

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ТЕПЛОТЕХНИКИ И ГИДРОГАЗОДИНАМИКИ

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

Подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2019г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**Разработка системы теплогенерации котельной установки
малой мощности**

13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

13.04.01.01 Энергетика теплотехнологий

Научный руководитель	_____	<u>д.т.н., профессор</u>	М. П. Баранова
	подпись, дата	должность, ученая степень	
Студент	_____		В. Ю. Бабилов
	подпись, дата		
Рецензент	_____	_____	Т.Н. Бастрон
	подпись, дата	должность, ученая степень	

Красноярск 2019

Оглавление

1. Состояние вопроса	5
1.1 Виды топлива.....	5
1.2 Котельное оборудование	26
1.3 Современные достижения в области разработки современных систем в котлостроении.....	28
1.4 Особенности котлов малой мощности на газовом топливе.....	33
1.5 Экологическая составляющая	37
2. Методы и методология проведения расчетов и экспериментальных работ	39
2.1 Расчетные методы	39
3. Реконструкция котельной с повышением мощности	43
3.1 Описание котельной подлежащей реконструкции	43
3.2 Замена котельного оборудование, проведение расчетов.	47
3.3 Повышение уровня автоматизации за счет применения современных систем	56
3.4 Снижение вредных выбросов в окружающую среду	68
3.4.1 Расчет концентрации вредных выбросов.....	69
3.4.2 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы	71
3.4.3 Расчет минимальной высоты трубы	72
Заключение	77
Список литературы	79

В России существует проблема связанная с полной ликвидацией малых котельных из-за устаревшего оборудования, которое не соответствует современным требованиям. Эта проблема уходит во времена СССР, когда государство придерживалось развития централизованного отопления, что в свою очередь повлекло за собой торможение развития малой энергетики.

Так в современных, европейских странах есть тенденция перехода от монопольной, крупной генерации тепло- и электроэнергии ТЭЦ к локальным, небольшим, малым котельным, потому что управлять ими намного проще и эффективнее. Из-за небольшой длины тепломагистралей, потери тепла сводятся к минимуму. В случае аварийной ситуации обнаружение и ликвидация проблемы, будет происходить оперативно, что не маловажно для эффективной работы котельной. Поэтому необходимо производить в значительных объемах комплексную модернизацию малых котельных с полностью измененными техническими схемами. Тогда их эксплуатация будет эффективна, выгодна и вред нанесенный экологии будет минимальный.

Цель работы:

Реконструкция котельной для увеличения мощностис бдо 8 МВт

Задачи:

1. Перевод на газовое топливо. Замена котельного оборудования, проведение соответствующих расчетов.
2. Повышение уровня автоматизации за счет применения современных систем
3. Снижение вредных выбросов в окружающую среду.

Актуальность

Значение тепловой энергии трудно переоценить, особенно в Сибири с её жестким климатом. Без тепла человек не сможет выжить в таких условиях, только тепловая энергия позволяет ему обеспечить нормальную жизнедеятельность[1]. Современное состояние муниципальных и промышленных котельных на территории Красноярского края требует создания современных и экономичных способов и средств теплоснабжения.

Развитие систем централизованного и децентрализованного теплоснабжения промышленных предприятий и потребителей коммунально-бытовой сферы осуществляется путем максимального использования возможностей ТЭЦ, а также совершенствования тепловых схем котельных и внедрения современных конструкций паровых и водогрейных котлов небольшой мощности.

В современных условиях повышаются требования к уровню технико-экономических и экологических показателей котельных установок. В последние годы разработан и освоен целый ряд высокоэкономичных котлов малой мощности[3]. Которыми необходимо заменять устаревшее оборудование, как для повышения качества тепловой энергии поступающей к потребителям, так и для улучшения экологической составляющей.

1.Состояние вопроса

1.1 Виды топлива

В экономике России энергосбережение и энергосберегающие технологии являются приоритетными при внедрении их в производство. В связи с этим важное место занимает всестороннее комплексное обследование теплоэнергетических систем и ресурсов (или энергоаудит). Знания принципов работы, расчета и эксплуатации теплоэнергетического оборудования котельных, по большому счету, позволяют определить, где, что, в каких количествах, куда и почему теряется. Альтернативы энергосбережению, безусловно, нет.

Эффективность, безопасность, надежность и экономичность работы теплоэнергетического оборудования котельных во многом определяются методом сжигания топлива, совершенством и правильностью выбора оборудования и приборов, своевременностью и качеством проведения пусконаладочных работ, квалификацией и степенью подготовки обслуживающего персонала. Повышение надежности и экономичности систем теплоснабжения зависит от работы котельных агрегатов, рационально спроектированной тепловой схемы котельной, широкого внедрения энергосберегающих технологий, экономии топлива, тепловой и электрической энергии.

Перевод предприятий на хозяйственный расчет и самофинансирование, повышение цен на топливо, воду требуют пересмотра подходов к проектированию и эксплуатации теплоэнергетического оборудования котельных[2].

Развитие теплогенерирующих установок определяется тенденциями развития общества в целом. Применительно к теплоэнергетическим установкам сравнительно не большой мощности особое внимание будут уделять использованию в качестве топлива местных ресурсов, промышленных и городских горючих отходов, продуктов переработки сельскохозяйственных отходов, а также экономному и рациональному использованию энергетических ресурсов, развитию энергосберегающих технологий, созданию систем с максимальной автоматизацией производства с целью экономии трудовых ресурсов.

Следует отметить, что при производстве тепловой энергии из органического топлива с продуктами сгорания в атмосферу выбрасывается значительное количество вредных веществ в виде пыли, окислов серы, азота углерода и других соединений, влияющих на окружающую среду и как следствие на человека. Концентрация теплоэнергетических мощностей может привести к повышению уровня локальных вредных выбросов, что потребует значительных затрат на их улавливание и обезвреживание[4].

Для отопления жилых помещений и производственных цехов, а также в целях горячего водоснабжения конечного потребителя используют сегодня котельные установки. Самым важным элементом таких установок являются котлы, работа которых может осуществляться на разных видах топлива. Таких как газ, электричество, жидкое и твердое топливо.

Котлы, работающие на электричестве, отличаются простотой установки. Электрические бытовые котлоагрегаты функционируют обычно от сети. Стоит такое водонагревательное оборудование намного дешевле газового и даже твёрдотопливного.

Жидкое топливо используют в установках стационарного типа и в печах промышленного типа. К данному виду топлива относят: сланец, мазут, нефть, уголь. Дизельные котельные обычно необходимы как автономно функционирующий генератор тепла на объектах, не подключённых к газовым сетям или электросетям требуемой мощности. Также очень часто такие установки используют в целях временного теплообеспечения. Мазутные установки необходимы для обеспечения зданий и сооружений теплом, а также для производства пара для технических нужд производства. Отличительной особенностью мазута является его низкая стоимость и такая же низкая пожароопасность[5].

