

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор



Для внутреннего пользования.

МЕТОДИКА

проведения пусконаладочных и режимно-наладочных испытаний
водогрейных и паровых котлов на газовом и жидком топливе.

г. Москва, 2008

Введение

В данной методике изложены организация и содержание работ по проведению пусконаладочных и режимно-наладочных испытаний водогрейных и паровых котлов на газовом и жидком топливах, а также методика измерений и обработки их результатов. Даны образцы исполнительно-технической документации, оформляемой при выполнении испытаний.

Методика составлена с учетом требований нормативных документов:

– «Правила технической эксплуатации коммунальных отопительных котельных». Утверждены Минстроем России от 11.11.92 г.

– «Правила пользования газом и предоставление услуг по газоснабжению в Российской Федерации». Утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации 16.12.02 г. № 448.

– «Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см²), водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 338К (115°C)». Утверждены Минстроем России от 28.08.92 г.

– СНиП 11-35-76 «Котельные установки» с изменением №1;

– «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления» ПБ-12-529-03. Утверждены постановлением Госгортехнадзора от 26.05.2000 г. №27.

– «Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» ПБ 10-574-03. Утверждены Госгортехнадзором России 11.06.03 г.

– «Требования к составлению методик проведения пусконаладочных и режимно-наладочных работ на газоиспользующем оборудовании». Утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 16.12.2002 г., №448. «Требования к содержанию технических отчетов наладочных организаций». Утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 16.12.2002 г., №448. зарегистрированы Министерством юстиции Российской Федерации 4.02.2003г. № 4181.

Режимно-наладочные испытания котлов проводят для наладки режимов их работы, определения оптимальных условий эксплуатации и получения экономии топлива, сжигаемого в топках котлов, без их существенной реконструкции.

Режимно-наладочные испытания необходимы также для выявления недостатков оборудования и изыскания способов их устранения, оценки результатов по модернизации и реконструкции отдельных узлов и горелочных устройств, проверки характеристик отдельных элементов котла, выдачи или уточнения режимных карт эксплуатации котлов.

Конечным результатом проведения режимно-наладочных испытаний должно быть выявление оптимальных режимов работы котла с реальным минимально-достижимым удельным расходом топлива на выработку и отпуск теплоты.

Для более эффективного использования результатов режимно-наладочных испытаний в практике эксплуатации котлов рекомендуется привлекать к проведению испытаний обслуживающий персонал в качестве наблюдателей за показаниями приборов, передавая последнему навыки и методы рационального использования топлив

Персонал наладочной бригады должен иметь при себе удостоверение о проверке знаний «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления» ПБ-12-529-03., «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» Госгортехнадзора РФ и аттестован по ПТБ, ППБ, ПТЭ, «Правила пользования газом и предоставление услуг по газоснабжению в РФ».

1. Проверка готовности оборудования к проведению наладочных работ

1.1. Ознакомление с технической и проектной документацией основного и вспомогательного оборудования паровых и водогрейных котлов;

1.2. Ознакомление с технологической картой и технологией производства;

1.3. Проведение проверочных теплотехнических и химико-технологических расчетов для уточнения режимных параметров и нагрузок;

1.4. Проверка состояния и соответствия технологических и вспомогательных схем проекту, основных характеристик оборудования, их элементов и узлов техническим условиям (ТУ) заводов-изготовителей, СНиП, правилам Ростехнадзора, «Правил пользования газом и предоставлении услуг по газоснабжению в РФ», «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления» ПБ-12-529-03», Правил техники безопасности и охраны труда (ПТБ и ОТ), Правил технической эксплуатации (ПТЭ) и пожарной безопасности;

1.5. Составление перечня обнаруженных нарушений и отклонений от СНиП, ТУ, информационных писем заводов-изготовителей и Правил;

1.6. Выдача предложений и рекомендаций для устранения обнаруженных в проектной документации отклонений и недоработок в соответствии с действующими нормативными документами;

1.7. В ходе приемки паровых и водогрейных котлов из монтажа персонал пуско-наладочной организации выполняет следующие работы:

- проверку соответствия выполненных монтажных работ проекту;
- участвует в проводимых монтажной организацией индивидуальных испытаниях оборудования в соответствии с СНиП и Правилами;
- определяет функционирование устройств и средств автоматизации, обеспечивающих безопасную работу оборудования согласно СНиП и Правил;
- составляет перечень дефектов и недоделок;
- выдает предложения и рекомендации;
- составляет и согласовывает программу и график пусковых работ.

2. Пуск вновь вводимого в эксплуатацию котельного оборудования

2.1. Разрешением на пуск газа к паровому и водогрейному котлу для проведения пуско-наладочных работ является акт комиссии по форме 15, подписанный инспектором Ростехнадзора.

2.2. До начала пусковых работ должен быть укомплектован штат, эксплуатационный персонал обучен и проэкзаменован на право обслуживания котлов, аттестован по «Правилам пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в РФ», обеспечено бесперебойное снабжение топливом, водой, электроэнергией, материалами и запасными частями; составлены и выданы рабочим производственные инструкции и технологические схемы; заготовлены формы эксплуатационной документации.

2.3. Пуск котла, подведомственного органам Ростехнадзора, допускается после приемки газопроводов и газового оборудования, оформлено актами рабочей комиссии, при условии регистрации (освидетельствования) котла и при наличии разрешения инспектора котлонадзора, записанного в паспорте котла. Котел, не регистрируемый в местных органах Ростехнадзора, растапливают по письменному распоряжению лица, ответственного за его безопасную эксплуатацию. Пуск любого котла ведется по распоряжению и под руководством начальника котельной или лица, соответствующего ему по должности, после внесения необходимой записи в журнал распоряжений и в строгом соответствии с утвержденной инструкцией.

2.4. Пуску газа к котлам должна предшествовать контрольная проверка на плотность запорных устройств газопроводов котлов, продувочных трубопроводов и трубопроводов

безопасности, импульсных трубок. После контрольной проверки закрывают запорные устройства на газопроводах неработающих котлов, за исключением кранов продувочных трубопроводов и трубопроводов безопасности.

2.5. Наружным осмотром котла, экономайзера и воздухоподогревателя проверяют состояние обмуровки и изоляции, исправность гарнитуры и взрывных клапанов, лестниц и площадок. Обнаруженные в обмуровке трещины и неплотности заделывают, а разрушенные участки изоляции восстанавливают.

2.6. Для обеспечения надежного пуска котла необходимо: проверить наличие, состояние и правильность подключения средств измерений; проверить коммутацию щитов автоматики, опробовать её системы и произвести предварительную настройку датчиков на указанные в проекте параметры; подготовить к работе ЗЗУ, автоматику питания котла и проверить действие дистанционного управления регулирующими органами расхода газа, направляющими аппаратами дымососа и вентилятора.

2.7. Вновь смонтированные или капитально отремонтированные котлы должны подвергаться предпусковой сушке обмуровки и химической очистке внутренних поверхностей нагрева, а также очистке барабанов (для паровых котлов), коллекторов, труб от загрязнений, внесенных в них в процессе изготовления, транспортировки, хранения и монтажа. Монтажная или наладочная организация на основании имеющихся в инструкции завода-изготовителя котла указаний должна разработать и утвердить у «Заказчика» программу, график и временную инструкцию по сушке обмуровки, химической очистке, паровому и комплексному опробованию котла с указанием сроков выполнения и ответственных за проведение этих работ.

2.8. Сушка обмуровки.

2.8.1. Обычно применяют искусственную сушку, используя следующие способы:

- сжиганием в топке дров или древесных отходов;
- горячим воздухом от воздухоподогревателя действующего котла по временному воздуховоду;
- горячей водой или паром, подаваемым от действующего котла;
- сжиганием газа в основных или временных горелках.

2.8.2. Для контроля за режимом разогрева и сушки обмуровки устанавливают временные термометры на высоте 1,5–2 м от уровня пола топки или горелок. Глубина заложения термометра должна быть не менее 100 мм при обмуровке из одного материала или до сопряжения облицовки из красного кирпича с огнеупорной обмуровкой. На коллекторах экранов и барабанах котлов устанавливают указатели (реперы) температурного расширения элементов котла, согласно чертежей завода изготовителя.

2.8.3. При сушке паром временный паропровод разогрева должен быть снабжен манометром, обратным клапаном и запорным вентилем. Поверяют правильность установки водоуказательных колонок и отметок высшего и низшего уровня воды; обеспечивают освещение водоуказательных колонок, оснащают котел достаточным освещением необходимым для визуального контроля за процессом сушки обмуровки. Обеспечивают готовность средств измерений и автоматики по постоянной схеме в требуемом объеме. Затем проводят проверочное гидравлическое испытание котла на рабочее давление. При удовлетворительном результате испытания необходимо спустить воду до отметки нижнего уровня, занести в сменный журнал исходное положение реперов и приступить к сушке обмуровки.

2.8.4. Общая продолжительность искусственной сушки обмуровки колеблется от 3 до 7 суток и зависит от конструкции обмуровки, температуры окружающего воздуха и других факторов. Процесс сушки считается законченным, если наружный слой обмуровки при 50–55°C будет выдержан в течение 2 суток.

2.8.5. Наиболее эффективной является сушка котлов, проводимая в три этапа:

- предварительная сушка за счет использования теплоты конденсации греющего пара, подаваемого в котловую воду через устройство обогрева нижнего барабана котла;

– последующая сушка горячими газами, получаемыми от сжигания газа при химической очистке котла;

– окончательная сушка при испытании котла на паровую плотность.

2.8.6. При паровой сушке в зависимости от водяного объема котла подача пара должна обеспечить заполнение его конденсатом при атмосферном давлении в течение 12–24 ч. Для улучшения конденсации пара и интенсификации процесса сушки топку котла активно вентилируют, при заполнении котла конденсатом до верхней отметки водоуказательного стекла закрывают предохранительный клапан и поднимают давление пара в котле до 50 % от рабочего. После подъема давления подачу греющего пара прекращают и производят интенсивные продувки и подпитки котла с доведением давления пара в котле до атмосферного. Затем открывают предохранительный клапан и готовят котел к работе на газе для последующей сушки при химической очистке котла.

2.8.7. Во время паровой сушки необходимо обеспечить подачу греющего пара, исходя из условий полной его конденсации, не допуская сильного парения из горловины открытого предохранительного клапана котла. Необходимо следить за уровнем воды в барабане по водоуказательным колонкам, сохраняя его в пределах водомерных стекол.

2.8.8. При заполнении котла водой и доведения её до кипения при атмосферном давлении надо снять показания реперов температурного расширения с записью результатов измерений в сменный журнал. Повторное измерение производят при давлении пара в котле 0,5 Рр. В случае появления температурных перекосов необходимо принять меры к выявлению расширений экранов путем их продувки или устранения местного заземления труб. Через каждые 24 часа для контроля за режимом сушки записывают показания термометров, заложенных в обмуровку, и давление греющего пара.

2.8.9. Интенсивность прогрева обмуровки котла контролируют по временным термометрам. Достижение температуры обмуровки в контролируемых точках 100°C после 12-часового разогрева свидетельствует о нормальном прохождении процесса сушки, что гарантирует интенсивное удаление влаги без нарушения целостности, прочности и газоплотности кладки.

2.8.10. В случае невозможности проведения паровой сушки из-за отсутствия пара или паропровода обогрева, котел готовят к работе на газе для одновременного проведения сушки и внутренней химической очистки поверхностей нагрева.

2.9. Химическая очистка поверхностей нагрева.

2.9.1. Загрязнения с поверхностей нагрева котла частично удаляются при предпусковой механической очистке, водной обмывке и паровой сушке котла. Для окончательной очистки внутренних поверхностей нагрева котлов от загрязнений, а также для создания защитной пленки на поверхности металла, препятствующей коррозии, применяют химический способ очистки.

2.9.2. В соответствии с проектом, инструкцией завода-изготовителя котла или по указанию наладочного персонала следует смонтировать установку для проведения работ по химической очистке поверхностей нагрева котла, в простейшем случае выше котла устанавливают бак вместимостью до 1м³ для приготовления растворов реагентов и подачи их самотеком по временному трубопроводу в котел. Для контроля за режимом очистки необходимо обеспечить химическую лабораторию требуемыми реагентами и предусмотреть места для отбора проб воды на анализ из барабана и нижних точек котла.

2.9.3. Химическую очистку паровых котлов малой и средней мощности с давлением пара до 100 кгс/см² производят путем их щелочения, принцип которого заключается в ослаблении сил сцепления между металлом и загрязнениями, частичном растворении и смыве этих загрязнений циркулирующим потоком химически активной котловой воды. Режим щелочения и количество вводимых реагентов определяют в зависимости от степени и характера загрязнений.

2.9.4. Для щелочения котлов применяют раствор едкого натра 0,5–1 %-ной концентрации. При отсутствии едкого натра можно использовать кальцинированную соду,

увеличив в 1,5 раза концентрацию раствора. Котлы, внутренние поверхности которых покрыты ржавчиной, накипью или маслянистыми отложениями, кроме щелочения подвергаются фосфатной выварке 0,5–0,75 %-ным раствором тринатрийфосфата. Необходимое количество реагентов для щелочения и фосфатной выварки котлов в зависимости от степени их загрязнения составляет 5–10 кг едкого натра и 5–7,5 тринатрийфосфата на 1 м³ раствора.

2.9.5. Реагенты подают в котел, заполненный водой до нижней отметки водоуказательного стекла. Ввод раствора едкого натра производят в начале щелочения сразу в расчетном количестве, а раствор тринатрийфосфата (для фосфатной выварки) – после щелочения, считая с момента пуска котла до начала замены котловой воды (осветления), составляет 24 ч.; при фосфатной выварке это время увеличивается до 48 ч.

2.9.6. После заполнения котла щелочью из швов кладки топки отбирают пробы раствора для определения его влажности и приступают к розжигу горелок. Режим горелок должен обеспечить плавный разогрев котла с доведением воды до кипения при атмосферном давлении в соответствии с инструкцией завода изготовителя. Для предотвращения быстрого роста температур в топке, разогрев котла проводят при периодическом переключении горелок или путем их полного отключения на необходимый промежуток времени. При переключении горелок в начале разжигают вновь включаемую горелку, после чего выключают ранее работавшую. Розжиг осуществляют в соответствии с инструкцией.

2.9.7. Если щелочение производят совместно с сушкой, то после прогрева обмуровки до 100°C в последующие 12 ч режим работы горелок должен обеспечить плавный разогрев и подъем давления пара в котле, в соответствии с графиком щелочения, до 0,5 Рр. С появлением пара из воздушников котла или предохранительного клапана их закрывают. При повышении давления пара до 1 кгс/см² производят продувку водоуказательных стекол, по которым контролируют уровень воды во время щелочения, а также проверяют плотность арматуры продувочных линий на ощупь. При повышении давления до 3,0 кгс/см² подтягивают гайки болтов лазов, люков и фланцевых соединений в присутствии старшего по смене. В процессе повышения давления пара необходимо обеспечить небольшой расход его (около 10%) на продувку пароперегревателя, паропровода или непосредственно в атмосферу.

2.9.8. По истечении 24-часового огневого разогрева и подъема давления пара обмуровка должна быть достаточно просушена, щелочение закончено. При фосфатной выварке котлы останавливают и охлаждают путем интенсивной продувки и подпитки для снижения давления до атмосферного и возможности ввода фосфатов. После ввода фосфатов котлы вновь растапливают для проведения фосфатной выварки.

2.9.9. В процессе щелочения необходимо:

- регулировать ручную работу горелок, обеспечивая требуемый тепловой режим топки;
- вести наблюдение за уровнем воды по одной водомерной колонке, подпитывая котел до отметки верхнего уровня водомерного стекла;
- через 2–4 ч брать пробы котловой воды из верхнего и нижнего барабанов и камер экранов для определения щелочного числа, которое не должно быть ниже 2000 мг/л;
- приготавливать раствор реагентов путем растворения предварительно размельченных продуктов в горячей воде, применяя при этом средства личной защиты (резиновые сапоги, перчатки, фартуки и очки);
- вводить раствор реагентов из бочки в котел при полном отсутствии давления в последнем;
- вести наблюдение за расширением элементов котла по установленным реперам и контролировать режим сушки по показаниям термометров.

2.9.10. В конце щелочения (фосфатной выварки) необходимо повторно отобрать пробы раствора кладки, если влажность отобранных проб будет не более 2–2,2 %, а температура наружного слоя кладки достигнет 50–55°C, то следует считать кладку просушенной и готовой к работе. Если влажность окажется выше, то необходимо продолжать наблюдение за сушкой кладки в период осветления воды.

2.9.11. После смены котловой воды, проводимой путем многократных и интенсивных продувок нижних точек котла с одновременными подпитками, и доведения показателей воды до эксплуатационных норм котлы без остановки могут быть подвергнуты испытанию на паровую плотность.

2.9.12. При фосфатной выварке котлы после окончания щелочения останавливают, давление снижают до атмосферного, а температуру воды до 60°C, затем освобождают их от воды, открывают, при необходимости демонтируют сепарационные устройства, очищают от отложений и промывают горячей водой из шланга. При вскрытии котла проверяют состояние спускной и продувочной арматуры, водоуказательных колонок и предохранительных клапанов. Состояние внутренних поверхностей после щелочения и промывки фиксируют актом.

2.9.13. Очищенный и промытый котел после сборки сепарационных устройств закрывают, заполняют водой и подвергают гидравлическому испытанию на рабочее давление, после чего котел готов к проведению парового и комплексного опробования.

2.10. Паровое опробование паровых котлов.

2.10.1. Пуск парового котла на паровое опробование ведется по распоряжению и под руководством начальника котельной или лица, соответствующего ему по должности, после внесения необходимой записи в журнал распоряжений и в строгом соответствии с инструкцией.

2.10.2. После того, как топка хорошо провентилирована (не менее 10 мин.) и проверена на отсутствие загазованности переносным газоанализатором (на метан), приступают к розжигу горелок. В зависимости от типа установленной на котле автоматики, её конструкции и технологических особенностей и возможностей растопку котла можно производить ручную или полуавтоматически.

2.10.3. Для обеспечения плавного подъема температуры теплоносителя режим ведут при малом разрежении (2–3 кгс/м²) и увеличенных расходах воздуха в топке. В начале на котле открывают для выпуска воздуха или приподнимают один из предохранительных клапанов, а при наличии пароперегревателя открывают его продувочный вентиль. Если водяной экономайзер имеет безопасный газоход, то отходящие газы из котла направляют через этот газоход. При отсутствии безопасного газохода для предупреждения нагрева воды в экономайзере сверх допустимой температуры пропускают воду через экономайзер, направляя её по сгонной линии в деаэратор или питательный бак. Если котел имеет экономайзер кипящего типа и рециркуляционную линию, соединяющую водяное пространство барабана котла с нижним коллектором экономайзера, то перед растопкой открывают вентили на этой линии. На период подпитки котла вентили на линии рециркуляции закрывают.

2.10.4. Паровое опробование проводят для проверки прочностных свойств металла и плотности вальцовочных, сварных и фланцевых соединений котла под воздействием возникающих при работе термических механических напряжений. Особое внимание уделяют возможности свободного теплового расширения элементов котла и паропроводов, регулировке паровых предохранительных клапанов, опробованию сигнализатора и регулятора уровня. В течение всего периода прогрева котла и подъема в нем давления проводят наблюдение за температурным расширением трубной системы по установленным реперам, показания записывают при давлении пара 0,3 Р_р, 0,5 Р_р и Р_р. Измеренные тепловые расширения сравнивают с указанными в формуляре и заносят в него.

2.10.5. При обнаружении торможения в расширении какого-либо элемента котла дальнейший подъем давления прекращают до выяснения и устранения причины

ненормального расширения. Если значения тепловых удлинений неизвестны, то они могут быть подсчитываться по формуле:

$$\Delta L = \alpha L \frac{\Delta t}{100}; \text{ мм,}$$

где α – коэффициент линейного расширения стали (принимается равным 1,2 при нагреве на 100°C, мм/м);

L – длина нагреваемого элемента котла от неподвижной опоры до места измерения, м;

Δt – разница между температурой нагрева металла и температурой воздуха, °C (приблизительно температуру металла принять равной температуре насыщения при давлении пара в котле).

2.10.6. Когда давление пара в барабане котла поднимается до 0,5 Рр с разрешения старшего по смене начинают прогрев паропровода от котла до сборного коллектора котельной, для чего открывают дренаж паропровода и медленно приоткрывают не более чем на один-два оборота главный парозапорный вентиль котла. С достижением рабочего давления пара производят окончательный внешний осмотр котла и в случае отсутствия дефектов и неплотностей проверяют исправность действия паровых предохранительных клапанов подъемом и опусканием их рычагов, после чего приступают к дальнейшему подъему давления для регулировки клапанов. Давление настройки клапанов принимают в зависимости от избыточного рабочего давления, кгс/см²:

Избыточное давление	Контрольный клапан	Рабочий клапан
до 13	Рр + 0,2	Рр + 0,3
от 13 до 60	1,03 Рр	1,05 Рр
от 60 до 140	1,05 Рр	1,08 Рр

2.10.7. Предохранительные клапаны отключаемого экономайзера должны быть отрегулированы на начало открытия со стороны входа воды при давлении, превышающем 1,25 Рр и со стороны выхода воды 1,1 Рр.

2.10.8. Предохранительные клапаны водогрейных котлов должны быть отрегулированы на начало открытия при давлении не более 1,08 Рр.

2.10.9. После настройки паровых предохранительных клапанов, контрольный клапан закрывают кожухом и опломбируют.

2.10.10. Окончание сушки обмуровки, химической очистки поверхностей нагрева, парового опробования и регулировки предохранительных клапанов оформляется соответствующими актами.

