для крепежных деталей (болтов и шпилек)

Марка стали	Рекомендуемая предельная рабочая температура, °С	Механические свойства при температуре 20 °С						Физические свойства											
		σ _B , МПа	σ _{0,2} , МПа	δ ₅ , %	φ, %	α _H , кН/м	H _B , МПа	Плотность, г/см ³	Коэффициент линейного расширения α · 10 ⁶ в интервале температур, °С					Теплопроводность λ, Вт/(м·К), при температуре, °С					
									20 – 100	20 – 200	20 – 400	20 – 600	20 – 800	20 – 1000	100	200	400	600	800
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
25	400	450	245	23	50	685	1190	7,85	11,1	12,3	13,3	14,3	-	-	50,6	48,6	42,7	35,5	-
30	400	490	295	21	50	685	1340	7,85	11,1	11,9	13,4	14,4	-	-	50,6	48,6	42,7	35,5	-
35	400	530	315	20	45	590	1430	7,85	11,1	11,9	13,4	14,4	-	-	50,6	48,6	42,7	35,5	-
40	425	570	330	19	45	590	2130	7,85	11,3	12,4	13,3	14,4	-	-	50,6	48,6	42,7	35,5	-
30XM	450	785	670	13	45	590	2500	7,82	12,3	12,6	13,9	14,6	-	-	40,5	39,6	37,1	-	-
30XMA	450	785	670	13	50	590	2500	7,82	12,3	12,6	13,9	14,6	-	-	40,5	39,6	37,1	-	-
35XM	450	785	670	13	45	590	2500	7,82	12,3	12,6	13,9	14,6	-	-	41,7	39,6	37,1	-	-
25X1M1Φ (ЭИ10)	510	785	670	16	50	590	2500	7,84	11,3	12,7	13,9	14,4	-	-	41,7	41,1	39,2	-	-
25X2M1Φ (ЭИ723)	540	785	670	12	50	590	2500	7,80	12,5	12,9	13,7	14,7	-	-	32,6	31,6	28,2	28,3	-

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
20X1M1ФТР (ЭП182)	565	785	670	15	50	590	2500	7,85	-	12,0	12,8	13,6	-	-	41,7	40,5	38,8	38,8	-
20X1M1ФБР (ЭП44)	580	785	670	14	50	590	2500	7,90	-	-	-	14,5	-	-	40,7	45,8	50,0	46,0	-

Таблица 3 – Механические и физические свойства сталей для неохлаждаемых креплений поверхностей нагрева котлоагрегатов

Марка стали	Рекомендуемая предельная рабочая температура, °С	Механические свойства при температуре 20 °С						Физические свойства												
		σ _В , МПа	σ _{0,2} , МПа	δ ₅ , %	φ, %	α _н , кН/м	Н _В , МПа	Плотность, г/см ³	Коэффициент линейного расширения α · 10 ⁶ в интервале температур, °С						Теплопроводность λ, Вт/(м·К), при температуре, °С					
									20 – 100	20 – 200	20 – 400	20 – 600	20 – 800	20 – 1000	100	200	400	600	800	1000
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
X17	1000	510	310	28	70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
X20H14C2	1200	630	360	53	73	-	-	7,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
X23H13	1100	660	350	38	60	206	-	7,9	-	-	15,5	18,6	-	-	-	17,1	20,4	24,3	28,4	-
X23H18	1100	640	310	32	50	157	-	7,9	14,9	15,7	17,3	17,8	-	-	15,9	16,7	19,6	21,7	-	-
4X9C2	1100	880	640	20	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4X18H25C2	1200	835	540	17	18	29	-	7,8	13,0	13,4	14,9	16,1	-	-	15,1	-	-	25,1	-	37,2
X18H12T	800	530	210	35	35	-	-	7,9	16,6	17,0	17,5	18,2	18,9	-	16,2	17,5	19,5	21,0	23,9	-

1.5.3 Наблюдение за металлом в процессе наладки и эксплуатации котлоагрегатов

Для обеспечения эксплуатационной надежности котлоагрегатов в процессе монтажа, наладки и эксплуатации проводятся систематический контроль и наблюдение за состоянием металла различных элементов: трубопроводов пара и горячей воды, труб поверхностей нагрева, барабанов и камер, запорной и регулирующей арматуры, литых деталей, крепежа и т. д. в соответствии с «Инструкцией по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов».

Контроль необходим для предотвращения повреждений, которые могут быть вызваны:

а) технологическими дефектами в металле деталей: пленами, закатами, трещинами, подрезами, волосовинами, раковинами, рыхлотами и др., недопустимой разностенностью труб, а также подобными дефектами, являющимися концентраторами напряжений;

б) недопустимой ползучестью металла труб и других деталей вследствие возможного превышения рабочей температуры металла, несоответствием марки стали проектной, неудовлетворительной микроструктурой и механическими свойствами металла в состоянии поставки, а также нестабильностью структуры и фазового состава металла в процессе эксплуатации;

в) золовым износом и коррозией деталей;

г) воздействием больших компенсационных напряжений и напряжений от весовых нагрузок вследствие неправильного расчета, неправильной регулировки системы крепления или ее нарушения в процессе эксплуатации (образования защемлений, повреждения опор и т. п.);

д) воздействием повышенных и переменных температурных напряжений, возникающих главным образом вследствие нарушения нормального режима пуска и останова энергооборудования и вызывающих тепловую усталость металла, изменение размеров и формы деталей;

е) недостаточной пластичностью металла и сварных соединений в исходном состоянии и их охрупчиванием в процессе эксплуатации;

ж) нарушением режимов эксплуатации, в частности, температурного и водного режимов работы котлоагрегата;

з) хрупкими разрушениями (коррозионным растрескиванием) металла из-за воздействия высококонцентрированных кислотных и щелочных растворов на напряженный металл.

В связи с указанными явлениями на тепловых электростанциях проводится контроль за:

а) соответствием металла техническим условиям поставки (ГОСТ, ТУ, МВН);

б) правильностью выполнения монтажно-сборочных работ в соответствии с проектом, за качеством сварных соединений;

в) ростом остаточных деформаций;

г) изменениями структуры и механических свойств металла;

- д) утонением стенок труб поверхностей нагрева, вызванным процессами коррозии, эрозии и др.;
- е) состоянием сварных соединений в процессе эксплуатации;
- ж) термическими перемещениями трубопроводов, коллекторов, барабанов, труб поверхностей нагрева и системой их крепления;
- з) температурным режимом работы металла во время пусков остановов и эксплуатации оборудования.

Возможность проведения контроля и наблюдения за металлом в процессе эксплуатации предусматривается при проектировании и монтаже оборудования электростанций.

Контролю и наблюдению подлежат все трубопроводы, коллекторы, трубы поверхностей нагрева, арматура, фасонные детали, фланцевые соединения и крепеж фактически работающие при температуре пара 450 °С и выше.

Для учета температурного режима работы металла организуется систематическая обработка суточных графиков температуры пара за котлом.

Трубопроводы с внутренним диаметром 160 мм и более, работающие при температуре среды 300 °С и выше, оборудуются во время монтажа реперами для контроля и регистрации термических перемещений.

Элементы котлоагрегата, перемещающиеся от термических расширений, подвергаются проверке для определения величины зазоров, обеспечивающих свободу перемещения и состояния опор.

Контроль за остаточной деформацией труб вследствие ползучести осуществляется путем периодического измерения их диаметров.

Для измерения ползучести паропроводов, паросборников, коллекторов к ним привариваются бобышки в двух взаимно перпендикулярных направлениях.

В целях наблюдения за изменениями механических свойств структуры металла трубопроводов в результате длительного воздействия высоких температур и напряжений выделяются контрольные участки на главных паропроводах и горячих магистралях промперегрева, работающих с температурой перегретого пара 450 °С и выше.

Контрольные участки предусматриваются при проектировании паропроводов и выполняются при монтаже, как правило, вблизи котла по одному на каждой магистрали.

Если главный паропровод и паропровод горячего промперегрева изготовлены из сталей различных марок, то контрольные участки устанавливаются на трубах из каждой марки стали. Трубы для контрольного участка выбираются и поставляются заводами-изготовителями по возможности из числа труб, изготовленных из плавок с механическими свойствами, соответствующими нижним пределам требований ГОСТ или ТУ, с наименее выгодным соотношением химического состава и с наиболее неблагоприятной структурой.

Контрольные участки обычно выбирают таким образом, чтобы толщина стенки труб не превышала номинальной или даже имела минусовой допуск.

При каждом ремонте и гидравлическом испытании производят тщательный осмотр труб поверхностей нагрева котлоагрегатов и их сварных соединений с целью выявления труб, имеющих большую остаточную деформацию, коррозию, оловый износ, трещины в сварных соединениях, недопустимую овальность и другие дефекты. Остаточные деформации труб контролируют специальными шаблонами (скобами).

Диаметр труб поверхностей нагрева измеряется в зоне максимальных температур. Измерения производят в одних и тех же местах.

Для определения величины глубины коррозии с внутренней поверхности труб вырезают образцы труб на участках, где наблюдались коррозионные повреждения.

На пароперегревателях котлоагрегатов, работающих с температурой свежего пара 540 °С и выше, выделяют контрольные участки для периодического наблюдения за изменением структуры, свойств металла и коррозионными процессами.

Эти участки располагаются в обогреваемой зоне пароперегревателя в двух-трех местах по ширине газохода на трубах с наиболее высокой температурой стенки. Для каждой из этих труб обычно устанавливается постоянный контроль за температурой стенки во время работы котлоагрегата с помощью термопар, подключенных к регистрирующим потенциометрам.

При известном температурном режиме эксплуатации металла труб поверхностей нагрева можно оценить расчетным путем величину коррозионных потерь стальной – уменьшения толщины стенки с наружной и внутренней поверхностей трубы.

В тех случаях, когда отклонения температуры металла труб пароперегревателей от средней в процессе эксплуатации не превышают 20°С, за расчетные значения принимают среднеарифметические за рассматриваемый период эксплуатации температуры на наружной и внутренней поверхностях трубы. Затем по величинам этих усредненных температур и продолжительности эксплуатации пароперегревателя с использованием формул находят значения глубины коррозии металла труб с наружной и внутренней сторон. Эти значения определяют для тех сред, воздействию которых испытывают соответственно наружная и внутренняя поверхности труб.

1.6 Наладка топочного режима

1.6.1 Определение присосов воздуха и оптимального положения факела в топке

1.6.1.1 Определение присосов воздуха

Плотность топки, газоходов и пылеприготовительных установок оказывает большое влияние на рациональную организацию топочных процессов, экономичность парового котла и эффективность его автоматизации.