К твёрдому виду топлива относят: торф, угли и горючие сланцы. Наиболее экономичным топочным материалом для таких котельных являются отходы деревообработки. Установки на угле представляют собой один из самых доступных, наиболее эффективных и экономически выгодных способов получения тепла и горячей воды. Котельные на дровах чаще всего используют в отдалённых районах, где отсутствуют газопроводы, а закупка мазута и дизельного топлива экономически нецелесообразна.

Наибольшей популярностью и востребованностью среди всех видов котельного топлива пользуется сегодня газ. Установки на газовом топливе необходимы для отопления помещений и выработки тепловой энергии,

используемой для производственных целей. Чаще всего используют природный газ, который отличается высоким показателем теплоты сгорания.

Среди твердого топлива рассмотрим самый распространённый вид – это уголь.

Угли, как и любое другое органическое ископаемое, могут использоваться: в качестве энергетического топлива и в качестве сырья для химико-технологической переработки. В настоящее время основное место среди продуктов, получаемых из угля, занимает кокс, используемый для восстановления железной руды, в процессах производства фосфора, кремния и др. Основной проблемой использования угля является загрязнение окружающей среды продуктами его переработки, выбрасываемыми в атмосферу. Экологическая опасность угольной энергетики обусловлена высокой эмиссией CO_2 , SO_2 и NO_x при сжигании топлива. Снижение экологического ущерба окружающей среды может быть достигнуто переходом к использованию обгазованного угля, синтетических газообразных и жидких топлив и других продуктов, получаемых переработкой угля. Внедрение таких технологий играет ключевую роль в снижении стоимости энергии и уменьшении вредного воздействия на окружающую среду. Актуальность вопросов сохранения среды обитания, с одной стороны, выживаемость и подъем экономики в условиях конкуренции, с другой стороны, диктуют неизбежность технического перевооружения энергетики на базе технологий комплексного и комбинированного использования угля. За рубежом освоены промышленные технологии, в которых из бурых углей получают синтез-газ, топливо для котлов, ксенон и криптон, аммиак, фенол, сульфат аммония, угольную кислоту. Это прообраз перевооружения угольной промышленности на иной технологической и технической основе. Новое поколение технологий переработки угля связано с вовлечением нетрадиционных для энергетики физико-химических процессов, созданием малоотходных и безотходных производств, утилизацией загрязняющих окружающую среду веществ в промышленную

продукцию. Комплексная и комбинированная переработка — путь для повышения эффективности энергохимических технологий. Сущность комплексной переработки заключается в целевом использовании как углеродной (органической), так и минеральной частей угля. «Комбинированная переработка» означает производство из топлива одновременно нескольких различных продуктов, каждый из которых может получаться и отдельным способом. Комбинирование ведет к увеличению степени комплексности и наоборот. Технологии переработки и использования угля должны быть экономичными и экологически приемлемыми.

Твердым топливом естественного происхождения являются торф, бурый и каменный угли, антрацит, горючие сланцы. К искусственным видам твердого топлива относятся торфяной кокс, полукокс и кокс из бурых и каменных углей, термоантрацит, полученные пирогенетической переработкой натурального твердого топлива, а также брикеты, угольная пыль, полученные механической переработкой твердого топлива. Результаты элементного и технического анализов могут характеризовать органическую, горючую, сухую, а также рабочую массу твердого топлива. Состав топлива можно представить уравнением: Твердое топливо = органическая масса + минеральные вещества + влага

Минеральная часть углей состоит из следующих групп соединений:

1) алюмосиликатов, составляющих ~ 75% всех минеральных примесей; 2) карбонатов; 3) хлоридов; 4) соединений серы: сульфидов (колчедан, марказит) и сульфатов. При использовании углей в различных технологических процессах минеральная часть играет существенную роль. Так, одни элементы (сера, хлор, фосфор и др.) снижают, другие (углерод, германий) повышают ценность угля. Для характеристики качества топлива на практике твердые горючие ископаемые анализируют на влажность, зольность, содержание серы (общей и по видам), диоксида углерода

карбонатов, определяют элементный состав и выход летучих веществ. Для анализа используют аналитическую пробу[6].

Химический состав углей

Твердое топливо состоит из сложных химических соединений, в основе которых находятся следующие элементы: С, Н₂, S, O₂, N₂. В состав топлива входят также влага W и негорючие твердые (минеральные) вещества А. Влага и зола составляют внешний балласт топлива, а кислород и азот — внутренний балласт. Горючая масса — это безводная и беззольная масса топлива. Содержание неорганических частей — влаги, минеральных примесей, серы в разных видах и др. — во многом определяет его технологическую ценность. Так, влага и минеральные примеси удорожают транспортировку угля и уменьшают его теплоту сгорания. Минеральные включения в углях представлены глинистыми минералами, сульфидами железа, щелочами, карбонатами, оксидами кремния и прочими минералами. Термином «минеральное вещество» принято называть неорганическое вещество, присутствующее в углях. Глинистые минералы характеризуются темно-серым цветом с коричневым опенком, имеют тонкозернистое или чешуйчатое строение. Они на 50 % и более сложены из частиц размером от 2 до 100 мкм. Сульфиды железа в углях обычно представлены пиритом, марказитом. Встречаются в виде отдельных зерен, розеток, часто заполняют клеточные полости растительных тканей. Иногда образуют скопления в виде участков различной формы и размеров. Карбонаты в углях обычно представлены кальцитом, сидеритом, доломитом, анкеритом и другими минералами. Цвет этих минералов серый, немного темнее, чем витринита. В углях карбонаты встречаются в трещинах или образуют отдельные прослойки, иногда заполняют клеточные полости структурных тканей. Оксиды кремния представлены в углях кварцем, халцедоном, опалом и другими минералами.

Влага

Вода может быть связана с угольным веществом химически, адсорбционно или механически. Влажность оказывает существенное влияние на технологические и энергетические свойства угля. С технологической точки зрения воду классифицируют на два типа: влагу, удаляемую механическими способами; влагу, удаляемую только с помощью термических способов.

Содержание влаги в угле обозначают W и выражают в процентах. При этом используют следующие величины:

W^P - содержание общей влаги в рабочем топливе;

$W^{\text{гигр}}$ - содержание гигроскопической влаги в воздушно-сухом угле;

$W^{\text{л}}$ - содержание влаги в лабораторной пробе;

$W_{\text{вн}}^P$ - содержание внешней влаги в рабочем топливе.

Определение влаги производится путем высушивания навески при температуре 102—105°C до постоянного веса. Потеря веса принимается за содержание влаги в угле.

Кроме влаги на внешней поверхности и в капиллярах угля различают сорбированную влагу, присущую углю по самой природе. Это так называемая влагоемкость угля, обусловленная упругостью водяного пара в окружающей среде. Влагоемкость угля — это количество воды, определяемое при температуре 105—110°C, удерживаемое углем, находящимся во влажном состоянии при 30°C в атмосфере с относительной влажностью 96%. Влагоемкость выражается в весовых процентах от влажного угля. Гигроскопической влагой считают влагу угля, измельченного в порошок и доведенного до воздушно-сухого состояния при температуре 20°C и относительной влажности воздуха 65%. Гигроскопическая влага характеризует смачиваемость углей водой.