2.11. Кроме вышеизложенного в объем пусковых работ дополнительно входят и такие мероприятия:

- инструктаж персонала «Заказчика» по обслуживанию теплосилового оборудования;
- специализированные эксплуатационные организации налаживают оборудование ГРУ (ГРП);
- специализированные пуско-наладочные организации производят наладку автоматики безопасности котла и проверяют её работу от искусственно созданных импульсов, производят проверку и подключение эксплуатационных приборов КИП. При необходимости, производится дополнительная регулировка отдельных датчиков автоматики безопасности;
- производится тарировка сечений газоходов и воздухопроводов;
- определяется производительность тягодутьевых машин;
- производится настройка режимов горения котла;
- производится наблюдение за состоянием и поведением элементов оборудования в «холостую» и за принятием нагрузки и доведением её до величины, установленной «Заказчиком» для комплексного опробования оборудования;

- составляется перечень дефектов и недоделок, обнаруженных в процессе пробного пуска оборудования и коммуникаций;
- выдаются предложения и рекомендации по устранению обнаруженных дефектов и недоделок, особенностям эксплуатации оборудования; составляются акты пробного пуска оборудования.

3. Комплексное опробование оборудования

3.1. После выполнения опробования и регулировки паровых предохранительных клапанов (пробного пуска водогрейного котла) и выполнения пусковых работ, специалисты пуско-наладочной организации приступают к проведению комплексного опробования, целью которого является проверка совместной работы котла, вспомогательного оборудования, средств измерений, сигнализации, устройств защиты, автоматики и дистанционного управления.

3.2. После регулировки паровых предохранительных клапанов и опробования котла на паровую плотность продувают паропровод от котла до места подключения к работающему участку паропровода или потребителю. Продувку производят рабочим давлением пара на открытие дренажные вентили путем постепенного открытия главного парозапорного вентиля, достигая наибольшего расхода пара в течении 5–10 мин. При давлении пара в котле ниже давления в сборном коллекторе общей магистрали на $0,5 \text{ кгс/см}^2$ котел включают в параллельную работу, закрывают дренажи паропровода и продувку перегревателя. После включения в паровую магистраль паровой котел вступает в комплексное 72-часовое опробование. Водогрейный котел проходит комплексное опробование на номинальной мощности (либо на мощности ниже номинальной, установленной комиссией по приемке котлов).

3.3. Комплексное опробование смонтированного оборудования считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 72 часов с номинальной нагрузкой и проектными параметрами теплоносителя при постоянной или переменной работе всего вспомогательного оборудования, включенного по проектной схеме. Если номинальная нагрузка и проектные параметры пара (воды) по каким-либо причинам не могут быть достигнуты, то предельные параметры и нагрузки устанавливаются комиссией по приемке котлов.

3.4. Комиссии по приемке котлов, подведомственных Госгортехнадзору, созываются «Заказчиком» в составе: представителей котлонадзора, санитарной инспекции, пожарного надзора, технической инспекции профсоюза, монтажной и наладочной организацией. При приемке комиссии предъявляют:

- всю необходимую проектную и исполнительно-техническую документацию;
- протоколы проверки знаний рабочих и ИТР на право обслуживания котлов;
- производственные инструкции, технологические схемы и эксплуатационную документацию (ведомости, журналы, графики ППО и ППР);
- протоколы наладки, измерений и испытаний.

3.5. Комиссия проверяет: наличие и исправность арматуры, средств измерений и приборов и соответствие водного режима котла требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов», правильность подключения котла к паропроводу, а также правильность монтажа питательных, продувочных и спускных линий, соответствие помещений котельных требованиям СНиП.

3.6. Вспомогательное оборудование принимают в эксплуатацию только при положительных результатах комплексного опробования и устранения выявленных дефектов и недоделок, в случае невозможности получить положительные результаты комплексного опробования из-за дефектов и недостатков конструкции оборудования или проекта составляется акт с указанием обнаруженных недостатков и полученных результатов, а

комплексное опробование заканчивается. Акт об окончании 72-часового комплексного опробования является основанием для предъявления оборудования в эксплуатацию и для дальнейшего проведения пуско-наладочных работ и режимно-наладочных испытаний.

3.7. Разрешение на эксплуатацию котла, пароперегревателя и экономайзера, подлежащих регистрации в местных органах Госгортехнадзора, записывается в шнуровые книги (паспорта) инспектором котлонадзора, а не подлежащие регистрации – лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию оборудования.

4. Технология, объемы и последовательность проведения режимно-наладочных испытаний котлов, работающих на газе или мазуте

Подготовку к проведению режимно-наладочных испытаний необходимо начинать до выезда на объект. Для этого следует:

- ознакомиться с договором на проведение работ (если договор уже заключен);
- изучить конструкцию котла и его вспомогательного оборудования;
- подобрать техническую литературу по рассматриваемой в договоре теме;
- подготовить бланки исполнительно-технической документации;
- подготовить приборы и приспособления, проверить их работоспособность и метрологические характеристики;
- начальнику отделения (участка) или его заместителю провести инструктаж по правилам проведения работ и техники безопасности для всех членов наладочной бригады;
- начальнику отделения (участка) или его заместителю по окончании подготовки наладочной бригады проверить ее готовность к проведению испытаний.

4.1. Ознакомление с объектом выполнения работ.

По прибытии на место, руководитель наладочной бригады представляется техническому руководству предприятия, на котором будут проводиться работы (главному инженеру, главному энергетiku, начальнику котельного цеха или котельной). С руководством предприятия уточняются задачи предстоящих испытаний.

Затем необходимо изучить техническую документацию на котел, подлежащий испытаниям (проектную, заводскую, ремонтную, эксплуатационную, отчетную и др.).

Изучают тепломеханическую схему котельной, выписывают необходимые сведения, характеризующие работу котла, в том числе производительность и параметры среды по водопаровому и газо-воздушному трактам. Уточняют технические характеристики вспомогательного оборудования, включая газовое и мазутное хозяйства.

Дополнительно изучают графики и другие данные по суточному, месячному и сезонному потреблению теплоты, а также данные по расходу теплоты на собственные нужды котельной.

4.2. Внешний осмотр котла и его вспомогательного оборудования.

Внешний осмотр производят, как правило, во время работы оборудования с целью объективной оценки его состояния.

При внешнем осмотре проверяют:

- состояние наружной поверхности и изоляции топки и газоходов котла;
- состояние наружных поверхностей экономайзера и воздухоподогревателя;
- плотность топки и газоходов;
- соответствия горелок типу котла и правильность их монтажа;
- плотность и исправность гарнитуры (лючков, лазов, гляделок);

- правильность установки и плотность взрывных клапанов;
- состояние и плотность воздухопроводов;
- состояние тягодутьевых установок и соответствие их присоединенной мощности;
- состояние водопарового тракта, плотность, наличие и качество изоляции;
- состояние запорной, регулирующей, предохранительной арматуры, заслонок и шиберов;
- состояние и плотность газопроводов и их арматуры в пределах котла;
- состояние и исправность мазутопроводов в пределах котла и оборудования мазутного хозяйства.

Неплотности газо-воздушного тракта котлов лучше выявлять на остановленном оборудовании.

Плотность топки и газоходов для котлов, работающих под разрежением, контролируют по подсосу пламени переносного факела, при включенном дымососе; для котлов, работающих под наддувом, – по наличию утечек воздуха, контролируемых на слух или мыльной эмульсией при включенном дутьевом вентиляторе и закрытом шибере на газоходе за котлом.

При проверке правильности монтажа газомазутных горелок следует обратить внимание на герметичность фронтовых плит горелок, на правильность крутки первичного и вторичного воздуха, на правильность установки мазутных форсунок по отношению к выходной амбразуре и сборке их головок.

У горелок, расположенных рядом или встречно, для устранения взаимного отрицательного влияния закрученных потоков должна быть предусмотрена противоположная крутка этих потоков.

При использовании в качестве растопочного, резервного или основного топлива мазута особое внимание следует обратить на правильность монтажа мазутной форсунки и выходной амбразуры горелки.

Ось амбразуры должна совпадать с осью форсунки. Излишнее смещение головки форсунки относительно пережима амбразуры в сторону топки приводит к увеличению дальности факела. Выдвинутая за пределы амбразуры в сторону топки головка форсунки перегревается, что приводит к ее коксованию и снижению производительности.

Надежное охлаждение головки обеспечивается при расположении ее на расстоянии не менее 100 мм от линии пережима амбразуры вглубь горелки. При таком расположении форсунки температура металла ее головки не превышает 200°С.

При проверке состояния тягодутьевых установок обратить внимание на правильность установки их направляющих аппаратов, концевых выключателей, их колонок дистанционного управления, отсутствие вибрации и чрезмерного повышения температуры масла в подшипниках (в нормальном состоянии эта температура не должна быть выше 70° С).

Дополнительно при внешнем осмотре проверяют правильность установки первичных датчиков измеряемых величин, монтажа импульсных линий, а также состояние штатных контрольно-измерительных приборов и продувки импульсных линий.

Пригодность приборов штатного контроля к проведению испытаний должна быть подтверждена актом очередной их поверки, которая представляется предприятием-владельцем котла.

4.3. Составление программы испытаний.

Программу испытаний составляет руководитель наладочной бригады по установленной форме (Приложение 1). Программа согласовывается с руководством котельной. В программе определяют цель и задачи испытаний, условия их проведения, точность измерения параметров, количество и продолжительность опытов, указывают методику составления теплового баланса и организационные мероприятия.

В зависимости от поставленных задач и местных условий программа режимно-наладочных испытаний может включать:

- предварительные измерения: в том числе тарировки сечений, газоходов и воздухопроводов, снятие полей скоростей воздуха, определение присосов воздуха в топку и газоходы и т.д.;
- наладочные опыты для выявления оптимальных режимов работы котла (оптимального положения факела, оптимального избытка воздуха и т.п.);
- основные (балансовые) опыты для сведения теплового баланса котла на номинальной и 3–4-х промежуточных нагрузках, а также определения максимально-допустимой и минимально-устойчивой нагрузок.

С учетом местных условий работы оборудования и количества опытов в программе испытаний руководитель наладочной бригады совместно с ответственным представителем предприятия составляют реальный календарный план проведения подготовительных работ и испытаний.

Приложениями к программе испытаний являются:

- условия работы котла и допустимые отклонения измеряемых величин (Приложение 2);
- схема и спецификация измерений (Приложения 3–6);
- план-задание на подготовку котла к испытаниям (Приложение 7).

4.4. Составление принципиальной схемы измерений и спецификаций на средства измерений.

С учетом конструктивных особенностей котла и его компоновки на основе утвержденной программы режимно-наладочных испытаний составляют принципиальную схему необходимых измерений. При этом можно использовать типовые схемы, приведенные в Приложениях 4–6.

Принципиальную схему необходимо дополнить спецификацией на средства измерения по форме, где порядковый номер прибора должен соответствовать шифру на схеме измерений (Приложение 3).

4.5. Составление плана-задания на подготовку котла к испытаниям.

Для получения представительных результатов испытаний котла до начала выполнения работ необходимо:

- устранить все дефекты по контрольно-измерительным приборам штатного контроля;
- изготовить и установить по месту приспособления для установки датчиков дополнительных приборов, согласно схемы измерений.

Места установки датчиков дополнительных приборов определяют при внешнем осмотре котельной установки с учетом компоновки котла и правил установки датчиков средств измерений.

Эту работу выполняют по плану-заданию согласно установленной формы (Приложение 7).

Планом-заданием на подготовительные работы предусматривается объем этих работ, условия их выполнения.

К плану-заданию прилагают необходимые документы на изготовление нестандартных приспособлений (чертежи, схемы, эскизы).

4.6. Подготовка переносных приборов.

При проведении режимно-наладочных испытаний в дополнение к штатным приборам тепломеханического контроля работы котла, подготовить к работе приборы для анализа состава продуктов сгорания (типа ТЭСТО 300; 33; 340; 342 и другие разрешенные к применению); измерения температуры теплоносителя; измерения расхода теплоносителя;

измерения температуры продуктов сгорания, воды; для измерения разрежения (давления) по тракту котла.

4.7. Снятие эксплуатационных характеристик котла («фотография» режима работы).

Сравнение данных, полученных при "фотографии" работы котла, с конечными результатами испытаний, позволяет определить эффективность выполненной работы.

При «фотографии» снимают эксплуатационные показатели работы котла без вмешательства наладочной бригады в регулировку режима его работы до устранения выявленных недостатков.

«Фотография» выполняется на номинальной нагрузке или нагрузке, близкой к ней.

Следует учесть, что при проведении наладочных и балансовых опытов одна из нагрузок должна соответствовать нагрузке, выбранной для «фотографии».

Результаты «фотографии» отражают в акте, которой подписывают ответственный представитель «Заказчика» и руководитель наладочной бригады. Эти данные затем используют в качестве точки отсчета в определении ожидаемого экономического эффекта, достигнутого за счет оптимизации режимов работы котла в результате режимно-наладочных испытаний.

4.8. Подготовка котла к испытаниям.

4.8.1. Внутренний осмотр топки и газоходов котла.

В тех случаях, когда испытания проводят на действующих агрегатах, в большинстве случаев в период подготовительных работ котел находится в эксплуатации. Поэтому останов его для внутреннего осмотра топки и газоходов целесообразно производить после выполнения «фотографии».

При осмотре необходимо проверить состояние:

- внутренней поверхности кладки топочной камеры;
- наружной поверхности экранных труб;
- амбразур и горелок (одновременно выполняют замеры по конструктивным размерам горелок, обращая особое внимание на диаметр газовых сопел (отверстий), по установке форсунок, по компоновке горелок по отношению к топочной камере и сопоставляются полученные данные с проектными);
- внутритопочных устройств: шамотных горок, торкрета нижней части верхнего барабана в паровых котлах, перегородок;
- внутренней кладки газоходов и отсутствие в них посторонних предметов (одновременно производят измерения течения газоходов, особенно в тех местах, где будут производить тарировку).

Состояний внутренних поверхностей экранных труб и внутрибарабанных устройств при отсутствии возможности вскрытия барабана должны подтверждаться актом предприятия-владельца котла.

4.8.2. Ревизия вспомогательного оборудования, арматуры и гарнитуры котла.

Для более тщательной подготовки оборудования к испытаниям, необходимо проводить ревизии оборудования, регулирующего работу котла. К такому оборудованию относят прежде всего:

- тяго-дутьевую установку;
- арматуру и гарнитуру (имеются в виду шиберы и заслонки) на всех трактах котла.

При ревизии оборудование вскрывается, что требует помощи соответствующего ремонтного персонала.

При ревизии тяго-дутьевой установки прежде всего необходимо проверить:

- правильность положения лопаток направляющих аппаратов дымососов и дутьевых вентиляторов;

- надежность их крепления;
- правильность установки концевых выключателей КДУ дымососов и вентиляторов.

При ревизии арматуры необходимо проверить, прежде всего, состояние регулирующего органа и правильность его посадки.

4.8.3. Составления перечня работ по устранению выявленных дефектов в работе и конструкции оборудования.

Для устранения дефектов, выявленных в ходе внешнего и внутреннего осмотров, "фотографии" работы котла составляется перечень работ по установленной форме (Приложение 8), который передают владельцу котла для исполнения в согласованные сроки.

В частности, в указанный перечень включают при необходимости следующие работы:

- очистку горелок;
- ремонт амбразур горелок;
- восстановление внутритопочных устройств;
- очистку наружных и внутренних поверхностей экранных труб;
- очистку газоходов;
- ремонт изоляции барабана котла и газоходов;
- уплотнение горелок в месте их монтажа;
- устранение не плотностей в кладке топочной камеры, стенках газоходов и воздухопроводов;
- закрепление лопаток на дутьевых вентиляторах и дымососах;
- устранение не плотностей пароводяного тракта и др.

4.8.4. Установка временного дополнительного оборудования и средств измерений.

При проведении режимно-наладочных испытаний, кроме штатных средств измерения используют дополнительные средства измерения и приспособления контроля наиболее ответственных (балансовых) параметров и величин для составления теплового баланса котла.

При установке и монтаже этого дополнительного оборудования необходимо руководствоваться следующими рекомендациями:

- расположение временных измерительных приборов и столов для размещения аппаратуры должно обеспечить удобство их обслуживания при соблюдении правил техники безопасности и охраны труда;
- участки, создаваемые для работы наладочной бригады, не должны препятствовать обслуживающему персоналу вести эксплуатацию котлов;
- прокладку шлангов для отбора продуктов горения на анализ следует выполнять кратчайшим путем, избегая труднодоступных и тесных участков и соприкосновения их с горячими и влажными поверхностями;
- шланги необходимо подвешивать в местах проходов на высоте не ниже 2,5 м. По всей длине не допускается провисание шлангов, при котором возможно скопление в них конденсата, выделяющегося из продуктов горения.

5. Основные измерения при проведении испытаний, методы и техническое обеспечение

5.1. Предварительные измерения.

Предварительные измерения проводят до начала наладочных и основных опытов для выявления общей картины работы котла и тех недостатков, которые не могут быть выявлены при внешнем и внутреннем осмотрах.

Кроме того, предварительные измерения позволяют обеспечить необходимую степень усреднения измеряемых величин по сечению газоходов, воздухопроводов и т.п. Перечень приборов, необходимых для технического обеспечения измерений, приведен в п. 4.6.

5.1.1. Тарировки.

Тарировки сечений газоходов, и воздухопроводов необходимы для нахождения поправочных тарировочных коэффициентов, обеспечивающих представительности измерений температур, скоростей, состава газообразных продуктов сгорания и других величин.

Как правило, тарировки выполняют при нескольких нагрузках: максимальной (или близкой к ней), средней эксплуатационной и близкой к минимальной.

Тарировки позволяют уменьшить объем измерений при определении балансовых величин. Порядок и методика проведения тарировок приведены в [1].

5.1.2. Определение присосов воздуха.

Плотность газового тракта является одним из важнейших условий экономичной работы котла (примерно на каждые 5 % увеличения присосов воздуха КПД котла снижается на 0,5 – 1,0 %), поэтому перед испытаниями необходимо измерение присосов воздуха, сравнение их с нормативными (расчетными) и, при необходимости, уплотнение котельной установки.

Величину присосов холодного воздуха в газовый тракт котла необходимо определять после устранения выявленных дефектов. Присосы определяют по результатам одновременного анализа состава продуктов сгорания в начале и конце отдельных участков газохода (за топкой, за экономайзером, за воздухоподогревателем и перед дымососом).

Измерения величин присосов воздуха производят при постоянной (близкой к номинальной) нагрузке. Избыток воздуха за котлом необходимо поддерживать в пределах 1,2–1,3, чтобы заведомо исключить появление химического недожога в продуктах сгорания.

Величину присосов в топке и газоходах определяют различными методами (1).

Для определения присосов воздуха в топку широко применяется экспресс-метод А.К. Внукова [3]. По этому методу величину присосов воздуха определяют по разности избытков воздуха за топкой (или чаще за пароперегревателем) при работе с нормальным разрежением и с избыточным давлением.

В этом случае присосы воздуха:

$$\Delta\alpha_r = \alpha_T^P - \alpha_T^D \quad (1)$$

где α_T^P и α_T^D – соответственно значения коэффициентов избытка воздуха при разрежении и давлении в топке.

Этот опыт нужно проводить при нагрузке равной 0,8 Дном и постоянном расходе воздуха.

В случае, когда котел оборудован воздухоподогревателем, контроль за постоянным расходом воздуха осуществляют по напоромеру, измеряющему сопротивление воздухоподогревателя на воздушной стороне (Приложение 9).

В тех случаях, когда воздухоподогреватель отсутствует, для контроля за постоянством расхода воздуха при работе топki с разрежением и с избыточным давлением рекомендуется на воздуховоде перед горелками устанавливать сужающее устройство с модулем 0,4–0,6. Модуль определяется отношением площади внутреннего отверстия сужающего устройства к внутренней площади воздуховода. Так как в данном случае идет речь не об измерении расхода воздуха, а только о фиксировании относительного изменения величины расхода, то модуль выбирается произвольно.

Сужающее устройство выполняют из листового материала толщиной 2–3 мм и устанавливают на фланцевом разьеме воздуховода или горелки. Для подключения U-образного, манометра на воздуховоде перед сужающим устройством и после него просверливают и приваривают штуцеры под шланг диаметром 8–10 мм.

По результатам анализа состава продуктов горения в топке определяют соответствующие коэффициенты избытка воздуха. В начале при работе под разрежением около 4 мм в. ст. После опыта при работе топki с разрежением устанавливают внизу топki избыточное давление +1 мм в. ст. Поднимать давление в топке более +1 мм в. ст. не рекомендуется, т.к. в этом случае возможно появление погрешностей в анализе, из-за выброса продуктов сгорания из топki. Для поддержания неизменного расхода воздуха, поступающего в топку с избыточным давлением, увеличивают давление воздуха перед горелками так, чтобы перепад давления воздуха на установленном сужающем устройстве (или на воздухоподогревателе) оставался равен перепаду в опыте при работе топki с разрежением.

Длительность опыта при работе топki под давлением во избежании аварийных ситуаций не должна превышать 5–7 мин.

Присосы воздуха в газоходы конвективных поверхностей нагрева подсчитывают по разности коэффициентов избытка воздуха после этих поверхностей нагрева и перед ними. Например, присосы воздуха на участке водяного экономайзера:

$$\alpha_{вэ} = \alpha''_{вэ} - \alpha'_{вэ}, \quad (2)$$

где $\Delta\alpha''_{вэ}$ и $\Delta\alpha'_{вэ}$ – соответственно коэффициенты избытка воздуха за экономайзером и перед ним.