Присосы воздуха по газовому тракту котла определяются по результатам анализа газов – определением R_{O_2} в газоходах между отдельными поверхностями нагрева (пароперегревателей, экономайзера, воздухоподогревателя), золоуловителя и дымососа. Одновременно проводятся измерения нагрузки и параметров пара котла.

Присосы воздуха в газоходы конвективных поверхностей подсчитываются как разница коэффициентов избытка воздуха на отдельных участках. Например, присос воздуха на участке экономайзера составит

$$\Delta\alpha_{ЭК} = \alpha_{ЭК}'' - \alpha_{ЭК}' \quad (6)$$

Присосы воздуха в регенеративных вращающихся воздушных подогревателях (РВП) складываются из присосов в уплотнениях (периферийных и радиальных) и из переноса части воздуха в газы при вращении подогревателя. Присосы воздуха через периферийные и радиальные уплотнения определяются по формуле

$$\Delta\alpha_{РВП} = \alpha''_{РВП} - \alpha'_{РВП} - \Delta\alpha_{ПЕР} \quad (7)$$

В (6) и (7) обозначения α' и α'' соответствуют коэффициенту избытка воздуха в газоходе перед и за поверхностью; $\Delta\alpha_{ПЕР}$ – доля воздуха, переносимого из РВП в газы, определяется в зависимости от конструктивных характеристик по рекомендациям.

Присосы воздуха в топку определяются совместно с присосами в газоход пароперегревателя, размещенного до поворотной камеры, из которой отбирают пробы газов на анализ. Место отбора проб газов выбрано по соображениям предотвращения быстрого зашлаковывания газозаборной трубки.

Для современных паровых котлов общепринятым является метод, по которому присосы воздуха в топку и газоход пароперегревателя определяют в зависимости от поддерживаемого в топке разрежения. Места установки необходимых для измерения приборов показаны на рисунке 46. Первый режим соответствует нагрузке котла около 80 % номинальной, избытку воздуха 1,3 – 1,4 и нормально принятому в эксплуатации разрежению в топке. Последующие режимы снимают при неизменной нагрузке котла и

расходе воздуха через воздухоподогреватель ($\Delta p_{\text{в}} = \text{const}$), но при повышении разрежения в верху топки до 50, 100, 150, 200 Па, что достигается увеличением нагрузки дымососа и уменьшением – дутьевого вентилятора при воздействии на их направляющие аппараты. Длительность каждого режима определяется временем одной-двух записей показаний приборов.

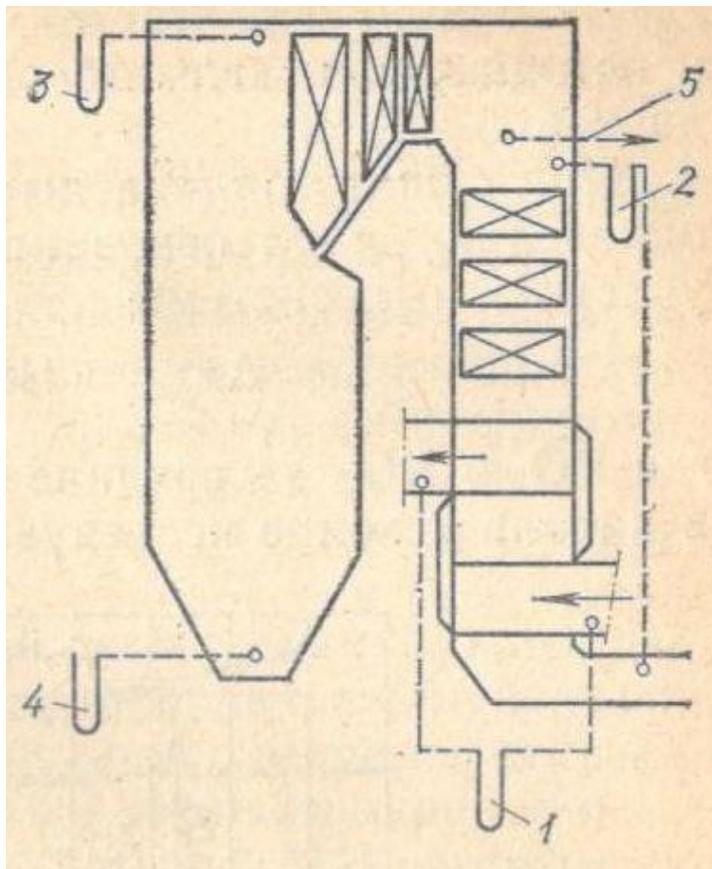


Рисунок 46 – Схема измерений при определении присосов воздуха в топку газоход пароперегревателя котла

1 – сопротивление воздухоподогревателя по воздушной стороне; 2 – то же газового тракта конвективной шахты (измеряются U-образным тягомерами); 3 и 4 – разрежение веху и внизу топки, измеряемое микроманометрами; 5 – измерение содержания RO_2 .

Значение присосов воздуха в топку и газоход пароперегревателя подсчитывается по эмпирической формуле

$$\Delta \alpha = 0,5 \alpha''_{\text{III}} \left(1 - \sqrt{\frac{\Delta \rho_{\text{д}}}{\Delta \rho_0}}\right), \quad (8)$$

где $\Delta \rho_0$ – сопротивление газового тракта при эксплуатационном (первом) режиме, Па, когда разрежение на выходе из топки близко к нулю.

Учитывая, что относительное значение присосов воздуха обратно пропорционально нагрузке, полученные значения $\Delta\alpha$ приводят к номинальной нагрузке по соотношению

$$\Delta\alpha_{\text{НОМ}} = \Delta\alpha \left(\frac{D}{D_{\text{НОМ}}} \right), \quad (9)$$

где D и $D_{\text{НОМ}}$ – соответственно нагрузка во время опыта и номинальная, кг/с. Абсолютная погрешность этого метода $\pm (3,5 - 5) \%$.

При сушке топлива дымовыми газами присосы воздуха определяются на основании анализа газов на различных участках пылесистемы

$$\Delta\alpha_{\text{прс}} = \frac{(RO_2' - RO_2'')}{RO_2''} \quad (10)$$

где RO_2' и RO_2'' – средние содержания RO_2 соответственно в начале и конце исследуемого участка, %.

При сушке горячим воздухом присосы определяются непосредственным измерением расходов воздуха на входе в мельницу и перед мельничным вентилятором ил на выходе из него

$$\Delta Q_{\text{прс}} = Q - Q_0 - Q_{\text{в.п}} \quad (11)$$

где Q , Q_0 и $Q_{\text{в.п}}$ – соответственно количество воздуха в конце исследуемого участка (например, перед мельничным вентилятором), в начале исследуемого участка (например, горячего воздуха перед мельницей), количество водяных паров из системы пылеприготовления, $\text{м}^3/\text{с}$,

$$Q_{\text{в.п}} = \frac{B(W^P - W_{\text{п}})}{[0,805(100 - W_{\text{п}})]} \quad (12)$$

где B – расход топлива, кг/с;

W^P и $W_{\text{п}}$ – соответственно влажность на рабочую массу топлива и пыли, %.

Присосы холодного воздуха в долях сушильного агента

$$\Delta\alpha_{\text{прс}} = \frac{(Q - Q_0 - Q_{\text{в.п}})}{Q_0} = \frac{\Delta Q_{\text{прс}}}{Q_0} \quad (13)$$

Присосы воздуха должны быть определены перед любыми испытаниями и в случае их повышенного значения (по сравнению с нормативными) элементы тракта должны быть уплотнены. На каждые 5 % увеличения присосов воздуха КПД котла снижается на 0,5 – 1 %.

1.6.1.2 Определение оптимального положения факела в топке

В задачи опытов входят выявление режимов топочного процесса с минимальными потерями теплоты топлива, условий работы радиационных поверхностей нагрева без прогрессирующих наружных отложений при обеспечении надежных температурных, циркуляционных, гидродинамических параметров поверхностей нагрева по водопаровому тракту и расчетной температуры перегрева пара.

В топках пылеугольных котлов с твердым шлакоудалением ядро факела должно быть равноудаленным от всех стен и располагаться на уровне горелок, сам факел должен максимально заполнять топку, но не касаться экранов и не опускаться ниже середины холодной воронки. В однокамерных топках с жидким шлакоудалением ядро факела должно располагаться вблизи пода без сепарации на него несгоревшей пыли.

На пылеугольных котлах обычно проводят четыре опыта при нагрузке, близкой к номинальной, расчетных значениях коэффициента избытка воздуха и тонкости помола пыли. Сравнение результатов опытов проводится путем построения и анализа графиков изотерм факела, наносимых на эскизах развертки топки. На эскизах записывают основные сведения, характеризующие данный опыт (дата, нагрузка котла, коэффициент избытка воздуха, число и номера работающих горелок и мельниц, положение регулирующих органов горелок, давление первичного и вторичного воздуха, расходы воды на впрыски). Одновременно контролируют все эксплуатационные параметры, в дополнение к которым отбирают очаговые остатки для определения содержания в них горючих, получения температурных характеристик золы и химического состава.

На современных котлах возможности регулирования положения факела ограничены, и его приходится определять с учетом местных условий. Если на котле установлены вихревые горелки это осуществляют, как правило, воздействием на поток вторичного воздуха, если прямоточные щелевые горелки, то перераспределением подачи вторичного воздуха и аэросмеси на отдельные ряды щелей. При наличии пылеконцентраторов – оперераспределением пыли и сушильного агента между основной и сбросной горелками. При расположении горелок в два и более ярусов в программе опытов следует предусматривать проверку влияния распределения топлива по ярусам на положение факела.

Режим, при котором обеспечиваются наибольшая экономичность горения, минимальное шлакование, номинальная температура перегрева пара (при умеренных расходах воды на пароохладитель) и надежные температурные и гидродинамические условия работы поверхностей нагрева по водопаровому тракту, считается оптимальным.

При сжигании в качестве основного топлива мазута, подаваемого форсунками механического распыливания, оптимальное положение факела определяется следующими признаками: пламя должно начинаться вблизи устья горелок и быть ослепительно ярким без летящих мушек, ядро факела должно концентрироваться в средней части топки, конец факела должен

быть в верхней части топки. Эксплуатация должна протекать без появления твердых частиц (кокса) в уходящих газах, так как их наличие резко снижает надежность работы котла по условиям пожаробезопасности. В основном задача достижения оптимального положения факела при сжигании жидкого топлива связана с равномерным распределением топлива и воздуха по всем горелкам на номинальной или близкой к ней нагрузке.

Признаки нормального горения природного газа: факел должен заполнять всю топочную камеру с окончанием горения в верхней части топки, должен быть ослепительно ярким или почти прозрачным с фиолетовым оттенком. Оптимальное положение факела при этом достигается теми же средствами, как и при сжигании жидкого топлива. По условиям обеспечения необходимой температуры перегрева пара, а также надежности поверхностей нагрева котла регулирование положения факела в топке может достигаться перераспределением по ярусам горелок топлива и воздуха с обеспечением их необходимого перемешивания либо изменением угла наклона поворотных горелок.