Чаще всего каменный уголь в пласте шахты содержит 3—4 % влаги. При мокром обогащении содержание влаги угля изменяется особенно сильно. Удаление избыточной влаги после мокрого обогащения представляет собой непростую задачу. Отдача влаги неодинакова для различных классов

угля, что связано со способностью угля смачиваться водой и адсорбировать ее.

Зола

Содержание минеральных включений в угле и продуктах его обогащения принято оценивать косвенным показателем — зольностью. Зола — это твердый остаток окисления угля при высокой температуре, который представляет собой смесь минеральных веществ. Количество золы определяют в основном минеральные примеси, содержащиеся в угле.

Сера

В угле различают четыре формы серы: пиритную, органическую, сульфатную и элементарную. Содержание пиритной и органической серы в угле может быть от десятых долей процента до нескольких процентов. В общем балансе серы сульфатная и элементарная формы не играют существенной роли, так как содержание сульфатной серы не превышает 0,1 - 0,2%, а элементарной — меньше 0,2%. В отношении серы принята следующая классификация угля: - малосернистые, с содержанием серы до 1,5 %.; среднесернистые, с содержанием серы 1,6—2,5 %; - сернистые, с содержанием серы 2,6—3,5 %; - высокосернистые, с содержанием серы выше 3,6 %.

Органическая масса угля

Топливо, свободное от балласта и пиритной серы, представляет собой органическую массу. Органическое вещество угля неоднородно. Так, бурые угли состоят из битумов, гуминовых кислот и остаточного угля. Битумы — это растительные и смоляные частицы, которые экстрагируются растворителями. Гуминовые кислоты растворимы в щелочах. Остаточный уголь не экстрагируется и не растворяется в щелочах. В отличие от бурых углей каменные угли практически не содержат карбоксильных групп и поэтому не растворимы в щелочах.

Органическую массу угля образуют соединения, в основе которых находятся углерод, водород, кислород, сера и азот. Определение с помощью

используемых на практике методов органических соединений из-за их разложения невозможно. Поэтому об органической массе угля принято судить по элементному составу. Такая оценка — грубая, однако в сочетании с другими признаками элементный состав позволяет достаточно адекватно судить о химической природе угля и решать практические задачи: рассчитывать выход химических продуктов коксования, теплоту сгорания и температуру горения, определять состав продуктов горения.

Углерод

Углерод является основным элементом ископаемых углей. При горении углерода выделяется $34,11 \cdot 10^3$ кДж/кг. Поскольку углерод входит в состав углей в виде соединений с водородом, кислородом, серой и азотом, то при сгорании углей выделяется разное количество теплоты. При пирогенетической переработке углерод является наименее реакционно-способным по сравнению с другими элементами. Поэтому количество углерода, переходящее в жидкие и газообразные продукты переработки, обычно весьма незначительно по сравнению с количеством углерода в твердом остатке.

Водород

Содержание водорода в углях оставляет 2—10 % и связано обратной зависимостью со степенью углефикации. При окислении водорода выделяется $1433 \cdot 10^3$ кДж/кг теплоты. Однако фактическое количество теплоты за счет водорода при горении угля иное из-за того, что водород находится в виде сложных соединений. Ввиду высокой реакционной способности во всех процессах пирогенетической переработки угля практически весь водород выделяется с летучими продуктами в виде свободного водорода и различных соединений. Содержание водорода в твердом остатке пренебрежимо мало.

Кислород

Содержание кислорода в твердых горючих ископаемых изменяется в широком диапазоне: от 1—2% в антрацитах до 40% в торфах. В общем

случае характер разложения угля при термической переработке в инертной среде в значительной мере определяется содержанием в нем кислорода. При энергетическом использовании угля кислород играет негативную роль. Объясняется это тем, что в связанном виде кислород не способен активно участвовать в процессе горения.

Азот

Азот угля оказывает малозаметное влияние на его технологические свойства в отличие от остальных элементов. Соотношение элементов в органической массе угля существенно зависит от степени углефикации. Так, доля углерода увеличивается со степенью углефикации — от 65% для бурых углей и свыше 91% для антрацитов. Соответственно, снижается содержание кислорода (от 30 до 2%) и водорода (от 8 до 4%). Содержание азота и серы в меньшей степени зависит от углефикации. Соотношение $C:H_2$ возрастает по мере увеличения углефикации углей. В табл. 1.1 приведены данные, характеризующие состав твердого топлива.

Таблица 1.1–Элементарный состав органической массы угля, %

Топливо	C	H ₂	O ₂	N ₂	S	H ₂ O	Летучие
Древесина	48-52	5,8-6,2	43-45	0,05	-	40-60	65-75
Топливо	C	H ₂	O ₂	N ₂	S	H ₂ O	Летучие
Торф	49-60	5-8	28-48	1-4	0,1-1	80-92	70-80
Бурый уголь(мягкий)	65-70	5-8	18-30	0,5-1,5	0,5-3	55-63	50-60
Бурый уголь(жесткий)	70-73	5-8	16-23	0,5-1,5	0,5-3	30-40	47-50
Пламенный уголь	75-81	5,8-6,6	> 9,8	1-1,5	0,5-1,5	4-8	40-45
Газопламенный уголь	81-85	5,6-5,8	7,3-9,8	1-1,8	0,6-1,8	2,5-4	35-40
Газовый уголь	85-87,5	5-5,6	4,5-7,3	1-1,8	0,6-1,8	1,2-2,5	25-28
Жирный уголь	87,5-89,5	4,5-5	3,2-4,5	1-1,8	0,6-1,8	0,8-1,2	19-28
Тощий уголь	90,5-91,5	3,75-4	2,5-2,8	1-1,7	0,6-1,7	< 1	12-14
Антрацит	> 91,5	< 3,7	< 2,5	1-1,7	0,6-1,7	< 1	< 10

Летучие вещества

При высокотемпературном нагреве без доступа воздуха уголь разлагается, в результате чего происходит выделение паро- и газообразных продуктов (в основном углеводородов), которые принято называть летучими веществами. После выделения из спекающихся углей летучих веществ остающуюся твердую массу называют коксовым остатком (корольком). Содержание и состав летучих веществ, образующихся при термическом воздействии на уголь, зависят от условий термического воздействия (температуры и времени нагрева), поэтому определение выхода летучих веществ регламентировано стандартными условиями. Выход летучих веществ в каменных углях составляет 8—50%, в бурых — 45—55%, а выход летучих в антрацитах не превышает 8%.

Теплота сгорания угля

Удельная теплота сгорания характеризует одно из важнейших свойств, определяющих ценность угля, как источника тепловой энергии. Она изменяется в широких пределах и зависит, как от свойств и состава органической массы, так и от зольности и влажности углей.