Для оценки присосов холодного воздуха в составе продуктов сгорания достаточно определить RO_2 и коэффициент избытка воздуха по приближенной формуле:

$$\alpha \cong \frac{RO_2^{\max}}{RO_2}, \quad (3)$$

где RO_2 и $RO_2^{\max}$ – соответственно текущие значения содержания трехатомных газов в сухих продуктах сгорания и максимальное его значение при $\alpha=1$.

5.1.3. Коэффициент избытка воздуха.

Коэффициент избытка воздуха является важнейшим режимным фактором, определяющим эффективность использования топлива и котла в целом. Поэтому правильному измерению и постоянному контролю этого параметра необходимо уделять особое внимание.

Коэффициент избытка воздуха необходимо определять во всех опытах, поэтому до начала проведения наладочных и основных опытов необходимо изложить методику его определения.

Для организации оптимального сжигания топлива необходимо количество воздуха, обеспечивающего минимальные потери теплоты.

В идеальном случае для полного сгорания топлива необходимо количество воздуха

$$V_B^T = 4,75(0,5CO + 0,5H_2 + 2CH_4 + 3,5C_2H_6 + 5C_3H_8 + 6,5C_4H_{10} + 8C_5H_{12} + 3C_2H_4 + 4,5C_3H_6 + 6C_4H_8 + 7,5C_5H_{10} + 1,5H_2S - 0,2) \times 1/100, \quad (4)$$

где V_B^T – теоретический объем воздуха, необходимый для полного сгорания 1 м³ газа, м³; CO, H₂ и т.д. – содержание отдельных компонентов в топливе, % объемный.

Практическая невозможность получения стехиометрического условия (4) реальных процессов горения в связи с несовершенством смешения топлива и воздуха приводит к необходимости большего расхода воздуха для полного сгорания топлива, чем теоретически необходимого при $\alpha=1$.

Отношение действительного расхода воздуха на горение к теоретически необходимому определяется коэффициентом избытка воздуха

$$\alpha = \frac{V_B^D}{V_B^T} = \frac{V_B^T - V_B^H}{V_B^T}, \quad (5)$$

где V_B^D и V_B^H – действительный и избыточный расход воздуха, м³.

Коэффициент избытка воздуха может быть подсчитан по составу продуктов горения:

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3,76(O_2 - 0,5C - 0,5H_2 - 2CC_4)}, \quad (6)$$

где N₂, O₂ и т.д. – содержание отдельных компонентов в продуктах сгорания, %.

При проведении испытаний котлов малой мощности можно использовать для подсчета α упрощенную методику М.Б. Равича, основанной на использовании соотношений между коэффициентом избытка воздуха и изменением объема сухих продуктов сгорания h [4;5].

Между коэффициентами α и h существует определенная зависимость

$$\alpha = \frac{V_B^T - V_B^H}{V_B^T}, \quad (7)$$

$$h = \frac{V_{CG}^T - V_B^H}{V_{CG}^T}, \quad (8)$$

где V_{CG}^T – теоретический объем сухих продуктов сгорания.

$$V_B^H = V_B^T(\alpha - 1) \quad (9)$$

$$V_B^H = V_{CG}^T(h - 1) \quad (10)$$

$$V_B^T(\alpha - 1) = V_{CG}^T(h - 1) \quad (11)$$

$$\alpha = \frac{V_{CG}^T}{V_B^T}(h - 1) + 1 \quad (12)$$

$$\alpha = I(h - 1) + 1. \quad (13)$$

I – отношение теоретических объемов сухих продуктов сгорания и воздуха при полном сгорании топлива,

$I = 0,90$ – природный газ,

$I = 0,92$ – сжиженный газ,

$I = 0,90$ – коксовый газ,

$I = 2,00$ – доменный газ,

$I = 0,95$ – мазут.

Значения α и h в зависимости от состава продуктов полного сгорания природного газа и мазута приведены в таблице 2, 3, 4 [5].

При полном сгорании топлива между величинами RO_2 и O_2 существует зависимость, определяемая характеристикой топлива β или максимальным содержанием RO_2 в уходящих газах при $\alpha=1$.

$$\beta = \frac{21}{RO_2^{\max}} - 1. \quad (14)$$

При сжигании однородных по составу топлив (это относится к природному газу и мазуту) этой зависимостью можно воспользоваться для контроля результатов анализа продуктов сгорания. Для этого строится график в осях RO_2 – O_2 . По оси RO_2 откладывается значение $RO_2^{\max}$, по оси O_2 $O_2^{\max} = 21\%$. Прямая, соединяющая точки $RO_2^{\max}$ и $O_2^{\max}$, соответствует полному сгоранию топлива.

Если точки, определяемые текущими значениями RO_2 и O_2 , полученными при анализе продуктов сгорания, будут находиться выше этой прямой, то это будет свидетельствовать об ошибке в анализе.

Если точки газового анализа будут находиться ниже этой прямой, то сгорание происходит не полностью.

Зависимость (14) можно использовать при экспериментальном определении значений $RO_2^{\max}$ или β .

Таблица 2

**Значения коэффициентов α и h в зависимости от состава продуктов
полного сгорания природного газа**

Состав продуктов сгорания, %			h	α
RO_2	O_2	N_2		
11,8	0,0	88,2	1,00	1,00
11,6	0,4	88,0	1,02	1,02
11,4	0,7	87,9	1,03	1,03
11,2	1,1	87,7	1,05	1,05
11,0	1,4	87,6	1,07	1,05
10,8	1,8	87,4	1,09	1,08
10,6	2,1	87,3	1,11	1,10
10,4	2,5	87,8	1,13	1,12
10,2	2,8	87,8	1,15	1,14
10,0	3,2	86,8	1,18	1,18
9,8	3,6	86,6	1,20	1,18
9,6	3,9	86,5	1,23	1,20
9,4	4,2	86,4	1,25	1,22
9,2	4,6	86,2	1,28	1,25
9,0	5,0	86,0	1,31	1,28
8,8	5,3	85,9	1,34	1,30
8,6	5,7	85,7	1,37	1,33
8,4	6,1	85,5	1,40	1,36
8,2	6,4	85,4	1,44	1,40
8,0	6,8	85,2	1,47	1,43
7,8	7,1	85,1	1,51	1,46
7,6	7,6	84,9	1,55	1,50
7,4	7,8	84,8	1,59	1,53
7,2	8,2	84,6	1,64	1,57
7,0	8,5	84,5	1,68	1,64
6,8	8,9	84,3	1,73	1,66
6,6	9,2	84,2	1,79	1,71
6,4	9,6	84,0	1,85	1,76
6,2	10,0	83,8	1,90	1,82
6,0	10,3	83,7	1,96	1,87
5,8	10,7	83,5	2,03	1,94
5,6	11,0	83,4	2,11	2,00

Таблица 3

**Значения коэффициентов α и h в зависимости от состава продуктов
полного сгорания легкого мазута (мало- и высокосернистого)**

Состав сухих продуктов сгорания, %		h	α	Калориметрическая температура горения $t_{\text{кал}}$
RO_2	O_2			
16,0	0,0	1,00	1,00	2100
15,8	0,3	1,01	1,01	2080
15,6	0,5	1,03	1,03	2050
15,4	0,8	1,04	1,04	2030
15,2	1,1	1,05	1,05	2020
15,0	1,3	1,07	1,07	2000
14,8	1,6	1,08	1,08	1980
14,6	1,8	1,10	1,10	1950
14,4	2,1	1,11	1,10	1930
14,2	2,4	1,13	1,12	1910
14,0	2,6	1,14	1,13	1890
13,8	2,9	1,16	1,15	1860
13,6	3,2	1,18	1,17	1840
13,4	3,4	1,19	1,18	1820
13,2	3,7	1,21	1,20	1800
13,0	3,9	1,23	1,22	1780
12,8	4,2	1,25	1,24	1750
12,6	4,5	1,27	1,26	1730
12,4	4,7	1,29	1,27	1710
12,2	5,0	1,31	1,29	1690
12,0	5,3	1,33	1,31	1670
11,8	5,5	1,35	1,33	1650
11,6	5,8	1,38	1,36	1620
11,4	6,0	1,40	1,38	1600
11,2	6,3	1,43	1,91	1670
11,0	6,6	1,45	1,43	1550
10,8	6,8	1,48	1,46	1520
10,6	7,1	1,51	1,48	1500
10,4	7,4	1,54	1,51	—
10,2	7,6	1,57	1,54	—
10,0	7,9	1,60	1,57	—

Таблица 4

**Значения коэффициентов α и h в зависимости от состава продуктов
полного сгорания тяжелого мазута (мало- и высокосернистого)**

Состав сухих продуктов сгорания, %		h	α	Калориметрическая температура горения $t_{\text{ккл}}$
RO_2	O_2			
16,5	0,0	1,00	1,00	2100
16,3	0,3	1,01	1,01	2080
16,0	0,6	1,03	1,03	2040
15,8	0,9	1,05	1,05	2020
15,6	1,2	1,06	1,06	2000
15,4	1,4	1,07	1,07	1980
15,2	1,7	1,08	1,08	1970
15,0	1,9	1,10	1,09	1960
14,8	2,2	1,11	1,10	1940
14,6	2,4	1,13	1,12	1910
14,4	2,7	1,15	1,14	1890
14,2	2,9	1,16	1,15	1870
14,0	3,2	1,18	1,17	1850
13,8	3,4	1,20	1,19	1830
13,6	3,7	1,21	1,20	1820
13,4	4,0	1,23	1,22	1800
13,2	4,2	1,25	1,24	1780
13,0	4,5	1,27	1,25	1750
12,8	4,7	1,29	1,27	1730
12,6	5,0	1,31	1,29	1710
12,4	5,2	1,33	1,31	1700
12,2	5,5	1,35	1,33	1680
12,0	5,7	1,37	1,35	1660
11,8	6,0	1,40	1,38	1640
11,6	6,2	1,42	1,40	1620
11,4	6,5	1,45	1,42	1600
11,2	6,7	1,48	1,45	1580
11,0	7,0	1,50	1,47	1550
10,8	7,2	1,53	1,50	1520
10,6	7,5	1,55	1,52	—
10,4	7,8	1,58	1,55	—
10,2	8,0	1,61	1,58	—
10,0	8,3	1,65	1,61	—

5.2. Наладочные опыты.

В результате наладочных опытов определяют оптимальные режимы работы котла при различной его производительности.

К этим опытам следует приступить после устранения выявленных дефектов и установки контрольно-измерительных приборов, позволяющих выполнить полный комплекс необходимых измерений, а также после предварительных измерений.

Продолжительность опытов и условия работы котла до начала испытаний, во время опытов и между отдельными режимами работы в ходе испытаний должны выдерживаться в соответствии с указаниями, приведенными в Приложении 2. Это необходимо для обеспечения установившегося теплового состояния котла на заданном режиме работы, характеризующегося постоянством температуры уходящих газов.

Влияние на показатели работы котла одного из параметров режима (давления воздуха, разрежения) должно определяться при неизменных (в пределах допустимых отклонений по Приложению 2) всех остальных параметров.

В процессе проведения наладочных опытов необходимо контролировать расположение факела в топке визуально и с помощью оптического пирометра. Его расположение оказывает влияние на состояние радиационных и конвективных поверхностей нагрева, температурный режим работы котла, в том числе на температуру перегретого пара.

На расположение факела в топке влияет ряд факторов, которые должны быть выявлены при проведении подготовительных работ, а именно: качество изготовления и монтажа горелочных устройств, их техническое состояние (степень износа, чистота), качество выполнения кладки и обмазки амбразур горелок.

При оптимальном расположении факел должен равномерно заполнять топочную камеру с окончанием горения в топке, не касаться экранных труб и нижней части верхнего барабана, факел должен быть ослепительно ярким или почти прозрачным с фиолетовым оттенком и не иметь коптящих "языков". Эта субъективная оценка качества факела должна проверяться анализом состава продуктов сгорания.

Температура продуктов сгорания на выходе из топки котла не должна превышать величину, установленную заводскими испытаниями.

Оптимальное расположение факела в топке достигают равномерным распространением по горелкам расхода топлива и воздуха и поддержанием минимально необходимой величины разрежения в топке (для котлов, работающих с уравновешенной тягой).

При двухъярусном расположении горелок необходимая температура перегрева пара, а также надежная работа поверхностей нагрева котла может быть достигнута за счет перераспределения расхода топлива и воздуха по ярусам горелок.

Равномерное заполнение факелом топки обеспечивается симметричным включением парного числа горелок. Так, при расположении на котле ПТВМ-50 12 горелок с двух сторон, в зависимости от теплопроизводительности рекомендуется включать 12, 8, 6 горелок. При минимальной производительности должны быть работающими 4 растопочные горелки.

В ряде случаев, из-за отсутствия на котле необходимых гляделок или лючков, не удастся точно проконтролировать оптимальное расположение факела в топке. В этом случае оптимум определяют по температуре газов на выходе из топки.

В продолжение опытов по выявлению оптимального расположения факела проводят опыты по определению оптимального коэффициента избытка воздуха в топке (или за котлом).

Как известно, присутствие большого избытка воздуха при горении приводит к дополнительным затратам тепла на его нагрев и, как следствие - к потере с уходящими газами. При недостатке воздуха происходит неполное сгорание топлива и появляются потери тепла от химического недожога.

Из сказанного ясно, что экономичное сжигание топлива может быть достигнуто при оптимальной величине избытка воздуха, участвующего в горении. Эта величина зависит от качества смешения топлива с воздухом и определяется конструкцией горелочного устройства и плотность топочной камеры. При хорошем смешении избыток воздуха, необходимый для полного сгорания топлива, снижается.

Применим следующий порядок определения оптимального коэффициента избытка воздуха:

1. Устанавливают заданную производительность котла, которой соответствует определенный, равномерно распределенный по горелкам расход топлива. Расход топлива по горелкам контролируют по величине его давления перед горелками.
2. Расход воздуха на горение выбирают максимальным с точки зрения обеспечения полного сгорания топлива, что, в первом приближении, выявляют визуально и затем контролируют анализом состава продуктов горения.
3. Установленный режим выдерживают в течение времени, необходимого для стабилизации теплового состояния котла, но не менее 2-х ч. Стабилизация теплового состояния характеризуется постоянством температуры продуктов горения.
4. После стабилизации режима в балансовой точке (в газоходе за котлом) отбирают пробы продуктов горения для анализа на содержание RO_2 , O_2 , CO , H_2 , CH_4 . В случае отсутствия в пробе продуктов неполного сгорания выполняют опыты с другим меньшим расходом воздуха.
5. Изменением расхода воздуха от максимально до минимального значений (4–5 воздушных режимов) при постоянном давлении топлива перед горелками и при постоянной нагрузке вычисляют потери тепла, определяющие эффективность процесса горения и экономичность работы котла.
6. После каждого изменения воздушного режима необходимо сделать выдержку времени для стабилизации нового режима и теплового состояния котла. После чего можно проводить все основные замеры, в том числе и отбор проб дымовых газов для полного анализа продуктов сгорания.

Для постоянной нагрузки котла оптимальный избыток воздуха определяется по минимуму суммарных потерь тепла с уходящими газами, с химическим недожогом и потерями на тягу и дутье. Для чего строят графическую зависимость

$$\Sigma q = f(\alpha) \text{ при } D(Q) = \text{пост.}$$

Оптимальный коэффициент избытка воздуха определяется для 3–4 нагрузок котла: максимальной, минимальной и промежуточных.

Методика измерений в этих опытах приведена в Приложении 10, методика обработки результатов опытов и расчета всех балансовых величин – в Приложении 11.

Результаты определения оптимальных режимов работы котла сводят в таблицу результатов опытов (Приложения 12, 13).

6. Технология проведения балансовых испытаний

Балансовые (основные) опыты являются наиболее ответственными и важными в испытаниях котла, так как по их результатам рассчитывают технико-экономические показатели его работы и составляют режимную карту.

6.1. Определение экономичности и потерь теплоты.

Для определения технико-экономических показателей работы котла – КПД, потерь тепла, удельных расходов топлива, основные опыты проводят на 3–4 нагрузках. Для повышения представительности и достоверности результатов испытаний основные опыты дублируются.

На каждой из нагрузок устанавливают оптимальный режим работы, определенный по результатам наладочных опытов на данной нагрузке.

При проведении рассматриваемой серии опытов измеряют следующие параметры:

- паропроизводительность или теплопроизводительность котла;
- давление, температуру перегретого пара (температуру горячей воды);
- температуру питательной воды до и после экономайзера (температуру воды на входе в котел);
- давление питательной воды до и после экономайзера;
- величину непрерывной продувки;
- расход топлива;
- давление топлива перед горелками;
- температуру и давление топлива перед диафрагмой;
- давление пара (воздуха) на распыл мазута;
- температуру холодного и горячего воздуха;
- давление воздуха после дутьевого вентилятора, перед горелками (первичного, вторичного);
- разрежение вверху топки, за котлом, за экономайзером, за воздухоподогревателем, перед дымососом;
- температуру продуктов горения за котлом, за экономайзером, за воздухоподогревателем, перед дымососом;
- состав продуктов горения в наладочной точке (за котлом или за воздухоподогревателем);
- нагрузку электродвигателей дымососа, дутьевого вентилятора.

Продолжительность балансового опыта на одной нагрузке должна составлять не менее 3 ч. На основании данных измерений подсчитывают технико-экономические показатели котла и составляют сводную ведомость результатов испытаний в соответствии с установленной формой (Приложения 14, 15).

При анализе результатов основных опытов следует принимать во внимание, что при сжигании газа и мазута, при условии соответствия поверхности нагрева экономайзера производительности котла и температуре питательной воды на входе в экономайзер 100–102°C, повышение температуры питательной воды в экономайзере на 1°C сопровождается охлаждением продуктов сгорания на 3,8–4,0°C – при производительности котла, близкой к номинальной, и на 3,5–3,7°C при максимальной производительности. Приведенные данные взяты из работ ПТП «Промэнергогаз» и позволяют оценить соответствие количества теплоты воспринятой питательной водой, количеству теплоты, отданной продуктами сгорания.

Если прирост температуры питательной воды в экономайзере при номинальной производительности меньше 30°C при работе на газе и 35°C – при работе на мазуте, необходимо установить причины ухудшения тепловосприятия, которыми могут быть:

- загрязнение поверхностей нагрева с наружной или внутренней стороны;
- ухудшение нагрева продуктами сгорания поверхностей из-за наличия на трубах посторонних предметов и образования отложений;
- большие присосы воздуха в газоход экономайзера.

При работе на газе температура питательной вода на входе в экономайзер должна быть не менее 63°C, а на мазуте – не менее 100°C. При снижении температуры питательной воды на входе ниже 100°C из-за наличия в продуктах сгорания мазута серного ангидрида SO_3 и растворении его в сконденсированных парах воды на поверхности труб образуется пленка раствора серной кислоты, что снижает срок службы экономайзера. В связи с этим при работе на мазуте необходимо систематически производить обдувку поверхностей нагрева экономайзера, особенно его холодной части (на входе воды). Хорошие результаты дает обдувка сжатым воздухом при давлении 4–6 кгс/см². При отсутствии сжатого воздуха, рекомендуется обдувать поверхности насыщенным паром давлением не менее 5–6 кгс/см², или применять газоимпульсную очистку поверхностей нагрева.

6.2. Определение минимально-устойчивой нагрузки котла.

В задачу опыта входит определение режимов работы котла по условиям устойчивости горения основного топлива, т.е. определить соответствующее этим условиям минимальное давление топлива перед горелками при оптимальном или близком к нему коэффициентам избытка воздуха.

Для этого производительность котла снижают ступенчато по 10–20% от номинальной производительности, с выдержкой времени, необходимой для проведения всего объема измерений (но не менее 1 ч.).

По достижению минимального значения по условиям допустимого снижения температуры перегретого пара, температурного режима по газовому тракту, устойчивого горения при соблюдении необходимого соотношения "газ-воздух", обеспечивающего полное сгорание топлива, производительность котла несколько повышают (на 5%) для перехода в устойчивый режим.

При определении минимальной производительности в обязательном порядке должны учитываться данные завода-изготовителя, указанного в паспортах котлов или других информационных материалах.

При эксплуатации котла на минимальном давлении газа и воздуха перед горелками должна быть обеспечена надежная работа датчиков автоматики безопасности по погасанию факела.

6.3. Определение максимально-допустимой нагрузки.

Максимально-допустимая производительность котла определяется заводом-изготовителем.

Максимальная производительность котла может быть ограничена производительностью дымососа или дутьевого вентилятора, расположением факела в топке, ухудшением качества пара, недостаточностью напора питательных насосов, повышенным нагревом обмуровки, особенно фронтальных плит горелок, пределом, установленным заводом-изготовителем или требованиями соответствующих нормативных документов.

Величину максимальной производительности устанавливают следующим образом:

- увеличивают нагрузку на 5–10 % от номинальной производительности котла;
- по данным анализа состава продуктов горения устанавливают оптимальный расход (давление) воздуха (пара на распыл топлива) перед горелками;
- заданную производительность выдерживают в течение не менее 30 мин;
- производят дальнейшее увеличение производительности в указанном порядке до появления ограничения по одному из вышеуказанных условий.

Опыт для определения максимально-допустимой нагрузки котла проводят в течение 2–3 ч (не менее).

Работа водогрейных котлов всех систем с теплопроизводительностью выше номинальной не разрешается. В таком случае за максимальную принимается номинальная теплопроизводительность.

Измерения в опыте те же, что и при определении минимальной производительности.

7. Обработка и анализ материалов балансовых испытаний

Материалы испытаний необходимо обрабатывать в две стадии:

- предварительная обработка в ходе проведения испытаний;
- окончательная обработка после завершения испытаний.

Предварительная обработка материалов дает возможность оценить правильность проведения выполненных опытов и принять решение о возможности зачета этих опытов или необходимости их повторения.