При сжигании жидкого и газового топлива для нахождения оптимального положения факела достаточно трех опытов. Объем измерений и регистрируемых показателей зависит от конструкции котла, горелочных устройств, масштабов температурного контроля и контроля циркуляции или гидродинамики по тракту рабочей среды.

В общем случае контролируются нагрузка, параметры пара, расход и температура впрыскиваемой воды, температура питательной воды, избыток воздуха и температуры в топке, разрежение, давление и температуры по газовому и воздушному трактам, температура топлива, потери с химической неполнотой сгорания. Контроль надежности поверхностей нагрева ведется в выбранных точках тракта рабочей среды.

Оптимальные режимы при указанных условиях находятся по минимуму суммы потерь теплоты с уходящими газами и химической неполноты сгорания при надежных условиях работы поверхностей нагрева.

При наличии на пылеугольных и газомазутных котлах рециркуляции газов в опытах по определению оптимального положения факела выявляется ее влияние на температурный режим экранов и пароперегревателей, а также на процесс шлакования в пылеугольных топках. Опыты проводятся при проектном значении коэффициента рециркуляции и снижении его на 50 %. Если во втором опыте обеспечивается заданный уровень перегрева пара, надежный температурный режим названных поверхностей нагрева и процесс шлакования не лимитирует поддержание номинальной нагрузки, то третий опыт проводится при отключенной рециркуляции. Продолжительность каждого опыта не менее 4 ч при постоянных эксплуатационных избытках воздуха, номинальных параметрах свежего пара и расчетной температуре питательной воды.

1.6.2 Определение оптимальных значений коэффициента избытка воздуха и тонкости помола пыли

Определение оптимального коэффициента избытка воздуха в топке (за первой ближайшей к топке поверхностью нагрева) проводится в продолжение опытов по выявлению оптимального положения факела в топке. При испытаниях по II и III категориям сложности оптимальный избыток воздуха определяется по газовому анализу при трех-четырех нагрузках котла (номинальной, минимальной на нижней границе регулировочного диапазона и промежуточной).

Изменение избытка воздуха в пылеугольных топках осуществляется воздействием на подачу вторичного воздуха при неизменном расходе первичного воздуха в пределах от минимального значения 1,10 – 1,15 до максимального 1,45, зависящих от способа шлакоудаления из топки и выхода летучих топлива. При этом должны быть обеспечены устойчивый топочный процесс, заданная температура перегрева пара, выход жидкого шлака и надежная работа поверхностей нагрева по тракту рабочей среды. Опыты проводятся при четырех значениях избытков воздуха: минимальном, максимальном и двух промежуточных. Если в процессе опыта достигается предельно допустимое значение температуры контролируемой поверхности нагрева по тракту рабочей среды, то дальнейшее изменение избытка воздуха должно быть прекращено.

При сжигании жидкого и газового топлива опыты проводятся в два этапа. На первом снимается зависимость $q_3 = f(a''n)$ и определяется критический избыток воздуха $\alpha_{кр}$, ниже значения которого в уходящих газах обнаруживаются продукты неполного сгорания (СО, Н₂ и др.), тем самым определяется диапазон рабочих избытков воздуха. Рабочими считаются избытки, на 1 – 2 % превышающие $\alpha_{кр}$.

Опыты проводятся в диапазоне коэффициента избытка воздуха 1,15 – 1,02 при сжигании мазута и 1,10 – 1,02 при сжигании газа.

На втором этапе данной серии опытов в рабочем диапазоне избытков воздуха проводятся четыре – пять опытов для установления зависимостей потерь теплоты с уходящими газами и с химической неполнотой горения, КПД брутто котла, расходов энергии на тягу, дутье, температуры промежуточного перегрева и тепловосприятости пароперегревателя и других поверхностей нагрева от избытка воздуха, которые и позволяют определить оптимальное его значение на заданных нагрузках.

При сжигании жидкого и газового топлива оптимальный избыток воздуха обычно совпадает с критическим его значением. В этом случае, если условия надежности пароперегревателя и экранов не накладывают особых требований, учитывают чувствительность схем авторегулирования процесса горения, и оптимальный коэффициент избытка определяют по формуле

$$\alpha_{опт} = \alpha_{кр} + (0,02 \div 0,04) \quad (14)$$

При проведении этих опытов выполняются те же измерения и записи, что и при балансовых опытах, за исключением учета расходов топлива, питательной воды и очаговых остатков. Кроме того, ведется контроль надежности поверхностей нагрева по тракту рабочей среды.

Опытами определяют тонкость помола, при которой сумма затрат, связанных с потерями теплоты от механической неполноты горения, расходом энергии на размол и транспорт пыли и расходом металла на размол топлива, будет минимальной. Определение оптимальной тонкости пыли при испытаниях по II и III категориям сложности обычно проводится при номинальной нагрузке и нагрузке 0,7 – 0,8 номинальной. В таблице 4 указан рекомендуемый диапазон изменений тонкости помола в рассматриваемых опытах.

Таблица 4 – Рекомендуемый диапазон изменений тонкости помола

Топливо	R ₉₀ , %
АШ	3, 6, 9 и 12
Тощие угли	6, 9, 12 и 15
Бурые и каменные угли	20, 30, 40 и 50

В эксплуатации нередко при номинальной нагрузке котла одна из мельниц останавливается для ремонта или находится в резерве. При проведении испытаний необходимо проводить опыты со всеми работающими и при одной остановленной мельнице. В опытах по выявлению оптимальной тонкости пыли необходимо проводить все измерения, обязательные для балансовых опытов, за исключением измерения количества очаговых остатков, учета расхода топлива и питательной воды.

1.6.3 Определение минимальной длительной и максимальной кратковременной нагрузки котла

Определение минимальной длительной нагрузки для пылеугольных котлов сводится к выявлению нижней границы регулировочного диапазона без подсветки растопочным топливом с сохранением выхода жидкого шлака (при жидком шлакоудалении) и определению соответствующего этой нагрузке воздушного режима топки. При твердом шлакоудалении на котле ступенями $(0,15 \div 0,25)D_n$ с выдержкой по 10 – 20 минут на каждой ступени снижают нагрузку путем уменьшения подачи топлива на все горелки, доводя нагрузку до минимума, ниже которого горение становится неустойчивым. После каждой ступени нагрузки необходима проверка соотношения топливо – воздух, чтобы исключить чрезмерно большие избытки воздуха. Температура питательной воды должна соответствовать расчетным значением. Проверка последнего режима проводится в течение 3 – 4 часов.

При жидком шлакоудалении экспериментатору должна быть известна вязкостная характеристика шлака и допустимый нижний уровень температуры факела над леткой по условиям надежного выхода жидкого шлака. Температура над леткой контролируется в течение всех опытов оптическим пирометром. При наличии рециркуляции дымовых газов ее

следует увеличивать при нагрузке котла, для которой имеет место снижение температуры промперегрева. Опыты продолжают при новой подаче газов рециркуляции. В этих опытах проводят контрольные измерения температурного режима поверхностей нагрева по тракту рабочей среды.

При сжигании мазута с использованием механических форсунок одной из задач опыта является определение минимального давления топлива с сохранением устойчивого топочного процесса и хорошего распыла топлива форсунками. В опытах давление мазута от его номинального значения снижают степенями. При появлении признаков ухудшения топочного процесса следует увеличить подачу воздуха в горелки, а при необходимости и давление топлива (поднять нагрузку котла). При минимальном давлении мазута режим поддерживается для проверки не менее 4 – 6 часов при условии обеспечения надежности циркуляции или гидродинамики и температурного режима поверхностей нагрева по тракту рабочей среды.

При применении паромеханических форсунок и сжигании природного газа задача опыта сводится к определению минимальной нагрузки по условиям допустимого снижения температуры промперегрева, надежности циркуляции, гидродинамики и температурного режима поверхностей нагрева по тракту рабочей среды. Для этого котел разгружается степенями по $(0,15 \div 0,25) D_n$ с выдержкой времени, необходимой для проведения всего объема измерений (но не менее 30 мин), при этом проверяется правильность соотношения топливо – воздух. При достижении минимальной нагрузки (по названным выше условиям) нагрузка несколько повышается для перехода в зону надежного режима, и на этой нагрузке режим проверяется в течение 4 – 6 ч.

Надежность работы котла на найденном нижнем пределе регулировочного диапазона проверяется нанесением кратковременных возмущений (примерно на 3 мин) набросами топлива и снижением расхода питательной воды на 15 – 20 % исходного уровня. Если при этом выявится необеспеченность надежности, проверяется предыдущая ступень нагрузки. Основные измерения и наблюдения в опыте (в основном по эксплуатационным приборам): нагрузка котла, параметры пара, температура питательной воды, анализ газов (вручную) за ближайшей к топке поверхностью нагрева (обычно за поворотной камерой), температура в топке, расход и давление вторичного воздуха, число и сочетание работающих горелок, питателей пыли, мельниц в схемах с прямым вдуванием, отбор и анализ проб топлива, шлака, золы уноса, проб пыли, нагрузка электродвигателей тягодутьевых устройств. Объем контроля температурного режима, гидродинамики или циркуляции по тракту рабочей среды определяется конструкцией котла.

Определение максимальной кратковременной нагрузки котла связано с необходимостью проверки возможного предела нагрузки применительно к условиям аварийной ситуации на электростанции или в энергосистеме. При сжигании твердого топлива опыт заключается в постепенном, степенями по 5 – 10 % номинальной, подъеме нагрузки котла сверх номинальной с

выдерживанием ее на каждой ступени 20 – 30 мин и на заключительном этапе в течение 2 ч. Объем измерений, кроме указанного выше, включает контроль расхода воды на впрыски пароохладителей, отбор проб котловой воды и пара для определения их чистоты, контроль нагрузок электродвигателей мельниц и мельничных вентиляторов, измерения показателей надежности работы высокотемпературных поверхностей нагрева. Проведение опыта требует особых мер предосторожности в связи с возможным резким увеличением выхода шлака вследствие его сплавления со стен и пода топки при росте температуры факела. Ограничивающими условиями опыта могут быть недостаток воздуха или тяги, повышение температуры металла труб перегревателя, рост шлакования, ухудшение качества пара при забросе воды в пароперегреватель и недопустимый рост температуры перегрева пара или резкие колебания температуры металла входного участка перегревателя. Предельное значение нагрузки котла блочных установок должно быть увязано с разрешенной заводом-изготовителем мощностью турбогенератора.

Максимальная нагрузка газомазутного котла может дополнительно ограничиваться повышенной температурой экранных труб, снижением надежности циркуляции (по ее условиям предельная нагрузка согласовывается с заводом-изготовителем), недостаточностью напора питательных насосов, недопустимым ростом давления в барабане котла, повышенным нагревом обмуровки и особенно амбразур горелок.