Теплоту сгорания твердого топлива определяют стандартным методом, заключающимся в полном сжигании навески топлива в кислороде, под давлением, в калориметрической бомбе (при постоянном объеме), в изотермическом режиме.

Теплотворная способность угля колеблется в широких пределах в зависимости от содержания влаги и зольности. Поэтому, как правило, теплоту сгорания пересчитывают на горючую массу (Q^r) или на сухое топливо (Q^c).

Величина Q^c , как и элементный состав, позволяет судить о составе и степени углефикации органической массы углей. Действительно, по мере обогащения органической массы углеродом теплота сгорания ее растет до некоторого предела, после чего начинает падать из-за снижения содержания водорода[4].

Влага, содержащаяся в угле и образующаяся в процессе ее сгорания из водорода, удаляется в виде пара, при конденсации которого выделяется тепло. Поэтому принято различать высшую Q_v и низшую Q_n (кДж/кг, ккал/кг) теплоту сгорания.

Теплота сгорания используется как классификационный параметр углей. Граница между каменными и бурыми углями в рамках международной классификации определена величиной теплоты сгорания, равной 23940 ± 252 кДж/кг (5700 ± 60 ккал/кг), в расчете на органическую массу угля.

Газообразное топливо

Газ – агрегатное состояние вещества, в котором все частицы движутся хаотически и заполняют весь объем.

Газы бывают природные и искусственные.

Месторождения газа бывают:

- газовые (состоят в основном из метана);
- газоконденсатные (содержат метан и другие газы);
- газонефтяные (содержат большую часть углеводородов).

Искусственные газы: получают путем переработки на заводах или как побочный продукт какого-либо производства.

Коксовый газ: получается при термической переработке кокса (900-1200°C).

Сланцевый газ: получается без подъема сланцев на поверхность при нагреве 1200°C без доступа воздуха.

Генераторные газы: получают путем нагрева твердого топлива в присутствии кислорода воздуха.

Доменный газ: получается как побочный продукт доменного производства (на 1 тонну чугуна получается 3000 м³ газа).

Нефтяной газ: разделяется при пиролизе нефти. Пиролиз – нагрев нефти при атмосферном давлении до 700°C.

Сжиженный газ: смесь пропана и бутана.

Газообразное топливо смесь горючих газов. К горючим газам относятся Н₂ (без вкуса и запаха, не токсичен), СО окись углерода (без вкуса и запаха, не токсичен).

Из газа удаляют СО. И если СО присутствует в газе снижает экзотермический эффект.

Природный газ на 98% состоит из метана (без вкуса и запаха, не токсичен), $\rho=0,72$ кг/м³.

К негорючим компонентам относятся азот (бесцветный газ, без вкуса и запаха), связи между молекулами очень сильные, поэтому не вступает в реакцию горения.

Диоксид углерода (бесцветный газ, имеет слегка кисловатый вкус и запах), при определенной концентрации приводит к раздражению слизистой оболочки, при температуре $t=20^\circ\text{C}$ и $P=5,8$ Па превращается в сухой лед.

Кислород не горит, может находиться в определенных газах, в присутствии воды окисляет газопровод.

Примеси: водяные пары, сероводород, пыль, смола и др. соединения.

Очистка газа. Требования к одорантам.

От всех вредных веществ газ очищают (от водяных паров, кислорода, пыли).

Водяные пары могут вступать в реакции с газами с образованием кристаллогидратов. Если кристаллогидраты выпали, то газ нагревают, чтобы предотвратить их выпадение добавляют метанол.

В искусственных газах может содержаться нафталин, чтобы предотвратить его выпадение добавляют тетралин.

Придания газу специфического запаха для определения утечек.

Одоранты отвечают следующим требованиям:

1. Имеют резкий запах, отличающийся от всех запахов.
2. Физически безвредные. Не должны раздражать слизистые оболочки.
3. В смеси с газом не повышать коррозионную способность газа.
4. При обычных температурах не реагировать с какими-либо примесями газа.
5. Быть достаточно летучими.

Применяют этилмеркаптан

Количество вводимого одоранта определяется таким образом, чтобы при концентрации газа в воздухе менее $1/5$ нижнего предела взрываемости, был резкий запах.

Преимущества природного газа перед другими видами топлива.

Преимущества.

1. Стоимость добычи ниже, производительность труда выше.
2. Отсутствие в газе смеси углерода, не приводит к отравлениям при утечке.
3. Обеспечивается полнота сгорания, легче условия труда.

4. Улучшается состояние воздушного бассейна по сравнению с твердым топливом.

5. Высокий КПД агрегатов.

6. Возможность автоматизации процессов горения.

Технологические преимущества.

1. Содержит наименьшее количество примесей.

2. Обеспечивается более точная установка температуры и поддержание на заданном уровне.

3. Быстрый разогрев, быстрое остывание, быстрая остановка.

4. Нет потерь от механического недожога.

5. Горелки можно располагать в любой точке топки.

6. Требуется минимальный избыток воздуха $\alpha = 1,05-1,15$.

Недостаток.

Взрывопожароопасность.

Физические свойства газообразного топлива.

1. Температура измеряется на газопроводе и у крупных потребителей в °С, термометрами.

2. Объем измеряется в м³, для объема существуют нормальные и стандартные условия.

Нормальные 0°С, 101 кПа

Нормальные 20°С. 101,3 кПа

$$\left\{ \begin{array}{l} V = V \frac{273P}{273 + tP} \\ V = V \frac{273 + 20P}{273 + tP} \end{array} \right\} \text{ формулы пересчета}$$

3. Плотность, кг/м³

Метан $\rho = 0,72$ кг/м³.

Пропан $\rho = 1,97$ кг/м³

Бутан $\rho = 2,6$ кг/м³

4. Давление в СИ Н/м², при эксплуатации Па, мм в ст, кгс/м².

5. Теплота сгорания один из видов энергии, Дж/м³ высшая и низшая теплота сгорания. Если при сгорании топлива образуются водяные пары (конденсация), тогда выделяется высшая теплота сгорания, если не конденсируются водяные пары, то низшая теплота сгорания.

Для сравнения существует понятие условное топливо с теплотой сгорания $Q=29288$ кДж/кг.

Температура воспламенения и пределы взрываемости. Критические параметры газов.

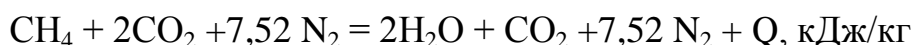
Любая газоздушная смесь в зависимости от давления, температуры, и %-го содержания может воспламеняться и взрываться.

Нижний и верхний пределы взрываемости это % соотношения содержания газа в воздухе, при котором может произойти взрыв газа.

Если газа в воздухе меньше нижнего предела взрываемости, то газа слишком мало чтобы произошел взрыв. Если газа в воздухе больше верхнего предела взрываемости, то кислорода слишком мало чтобы произошел взрыв[7].

Горение газообразного топлива.