В общем виде предварительная обработка заключается в следующем:

- отбирают результаты измерений, которые в достаточной степени характеризуют работу котла в условиях эксплуатации;
- проводят расчеты, связанные с тарировкой сечений газоходов;
- подсчитывают величины присосов воздуха в топку и газоходы котла;
- подсчитывают оптимальные коэффициенты избытка воздуха при различной, производительности котла;
- составляют таблицы результатов опытов по определению оптимального режима горения.

Окончательная обработка заключается в следующем:

- отбирают результаты измерений в основных опытах, подлежащих обработке и анализу;
- подсчитывают средние значения измеренных величин в основных опытах;
- приводят видимые значения расходов газа, пара и воды к действительным значениям;
- составляют тепловой баланс котла для всего испытанного диапазона нагрузок;
- составляют сводную ведомость;
- строят графики зависимости основных технико-экономических показателей от нагрузки и коэффициента избытка воздуха, а также вспомогательные графики для режимной карты;
- составляют режимную карту работы котла в соответствии с принятой формой (Приложения 16, 17).

Так как в условиях эксплуатации котлов температура холодного воздуха, поступающего на горение, и теплота сгорания топлива могут отличаться от величин, которые были при испытаниях, то необходимо расчетным путем вносить коррективы в величины давления топлива или температуры холодного воздуха, определенные при испытаниях.

Для котлов, в топку которых воздух поступает от дутьевых вентиляторов с регулируемой подачей (например, направляющим аппаратом) с изменением температуры воздуха изменяется его плотность, а, следовательно, массовый расход. Нарушается оптимальное соотношение «топливо-воздух». Для поддержания в этом случае при заданной производительности величины $\alpha''_{т.опт.}$ установленной, при испытаниях, необходимо изменить давление воздуха, согласно формуле:

$$P'_B = P_B \frac{T'_B}{T_B}, \quad (15)$$

где T_B и T'_B – температура воздуха за вентилятором при заданной производительности котла при испытаниях и в условиях эксплуатации, К;

P_B и P'_B – давление воздуха за вентилятором при той же производительности котла при испытаниях и в условиях эксплуатации, Па;

На основании рассчитанных данных можно построить графики (Приложение 18), пользование которыми упростит проведение корректировки режима работы котла эксплуатационным персоналом.

Для котлов, оборудованных дутьевыми вентиляторами, на которых подача воздуха не регулируется (например, котлы ПТВМ) с изменением температуры воздуха для поддержания оптимального соотношения «топливо-воздух» корректируется давление топлива перед горелками.

$$\frac{P'_T}{P_T} = \left(\frac{T'_B}{T_B} \right)^2, \quad (16)$$

где P_T и P'_T – давление топлива перед горелками при испытаниях при температуре воздуха T_B , К; и в условиях эксплуатации при температуре T'_B , К.

Изменение давления топлива приведет к изменению и теплопроизводительности котла по формуле:

$$Q'_K = Q_K \frac{T'_B \eta'_K}{T_B \eta_K}, \quad (17)$$

где Q_K и η_K – теплопроизводительность и КПД котла при испытаниях;

Q'_K и η'_K – теплопроизводительность и КПД котла при температуре воздуха T'_B .

При определении η'_K пересчитывают потери теплоты q_2 и q_5 . При этом температуру t_{yx} принимают такой, как при испытаниях.

Для удобства эксплуатационного персонала следует построить графики зависимости давления топлива перед горелками от температуры воздуха на различных нагрузках (Приложение 19).

Так как с изменением температуры воздуха T_B меняется его плотность, то изменяется (без участия эксплуатационного персонала и средств автоматики) и давление воздуха согласно формуле:

$$P'_B = P_B \frac{\rho'_B}{\rho_B}, \quad (18)$$

где ρ_B и ρ'_B – плотность воздуха при испытаниях при температуре T_B и при изменении температуры воздуха до T'_B .

P_v и P'_v – давление воздуха за вентилятором при испытаниях и при изменении температуры воздуха.

Поэтому графиком можно выразить зависимость давления топлива перед горелками также и от давления воздуха перед горелками (Приложение 19). По оси абсцисс откладывают величины давления воздуха, рассчитанные по формуле (18), а по оси ординат – величины давления топлива, рассчитанные по формуле (16).

С увеличением теплоты сгорания топлива при неизменном его расходе, т.е. при $P_T = \text{пост.}$, увеличивается количество теплоты, поступившей в топку котла с топливом. Для его полного сгорания требуется большее количество воздуха. Увеличение подачи воздуха пропорционально росту теплоты сгорания, что видно из формулы:

$$\alpha y_v^D = \alpha y_v^T = \alpha \frac{1,11 Q_H}{1000} \quad (19)$$

То есть, для поддержания оптимального избытка воздуха, определенного в испытаниях с изменением теплоты сгорания топлива, необходимо внести коррективы в величину давления воздуха перед горелками:

$$P'_v = P_v \left(\frac{Q'_H}{Q_H} \right)^2, \quad (20)$$

где P_v и P'_v – давление воздуха перед горелками соответственно при теплоте сгорания Q_v и Q'_v .

По расчетным данным строят графики соотношения «топливо-воздух» при различных значениях Q_H (с интервалом 200 ккал/м³, ккал/кг) (Приложение 20).

В случае, если подача воздуха на горелки не регулируется, с изменением теплоты сгорания топлива для поддержания неизменного коэффициента избытка воздуха необходимо регулировать давление топлива перед горелками согласно формуле:

$$P'_T = P_T \left(\frac{Q'_H}{Q_H} \right)^2, \quad (21)$$

где P_T и P'_T – давление топлива перед горелками соответственно при теплоте сгорания Q_v и Q'_v .

Расчетные данные также могут быть представлены в виде графиков. Указанные графики должны прилагаться к режимным картам.

8. Расчет прямого и обратного теплового балансов котла и отдельных их статей

Тепловой баланс котла, представляет собой равенство между количеством теплоты, внесенной в котел и количеством полезно использованной теплоты и ее потерь. Составляющие теплового баланса относят к единице массы или объема сжигаемого топлива.

Уравнение теплового баланса для котла при установившемся режиме имеет вид:

$$Q^P = Q_1 + \Sigma Q_{\text{пот}}, \quad (22)$$

где Q^P – теплота, внесенная в топку котла (располагаемая теплота), ккал/м³;

Q_1 – теплота, использованная на нагревание рабочей среды (воды, пара) в котле, ккал/кг, ккал/м³,

$\Sigma Q_{\text{пот}}$ – сумма потерь теплоты, ккал/кг, ккал/м³.

Располагаемая теплота, ккал/кг, ккал/м³:

$$Q^P = Q_H + Q_{\text{гл}} + Q_{\text{ф}} + Q_{\text{в.вн}} \quad (23)$$

где Q_H – низшая теплота сгорания топлива;

$Q_{\text{гл}}$ – физическая теплота топлива, учитываемая при предварительном подогреве топлива;

$Q_{\text{ф}}$ – теплота, вносимая в топку с форсуночным дутьем, для распыления мазута;

$Q_{\text{в.вн}}$ – теплота, поступающая в топку с воздухом при подогреве его вне котельной установки (в калорифере).

При составлении теплового баланса для котлов малой и средней мощности, работающих на газовом топливе, как правило, составляющие теплового баланса $Q_{\text{гл}}$, $Q_{\text{ф}}$, $Q_{\text{в.вн}}$ не учитывают и формула приобретает вид:

$$Q^P = Q_H \quad (23)$$

Низшая теплота сгорания топлива представляет количество тепла, выделяющегося при полном сгорании единицы массы или объема топлива с образованием $\text{RO}_2(\text{SO}_2 + \text{CO}_2)$ и воды в парообразном состоянии.

Теплоту сгорания топлива можно определить в калориметрической бомбе или подсчитать по формуле.

Для мазута и др. видов жидкого топлива применяется формула Д.И. Менделеева:

$$Q_H = 81C^P + 246H^P - 26(O^P - S^P) - 6W^P, \text{ ккал/кг} \quad (25)$$

где C^P , H^P , S^P , O^P , W^P – содержание в рабочей массе топлива соответственно углерода, водорода, серы, кислорода, влажности, %.

Таблица 5

Содержание компонентов в мазуте

Марка мазута	Содержание компонентов, %			
	H^p	C^p	S^p	$O^p + H^p$
Малосернистый флотский Ф-12	12,1	87,0	0,3	0,6
Малосернистый топочный Т-40	11,2	87,4	0,5	0,9
Малосернистый крекинг-мазут топочный Т-200	10,3	87,7	0,3	1,7
Сернистый флотский Ф-5	12,2	85,8	1,7	0,3
Сернистый топочный	10,8	87,7	0,7	0,8
Сернистый крекинг-мазут топочный Т-100	10,2	87,1	1,7	1,0
Сернистый крекинг-мазут топочный Т-200	9,7	89,1	0,6	0,6
Высокосернистый топочный Т-40	10,6	86,1	2,8	0,5
Высокосернистый топочный Т-100	10,3	86,3	2,8	0,6
Высокосернистый топочный Т-200	9,6	86,5	3,2	0,7

Для газообразного топлива теплота сгорания:

$$Q_H = 30,2CO + 25,8H_2 + 85,5CH_4 + 152C_2H_6 + 218C_3H_8 + 283C_4H_{10} + 349C_5H_{12} + 141C_2H_4 + 206C_2H_8 + 271C_4H_8 + 337C_5H_{10} + 56H_2, \text{ ккал/м}^3 \quad (26)$$

где CO, H₂ и т.д. – содержание составляющих газообразного топлива, %.

Плотность газа кг/м³:

$$\rho = 0,01(1,96CO_2 + 1,25N_2 + 1,43O_2 + 1,25CO + 0,09H_2 + 0,716CH_4 + 1,34C_2H_6 + 1,97C_3H_8 + 2,5C_4H_{10}) \quad (27)$$

Низшая теплота сгорания и плотность подсчитаны по вышеприведенным формулам для температуры 0°C и давления 760 мм рт. ст. Для приведения их к +20°C в формулы надо ввести коэффициент

$$K = \frac{273}{273 + 20} = 0,932. \quad (28)$$

Вместе с низшей существует понятие высшей теплоты сгорания. Низшая теплота сгорания отличается от высшей затратами теплоты на испарение влаги, содержащейся в топливе и образующейся при его сгорании. Для природного газа разность между высшей и низшей теплотой сгорания составляет порядка 1000 ккал/м³.

Высшую теплоту сгорания необходимо учитывать при теплотехнических испытаниях контактно-поверхностных и контактных теплообменных аппаратов (водоподогреватели типа ФНКВ, контактные экономайзеры), в которых вода нагревается не только за счет физической теплоты продуктов горения, но и скрытой теплоты парообразования содержащихся в них водяных паров.

Теплоту, использованную на нагревание рабочей среды (воды, пара) в котле, определяют по формулам:

$$Q_1 = (D_{пп}(i_{пп} - W_{пп}) + D_{нп}(i_{нп} - i_{пв}) + G_{пр}(i_{пр} - i_{пв}))/B \quad (29)$$

где $D_{пп}$, $D_{нп}$ – количества вырабатываемого перегретого и насыщенного пара, соответственно, кг/ч;

$i_{пп}$, $i_{нп}$, $i_{пр}$, $i_{пв}$ – энтальпии перегретого, насыщенного пара, продувочной и питательной воды, соответственно, ккал/кг;

$G_{пр}$ – расход продувочной воды, кг/ч;

B – расход топлива, кг/ч (м³/ч).

Расход продувочной воды может быть определен по солевому составу пара, котловой и питательной воды, кг/ч:

$$G_{пр} = \frac{A_{пв} - A_{п}}{A_{кв}} (D_{пп} - D_{нп}), \quad (30)$$

где $\frac{A_{пв} - A_{п}}{A_{кв}}$ – относительная величина продувки;

$A_{пв}$, $A_{п}$, $A_{кв}$ – солесодержание (или щелочность) питательной воды, пара и котловой воды, соответственно, мг/л.

При сжигании газа величина расхода приводится к температуре 20°C и давлению 760 мм рт. ст.

Для водогрейного котла:

$$Q_1 = \frac{G_v(t''_v - t'_v)}{B}, \quad (31)$$

где G_v – расход воды через котел, кг/ч;

t''_v , t'_v – температура воды на выходе из котла и входе в котел, соответственно, °C.

Сумма потерь теплоты, ккал/кг (ккал/м³):

$$\Sigma Q_{пот} = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \quad (32)$$

где Q_2 – потери теплоты с уходящими газами;

Q_3 – потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива;

Q_4 – потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива;

Q_5 – потери теплоты от наружного охлаждения котла;

Q_6 – потери теплоты с физическим теплом шлаков.

При работе котлов на газе отсутствуют потери теплоты:

$$\Sigma Q_{\text{пот}} = Q_4 + Q_6. \quad (33)$$

Также не отработана методика определения потерь Q_4 для жидкого топлива и поэтому эти потери не учитываются, хотя по данным ВТИ их величина может достигать 0,3%.

Таким образом уравнение теплового баланса для котлов, работающих на газе и мазуте, имеет вид:

$$Q_{\text{н}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_5. \quad (34)$$

Если составляющие теплового баланса выразить их процентным отношением к $Q_{\text{н}}$, получим уравнение:

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_5, \quad (35)$$

$$\text{где } q_1 = \frac{Q_1}{Q_{\text{н}}} 100,$$

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_{\text{н}}} 100,$$

$$q_3 = \frac{Q_3}{Q_{\text{н}}} 100,$$

$$q_5 = \frac{Q_5}{Q_{\text{н}}} 100.$$

Отношение полезно использованной теплоты Q_1 к располагаемой (затраченной) $Q_{\text{н}}$ представляет коэффициент полезного действия (КПД) брутто котла:

$$\eta_{\text{к}} = q_1 = 100 - q_2 - q_3 - q_5. \quad (36)$$

В отличие от КПД брутто существует понятие КПД нетто котла, учитывающего затраты теплоты на его собственные нужды. Однако на практике КПД нетто отдельных котлов не рассчитывают, а определяют КПД нетто котельной в целом. При этом учитывают расходы теплоты на собственные нужды в общем на котельную.

КПД котла может быть определен по прямому и обратному тепловым балансом. При прямом балансе:

– для парового котла

$$\eta_{\text{к}}^{\text{пр}} = \frac{D_{\text{пл}}(i_{\text{пл}} - i_{\text{пв}}) + D_{\text{ин}}(i_{\text{ин}} - i_{\text{пв}}) + G_{\text{пр}}(i_{\text{пр}} - i_{\text{пв}})}{BQ_{\text{н}}} 100 \quad (37)$$

– для водогрейного котла

$$\eta_{\kappa}^{\text{пр}} = \frac{G_{\text{в}}(t''_{\text{в}} - t'_{\text{в}})}{BQ_{\text{н}}} 100. \quad (38)$$

Из приведенных формул видно, что для определения КПД котла по прямому балансу необходимо измерить количество и теплоту сгорания сжигаемого топлива, а также, количество выработанной теплоты в виде пара или горячей воды.

При определении КПД котла по обратному балансу необходимо вычислить величину потерь теплоты и по известной теплоте сгорания топлива найти КПД котла по формуле:

$$\eta_{\kappa} = 100 - q_2 - q_3 - q_5. \quad (39)$$

Потери теплоты с уходящими газами Q_2 возникают вследствие того, что температура уходящих газов выше температуры воздуха и топлива, поступающих в котел.

Потери теплоты от химической неполноты сгорания имеют место при недостаточном количестве воздуха, поступающего для горения, и при его некачественном смешении с топливом.

Потери Q_2 и Q_3 могут быть подсчитаны по результатам измерений объема продуктов горения и их теплофизических характеристик (температуре, теплоемкости, теплоте сгорания продуктов химического недожога).

Однако с целью сокращения трудоемкости и упрощения анализов и расчетов при сжигании жидкого и газообразного топлива эти потери определяют по методике теплотехнических расчетов, предложенной проф. М.Б. Равичем [4].

Применение этой методики позволяет отказаться от подсчета теплоты сгорания топлива и основывается на использовании обобщенных характеристик продуктов горения, колеблющихся в весьма малых пределах.

К обобщенным характеристикам относятся:

- жаропроизводительность топлива $t_{\text{макс}}^{\text{ох}}$ – максимальная температура горения в °С, развиваемая при полном сгорании топлива в теоретически необходимом для горения количестве воздуха ($\alpha=1,0$) при температуре топлива и воздуха 0°С (табл. 6);
- соотношение объемов влажных и сухих продуктов горения, $B_{\text{ох}}$ (табл.6);
- количество теплоты, выделяемой при полном сгорании топлива при $\alpha=1$ отнесенное к 1 м³ сухих продуктов сгорания, $P_{\text{ох}}$, ккал/м³ (табл.6);
- коэффициент изменения объема сухих продуктов горения, $h_{\text{ох}}$ – отношение действительного объема сухих продуктов горения к теоретическому объему сухих газов, получаемого при полном сгорании топлива при $\alpha=1$;
- отношение теплоемкостей продуктов сгорания при $\alpha=1$ в интервале температур от 0°С до $t_{\text{ух}}$ к их теплоемкости в интервале температур от 0°С до $t_{\text{макс}}$ $C_{\text{ох}}^{\text{н}}$ (табл.7);
- отношение объемной теплоемкости воздуха в интервале температур от 0°С до $t_{\text{ух}}$ к объемной теплоемкости продуктов горения при $\alpha=1$ в интервале температур от 0°С до $t_{\text{макс}}$ $K_{\text{ох}}$ (табл. 7).

¹ Буквы «ох» означают, что величина является обобщенной характеристикой. Так же они дают отличие обозначений обобщенных характеристик по Равичу М.Б. от общепризнанных обозначений величин (например, $B_{\text{ох}}$ – соотношение объемов.... B – расход топлива)

Таблица 6

Обобщенные теплотехнические характеристики и $RO_2^{\text{макс}}$ газового топлива

Топливо	$t_{\text{макс}}^{\text{ox}}, ^\circ\text{C}$	B_{ox}	$RO_2^{\text{макс}}$	P_{ox}
Природный газ	2010	0,80	11,8	1000
Нефтепромысловый газ	2050	0,84	13,0	1000
Коксовый газ	2090	0,77	10,4	1090
Сланцевый газ	1950	0,82	16,2	1000
Доменный газ	1470	0,98	24,5	620
Мазут	2100	0,88	16,5	960

Таблица 7

Значения коэффициентов C'_{ox} и K_{ox}

Температура продуктов горения, $^\circ\text{C}$	Топливо с $t_{\text{макс}} \geq 2000 ^\circ\text{C}$ (малым содержанием балласта)		Топливо с $t_{\text{макс}} = 1600-1700 ^\circ\text{C}$ (с большим содержанием балласта)	
	C'_{ox}	K_{ox}	C'_{ox}	K_{ox}
100	0,82	0,77	0,83	0,79
200	0,83	0,78	0,84	0,79
300	0,84	0,79	0,86	0,80
400	0,86	0,80	0,87	0,81
500	0,87	0,81	0,88	0,82
600	0,88	0,82	0,90	0,83
700	0,89	0,83	0,91	0,84
800	0,90	0,83	0,92	0,85
900	0,91	0,84	0,93	0,86
1000	0,92	0,85	0,94	0,87
1100	0,93	0,86	0,95	0,87
1200	0,94	0,86	0,96	0,88
1300	0,95	0,87	0,97	0,88
1400	0,96	0,88	0,98	0,89
1500	0,97	0,89	—	—

Коэффициент изменения объема сухих продуктов горения в общем случае определяется по формуле:

$$h_{ox} = \frac{RO_2^{\max}}{RO_2 + CO + CH_4}, \quad (40)$$

где $RO_2 = CO_2 + SO_2$ – содержание CO_2 и SO_2 в сухих продуктах горения, %;

CO, CH_4 – содержание CO, CH_4 в сухих продуктах горения, %;

$RO_2^{\max}$ – максимально возможное содержание RO_2 в сухих продуктах горения при $\alpha=1$ (табл.6).

При отсутствии в топливе сернистых соединений и полном сгорании топлива

$$h_{ox} = \frac{CO_2^{\max}}{CO_2}. \quad (41)$$

Значение $CO_2^{\max}$ природных газов чисто газовых месторождений, состоящих в основном из метана, равно 11,8 %. Зная состав газового топлива $CO_2^{\max}$ можно определить по формуле:

$$CO_2^{\max} = 11,75 + 0,01(2C_2H_6 + 4C_3H_8 + 6C_4H_{10} + 8C_3H_{12} + 11CO_2 - 1,5N_2), \quad (42)$$

где 11,75 – значение $CO_2^{\max}$ при сжигании метана.

С увеличением содержания в газе азота, углекислого газа и уменьшением содержания метана $CO_2^{\max}$ возрастает и подлежит определению по составу продуктов его полного горения

$$CO_2^{\max} = \frac{CO_2 100}{100 - 4,76O_2}, \quad (43)$$

где CO_2, O_2 – содержание CO_2, O_2 в продуктах горения, %;

$CO_2^{\max}$ – для мазута определяют по характеристики топлива:

$$CO_2^{\max} = \frac{21}{1 + \beta}, \quad (44)$$

где β – коэффициент Бунте:

$$\beta = \frac{2,35 \left(H^p - \frac{O^p}{8} \right)}{C^p - 0,375S^p}. \quad (45)$$

Проведение исследования установили примерные значения низшей теплоты сгорания мазута в зависимости от его плотности при 15,5°C. Также установлена зависимость $CO_2^{\max}$ продуктов сгорания малосернистого мазута от его плотности.

