

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра механики многофазных систем

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОРИГИНАЛ
ЗАИМСТВОВАНО

И.о. заведующего кафедрой

к.ф.н.

 П.Ю. Мих

15.06. 2017

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ КОТЛОВ

03.04.02 Физика

Магистерская программа «Техническая физика в нефтегазовых технологиях»

Выполнила работу
студентка 2 курса
очной
формы обучения



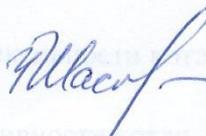
Бейдель
Екатерина
Владимировна

Научный руководитель
к.ф.-м.н., доцент кафедры ММС



Михайлов
Павел
Юрьевич

Научный консультант
старший преподаватель кафедры
ММС



Шастунова
Ульяна
Юрьевна

Рецензент
К.х.н., доцент кафедры
Естественных и
общепрофессиональных дисциплин
Тюменского высшего военно-
инженерного командного училища



Ветров
Игорь
Марсельевич

г. Тюмень, 2017

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1. Водогрейные котлы: их конструкция, классификация, основные элементы	6
2. Требования к качеству питательной воды.....	9
2.1. Водные растворы твердых веществ	9
2.2 Показатели качества воды.....	11
2.3 Режим работы котлов.....	12
3. Топливо для котлов.....	14
3.1. Твердое топливо	14
3.2. Жидкое топливо	23
3.3 Топливный газ	25
4. Тепловой баланс теплоагрегата	29
4.1 Уравнение теплового баланса для компонентов	29
4.2 Зависимость эффективности котла от его нагрузки	38
4.3 Детальный расчет эффективности котлоагрегата.....	40
5. Методы повышения эффективности котла	47
5.1 Масштабирование накипи.....	47
5.2 Механическая очистка котлов	51
5.3 Химическая очистка котлов.....	53
5.4 Химическая очистка воды.....	54

5.5 Очистка на основе гидравлического эффекта.....	56
5.6 Ультразвуковое очищение воды.....	59
5.7 Способ предварительного нагрева воды.....	62
5.8 Метод глубокой регенерации дымовых газов.....	63
5.9 Определение технико-экономических показателей котла КВ-2,5.....	66
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	68

АННОТАЦИЯ

В данной работе рассмотрен вопрос повышения эффективности тепловых энергетических машин и устройств. Работа состоит из введения, заключения, 5 глав, подглав к ним, списка литературы, приложений.

Целью дипломной работы является: рассмотреть различные методики повышения КПД котлов.

Задачи дипломной работы:

- Изучить существующее котельное оборудование;
- Изучить влияние различных факторов на КПД;
- Проанализировать методы повышения КПД;
- Выявить наиболее эффективные методы повышения КПД.

В данной работе использованы методы сравнения, исторические методы, вычислительные методы, исследовательские методы, анализ.

Объектом исследования является котельные агрегаты, субъектом является методы повышения КПД котла.

В дипломной работе использованы научные труды Кисилева Н.А., Заха Р.Г., Эстеркина Р.И., Демченко В.Г., Юткина Л.А. и др.

Введение

Вопрос повышения эффективности тепловых энергетических машин и устройств становится все более актуальным из-за постоянного повышения цен на энергоресурсы, а также сокращения их запасов в недрах Земли.

Особенно сложная ситуация в связи с переходом к мировым ценам на энергию.

Нельзя не упомянуть экологические аспекты. Глобальное потепление, парниковый эффект, вызванный выбросами монооксида углерода в атмосферу, все это заставляет уже сегодня бороться за ясное небо, экономить энергию, повышать энергоэффективность существующих технологий и разрабатывать новые, более эффективные, экономически жизнеспособные и экологически чистые энергетических машин и установок.

Тема данной выпускной квалификационной работы актуальна, так как в настоящее время интенсивно развивается малая энергетика, в большом количестве строятся индивидуальные котельные на предприятиях, жилых домах, и т.п. Отсоединение их от общей теплосети вызвано перебоями в теплоснабжении, непостоянными параметрами теплоносителя, а также дороговизной получаемого тепла. В связи с этим появляется повышенный спрос на отопительные котлы сравнительно небольшой мощности (50...450 кВт).

В настоящее время в муниципальном секторе горячие водогрейные котлы низкой мощности на нашем рынке в большей степени представлены иностранными производителями, но в последнее время отечественные котлы малой мощности с вентиляторными горелками с довольно высокой эффективностью – 93-94% и низкий уровень загрязнения окружающей среды.

Это вызвано в первую очередь тем, что по данным областных администраций срок эксплуатации 57% котельных превышает 20 лет, 40% эксплуатирует котлы с КПД менее 82%.

Следует отметить, что модернизация действующих котлов малой и средней мощности на несколько порядков дешевле их полной замены, т.к. она не требует значительных инвестиционных затрат и может быть выполнена в короткие сроки значительно сокращая себестоимость производимой тепловой энергии.

Основными техническими требованиями, которые предъявляют к котлам можно отнести: устойчивость работы при нестабильном давлении газа, достаточно высокий КПД, и низкую эмиссию загрязнения атмосферы вредными выбросами.

1. Водогрейные котлы: их конструкция, классификация, основные элементы.

Водогрейный котел – устройство, предназначенное для нагревания воды. Такой котел имеет топочную камеру, которая обогревается за счет сгораемого в ней топлива. Вода (теплоноситель) в такой системе находится под давлением свыше 1 атм. Движение воды в такой системе может быть организовано двумя способами: посредством либо *естественной циркуляции* (производство пара), либо *принудительным движением теплоносителя* (производство горячей воды по прямоточному принципу). Благодаря второму способу получают горячую воду, заданных характеристик. Такая вода применяется для технологических потребителей, а также систем отопления, теплоснабжения и вентиляций. Прямоточный принцип подачи предполагает расход воды постоянный.

Существуют различные конструкции водогрейных котлов. В связи с этим рассмотрим классификацию водогрейных котлов по отдельным критериям.

Производительность котельного агрегата. По производительности выделяют три группы котлов: производительность малая (до 5,5 кг/с), средняя (до 30 кг/с), большая (до 500 кг/с).

Теплопроизводительность. Выделяют 8 типов котлов по числу Гкал/час: 4, 6,5, 10, 20, 30, 50, 100, 180. Первые пять из них работают только в основном режиме, температура воды на входе устанавливается 430 К, давление 1,6 МПа. Последние три типа могут работать помимо основного режима, еще и в пиковом, температура на входе 470 К, давление 2,6 МПа.

Способ производства тепла. Котельные агрегаты различают на высокотемпературные (температура воды превышает 373 К) и низкотемпературные (температура воды ниже 373 К).

Тип горелочного устройства. Существуют три вида горелочных устройств: атмосферное (используется первичный воздух, без смешивания), инжекционное (используется предварительное смешения газа с частью воздуха) и с принудительной подачей воздуха (используется смешения газа с воздухом в горелке).

Назначение водогрейного котла. Водогрейные котлы используются для таких целей, как отопление помещений, технологическое производство, горячее водоснабжение.

Топливо водогрейного аппарата. В качестве применяемого топлива может быть использован природный или сжиженный газ, дизельное топливо, а также отработанные масла.

Далее рассмотрим устройство водогрейных котлов. Его основу составляет пароперегреватель, воздухоперегреватель, экономайзер. Пароперегреватель – это змеевиковая поверхность теплообмена, на которой перегревают пар, поступающий из испарительной части.

Водяные экономайзеры подогревают поступающую воду до того как она поступила в испарительную часть котла.

Воздухоподогреватели. В отличие от водяного экономайзера и пароперегревателя воздухоподогреватель, отнимая теплоту от уходящих дымовых газов и уменьшая таким образом потери ее с этими газами, непосредственно отнятую теплоту не передает рабочему телу (воде или пару). Горячий воздух, направляемый в топку котла, улучшает условия сгорания топлива, уменьшает потери теплоты от химической и механической неполноты сгорания топлива, повышает температуру его горения, интенсифицирует теплообмен, что в итоге повышает КПД установки.

В среднем понижение температуры уходящих газов на каждые 23 К повышает КПД примерно на 1.5 %.

К вспомогательным элементам котельной установки относятся сепарационные устройства, тягодутьевые устройства.

Сепарационные устройства. Влажный насыщенный пар, получаемый в барабане котлоагрегатов низкого и среднего давлений, может уносить с собой капли котловой воды, содержащей растворенные в ней соли. В котлоагрегатах высокого и сверхвысокого давлений загрязнение пара обуславливается еще и дополнительным уносом солей кремниевой кислоты и соединений натрия, которые растворяются в паре. Примеси, уносимые с паром, откладываются в пароперегревателе, что крайне нежелательно, так как может привести к пережогу труб пароперегревателя.

Поэтому пар перед выходом из барабана котла подвергается сепарации, в процессе которой капли котловой воды отделяются и остаются в барабане. Сепарация пара осуществляется в специальных сепарирующих устройствах, в котором создаются условия для естественного или механического разделения воды и пара. Естественная сепарация происходит вследствие большой разности плотностей воды и пара. Механический инерционный принцип сепарации основан на различии инерционных свойств водяных капель и пара при резком увеличении скорости и одновременном изменении направления или закручивания потока влажного пара.

Тягодутьевые устройства. Для нормальной работы котельного агрегата необходимы непрерывная подача воздуха для горения топлива и непрерывное удаление продуктов сгорания.

2. Требования к качеству питательной воды

Надежная и экономичная работа котельной зависит в значительной степени от качества воды, используемой для питания котлов.

Источниками водоснабжения для таких котлов могут служить пруды, реки, озера, а также наземная или артезианская вода, городское или деревенское водоснабжение. Природные воды обычно содержат примеси в виде растворенных солей, коллоидных и механических примесей, поэтому непригодны для подачи котлов без предварительной обработки.

2.1. Водные растворы твердых веществ

Твердые вещества, содержащиеся в воде, делятся на механически взвешенные примеси, состоящие из минеральных, а иногда и органических частиц. Количество вещества, растворенного в единице раствора (воды), определяет концентрацию раствора и обычно выражается в миллиграммах на килограмм раствора.

Вода, как и любая жидкость, может растворять только определенное количество вещества, образуя насыщенный раствор, в то время как избыточное количество вещества остается нерастворенным и выпадает в осадок.

Различают вещества, которые хорошо и плохо растворяются в воде. Вещества, хорошо растворимые в воде, включают хлориды (соль соляной кислоты) CaCl_2 , MgCl_2 , KCl , плохо растворимые сульфиды - сульфиды (соли серной кислоты) CaSO_4 , MgSO_4 и силикаты (соли

кремниевой кислоты) CaSiO_3 , MgSiO_3 . Присутствие сульфидов и силикатов в воде приводит к образованию накипи на поверхности нагрева котлов.

Растворимость веществ зависит от температуры жидкости, в которой они растворяются. Выделяют вещество, растворимость которого возрастает с повышением температуры, например CaCl_2 , MgCl_2 , $\text{Mg}(\text{NO}_3)_2$, $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$, и который уменьшается, например, CaCO_3 , CaSiO_3 , MgSiO_3 .

В частности, когда вода нагревается до $70-75^\circ \text{C}$, термическое разложение высокорастворимых бикарбонатов кальция и магния начинается с перехода к слаборастворимым карбонатам и гидратам.

Большинство твердых веществ, растворимых в воде, являются электролитами, то есть веществами, молекулы которых в водной среде распадаются на ионы, атомы или группу атомов, несущих электрический заряд. Молекула электролита распадается на два иона. Один из них имеет положительный заряд, называется катион и обозначается символом «+», а другой имеет отрицательный заряд, называемый анион и обозначается знаком «-». Металлы, входящие в молекулу электролита (магний Mg , кальций Ca , железо Fe), становятся катионами и металлоидами (хлор Cl , сера S) – анионы. В этом случае вода как электролит всегда электрически нейтральна, так как сумма положительно заряженных ионов-катионов всегда равна сумме отрицательно заряженных ионов-анионов.

Как правило, природная вода содержит катионы Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , Fe^{2+} и анионы HCO_3^- , Cl^- , SO_4^{2-} . В слабых растворах весь электролит, растворенный в воде, разлагается на ионы, в более концентрированных растворах - только часть растворенного электролита. Количество электролита, растворенный в воде, называется степенью электролитической диссоциации.

Газовые растворы. В сырой воде обычно растворяются азот, кислород, диоксид углерода и сероводород. Все они нежелательны, но особенно опасны агрессивные газы, кислород и диоксид кислорода. Газы имеют разную растворимость, которая всегда уменьшается с повышением температуры

жидкости. При температуре кипения жидкости газы полностью теряют способность растворяться. Степень растворимости в воде при атмосферном давлении кислорода, двуокиси углерода и сероводорода приведена в таблице. 1.

2.2 Показатели качества воды

Качество воды характеризуется прозрачностью (содержание взвешенных твердых веществ), сухим остатком, жесткостью, щелочностью, окисляемостью.

Сухой остаток содержит общее количество растворенных веществ: кальций, магний, натрий, аммоний, железо, алюминий и т.д., которые остаются после испарения воды и сушки остатка при 110 ° С. Сухой остаток выражается в миллиграммах на килограмм или в микрограммах на килограмм.

Жесткость воды характеризуется общим содержанием растворимых в воде солей кальция и магния, которые и являются образователями накипи. Жесткость является общей, временной (карбонатной) и постоянной (некарбонатной).

Общая жесткость представляет собой сумму временной и постоянной жесткости и характеризуется суммой содержания воды в соли кальция и магния: серная кислота (CaSO_4 и MgSO_4) хлорид (CaCl_2 и MgCl_2), нитрат ($\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ и $\text{Mg}(\text{NO}_3)_2$), кремниевые кислоты (CaSiO_3 и MgSiO_3), фосфорные кислоты ($\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2$ и $\text{Mg}(\text{PO}_4)_2$), бикарбонат ($\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ и $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$).

Временная жесткость характеризуется тем, что содержит водорастворимый бикарбонаты кальция и магния $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ и $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$.

Постоянная жесткость определяется содержанием солей кальция и магния, перечисленных выше, за исключением бикарбоната.

Щелочность воды характеризуется содержанием щелочных соединений. Это включает в себя гидраты, например NaOH – едкий натр, карбонаты Na_2CO_3 – кальцинированная сода, бикарбонаты NaHCO_3 , Na_3PO_4 и т.д. Величина щелочности воды равна общей концентрации гидроксидов, карбонат, бикарбонат, фосфат и других анионов.

В зависимости от преобладающего присутствия в воде анионов некоторых солей выделяется щелочность: гидрат (концентрация в воде гидроксильных анионов OH), карбонат (концентрация карбонатных анионов) и бикарбонат (концентрация бикарбонатных анионов HCO_3).

Окисляемость характеризуется наличием в воде кислорода и углекислого газа.

Вода, приготовленная для подачи котельной установки, не должна давать отложения осадка и окалины, вызывать коррозию стен котла и его вспомогательной нагревательной поверхности, а также пены.

2.3 Режим работы котлов

В подаваемой воде, поступающей в котел, независимо от того, как она была смягчена, всегда остается какая-то часть примесей.

В процессе получения пара и его удаления из котла, а также всех новых порций питательной воды в котельной воде количество солей увеличивается, потому что сухой пар не растворяет их.

Если содержание солей в котельной воде выше нормы, они будут осажаться и формироваться на поверхности нагрева и осадка в водяном столбе, появляется вспенивание и пар будет удаляться паром котельной воды солями Растворенного в нем, что приведет к введению солей и паров. Поэтому для надежной работы котловой установки недостаточно только для очистки подаваемой воды, также необходимо обеспечить нормальный внутрикотловой режим, который заключается в поддержании состава котловой воды в установленных нормах. Чтобы получить пар требуемого качества, котельную воду обрабатывают специальными реагентами, которые

вызывают образование гранулообразующих солей в котле в виде осадка, легко удаляемого продувкой.