Реакцию горения газообразного топлива можно рассмотреть на примере метана



Коэффициент избытка воздуха в этом случае $\alpha = 1$ (теоретически необходимое количество воздуха на горение)

Три условия качественного горения газа

1. Качественное перемешивание горючих составляющих газа с кислородом воздуха.

2. Воздуха должно быть достаточно для горения.

3. Должна быть обеспечена температура воспламенения газа в газоздушной смеси.

Поджечь газоздушную смесь можно:

1. Весь объем газовой смеси нагреть до температуры самовоспламенения.

2. Холодную газоздушную смесь поджигают от постороннего источника.

Скорость горения перпендикулярна к фронту горения, называется нормальной скоростью распространения пламени. Это постоянная величина зависит от состава газозвушной смеси.

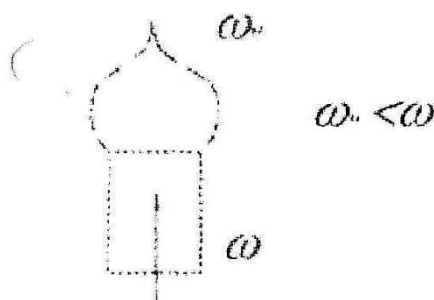


Рисунок 1.1.1 – Скорость горения.

Если скорость истечения газа из газогорелочного устройства равна нормальной скорости распространения пламени, тогда процесс горения проходит качественно. Два режима горения пламени отличных от нормального: 1. Отрыв пламени. Происходит если газ выходит быстрее, чем он сгорает и возможен отрыв пламени $\omega_n < \omega$. Чтобы не было отрыва пламени, уменьшают подачу газа или изменяют параметры горелки. 2. Проскок газа. В этом случае скорость истечения меньше нормальной скорости $\omega_n > \omega$. Также может потухнуть пламя, для этого увеличивают скорость истечения газа. Это возможно, при газозвушной смеси.

Методы сжигания газа

Существует 3 метода сжигания газа:

1. смешанный (инжекционный). 2. диффузионный. 3. кинематический.

Диффузионный метод сжигания газа. В зону горелки поступает чистый газ. Окислитель поступает из окружающего пространства.

1 зона – идет предварительное смешивание газа.

2 зона – активное перемешивание газ воздух.

3 зона – зона горения.

4 зона – удаление продуктов сгорания.

В этом случае пламя получается длинное.

Преимущества: регулирования процесса сжигания газа (размера пламени, деления пламени на множество факелов, при этом процесс смешения идет быстрее), отсутствие проскока пламени.

Недостатки: потребность в больших топочных объемах.

Смешанный (инжекционный) метод сжигания газа.

Принцип внутреннего частичного смешения газа с воздухом необходимого для горения. Воздух, который подмешивается к газу называется первичный, воздух из окружающего пространства называется вторичный.

2 зона – активное перемешивание газ воздух.

3 зона- зона горения.

4 зона- удаления продуктов сгорания.

Кинематический метод сжигания газа. Метод полного внутреннего смешения газа и воздуха. В зону горения поступает готовая газоздушная смесь содержащая необходимое количество воздуха для полного сгорания газа.

Преимущества: полное сжигание газа, большая производительность.

Недостатки: необходимость стабилизации газового пламени.

Три условия качественного горения газа.

1. Качественное перемешивание горючих составляющих газа с кислородом воздуха.

2. Воздуха должно быть достаточно для горения.

3. Должна быть обеспечена температура воспламенения газа в газоздушной смеси.

Скорость горения перпендикулярна к фронту горения, называется нормальная скорость распространения пламени. Это постоянная величина зависит от состава газоздушной смеси.

Если скорость истечения газа из газогорелочного устройства равна нормальной скорости распространения пламени, тогда процесс горения проходит качественно.

Два режима горения пламени отличных от нормального.

1.Отрыв пламени происходит если газ выходит быстрее, чем он сгорает и возможен отрыв пламени. Чтобы не было отрыва пламени, уменьшают подачу газа или изменяют параметры горелки.

2.Проскок газа. В этом случае скорость истечения меньше нормальной скорости. Также может потухнуть пламя для этого увеличивают скорость истечения газа. Это возможно при газовоздушной смеси.

Признаки неправильного сжигания газа это желтое коптящее пламя.

В больших котлах имеются устройства для стабилизации пламени, для стабилизации пламени используют насадки на горелки.

Диффузионные горелки. Отверстия выполняются до 4 мм, а газовый коллектор до 50 мм.

Инжекционные (смешанные) горелки.

α_1 – первичный воздух подмешивается за счет энергии струи газа.

α_1 – зависит от формы, размеров отдельных элементов горелки, плотность газа, давление газа перед горелкой.

α_2 – вторичный воздух.

1- сопло.

2- инжектор.

3- горловина.

4- диффузор.

5- насадок.

6- воздушная заслонка.

Инжекционные горелки инфракрасного излучения.

1- рефлектор.

2- керамическая плитка.

3- смеситель.

4- сопло.

5- корпус.

6- сборная камера.

При сжигании газ сгорает непосредственно в отверстия керамической плитки. Плитка нагревается и излучает тепло. По тому как расположен дефлектор зависит распространение волн. Это отдельный отопительный агрегат, который подвешивается к потолку.

Используется для обогрева определенного места (в цехе, теплице). Под горелкой температура выше на 1-2 °С, чем по бокам. Такие горелки малой мощности не требуют отвода продуктов сгорания.

Расчет газопотребления.

Количество газа расходуемого потребителями зависит от ряда факторов:

- газового оборудования;
- от населенности квартир;
- от охвата потребителей ГВС;
- от степени обслуживания населения коммунальными услугами и др..

Большинство этих факторов не поддаются анализу и принимаются усреднено по СНиП.

Годовой расход газа определяется по формуле:

$$V_{\text{год}} = Q / Q_p^{\text{H}} \quad (1.1)$$

$\text{м}^3/\text{ч}$, где Q - годовой расход теплоты, МДж/год; Q_p^{H} - низшая теплота сгорания газа, МДж/ м^3 . природный газ – 35 МДж/ м^3 , сжиженный углеводородный – 100 МДж/ м^3 .

Часовой расход газа определяем по формуле:

$$V_{\text{час}} = K V_{\text{год}} \quad (1.2)$$

$\text{м}^3/\text{ч}$, где K - коэффициент часового максимума, принимается по СНиП;
 $V_{\text{год}}$ - годовой расход газа, $\text{м}^3/\text{год}$.

Для предприятий и индивидуальных потребителей годовой расход теплоты производства рассчитываем по формуле

$$Q=nNmg \quad (1.3)$$

$\text{МДж}/\text{год}$, где n - обхват обслуживания потребителей, N - численность населения, m - пропускная способность предприятия, g - норма расхода теплоты на единицу в год, $\text{МДж}/\text{год}$. И бытовой расход теплоты бытовых потребителей по формуле

$$Q=Ng \quad (1.4)$$

Для отдельных жилых и общественных зданий, следует определять расчетный часовой расход газа по формуле

$$V= \sum kV^{\text{пр}}n \quad (1.5)$$

$\text{м}^3/\text{ч}$, где k - коэффициент одновременности действия приборов (коэффициент часового максимума) принимается по СНиП; $V^{\text{пр}}$ – расход газа приборами, $\text{м}^3/\text{ч}$, n - количество приборов.