Таблица 8

Теплота сгорания, плотность и $\text{CO}_2^{\text{макс}}$ малосернистого мазута при 15,5°C

$Q_{\text{н}}, \text{ккал/кг}$	$\rho, \text{г/см}^3$	$\text{CO}_2^{\text{макс}}, \%$
9500	1,070	16,55
9530	1,060	16,50
9560	1,062	16,46
9590	1,044	16,41
9620	1,037	16,37
9650	1,030	16,33
9670	1,022	16,29
9690	1,014	16,25
9720	1,007	16,21
9740	1,000	16,17
9770	0,993	16,12
9790	0,986	16,08
9810	0,979	16,05
9840	0,972	16,01
9860	0,966	15,97
9880	0,959	15,94
9900	0,953	15,90
9920	0,946	15,86
9940	0,940	15,83
9960	0,934	15,80
9980	0,928	15,77
10000	0,922	15,73

Потери теплоты с уходящими газами подсчитывают по формуле:

$$q_2 = \frac{t_{\text{yx}} - t_{\text{в}}}{t_{\text{макс}}} (C'_{\text{ок}} + (h_{\text{ок}} - 1)B_{\text{ок}}K_{\text{ок}})100, \quad (46)$$

где t_{yx} – температура уходящих газов, °C;

$t_{\text{в}}$ – температура холодного воздуха, поступающего на горение, °C.

Приведенная формула (46) может быть применена для всех видов топлива и для совместного сжигания различных видов топлива.

При сжигании одного вида топлива с известными значениями $B_{\text{ок}}$, $C'_{\text{ок}}$, $K_{\text{ок}}$ формула будет иметь вид:

$$q_2 = 0,01Z(t_{\text{yx}} - t_{\text{в}}), \quad (47)$$

где Z – величина, определяемая в зависимости от температуры уходящих газов и содержания в продуктах горения суммы углеродосодержащих газов $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$.

Потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива определяются по формуле:

$$q_3 = \frac{(30,2\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,5\text{CH}_4)}{P_{\text{ox}}} h_{\text{ox}} 100. \quad (48)$$

При сжигании топлив с известной величиной максимального теплосодержания сухих продуктов сгорания P_{ox} потери q_3 могут определяться по формулам:

– при сжигании газа с $P_{\text{ox}}=1000$ ккал/м³

$$q_3 = (3,02\text{CO} + 2,58\text{H}_2 + 8,55\text{CH}_4) h_{\text{ox}} \quad (49)$$

– при сжигании мазута с $P_{\text{ox}}=970$ ккал/кг

$$q_3 = (3,02\text{CO} + 2,58\text{H}_2 + 8,55\text{CH}_4) 1,04 h_{\text{ox}} \quad (50)$$

В связи с производственной необходимостью в котлах иногда сжигается газ совместно с мазутом.

При совместном сжигании топлив теплотехнические расчеты также выполняются с применением упрощенной методики.

Для этого по результатам анализа продуктов горения определяют $\text{CO}_2^{\text{макс}}$ по формуле (44).

По величине $\text{CO}_2^{\text{макс}}$ из табл. 9 устанавливают обобщенные характеристики продуктов горения газа и мазута при их одновременном сжигании в топке котла: $t_{\text{макс}}$, P_{ox} , B_{ox} . Поправочные коэффициенты C_{ox} и K_{ox} находят по табл. 7.

По формулам (46, 48) подсчитывают потери тепла q_2 и q_3 .

Таблица 9

Теплотехнические характеристики продуктов сгорания природного газа и мазута

$\text{CO}_2^{\text{макс}}, \%$	Соотношение топлива		$t_{\text{макс}}, ^\circ\text{C}$	$P_{\text{ox}}, \text{ккал/м}^3$	B_{ox}
	природный газ, м	мазут, кг			
11,8	1	0	2010	1000	0,80
12,2	1	0,1	2010	1000	0,80
12,6	1	0,2	2020	1000	0,81
13,0	1	0,3	2020	990	0,81
13,3	1	0,4	2030	990	0,82
13,5	1	0,5	2040	990	0,83
13,7	1	0,6	2040	980	0,83
13,8	1	0,7	2050	980	0,84
14,0	1	0,8	2050	980	0,84
14,2	1	0,9	2050	980	0,84
14,3	1	1,0	2060	980	0,85
14,7	1	1,5	2070	970	0,86
15,0	1	2,0	2080	970	0,86
15,4	1	3,0	2090	970	0,87
16,5	0	1,0	2100	960	0,88

Потери тепла от наружного охлаждения котла q_5 определяют ориентировочно по нормативным графикам или принимают по данным заводских или исследовательских испытаний.

Для паровых котлов производительность менее 2,5 т/ч q_5 приближенно может быть определено по формуле:

$$q_5 = \frac{Hq}{BQ_{\text{н}}} \quad (51)$$

где H – площадь поверхности охлаждения котла, м^2 ;

q – усредненная величина потерь с 1 м^2 наружной поверхности котла может быть принята равной $400 \text{ ккал/м}^2\text{ч}$.

При производительности котла, отличающейся от номинальной, потери теплоты в окружающую среду подсчитывают по формулам:

– для паровых котлов, %

$$q'_5 = q_5 \frac{D_{\text{ном}}}{D_{\text{факт}}} \quad (52)$$

– для водогрейных котлов, %

$$q'_5 = q_5 \frac{Q_{\text{ном}}}{Q_{\text{факт}}}, \quad (53)$$

где q_5 – потери теплоты в окружающую среду при номинальной производительности, определяемые по нормативным графикам, %;

$D_{\text{ном}}, Q_{\text{ном}}$ – номинальные паро- и теплопроизводительность котла;

$D_{\text{факт}}, Q_{\text{факт}}$ – фактические паро- и теплопроизводительность котла.

Для водогрейных котлов типа ПТВМ-50, 100 q_5 при номинальной нагрузке определяется по формуле:

$$q'_5 = q \frac{H_{\text{огр}}}{Q_{\text{ном}}} 100, \quad (54)$$

где $q = 1000 \text{ ккал/м}^2\text{ч}$ – тепловой поток от наружной поверхности котла к окружающему воздуху при номинальной нагрузке;

$H_{\text{огр}}$ – поверхность охлаждения котла, м^2 ;

$Q_{\text{ном}}$ – номинальная теплопроизводительность котла, ккал/ч .

При нагрузке отличной от номинальной q'_5 для котла типа ПТВМ определяется по формуле:

$$q'_5 = q_5 \left(\frac{Q_{\text{ном}}}{Q_{\text{факт}}} + 1 \right) 0,5, \%, \quad (55)$$

где ($Q_{\text{факт}}$ – фактическая теплопроизводительность котла, ккал/ч).

При сравнении результатов расчетов КПД брутто котла по прямому и обратному балансам расхождение не должно превышать точность определения КПД в условиях проведения режимно-наладочных испытаний.

Теплопроизводительность подсчитывают по формулам, Гкал/ч:

– для парового котла

$$Q_k = D_{пп}(i_{пп} - i_{пн}) + D_{пв}(i_{пп} - i_{пв}) 10^{-6} \quad (56)$$

– для водогрейного котла

$$Q_k = G_v(t''_v - t'_v) 10^{-6} \quad (57)$$

Расход топлива определяют по формулам, м³/ч, кг/ч:

– для парового котла

$$B = \frac{D_{пп}(i_{пп} - i_{пв}) + D_{пн}(i_{пн} - i_{пв}) + G_{пр}(i_{кв} - i_{пв})}{Q_{и}\eta_k} 100 \quad (58)$$

– для водогрейного котла

$$B = \frac{G_v(t''_v - t'_v)}{Q_{и}\eta_k} 100 \quad (59)$$

Расход топлива, определенный по счетчику, приводят к давлению 760 мм рт. ст. и температуре +20°C по формуле:

$$B_\phi = B \frac{(273 + 20)(P_{бар} + P_{и})}{(273 + t_r)760}, \quad (60)$$

где t_r – температура газа, °C;

$P_{бар}$ – барометрическое давление в период измерения, мм рт. ст.;

$P_{и}$ – избыточное давление газа, измеренное перед измерительным устройством, мм рт. ст.

Фактический расход топлива, измеренный сужающим устройством, подсчитывают по формуле:

$$B_\phi = B \sqrt{\frac{\left(\frac{P_{бар.ф}}{735,6} + P_{и.ф}\right) (273 + t_{г.ф}) \rho_p}{\left(\frac{P_{бар.р}}{735,6} + P_{и.р}\right) (273 + t_{г.р}) \rho_\phi}} \quad (61)$$

где индексом «ф» обозначены фактические параметры, а индексом «р» параметры, принятые при расчете диафрагмы.

9. Определение удельных расходов тепла, топлива и электроэнергии

Расход натурального топлива на 1 Гкал выработанного котлом тепла, м³/Гкал

$$v_n = \frac{10^6}{Q_n \eta_r} 100. \quad (62)$$

Расход условного топлива на 1 Гкал выработанного котлом тепла, кг у.т./Гкал

$$v_y = \frac{10^6}{7000 \eta_r} 100. \quad (63)$$

Удельные расходы электроэнергии, кВтч/Гкал:

– на тягу

$$\Theta_v = \frac{N_d}{Q_k}, \quad (64)$$

– на дутье

$$\Theta_v = \frac{N_v}{Q_k}, \quad (65)$$

где N_d и N_v – мощность, потребляемая электродвигателями дымососа и дутьевого вентилятора котла, кВт.

КПД нетто котельной определяется как:

$$\eta_{нт} = \frac{(Q_k - Q_{сн}) 10^8}{Q_n^p B_{\phi}}, \% \quad (66)$$

где: Q_k – теплопроизводительность котельной, Гкал/ч;

$Q_{сн}$ – расход тепла на собственные нужды, Гкал/ч.

При определении расхода тепла на собственные нужды котельной учитывались:

- расход тепла на отопление и бытовые нужды котельной;
- потери тепла трубопроводами и арматурой, с паром -и водой внутри котельной;
- потери тепла с продувочной водой;
- потери тепла с выпаром деаэраторов;
- расход тепла на мазутное хозяйство котельной.

Расход условного топлива на 1 Гкал отпущенного котельной тепла, кг у. т./Гкал

$$v_y = \frac{10^6}{7000 \eta_{нт}} 100.$$

10. Наладка систем автоматического регулирования работы котлов

Наладка систем автоматического регулирования работы котлов проводится в соответствии с «Методикой проведения наладочных работ средств автоматического регулирования и безопасности (КИП и А)», включающей, в частности, следующие разделы:

- проверку работоспособности приборов;
- технологию наладки систем автоматического регулирования;
- стендовую проверку элементов систем и их настройку.

11. Наладка водно-химического режима котлов и оборудования химводоподготовки

Наладка водно-химического режима котлов и оборудования химводоподготовки проводится в соответствии с «Методикой проведения пуско-наладочных работ на оборудовании химводоподготовки и наладки водно-химического режима котлов».

12. Технология наладки различных видов теплоутилизирующего оборудования

Наладка различных видов теплоутилизирующего оборудования производится в строгом соответствии с заводскими инструкциями по монтажу и эксплуатации данного оборудования. При этом необходимо обращать особое внимание:

- на отсутствие после данного оборудования в дымовых газах конденсата, выпадающего на дымоходах и в дымовых трубах из «черной» стали, ж/б или из кирпича;
- на отсутствие уровня воды в каналах для выхода дымовых газов;
- если конденсация паров воды в дымовых газах предусмотрена проектом, то необходимо проверить организацию удаления конденсата через гидрозатвор, а также проверить химическую стойкость материалов, из которых изготовлены дымоходы и дымовая труба, к действию водного раствора кислот, образующихся при выпадении конденсата (угольная, сернистая, серная, азотная кислоты). Кроме этого, необходимо проверить достаточность тяги, снижение которой при применении теплоутилизирующего оборудования обусловлено снижением температуры уходящих газов.

13. Учет расхода энергоресурсов

13.1. Порядок проверки правильности монтажа средств измерения расхода энергоресурсов.

Средства измерений, входящие в комплект узлов учета, должны иметь сертификат Госстандарта России об утверждении типа и проверены в органах Государственной метрологической службы. Проверка правильности монтажа средств измерения расхода энергоресурсов производится в строгом соответствии с заводскими инструкциями по монтажу

и эксплуатации средств измерения расхода энергоресурсов. При этом особое внимание следует уделять:

- наличию прямых участков трубопровода до и после измерительного устройства необходимой длины;
- правильному монтажу гильз под термометры (место врезки, глубина погружения), а также импульсных линий под манометры в соответствии с заводскими инструкциями;
- наличию, при необходимости, предусмотренных заводом-изготовителем фильтров на входе в средства измерения расхода энергоресурсов.

13.2. Методика обработки показаний измерительных комплексов.

Методика обработки показаний измерительных комплексов должна строго соответствовать указаниям завода-изготовителя. Запрещается вносить изменения в программы для ЭВМ, заводские формулы расчетов для средств измерения расхода энергоресурсов.

14. Форма и порядок составления технического отчета

По результатам теплотехнических испытаний составляется технический отчет, являющийся документом, подтверждающим выполнение объема работ.

Технический отчет, с учетом требований органов Ростехнадзора к проведению наладочных работ на газоиспользующих установках, должен содержать следующие разделы:

1. Введение
2. Краткую характеристику оборудования, систем, приборов и средств автоматизации, топлива.
3. Программу проведения работ.
4. Результаты работ, включая режимные карты, графики, расчет экономической эффективности выполненных работ.
5. Анализ результатов испытаний.
6. Выводы и рекомендации
7. Акт о окончании наладочных работ.
8. Приложения

1. Введение

Здесь указывают:

- номер и дату договора, в соответствии с которым выполнены работы; наименование предприятий, между которыми заключен договор;
- наличие регистрации наладочного предприятия в инспекции Ростехнадзора (№ и дата регистрации);
- наличие разрешения инспекции Ростехнадзора на проведение наладочных работ на данном объекте;
- состав бригады, выполнявшей испытания;

- время проведения испытаний;
- тип, номера и количество испытанных котлов; место их установки; назначение котельной: (отопление, горячее водоснабжение, выработка технологического пара и т.д.);
- дата ввода в эксплуатацию котлов, перевода их на сжигание газа, последних теплотехнических испытаний;
- степень выполнения задач, поставленных в программе испытаний.

2. Краткая характеристика оборудования, систем, автоматизации, топлива

В этом разделе приводятся паспортные характеристики котлов, горелочных устройств, дутьевых вентиляторов, дымососов, экономайзеров, воздухоподогревателей, систем автоматизации котлов, топлива, установок химической и термической обработки воды, питательных насосов.

Характеристика котла должна содержать следующие паспортные (расчетные) данные:

- тип котла;
- номинальную производительность;
- расчетное давление пара в барабане котла;
- расчетное давление и температуру перегретого пара;
- температуру питательной воды;
- температуру воды на входе и выходе из котла (для водогрейных котлов);
- расход воды через котел (для водогрейных котлов);
- площадь поверхности нагрева;
- объем топочного пространства;
- температуру продуктов горения за котлом и уходящих газов;
- разрежение по газоходам котла (или величину наддува);
- расчетный КПД котла.

Характеристика горелочного устройства должна содержать:

- тип горелки;
- номинальную тепловую мощность;
- номинальный расход топлива;
- номинальное давление топлива;
- номинальное давление воздуха;
- номинальный расход пара на распыл топлива;
- коэффициент избытка воздуха при номинальной тепловой мощности;
- коэффициент рабочего регулирования мощности;
- диаметр и количество отверстий горелки, шаг их расположения и конструктивные размеры амбразур или огневых щелей.

Характеристика дутьевого вентилятора, дымососа и питательного насоса должны включать:

- тип машины;
- производительность;
- напор;
- мощность и частоту оборотов электродвигателя.

В характеристиках экономайзера и воздухоподогревателя следует указать тип и площадь конвективной поверхности нагрева.

Также привести сведения о наличии, типе и работоспособности автоматики безопасности и регулирования работы котлов, установок химической и термической обработки питательной воды.

По топливу указывают теплоту сгорания, плотность и CO_2 макс по составу топлива и по составу продуктов сгорания.

3. Программа проведения работ

В этом разделе указывается:

- цель и оном работ;
- категория испытаний по сложности;
- условия проведения испытаний;
- количество и продолжительность опытов;
- методика составления теплового баланса;
- организационные указания.

4. Результаты работ

В разделе отражаются итоги окончательной обработки материалов, примененные методики расчетов. Кроме этого, раздел включает в себя:

- расчет экономической эффективности выполненных работ;
- режимные карты работы оборудования;
- графики зависимости параметров работы оборудования (КПД, расхода топлива, давления топлива и воздуха, потерь тепла с уходящими газами, потерь тепла в окружающую среду и т.д.)
- график соотношения давления топлива и воздуха;
- сводные ведомости результатов испытания, в которых приводятся показатели работы оборудования до и после проведения наладки.

5. Анализ результатов испытаний

При анализе следует обращать внимание на следующие вопросы:

- диапазон нагрузок, при котором обеспечивается надежная, экономичная работа котла;
- причины, определяющие величины максимальной и минимальной нагрузок котла; качество работы горелок по смесеобразованию, длине факела, вибрации, нагреву конструкции, создаваемому шуму, удобству и надежности розжига, регулированию устойчивости работы;
- результаты включения различного числа и различных комбинаций горелок;
- характер распределения факела в топочном пространстве;
- обеспечение котла тягой и дутьем; работа тяго-дутьевых устройств;
- значение коэффициента избытка воздуха по газходам; причины их завышенного значения; характер изменения коэффициента избытка воздуха с изменением производительности котла;
- значение КПД котлов и расхода топлива; причины отклонений КПД котлов от расчетных значений, а в случае расхождения более, чем на 1 % характер изменения КПД и расхода топлива с изменением производительности котла;

- величину давления пара при испытаниях при отклонении ее от расчетного значения;
- потребление теплоты на собственные нужды котельной;
- значение удельных расходов топлива на выработанную и отпущенную теплоту.

6. Выводы и рекомендации

В этом разделе следует указать:

- рекомендованные нагрузки котлов, в соответствии с графиком распределения нагрузок;
- оценить достигнутые значения КПД котлов;
- степень плотности топки и газоходов;
- качество сжигания топлива;
- оценить работу котла в целом, тягодутьевых и горелочных устройств; удобство управления и обслуживания котла.

На основании сравнения результатов «фотографии» работы котлов с показателями наладки и теплотехнических испытаний делают вывод о достигнутой экономичности работы котлов.

В рекомендациях необходимо дать предложения, направленные на обеспечение надежной, безопасной и эффективной работы котлов. В частности, бывает необходимость в следующих рекомендациях:

- заменить вентилятор (дымосос) на более мощный;
- выполнить реконструкцию амбразур или щелей горелок;
- регулярно проверять плотность газоходов и топочных камер;
- тепловой режим работы котлов поддерживать в соответствии с данными режимных карт;
- не допускать снижения давления пара ниже _____ кгс/см²;
- контролировать положение факела в топке; не допускать касания его экранных труб и проникновения в конвективные газоходы;
- контролировать состав продуктов горения за котлом (за экономайзером) переносным газоанализатором.

7. Приложения

В приложении приводится табличный и графический материал по результатам, полученным при испытаниях.

Графическую часть выполняют с соблюдением принятых масштабов.

В состав приложения входят следующие материалы:

- акт о состоянии КИП котла (представляется владельцем котла);
- акт о состоянии внутренних поверхностей экранов (представляется владельцем котла) при отсутствии возможности проведения осмотра перед теплотехническими испытаниями);
- проверочный расчет горелок, диафрагм расходомеров по газу, пару (при необходимости);
- схема измерений;
- спецификации на средства измерений;
- план-задание на подготовку котлов к испытаниям;
- перечень работ по устранению выявленных замечаний;
- таблица тарировки сечения;

- методика расчетов при теплотехнических испытаниях;
- таблица тепловых нагрузок;
- таблица оптимального распределения нагрузки между котлами;
- карта распределения нагрузки между котлами.

15. Расчет экономической эффективности проведенных наладочных работ (для действующего оборудования)

Расчет экономической эффективности проведенных наладочных работ (для действующего оборудования) производится в соответствии с приложениями №№ 24, 25.

16. Инструкции для обслуживающего персонала по эксплуатации налаживаемого оборудования

Инструкции для обслуживающего персонала по эксплуатации налаживаемого оборудования разрабатывает предприятие-владелец оборудования на основании заводских инструкций по эксплуатации оборудования, а также рекомендаций наладочных организаций. Данные инструкции должны включать в себя следующие обязательные разделы:

- подготовка к пуску и пуск оборудования;
- нормальная эксплуатация оборудования;
- останов оборудования (включая аварийный останов);
- останов оборудования на длительный период (консервация).

По договору с предприятием-владельцем оборудования инструкции для обслуживающего персонала по эксплуатации налаживаемого оборудования может разработать наладочная организация имеющая на это лицензию (разрешение).

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

УТВЕРЖДАЮ:

_____/_____
« ____ » _____ 200 ____ г.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА

теплотехнических испытаний котлов _____, № _____
типа _____ в котельной _____

1. ЦЕЛИ ИСПЫТАНИЙ

1. Наладка режимов работы котлов на _____-х нагрузках от _____ % до _____ % от номинальной производительности.
2. Выяснения величин основных тепловых потерь и изыскание методов их уменьшения или устранения.
3. Определение КПД котлов на _____-х нагрузках.
4. Исследование топочного процесса, выявление недостатков в работе котлов и разработка мероприятий по их устранению.
5. Определение удельных расходов топлива на выработку 1 Гкал в натуральном и условном выражении.
6. Составление режимных карт с указанием оптимальных режимов работы котлов.

2. КЛАСС ИСПЫТАНИЙ

1. Испытание котлов проводится по 2 классу, характеризующему точность определения КПД 1,5–2%.

3. УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ

1. Испытания проводятся в нормальных эксплуатационных условиях на _____-х нагрузках, тепловой режим котлов поддерживается обслуживающим персоналом под наблюдением наладочной бригады. Колебание нагрузки котлов не должно превышать +15%.

4. КОЛИЧЕСТВО И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ОПЫТОВ

1. Для каждой нагрузки проводятся 4–5 режимных опытов, не считая прикидочных. Началом опыта после изменения нагрузки считается момент стабилизации температуры продуктов сгорания. Продолжительность каждого опыта около часа.

5. МЕТОДИКА СОСТАВЛЕНИЯ ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА

1. Определение КПД котла производится по общепринятой методике обратного баланса. Определение потерь тепла производится по методике теплотехнических расчетов, разработанных профессором Равичем М.Б.

6. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ УКАЗАНИЯ

1. Для проведения испытаний службой КИП предприятия на котлах должны быть проверены приборы теплового контроля с выдачей руководителю испытаний поправочных таблиц на каждый прибор. Все работы по подготовке котлов к испытаниям проводятся работниками предприятия-Заказчика.

Представитель «Подрядчика»:

(подпись)

Представитель «Заказчика»:

(подпись)

Условия работы котла и допустимые отклонения измеряемых величин

<i>№ п/п</i>	<i>Наименование показателей</i>	<i>Величина показателей</i>
1	Продолжительность работы котла от растопки до начала испытаний а) для котлов с камерными топками и с облегченной обмуровкой б) для котлов старых типов с кирпичной обмуровкой	36 ч 48 ч
2	Длительность выдерживания испытательной нагрузки непосредственно перед опытом	3 ч
3	Допустимые отклонения нагрузки котла в период ее выдерживания непосредственно перед опытом	$\pm 10\%$
4	Максимально допустимое отклонение значения параметра в опыте от номинального значения: а) производительность до 50 т/ч б) температура перегретого пара котлов среднего давления в) коэффициент избытка воздуха за топкой (пароперегревателем) — для котлов, топка которых работает под разрежением — для котлов, топка которых работает с наддувом г) температура питательной воды, горячего воздуха	$\pm 5\%$ от +10°C до -15°C $\pm 7\%$ от=1 до -1,5% $\pm 5\%$
5	Разность между крайними значениями давления пара в опыте для котлов паропроизводительностью до 50 т/ч	15%
6	Длительность опыта: а) при измерении расхода пара б) при определении расхода топлива обратным балансом	3 ч 3 ч

**СПЕЦИФИКАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЙ
для парового котла типа ДКВР-20/13-250**

№ п/п	Наименование измерений	Тип, марка прибора	Ед. изм	Шкала прибора	Кл точн.	Место установки
1	2	3	4	5	6	7
1.	Давление пара перед диафрагмой	КСД-2	кгс/см ²	0-25	0,5	1
2.	Давление пара в барабане котла	КСД-1	кгс/см ²	0-25	0,5	2
3.	Температура питательной воды перед экономайзером	КСМ-2	°С	0-300	0,5	4
4.	Давление питательной воды перед экономайзером	КСД-2	кгс/см ²	0-25	0,5	3
5.	Температура питательной воды после экономайзера	КСМ-2	°С	0-300	0,5	6
6.	Давление перегретого пара	КСД-2	кгс/см ²	0-16	0,5	21
7.	Давление газа перед регулир. заслонкой (коллектор)	КПД-1	кгс/м ²	0-1000	1,0	7
8.	Давление газа перед горелками	ТДЖ-630	мм в. ст.	0-630	1,5	
9.	Давление воздуха перед горелками	ТДЖ-160	мм в. ст.	0-160	1,5	12
10.	Давление воздуха после вентилятора	НМП-52	кгс/м ²	0-100	2,5	11
11.	Температура перегретого пара	КСМ-2	°С	0-300	0,5	22
12.	Температура уходящих газов за котлом	Ш-6900	°С	0-500	1,5	18
13.	Разрежение за котлом					14
14.	Состав уходящих газов за котлом	ТЕСТО-340				16
15.	Разрежение в топке	ТНМП-52	кгс/м ²	-12,5 -12,5	2,5	13
16.	Температура уходящих газов за экономайзером	Ш-6900	°С	0-500	1,5	19
17.	Состав уходящих газов за экономайзером	ТЕСТО-340				17
18.	Температура газа перед счетчиком					8
19.	Расход газа на котел	ЭСС-712		0-1600		
20.	Расход пара с котла	КСД-3	т/ч	0-32	1,0	20

Составил: представитель «Подрядчика» _____
(подпись)

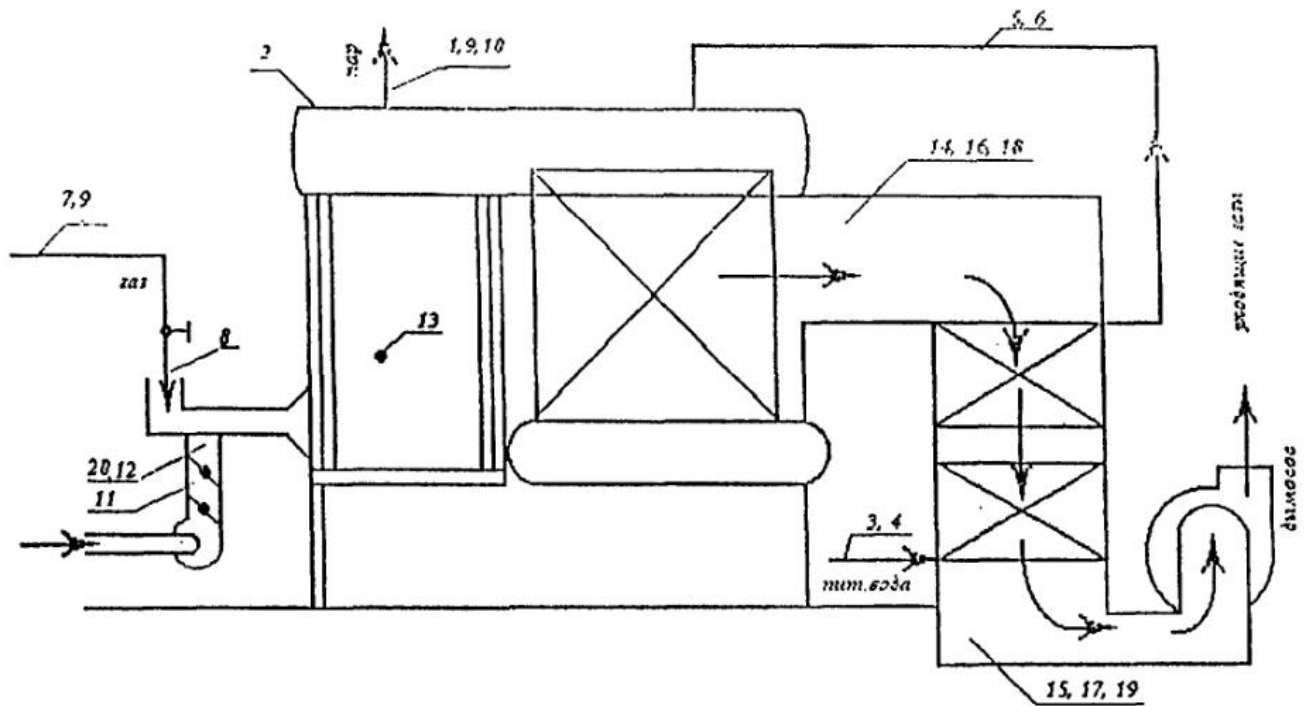


Схема измерения при режимно-наладочных испытаниях парового котла ДКВР20/13-250

- | | |
|--|--|
| 1. Давление пара после пароперегревателя | 11. Давление воздуха за вентилятором |
| 2. Давление пара и барабане | 12. Давление воздуха перед горелками |
| 3. Давление пит. воды на входе в ЭК | 13. Разрежение в топке |
| 4. Температура пит. воды на входе в ЭК | 14. Разрежение за котлом |
| 5. Давление пит. воды на выходе из ЭК | 15. Разрежение за экономайзером |
| 6. Температура пит. воды на выходе из ЭК | 16. Анализ газов за котлом |
| 7. Давление топлива в коллекторе | 17. Анализ газов за ЭК |
| 8. Давление топлива на горелке | 18. Температура газов за котлом |
| 9. Температура перегретого пара | 19. Температура уходящих газов |
| 10. Паропроизводительность | 20. Температура воздуха перед горелкой |

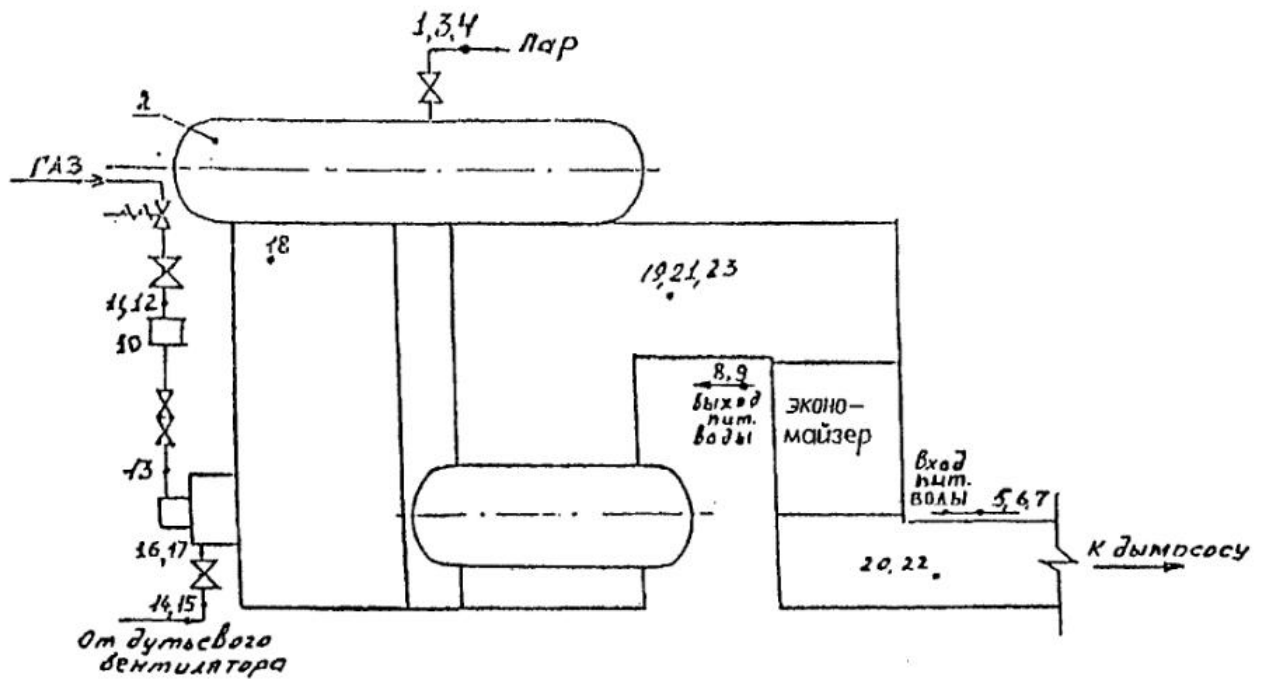


Схема измерения при режимно-наладочных испытаниях парового котла ДКВР со смешительными горелками

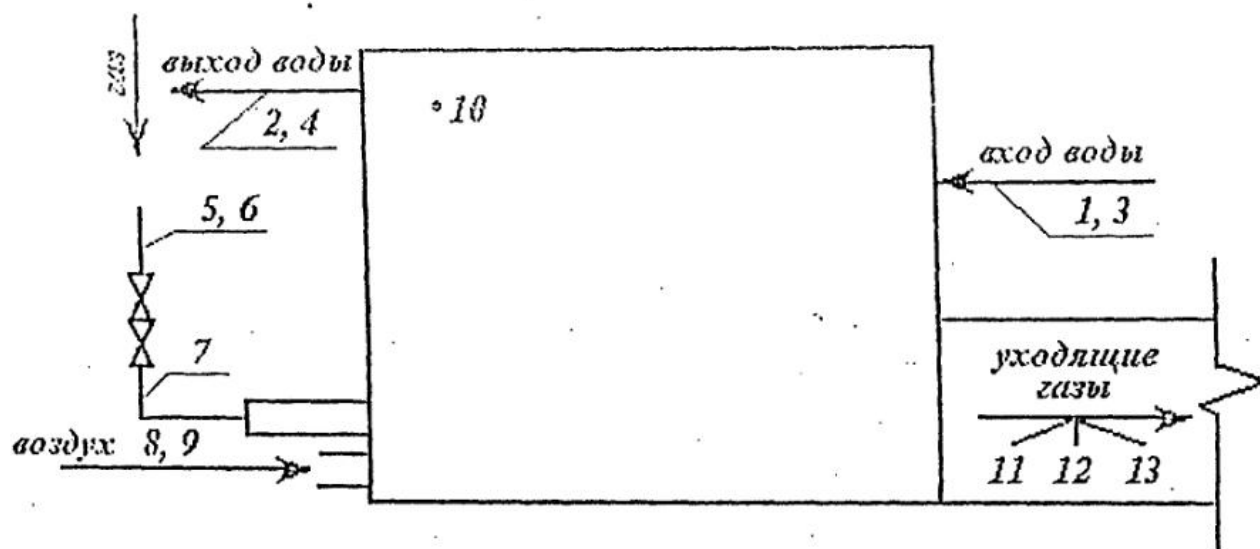


Схема измерения при режимно-наладочных испытаниях водогрейного котла с подовыми горелками и принудительной подачей воздуха

1. Температура воды до котла
2. Температура после котла
3. Давление воды до котла
4. Давление воды после котла
5. Расход газа
6. Температура газа
7. Давление газа перед горелками
8. Давление воздуха перед горелками
9. Температура холодного воздуха
10. Разрежение в топке
11. Разрежение за котлом
12. Температура уходящих газов
13. Состав уходящих газов

Вариант плана-задания
на подготовку котла № _____
к режимно-наладочным испытаниям

№ n/n	Наименование работ	Условия исполнения	Ответственный за исполнение	Срок исполнения
1	Изготовить штуцера с крышками для установки газоотборных трубок	Согласно эскизу		
2	Подготовить отверстия в газоходе за пароперегревателем и экономайзером для установки штуцеров	Согласно схемы измерений в присутствии руководителя испытаний		
3	Установить штуцера по месту	– –		
4	Изготовить газоотборные трубки	Согласно эскизу		
5	Установить газоотборные трубки по месту с уплотнением	Согласно схемы измерений		
6	Изготовить эжектор	Согласно чертежу		
7	Установить эжектор по месту. Смонтировать подводящую, отводящую линию	По согласованию с руководителем испытаний		
8	Подвести трубы от эжектора к газосборной гребенке, установленной в месте производств газового анализа	По согласованию с руководителем испытаний		
9	Изготовить и смонтировать по месту гильзы под установку ртутных термометров на нагнетательном патрубке дутьевого вентилятора и на питательной линии перед экономайзером	По указанному месту		
10	Изготовить и установить по месту временную шайбу на воздухопроводе к горелкам для замера величины относительного изменения расхода воздуха, поступающего на горение при изменении разряжения в топке (при отсутствии воздухоподогревателя)	Согласно чертежу по указанному месту		
11	Проверить состояние гильз под установку ртутных термометров	Согласно схемы и спецификации измерений		
12	Произвести проверку всех стационарных приборов, контролирующих работу котла с составлением акта о пригодности проверенных приборов	Согласно схемы измерений		
13	Установить недостающие контрольно-измерительные приборы: по температуре воды перед водяным экономайзером I ступени, по давлению воздуха после вентилятора	– –		
14	Оборудовать рабочее место бригады, выполняющей режимно-наладочные испытания с устройством необходимого освещения	По согласованию с руководителем испытаний		

Составил: представитель «Подрядчика» _____

Ф.И.О., должность, подпись

Согласовано: представитель «Заказчика» _____

Ф.И.О., должность, подпись

Дата _____

**Примерный перечень работ
по устранению дефектов, выявленных на котле
№ _____ типа _____**

№ п/п	Наименование работ	Условия исполнения	Ответственный за исполнение	Срок исполнения
1	Очистить выходное сечение горелок от шлака	Контролируется руководителем испытаний		
2	Выложить амбразуры горелок в соответствии с проектом	– –		
3	Произвести очистку наружных поверхностей экранных труб в топке котла	– –		
4	Восстановить торкрет нижней части экранных труб в топке в соответствии с проектом	– –		
5	Восстановить поврежденные участки изоляции на верхнем барабане котла и газоходе	По указанному месту		
6	Устранить неплотности в местах сопряжения горелок с обмуровкой котла, установки взрывных клапанов, в газоходе экономайзера	– –		

Составил: представитель «Подрядчика» _____

Ф.И.О., должность, подпись

Согласовано: представитель «Заказчика» _____

Ф.И.О., должность, подпись

Дата _____

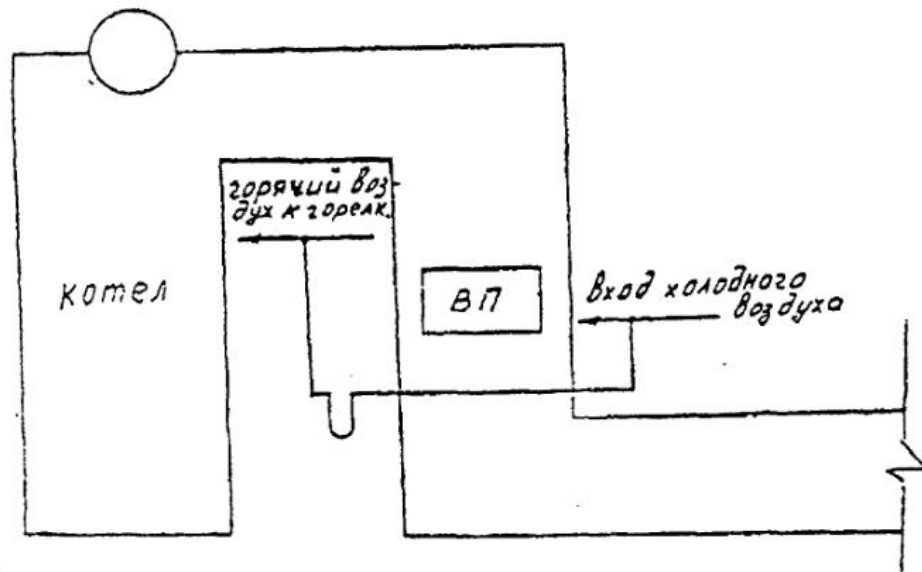


Схема контроля за постоянным расходом воздуха через воздушнонагреватель при определении величины присоса воздуха в топку котла

МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ ИСПЫТАНИЯХ КОТЛОВ

1. Измерение давления

1. Врезку импульсной трубки к манометру выполняют по возможности на прямом участке трубы. Отбор давления производят через отверстие диаметром 4–8 мм. Края отверстия не должны иметь острых кромок, вызывающих возмущение потока.

2. На горизонтальных или наклонных участках трубопровода штуцер под манометр располагают на верхней или боковой образующей трубы с целью предотвращения засорения прибора и импульсной трубки.

3. Длина импульсной линии к манометру не должна превышать 30–35 м во избежание большого запаздывания показаний.

4. Импульсные линии выполняют из трубок диаметром не менее 8 мм.

5. Импульсные линии прокладывают кратчайшим путем с минимальным числом поворотов и уклоном не менее 0,1 в сторону места отбора давления, если измеряемая среда пар или газ; и в сторону прибора, если измеряемая среда-вода.

6. Пружинные манометры устанавливают вертикально соединительным штуцером вниз в местах, не подверженных действию высоких температур и вибрации. Чтобы исключить влияние измерительной среды с высокой температурой на чувствительный элемент манометра, которое может привести к неопределенным, дополнительным погрешностям, перед прибором располагается сифонная U-образная или кольцевая трубка.

7. Устранение пульсации измеряемого давления достигают установкой перед прибором дроссельной шайбы с диаметром 0,5–1 мм.

8. U-образные жидкостные манометры устанавливают вертикально по отвесу.

9. Стеклообразные трубки приборов давления перед измерениями промывают насыщенным раствором двуххромовокислого калия и серной кислоты, с последующей промывкой водой и спиртом.

10. При появлении в измерительной трубке жидкостных манометров пузырьков газа (воздуха) их необходимо удалять.

11. Для получения требуемой точности показаний пружинные манометры выбирают из условия, чтобы верхний предел его шкалы превышал средние значения измеряемой величины в 1,5 раза, а наименьшее измеряемое давление было больше показания, соответствующего 1/3 шкалы прибора.

2. Измерение расхода

Измерение расхода производят ротационными или турбинными счетчиками и расходомерами, которые должны быть смонтированы и эксплуатироваться в соответствии с заводскими инструкциями и требованиями Правил измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами РД 50-213-80.

3. Измерение температуры

Для измерения температуры применяют ртутные стеклянные термометры, термопреобразователи сопротивления (термометры сопротивления), термоэлектрические преобразователи (термопары).

Перед проведением измерений проверяют соответствие монтажа и эксплуатации приборов требованиям заводских инструкций, ГОСТов и технологии работ.

4. Анализ газов

Анализ состава продуктов сгорания (O_2 , RO_2 , CO , H_2 , CH_4) выполняют с помощью газоанализаторов ТЕСТО 33; 300; 340; 342 или другими типами газоанализаторов.

Отбор проб продуктов сгорания на анализ производят через специальные газоотборные трубки.

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Определение КПД котла производилось по прямому и обратному балансу. Расчет тепловых потерь проводился по упрощенной методике профессора М.Б. Равича. (М.Б. Равич «Топливо и эффективность его использования», М. – 1971 г.).