Требования к качеству насыщенного пара в котельных установках приведены в таблице 2.

Требования к качеству питательной и котельной воды для промышленных и отопительных котельных приведены в таблицах 3 и 4.

Для водогрейных котлов качество подпиточной воды должно соответствовать следующим требованиям: карбонатная жесткость не выше 700 мкг-экв / кг, содержание растворенного кислорода составляет 50 мкг/ кг, взвешенное вещество составляет 5 мкг/кг, свободный диоксид углерода не допускается, значение рН не меньше 7. Значение рН характеризуется концентрацией ионов водорода в растворе. Последнее требование означает, что реакция воды должна быть нейтральной ($pH = 7$) или щелочной ($pH > 7$).

3. Топливо для котлов

3.1. Твердое топливо

Все виды твердого топлива нашей планеты обусловлены их происхождением солнечной энергии и хлорофилла – специального вещества, содержащегося в листьях и других зеленых частях растений, которые создают сложные органические вещества, а затем превращаются в топливо. В своих преобразованиях топливный материал последовательно проходит стадии торфа, бурого угля, каменного угля, антрацита.

В природе существуют различные типы твердого топлива, отличающиеся своим различным составом и свойствами. Твердые виды топлива в основном формируются из высокоорганизованных растений – дерева, листьев, игл и т.д. Мертвые части высокоорганизованных растений уничтожаются грибами

со свободным доступом к воздуху и превращаются в торф – свободная, диффузная масса гумуса, называемые гуминовые кислоты. Накопление торфа переходит в бурую массу, а затем в бурый уголь. Впоследствии под воздействием высокого давления и повышенной температуры бурые угли подвергаются последующим превращениям, переходящим в уголь, а затем в антрацит.

Состав топлива. Топливо в том виде, в котором он извлекается, включает органическую массу и балласт. Органическая масса топлива считается той частью, которая исходит из органических веществ: углерода, водорода, кислорода и азота; балласт включают: сера, минеральные примеси. Состав топлива выражается в процентах по массе. В технологии печи различают рабочую, сухую и горючую массу топлива. В этом отношении вещество алфавитного обозначения, составляющее верхнюю часть топливного элемента, помещает буквы p , s или r . Под рабочим маслом, понимает топливо в том виде, в котором оно доставляется потребителю. Состав рабочей массы топлива выражается следующим образом:

$$C^P + H^P + O^P + N^P + S_0^P + S_K^P + A^P + W^P = 100\%$$

Если из топлива исключить балласт, то получаем горючую массу топлива

$$C^r + H^r + O^r + N^r + S_0^r + S_K^r = 100\%.$$

Сухая масса топлива соответствует обезвоженному топливу и состав ее следующий:

$$C^c + H^c + O^c + N^c + S_0^c + S_K^c + A^c = 100\%.$$

Пересчет состава топлива с одной массы на другую производят с помощью коэффициентов (табл. 5). Самая ценная часть топлива – углерод и водород. Углерод, содержащийся в значительных количествах во всех видах топлива: древесина и торф 51 – 57%, уголь 66 – 82% , антрациты 90 – 95%, в сланцах 60 – 73% , газойля 84 – 87 % (в процентах от горючей массы топлива). Чем больше углерода в топливе, тем больше топлива выделяет тепло во время горения.

Состав рабочей массы топлива существенно зависит от количества балласта, поэтому чаще всего приводятся данные о составе горючей массы топлива, которая является более стабильной для топлива каждого типа и месторождения.

Водород является основной частью каждого второго топлива. В топливе водород частично находится в кислородной форме, образуя внутреннюю влагу топлива, тем самым уменьшая тепловую ценность топлива. Водород играет важную роль в образовании летучих веществ, выделяемых при нагревании топлива без доступа к воздуху. Состав летучего водорода входит в чистую форму и в виде углеводородов и других органических соединений.

Содержание водорода в процентах от горючей массы топлива: в древесине и торфе до 5,8, углях бурого угля 3,6 – 5,9, горючих сланцах до 8,5, в антраците до 2 и в мазуте 10,6 – 11,1.

Кислород, содержащийся в твердом топливе, представляет собой балласт. Без создания теплогенерирующего элемента и связывания водорода с топливом кислород снижает теплоту его сгорания. Содержание кислорода в органической массе топлива с возрастом уменьшается от 42 % для древесины до 2,3 % для антрацита.

Азот также является компонентом инертного балласта твердого топлива, уменьшая процентное содержание твэлов. При сгорании топливного азота в продуктах сгорания содержится как в свободной форме и в форме оксидов азота NO_x . Оксиды азота классифицируются как вредные компоненты продуктов сгорания, количество которых должно быть ограничено.

Сера, содержащаяся в твердом топливе, в виде органических соединений и пирита входит в состав топлива в виде сернистых солей – сульфатов. Наличие серы значительно снижает теплоту сгорания топлива, особенно высококалорийный, так как при сжигании 1 кг серы выделяется в среднем только 2500 калорий. Высокое содержание серы приводит к серьезному загрязнению продуктов сгорания топлива ангидридом SO_2 . В присутствии избытка воздуха, частичного окисления SO_2 до SO_3 . Содержание оксидов

серы в продуктах сгорания значительно увеличивает температуру точки росы (иногда до 140 – 150 ° С), что ограничивает возможную глубину охлаждения дымовых газов в условиях коррозии и тем самым снижает экономичность, а также использование дополнительного оборудования для использования тепла дымовых газов. Поэтому сера является крайне нежелательным элементом для топлива. Серовые газы, проникающие в рабочие помещения, могут вызвать отравление обслуживающего персонала.

Топливный золь представляет собой смесь балласта из различных минералов, которая остается после полного сгорания всей горючей части топлива. Пепел топлива влияет на качество сжигания топлива отрицательно.

Из-за его происхождения существует три типа золы: первичный - внутренний, вторичный и третичный золь. Первичная зола образуется из минеральных веществ, содержащихся в растениях.

Его содержание в топливе ничтожно, а распределение равномерно. Вторичная зола получается за счет введения растительных остатков земель и песком в период формирования. Третичный золь поступает в топливо во время его добычи, хранения или транспортировки.

Зола – нежелательный балласт топлива, который уменьшает содержание других горючих элементов в нем. Кроме того, зола, образующая отложения на нагревательных поверхностях котла, уменьшает теплоотдачу. От газов до воды, пара и воздуха в его элементах. Наличие большого количества золы затрудняет работу котла. Если зола плавкая, она прилипает к поверхности нагрева котла, нарушая нормальный режим ее работы (шлак). В то же время, чем больше зольность топлива, тем больше потери от механической неполноты сгорания топлива. По мере увеличения количества золы в топливе происходит также потеря фокальных остатков с физической теплотой.

Содержание золы в процентах от рабочей массы топлива: в дровах 0.7, торфа 6 – 8, в бурых углях и углях от 3.5 до 25, в мазуте 0.4.

При сжигании твердого топлива важное значение имеет характеристика золы, степень ее плавкости. В лаборатории определяется беспорядочность ясеня.

Влажность топлива состоит из внешнего или механического, вызванного поверхностным увлажнением кусков топлива и заполнением влаги порами и капиллярами, а также равновесное, называемое гигроскопичным, которое устанавливается в материале с длительным контактом с окружающим воздухом.

При влажности твердого топлива выше 60% сжигание в большинстве случаев становится невозможным, поскольку количество тепла, выделяемого топливом, не может нагревать продукты сгорания даже до температуры 900°C, при которой стабильный процесс горения остается возможным.

Повышенная влажность топлива приводит к коррозии водяных экономайзеров и воздухонагревателей и к их засорению вследствие адгезии к этим поверхностям нагрева влажной золы, что увеличивает потери уходящих газов.

По мере того как влажность топлива увеличивается, теплота сгорания рабочего топлива уменьшается. Изменение чистой теплотворной способности топлива с увеличением содержания влаги на 1% приведено в таблице 5.

По мере увеличения содержания влаги в топливе увеличивается объем водяного пара, и, следовательно, увеличивается объем газов на 1000 калорий с наименьшей теплотворной способностью топлива. Увеличенный объем продуктов сгорания, проходящих через газопроводы, вызывает увеличение температуры выходящих газов и, следовательно, также большую потерю с ними. В то же время потребление электрической энергии для тяги возрастает как в связи с увеличением объема газов, так и в связи с ростом сопротивлений из-за увеличения скоростей в дымоходах.

Кроме того, потребление тепла для испарения влаги в топливе и увеличение объема продуктов сгорания (при высокой влажности) являются причиной падения температуры в печи, медленного выделения летучих

веществ, ухудшается весь процесс горения, и поэтому потери от химической неполноты сгорания.

Для оценки качества топлива и условий горения очень важно выделять летучие вещества. Если топливо нагревается без доступа к воздуху, то под воздействием высокой температуры (от 200 до 800°C) оно разлагается на газообразные частично летучие вещества (водород, метан, тяжелые углеводороды, монооксид углерода, немного углерода диоксид и некоторые другие газы).

Выделение летучих веществ, их состав, а также температура, с которой они начинают разделяться, определяются химическим возрастом топлива: топливо старше по возрасту, тем меньше выход летучих веществ и тем выше температура при которой они освобождают. Например, выход летучего торфа составляет приблизительно 72 % от общей массы горючей части топлива, они начинают разделяться при 120 – 150°C. Выход летучих бурых молодых угольных пластов снижается с 13 до 58,5%, они начинают выделяться при 170 – 250 ° C, а антрацит - до 4% при начальной температуре выброса газа около 400 ° C.

Летучие вещества оказывают большое влияние на процесс горения топлива: чем выше выход летучих веществ, тем ниже температура воспламенения и более легкое зажигание топлива и тем больше поверхность пламени. Топливо с большим выходом летучих (торф, бурый уголь, молодой уголь) легко разгоняется и быстро горит с небольшой потерей тепла. Топливо с низким выходом летучих, например антрацит, загорается намного сложнее, горит медленнее и не горит полностью.

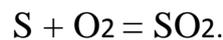
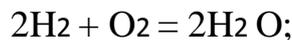
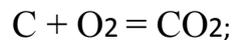
При прочих равных условиях, чем более изменчивый выход, тем меньше потеря механической неполноты сгорания топлива и чем меньше могут быть выбраны избыточные коэффициенты воздуха в печи, что положительно скажется на экономике котла.

Кокс, оставшийся после полного выброса летучих веществ, состоит из примесей углерода и минерального топлива. В зависимости от типа

термически разлагаемого топлива кокс может быть порошкообразным, коалесцированным, затвердевшим, слитым.

Характеристика: теплота сгорания топлива. Наиболее важной характеристикой является теплота сгорания топлива, которое называется количество тепла, образующееся при сжигании 1 кг твердого или жидкого топлива или 1 м³ газообразного топлива в кДж / кг (ккал / кг): 1 ккал = 4.1868, или 4.19 кДж.

Как упоминалось ранее, топливные элементы включают углерод С, водород Н и летучую горючую серу S. Элементарно их сгорание может быть представлено следующими уравнениями:



При сжигании горючих элементов при сгорании 1 кг выделяется следующее количество тепла:

Содержание углерода составляет 33,65 МДж (8031 ккал / кг), сера – 9 МДж (2172 ккал / кг), водород – 141,5 МДж (33 770 ккал / кг).

Различают более высокую и более низкую теплоту сгорания. Самая высокая теплота сгорания (Q_{vr}) топлива - это общее количество тепла, выделяемого при сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива, или 1 м³ газообразного (при нормальных условиях) и конверсии водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания, в Жидкость.

Смешивая топливо разных марок, можно значительно улучшить экономию процесса горения.

Классификация твердого топлива. В химическом возрасте существует три стадии образования твердого топлива: торф, бурый уголь и уголь.

Дерево – твердое топливо используется в основном в небольших котлах. Широкое использование отходов деревообрабатывающей промышленности: горб, щеп, стружка, опилки, кора и т. Д. Дрова используются реже.

Влажность воздушно-сухой древесины не превышает 25%, полусухая древесина – 35%, свежесрезанная древесина – 50%. Опилки обычно содержат влажность 45 – 60%. Древесная древесина, как считается, включает дрова весенних заготовок, которые лежат не менее чем через 6 месяцев после резки, в том числе по меньшей мере два летних месяца. Сухие включают дрова, вырубленные после вырубki в течение года в лесу и содержание влаги которых не превышает 30%.

Дрова в качестве топлива характеризуются высоким выходом летучих горючих веществ – до 85% и незначительным содержанием золы – в среднем до 1%, только в легированной древесине содержание золы повышается до 5%. Следовательно, балласт дров определяется главным образом их влажностью, от которой зависит теплота сгорания.

Рабочая композиция и теплота сгорания древесных отходов (чипсы, опилки и т. Д.) Не отличаются от состава древесины, из которой они получены.

При сниженной теплоте сгорания дрова имеют следующие преимущества: легкая воспламеняемость, отсутствие серы и низкое содержание золы, которые могут быть ограничены простыми устройствами горения, которые работают эффективно.

Добыча торфа в соответствии с процессом делятся на три основные типа: машина-форма торф, фрезерный торф и гидравлический.

С помощью метода машинного литья массив торфа извлекается из торфяного карьера экскаваторами и подается на специальные прессы, где он принимает форму полосы, которая разрезается на отдельные кирпичи, а затем механически транспортируется с помощью конвейеров Вдоль поля сушки, а затем укладывается в стопку.

Гидравлический метод извлечения торфа основан на эрозии торфяного массива с потоком воды, который находится под сильным давлением. Получающаяся в результате жидкость – пульпу пропускают через специальные шлифовальные машины, закачиваемые на место насосами, где

они высушиваются. Сушеная торфяная масса со специальными машинами разрезается на кирпичи.

Метод фрезерования состоит в том, что торфяной бот последовательно разбивается – вспахается специальными машинами на глубину от 5 до 35 мм. Полученные торфяные чипсы сушат, а затем складывают.

Торф как топливо по своим свойствам близок к дровам. Содержание влаги в торфе варьируется в зависимости от способа экстракции, сушки и условий хранения от 30 – 40 до 50 – 55%. Влагосодержание торфяного торфа над кусковым торфом составляет примерно 5 – 10%. Теплота сгорания торфа численно равна 8,38-10,72 МДж / кг (или 3511 – 4492 ккал / кг).

Ископаемый уголь разделяют на торф и антрацит.

В классификации угли различаются по маркам, классам и группам, а также по составу, размеру, зольности. Сорты отличаются друг от друга выходом летучих веществ и степенью спекания. Группы углей определяются их золой. По размеру кусков ископаемых углей делятся на классы.

Лигнит содержит большое количество влаги, связанный легко с атмосферным кислородом при длительном хранении на воздухе сильно разрушается и распадается на порошок. Выявлено, что он имеет большую склонность к самовозгоранию. Его структура отличается высоким содержанием балласта и необычно высокой гигроскопичностью, поэтому влага лигнита принимает значения около 17 – 55%. Бурый уголь не спекается, характеризуется высоким выходом летучих (33,5 – 58,5%) в горючей массе, и содержанием золы на сухую массу (10,5 – 34%), с высоким содержанием серы (0,6– 5,9 %).

Рабочая теплота сгорания = 10,7 – 17,5 МДж / кг (4177 ккал / кг).

Уголь каменный в России доступен в больших количествах и делится на полубитуминозный, полужирный, коксовый спекающийся и тощий. Ископаемое топливо имеет высокую температуру

сгорания равную 21,20 – 28,07 МДж / кг (5097 - 6700 ккал / кг). Летучих выход порядка 3,5 – 45%.