Опыт по определению максимальной нагрузки газомазутного котла проводится следующим образом. При работе котла на номинальной нагрузке полностью открываются направляющие аппараты тягодутьевых машин. В случае недостатка дутья – дымососами, а при недостатке тяги – дутьевыми вентиляторами устанавливается разрежение вверху топки 20 Па и затем постепенно увеличивается подача топлива до достижения оптимального избытка воздуха, найденного при номинальной нагрузке. При появлении ограничений нагрузки по одной или нескольким указанным причинам прирост подачи топлива прекращается и в течение 2 – 3 ч проводится опыт на достигнутой (без ограничения) нагрузке с записью указанных выше показателей.

1.7 Пусковая наладка теплотехнического оборудования

1.7.1 Организация пусконаладочных работ

Пусконаладочные работы выполняются после монтажа оборудования. Основная задача пусконаладочных работ – комплексное опробование всей установки с целью проверки надежности и безопасности ее работы, а также достижения ее проектных параметров. В результате пусконаладочных работ должны быть выявлены и устранены все недостатки проекта и монтажа, препятствующие надежной и безопасной эксплуатации оборудования. Прием оборудования во временную эксплуатацию производится только после окончания пусконаладочных работ.

Наладочные работы выполняются специализированными организациями в соответствии с хозяйственными договорами, заключаемыми с предприятиями. Наладочные работы могут также выполняться силами предприятия при наличии подготовленного инженерно-технического персонала и необходимого парка контрольно-измерительных приборов.

Инженерно-технический персонал, непосредственно выполняющий пусконаладочные работы, относится к оперативному персоналу и должен пройти обучение и сдать экзамен квалификационной комиссии в объеме выполняемой работы. Сдача экзамена выполняется протоколом с выдачей удостоверения, дающего право на выполнение наладочных работ. Повторной проверке знаний инженерно-технические работники подвергаются один раз в три года, а рабочие – ежегодно.

В результате наладочных работ составляется технический отчет, в котором рассматриваются все выполненные этапы и приводятся выводы и рекомендации для дальнейшего улучшения работы установки. Технический отчет является основным документом, характеризующим объем выполненных работ и их эффективность.

Опыт работ различных наладочных организаций показал, что затраты, связанные с наладочными работами, окупаются в течение нескольких месяцев. Сравнительные испытания и расчеты показывают, что в результате наладочных работ достигается экономия топлива в размере 3 – 5 %.

Пусконаладочные работы выполняются бригадой под руководством инженерно-технического работника. Состав бригады определяется объемом выполняемых работ, но обычно не превышает 5 человек. В бригаду входят инженерно-технические работники, т.к. все вспомогательные работы выполняет обслуживающий и ремонтный персонал предприятия.

На каждую работу по пусковой и режимной наладке составляется программа, которая согласовывается с предприятием. При разработке этой программы основное внимание должно быть обращено на опыты, связанные с опробованием отдельных узлов, выявлением недостатков конструкции элементов установки и качества монтажа оборудования.

Пусконаладочные работы состоят из следующих этапов:

- а) знакомство с проектом установки;
- б) наружного и внутреннего осмотра установки с целью выявления дефектов монтажа;
- в) подготовки оборудования к комплексному опробованию;
- г) подготовки эксплуатационного персонала;
- д) комплексное опробование установки;
- е) испытание оборудования при различных нагрузках по показаниям эксплуатационных контрольно-измерительных приборов;
- ж) составление технического отчета и ориентировочной режимной карты для обслуживающего персонала.

Руководитель наладочной бригады при пусконаладочных работах **обязан**: лично выполнять правила эксплуатации основного и вспомогательного оборудования, действующие на предприятии

эксплуатационные инструкции, правила ТБ и ПБ; обеспечивать безопасные условия пусковых работ для персонала, который участвует в этих работах; обеспечивать правильное и четкое управление персоналом всех пусковых операций, лично руководя наиболее ответственными этапами работы; принимать меры для предотвращения аварий и несчастных случаев при пуске оборудования; проверять наличие и правильность оформления предпусковой документации.

Руководителю наладочной бригады при пусконаладочных работах **предоставляется право:**

а) прекращать пуск основного и вспомогательного оборудования при возникновении опасности или нарушении пусковой схемы, а также при несоблюдении персоналом действующих инструкций;

б) не допускать участия в пусковых работах персонал, имеющий право на эксплуатацию оборудования, но не достаточно хорошо знаний на пускаемую установку;

в) отстранять от участия в пусковых работах лиц, нарушающих эксплуатационные инструкции, правила ТБ и ПБ;

г) давать инструктивные указания по вопросам ТБ и ОТ при пуске оборудования.

Члены наладочной бригады и эксплуатационный персонал, участвующие в наладочных работах, **обязаны:**

а) выполнять все указания руководителя наладочной бригады, действующие инструкции по пуску и эксплуатации, правила ТБ и ПБ;

б) производить по указанию руководителя необходимые переключения, пуск и остановку вспомогательного оборудования, регулирование режима работы основного и вспомогательного оборудования;

в) следить за работой оборудования, не покидая рабочего места без разрешения руководителя наладочной бригады;

г) немедленно сообщать руководителю НБ обо всех замеченных дефектах и неполадках в работе оборудования.

Ликвидация аварий на пускаемом оборудовании осуществляется эксплуатационным персоналом под непосредственным руководством наладочной бригады. Если авария не связана с пускаемым оборудованием, руководство ее ликвидацией осуществляет начальник смены или инженерно-технический персонал цеха.

1.7.2 Пусковая наладка котельных установок

Пусковая наладка котельных установок должна начинаться до производства монтажных работ с рассмотрения проекта. При критическом рассмотрении проекта Складочная бригада должна обратить внимание на конструктивное решение отдельных узлов, удобство обслуживания установки, расположение лестниц и площадок, доступность арматуры для производства переключений, расположение дистанционного привода задвижек и шиберов, регулирующих режим работы агрегата, и т. д.

В ходе монтажных работ наладочная бригада должна осуществлять контроль над качеством выполнения отдельных узлов и их соответствием проекту. По мере окончания монтажа отдельных узлов оборудования производят его поузловую проверку и приемку с составлением акта.

По окончании монтажа оборудования, выявления и устранения дефектов производят опробование и обкатку вспомогательных механизмов (мельниц, дымососа, вентилятора, питателей топлива и т. д.). В процессе опробования необходимо убедиться в надежной работе механизмов (отсутствие стука и заеданий, утечек жидкости, недопустимого нагрева подшипников и вибрации).

Мельницы опробуют на холостом ходу в течение 10 – 20 мин, а затем их останавливают и производят внутренний и наружный осмотр. После устранения выявленных дефектов производят повторный пуск для обкатки в течение 8 ч. При обкатке основное внимание должно быть обращено на нагрев подшипников, амплитуду вибрации, загрузку электродвигателя по амперметру, поступление воды для охлаждения и на ее температуру на сливе в дренажные воронки.

Пробный пуск дымососа и вентилятора производится при закрытом направляющем аппарате. При отсутствии явно выраженных дефектов приоткрывают направляющий аппарат и проверяют в течение 10 – 15 мин работу машины. При нормальной работе машины ее останавливают и внимательно осматривают. Если при осмотре не обнаружены серьезные дефекты, машину запускают повторно и в течение 1 ч обкатывают на холостом ходу. Затем постепенно открывают направляющий аппарат, следят за нагрузкой электродвигателя по амперметру, и обкатывают машину под нагрузкой в течение 4 – 5 ч. При обкатке особенно внимательно следят за температурой подшипников, которая не должна превышать 65 °С.

Питатели топлива и пыли опробуются и обкатываются на холодом ходу в течение 4—5 ч. Особенно тщательно должна производиться обкатка скребковых питателей, у которых во время обкатки притираются трущиеся поверхности.

Механические решетки опробуются и обкатываются также на холостом ходу. При пробном пуске особенно внимательно следят за отсутствием задеваний и ударов в движущихся частях. Повторный пуск решетки может производиться только после ее тщательного внутреннего осмотра. Обкатка решетки производится в течение 24 ч. При обкатке решетки должен быть установлен тщательный контроль над температурой подшипников, электродвигателя. Работа редуктора должна быть бесшумной. Вибрация подшипников редуктора не должна превышать 0,05 мм.

Скреперные системы топливоподачи, шлакозолоудаления, транспортеры и подъемники опробуют на холостом ходу в течение ч. При опробовании следят за работой лебедок, направляющих потоков, конечных выключателей и тросов. Скреперный ковш должен свободно проходить в скреперном канале, без отклонения от направляющих устройств и задевания за стенки канала. Дефекты, выявленные при пробном пуске, должны быть

полностью ликвидированы. Результаты обкатки и опробования оформляются актом.

После опробования вспомогательных механизмов должна быть произведена тщательная проверка плотности газоздушного тракта котельного агрегата. Места присоса холодного воздуха в газовый тракт можно определить по отклонению горящего факела или «на дым». Для определения мест присоса по отклонению горящего факела создают повышенное разрежение в газоходах котла, для чего пускают дымосос. Затем подносят горящий факел к различным частям обмуровки и наблюдают за его положением. При наличии неплотности пламя факела будет вытягиваться в сторону мест присоса. Для определения мест присоса «на дым» зажигают в топке дымовые шашки или другие смолистые материалы и создают в газоходах котла небольшое избыточное давление. Дым, проходя через неплотности обмуровки, оставляет на ней следы, по которым и определяются места присоса холодного воздуха.

Обнаруженные неплотности следует уплотнять асбестовым шнуром с последующей промазкой хорошо перемешанной смесью, состоящей из 40 % речного высушенного песка, 20 % сухого молотого асбеста, не более 20 % тонкомолотого кварцевого песка, 15 % каменноугольного песка, 15 % кремнефторида натрия. В качестве растворителя применяется жидкое стекло с плотностью $1,35 \text{ г/см}^3$ в соотношении 35 см^2 на 100 г сухой смеси. Обмазка наносится на поверхность слоем толщиной 8 – 10 мм вручную и выравнивается мастерком. Работа с обмазкой должна выполняться в резиновых перчатках во избежание раздражения кожи рук. Обмазка заготавливается малыми порциями, так как быстро сохнет и в засыхающем состоянии плохо наносится на поверхность обмуровки.

Для выявления мест утечки воздуха производят опрессовку воздушного тракта, который ставят под давление включением дутьевого вентилятора. При этом шиберы перед горелками или топкой должны быть закрыты. Затем во всасывающий патрубок вентилятора при открытом направляющем аппарате забрасывают одно-два ведра сухого порошкообразного мела, который, выходя через имеющиеся неплотности, выявляет все места утечек воздуха. Особенно тщательно следует производить осмотр с газовой стороны трубных досок воздухоподогревателя.