КПД водогрейного котла по прямому балансу:

$$\eta_{бр} = \frac{G_v(i_{вых} - i_{вх})100}{Q_n B_{\phi}}, \%$$

Теплопроизводительность водогрейного котла по прямому балансу:

$$Q_k = G_v(i_{вых} - i_{вх})10^{-6}, \text{ Гкал/ч}$$

где: G_v – расход воды через котел, кг/ч;

Q_n^p – низшая теплота сгорания топлива, Ккал/м³;

$i_{вых}$ – теплосодержание воды на выходе из котла, Ккал/кг;

$i_{вх}$ – теплосодержание воды на входе в котел, Ккал/кг;

B_{ϕ} – расход газа по прибору (приведенный к нормальным условиям), м³/ч;

КПД парового котла по прямому балансу:

$$\eta_{бр} = \frac{[D'_{инп}(i_{инп} - i_{пв}) + D_{инпр}(i_{пр} - i_{пв})]100}{Q_n B_{\phi}}, \%$$

Теплопроизводительность парового котла по прямому балансу:

$$\eta_{бр} = [D'_{инп}(i_{инп} - i_{пв}) + D_{инпр}(i_{пр} - i_{пв})]10^{-6}, \text{ Гкал/ч}$$

где: $D'_{инп}$ – паропроизводительность котла, кг/ч;

Q_n^p – низшая теплота сгорания топлива, Ккал/м³;

$i_{инп}$ – теплосодержание насыщенного пара, Ккал/кг;

$i_{пв}$ – теплосодержание питательной воды, Ккал/кг;

B_{ϕ} – расход газа по прибору (приведенный к нормальным условиям), м³/ч;

$D_{инпр}$ – расход непрерывной продувки, кг/ч;

$i_{пр}$ – теплосодержание продувочной воды, ккал/кг.

Паропроизводительность парового котла:

$$D'_{инп} = D_{пв} - D_{инпр}, \text{ кг/ч}$$

где: $D_{пв}$ – измеренный расход питательной воды, кг/ч;

$D_{инпр}$ – измеренный расход непрерывной продувки, кг/ч.

$$\text{или} \quad D'_{инп} = D'_{пв \text{ изм}} k,$$

где: $D'_{пв \text{ изм}}$ – измеренный расход насыщенного пара, т/ч;

k – поправочный коэффициент на отклонение давления пара от номинального.

КПД котла по обратному балансу:

$$\eta_{бр} = 100 - (q_2 + q_3 + q_5), \%$$

где: $\eta_{бр}$ – КПД (брутто) котла, %;
 q_2 – потери тепла с уходящими газами, %;
 q_3 – потери тепла с химическим недожогом, %;
 q_5 – потери тепла в окружающую среду при фактической паропроизводительности котла, %.

Потери тепла с уходящими газами:

$$q_2 = 0,01 Z(t_{yx} - t_b), \%$$

где: Z – эмпирический коэффициент (Табл. 2-24, Л-1);
 t_{yx} – температура уходящих газов за котлом;
 t_b – температура воздуха перед горелками.

Потери тепла от химического недожога:

$$q_3 = \frac{35CO + 30H_2 + 100CH_4}{CO_2 + CO + CH_4}$$

где: CO_2 , CO , CH_4 , H_2 – показания анализов продуктов сгорания за котлом, %.

Потери тепла в окружающую среду:

$$q_5 = \frac{q_5 Q_k^n}{Q_k^ф}, \%$$

где: q_5^n – потери тепла в окружающую среду при номинальной производительности, по данным исследовательских испытаний;
 q_5 – потери тепла в окружающую среду при производительности, отличной от номинальной;
 Q_k^n – номинальная теплопроизводительность, Гкал/ч;
 $Q_k^ф$ – фактическая теплопроизводительность, Гкал/ч.

Коэффициент избытка воздуха:

$$\alpha = \frac{O_2 - 0,5CO + 2(CO_2 + CO)}{2(CO_2 + CO)}$$

где: O_2 , CO , CO_2 – показания анализов продуктов сгорания за котлом, %.

Теплопроизводительность котла по обратному балансу:

$$Q_k = Q_n^p B_{ф} \eta_{бр} 10^{-8}, \text{ Гкал/ч}$$

где: $B_{ф}$ – фактический расход газа, $\text{нм}^3/\text{ч}$;
 Q_n^p – низшая теплота сгорания топлива, $\text{Ккал}/\text{м}^3$;
 $\eta_{бр}$ – КПД котла (брутто), %.

Расход топлива:

$$B_{ф} = \frac{G_v(i_{вых} - i_{вх})100}{Q_n^p \eta_{бр}}, \text{ нм}^3/\text{ч}$$

где: G_v – расход воды через котел, $\text{кг}/\text{ч}$;
 Q_n^p – низшая теплота сгорания топлива, $\text{Ккал}/\text{м}^3$;
 $\eta_{бр}$ – КПД котла (брутто), %;
 $i_{вых}$ – теплосодержание воды на выходе из котла, $\text{Ккал}/\text{кг}$;
 $i_{вх}$ – теплосодержание воды на входе в котел, $\text{Ккал}/\text{кг}$.

Фактический расход топлива (приведенный к нормальным условиям):

$$B_{\phi} = B_1 \frac{(273 + 20)(P_{\text{бар}} + P_n)}{(273 + t_r)760}, \text{ нм}^3/\text{ч}$$

где: B_1 – расход газа по счетчику, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$P_{\text{бар}}$ – барометрическое давление в период измерения, мм. рт. ст.;

P_n – избыточное давление газа, измеренное перед счетчиком, мм. рт. ст.;

t_r – температура газа, $^{\circ}\text{C}$.

Удельный расход натурального топлива:

$$b_n = \frac{B_{\phi}}{Q_k}, \text{ м}^3/\text{Гкал},$$

где: B_{ϕ} – фактический расход топлива, $\text{нм}^3/\text{ч}$;

Q_k – теплопроизводительность котла, $\text{Гкал}/\text{ч}$.

Удельный расход условного топлива:

$$b_y = \frac{B_{\phi} \mathcal{E}_r}{Q_k}, \text{ кг у.т.}/\text{Гкал},$$

где: $\mathcal{E}_r = \frac{Q_n^p}{7000}$ – топливный эквивалент;

B_{ϕ} – фактический расход топлива, $\text{м}^3/\text{ч}$;

Q_n^p – низшая теплота сгорания топлива, $\text{Ккал}/\text{м}^3$;

Q_k – теплопроизводительность котла, $\text{Гкал}/\text{ч}$.

Отпуск тепла на отопление сторонним потребителям определяется:

$$Q_{\text{отп}} = \left[G_{\text{тс}}^{\text{общ}} (i_{\text{пр}}^{\text{общ}} - i_{\text{обр}}^{\text{общ}}) - \sum_k G_k^{\text{сн}} (i_{\text{пр}}^k - i_{\text{обр}}^k) \right] 10^{-3}, \text{ Гкал}/\text{ч}$$

где: $G_{\text{тс}}^{\text{общ}}$ – общий измеренный расход воды теплосети, $\text{т}/\text{ч}$;

$G_k^{\text{сн}}$ – измеренный расход теплосети на собственные нужды k -го потребителя, $\text{т}/\text{ч}$;

$i_{\text{пр}}^{\text{общ}}$, $i_{\text{пр}}^k$, $i_{\text{обр}}^{\text{общ}}$, $i_{\text{обр}}^k$ – теплосодержание воды: прямой общей, прямой k -го потребителя собственных нужд, обратной общей, обратной k -го потребителя собственных нужд, $\text{ккал}/\text{кг}$.

КПД нетто котельной определяется как:

$$\eta_{\text{нт}} = \frac{(Q_k - Q_{\text{сн}})10^8}{Q_n^p B_{\phi}}, \%$$

где: Q_k – теплопроизводительность котельной, $\text{Гкал}/\text{ч}$;

$Q_{\text{сн}}$ – расход тепла на собственные нужды, $\text{Гкал}/\text{ч}$.

При определении расхода тепла на собственные нужды котельной учитывались:

- потери тепла на отопление и бытовые нужды котельной;
- потери тепла трубопроводами и арматурой, с паром и водой внутри котельной;
- потери тепла с продувочной водой;
- потери тепла с выпаром деаэраторов;
- расход тепла на мазутное хозяйство котельной.

по определению оптимальных режимов горения парового котла _____, ст. № _____, рег. № _____

[illegible]

№ п/п	Наименование показателей	Нагрузка в процентах от номинальной											
		1	2										
17	Температура уходящих газов, °C												
18	Состав продуктов сгорания в уходящих газах, %												
19	Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах												

Составил: инженер-наладчик _____ (подпись)

Дата: « _____ » _____ 200 ____ г.

ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ ОПЫТОВ

по определению оптимальных режимов горения водогрейного котла _____, ст. № _____, рег. № _____

№ п/п	Наименование показателей	Нагрузка в процентах от номинальной															
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Продолжительность опыта, ч																
2	Число работающих горелок, шт																
3	Теплопроизводительность котла, Гкал/ч																
4	Расход воды, м ³ /ч																
5	Температура воды до котла, °C																
6	Температура воды после котла, °C																
7	Давление воды до котла, кгс/см ²																
8	Давление воды после котла, кгс/см ²																
9	Давление газа на горелках, кгс/см ²																
10	Давление воздуха на горелках, кгс/м ²																
11	Разрежение в точке, кгс/м ²																
12	Температура холодного воздуха, °C																
13	Температура уходящих газов за котлом, °C																
14	Состав продуктов горения за котлом, %																
	CO ₂																
	O ₂																
	CO																
	NO _x																
15	Коэффициент избытка воздуха за котлом																
16	Положение воздушных заслонок, см (об.)																

Составил: инженер-наладчик _____ (подпись)

Дата: « _____ » _____ 200 ____ г.

СВОДНАЯ ВЕДОМОСТЬ
обработки результатов испытаний котла _____, ст. № _____, рег. № _____

№ п/п	Наименование параметров	Обозначение	Способ получения	Единица измерения				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	1. Топливо							
1.	Низшая теплота сгорания	Q_n^r	Дан. лаб.	Ккал/м ³				
2.	Плотность газа в нормальных условиях	ρ	Дан. лаб.	кг/нм ³				
3.	Количество работающих горелок	Горелки	Измерением	шт				
4.	Температура газа перед счетчиком	T_r	Измерением	°C				
5.	Избыточное давление газа перед счетчиком (диафрагмой)	P_n	Измерением	кгс/м ²				
6.	Давление газа перед регулирующей заслонкой (в коллекторе перед котлом)	P_k	Измерением	кгс/м ²				
7.	Давление газа на горелках	P_r	Измерением	кгс/м ²				
8.	Расход газа по приборам	$V_{пр}$	Измерением	м ³ /ч				
9.	Фактический расход газа с учетом поправок на отклонение рабочих параметров газа от расчетных	V_n^a	Расчет	нм ³ /ч				
10.	Расход по обратному балансу (определяется при отсутствии расчета)	V	Расчет	нм ³ /ч				
	2. Вода и пар							
1.	Расход питательной воды	$G_{пв}$	Измерением	т/ч				
2.	Давление питательной воды перед экономайзером	$P_{эк1}$	Измерением	кг/см ²				
3.	Давление питательной воды после экономайзера	$P_{пв}$	Измерением	кг/см ²				
4.	Температура питательной воды перед экономайзером	$T_{эк1}$	Измерением	°C				
5.	Температура питательной воды за экономайзером	$T_{эк2}$	Измерением	°C				
6.	Паропроизводительность по приборам	$D_{пр}$	Измерением	т/ч				
7.	Давление пара в барабане котла	P_6	Измерением	кг/см ²				
8.	Паропроизводительность фактическая с учетом поправок на отклонение рабочих параметров от расчетных		Расчет	т/ч				

66		2	3	4	5	6	7	8	9
9.	Паропроизводительность по обратному балансу (определяется в случае отсутствия прибора)	Д ^{обр} _n	Расчет	т/ч					
10.	Теплосодержание: — пара в барабане котла	i s	Таблица Таблица	Ккал/кг					
3. <i>Продукты горения</i>									
1.	Состав продуктов горения за котлом	CO ₂ O ₂ CO NO _x	Анализ Анализ Анализ	% % %					
2.	Коэффициент избытка воздуха за котлом	α	Расчет						
3.	Состав уходящих газов за экономайзером	CO ₂ O ₂ CO NO _x	Анализ Анализ Анализ	% % %					
4.	Коэффициент избытка воздуха за экономайзером	α _{эк}	Расчет						
5.	Общий присос воздуха по газовому тракту	α _{общ}	Расчет						
6.	Температура продуктов горения: — за котлом — за экономайзером	T _к T _ж	Измерением Измерением	°C °C					
4. <i>Воздух</i>									
1.	Давление воздуха после вентилятора	P _в	Измерением	кгс/м ²					
2.	Давление воздуха перед горелкой: — первичный — вторичный	P _{в.пер} P _{в.втор}	Измерением Измерением	кгс/м ² кгс/м ²					
3.	Температура воздуха перед горелками	t _п	Измерением	°C					
5. <i>Разрежение</i>									
1.	Вверху топки	S _т	Измерением	кг/см ²					
2.	За котлом	S _к	Измерением	Па					
3.	За экономайзером	S _{эк}	Измерением	кг/см ²					
4.	Перед дымососом	S _д	Измерением	кг/см ²					
5.	Сопrotивление газового тракта	S _д - S _т	Измерением	кг/см ²					
6. <i>Тепловой баланс</i>									
1.	Потери тепла с уходящими газами	q ₂	Расчет	%					
2.	Значение Z	Z	Таблица						
3.	Потери тепла от химического недожога	q ₃	Расчетом	%					

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4.	Потери тепла в окружающую среду (номинальные)	$q_{\text{ном}}$	Таблица	%				
5.	Потери тепла в окружающую среду	q_5	Расчетом	%				
6.	Теплопроизводительность котла	$Q_{\text{к ном}}$	Расчетом	Гкал/ч				
7.	КПД brutto	$\eta_{\text{обр}}$	Расчетом	—				
8.	КПД brutto котла по прямому балансу (при наличии прибора по расходу газа)	$\eta_{\text{пр}}$	Измерением	—				
9.	Неувязка по прямому и обратному балансам		Расчетом	%				
10.	Расход натурального топлива на 1 Гкал выработанной тепловой энергии	B_n	Расчетом	м³/Гкал				
11.	Паропроизводительность котла	D_k	т/ч	Гкал/ч				
12.	Расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла	B_y	Расчетом	кг у.т./Гкал				
13.	Видимое тепловое напряжение топочного объема	B_n/V_T	Расчетом	ккал/(м³ч)				

Руководитель испытаний: инженер-наладчик _____ (подпись)

Дата: « _____ » _____ 200 ____ г.

СВОДНАЯ ВЕДОМОСТЬ

обработки результатов испытаний водогрейного котла _____, ст. № _____, рег. № _____

№ п/п	Наименование параметров	Обозначение	Способ получения	Единица измерения		
1	2	3	4	5		
<i>1. Топливо</i>						
1.	Низшая теплота сгорания	Q_n^r	Дан. лаб.	Ккал/м ³		
2.	Плотность газа в нормальных условиях	ρ	Дан. лаб.	кг/м ³		
3.	Количество работающих горелок	Горелки	Измерением	шт		
4.	Температура газа перед счетчиком (диафрагмой)	T_r	Измерением	°C		
5.	Избыточное давление газа перед счетчиком (диафрагмой)	P_n	Измерением	кгс/см ²		
6.	Давление газа после регулирующей заслонкой (в коллекторе перед котлом)	P_k	Измерением	кгс/см ²		
7.	Давление газа на горелках	P_r	Измерением	кгс/см ²		
8.	Расход газа по приборам	$V_{пр}$	Измерением	м ³ /ч		
9.	Фактический расход газа с учетом поправок на отклонение рабочих параметров газа от расчетных	B_n^a	Расчет	нм ³ /ч		
10.	Расход по обратному балансу (определяется при отсутствии расходомера)	B	Расчет	нм ³ /ч		
<i>2. Вода</i>						
1.	Расход воды через котел	G_n	Измерением	т/ч		
2.	Давление воды до котла	$P_{вх}$	Измерением	кг/см ²		
3.	Давление воды после котла	$P'_в$	Измерением	кг/см ²		
4.	Температура воды до котла	$T_{вх}$	Измерением	°C		
5.	Температура воды после котла	$T'_в$	Измерением	°C		
6.	Теплопроизводительность по прибору	$Q_{пр}$	Измерением	Гкал/ч		
7.	Теплопроизводительность фактическая с учетом поправок на отклонение рабочих параметров от расчетных	Q^{Φ}_n	Расчет	Гкал/ч		
8.	Теплопроизводительность по обратному балансу (определяется в случае отсутствия теплосчетчика)	$Q^{обp}_n$	Расчет	Гкал/ч		
9.	Теплосодержание: — воды до котла — воды после котла	i_v i'_v	Таблица Таблица	Ккал/кг Ккал/кг		
<i>3. Продукты горения</i>						
1.	Состав продуктов горения за котлом	CO ₂ O ₂ CO NO _x	Анализ Анализ Анализ Анализ	% % % %		

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы парового котла _____ ст. № _____, рег. № _____
 оборудованного горелками: _____
 в котельной: _____

№ п/п	Наименование параметров работы котлоагрегатов	Единицы измерения	Нагрузка в % от D_n			
			4	5	6	7
1	Паропроизводительность	т/ч				
2	Давление пара в барабане котла	кгс/см ²				
3	Температура питательной воды перед экономайзером	°C				
4	Температура питательной воды после экономайзера	°C				
5	Давление питательной воды перед экономайзером	кгс/см ²				
6	Давление питательной воды после экономайзера	кгс/см ²				
7	Количество работающих горелок	шт.				
8	Расход газа по прибору	м ³ /ч				
9	Расход газа фактический	нм ³ /ч				
10	Давление газа перед регулирующей заслонкой (в коллекторе перед котлом)	кгс/м ²				
11	Давление газа перед горелками	кгс/м ²				
12	Давление воздуха после вентилятора	кгс/м ²				
13	Давление воздуха перед горелками:					
	первичного	кгс/м ²				
	вторичного	кгс/м ²				
14	Температура воздуха перед горелками	°C				
15	Разрежение:					
	вверху топки	кгс/м ²				
	за котлом	кгс/м ²				
	за экономайзером	кгс/м ²				
	перед дымососом	кгс/м ²				
16	Температура продуктов горения за котлом	°C				
17	Температура уходящих газов за экономайзером	°C				
18	Состав продуктов горения за котлом:					
	CO ₂	%				
	O ₂	%				
	CO	%				
	NO _x	%				
19	Коэффициент избытка воздуха за котлом					
20	Состав уходящих газов за экономайзером:					
	CO ₂	%				
	O ₂	%				
	CO	%				
	NO _x	%				
21	Коэффициент избытка воздуха за экономайзером					
22	Потери тепла:					
	с уходящими газами q_2	%				
	от химического недожога q_3	%				
	в окружающую среду q_5	%				
23	КПД брутто котла	%				
24	Расход условного топлива на 1 Гкал выработанной теплоты	кг у.т./Гкал				

Режимная карта составлена при температуре топлива _____ °C
 Низшая теплота сгорания топлива _____ Ккал/м³
 Составил: инженер-наладчик _____
 (подпись)

Ознакомлен: ответственный за газовое хозяйство _____
 (подпись)

Дата: « _____ » _____ 200 ____ г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

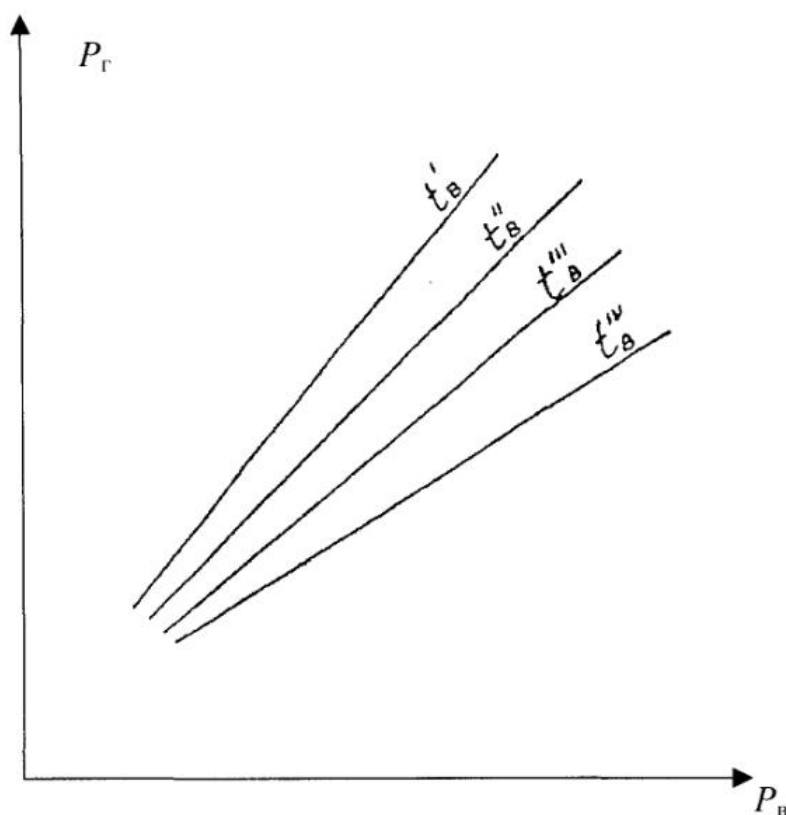
работы водогрейного котла _____ ст. № _____, рег. № _____
 оборудованного горелками: _____
 в котельной: _____

№ п/п	Наименование параметров работы котлоагрегатов	Единицы измерения	Нагрузка в % от D_n			
1	2	3				
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч				
2	Расход воды через котел	м ³ /ч				
3	Давление воды перед котлом	кгс/см ²				
4	Давление воды после котла	кгс/см ²				
5	Температура воды перед котлом	°C				
6	Температура воды после котла	°C				
7	Количество работающих горелок	шт.				
8	Расход газа по прибору	м ³ /ч				
9	Расход газа фактический	нм ³ /ч				
10	Давление газа в коллекторе перед котлом	кгс/м ²				
11	Давление газа перед горелками	кгс/м ²				
12	Давление воздуха после вентилятора	кгс/м ²				
13	Давление воздуха перед горелками	кгс/м ²				
14	Положение воздушных заслонок	обор.				
15	Температура воздуха перед горелками	°C				
16	Разрежение:					
	вверху топки	кгс/м ²				
	за котлом	кгс/м ²				
	перед дымососом	кгс/м ²				
17	Температура продуктов горения за котлом	°C				
18	Состав продуктов горения за котлом:					
	CO ₂	%				
	O ₂	%				
	CO	%				
	NO _x	%				
19	Коэффициент избытка воздуха за котлом					
20	Потери тепла:					
	с уходящими газами q_2	%				
	от химического недожога q_3	%				
	в окружающую среду q_5	%				
21	Коэффициент полезного действия брутто котла	%				
22	Расход условного топлива на 1 Гкал выработанной теплоты	кг у.т./Гкал				

Режимная карта составлена при температуре газа _____ °C
 Низшая теплота сгорания топлива _____ Ккал/м³
 Составил: инженер-наладчик _____
 (подпись)

Ознакомлен: ответственный за газовое хозяйство _____
 (подпись)

Дата: « _____ » _____ 200 ____ г.