Уголь используется непосредственно в качестве топлива или перерабатывается для производства кокса. По типу неконсистентного угольного кокса различают (порошкообразный кокс) и спеченный (плавленый кокс, иногда расширяющийся). Угли довольно плотные, с низкой пористостью и влажностью внешне они значительно ниже, чем в бурых углях. Многие угли имеют высокую механическую прочность. При хранении они более стабильны, менее подвержены самовозгоранию, а некоторые виды не воспламеняются спонтанно.

Антрацит принадлежит к самому старому происхождения ископаемого топливу, различной высокой твердости, трудно осветить, короткие ожоги пламени, и выдерживает перегрузки. Удельная теплота сгорания принимает значения 24,24 – 27,36 МДж / кг (что равно 5800 – 6500 ккал / кг). Переход между ископаемым топливом и антрацитом является полуантрацитом. Антрацит и полуантрацит не воспламеняются спонтанно.

Угли отличаются друг от друга энергозависимой и степень спекаемости. Существуют следующие марки углей: D (длиннопламенный), Г (газ), Ж (жирный), КЖ (кокс-жир), К (кокс), С (отощенные спекающиеся), Т (тощие), СС (слабое спекание). Все виды угля размером с куски делятся на классы.

Сланцы являются продуктами разложения растительных остатков, что оседает на дне больших водоемов; смешивание с минеральным осадением образовывалось мутным веществом – сапропелем, обогащенным водородом, спрессованным в сланцы.

Сланцы имеют теплоту сгорания равную 10,38 МДж / кг (2477 ккал / кг), при сжигании горючего сланца образуется очень большое количество золы около 64,5%. Летучесть сланцев очень высока и составляет 90%, влажность – 13%. Сланцы являются местным топливом.

3.2. Жидкое топливо

Сырая нефть в качестве топлива не используется. Его предварительно обработали, чтобы дать различные виды топлива (бензин, керосин, нефтя) и различное масло. Остаток от переработки сырой нефти - мазута и топлива для котлов.

Мазут относится к высококалорийным видам топлива: 38,3 МДж / кг (9150 ккал / кг).

По составу элементарного мазута, характеризующегося высоким содержанием углерода до 87%, до 11,1% водорода, кислорода и азота, до 1%.

Нефть по содержанию серы и нефти делится на два класса: малосернистое топливо с содержанием серы 1% и высокой серой – 2,5%.

Мазут является низкой вязкостью и высокой вязкостью с высоким содержанием смолы и парафина. Вязкость мазута является важным фактором эффективности при определении пропускной способности, слива, перекачивания и сжигания. При увеличении температуры вязкость мазута уменьшается, так что все операции с топливным маслом нагреваются.

Вязкость масла и мазута обычно выражается в единицах относительной вязкости. В соответствии с ГОСТом стандартная вязкость представляет собой отношение времени течения 200 мл теста нефтяного вискозиметра при испытательной температуре к моменту истечения 200 мл дистиллированной воды при 20 ° С. Это соотношение выражается как количество условных градусов.

В зависимости от вязкости масла имеет несколько сортов, отличающихся температурой застывания, которая всегда выше 0 ° С. Для самых вязких марок температуры заправки мазута – 25 ° С и выше, однако для этого требуется предварительный нагрев мазута: во время переноса до 60 – 70 ° С и сжигание до 140 ° С.

Топливо масел с воспламенением, называемое температурой, при которой его пар образуется с окружающей воздушной смесью, воспламеняется при подаче, чтобы выстрелить.

При нагревании мазута в открытом (без давления) контейнерах, чтобы огонь нагревал, температура должна быть на 10°C ниже точки вспышки. В закрытых контейнерах (катушках, трубах) топливо под давлением может быть предварительно нагретой температурой масла значительно выше ее вспышки.

Жидкое жидкое топливо (мазут) по их элементарному составу мало чем отличается от сырой нефти. Тяжелое жидкое топливо обычно содержит определенное количество воды, увеличивающееся после транспортировки воды, а также при нагревании в баке для пропаривания. Согласно ГОСТ 10585 - 75 масло делится на шесть сортов: F5, F12, M40, M100, M200 и МП, находятся в стационарных котельных, сжигают мазут в трех классах - M40, M100 и M200.

3.3 Топливный газ

Газовое топливо разделяется на природные и искусственные и представляет собой смесь горючих и негорючих газов, содержащих количество водяного пара, а иногда и пыль и смолы. Количество газового топлива выражается в кубических метрах при стандартных условиях (760 мм рт. ст. и 0°C), а состав – в процентах по объему. Под составом топлива понимают его состав сухой газообразной части.

Наиболее распространенным газообразным топливом является природный газ с высокой теплотворной способностью. Основу природного газа составляет метан, содержание которого составляет 76,8 – 98%. Другие газообразные углеводородные соединения, включенные в природный газ от 0,1 до 4,5%. Сжиженный газ – продукт нефтепереработки – состоит в основном из смеси пропана и бутана.

Состав горючего газа содержит водород H_2 , метан CH_4 , другие углеводородные соединения C_mH_n , сероводород H_2S и негорючие газы, углекислый газ CO_2 , кислород O_2 , азота N_2 и небольшое количество паров

воды H_2O , индексы m и n для C и H описывают различные углеводородные соединения.

Состав сухого горючего газа (в процентах по объему):



Негорючая часть сухого газообразного топлива – балластного – представляет собой азот и диоксид углерода CO_2 .

Состав влажного топливного газа выражается следующим образом:



Теплота сгорания, кДж / м (ккал / м³), 1 м³ чистого сухого газа при нормальных условиях, определяется следующим образом :

$$Q_n^c = 0,01 [Q_{CO} CO + Q_{H_2} H_2 + \Sigma Q_{C_mH_n} C_mH_n + Q_{H_2S} H_2S],$$

Где, Q_{CO} , Q_{H_2} , $Q_{C_mH_n}$, Q_{H_2S} . - теплота сгорания отдельных газов, входящих в состав смеси, кДж/м³(ккал/м³); CO , H_2 , C_mH_n , H_2S - компоненты, составляющие газовую смесь, % по объему.

Теплота сгорания 1 м³ сухого газа при нормальных условиях для большинства внутренних месторождений 33,29 – 35,87 МДж / м³ (7946 – 8560 ккал / м³). Характеристики топливного газа, показанного в таблице 6.

Получение монооксида углерода при промышленной газификации твердого топлива. Для промышленного применения монооксида углерода, полученного газификацией твердого топлива, т.е. его превращение в газообразное топливо. Таким образом, монооксид углерода может быть получен из любого твердого топлива – угля, торфа, древесины и т.д.

Процесс газификации твердого топлива в лабораторном эксперименте.

Заполняя тугоплавкие кусочки древесного угля, сильно нагреем, и он пропускает кислород из газового счетчика. Газы, выходящие из трубки, пропускали через промывку водой, а затем извести поджжом. Известь вода мутная, газ горит голубоватым пламенем. Это указывает на присутствие диоксида и окиси углерода в продуктах реакции.

Образование этих веществ можно объяснить тем, что кислород в контакте с раскаленным углем в прошлом первого окисляются до диоксида углерода.

Затем, проходя через раскаленный уголь, углекислый газ частично восстанавливается их к окиси углерода.

В промышленном отношении газификация твердых топлив осуществляется в печах, называемых газификаторами.

Полученная смесь газов называется производительным газом.

Газогенератор. Это высота стальной цилиндр около 5 м и диаметром около 3,5 м, футерованный внутри огнеупорным кирпичом. Топливный генератор с верхней загрузкой; Снизу через воздух вентилятора решетки подается или водяной пар.

Воздух, кислород реагирует с топливным углеродом с образованием углекислого газа, который, поднимаясь вверх через слой раскаленного добела топлива, уменьшается на углерод до окиси углерода.

Если генератор воздушного потока только он получен газ, который содержит в своем составе окиси углерода, азот и воздух. Такой газогенератор называется воздушным газом.

Эта смесь газов называется водным газом. Водородный газ имеет более высокую теплотворную способность, чем воздух, поскольку он включает в себя второй горючий газ вместе с монооксидом углерода - водородом. Водный газ (синтез-газ), один из продуктов газификации топлива. Водный газ состоит в основном из CO (40%) и H₂ (50%). Водный газ - топливо (теплота сгорания 10500 кДж / м² или 2730 ккал / мг) и одновременно сырье для синтеза метанола. Однако газовый газ не может быть получен в течение длительного времени, так как реакция его образования является эндотермической, и поэтому топливо в генераторе охлаждается. Чтобы поддерживать уголь в раскаленном состоянии, впрыскивающий парогенератор чередуется с воздухом, кислородом, который, как известно, реагирует с топливом для получения тепла.

В последнее время для газификации топлива широко используется парокислородный взрыв. Одновременно выдувание водяного пара через слой топлива и кислорода обеспечивает непрерывный процесс, значительно улучшает работу генератора и получает газ с высоким содержанием водорода и монооксида углерода.

Современные газогенераторы - мощные машины непрерывного действия.

Так, когда подача топлива к генератору легковоспламеняющихся и токсичных газов не проникает в атмосферу, делая двойной загрузочный барабан. В то время как топливо подается в один отсек барабана, из другого отдела топливо выливается в генератор; Вращая барабан, эти процессы повторяются, генератор все время остается изолированным от атмосферы. Равномерное распределение топлива в генераторе осуществляется с помощью конуса, который может устанавливаться на разной высоте. Когда он опускается, уголь лежит ближе к центру генератора, когда конус поднимается, уголь падает ближе к стенкам генератора.

Удаление пепла из генератора механизированным. Решетка имеет коническую форму, двигатель вращается медленно. В этом случае зола смещается к стенкам генератора, а специальные устройства, сбрасываемые в ящик для золы, время от времени удаляются.

4. Тепловой баланс котлоагрегата

4.1 Уравнение теплового баланса для компонентов

В котлоагрегате, когда сжигается ископаемое топливо, химическая энергия топлива преобразуется в тепловую энергию продуктов сгорания. Выделенное тепло расходуется для получения полезного тепла пара или горячей воды и для компенсации потерь тепла. В соответствии с законом сохранения энергии необходимо соблюдать равенство прихода и потребления тепла в бойлерном блоке, т. е.

$$Q_{\text{прих}} = Q_{\text{расх}}$$

Для котельных установок теплового баланса обычно 1 кг твердого или жидкого топлива, или 1 м³ газа при стандартных условиях (273 К и 0,1013 МПа). Статьи, включенные в уравнении баланса тепла, должны иметь размерность МДж / кг или МДж / м³.

Тепло, которое вошло в котельное устройство, также называется доступной теплотой и обозначается Q_p^p . В общем случае входная часть теплового баланса записывается как уравнение

$$Q_{\text{прих}} = Q_p^p = Q_n^p + Q_{\text{ф.т}} + Q_{\text{ф.в}} + Q_{\text{пар}},$$

Где Q_n^p — низшая рабочая теплота сгорания топлива, МДж/кг для твердого или жидкого топлива и МДж/м³ для газа;

$Q_{ф.т}$ — физическая теплота топлива, определяемая по формуле

$$Q_{ф.т} = c_t \Delta t_t,$$

Где c_t — удельная теплоемкость топлива, МДж/(кг·°С) или МДж/(м³·°С);

Δt_t — температура нагрева топлива, °С.

Физическая теплота твердого топлива, которая обычно имеет низкую температуру (около 20 ° С), не учитывается в балансе. Жидкое топливо (мазут) для снижения вязкости и улучшения распыления поступает в печь, нагретую до температуры 80 ... 120 ° С, поскольку учитывается ее физическое тепло во время расчета. Учет $Q_{ф.т}$ проводится с газообразным при сжигании топлива со значением низкой теплотворной способностью (например, доменный газ) при условии, что он нагревание до 200 ... 300 ° С »

$Q_{ф.в}$ - физическая теплота воздуха учитывается только тогда, когда отопительный котел это за счет внешнего источника (например, нагреватель воздуха пара или нагреватель выключен при сжигании дополнительного топлива в нем);

$Q_{пар}$ - тепло вводится в топку котла с парами при паром распылении масла или пару при входе под решеткой, чтобы улучшить сгорание в случае сжигания слоя антрацита:

$$Q_{пар} = G_n (h_n - 2,51)$$

Где G_n — расход пара на 1 кг топлива, кг. При паровом распыливании мазута $G_n=0,3...0,35$, кг/кг топлива, при сжигании антрацита и подаче пара под решетку $G_n=0,2...0,4$ кг/кг топлива;

h_n — энтальпия пара, МДж/кг; 2,51 — примерное значение энтальпии водяного пара в продуктах сгорания, покидающих котельный агрегат, МДж/кг.

Скорость потока в части теплового баланса включает в себя полезное тепло $Q_{\text{пол}}$, затрачиваемое на производство пара (или горячей воды) и высокие потери $\Sigma Q_{\text{потерь}}$, т.е.

$$Q_{\text{расх}} = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{потерь}}$$

или

$$Q_{\text{расх}} = Q_p^p = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{у.г}} + Q_{\text{х.н}} + Q_{\text{м.н}} + Q_{\text{н.о}} + Q_{\text{ф.ш}} + Q_{\text{охл}} \pm Q_{\text{акк}},$$

Где Q_p^p — располагаемая теплота котельного агрегата;

$Q_{\text{у.г}}$ — потери теплоты с уходящими газами;

$Q_{\text{х.н}}$ — потери теплоты от химической неполноты сгорания;

$Q_{\text{м.н}}$ — потери теплоты от механической неполноты сгорания;

$Q_{\text{н.о}}$ — потери теплоты от наружного охлаждения внешних ограждений котла;

$Q_{\text{ф.ш}}$ — потери теплоты с физической теплотой шлаков;

$Q_{\text{охл}}$ — потери теплоты с охлаждаемыми элементами, не включенными в циркуляционную систему котла;

$Q_{\text{акк}}$ — расход (знак «+») или приход (знак «-») теплоты, связанный с неустановившимся тепловым режимом работы котла. При установившемся тепловом состоянии $Q_{\text{акк}} = 0$.

Если обе части приведенного уравнения баланса умножить на 100 % и разделить на то получим при установившемся тепловом режиме котла

$$100 \frac{Q_p^p}{Q_p^p} = \frac{Q_{\text{пол}}}{Q_p^p} 100 + \frac{Q_{\text{у.г}}}{Q_p^p} 100 + \frac{Q_{\text{х.н}}}{Q_p^p} 100 + \frac{Q_{\text{м.н}}}{Q_p^p} 100 + \frac{Q_{\text{н.о}}}{Q_p^p} 100 + \frac{Q_{\text{ф.ш}}}{Q_p^p} 100 + \frac{Q_{\text{охл}}}{Q_p^p} 100$$

или

$$100 = q_{\text{пол}} + q_{\text{у.г}} + q_{\text{х.н}} + q_{\text{м.н}} + q_{\text{н.о}} + q_{\text{ф.ш}} + q_{\text{охл}},$$

где $q_i = \frac{Q_i}{Q_p^p} 100$ — слагаемые расходной части теплового баланса, %.

Полезное тепло, используемое для производства пара. Общее количество полезного тепла, используемого для получения водяного пара, обычно формируется из затрат на отопление для нагрева воды, поступающей в котел,

до кипения, испарения и перегрева пара в пароперегревателе, вторичного перегрева пара после прохождения через высокое давление Часть турбины. Когда теплота для продувки используется в системе для приготовления химически обработанной воды или для других целей, количество тепла, уносимого из котлоагрегата при непрерывной продувке, включено в полезное восприятие тепла. Количество полезного тепла, кг / кг, рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{пол}} = \frac{D(h_{\text{п.п}} - h_{\text{п.в}}) + D_{\text{вт.пер}}(h''_{\text{вт.пер}} - h'_{\text{вт.пер}}) + D_{\text{пр}}(h_{\text{к.в}} - h_{\text{п.в}})}{B},$$

Где D , $D_{\text{вт.пер}}$, $D_{\text{пр}}$ — соответственно расход перегретого пара, расход пара на вторичный перегрев, расход котловой воды на продувку, кг/с;

$h_{\text{п.п}}$, $h_{\text{п.в}}$, $h_{\text{к.в}}$, $h'_{\text{вт.пер}}$, $h''_{\text{вт.пер}}$ — энтальпия соответственно перегретого пара, питательной воды, кипящей воды в барабане котла, пара на входе и выходе из вторичного пароперегревателя, кДж/кг; B — расход топлива, кг/с.