Подготовка котла к комплексному опробованию заключается в сушке обмуровки, щелочении и испытании котлоагрегата на паровую плотность.

При обмуровочных работах вместе с огнеупорными материалами вносится значительное количество воды. Опыты показывают, что количество воды, удаляемой в процессе сушки, ориентировочно составляет: для тяжелой обмуровки $50 - 100 \text{ кг/м}^2$, для легких навесных обмуровок $10 - 12 \text{ кг/м}^2$. Кроме того, следует учитывать, что толщина тяжелой обмуровки бывает более 500 мм, что усложняет процесс сушки. Быстрая сушка толстых тяжелых обмуровок может привести к растрескиванию и деформациям как футеровочного, так и облицовочного слоя. Тяжелые обмуровки испытывают значительные вертикальные, а иногда и горизонтальные нагрузки, поэтому

они должны обладать необходимой механической прочностью. Появление в процессе сушки в кирпичной кладке трещин, сдвигов или других деформаций недопустимо.

Сушить обмуровку можно горячими газами, получаемыми при сжигании дров в топочной камере; горячим воздухом, подаваемым в топочную камеру с температурой 200 – 250 °С от работающих котлов; горячей водой, пропускаемой по поверхности нагрева котла и подогреваемой паром от действующих котлов; горячими газами, получаемыми при сжигании природного газа или мазута в основных горелках или в горелках, специально устанавливаемых для сушки, а также твердого топлива, сжигаемого на решетке. Сушка горячими газами, получаемыми при сжигании дров, может применяться для котлов малой производительности, при этом расход дров на сушку для некоторых типов котлов достигает до 100 м³.

Наиболее распространенным из перечисленных способов является сушка обмуровки горячими газами, получаемыми при сжигании в топке различных видов топлива. Продолжительность искусственной сушки при постепенном повышении температуры в топочной камере к концу сушки до 200 – 250 °С должна составлять: 90 – 100 ч для неэкранированных котлов с тяжелой обмуровкой толщиной 500 – 900 мм, 70 – 80 ч для экранированных котлов с обмуровкой толщиной 200 – 500 мм.

Наблюдение за режимом сушки следует вести по показаниям термометров, закладываемых в обмуровку боковых стен в районе пароперегревателя, а при его отсутствии – в районе первого газохода. Термометры закладываются на глубину около 50 мм. Процесс искусственной сушки считается протекающим нормально, если происходит постепенное повышение температуры обмуровки до 40 – 55 °С. Процесс сушки считается законченным, когда температура облицовочного слоя достигнет 50 – 55 °С и после выдерживания в течение 15 – 30 ч при этой температуре влажность обмуровки не будет превышать 0,5 %.

При искусственной сушке на газе или мазуте горелки следует использовать с возможно меньшей производительностью. При этом число горелок, находящихся в работе, должно быть минимальным, но таким, которое обеспечивает равномерный нагрев топочной камеры. По мере повышения температуры обмуровки производительность горелок следует постепенно увеличивать.

По окончании монтажа производят химическую очистку внутренних поверхностей нагрева котлоагрегата от загрязнений (ржавчины, сварочного графа, окалины, масла и др.). Химическая очистка основана на использовании растворов химических реагентов: щелочей, кислот и комплексообразователей. Предпусковая химическая очистка поверхностей нагрева мощных котлоагрегатов состоит из следующих операций: интенсивной промывки холодной и затем горячей водой, щелочения, обработки кислотой или комплексонами, удаляющими оксиды железа (ржавчину, окалину). Из различных кислот наиболее часто применяют

соляную, а из комплексонов этилендиаминтетрауксусную кислоту ЭДТА) и трилон-Б.

Кислотная промывка и обработка комплексонами является ответственной операцией и должна выполняться специально подготовленным квалифицированным персоналом. Кислотную промывку или обработку комплексонами применяют на промышленных и водогрейных котлах только при сильном поражении их поверхности нагрева коррозией. Чаще всего при предпусковой очистке ограничиваются щелочением. При щелочении под действием химических реагентов ослабляется сцепление между частицами отложений и они, частично растворяясь, смываются котловой водой. Для интенсивной отмывки и очистки поверхности нагрева необходима такая циркуляция котловой воды, которая может быть достигнута только при огневом обогреве поверхности нагрева.

Продолжительность щелочения и количества вводимых реагентов зависят от степени и характера загрязнений. По этому признаку котлы делят на три группы. К первой группе относятся котлы, которые после их изготовления находились в хороших условиях хранения и не имеют на внутренних поверхностях видимого слоя ржавчины или же имеют только отдельные ее вкрапления. Вторая группа – это новые котлы, но хранившиеся до начала монтажа на открытых складах, со слоем ржавчины на внутренней поверхности. К третьей группе относятся котлы, бывшие в работе и повторно смонтированные, со следами накипи, маслянистыми отложениями и ржавчиной.

Концентрация реагентов в котловой воде, необходимая для щелочения котлов различной группы, указана в таблице 5.

Таблица 5 – Концентрация реагентов, необходимая для щелочения котлов (в кг/м³)

Реагенты	Котлы		
	первой группы	второй группы	третьей группы
Едкий натр	2,5	4,5 – 7,0	6 – 8
Тринатрийфосфат	2,5	4 – 5	5 – 6

Растворы едкого натра и тринатрийфосфата крепостью до 20 % должны вводиться отдельно. Раствор готовится на горячей воде. Вводить реагенты в сухом виде запрещается. При приготовлении растворов и вводе их в котел необходимо соблюдать меры безопасности и выполнять инструкции для персонала химических цехов, которые работают со щелочами.

Перед вводом реагентов котел должен быть заполнен питательной водой до низшего уровня по водомерному стеклу. Этот уровень поддерживается в течение всего процесса щелочения.

На котлах первой группы щелочение производят при установленных сепарационных устройствах, а на котлах остальных групп – без них. Ввод

реагентов в котел производят через какой-либо штуцер на верхнем барабане или фосфатными насосами.

После ввода реагентов растапливают котел и постепенно поднимают давление, до 0,3 МПа. При этом давлении производят затяжку фланцевых и других болтовых соединений. Затем продолжают подъем давления до 75 – 100 % номинального, но не более чем до 2 МПа. Разрешается производить щелочение котла при давлении 0,6 – 0,7 МПа с увеличением длительности щелочения в два раза. В процессе щелочения необходимо следить за тем, чтобы температура газов перед пароперегревателем не превышала 550 °С, а расход на продувку пароперегревателя составлял не менее 5 % паропроводительности котла.

В ходе щелочения необходимо производить продувку котла через нижние точки. Первые продувки начинают производить через 12 – 20 ч с момента начала щелочения. К концу щелочения интенсивность продувки увеличивают для максимального удаления загрязнений из котла. С момента начала щелочения необходимо осуществлять контроль над качеством котловой воды. Пробы котловой воды из верхнего и нижнего барабанов, а также из камер отбирают через каждые 3 – 4 ч с целью определения концентрации реагентов. Результаты анализов записывают в специальный журнал. В период щелочения не допускается снижения щелочного числа котловой воды ниже 2000 мг/л. Щелочение котла продолжается от 48 до 86 ч. Вместо щелочения может применяться реагентная отмывка.

По окончании щелочения у котлов второй и третьей групп вскрывают барабаны и камеры для осмотра и удаления отложений. Спуск воды из котла после щелочения производится при атмосферном давлении и при температуре воды не выше 50 – 60 °С. Трубы поверхности нагрева котлов второй и третьей групп промывают из верхнего барабана, подавая воду через шланг.

Испытание котла на паровую плотность производится для выявления утечек пара и воды, которые могли появиться вследствие тепловых расширений и деформаций, а также для определения тепловых перемещений элементов котла и трубопроводов. Испытание на паровую плотность котлов первой группы может выполняться в конце щелочения без предварительной остановки котла для промывки поверхности нагрева.

В процессе парового опробования особое внимание должно быть уделено состоянию Катковых и скользящих опор барабанов и камер. Положение реперов фиксируется для следующих состояний котла: после заполнения котла водой, при избыточном давлении 0,1 и 0,3 МПа, при давлении 30, 60 и 100% рабочего, при охлаждении котла после испытания.

При рабочем давлении следует отрегулировать предохранительные клапаны и проверить плотность фланцевых соединений и арматуры. О проведенном испытании и о регулировке предохранительных клапанов составляется акт.

Подготовка персонала к комплексному опробованию должна начинаться заблаговременно. Администрация предприятия выделяет

наладочной бригаде персонал, имеющий право эксплуатации котельных установок и сдавший экзамен специальной комиссии. Руководитель наладочной бригады знакомит выделенный для комплексного опробования эксплуатационный персонал с конструкцией и особенностями работы оборудования, программой комплексного опробования, приводит несколько противоаварийных тренировок и комплектуется смены. Комплексное опробование оформляется приказом.

Комплексному опробованию котлоагрегата должно предшествовать комплексное опробование водоподогревательного оборудования химводоочистки и деаэрата. Если в котельном цехе пускается первый котлоагрегат, то комплексное опробование водоподогревательного оборудования и котлоагрегата производится одновременно.

Одним из наиболее ответственных этапов работы является комплексное опробование котельного агрегата. Комплексное опробование производится в течение 72 ч непрерывной работы с номинальной производительностью. Началом комплексного опробования котлоагрегата и его вспомогательного оборудования считается время включения котельного агрегата в паровую магистраль. В этот период устанавливается непрерывное дежурство инженерно-технических работников наладочной бригады совместно с выделенным эксплуатационным персоналом.

После комплексного опробования котлоагрегат останавливают и производят его осмотр, а также ликвидацию дефектов, выявленных в результате комплексного опробования. Об окончании комплексного опробования составляется акт, в котором указывается, при каких условиях оно проводилось и с какими параметрами работало основное и вспомогательное оборудование. Кроме того, к акту прилагается перечень дефектов, выявленных в результате комплексного опробования. По окончании комплексного опробования агрегат считается принятым во временную эксплуатацию и дежурство инженерно-технических работников наладочной бригады прекращается.

В период комплексного опробования должны производиться все необходимые измерения, позволяющие определить надежность работы агрегата, его производительность и параметры пара.

В период временной эксплуатации котлоагрегата наладочная бригада производит измерения, необходимые для составления временной ориентировочной режимной карты. Для этого выполняются балансовые испытания котла при трех-четырёх нагрузках. Для измерений в основном используются эксплуатационные контрольно-измерительные приборы.

Результаты пусковой наладки оформляются техническим отчетом, в котором указываются все этапы проделанной работы, а также даются конкретные рекомендации для улучшения работы агрегата и повышения его экономичности.