*График соотношения «газ-воздух» в зависимости от температуры воздуха поступающего на горение, для котлов с регулируемой подачей воздуха.
(Приложение к режимной карте котла)*

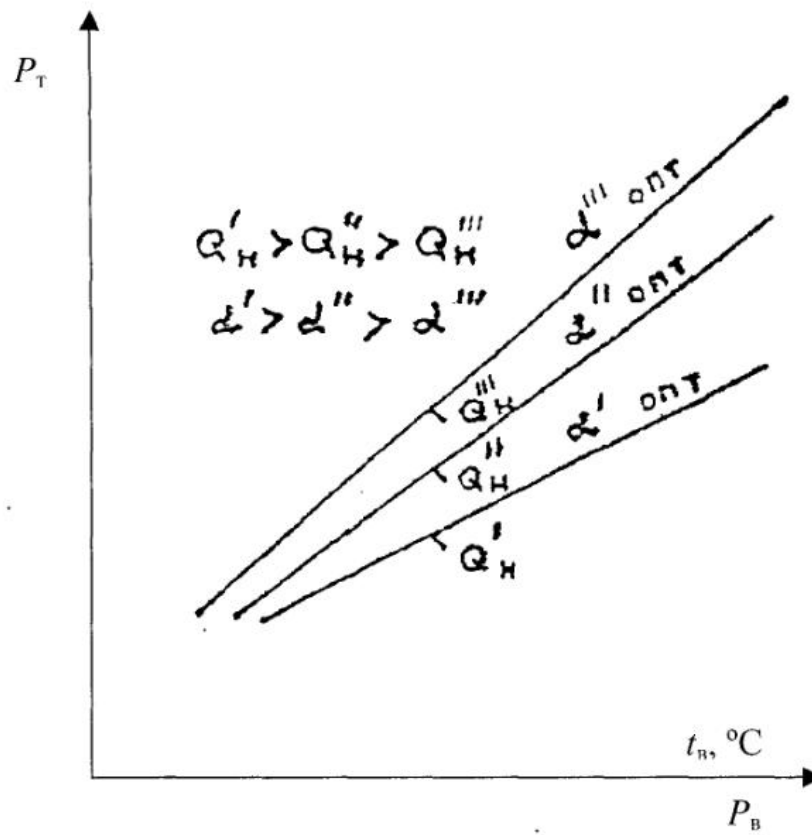
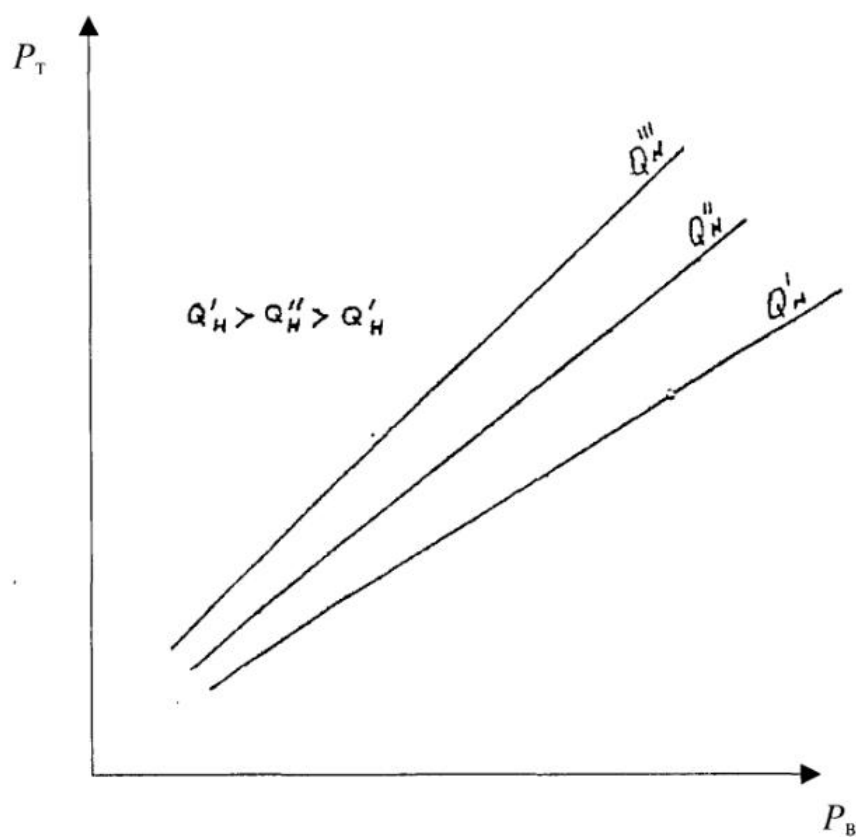


График изменения давления топлива перед горелками от температуры
 воздуха или его давления перед горелками для различных α_{opt}
 для котлов без регулирования подачи воздуха на горелки.
 (Приложение к режимной карте котла)



Графики соотношения «топливо-воздух» при различных значениях теплоты сгорания топлива.
(Приложение к режимной карте котла)

Потери тепла в окружающую среду, %

Тип котла	Нагрузка, % от паспортной						
	50	60	70	100	130	140	150
МЗК-7Г	3,0	2,5	2,2	1,5	—	—	—
Е-1/9-1	4,6	3,8	3,3	2,3	—	—	—
ДКВР-2,5/13							
с хвостовой поверхностью	7,2	6,0	5,1	3,6	2,8	2,6	2,4
без хвостовой поверхности	5,5	4,6	1,0	2,8	2,1	2,0	1,9
ДКВР-4/13							
с хвостовой поверхностью	5,8	4,8	4,1	2,9	2,2	2,1	1,9
без хвостовой поверхности	4,2	3,5	3,0	2,1	1,6	1,5	1,4
ДКВР-6,5/13							
с хвостовой поверхностью	4,6	3,8	3,3	2,3	1,8	1,6	1,5
без хвостовой поверх кости	3,0	2,5	2,1	1,5	1,2	1,1	1,0
ДКВР-10/13							
с хвостовой поверхностью	3,4	2,6	2,4	1,7	1,3	1,2	1,1
без хвостовой поверхности	2,2	1,8	1,6	1,1	0,9	0,8	0,7
ДКВР-20/13							
с хвостовой поверхностью	2,6	2,1	1,8	1,3	1,0	0,9	0,8
ДЕ-16/14							
с хвостовой поверхностью	2,8	2,3	2,0	1,4	1,2	1,1	1,0
ПТВМ-30	1,8	1,5	1,3	0,9	—	—	—
ПТВМ-50	1,0	0,8	0,7	0,5	—	—	—
ТВГ-2,5	1,6	1,3	1,1	0,8	—	—	—
ТВГ-4,0	1,2	1,0	0,8	0,6	—	—	—
ТВГ-8 и 10	1,0	0,8	0,7	0,5	—	—	—

Потери тепла определяются по графикам зависимости от паро- и теплопроизводительности котла:

1. паровые котлы от 2 до 800 т/ч:
 - собственно котел без хвостовых поверхностей нагрева
 - котельный агрегат с хвостовыми поверхностями нагрева
2. водогрейные котлы до 80 Гкал/ч;
3. водогрейные котлы до 1 Гкал/ч

и по данным заводов-изготовителей для различных модификаций котлов.

Потери теплоты на собственные нужды котельной

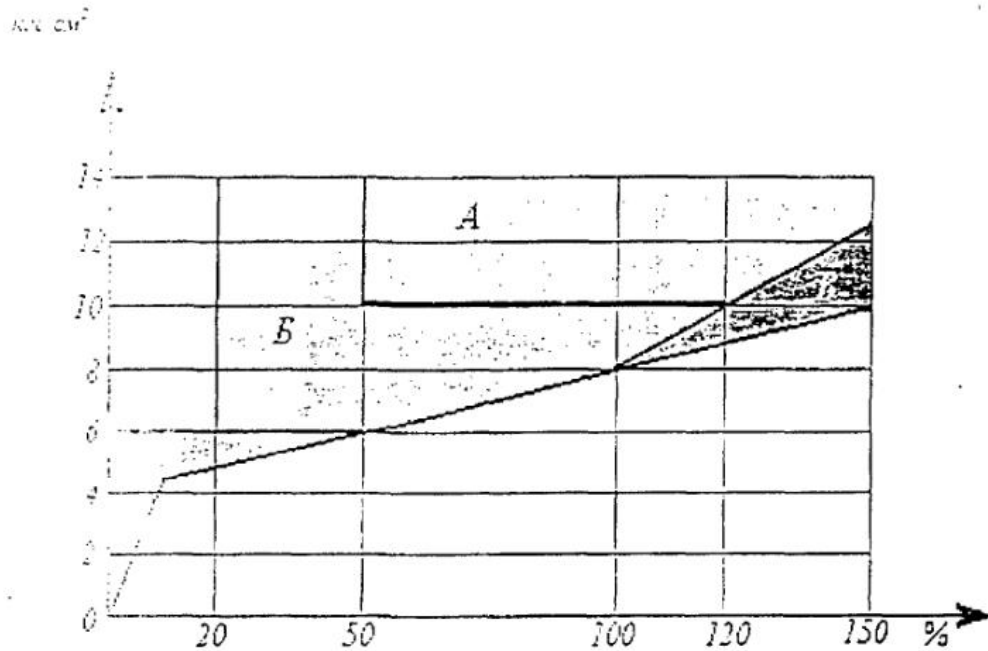
Потери теплоты на собственные нужды (С.Н.) котельной следует принимать:

$Q_{с.н.} \approx 2,7 \%$ при работе на газе и $3,5\%$ при работе на мазуте.

Приближенное распределение $q_{с.н.}$ по статьям составляет:

1. Потеря теплоты непрерывной продувкой $q_{п.пр.} \approx 0,6\%$
2. То же с периодической продувкой $q_{п.пр.} \approx 0,15\%$
3. Расход теплоты на разогрев обмуровки при растопках $q_{р.об.} \approx 0,2\%$
4. Потери теплоты на обдувку поверхностей нагрева (при работе на мазуте) $q_{обд.} \approx 0,25\%$
5. Расход теплоты на привод парового питательного насоса $q_{нас} \approx 0,2\%$
6. Потери теплоты на «выпар» в деаэраторе, подрыв и срабатывание предохранительных клапанов $q_{в.} \approx 0,2\%$
7. Потери теплоты от охлаждения окружающей средой трубопроводов и вспомогательного оборудования (бойлера, деаэратора, насосов и т.д.) $q_{охл.} \approx 0,6\%$
8. Расходы теплоты на разогрев мазута в цистернах, емкостях $q_{р.м.} \approx 0,5\%$
9. Расход теплоты на отопление, душевые, вентиляцию и др. нужды $q_{др.н.} \approx 0,6\%$.

**Диаграмма допустимых давлений пара
в котлах ДКВР в зависимости от их производительности,
% от номинальной**



Области:

А – рационального использования котла;

А-Б – допустимой работы котла по условия Котлонадзора (данные Би КЗ);

В – нежелательной работы котла;

Г – кратковременной работы котла при растопке.

**ТАБЛИЦА РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА
ОТ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ
НА ПАРОВОМ КОТЛЕ № _____ ТИПА _____**

№ п/п	Наименование величин	Единицы измерения	Величина		Примечание
			при фотографир.	после испытаний	
1	2	3			
1	Паропроизводительность	т/ч			
2	Давление пара в барабане котла	кгс/см ²			
3	Температура питательной воды	°С			
4	Давление газа перед горелками	кгс/см ²			
5	Давление воздуха перед горелками	кгс/см ²			
6	Разрежение в топке котла	мм в.ст.			
7	Разрежение за котлом	мм в.ст.			
8	Разрежение за экономайзером	мм в.ст.			
9	Состав продуктов горения за котлом:	CO ₂	%		
		O ₂	%		
		CO	%		
		NO _x	%		
10	Состав уходящих газов:	CO ₂	%		
		O ₂	%		
		CO	%		
		NO _x	%		
11	Температура продуктов горения за котлом	°С			
12	Температура уходящих газов	°С			
13	Температура холодного воздуха	°С			
14	Потери тепла с уходящими газами	%			
15	Потери тепла от химнедожога	%			
16	Потери тепла в окружающую среду	%			
17	Коэффициент полезного действия котла (брутто)	%			
18	Часовой расход натурального топлива	м ³ /ч			
19	Часовой расход условного топлива	кг у.т./ч			
20	Удельный расход условного топлива на выработку 1 т пара	кг у.т./т			
21	Экономия удельного расхода условного топлива на выработку 1 т пара	кг у.т./т			
22	Число часов работы котла в год	ч			
23	Среднечасовой коэффициент загрузки в год	—			
24	Годовая экономия условного топлива	кг у.т./год			
25	Экономический эффект (п. 24 × 0,86 × стоимость газа)	руб/год			

Расчет произвел _____
(подпись) (Ф.И.О.)

Дата: « _____ » _____ 200 ____ г.

**ТАБЛИЦА РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА
ОТ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ
НА ВОДОГРЕЙНОМ КОТЛЕ № _____ ТИПА _____**

№ п/п	Наименование величин	Единицы измерения	Величина		Примечание
			при фотографир.	после испытаний	
1	2	3			
1	Теплопроизводительность	Гкал/ч			
2	Температура прямой воды	°С			
3	Температура обратной воды	°С			
4	Давление газа перед горелками	кгс/см ²			
5	Давление воздуха перед горелками	кгс/см ²			
6	Разрежение в топке котла	мм в.ст.			
7	Разрежение за котлом	мм в.ст.			
8	Состав уходящих газов:				
	CO ₂	%			
	O ₂	%			
	CO	%			
	NO _x	%			
9	Температура уходящих газов	°С			
10	Температура холодного воздуха	°С			
11	Потери тепла с уходящими газами	%			
12	Потери тепла от химнедожога	%			
13	Потери тепла в окружающую среду	%			
14	Коэффициент полезного действия котла (брутто)	%			
15	Часовой расход натурального топлива	м ³ /ч			
16	Часовой расход условного топлива	кг у.т./ч			
17	Удельный расход условного топлива на выработку 1 Гкал теплоты	кг у.т./Гкал			
18	Экономия удельного расхода условного топлива на выработку 1 Гкал теплоты	кг у.т./Гкал			
19	Число часов работы котла в год	ч			
20	Среднечасовой коэффициент загрузки в год	—			
21	Годовая экономия условного топлива	кг у.т./год			
22	Экономический эффект (п. 24 × 0,86 × стоимость газа)	руб/год			

Расчет произвел _____
(подпись) (Ф.И.О.)

Дата: « ____ » _____ 200 ____ г.

Допустимые присосы воздуха в газоходе котла

<i>Газовый тракт</i>		<i>Величина присоса в долях от теоретически необходимого количества воздуха</i>
Топки	? камерные топки	0,05
Газоходы котельных пучков	Первый котельный пучок	0,05
	Второй котельный пучок	0,10
	Газоход пароперегревателя	0,05
Газоход водяного экономайзера	Стальные змеевиковые экономайзеры котлов большой и средней производительности	Одноступенчатые 0,0 Двухступенчатые, на каждую ступень 0,02
	Стальные змеевиковые экономайзеры котлов ($D \leq 50$ т/ч)	0,08
	Чугунные экономайзеры с обшивкой	0,10
	Чугунные экономайзеры без обшивки	0,20
Воздухо-подогреватели	Трубчатые	Одноступенчатые 0,05 Двухступенчатые, на каждую ступень 0,05
Газоходы на 1 пог. м	Стальные	0,01
	Кирпичные боровы	0,05

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Теплотехнические испытания котельных установок,. Трембова В.И., Фигнер Е.Д., Авдеева А.А. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1991г.
2. Госгортехнадзор России «Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» – М.: НПО ОБТ, 1993 г.
3. Внуков А.К. Надежность и экономичность котлов для газа и мазута – М.: Энергия, 1966 г.
4. Равич М.Б. – Упрощенная методика теплотехнических расчетов М.: АН СССР; 1961 г.
5. Равич М.Б. – Эффективное применение топлива – Наука, 1977 г.
6. Ключев А.С., Лебедев А.Т., Новиков С.И. Наладка систем автоматического регулирования барабанных паровых котлов М.: Энергоатомиздат, 1985 г.
7. Руководящий материал. РМ13-1-98 «Методика проведения пуско-режимно-наладочных работ средств измерений и автоматических систем регулирования процессов горения паровых и водогрейных котлов» – НПО «Монтажавтоматика», 1994 г.
8. Бурдин Г.Д.. Справочник по международной системе единиц, М.: Изд-во стандартов.1977 г.
9. Преображенский Н.И. – Контроль за рациональным использованием газа – Недра, 1983 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	2
1. Проверка готовности оборудования к проведению наладочных работ	3
2. Пуск вновь вводимого в эксплуатацию котельного оборудования	3
3. Комплексное опробование оборудования	9
4. Технология, объемы и последовательность проведения режимно-наладочных испытаний котлов, работающих на газе или мазуте	10
5. Основные измерения при проведении испытаний, методы и техническое обеспечение	15
6. Технология проведения балансовых испытаний	23
7. Обработка и анализ материалов балансовых испытаний	26
8. Расчет прямого и обратного теплового балансов котла и отдельных их статей	28
9. Определение удельных расходов тепла, топлива и электроэнергии	40
10. Наладка систем автоматического регулирования работы котлов	41
11. Наладка водно-химического режима котлов и оборудования химводоподготовки	41
12. Технология наладки различных видов теплоутилизирующего оборудования	41
13. Учет расхода энергоресурсов	41
14. Форма и порядок составления технического отчета	42
15. Расчет экономической эффективности проведенных наладочных работ (для действующего оборудования)	46
16. Инструкции для обслуживающего персонала по эксплуатации налаживаемого оборудования	46
ПРИЛОЖЕНИЯ	
Приложение 1. Техническая программа теплотехнических испытаний котлов	48
Приложение 2. Условия работы котла и допустимые отклонения измеряемых величин	50
Приложение 3. Спецификация измерений для парового типа ДКВР-20/13-250	51
Приложение 4. Схема измерения при режимно-наладочных испытаниях парового котла ДКВР-20/13-250	52
Приложение 5. Схема измерения при режимно-наладочных испытаниях парового котла типа ДКВР со смесительными горелками	53
Приложение 6. Схема измерения при режимно-наладочных испытаниях водогрейного котла с подовыми горелками и принудительной подачей воздуха	54
Приложение 7. Вариант плана-задания на подготовку котла к	

режимно-наладочными испытаниями	55
Приложение 8. Примерный перечень работ по устранению дефектов, выявленных на котле	56
Приложение 9. Схема контроля за постоянным расходом воздуха через воздухонагреватель при определении величины присоса воздуха в топку котла	57
Приложение 10. Методика измерений при измерениях котла	58
Приложение 11. Методика проведения теплотехнических расчетов	59
Приложение 12. Таблица результатов опытов по определению оптимальных режимов горения парового котла	62
Приложение 13. Таблица результатов опытов по определению оптимальных режимов горения водогрейного котла	64
Приложение 14. Сводная ведомость обработки результатов испытаний парового котла	65
Приложение 15. Сводная ведомость обработки результатов испытаний водогрейного котла	68
Приложение 16. Режимная карта работы парового котла	70
Приложение 17. Режимная карта работы водогрейного котла	71
Приложение 18. Графики соотношения «газ-воздух» в зависимости от температуры воздуха, поступающего на горение	72
Приложение 19. Графики изменения давления топлива перед горелками от температуры воздуха или его давления перед горелками	73
Приложение 20. Графики соотношения «топливо-воздух» при различных значениях теплоты сгорания топлива	74
Приложение 21. Потери тепла в окружающую среду	75
Приложение 22. Потери теплоты на собственные нужды котельной	76
Приложение 23. Диаграмма допустимых давлений пара в котлах ДКВР в зависимости от их производительности	77
Приложение 24. Таблица расчета экономического эффекта от проведения теплотехнических испытаний на паровом котле	78
Приложение 25. Таблица расчета экономического эффекта от проведения теплотехнических испытаний на водогрейном котле	79
Приложение 26. Допустимые присосы воздуха в газоходе котла.....	80
Рекомендуемая литература	81