Потеря тепла с отходящими газами. Потери тепла от выхлопных газов $Q_{\text{у.г}}$ ($q_{\text{у.г}}$) возникают из - за того, что теплосодержание (энтальпия) $H_{\text{у.г}}$ газы, выходящие из котла при температуре $t_{\text{у.г}}$, превышает теплосодержание холодного воздуха $\alpha_{\text{у.г}} H_{\text{х.в}}^0$ и топлива $c_{\text{т}} \Delta t_{\text{т}}$.

Потери тепла от выхлопных газов $Q_{\text{у.г}}$, как правило, занимают среди основных тепловых потерь котла и формы $q_{\text{у.г}} = 5 \dots 12\%$ доступного тепла $Q_{\text{р}}^{\text{р}}$, чтобы вычислить $Q_{\text{у.г}}$ по формуле:

$$Q_{\text{у.г}} = H_{\text{у.г}} - \alpha_{\text{у.г}} H_{\text{х.в}}^0$$

Здесь $H_{\text{у.г}}$, $H_{\text{х.в}}^0$ — энтальпии соответственно уходящих газов и теоретически необходимого холодного воздуха, МДж/кг (МДж/м³).

Потеря тепла исходящими газами зависит главным образом от объема и температуры выходящих газов. Наибольшее внимание, чтобы уменьшить эти потери должны быть даны, чтобы уменьшить коэффициент избытка воздуха $\alpha_{\text{у.г}}$ в дымовом газе, который зависит от коэффициента избытка воздуха в

печи α_T и балластного воздуха $\Delta\alpha_{\text{подс}}$ из-за его всасывания в дымоходах котла, которые обычно находятся под вакуумом:

$$\alpha_{y.g} = \alpha_T + \Delta\alpha_{\text{подс}}.$$

Оптимальное по условию минимума суммарных потерь теплоты $q_{y.g} + q_{x.h}$ значение $\alpha_T^{\text{опт}}$ находят с помощью графика (рис. 1, а). Возможность снижения α_T зависит от вида сжигаемого топлива, способа его сжигания, типа горелок и топочного устройства. При благоприятных условиях контактирования топлива и воздуха избыток воздуха α_T необходимый для полного сгорания, может быть уменьшен.

Предполагается, что сгорание топливного газа коэффициент избытка воздуха $\alpha_T < 1,1$, при сжигании мазута $\alpha_T = 1,1$, для пылевидного топлива $\alpha_T = 1,2$ и для кускового топлива $\alpha_T = 1,3 \dots 1,7$.

Утечка воздуха в газовом тракте $\alpha_{\text{подс}}$ в пределе может быть сведена к нулю в котлах, работающих под наддувом, то есть под давлением в тракте дыма. Для котлов, работающих под вакуумом, просачиванию до $\Delta\alpha_{\text{подс}} = 0,15 \dots 0,3$ или более. Местами проникновения воздуха из окружающей среды в систему котла являются места прохода труб через облицовку, герметизацию люков, дверей, остекление, холодную воронку, трещины и рыхлость в подкладке.

Часто высказывается мнение, что опасность, связанная с всасыванием воздуха в печи, незначителен, что этот воздух может использоваться для процесса сжигания. Такие суждения ошибочны. Дело в том, что большая часть воздуха присосок всасывается в печь через небольшие утечки в стенках камеры сгорания, то есть не может проникать глубоко в камеру сгорания. Двигаясь вблизи экранов, в зоне относительно низких температур этот воздух в горении слабо участвует. Таким образом, несмотря на достаточно высокое значение α_R на выходе из печи, основной процесс сгорания происходит с дефицитом воздуха, топлива, без горения, удаляют из печи, повышение температуры продуктов сгорания и создавая

восстановительную среду Внетопочного пространства. Повышение температуры частиц топлива (следовательно, золы), а также результирующей восстановительной среды усиливает процессы шлакования и загрязнения труб.

Балласт воздух в продуктах сгорания в дополнении к увеличению потери тепла $Q_{y.g}$ также приводит к дополнительному дымососу затрат электроэнергии.

Наиболее важным фактором, влияющим на потери с $Q_{y.g}$ дымового газа температуру отходящих газов $t_{y.g}$. Ее снижение достигается за счет установки тепловых затрат элементов (экономайзер, нагреватель воздуха) в хвостовой части котла, так как нижняя температура исходящего Газов и, соответственно, чем меньше разность температур Δt выхлопных газов и нагретой рабочей жидкости (например, воздуха), тем больше требуется площадь поверхности нагрева. Для охлаждения продуктов сгорания.

Повышение же температуры уходящих газов приводит к увеличению потери с $Q_{y.g}$, следовательно, к дополнительным затратам топлива ΔB на выработку одного и того же количества пара или горячей воды. В связи с этим оптимальная температура $t_{y.g}$ определяется на основе технико-экономических расчетов при сопоставлении годовых капитальных затрат на сооружение поверхности нагрева и затрат на топливо (см. рис. 1).

На рис. 1b показывает диапазон температур от $t'_{y.g}$ до $t''_{y.g}$, в которой предполагаемые затраты не существенно отличаются. Это может служить основой для выбора в качестве наиболее подходящей температуры $T^{\langle \rangle}_{UG}$, в которой первоначальные капитальные затраты являются ниже, чем при $t''_{y.g}$. Необходимая поверхность нагрева также будет меньше, т. Е. Теплообменник будет более компактным, что облегчит условия обслуживания и ремонта. При выборе более подходящей температурой $t''_{y.g}$ также снижает вероятность конденсации водяного пара, содержащийся в дымовом газе, а также коррозии поверхности нагрева.

С увеличением тепловой нагрузки котлоагрегата (увеличение выхода и топливного пара D) $t''_{y,r}$ потери тепла с выхлопными газами увеличивается. Это связано с тем, что при увеличении нагрузки количество тепла, выделяемого в печи, увеличивается. В то же время увеличивается объем продуктов сгорания и их скорость в котлоагрегатах. В этом случае передача тепла на поверхности конвективного нагрева увеличивается пропорционально увеличению скорости только до мощности 0,6 ... 0,8. Таким образом, тепловыделение превышает восприятие тепла, а температура выходящих газов увеличивается с увеличением нагрузки.

Когда котел работает на твердом и жидком топливе, поверхности нагрева могут быть загрязнены топливной золой. Это приводит к ухудшению теплообмена продуктов сгорания с нагревательными поверхностями. Для поддержания заданной производительности пара в этом случае необходимо увеличить расход топлива. Загрязнение поверхностей нагрева также приводит к увеличению сопротивления газопровода котла и недостаточной мощности дымоудаления, снижается загрузка котла. Для обеспечения нормальной работы устройства необходимо систематически очищать поверхности нагрева от загрязнения.

Потеря тепла от химической неполноты сгорания. Потери тепла от неполного сгорания химических $Q_{x,n}$ ($q_{x,n}$) возникают из-за неполного сгорания в камере сгорания и появлению в продуктах сгорания горючих компонентов газа — CO, H₂, CH₄, C_mH_n и др. Эти горючие газы при температурах, которые происходят вне печи, практически невозможны.

Причинами химической неполноты сгорания могут быть:

- генеральная отсутствие воздуха;
- плохое образование смеси, особенно на начальных стадиях топливного горения;
- низкая температура в камере сгорания, особенно в области догорания топлива;

- недостаточное время пребывания топлива в камере соляной штамповки, в течение которого не может быть полностью завершена химическая реакция горения.

С достаточным для полного количества воздуха для горения и хорошего уровня потерь $q_{x.n}$ зависит от объемной плотности тепла, $\text{МВт} / \text{м}^3$ $q_{x.n}$. Увеличение объемной плотности тепловыделение Q_v (С увеличивают расход топлива) повышает уровень температуры в печи и уменьшить $Q_{xп}$. Однако при достижении определенного уровня Q_v дальнейшего увеличения расхода топлива (правая кривой) потери $d_{xп}$ начинает возрастать. Опять же, из-за уменьшения времени пребывания газов в печи и невозможности завершения реакции горения.

Оптимальное значение Q_v , где потери $q_{x.n}$ минимальные значения зависят от вида топлива, способа его сжигания и печи конструкции. Для современных котлов потери тепла из-за химической неполноты сгорания:

В камере сгорания

$$q_{x.n} = 0 \dots 0,5\% \text{ при } q_v = 0,15 \dots 0,3 \text{ МВт/м}^3;$$

При сжигании слоев

$$q_{x.n} = 0,5 \dots 2\% \text{ при } q_v = 0,23 \dots 0,45 \text{ МВт/м}^3.$$

Потеря тепла от химической неполноты сгорания рассчитывается по формуле

$$Q_{x.n} = V_{CO} Q_{CO} + V_{H_2} Q_{H_2} + V_{CH_4} Q_{CH_4}$$

Где V_{CO} , V_{H_2} , V_{CH_4} — объемы горючих газов CO , H_2 и CH_4 в продуктах сгорания топлива, $\text{м}^3/\text{кг}$ ($\text{м}^3/\text{м}^3$);

Q_{CO} , Q_{H_2} , Q_{CH_4} — теплота сгорания соответственно CO , H_2 и CH_4 , МДж/м^3 .

$Q_{CO} = 12,64 \text{ МДж/м}^3$; $Q_{H_2} = 10,79 \text{ МДж/м}^3$; $Q_{CH_4} = 35,82 \text{ МДж/м}^3$.

При разработке мер по снижению стоимости $d_{васхнил}$ следует иметь в виду, что при работе в условиях возможного возникновения частичных произведений появляется в первую очередь сгорания окиси углерода CO

как наиболее сложной-компонента, затем H_2 и других газов. Следовательно, если продукты сгорания CO в автономном режиме, в котором нет H_2 .

Потеря тепла от механической неполноты сгорания. Потери тепла от неполного сгорания механического $Q_{м.н}$ ($q_{м.н}$), связанный с неполным сгоранием твердого топлива в камере сгорания. Часть его в виде горючих частиц, содержащих углерод, водород, серу, может быть унесена газообразными продуктами горения, частично удалена вместе с шлаком. В случае сжигания слоя топливо может также проваливаться через отверстия решетки. В общем случае, при расчете тепловых потерь от неполного сгорания $Q_{м.н}$, МДж / кг, используя формулу, правая сторона которого имеет три условия, которые характеризуют потери тепла, соответственно, с провалом $Q_{м.н}^{пров}$, шлаком $Q_{м.н}^{шл}$ и уносом $Q_{м.н}^{ун}$:

$$Q_{м.н} = Q_{м.н}^{пров} + Q_{м.н}^{шл} + Q_{м.н}^{ун}$$

или то же, но в процентном исчислении

$$q_{м.н} = q_{м.н}^{пров} + q_{м.н}^{шл} + q_{м.н}^{ун}$$

При сжигании твердого топлива $q_{м.н}$ по величине второй потери в сердечнике в тепловом балансе и промышленных котлов может достигать 10 ... 12%. Когда основные компоненты кроватки обжига являются потеря $q_{м.н}$ со шлаком и разрушения, и, когда камера сгорания - с уноса потерями.

Если вы возьмете долю золы, осажженной в печи, на 100%, то золотой баланс печи можно представить в виде следующего уравнения:

$$\alpha_{пров} + \alpha_{шл} + \alpha_{ун} = 100$$

Где $\alpha_{пров}$, $\alpha_{шл}$, $\alpha_{ун}$ — доля золы топлива, перешедшая соответственно в провал, шлак, унос, %.

Потеря тепла от механической неполноты сгорания зависит от типа сжигаемого топлива, его зольности, фракционного состава, форсирования, объем печи, способ сжигания топлива, структура печи и коэффициент избытка воздуха.

Потери тепла от наружного охлаждения. Потери тепла от внешнего охлаждения $Q_{н.о}$ ($q_{н.о}$) происходит потому что температура наружной поверхности котла выше температуры окружающей среды.

Расчет $Q_{н.о}$ с предварительным экспериментальным определением необходимых компонентов представляет определенные трудности. Учитывая, что $q_{н.о} = 100Q_{н.о}/Q_p^p$. Небольшие по стоимости и уменьшаются с увеличением мощности котла, в расчетных и тепловых расчетах используются специальные рекомендации.

На рис. 2 показано, как изменяются относительные потери тепла $q_{н.о}$ внешнего охлаждения в зависимости от производительности D котла.

Абсолютная потеря тепла от наружного охлаждения $BQ_{н.о}$ небольшое изменение с изменением нагрузки, так что относительные потери $q_{н.о}$ изменяются обратно пропорционально нагрузке:

$$q_{н.о} = q_{н.о}^{ном} \frac{D_{ном}}{D}$$

где $q_{н.о}^{ном}$, $q_{н.о}$ — относительные потери теплоты от наружного охлаждения при номинальной нагрузке котла $D_{ном}$ и при нагрузке D , отличающейся от номинальной.

Потери с физической жарой шлаков. При удалении шлака из печи нагревают неизбежных потерь, связанных с физическим теплом шлака $Q_{ф.ш}$ ($q_{ф.ш}$). В первую очередь это относится к печи с жидким удалением шлака, для которых $Q_{ф.ш}$ ($q_{ф.ш}$) = 1 ... 2% а также к слоевым топкам.

Относительные потери тепла, % при удалении шлака из печи определяются по формуле

$$q_{ф.ш} = 100 \frac{Q_{ф.ш}}{Q_p^p} = 100 \frac{\alpha_{шл} A^p (c_{шл} \Delta t_{шл})_{зл}}{Q_p^p},$$

где Q_p^p — располагаемая теплота котельного агрегата, МДж; $\alpha_{шл} = 1 - \alpha_{ун}$ — доля золы топлива, удаляемая со шлаком; $\alpha_{ун}$ — доля унесенной золы топлива; A^p — рабочее содержание золы топлива, %; $(c_{шл} \Delta t_{шл})_{зл}$ — энтальпия

золы, МДж/кг, определяемая как произведение удельной теплоемкости шлака на температуру нагрева шлака.

Для печей с жидким удалением шлака температура нагрева принимается в расчете, равной температуре нормального жидкого удаления шлака $t_{н.шл.}$, и, когда сухое дно шлакоудаления $\Delta t_{шл.} = 600$ °С.

4.2 Зависимость эффективности котла от его нагрузки

Коэффициент эффективности (эффективности) котлоагрегата определяется как отношение полезного тепла, которое направлено на производство пара (или горячей воды) на имеющегося тепла (тепло, подаваемое в котельное устройство). На практике для потребителей направляется не вся полезная энергия, выделяемая котлом. Часть тепла расходуется на собственные нужды. В зависимости от эффективности этого устройства отличаются выраженной теплотой (валовой эффективностью) и эффективностью блока за счет тепла, выделяемого пользователем (чистая эффективность).

Разница между сгенерированными и выпущенными теплоотводами представляет собой потребление котельной. Для вспомогательных устройств он потребляет не только тепло, но и электрическую энергию (например, вентилятор вытяжного вентилятора, питающие насосы, топливные и пылеулавливающие механизмы и т. д.). И поэтому использование вспомогательных устройств включает в себя все виды потребления энергии, затрачиваемые на производство пара или горячей воды.

Валовая эффективность котлоагрегата характеризует степень его технического совершенства и чистую эффективность - коммерческую экономику.