1.7.3 Пусковая наладка теплоиспользующих установок, тепловых сетей предприятия

1.7.3.1 Пусковая наладка теплоиспользующих установок

ПН ТИС производится в соответствии с индивидуальной программой, учитывающей конструкцию и сложность установки. Любой ТИ аппарат (ТИА) по окончании монтажа должен быть испытан на прочность и плотность. Чаще всего для проверки прочности и плотности производят гидравлические испытания установки. При этом испытанию подвергаются все полости (паровая, водяная, масляная и др.) аппарата в отдельности. Объем гидравлических испытаний и пробные давления указываются в рабочих чертежах аппарата. При гидравлических испытаниях (ГИ) путем осмотра проверяется отсутствие выпучин, нарушение плотности фланцевых и сварных соединений.

Плотность аппарата может также проверяться по падению абсолютного давления нагнетаемой среды. Допускается проверять плотность керосином, водяным паром или воздухом. При проверке керосином им заполняют сосуд на 30 – 40 минут и по масляным пятнам обнаруживают имеющиеся неплотности. При испытании водяным паром проверяют отсутствие влажных пятен в местах соединений. При испытании воздухом все соединения обмазывают мыльной эмульсией и по выявлению мыльных пузырей судят о неплотности соединений.

ТИУ по окончании монтажных работ и испытаний на прочность и плотность принимаются ведомственными или государственными комиссиями с обязательным участием представителя местной инспекции Госэнергонадзора. Приемочная комиссия проверяет соответствие выполненных работ по проекту и требованиям «ПТЭ ТИУ и ТС» Госэнергонадзора. Установки, выполненные без проекта и с нарушением действующих правил, к эксплуатации не допускаются.

До сдачи ТИУ в промышленную эксплуатацию должны быть устранены все дефекты и недоделки монтажа, а также проведены испытания для определения надежности и соответствия параметров проектным и гарантийным данным.

После принятия ТИУ государственной или ведомственной комиссией производится комплексное испытание всей установки. Комплексное испытание аппаратов непрерывного действия продолжается 72 часа, а периодического действия – не менее чем в трёх технологических циклах, а при длительности цикла 72 часа – не менее чем в одном цикле.

В течении комплексного испытания не реже чем через каждые 30 минут измеряются: параметры теплоносителя (давление и температура), расход теплоносителя, параметры нагрываемой жидкости и ее расход или количество продукции, прошедшее через аппарат за 1 цикл. Об окончании комплексного испытания составляется акт, к которому прилагается ведомость дефектов, выявленных при опробовании.

Для крупных (с большим расходом теплоносителя) установок результаты наладки оформляются техническим отчетом, в котором фиксируются выполненные работы, приводится ориентировочный тепловой баланс установки и рекомендуется временная норма расхода теплоты на единицу выпускаемой продукции. В заключение отчета даются рекомендации для уточнения эксплуатационных инструкций, повышения экономичности и производительности установки.

1.7.3.2 Пусковая наладка тепловых сетей предприятия

ПН водяных сетей заключается в заполнении сети водой, промывке, испытании на плотность, установлении циркуляции, испытании на расчетную (максимальную) температуру, включении потребителей и пусковой регулировке сети.

ПН паровых сетей заключается в подогреве и продувке паропроводов, заполнении и промывке конденсатопроводов, включении потребителей и пусковой регулировке сети.

Испытание ТС на плотность производится для проверки механической прочности и герметичности трубопроводов и арматуры. Для испытания должна применяться вода с температурой не ниже +5 °С. Измерение давления производится по двум проверенным манометрам, один из которых должен быть контрольным. Испытания производятся пробным давлением, равным 1,25 рабочего давления. Давление поднимается и снижается постепенно. Время выдержки трубопроводов и его элементов под пробным давлением должно быть не менее 5 минут. Затем давление снижается до рабочего и производится осмотр трубопровода. Трубопровод и его элементы считаются выдержавшими испытания, если не обнаружено признаков разрыва, течи, слезок и потения в сварных соединениях и в основном металле, а так же видимых остаточных деформацией.

О герметичности трубопровода и установленной арматуры можно ориентировочно судить также по скорости падения давления. Однако такая проверка не всегда дает правильное представление о герметичности трубопровода, т.к. на скорость падения давления влияет не только герметичность трубопровода, но и количество воздуха, находящегося в трубопроводе. Наиболее надежным показателем герметичности является утечка воды.

Испытания водяной тепловой сети на расчетную (максимальную) температуру производятся для проверки прочности и компенсирующей способности сети в условиях температурных деформаций при подъеме температуры теплоносителя до расчетной. Продолжительность испытания определяется условием поддержания максимальной (расчетной) температуры воды в концевых участках в течении не менее 30 минут. Скорость повышения и снижения температуры воды не должна превышать 30 °С в час. При проведении испытаний задвижка на перемычке у тепловых потребителей открывается, а потребители отключаются.

В ходе испытаний ведется непрерывное наблюдение за температурой воды и конечных точках сети. Герметичность трубопроводов, подогревателей и арматуры контролируется по количеству подпиточной воды и наружным осмотрам. Проверка работы компенсаторов осуществляется по их перемещению при различных температурах. Для наиболее опасных участков трубопроводов снимается график перемещения компенсатора в зависимости от температуры воды, которая измеряется в ближайшем к компенсатору сечении трубопровода.

Для включения абонентских вводов, присоединенных к водяным сетям, необходимо произвести их наполнение. Наполнение производится химически очищенной деаэрированной водой, циркулирующей в ТС. Наполнение осуществляют через обратную линию ввода при закрытой задвижке на падающей линии и постепенным прикрытием задвижки на обратной линии. После заполнения системы водой включается циркуляция и производится наладка оборудования абонентской установки.

Для включения абонентских установок, присоединенных к паровым сетям, сначала открывают продувочные вентили абонентской установки, а затем постепенно открывают задвижку на вводе. После обогрева абонентских установок вентили на их продувочных линиях закрываются.

После включения тепловых потребителей производится пусковая регулировка сети в соответствии с проектными данными. Для ввода тепловой сети в постоянную эксплуатацию должны быть проведены гидравлические и тепловые испытания. Гидравлические испытания проводятся для проверки гидравлического режима сети и определения действительных сопротивлений отдельных участков сети, а тепловые испытания – с целью определения тепловых потерь.

Наиболее просто и точно сопротивления отдельных участков определяются по перепаду давления на дифференциальном манометре, присоединенном к начальной и конечной точкам испытываемого участка. Но, использование диф.манометра возможно только при расположении обеих точек рядом. В остальных случаях сопротивления отдельных участков водяной тепловой сети определяются по показаниям пружинных манометров.

1.8 Режимная наладка теплоиспользующих установок

1.8.1 Схемы установки средств измерений при испытании

Основной целью наладки теплоиспользующих установок является выбор оптимальных режимов работы, при которых обеспечивается высокое качество продукции, максимальная производительность установки и минимальный расход теплоты и других видов энергии.

Режимно-наладочные испытания теплоиспользующих установок состоят из серии балансовых и упрощенных опытов. В результате режимной наладки удается выявить соответствие эксплуатационных показателей установки проектным, проанализировать экономические показатели и разработать рациональные энерготехнологические режимы. Перед наладкой

должна быть составлена программа испытаний и разработана схема установки средств измерений.

При балансовых испытаниях теплоиспользующих установок составляют тепловой и материальный балансы, а при упрощенных ограничиваются определением удельного расхода теплоты на единицу выпускаемой продукции.

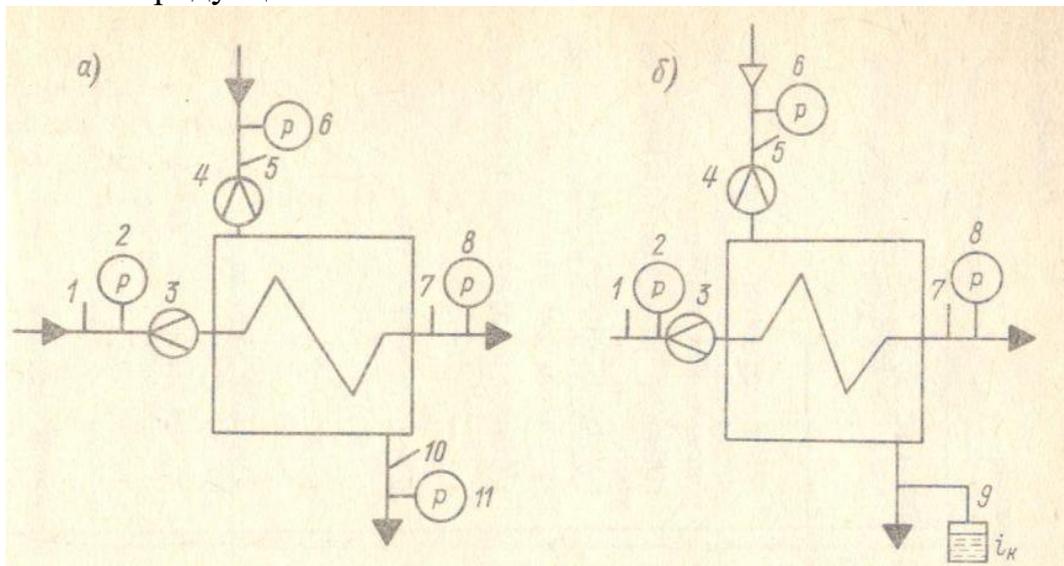


Рисунок 47 – Схема измерений при балансовых испытаниях рекуперативного теплообменного аппарата

а – без изменения агрегатного состояния теплоносителя; б – при изменении агрегатного состояния теплоносителя (перечень средств измерений и их характеристику см. в табл. 6)

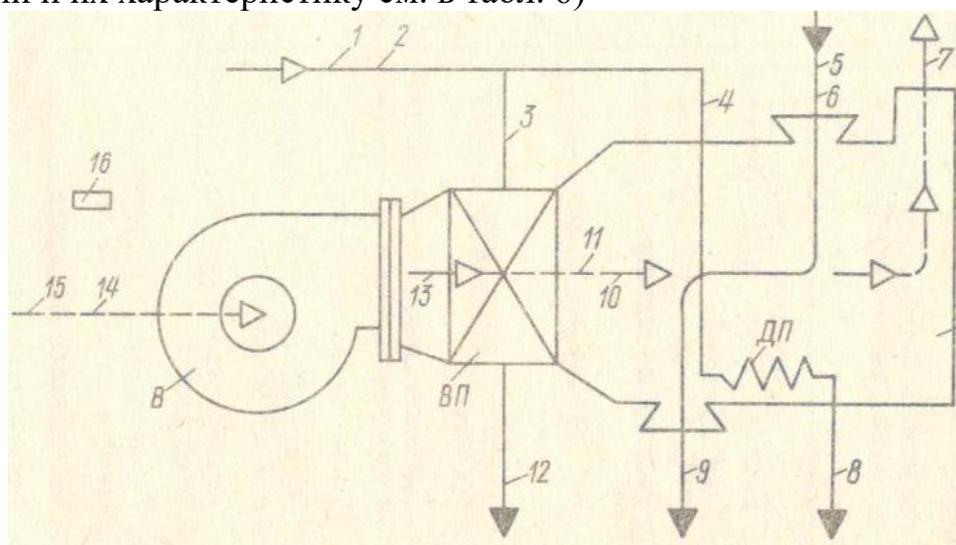


Рисунок 48 – Схема расстановки средств измерений при испытании конвективной сушилки (перечень средств измерений и их характеристику см. в табл. 7)

При испытании теплоиспользующих установок производятся измерения количества и оценка качества материала (продукта) в начальной и конечной стадиях процесса, измерения количества и параметров теплоносителя, температуры поверхности элементов оборудования и других параметров, характеризующих технологический процесс в промежуточных стадиях.