Расход газа приборами также можно определить по формуле

$$V^{\text{пр}}=3,6Q/(Q_p \eta) \quad (1.6)$$

$\text{м}^3/\text{ч}$, где Q - тепловая мощность прибора, кВт , η - КПД прибора[5].

1.2 Котельное оборудование

Паровыми или водогрейным котлом называется устройство, в котором для получения пара или нагрева воды под давлением выше атмосферного, потребляемых вне этого устройства, используется теплота, выделяющаяся при сгорании органического топлива.

Первые цилиндрические котлы имели большие недостатки: небольшой паросъем, неразвитую поверхность нагрева, большие водяной объем и занимаемую площадь в помещении котельной. Стремление увеличить поверхность нагрева котла при тех же размерах, повысить давление и паросъем, уменьшить размеры котла и его массу потребовало создания улучшенных конструкций котлов. Совершенствование шло по двум направлениям: по пути развития внутренней поверхности нагрева, что привело к появлению жаротрубных и газотрубных котлов, и увеличение внешних поверхностей нагрева-водотрубные котлы. Последние оказались более перспективными, экономичными и позволяли создавать котлы большей тепловой производительности.

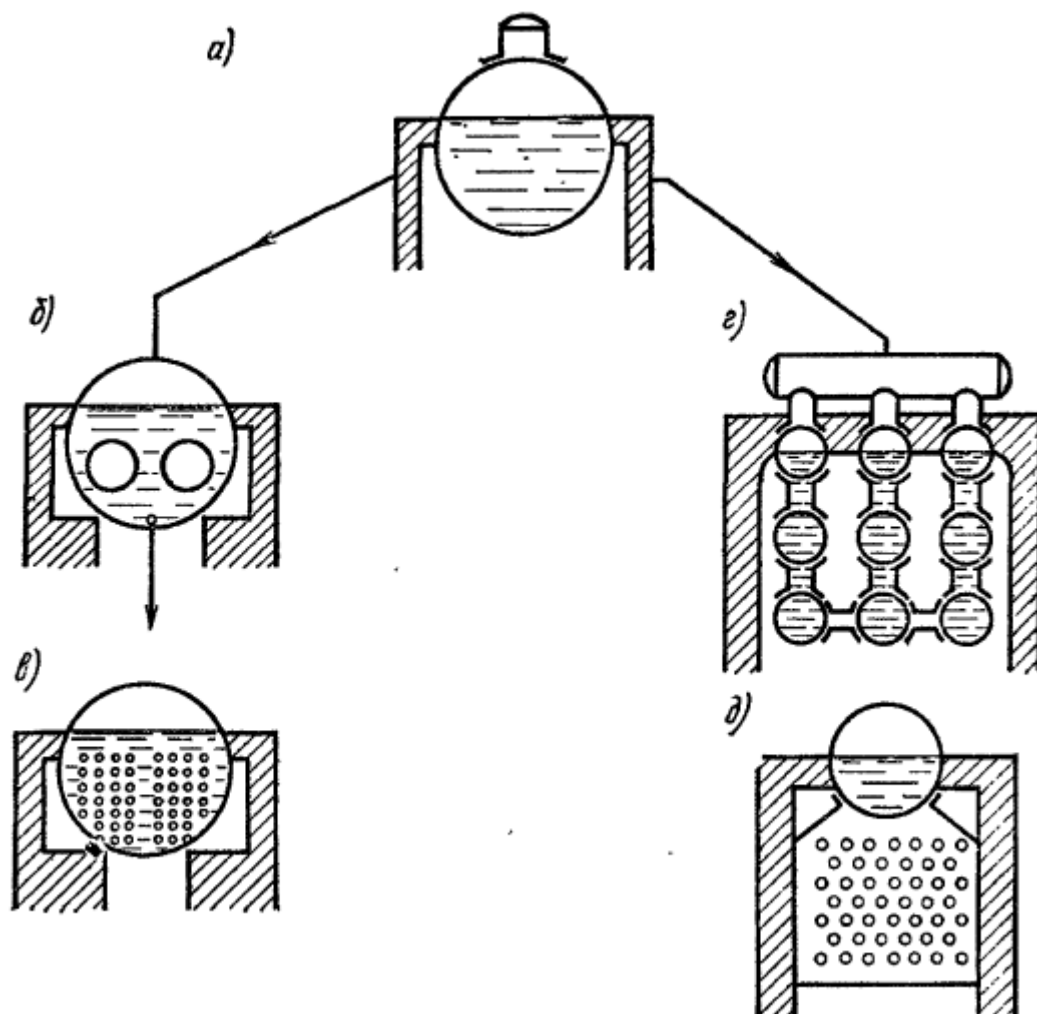


Рис.1.2.1– Схемы паровых котлов

*а-цилиндрического; б - двухжаротрубного; в – газотрубного; г – батарейного;
д- водотрубного*

В газотрубных котлах продукты сгорания проходят внутри труб, а вода омывает их снаружи; в водотрубных котлах, наоборот, вода проходит внутри труб, а продукты сгорания обогревают их внешнюю поверхность. По конструкции и характеру расположения трубных пучков и их объединению в общую систему водотрубные котлы принято разделять на горизонтально-водотрубные и вертикально-водотрубные.

По назначению котлы различают: энергетические, предназначенные для электростанций; производственные – для снабжения промышленных предприятий паром; отопительные – для систем теплоснабжения. Паровые котлы по рабочему давлению делят на четыре группы: низкого (0,9 - 1,4

МПа), среднего (2,4 - 4,0 МПа), высокого (9,0-14,0 МПа) и сверхвысокого и критического давления; по паропроизводительности: малой (до 25 т/ч), средней (35 – 220 т/ч) и большой паропроизводительности. Водогрейные котлы по уровню нагрева воды, подаваемой в систему теплоснабжения, делят на четыре группы: 95, 115, 150 и свыше 150 °С; по тепловой производительности – малой (до 2 МВт), средней (от 4,0 до 30,0 МВт) и высокой (от 50 до 210 МВт) теплопроизводительности.

1.3 Современные достижения в области разработки современных систем в котлостроении

Устройство и принцип действия промышленных газовых котлов

Принцип действия отопительного устройства основан на сжигании газа в топке с сопутствующим нагревом теплоносителя.

По этому признаку котлы делятся на две группы:

с циркуляцией горячего воздуха (жаротрубные);

с нагревом жидкости почти до температуры кипения (водотрубные).

Паровые котлы устанавливаются на предприятиях, использующих пар в промышленном производстве.