Полная эффективность η котлоагрегата $\eta_{ш, \%}$ можно определить непосредственно из уравнения баланса

$$\eta_{бр} = 100 \frac{Q_{пол}}{Q_p}$$

или по уравнению обратного баланса

$$\eta_{бр} = 100 - (q_{y.z} + q_{x.n} + q_{m.n} + q_{n.o} + q_{ф.ш}),$$

где $Q_{пол}$ — полезно используемая теплота, затраченная на выработку пара (или горячей воды); Q_p — располагаемая котельным агрегатом теплота;

$q_{y.g}$, $q_{x.n}$, $q_{m.n}$, $q_{n.o}$, $q_{ф.ш}$ — относительные потери теплоты по статьям расхода теплоты.

КПД нетто по уравнению обратного баланса определяется как разность

$$\eta_{нетто} = \eta_{бр} - q_{с.н},$$

где $q_{с.н}$ — относительный расход энергии на собственные нужды, %.

Эффективность прямого уравнения баланса в основном используется при подготовке отчетов за один период (десятилетие, месяц) и эффективности обратного уравнения баланса — при тестировании котлов. Определение баланса обратной эффективности намного точнее, поскольку ошибка измерения потерь тепла меньше, чем определение расхода топлива, особенно при сжигании твердого топлива.

Таким образом, для повышения эффективности котлов недостаточно для снижения тепловых потерь; Это также необходимо во всех отношениях сократить расходы на тепло и электроэнергию для собственных нужд. Поэтому сравнение эффективности различных котлов, в конечном счете, должно быть в их чистой эффективности.

Общая эффективность котлоагрегата зависит от его нагрузки. Для того, чтобы построить эту зависимость (рис. 3) необходимо вычесть из 100% всех последовательно потери котлоагрегата $\Sigma q_{пот} = q_{y.g} + q_{x.n} + q_{m.n} + q_{n.o}$, которые зависят от нагрузки. Как видно из рис. 3, эффективность котлоагрегата с

определенной нагрузкой имеет максимальное значение, т. е. работа котла на этой нагрузке является наиболее экономичной.

4.3 Детальный расчет эффективности котлоагрегата

Паровой котел КЕ 25 / 14с по номинальным параметрам. Расчет выполнен методом обратного теплового баланса.

Расчет потерь с уходящими газами. Расчет был проведен по методике С.Я. Корницкина.

$$q_2 = (K * \alpha_{yx} + C) * \left[v_{yx} - \frac{\alpha_{yx}}{\alpha_{yx} + b} * t_{xв} \right] * A_t * (1 - 0,01 * q_4) * K_Q * 10^{-2} + \Delta q_2^{зол}, \%$$

Где К, С и b – коэффициенты, зависящие от сорта и приведенной влажности топлива.

A_t - поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на теплоемкость продуктов сгорания:

$$A_t = 1 + 0,013 * \frac{t_{yx} - 150}{100};$$

K_Q - коэффициент, учитывающий теплоту, внесенную в топку с подогретым вне котла топливом и воздухом. При отсутствии подогрева $K_Q = 1$.

$$K_Q = \frac{1}{1 + \frac{Q_{mn}}{Q_i} + \frac{Q_{вн}}{Q_i}};$$

Где Q_{mn} - физическая теплота топлива, ккал/кг

$Q_{вн}$ - теплота, внесенная с нагретым воздухом на 1 кг топлива, ккал/кг

$$Q_{mn} = c_{mn} * t_{mn};$$

Где c_{mn} - теплоемкость рабочей массы топлива, ккал/кг*К;

t_{mn} - температура топлива, °С;

$$\frac{Q_{\text{вн}}}{Q_i} = 0,35 * \alpha'_{\text{вн}} * \Delta t_{\text{кф}} * (1 + 0,006 W^{np}) * 10^{-3}$$

Где $\Delta t_{\text{кф}}$ - температура подогрева воздуха в калорифере, °С

$\alpha'_{\text{вн}}$ - коэффициент избытка воздуха на входе в воздухоподогреватель

$\Delta q_2^{\text{зол}}$ - потеря с физической теплотой уноса золы топлива. Учитывается при $A^{np} \geq 3$.

$$\Delta q_2^{\text{зол}} = 0,2 * \alpha_{yx} * A^{np} * \nu_{yx} * 10^{-3}, \%$$

W^{np} - приведенная влажность

$$W^{np} = 1000 * \frac{W'}{Q_i}$$

ν_{yx} - температура уходящих газов, °С.

$t_{x\text{в}}$ - температура холодного воздуха, °С.

α_{yx} - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах.

q_4 - потери тепла от механической неполноты сгорания, %.

Из таблицы находим значение коэффициентов К, С и b.

$$K = 3,55; C=0,51; b=0,16.$$

По данным проведенных измерений за котлом $\nu_{yx} = 156,3^\circ\text{C}$

$$A_t = 1 + 0,013 * \frac{156,3 - 150}{100} = 1,0009$$

Технический состав топлива взята по испытаниям проб угля. Содержание горючих элементов в шлаке взято по данным лабораторного анализа, проведенного в химической лаборатории.

Q_n^p - низшая теплота сгорания топлива, ккал/кг. $Q_n^p = 5269$ ккал/кг.

A^p - рабочая зольность, %. $A^p = 18,4\%$.

W^p - рабочая влажность, %. $W^p = 13,9\%$.

$$A^{np} = 1000 * \frac{18,4}{5260} = 3,5\%$$

$$W^{np} = 1000 * \frac{13,9}{5260} = 2,6\%.$$

$$\Delta q_2^{zol} = 0,2 * 1,33 * 3,5 * 156,3 * 10^{-3} = 0,15\%$$

$$q_2 = (3,55 * 1,33 + 0,51) * \left[156,3 - \frac{1,33}{1,33 + 0,15} * 40 \right] * 1,0009 * (1 - 0,01 * 7,86) * 1 * 10^{-2} + 0,15 = 5,81\%$$

Расчет потерь от неполного химического сгорания.

$$q_3 = a * (\alpha_{yx} - \rho) * 30,2 * CO * [1 + 0,0006 * W^{np}] * (100 - q_4) * 10^{-3}, \%$$

Где a - теоретически необходимый расход воздуха на 4168 кДж теплоты при полном сгорании 1 кг сухого топлива. Для каменных и бурых углей $a=1,1$.

ρ - поправочный коэффициент. Для твердого топлива $\rho=0,02$.

СО- объемное содержание оксида углерода, %. В данном случае СО=0,201%

α_{yx} - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах.

q_4 - потери тепла от механической неполноты сгорания, %.

W^{np} - приведенная влажность.

$$W^{np} = 1000 * \frac{W'}{Q_i'}$$

$$q_3 = 1,1 * (1,33 - 0,02) * 30,2 * 0,201 * [1 + 0,0006 * 2,6] * (100 - 7,86) * 10^{-3} = 0,86\%$$

Расчет потерь механического неполного сгорания.

Расчет потерь тепла производится по эоловому балансу топлива:

$$q_4 = q_{4}^{yh} + q_{4}^{шл} + q_{4}^{np}, \%$$

Общая потеря тепла от механической неполноты сгорания топлива определяется следующим образом:

$$q_4 = \frac{78,3 * A'}{Q_i'} * \left(a_{шл} * \frac{\Gamma_{шл}}{100 - \Gamma_{шл}} + a_{np} * \frac{\Gamma_{np}}{100 - \Gamma_{np}} + a_{yx} * \frac{\Gamma_{yx}}{100 - \Gamma_{yx}} \right), \%$$

Где $a_{шл}, a_{np}, a_{yx}$ - доля золы в шлаке, провале и уносе, %.

$\Gamma_{шл}, \Gamma_{np}, \Gamma_{yx}$ - содержание горючих в золе, шлаке и провале, %.

A' - рабочая зольность топлива, %.

Q_i' - низшая теплота сгорания топлива, ккал/кг.

$$q_4 = \frac{78,3 * 18,4}{5260} * \left(0,8 * \frac{20,1}{100 - 20,1} + 0,2 * \frac{30,3}{100 - 30,3} \right) = 7,86\%$$

Расчет потерь тепла в окружающую среду через ограждающие конструкции.

Потери тепла в окружающую среду изменяются в зависимости от тепловой нагрузки котлоагрегата. Потери тепла для стационарных котельных агрегатов определяется по графику (рис.2).

$$q_5 = 1,2\%$$

Расчет потерь тепла в окружающую среду через оболочку здания.

Потери тепла в окружающую среду варьируются в зависимости от тепловой нагрузки котлоагрегата. Тепловые потери для стационарных котлоагрегатов определяются графиком (рис. 2).

$$q_5 = 1,2\%$$

Расчет потерь тепла с чувствительным теплом шлака.

Определяется по формуле:

$$q_6^{np} = 100 * \frac{Q_6^{шл}}{Q_p} = \frac{a_{шл} * (cv) * A^p}{Q_p}, \%$$

Где,

$a_{шл}$ - доля золы в шлаке;

$$a_{шл} = 1 - a_{ун};$$

Где,

$a_{ун}$ - доля золы в уносе;

$(c\nu)$ -энтальпия золы, ккал/кг;

Q_p^p - располагаемое тепло на 1 кг твердого рабочего топлива, ккал/кг;

A^p - рабочая зольность, %.

Потери тепла при сухом шлакоудалении учитывается лишь для высокой зольности топлива при $A^p \geq \frac{Q_n^p}{100}$,

$$\frac{5260}{100} = 52,6$$

При данном варианте расчета потерь не учитывается
Расчет тепловой нагрузки котлоагрегата.

$$D_{к.а.} = D_{пара} * (i_{пара} - i_{пит.в.}) + D_{пр} (i_{кот.в} - i_{пит.в.}), \text{ Гкал/ч}$$

Где $D_{пара}$, $D_{пр}$, $i_{пара}$, $i_{пит.в.}$, $i_{кот.в}$ - расход пара через котел, расход продувочной воды, энтальпия пара на выходе из котла, энтальпия питательной воды, энтальпия котловой воды. Расход пара определяется по данным штатных приборов. Энтальпии по таблицам воды и водяного пара.

$$D_{пара} = 25 \text{ т/ч};$$

$$D_{пр} = 1,182 \text{ т/ч};$$

$$i_{пара} = 664,5 \text{ ккал/кг};$$

$$i_{пит.в.} = 104,1 \text{ ккал/кг};$$

$$i_{кот.в} = 186,4 \text{ ккал/кг};$$

$$D_{к.а.} = 25 * (664,5 - 104,1) + 1,182(186,4 - 104,1) = 14,1 \text{ Гкал/ч}$$

Расчет коэффициента валовой эффективности котлоагрегата.

$$\eta^{\text{вп}} = 100 - \sum q, \%$$

$$\sum q = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6;$$

$$\eta^{\text{вп}} = 100 - (5,81 + 0,86 + 7,86 + 1,2) = 84,3\%$$

Расчет расхода топлива на бойлере.

$$B = \frac{D_{\text{пара}} * (i_{\text{пара}} - i_{\text{num.в.}}) + D_{\text{пр}} (i_{\text{кот.в}} - i_{\text{num.в.}})}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} * \eta^{\text{вп}}}, \text{ м/ч}$$

$$B = \frac{25 * (664,5 - 104,1) + 1,182(186,4 - 104,1)}{5260 * 0,843} = 3181,5 \text{ м/ч}$$

По завершении этого расчета, как видно, параметры работы котла довольно хорошие и близки к стандарту.

5. Методы повышения эффективности котла

Как вы знаете, котел является устройством для производства воды или пара. При высоких температурах на котельное оборудование подается пар или вода, наблюдаются различные типы отложений и накипи. Эти отложения могут вызывать опасный перегрев этих поверхностей или снижение эффективности и эффективности котла (осадки приводят к: увеличению теплового сопротивления стены, уменьшению расхода охлаждающей жидкости, увеличению гидродинамического сопротивления и как следствие, снижению эффективности). В повседневной жизни это явление приводит к снижению экономической эффективности труда и увеличению стоимости обогрева единиц. После формирования отложений и масштаба необходимы соответствующие меры для очистки и защиты поверхности, чтобы повысить ее эффективность и экономичность до прежнего значения.

5.1 Масштабирование образования

Полученный слой веществ можно назвать отбросами, когда его толщина достигает размеров, вызывающих опасный перегрев, или когда присутствие этих веществ снижает экономичность устройства. Следует отметить, что часто отбросы называются только слоем тех веществ, которые образуются из растворенных или суспендированных в водных соединениях [1].

Соединения, поставляемые с питьевой водой в парогенераторах разных при определенных условиях, могут либо образовывать окалину, либо выделяться в виде рыхлых отложений (отстой) [2]. Масштаб образуется в результате взаимодействия воды или реагентов, присутствующих в ней с

теплопередающей поверхностью металла, а также в результате разделения различных веществ, растворенные в воде во время его кипения, нагрева и испарения.

Полученную накипь, согласно классификации, можно разделить на 5 групп [2].

1. Щелочноземельные металлы, т.е. состоящих из соединений кальция и магния. Таким образом, в зависимости от анионного компонента шкалы сульфата кальция, разделенной на сульфатные (CaSO_4), силикатные (CaSiO_3), карбонатные (CaCO_3) и фосфатные [$\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2$]; магниевые накипи подразделяются на гидроксильные [Mg ; $\text{Mg}(\text{OH})_2$] и фосфатные.
2. Медная накипь, состоящая в основном из металла меди.
3. Железные накипи, которые подразделяются на силикатные, ферросиликатные $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot 4 \text{SiO}_2$, фосфатные [$\text{Fe}_3(\text{PO}_4)_2$, NaFePO_4] и оксидные [Fe_3O_4].
4. Алюмоферросиликатные и силикатные с преобладанием свойств SiO_2 .
5. Накипи из легкорастворимых солей: NaPO_4 , Na_2HPO_4 .

По химическому характеру преобладающего компонента отложения могут быть отнесены к кремнию, натрию, магнию, кальцию, железу, меди и т. д. [2].

Силиконовые отложения происходят в проточной части паровых турбин; Они состоят из аморфного кремнезема и кристаллического SiO_2 (α -кварца) с примесью различных силикатов натрия.

Натриевые отложения, чаще называемые солью, встречаются в трубах пароперегревателей, на лопатках турбины, иногда в прямооточных котлах. Они состоят из различных соединений натрия: в пароперегревателях – фосфатах, силикатах; На лопатке турбин – хлорида, силиката, феррита и соды. В котлах с прямым потоком – из смеси этих солей с оксидами железа, меди, кальция и магния.

Отложения кальция подразделяются на карбонатные, сульфатные, силикатные и фосфатные, образованные в теплых водонагревателях. Во всех этих аппаратах образуются главным образом чешуйки, состоящие в основном из CaCO_3 , обычно с примесью основного карбоната магния, кремниевой кислоты, оксидов железа и алюминия, иногда карбоната марганца и других соединений.

Фосфатные кальциевые чешуйки отмечались в нагревателях высокого давления и в экономайзерах.

Железные чешуйки делятся на оксид железа, железо-силикатный и железо-фосфатный. Отложения оксида железа образуются в паровых котлах, питающих сетях, обратных трубопроводах, трубопроводах очищенной воды. В паровых котлах обнаружены железо-фосфатные отложения, такие как медные шкалы.

Теплопроводность весов в десятках и часто в сотни раз меньше теплопроводности стали, из которой изготовлены теплообменники. Поэтому даже самый тонкий слой окалина создает большое тепловое сопротивление, что приводит к перегреву труб и их Разрыв (рис.4, 5).

Твердые отложения, сформированные на внутренних стенках паровых котлов, пароперегревателей, испарителей и других теплообменников, в которых происходит испарение и нагрев воды, содержат определенные соли.

Это расширение форм весов указывает на взаимосвязь между процессами коррозии канала подачи и труб конденсата с одной стороны, а первая – с другой. Появление железа и медной шкалы в котлах не только приводит к образованию мелких частиц и свищей, но и вызывает коррозию металла.