На рисунке 47 показана схема измерений при балансовых испытаниях рекуперативного теплообменного аппарата поверхностного типа непрерывного действия при протекании процессов без изменения и с изменением агрегатного состояния одного из теплоносителей, а в таблице 6 дана краткая характеристика применяемых средств измерений.

На рисунке 48 показана схема измерений при испытании конвективной сушилки с однократным использованием сушильного агента, а в таблице 7 приведены характеристики применяемых при этом средств измерений.

Таблица 6 – Средства измерения, необходимые при балансовых испытаниях рекуперативного аппарата поверхностного типа

Позиция на рисунке 47	Измеряемая величина	Место установки	Число точек замера	Средство измерения и его характеристика
1	2	3	4	5
4	Расход пара или греющей жидкости	Трубопровод пара или греющей жидкости к аппаратам	1	Для перегретого пара и жидкости диафрагма, соединенная с дифференциальным манометром
9	Расход и энтальпия конденсата	Конденсатопровод	1	Мерная калориметрическая емкость
3	Расход нагреваемой жидкости	Трубопровод нагреваемой жидкости к аппарату	1	Диафрагма, соединенная с дифференциальным манометром
6	Давление пара или греющей жидкости	Трубопровод к аппарату (перед диафрагмой)	1	Манометр пружинный класса точности 1,0
2	Давление нагреваемой жидкости перед аппаратом	Трубопровод нагреваемой жидкости к аппарату	1	Манометр пружинный класса точности 1,0

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
8	Давление нагреваемой жидкости после аппарата	Трубопровод нагреваемой жидкости после аппарата	1	Манометр пружинный класса точности 1,0
11	Давление греющей жидкости после аппарата	Трубопровод греющей жидкости после аппарата	1	Манометр пружинный класса точности 1,0
5	Температура пара или греющей жидкости	Трубопровод пара или греющей жидкости к аппарату	1	Ртутный термометр с ценой деления 0,1 °С
1	Температура нагреваемой жидкости на входе в аппарат	Трубопровод нагреваемой жидкости к аппарату	1	Ртутный термометр с ценой деления 0,1 °С
7	Температура нагреваемой жидкости после аппарата	Трубопровод нагреваемой жидкости после аппарата	1	Ртутный термометр с ценой деления 0,1 °С
10	Температура греющей жидкости после аппарата	Трубопровод пара или греющей жидкости после аппарата	1	Ртутный термометр с ценой деления 0,1 °С

Таблица 7 – Средства измерения, необходимые при балансовых испытаниях конвективной сушилки с однократным использованием сушильного агента

Позиция на рисунке 48	Измеряемая величина	Место установки	Число точек замера	Средство измерения и его характеристика
1	2	3	4	5
5	Количество материала, поступающего в сушилку	Вход в сушилку	1	Весы любого типа
6	Влажность материала, поступающего в сушилку	Отбор пробы перед сушилкой	1	Лабораторный анализ

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
9	Влажность материала, выходящего из сушилки	Отбор пробы после сушилки	1	Лабораторный анализ
16	Атмосферное давление	Помещение цеха	1	Барометр любого типа
14	Температура воздуха по мокрому и сухому термометру перед вентилятором	Место забора воздуха	1	Психрометр
7	Температура воздуха по мокрому и сухому термометру перед вентилятором на выходе воздуха из сушилки	Воздухопровод после сушилки	1	Психрометр
10	Температура воздуха после выносного подогревателя	Воздухопровод после выносного подогревателя	1	Ртутный термометр с ценой деления 1 °С
13	Давление воздуха перед выносным подогревателем	Воздухопровод после вентилятора	1	U-образный манометр, залитый водой
11	Давление воздуха после выносного подогревателя	Воздухопровод после выносного подогревателя	1	U-образный манометр, залитый водой
15	Расход воздуха	Прямой участок всасывающего или нагнетательного воздухопровода	1	Анемометр чашечный или пневмометрическая трубка, соединенная с микроманометром

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
1	Давление пара перед подогревателем	Паропровод к подогревателям	1	Манометр образцовый
2	Температура пара перед подогревателями	Паропровод к подогревателям	1	Ртутный термометр с ценой деления 1 °С
3,4	Расход пара	Паропровод на подогреватели или конденсатопровод подогревателей	1	При перегретом паре диафрагма с дифференциальным манометром ДТ-50; при насыщенном паре мерный бак, измеряющий расход конденсата
12	Энтальпия конденсата после выносного подогревателя	Конденсатопровод	1	Калориметрическая мерная емкость
8	Энтальпия конденсата после внутрикамерного подогревателя	Конденсатопровод	1	Калориметрическая мерная емкость

1.8.2 Методика испытаний и обработки результатов измерений

Испытания теплоиспользующих установок производятся при номинальной производительности. Перед испытанием необходимо произвести тщательный осмотр установки и ликвидировать все выявленные дефекты. Особенно следует обращать внимание на исправность конденсатоотводчиков (пропуск пара, скопление конденсата, гидравлические удары и т. д.).

Аппараты непрерывного действия испытываются при установившемся тепловом режиме. Продолжительность испытания теплоиспользующих установок обычно составляет одну рабочую смену, но не менее одного технологического цикла. Отсчет показаний измерительных приборов производят через каждые 10 мин, за исключением показаний дифференциальных манометров, измеряющих расход пара или жидкости. Показания дифференциальных манометров снимаются через каждые 2 мин. В течение опыта следует производить хронометраж всех операций: пуска, остановки, поступления в аппарат материала и выхода готовой продукции. При использовании насыщенного пара расход его следует определять по количеству конденсата, измеряемого мерной емкостью.

На рисунке 49 показана мерная калориметрическая емкость, которая позволяет определить расход конденсата и его энтальпию. Мерная калориметрическая емкость устанавливается после конденсатоотводчика. В нее наливается определенное количество холодной воды. Затем в течение определенного времени, отсчитываемого по секундомеру, подается конденсат. Количество воды и температура увеличиваются.

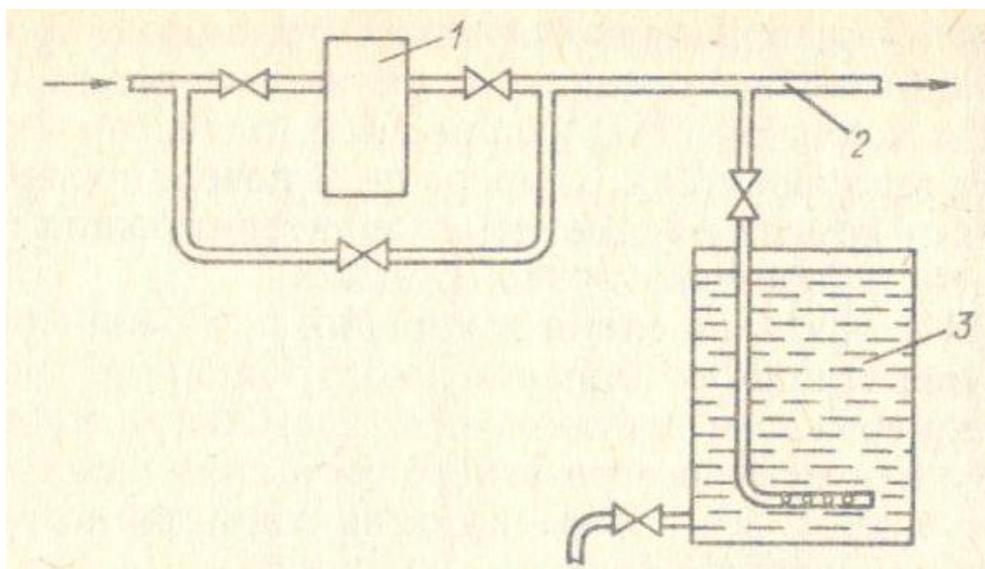


Рисунок 49 – Мерная калориметрическая емкость

1 – конденсатоотводчик; 2 – тройник; 3 – калориметрическая емкость

В результате испытания теплоиспользующих установок после усреднения измеренных величин составляют материальный и тепловой баланс аппарата, а также определяют средний коэффициент теплопередачи.

Обработка результатов испытаний конвективной сушки с однократным использованием сушильного агента производится в такой последовательности.

Глоссарий

Байпас 1 – это перемычка в виде отрезка трубы, которая устанавливается между прямой и обратной проводкой обычного радиатора отопления.

Байпас 2 – резервный путь, запасной маршрут для непереносимого обеспечения функционирования системы при наступлении нештатного (аварийного) состояния.

Бобышка – это прилив, находящийся на литой детали. Его предназначение – это усиления сечения детали в местах, на которые установлены крепежные болты, вверчены шпильки и так далее. Бобышки – это закладные устройства, и монтируются с применением технологического и инженерного оборудования в системах коммуникаций (трубопровод, водопровод, газопровод, нефтепровод и другие), для монтажа термодатчиков, измерительных приборов давления уровня, присоединения импульсных трубопроводов и арматуры, с учетом их рабочего давления – до сорока МПа. Бывает большое количество видов бобышек.

ВРЧ – высокая радиационная часть.

ВТИ – всероссийский теплотехнический институт.

ВНИИМТ – Всероссийский научно-исследовательский институт металлургической теплотехники.

ВНИИАМ – Всероссийский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт атомного и энергетического машиностроения.

Выпучина – Дефект поверхности, представляющий собой локальный пологий прогиб поверхности изнутри элемента с утонением стенки или без него

Десорбция – удаление адсорбированного вещества с поверхности адсорбента. Десорбция обратна адсорбции и происходит при уменьшении концентрации адсорбируемого вещества в среде, окружающей адсорбент, а также при повышении температуры.