Газовая горелка

Главной частью любого котла является горелка. По типу подачи газа они делятся:

на инжекторные, засасывающие газ вместе с воздушной струей;

на надувные, применяющие принудительное нагнетание воздуха мощным вентилятором;

на диффузные, подающие газ к месту горения через специальные диффузионные каналы.

Распространенная конструкция горелки — набор из нескольких параллельных стержневых устройств, которые расположены равномерно по всему объему топки. Они снабжены отверстиями для выхода смеси газа с воздухом и обеспечивают равномерный нагрев. Для повышения

эффективности между стержнями помещают трубопровод с теплоносителем. Такие установки способны достичь КПД в 98—99%.

Еще один популярный вариант горелки промышленного котла мощностью от 100 кВт и выше имеет факельное устройство. На одной из стенок агрегата устраивается специальное сопло, в которое нагнетается газоздушная смесь. Факельное горение хорошо показало себя в двух и трехходовых котлах, используется для получения теплоносителя с температурой 115—120 градусов или пара.

Топочная камера

Для топки мощного котла важно длительное время выдерживать высокую температуру. Жаропрочность обеспечивает использование специальных сталей с добавлением марганца, хрома и других легирующих компонентов. Стенки укрепляют гофрированием и окружают теплоизоляционной оболочкой.

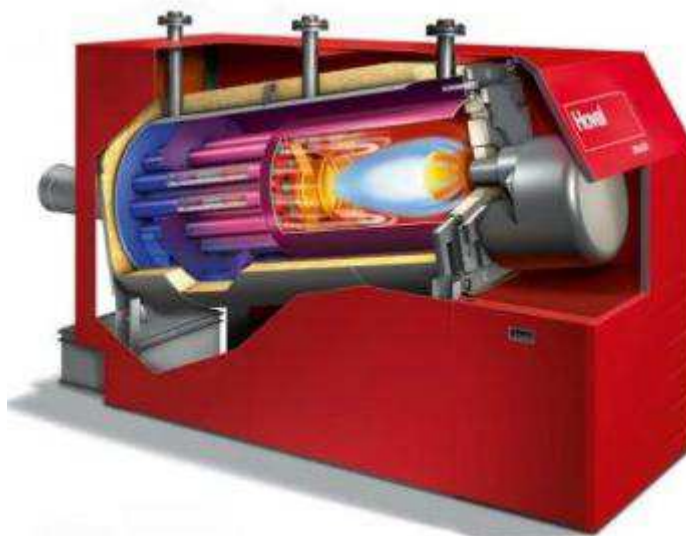


Рисунок 1.3.1 – Топочная камера

В водогрейных котлах в топке размещают один или два теплообменных контура, по которым циркулирует теплоноситель.

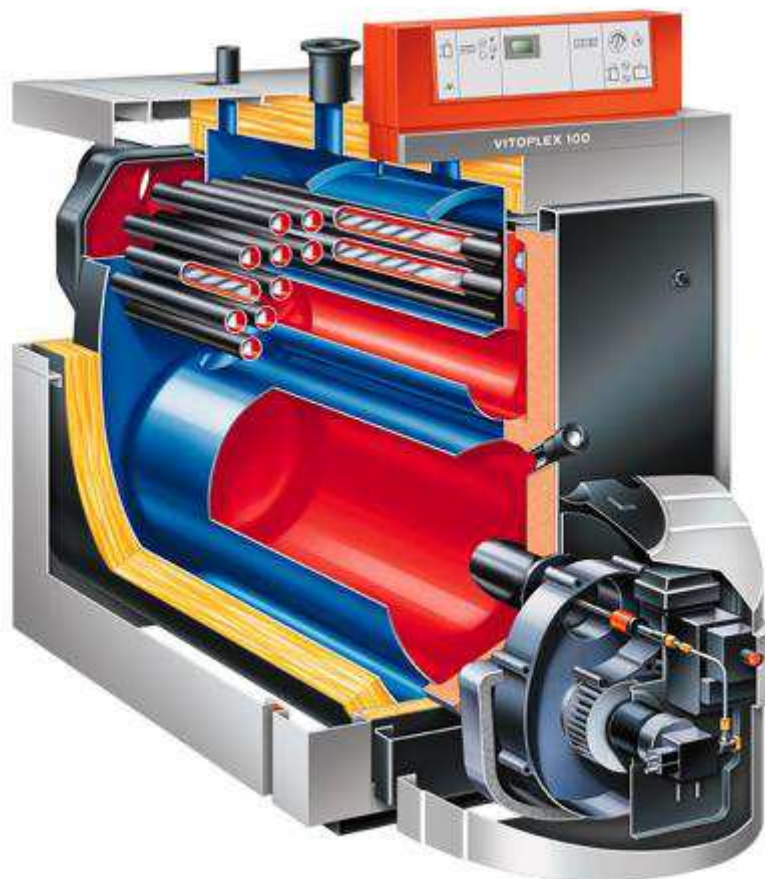


Рисунок 1.3.2 – Котел в разрезе

В паровых или котлах высокого давления применяются топочные экраны и теплообменник для получения тепла, а пар образуется в дымоходе, где температура дымовых газов снижается до 600—800 °С. В топочной камере парового котла размещают сепаратор и пароперегреватель. Безопасность эксплуатации обеспечивает взрывной клапан, который обязательно устанавливают на одной (чаще задней) стенке котла. Механизм срабатывает в случае превышения давления в топке.

Промышленное газовое котельное оборудование, продуцирующее пар, снабжается наддувной топочной камерой. Осуществляется принудительное нагнетание воздуха, что делает возможным поддержание высокой температуры, в пределах 1900°С. Принцип работы имеет следующие отличия:

Продукты сгорания поступают в дымоходный канал при температуре 800°С и используются для изготовления пара.

Тепло аккумулируется особыми топочными экранами и теплообменником, окружающим горелку и дымоходные каналы.

После прохождения через сложную конструкцию каналов, продукты сгорания остывают до температуры 100°С и применяются для подогрева теплоносителя системы отопления.

Дополнительным устройством топочной камеры парового котла, является сепаратор, удаляющий капельки влаги и пароперегреватель.

Автоматика и система управления

Сложность управления промышленным котлом связана с постоянно изменяющимися температурой и давлением воды, мгновенным расходом газа, забором воздуха для горелки и другими факторами. Чтобы исключить человеческий фактор, все управление осуществляется с помощью специальных контроллеров. Данные для их работы поступают с датчиков температуры, давления, расхода воздуха и газа. Для большей надежности в современных котлах автоматику разделяют на две части:

Автоматика подачи топлива, которая отвечает за работу модуляционной горелки и поддержание стабильной работы всей системы.

Автоматика для подачи газа – работает в двух базовых режимах на сжигание магистрального и сжиженного газа, что очень удобно и позволяет попеременно использовать каждый вид топлива. Автоматика отслеживает, параметры давления газа и выключает работу котла при достижении максимально допустимых значений и показателей.