В последнее время очень активно развиваются методы защиты, очистки и предотвращения образования окалина. Рассмотрим некоторые из них.

Рассмотрим влияние накипи и сажи на теплообмен в котле, используя данные стандартного метода расчета котлов.

Принимаем толщину стенки трубы стального водотрубного котла $\delta_1 = 3,5$ мм, а отложившиеся на ней слой накипи толщиной $\delta_2 = 2$ мм и слой сажи $\delta_3 =$

1мм. Коэффициенты теплопроводности стенки λ_1 , накипи λ_2 и сажи λ_3 соответственно принимаем равными 45; 0,116 и 0,058 Вт/м²·К. Значения коэффициентов теплоотдачи: от газов к стенке $\alpha_1 = 23,2$ Вт/м²·К; от стенки к воде $\alpha_2 = 1160$ Вт/м²·К.

Температуру газов принимаем равной $t_{\text{газ}} = 800$ °С, воды $t = 90$ °С.

Расчеты производим для чистой и загрязненной стенок стального котла.

1) стенка котла чистая.

Найдем коэффициент теплопередачи:

$$k_l = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{1}{\alpha_2}} = \frac{1}{\frac{1}{23,2} + \frac{0,0035}{45} + \frac{1}{1160}} = 23,1 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{град})$$

и тепловой поток через стенку:

$$q = k_l \cdot (t_2 - t_1) = 23,1 \cdot (800^\circ \text{C} - 90^\circ \text{C}) = 16429 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

Определим температуру наружной поверхности стенки трубы, воспользовавшись формулой:

$$t_{\text{ст}} = t_{\text{газ}} - \frac{q_1}{\alpha_1} = 800 - \frac{16429}{23,2} = 92 \text{ }^\circ\text{C}$$

Из расчета видно, что при чистой стенке, котла температура ее мало отличается от температуры воды внутри котла.

2) Стенка котла загрязненная.

Повторив весь расчет, найдем:

$$k_2 = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_3}{\lambda_3} + \frac{1}{\alpha_2}} = \frac{1}{\frac{1}{23,2} + \frac{0,0035}{45} + \frac{0,002}{0,116} + \frac{0,001}{0,058} + \frac{1}{1160}} = 12,9 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{град)}$$

$$q_2 = k_2 \cdot (t_2 - t_1) = 12,9 \cdot (800^\circ \text{C} - 90^\circ \text{C}) = 9164 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

$$t_{cm} = t_{зага} - \frac{q_2}{\alpha_1} = 800 - \frac{9164}{23,2} = 406^\circ \text{C}$$

Из расчета видно, что с чистой стеной котел его температура мало отличается от температуры воды внутри котла.

Накипь, обладающее низкой теплопроводностью, значительно снижает перенос тепла от стенки котла до воды, что приводит к перегреву стен, что в значительной степени перегревается и в некоторых случаях; Взрыв, вызывающий котельные.

Сравнивая результаты расчета, мы видим, что передача тепла через загрязненную стену уменьшалась почти в два раза по сравнению с количеством тепла, температура стенки поверхности поверхности котла со шкалой увеличилась до опасных пределов прочности металла, что может привести к К разрыву трубы. Этот пример ясно показывает необходимость регулярной очистки котла как от масштаба, так и от сажи или золы.

5.2 Механическая очистка котлов

Механическая очистка котлов из шкалы осуществляется с помощью ручных и механических инструментов.

Ручные инструменты включают скребки, скребки, металлические щетки.

Механический инструмент включает в себя нерасширяющие и разбрасывающие головки, приводимые в движение через гибкий вал от электродвигателя или воздушной турбины.

Во время механической очистки сначала очищаются стенки барабанов и коллекторов, так называемые открытые поверхности. Для этого используйте специальные головки ОР (открытая поверхность). Головки ОП оснащены резаками, установленными на оси. Когда электродвигатель или воздушная турбина вращаются, роликовые фрезы вращаются вместе с головкой, очищая их зубы от стен, на которые нажимается головка. Головки ОР могут быть одно-, двух-, трех- и четырехрядными.

Удаление весов с помощью ручных инструментов осуществляется в местах, которые невозможно очистить механическим инструментом (в углах соединений перегородок, вблизи выступающих концов труб и т. д.),

Очистка шкалы молотком с острыми концами, так называемым клавачем, строго запрещена, так как металлическая поверхность барабана повреждена на глубину 0,5 ... 1 мм, что способствует повышенной коррозии.

Очищается ручным или механическим инструментом, поверхность промывается потоком воды, а затем проверяется качество очистки.

После очистки барабанов и коллекторов очищаются стеновые и котельные трубы. Для этого используйте другие головки, которые отличаются от головок ОР тем, что ось резцов прикреплена к головке на шарнирах. Когда голова вращается, эти оси вместе с резаками от действия центробежной силы расходятся к бокам, прижимают стенку трубы и очищают ее от масштаба. Такие головки для очистки труб называются разбросанными.

Во всех случаях очистка труб с помощью роликов выполняется с одновременной промывкой очищаемых мест водой. Это вызывает охлаждение резаков и очистку шкалы, которая забивает пространство между зубьями резцов. Во время очистки гибкий вал не должен проходить в трубу под фиксированным зажимом, чтобы предотвратить выход головки из нижнего конца трубы и поломку резаков.

Преимуществами этого метода очистки являются:

- Минимальный объем подготовительной работы,

- Экологическая чистота и низкая стоимость оборудования.

Основные недостатки механической очистки:

- С помощью механических устройств не удается достичь высокой степени очистки, на стенах всегда имеется небольшая часть отложений,
- Механика не всегда хорошо справляется с особенно прочными загрязняющими веществами, такими как масштаб.

5.3 Химическая очистка котла

Техническая химическая соляная кислота используется для химической очистки котла. Концентрация кислотного раствора зависит от толщины шкалы. Для каждой шкалы 1 мм используют 1% -ный раствор кислоты. Раствор с концентрацией ниже 3% и выше 10% не используется. Вместо концентрации выше 10% проводится вторая промывка свежим раствором предыдущей концентрации.

Нагретый и, более того, кипящий раствор в котле не допускается, так как это приведет к коррозионному разрушению стенок, интенсивному высвобождению вредных паров и двуокиси углерода. Даже при нормальном процессе химической очистки котлов с раствором соляной кислоты необходимо принять меры безопасности: включить вентиляцию котельной и в ее отсутствие - открыть окна и двери; Персонал должен работать в спецодежде и очках.

Чтобы уменьшить разрушающий эффект соляной кислоты на металлических стенках котла, к его раствору следует добавить пассивирующий агент, приблизительно 1/10 часть кислоты. В роли пассиваторов используют технический уроропин, столярный клей, конопляный торт.

Стиральные машины используются для химической чистки, в том числе:

- Контейнеры для приготовления раствора кислоты;
- Кислотный насос;

- Шланги подают раствор в котел и сливают раствор в емкость.

При откачке раствора через котел шкала быстро растворяется при интенсивном высвобождении газа и пены. Процесс Выхода определяется прекращением выделения CO_2 и пены. Затем к раствору добавляют воду и выводят в канализацию. После этого чайник промывают чистой водой до тех пор, пока вода не станет прозрачной. Чтобы нейтрализовать котел, промывают NaOH с той же концентрацией, что и раствор кислоты, а затем чистой водой и проверить качество очистки. Не рекомендуется выполнять кислотную промывку котлов более 2 ... 3 раза в течение всей работы котла. Во время очистки вам необходимо контролировать содержание железа в растворе. Очистка проводится под наблюдением специалиста-химика.

Преимущества метода химической очистки:

- применение новых ингибиторов предотвращает повреждение металла, а иногда поверхность металла подвергается фосфатированию, что препятствует дальнейшей коррозии образования удаления жирной;
- Химическая обработка может выполняться на трубопроводных системах с конфигурацией любой сложности, что особенно ценно при очистке котлов и теплообменников;
- С помощью правильно подобранных реагентов отложения любой твердости и состава могут быть полностью удалены.

Недостатки метода химической очистки:

- Потенциальная опасность для окружающей среды (необходимо тщательно контролировать возможные утечки, а также тщательно нейтрализовать и утилизировать использованные реагенты);
- Химическая очистка требует длительной и квалифицированной подготовки;

- Узкая специализация реагентов не позволяет очищать котел от несходных отложений за один проход;
- Стоимость такой уборки обычно намного выше, чем любая другая.

5.4 Химическая очистка воды

Методология эксперимента основана на измерении изменения массы образца во времени и визуального наблюдения за процессом очистки. Эксперимент проводился на лабораторной установке, показанной на рис. 6.

На рисунке 6 показана схема лабораторной установки, которая представляет собой стеклянный цилиндрический сосуд из прозрачного стекла, в который опускается термометр. Отбрасываемый термометр служит для наблюдения за температурой в процессе очистки.

Порядок эксперимента:

1. Подготовьте раствор кислоты с заданной концентрацией.
2. Налейте раствор кислоты в стеклянный стакан.
3. Взвесьте образец на аналитическом балансе.
4. Измерьте температуру раствора в стекле.
5. Бросьте образец в раствор и запишите время.
6. По прошествии времени выключите секундомер и вытащите образец, измеряя температуру раствора.
7. Затем промойте образец в дистиллированной воде, высушите и взвешивайте и взвешивайте на аналитических весах.

Различные кислоты характеризуются другой скоростью очистки поверхностей от масштаба. Это объясняется различной прочностью кислот и физико-химических процессов, происходящих в растворе и на поверхности шкалы.

Некоторые кислоты с течением времени после удаления окалина начинают корродировать металл, т. е. начнут корродировать его. В случае удаления окалина с эмалированной поверхности, например, при домашней

уборке чайника, реагент не будет реагировать с поверхностью, так как он защищен эмалью. Поэтому для неэмалированных поверхностей необходимо выбрать четко фиксированное время чистки, или выбор реагента будет в пользу того, который более медленно очищает поверхность, не взаимодействуя с поверхностью металла.

Результаты исследований поверхностного скейлинга в среде различных реагентов при температуре окружающей среды приведены в таблице 7.

Влияние концентрации на скорость очистки изучалось в тех же лабораторных условиях. Результаты исследований приведены в таблице 8.

Исходя из полученных экспериментальных данных, я пришел к выводу: для очистки в промышленных условиях для наиболее эффективной очистки при нормальной температуре целесообразно использовать раствор азотной кислоты, а для домашнего использования - раствор соляной кислоты, учитывая тот факт, что он менее токсичен, чем азот. Поэтому мы будем изучать процесс очистки с повышением температуры для раствора соляной кислоты.

5.5 На основе электрогидравлического эффекта

Электрогидравлический эффект — промышленный процесс преобразования электрической энергии в механическую энергию, осуществляется без помощи промежуточных механических узлов с высокой эффективностью. Суть этого метода заключается в том, что когда в объеме жидкости в открытом или закрытом сосуде выделяется специально созданная импульсная электрическая (искра, щетка и другие формы), создается сверхвысокое гидравлическое давление вокруг зоны ее. Способных выполнять полезную механическую работу и сопровождаться комплексом физических и химических явлений.

Электрогидравлический эффект основан на ранее неизвестном явлении резкого увеличения гидравлических и гидродинамических эффектов и ударной амплитуды при реализации импульсного электрического разряда в ионно-проводящей жидкости, при условии максимального сокращения

длительности импульса, максимально крутого края импульса и Форма импульса близка к аperiodической.

Для электрогидравлического эффекта режима характеристики высвобождения энергии к сопротивлению активного контура, близкие к критическому, то есть, $1/C < R^2/4L$ где C — емкость конденсатора, R и L — активное сопротивление и индуктивность контура. Отсюда следует, что основными факторами, определяющими электрогидравлический эффект, являются амплитуда, наклон фронта, форма и длительность импульса электрического тока. Текущая длительность импульса измеряется в микросекундах, поэтому мгновенная мощность импульсов тока может достигать сотен тысяч киловатт. Крутизна импульса тока определяет скорость расширения *канала* разряда. Когда напряжение подается на разрядные электроды в несколько десятков киловольт, то импульс тока достигает десятков тысяч ампер. Все это приводит к внезапному и значительному увеличению давления в жидкости, что в свою очередь вызывает сильное механическое действие разряда.

Реализация электроэффекта из-за относительно медленного накопления энергии в источнике питания и практически мгновенно высвобождающейся жидкой средой.

Основными активными факторами электрогидравлического эффекта являются высокий и сверхвысокий гидравлический импульс, приводящий к появлению ударных волн со звуковыми и сверхзвуковыми скоростями; Значительные объемы объемного перемещения жидкости, которые имеют место со скоростью, достигающей сотен метров в секунду; Мощная импульсная кавитация, которая может покрывать относительно большие количества жидкости; Инфра- и ультразвуковое излучение; Явления механического резонанса с амплитудами позволяют взаимно отслаивать многокомпонентные твердые тела; Сильное электромагнитное поле (десятки тысяч эрстед); Интенсивный импульсный свет, тепло, ультрафиолет и рентгеновское излучение; Гамма- и импульсная

(при очень высокой энергии импульса) нейтронное излучение; Многочисленные ионизационные соединения и элементы, содержащиеся в жидкости.

Все эти факторы позволяют, весьма разнообразные физико-химические эффекты [19] для обеспечения жидкости и предметов, помещенных в нее.

Использование этого метода позволяет расширить область электрообработки в условиях высокой температуры, включая плазменные и расплавленные соли и металлы.

Высокоэффективный электрогидравлический эффект, а также уникальные особенности электрогидравлических эффектов являются основой для широкого спектра электрогидравлического эффекта во многих областях экономики.

Что касается EGE, то наш случай заключается в том, что заполненная водой трубка помещала коаксиальный кабель, подключенный к источнику электрических импульсов высокого напряжения. Источник генерирует импульсы при высоковольтных электрических выпрямлениях, периодически повторяющихся на частоте 1-10 Гц, которые создают ударные волны и гидродинамический поток и приводят к разрушению отложений на внутренней поверхности трубки. Таким образом, при перемещении кабеля по всей длине трубы происходит полная очистка и разрушение осадка, вымываемого проточной водой.

Этот метод имеет несколько преимуществ перед другими типами:

- Удаляет практически все виды депозитов и депозитов. Очистка осуществляется полностью, «до металла», что значительно замедляет формирование новой шкалы;
- Возможные очистные трубы со сложными конфигурациями, включая спираль;
- Низкая стоимость расходных материалов;
- Механические детали, подлежащие износу;
- Очистка производится на месте, без демонтажа оборудования;

- Никакой ущерб очищаемому оборудованию не уменьшает его срок службы;

5.6 Ультразвуковая очищающая вода

Неожиданно известны некоторые способы уменьшения и предотвращения образования накипи. Один из них - использование ультразвуковых установок для очистки воды и предотвращения отложений.

Ультразвуковой метод предотвращения образования окалины основан на исследованиях, проведенных в СССР с конца 30-х годов. При воздействии на воду слабые ультразвуковые колебания формируют множество постоянно меняющихся зародышей, что препятствует росту и осаждению кристаллов масштаба на поверхностях нагрева оборудования. Ультразвуковые колебания способствуют интенсивному формированию новых центров кристаллизации в объеме образования воды и осадка в жидкой массе. В результате наблюдается ультразвуковая вибрация или прекращение образования отложений из-за нарушения условий кристаллизации или ослабления кальцификации. Слой подмышечного слоя под воздействием ультразвуковых колебаний генерирует микротрещины, которые накапливаются, что приводит к разрушению имеющихся запасов оборудования и очистке. Суспензию удаляют из потока воды или продувают. Обратите внимание, что этот метод физически и влияет на все типы солей и органических отложений, независимо от их химического состава. Желательно, чтобы после блока теплообмена, который был защищен ультразвуковым блоком, установите устройство, замедляя свернутую шкалу шлама, чтобы не засорять потребителей.