Дегазация – один из видов обеззараживания, представляющий собой уничтожение (нейтрализацию) отравляющих веществ (боевых отравляющих веществ) или удаление их с зараженной поверхности, местности, сооружений, одежды и т. д. в целях снижения зараженности до допустимой нормы или полного исчезновения. Дегазация проводится физическим, химическим и механическим способами. Механический способ предполагает удаление аварийно химических опасных веществ с поверхности, территории, отдельных предметов. Физический способ предполагает обработку зараженных предметов и материалов горячим воздухом, водяным паром. При применении этих двух способов сильно действующие ядовитые вещества не разрушаются, а только удаляются. Химический же способ уничтожает (нейтрализует) сильно действующие ядовитые вещества посредством их разложения и перевода в другие, нетоксичные соединения с помощью специальных дегазирующих веществ окислительно-хлорирующего и щелочного действия. Дегазация проводится путём протирания зараженных

поверхностей дегазирующими растворами с помощью щеток, ветоши и специальной техники, а также газовым потоком с помощью тепловых машин. Дегазация одежды, обуви и предметов домашнего обихода из различных тканей может производиться путём проветривания, кипячения, обработки водяным паром. Дегазация территорий может осуществляться путём поливки дегазирующими растворами, распыления сухих дегазирующих средств, срезания и удаления верхнего зараженного слоя почвы (снега) или изоляции зараженной поверхности с использованием настилов из соломы, досок и др. Зараженный слой грунта срезают и вывозят в специально отведенные места для захоронения или засыпают его песчаной землей, гравием, щебнем.

Дефект «закат» – нарушения сплошности материала, распространяющиеся в глубь материала под большим или меньшим углом к поверхности; края дефекта почти прямолинейны; как правило, дефект идет вдоль прутка или проволоки в направлении, обычно противоположном направлению течения металла при прокатке.

Дефект «плена» – это дефект отливки в виде самостоятельного металлического или окисного слоя на поверхности отливки, образовавшегося при недостаточно спокойной заливке.

Дефект «волосовина» – этот дефект представляет нарушение сплошного состояния металла, напоминающее очень тонкую трещину различной длины: от одного до нескольких десятков миллиметров. Ширина таких дефектов разнообразна и зависит от природы волосовины.

Дефект «рыхлота» – это дефект отливки в виде скопления мелких усадочных раковин.

Зачеканка – плотная заделка раструбов трубопроводов или швов между тьюбингами тоннельной обделки расширяющимся цементом с помощью ручных чеканок или пневматических молотков с чеканками.

Золовой износ – разрушение металлических стенок поверхности нагрева котла твёрдыми частицами, уносимыми газовым потоком.

Ингибитор – общее название веществ, подавляющих или задерживающих течение физиологических и физико-химических (главным образом ферментативных) процессов. Особое практическое значение имеют ингибиторы коррозии металла. По современным представлениям, механизм действия ингибиторов коррозии имеет электрохимическую природу. Применительно к коррозии металла ингибитором называют вещество, которое, адсорбируясь на поверхности металла, делает её потенциал положительнее, тем самым замедляя процесс коррозии. К ингибиторам также часто причисляют вещества, снижающие активность коррозионной среды или создающие на поверхности металла защитные пленки, являющиеся продуктом взаимодействия ингибитора с раствором, металлом или продуктом его коррозии (кроющие ингибиторы). Известно большое количество веществ, которые можно рассматривать в качестве ингибиторов коррозии. Наиболее четко ингибиторное действие выражено у аминов, азотсодержащих гетероциклических соединений, тиолов, мочевины и тиомочевины, сульфидов, альдегидов и др.

Константан – термостабильный сплав на основе меди.

Крейцмейсель – разновидность зубила, который предназначен для прорубки шпоночных пазов, узких канавок и углублений в твёрдых материалах. При помощи крейцмейселя вырезают бороздки при разрезании больших металлических поверхностей.

Мастерок – лопатка особой формы, которой при работе наносят раствор каменщики или штукатурки.

МВН – минимальная весовая норма.

МО ЦКТИ – Московское отделение, Центральный научно-исследовательский и проектно-конструкторский котлотурбинный институт

НПО ЦКТИ – ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ранее Центральный научно-исследовательский и проектно-конструкторский котлотурбинный институт им. И. И. Ползунова, ЦКТИ).

НРЧ – низкая радиационная часть.

Ниппель – деталь механизма, прибора (металлическая соединительная трубка с резьбой на концах).

Опрессовка – гидравлические или пневматические испытания на прочность и плотность (герметичность) трубопровода или другого оборудования работающего под давлением.

ОП-7 и ОП-10 – вспомогательные вещества, представляющие собой продукты обработки смеси моно- и диалкилфенолов окисью этилена. Вспомогательные вещества ОП-7 и ОП-10 относятся к неионогенным поверхностно-активным веществам. Применяются в качестве смачивающих, эмульгирующих, стабилизирующих поверхностно-активных веществ. Хорошо растворимы в воде.

Охрупчивание – вследствие потери пластичности или вязкости, или и того и другого, материалом, обычно металлом или сплавом. Много форм хрупкости могут вести к хрупкому разрушению.

Ползучесть – медленная, происходящая с течением времени деформация твёрдого тела под воздействием постоянной нагрузки или механического напряжения. Ползучести в той или иной мере подвержены все твёрдые тела – как кристаллические, так и аморфные.

Предел ползучести – характеристика деформационных свойств упругопластических материалов, выражаемая через максимальное напряжение, при котором скорость деформации ползучести или её полная величина не превышают заданных величин.

Предел длительной прочности – напряжение, подсчитанное по первоначальной площади сечения образца, при котором происходит разрушение образца при данной температуре через заранее заданный промежуток времени. Этот промежуток времени называется базой испытания.

Промперегрев – то же, что промежуточный перегрев; перегрев пара, отработавшего в цилиндре высокого давления турбины, для более

эффективного повторного использования в последующих цилиндрах.

Разбаланс – нарушение баланса.

Разностенность труб – дефект формы трубы в виде неравномерной толщины стенки.

Ранжир – определенный порядок расположения, размещения чего-либо (обычно по убывающей).

Раскисление металлов – процесс удаления из расплавленных металлов (главным образом стали и других сплавов на основе железа) растворённого в них кислорода, который является вредной примесью, ухудшающей механические свойства металла.

Сепарат – жидкая фаза, получаемая из пароводяной смеси после сепаратора.

СРЧ – средняя радиационная часть.

Тарировка – проверка показаний измерительного прибора, включая его регулирование и перенастройку.

Термозонд – двусторонний радиометр, позволяющий производить раздельные измерения тепловых потоков, падающих на него с двух сторон.

Турбулизация потока – искусственное ускорение потока от ламинарного течения к турбулентному путем введения в поток специальных устройств турбулизаторов.

Температурное напряжение – вид механического напряжения, возникающего в какой-либо среде вследствие изменения температуры либо неравномерности его распределения. Температурные напряжения могут возникать как в твёрдых телах, так и в газах.

Тепловая усталость металла – явление разрушения металла вследствие повторных нагревов и охлаждений.

Утонение металла – уменьшение толщины металла вследствие чрезмерного его удаления при обработке абразивным инструментом.

Футеровка – специальная отделка для обеспечения защиты поверхностей от возможных механических, термических и химических повреждений.

Щелочение – добавления едкого натра в воду, питающую паровые котлы.

Эжекция – процесс смешения двух каких-либо сред (пара и воды, воды и песка и т.п.), в котором одна среда, находясь под давлением, воздействует на другую и, увлекая за собою, выталкивает её в необходимом направлении.

Заключение

В данном методическом пособии МДК 03.01 «Наладка и испытания теплотехнического оборудования и систем тепло- и топливоснабжения» представлены темы для самостоятельного изучения междисциплинарного курса с полным курсом лекций для студентов специальности 13.02.02 Теплоснабжение и теплотехническое оборудование.

Список использованных источников

Основные источники:

1. Соколов Б.А. Котельные установки и их эксплуатация: учебник для нач. проф. образования / Б.А. Соколов . – 5-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2010. – 432 с.

2. Соколов Б.А. Устройство и эксплуатация оборудования газомазутных котельных: учеб.пособие для нач. проф. образования / Б.А. Соколов . – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 304 с. – (Ускоренная форма подготовки).

3. Боровков В.М. Ремонт теплотехнического оборудования и тепловых сетей: учебник для образоват. учреждений среднего проф. образования / В.М. Боровков, А.А. Калютик, В.В. Сергеев. – М.: Издательский центр «Академия», 2011. – 208 с.

4. Жила В.А. Газовые сети и установки: Учеб. пособие для сред. проф.образования / В.А. Жила, М.А. Ушаков, О.Н. Брюханов. – 2-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 272 с.

5. Варшилович В.А. Газорегуляторные пункты. – М.: ИНФРА-М, 2008. – 64 с.

6. Брюханов О.Н., Плужников А.И. Основы эксплуатации оборудования и систем газоснабжения: Учебник. – М.: ИНФРА-М, 2009. – 256 с. – (среднее профессиональное образование).

7. Рульнов А.А., Евстафьев К.Ю. Автоматизация водоснабжения и водоотведения: Учебник. – М.: ИНФРА-М, 2010. – 205 с. – (среднее профессиональное образование).

8. Соснин О.М. Основы автоматизации теплотехнических процессов и производств : учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / О.М. Соснин. – М. : Издательский центр «Академия», 2007. – 240 с.

9. Сибикин Ю.Д. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха: Учеб. пособие для студ. сред. проф. образования / Юрий Дмитриевич Сибикин.– 2-е изд., стер.– М.: Издательский центр «Академия», 2006. – 304 с.

Дополнительные источники:

1. Кемельман Д.Н, Эскин Н.Б., Давидов А.А. «Наладка котлоагрегатов» Справочник. М., «Энергия» 1976 г. 344 с. с ил.

2. Париллов В.А., Ушаков С.Г. «Испытание и наладка паровых котлов» Учебное почобие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 320 с.

3. Эстеркин Р.И. «Эксплуатация, ремонт, наладка и испытания теплотехнического оборудования»: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отделение, 1991. – 304 с.: ил.

4. Галкин В.И., Куликов В.Е. «Эксплуатация и ремонт котельных установок» М.: Энергоатомиздат, 1983 г. – 240 с.

5. Кулаков Н.Г., Бережнов И.А. «Справочник систем теплоснабжения» - Киев: «Будивельник», 1977 – 352 с.

6. Аксенов М.А. «Тепловые сети» - М.: Энергия, 1965 – 352 с.
7. Малинский И.З. «Ремонт и монтаж оборудования целлюлозно-бумажного производства» - М.: Лесная промышленность, 1975 – 344 с.
8. Лачинов Н.В. «Монтаж и ремонт теплотехнического оборудования», М.: Профтехникум, 1960 – 478 с.
9. Цешковский А.А. «Ремонт оборудования котельных цехов электростанций» М.: Высшая школа, 1967