Этот метод является наиболее эффективным и универсальным в отношении безреагентных методов физического, экономичного,

экологичного, безопасного для оборудования и персонала. Его можно комбинировать с химической обработкой воды.

Действие ультразвука не ограничивается предотвращением образования карбонатных отложений и сохранением за счет эффективности отопительного оборудования. Ультразвуковые колебания увеличивают теплопередачу поверхности нагрева из-за генерируемых вибрациями микротоков и водяных труб в их стенах и увеличивают расход воды за счет уменьшения гидродинамического сопротивления труб с осциллирующими стенками. Под действием ультразвука улучшается удаление пузырьков пара с поверхности нагрева и дегазации воды из-за лучшего смешивания жидкости на границе двух сред — металл — жидкость, что также увеличивает теплопередачу. Снижение явления гидродинамического сопротивления особенно эффективно проявляется в узких щелях микрона естественных дефектов внутренних поверхностей труб, где в нормальных условиях (без ультразвука) в теплообменном оборудовании хранится кислород из воздуха и под действием ультразвуковых колебаний он легко выходит из слоты. В результате кислород исключается из механизмов коррозии металлических труб. Длительное воздействие ультразвуковых импульсов на внутреннюю поверхность труб, имеющих дефекты в виде микротрещин, создает наиболее пластичные участки деформации вблизи поверхностных микротрещин. Из-за этих деформаций происходит упрочнение краев трещин, в результате они закрыты и не подвержены проникновению кислорода при сливе воды из оборудования. Внутренняя поверхность трубы становится гладкой, а общая площадь ее резко уменьшается, что приводит к уменьшению вероятности коррозии. Таким образом, эффект коррозионной защиты в некоторой степени заменяет пассивирование внутренней поверхности труб.

Вышеуказанные факторы взаимосвязаны и вместе создают положительный эффект на профилактику ультразвуковых процессов.

Физическая сущность акустического метода удаления отложений. Этот метод основан на возбуждении заполнения водой теплоагрегат и его

металлических акустических (ультразвуковых) колебаний. Под действием вибраций начинается кристаллизация солей в самой толще воды, на расстоянии от стенки трубы, которая также колеблется с той же частотой. Кристаллы солей, которые оседают на стенках (и образуют тонкий слой осадка), под действием изгибающих стенок колебаний также согнуты до одной и той же вынужденной частоты. Таким образом, когда толщина наносимого в них слоя окалина около 0,1-0,2 мм приводит к нарушению непрерывности масштабного слоя. Трещины, которые получают горячую воду и увеличивают ширину трещины. В результате отбросы отрываются в виде хлопьев, которые уносятся потоком воды. Затем чистое место снова начинает откладывать слой подонков и снова отрывается. Таким образом, устанавливается динамическое равновесие, в котором слой шкалы, так как толщины 0, 1-0,2 мм, обрываются, подавая воду, содержащуюся в ней. Для вывода полученной суспензии в водной суспензии необходимо регулярно промывать дренажные отверстия в нижней части устройства, а по некоторым причинам это невозможно, необходимо установить выходной шламовый шланг (отстойник) и убедиться, что он Регулярно очищается.

Применение акустического метода для удаления отложений может одновременно достигать следующих целей:

- Экономичное расчетное значение количества сгенерированного тепла с теплообменными устройствами на время их эксплуатации и экономии топлива за счет удаления отложений на поверхностях теплопередачи;
- экономить деньги на ремонт за счет устранения чисток или увеличить интервал между плановыми чистками;
- Удаление окалина теплообменников;
- Экономия затрат за счет сокращения затрат на химические реактивы для химической очистки фильтров для воды, их доставки и удаления после работы;

- Экологической безопасности путем устранения работы химического удаления окалина с использованием вредных веществ и последующего их удаления.
- Обеспечивая бесперебойную работу теплообменного оборудования.

5.7 Способ предварительного нагрева входящего воздуха (дымоход коаксиальный)

Коаксиальная труба — это труба, построенная на принципе «труба в трубе». Используется в теплогенераторах с закрытой камерой сгорания (газовое отопление, газовые обогреватели, котлы), где воздух для горючего газа топлива берется не из комнаты, а снаружи через внешнюю трубку коаксиальной дымовой трубы, проходящей через наружную стену здания, и продукты сгорания выпускаются через коаксиальный дымоход внутренней трубы. Такой коаксиальный дымоход устройства позволяет владельцам домов и квартир не устанавливать дополнительную систему вентиляции. В связи с тем, что в коаксиальной воздушной дымовой трубе холодный воздух для горения проходит через внешнюю трубку, а продукты сгорания внутренних теплогенераторов проектировщики закрывают камеру сгорания (газовое отопление, газовые обогреватели, котлы), после четырех основных проблем:

1. Повышение безопасности дымохода, поскольку продукты сгорания, проходящие через внутреннюю трубку, угасают из-за того, что снаружи поступает в камеру сгорания холодный воздух.
2. Повышенная эффективность нагревателя, поскольку входящий холодный воздух для сгорания нагревается на выхлопной трубе.
3. Высокая эффективность показывает более дожигание газообразного топлива, что улучшает экологические источники тепла с закрытой камерой сгорания (нагрев газа, газовые нагреватели, газовые нагреватели).

4. Улучшение комфорта внутри помещений, отапливаемых газовый радиатором, газовые конвекторы, газовый котел с закрытой камерой сгорания.

Поэтому мы можем заключить, что оборудование с коаксиальным дымоходом более продуктивно и безвредно для окружающей среды.

5.8 Метод глубокой регенерации дымовых газов

В настоящее время температура дымового газа, выходящего из котла, не снижается ниже 120-130 ° С по двум причинам: во избежание конденсации водяного пара на свиньях, газопроводах и дымоходах, а также для увеличения естественной тяги, снижения давления выхлопных газов. В этом дымовом газе может быть полезно тепло и скрытая теплота испарения водяного пара. Используя тепло отработавших газов сгорания и скрытую теплоту испарения водяного пара, его называют глубокой рециркуляцией тепла дымовых газов. В настоящее время существуют различные технологии этого метода, проверенные в Российской Федерации, и нашли массовое применение за рубежом. Метод глубокой рециркуляции тепла дымовых газов может повысить эффективность топливосберегающей установки на 2-3%, что соответствует снижению расхода топлива в 4-5 кг с 1 Гкал тепла. При внедрении этого метода существуют технические трудности и ограничения, связанные главным образом со сложностью расчета процесса тепломассопереноса при глубокой рекуперации отработанных дымовых газов и необходимостью автоматизации процесса, однако эти трудности решаются на Нынешний уровень технологии.

Для широкомасштабного внедрения этого метода необходимо разработать руководящие принципы для расчета и установки систем глубокой рекуперации тепла из дымовых газов и принятия правил, запрещающих ввод в эксплуатацию для эксплуатирующих установок на

природном газе без использования глубокой тепловой утилизации дымовых газов.

Температура дымовых газов дымохода напрямую влияет на значение q_2 - потери тепла от выхлопных газов, одного из основных компонентов теплового баланса котла. Например, снижение температуры выхлопных дымовых газов при 40°C с котлом, работающим на коэффициенте избытка природного газа и воздуха, увеличивает эффективность валовой котельной на 1,2%. Это исключает скрытую теплоту испарения продуктов сгорания. На сегодняшний день подавляющее большинство водогрейных и паровых котлов в нашей стране, сжигающих природный газ, не оснащены объектами, использующими скрытую теплоту испарения водяного пара. Это тепло теряется с выхлопными газами.

Конденсационные котлы

Конденсационные котлы - новая технология нагрева. Их эффективность на 15-17% выше, чем у обычных котлов, эффективность имеет максимальное значение при комфортном низкотемпературном нагреве ($50/30^\circ\text{C}$), в том числе: обогрев теплых полов; Срок службы в 2 - 3 раза выше, чем у обычного шарнирного котла; Широкий диапазон модуляции; Конденсационные котлы установленные может иметь мощность свыше 100 кВт (обычный навесной котел - не более 35 кВт).

Принцип действия. В обычном котле топлива воды сгорания паров вместе с дымовыми газами, имеющей температуру $100 - 170^\circ\text{C}$, удаляют в атмосферу. Теплота сгорания топлива, которое используется в традиционных котлах, называют более низкую теплотворную способность топлива. Существующие в настоящее время методы расчета КПД котла принимается за 100%. Энергия, выделяемая при конденсации водяного пара, содержащегося в дымовых газах, является дополнительным 11%. Конденсационные котлы, благодаря внедрению новых технологий, которые используют эту дополнительную энергию конденсации, чтобы нагреть воду, и поэтому их называют конденсацией. После этого расчета

максимальной теоретически возможной эффективности конденсационных котлов составляет 111%. Полная энергия сгорания топлива, в том числе энергии конденсации водяного пара называется выше теплотворная топлива. Очевидно, что эффективность конденсационных котлов выше 100% является условным, и правильным и понятным для всех значений КПД будет, если его расчеты на 100% принимают теплотворность топлива.

Температура конденсации водяных паров в дымовых газах - около 57°C . Это ниже этой температуры в конденсационный котел начинает выделяться дополнительное тепло конденсации. Для того, чтобы обеспечить конденсацию пара в конденсационных котлов используют воду обратной линии отопительной системы. Низкая температура возвратной воды в котле, тем больше теплоты конденсации высвобождается, тем выше эффективность работы котла. Максимальная эффективность конденсационных котлов указывается как правило, для температуры $50/30^{\circ}\text{C}$

Эти результаты были получены благодаря внедрению новых технологий. Теплообменник конденсационного котла из нержавеющей стали, имеет закрытую спиральную структуру с множеством отверстий для прохода газа. Дымовые газы после нагревания питательной воды упадут до низкой температуры возвратной воды. Этим достигается низкая температура с газовым охлаждением, чтобы обеспечить наибольшую теплоту конденсации водяных паров и низкие потери от отходящих дымовых газов. из нержавеющей стали горелка с предварительным смешением газа и воздуха также обеспечивает наиболее полное сгорание топлива.

Эксплуатационные преимущества конденсационных котлов:

- Максимальные подачи мощности и КПД конденсационных котлов достигается при режиме нагрева при низкой температуре (обычно $50/30^{\circ}\text{C}$), что соответствует максимальной системе отопления комфорта, а также позволяет наиболее просто выполнить нагрев теплых полов.

- Теплообменник изготовлены из нержавеющей стали. Таким образом, срок службы конденсационных котлов в 2-3 раза дольше, чем у обычных газовых настенных котлов.
- Настенные конденсационные котлы имеют мощность до 100 кВт или более, что позволяет достаточно мощным, чтобы выполнить намного более компактный котел. Силовые обычные настенные газовые котлы не превышают 30 - 32 кВт.
- Конструкция горелки обеспечивает большой диапазон модуляции мощности котла - до 6 по сравнению с обычными котлами - 2,5. Это приводит к более гладкой, без включений - выключений и более экономичной работы котла.
- Бесшумная работа котла.
- В местах с повышенной экологичностью - процент выбросов вредных веществ в атмосферу сведен к минимуму
-

5.9 Определение технико-экономических показателей котла КВ-2,5

Исходные данные для определения возможности индикаторов являются экспериментальными данными, полученного путем тестирования котла КВ-2,5 до и после применения ультразвуковой очистки. Для проведения объективного анализа, тестирование проводят при температуре приблизительно одной и той же мощности котла, который составил 75% от номинальной.

Исходные данные

	До очистки	После очистки
Мощность котла по паспорту, МВт (Гкалл)	2,5 (2,15)	
$t_{y.g.}$ - температура уходящих газов, °С	260	165
δ - средняя толщина слоя накипи, мм	10 - 12	отсутствует
G _{сет} - расход сетевой воды т/ч	103	108

температура сетевой воды (на входе/на выходе)	82/66	78/63
тх.в. - температура холодного воздуха, °С	20	19
αизб- коэффициент избытка воздуха	4,1	1,54
№р - мощность котла (Гкал/ч)	1,648	1,62

Результаты расчета

Основные характеристики	До очистки	После очистки
т _{ух} - температура уходящих газов, °С	260	165
Н _{ух} - уходящих газов, КДж/кг*К	1489	923,3
Стл - теплоемкость топлива, КДж/кг		2,246
Q _{тл} - физическая теплота топлива, КДж/кг*К		44,92
Q _р - располагаемое тепло, поступившее в топку, КДж/кг*К		11435,9
Н _{ух} - расчетная энтальпия уходящих газов, КДж/кг*К	1755,6	978,7
α _{шл} - доля золы топлива переданная в шлак		0,03
α _{ун} - доля золы в уносе		0,4
q ₄ - потери от механического недожога, %		0,065
q ₃ - потери тепла от химического недожога, %		0,01
q ₅ - потеря тепла в окружающую среду, %		0,02
t _{шл} - температура шлака, °С		990
q ₆ - потери тепла от физической неполноты сгорания, %	0,00318	0,00318
q ₂ - потери тепла с уходящими газами, %	0,1407	0,073
η _{к.а.} - КПД котла, %	76,1	82,8
В _р - натуральный расход топлива, т/час	0,7934	0,7162
В - удельный расход топлива, т/Гкал	0,4814	0,4421
Q _{сумм} - годовая выработка тепловой энергии котлом за отопительный период, Гкал		8600
В _{сумм} - расход топлива за отопительный сезон, тонн	4140,5	3802,,1
Δ _{топ} -экономия топлива после провидения работ по УЗ очистки, тонн/год		338,4

Дзат - снижение затрат на топливо, руб*	304560
Цуз - ориентировочная стоимость УЗ очистки, руб	200000
Δ - экономия денежных средств за сезон, руб	104560

*- при ориентировочной стоимости топлива 900
рублей/тонну

Таким образом, после проведения работ по ультразвуковой очистке произошло увеличение КПД котельного агрегата с 76,1% до 82,8%.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрены различные методики повышения КПД котлов, а именно: механической очистки, химической очистки, метода основанного на электрогидравлическом эффекте, метод ультразвуковой очистки, метод подогрева входящего воздуха, оптимизации коэффициента избытка воздуха и метод глубокой утилизации дымовых газов.

Изучено ныне существующее котельное оборудование, влияние различных факторов на КПД котлоагрегатов, проанализированы методы повышения КПД котельного оборудования, выявлены наиболее эффективные методы повышения КПД котлов.

Из чего сделаны выводы, что экономичными, экологичными и эффективными методами повышения коэффициента полезного действия

являются методы глубокой утилизации дымовых газов и метод основанный на электрогидравлическом эффекте. А наиболее эффективным является метод ультразвуковой очистки.

Взаимосвязь между коэффициентом полезного действия и удельной выработкой тепла очевидна. Таким образом, при уменьшении КПД ряд экономических показателей котлоагрегата, таких как удельный расход топлива, и соответственно расход топлива за отопительный период, резко увеличится. Следует подчеркнуть, что после проведения работ по ультразвуковой очистке произошло увеличение КПД котельного агрегата КВ-2,5 с 76,1% до 82,8%, что позволило сэкономить денежные средства за отопительный сезон для котла мощность 2,5 МВт (2,15 Гкал/час) на 104560 рублей. Также этот метод очистки является довольно щадящим, что позволяет продлить износостойкость котельного оборудования.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 1. Содержание растворенных газов, мк/кг, в зависимости от температуры жидкости

Температура жидкости, °С	Кислород	Двуокись углерода	Сероводород
0	69,5	3350	7070
20	43,4	1690	3850
40	30,8	970	2360
60	22,8	580	1480
80	13,8	-	765

Таблица 2. Требования к качеству насыщенного пара

Котлоагрегаты	возможные пределы		допустимое содержание в паре
	напряжения		

	парового пространства	влаги	всех солей
жаротрубные и дымогарные вертикальные и горизонтальные котлы $p \leq 0,9$ МПа	100-1000 м ³ /(м ³ ·час)	1%	1 мкг/кг
Водотрубные неэкранированные котлы, $p \leq 1,4$ МПа	250-400 м ³ /(м ³ ·час)	0,50%	0,5 мкг/кг
Водотрубные экранированные $p \leq 1,4$ МПа	450-900 м ³ /(м ³ ·час)	0,30%	0,5 мкг/кг

Таблица 3. Требования к качеству питательной воды.

Котлоагрегаты	Общая жесткость, мг-экв/кг	Растворенный кислород, мг/кг, в котлоагрегатах с экономайзерами		Содержание в воде, мг/кг			Продув-ка, %
		стальными водными	чугунными	железа,	меди	масел	
Жаротрубные и дымогарные, $p < 0,9$ МПа (9 кгс/см ²) . . .	0,03–0,5	< 0,03	< 0,10	–	–	< 5	< 10
Водотрубные неэкранированные, $p = 1,4$ МПа (14 кгс/см ²) . . .	< 0,1	< 0,03	< 0,10	< 0,20	< 5	< 5	< 8
Водотрубные экранированные, $p = 1,4$ МПа То же, $p < 4,5$ МПа (45 кгс/см ²)	< 0,03	< 0,03	< 0,10	< 0,2	< 3	< 5	5–7
Стальные водогрейные . . .	0,01–0,015	< 0,03	0,03–0,1	0,1–0,2	< 1	1–3	< 5
	0,04–0,7	< 0,05	–	< 0,3	–	–	–

Таблица 4. Требования к качеству котловой воды.

Котлоагрегаты	Допустимый сухой остаток в продукте, мг/кг, при механических сепарационных устройствах и испарении			Общая щелочность	
	без ступенчатого испарения	двухступенчатом внутри барабана	ступенчатом в выносных циклонах	абсолютная, мг-экв/кг	относительная, %
Жаротрубные и дымогарные, $p < 0,9$ МПа	4000—16000*	—	—	30—80	$< 50^*$
Водотрубные неэкранированные с нижним барабаном или грязевиком, $p < 1,4$ МПа	4000—8000	7000—12000	10000—16000	30—60	< 20
Водотрубные экранированные с нижним барабаном, $p < 1,4$ МПа	2000—4000	3000—7000	5000—10000	15—30	< 20
То же, но без нижних барабанов . . .	1000—2000	1500—3000	3000—8000	10—15	< 20
То же, $p < 4,5$ МПа	800—1500	1000—3000	3000—6000	9—12	< 20

Таблица 5. Изменение низшей теплоты сгорания топлива при увеличении содержания влаги

Топливо	Содержание влаги, %	Низшая теплота сгорания, $Q_{нр}$, кал/кг	Снижение $Q_{нр}$, ккал/кг на каждый процент влаги вследствие увеличения	
			Балласт	Расход тепла на испарение влаги
Уголь каменный	10	6000	60	6
Торф фрезерный	50	2000	20	6
Древесина	40	2400	24	6
Мазут	2	9500	95	6

Таблица 6. Характеристика газообразного топлива

Газ	Обозначение	Теплота сгорания	
		кДж/м ³	ккал/м ³
Водород	H	10820	2579

Окись углерода	CO	12640	3018
Сероводород	H ₂ S	23450	5585
Метан	CH ₄	35850	8555
Этан	C ₂ H ₆	63 850	15226
Пропан	C ₃ H ₈	91300	21795
Бутан	C ₄ H ₁₀	118700	22338
Пентан	C ₅ H ₁₂	146200	34890
Этилен	C ₂ H ₄	59200	14107
Пропилен	C ₃ H ₆	85980	20541
Бутилен	C ₄ H ₈	113 400	27111
Бензол	C ₆ H ₆	140400	33528

Таблица 7. Изучение процесса очистки поверхности от накипи при температуре окр. среды

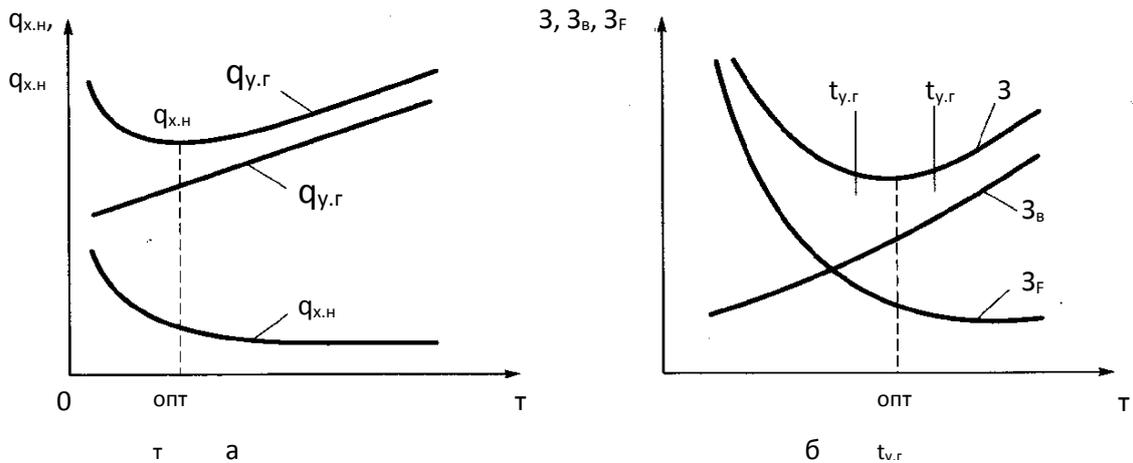
Реагент	Объем реагента	Температура, °С	Масса образца до очистки, г	Масса образца после очистки	Время реагирования	Потери при очистке, %
H ₂ SO ₄ 5,9%	75	21	0,2805	0,2649	90	5,56
HNO ₃ 4,14%	75	21,5	0,305	0,305	25	100
C ₂ H ₄ O ₂ 4,1%	75	21	0,2781	0,0378	90	86,41
H ₃ PO ₄ 7,5%	75	21,5	0,1873	0,1873	15	100
HCl 4,6%	75	21,5	0,1616	0,1616	22	100

Таблица 8. Результаты исследования влияния концентрации кислоты на процесс очистки

поверхности от накипи

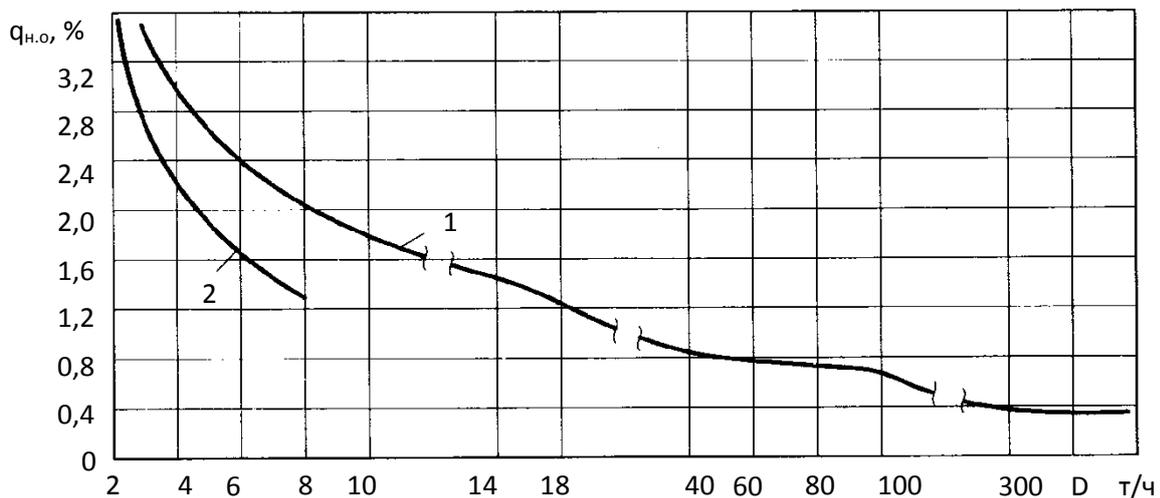
Реагент	Концентрация кислоты, %	Объем реагента, см ³	Температура, °С	Время реагирования, мин.	Масса образца до очистки, гр.	Масса образца после очистки, гр.
HNO ₃	2,164	75	21,5	32	0,1917	0,1917
	4,14	75	21,5	25	0,305	0,305
	9,43	75	21,5	17	0,3184	0,3184
HCl	2,16	75	21,5	27	0,3342	0,3342
	4,6	75	21,5	22	0,1616	0,1616
	5,61	75	21,5	3	0,2168	0,2168
H ₃ PO ₄	3,63	75	21,5	3	0,1684	0,1684
	7,5	75	21,5	15	0,1873	0,1873
	11,538	75	21,5	10	0,1917	0,1917

Рисунок 1. Графическое определение оптимальных значений коэффициента избытка воздуха $\alpha_T^{\text{опт}}$ в топке котла (а) и температуры $\alpha_{y.g}^{\text{опт}}$ уходящих газов (б):



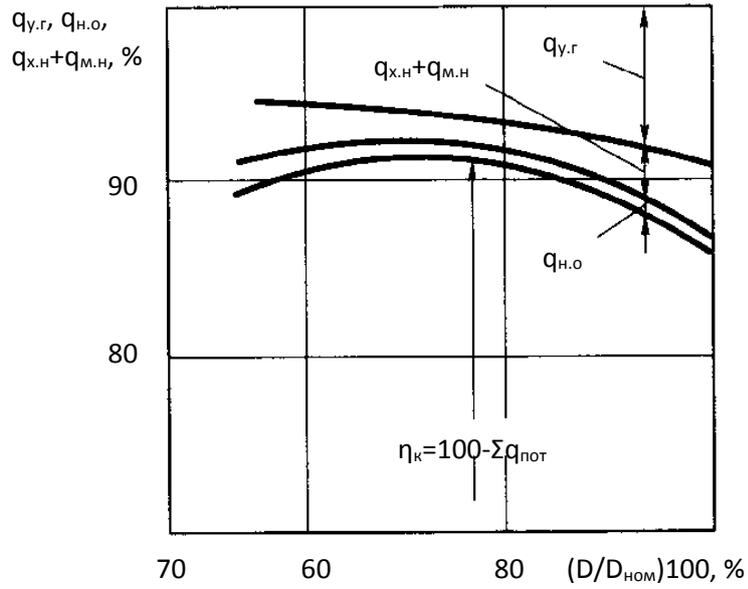
$q_{x.n}$, $q_{y.g}$ — потери теплоты с уходящими газами и от химической неполноты сгорания, %; $t'_{y.g}$, $t''_{y.g}$ — расчетные температуры уходящих газов, °С; ΣZ — суммарные затраты, руб./год; Z_v — затраты на топливо, руб./год; Z_f — затраты на поверхность нагрева, руб./год

Рисунок 2. Зависимость потери теплоты $q_{n.o.}$ от наружного охлаждения от паропроизводительности D котла:



1 — котел с «хвостовыми» поверхностями нагрева (экономайзером и воздушным подогревателем); 2 — то же, без теплоиспользующих элементов

Рисунок 3. Зависимость КПД котла η_k от его нагрузки ($D/D_{\text{ном}}$)



$q_{y,g}$, $q_{x,h}$, $q_{m,h}$, $q_{h,o}$, $\sum q_{пот}$ — потери теплоты с уходящими газами, от химической неполноты сгорания, от механической неполноты сгорания, от наружного охлаждения и суммарные потери

Рисунок 4. Зависимости теплоотдачи трубы от толщины отложений.

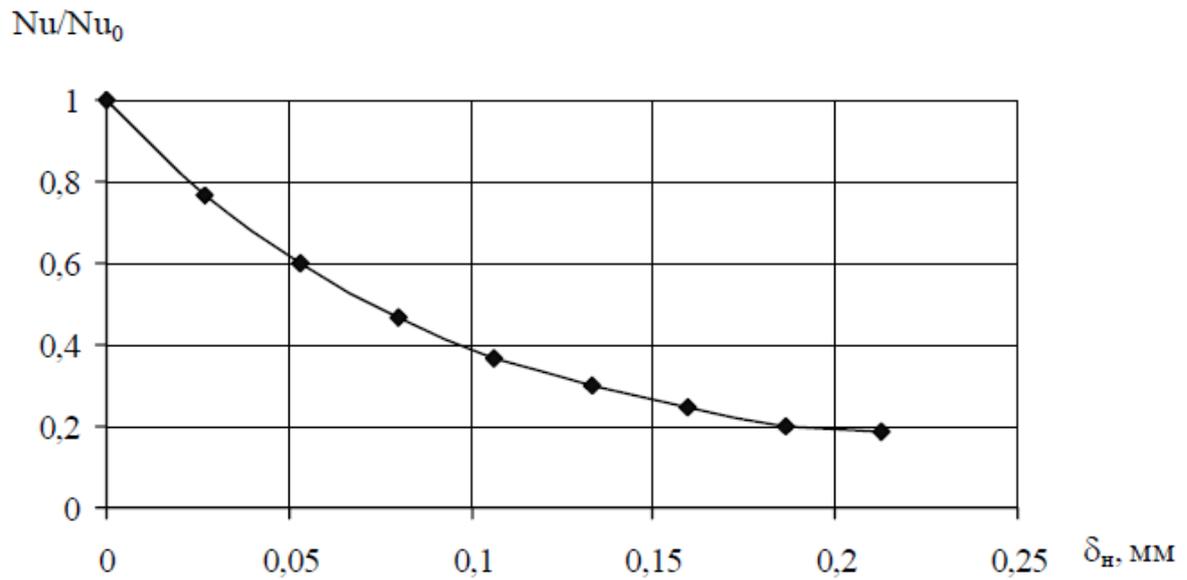


Рисунок 5. Зависимость перерасхода топлива от толщины отложений.

Перерасход
топлива, %

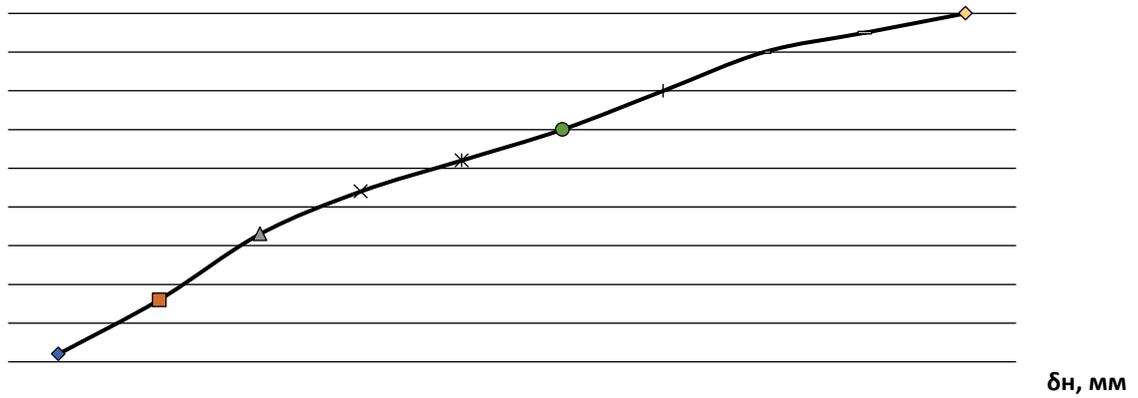
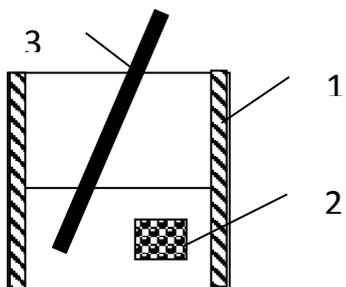


Рисунок 6. Схема лабораторной установки



1 - Стекланный сосуд

2 - Образец

3 - Термометр