Автоматика безопасности – представляет целую многоуровневую систему, контролирующую подачу и давление газа, наличие пламени на горелочном устройстве, электророзжиг, параметры тяги, температуру нагрева теплоносителя и многое другое. В некоторых котлах, помимо прочего, предусмотрена система самодиагностики, проверяющая работоспособность

оборудования и сохраняющая результаты проверок в базе данных контролирующего процессора.

Водогрейные

Такие котлы отличаются симметричным расположением теплообменников и работают по многоходовому принципу движения продуктов сгорания. Применяются для нагрева теплоносителя и отопления помещения. Максимальное давление воды в циркуляционном контуре — 16 бар. Мощность серийных котлов варьируется от 0,7 до 35 МВт. Этого достаточно для обогрева крупных цехов и промышленных зданий. Для ГВС к котлу подключают бойлер с подогревом от дымохода.

Паровые

Паровой котел рассчитан на работу с высокой температурой теплоносителя. Получение пара происходит в два этапа. Первый — нагрев воды до 100 градусов и образование первичного пара, который пропускают через сепаратор для осушения. Второй этап заключается в повторном подогреве уже сухого пара до требуемой температуры. После этого пар готов к использованию. Парогенераторы выполняют сразу две задачи: нагревают теплоноситель для отопления зданий и производят пар. Чтобы увеличить эффективность такой установки, применяют дополнительные дымообороты, которые подогревают циркулирующую в трубах воду.

Теплогенераторы средней и большой мощности

Средняя мощность газовых котлов доходит до 2 МВт. Этого достаточно для отопления небольшого производства или поселка. Отоплением и водоснабжением отдельных городских микрорайонов и крупных промышленных предприятий заняты водогрейные котлы большой мощности (от 2 до 30 МВт). Такие установки имеют несколько отопительных контуров и рассчитаны на максимально эффективное использование тепловой энергии, получаемой от сгорания газа.

Когенерационные

Установки данного типа способны последовательно высвобождать тепловую энергию для отопления и водоснабжения, а затем и электрическую для обеспечения производства или микрорайона электроэнергией.

Преимущество когенерации (производства разной энергии из одного топлива) состоит в высоком КПД, который достигает 90%. Для получения электроэнергии используется газовый поршневой двигатель, излишки тепла от которого применяются для подогрева теплоносителя. Основной нагрев воды происходит в водогрейных котлах. Такая технология применяется в мини-ТЭЦ для работы в удаленных районах.

Безопасность эксплуатации котельного оборудования на сжиженном или природном газе

Угрозу представляет взрывоопасность газа, поэтому помещение котельной имеет соответствующий класс опасности. Ввод прибора в эксплуатацию и контроль за ней осуществляют органы Госнаadzора. Для промышленных котлов разработаны обязательные требования по эксплуатации:

Обслуживание 2 раза в год.

Обязательна водоподготовка, фильтрация и умягчение.

Оборудование помещения котельной датчиками газа, пожарной сигнализацией и первичными средствами пожаротушения.

Все допущенные к управлению котлом лица проходят специальную подготовку.

1.4 Особенности котлов малой мощности на газовом топливе.

Ключевым оборудованием любой котельной является сам котел. Развитие конструкций водогрейных котельных установок в начале своего пути шло двумя направлениями: водотрубным или газотурбинным. В первом случае вода циркулирует в трубах, омываемых продуктами сгорания с наружи. Во втором наоборот, газы заключены в дымогарные или жаровые трубы, а вода циркулирует в межтрубном пространстве, омывая поверхность

нагрева. Водотрубные котлы более металлоёмки, обладают большим гидравлическим сопротивлением и более чувствительны к гидравлическому режиму. В связи с этим в настоящее время среди водогрейных котельных установок малой и средней мощности широкое распространение получили жаротрубно-дымогарные водогрейные котельные установки.

В данных установках водяное пространство пронизывают топочная камера и ряд дымогарных труб. За счет большого водяного объема эти котлы имеют плавный режим работы. Горение газа в данных установках происходит в жаровой трубе (топке). Продукты сгорания топлива, дойдя до дна топки, разворачиваются и двигаются по периферийной части к передней части котла (двери). Далее дымовые газы вновь разворачиваются от двери и попадают в дымогарные трубы второго хода, в которых, в ряде установок, предусмотрены турбулизаторы, обеспечивающие завихрение и снижение скорости потока газа, в результате обеспечивается более эффективное использование тепла продуктов сгорания. Вокруг топки находится водяной объем котла, он значительно больше водотрубных, что обеспечивает более равномерный режим работы. Пройдя дымогарные трубы уходящие газы попадают в сборный дымовой короб и оттуда в газоход[6].

В настоящее время производство жаротрубно-дымогарных котлов налажено как в России, так и в Европе. Рассмотрим отечественные и зарубежные котельные установки.

Широкое распространение получили котельные агрегаты от производителя Дорогобуж. Данное предприятие специализируется на выпуске водогрейных и паровых котельных установок. Рассмотрим на примере котельного агрегата КВ-ГМ-2,0-115Н.

Среди зарубежных производителей наибольшее распространение получили водогрейные котельные установки фирмы Buderus(Германия) и Viessmann(Германия). Линейка котельных агрегатов данного производителя очень широка, и включает, в себя ряд как паровых, так и водогрейных котлов

различных мощностей. Проведем сравнение котельным оборудованием серии BuderusLoganoSK-755 и ViessmannVitoplex 300.

Сравнение указанных выше котельных установок показано в таблице 1.1, в которой представлены технические характеристики котлов указанных выше производителей.

Таблица 1.4.1– Сравнение KB-ГМ-2,0-115Н и BuderusLoganoSK-725

Параметр	KB-ГМ-2,0-115Н	BuderusLogano SK-755	ViessmannVitoplex 300
Топливо	природный газ, дизельное топливо	Природный газ, легкое жидкое топливо	Природный газ, жидкое топливо
Номинальная тепловая мощность, кВт	2000	1850	2000
Максимальная температура воды на входе в котел, °С	115	115	115
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	70	60	80
КПД, %	92	93	96
Температура уходящих газов, °С	не менее 145	150-195	160-175
Масса, кг	7300	3600	4205
Габариты, Д×Ш×В, м	5,036×1,876×2,71	3,34×1,73×1,73	3,245×1,485×2,14
Система автоматики	ЩКА-2-8	Logamatic 4324	Vitotronic 200

Из таблицы видно, что котел от производителя ViessmannVitoplex 300 имеет большую производительность. Эти котлы поставляются с комплектом автоматики. Котел ViessmannVitoplex 300 имеет более низкую температуру уходящих газов.

Подводя итог, можно сделать вывод о том, что в настоящее время могут эффективно применяться как зарубежные так и отечественные аналоги, данные котлы обладают одинаковым КПД.

1.5 Экологическая составляющая

С ростом промышленного производства увеличивается загрязнение атмосферы Земли и ее водоемов вредными химическими соединениями, содержащимися в выбрасываемых продуктах сгорания и различных жидких стоках. Дальнейшее развитие промышленности и рост городов также требуют развитие энергетики, причем основная роль в этом принадлежит источникам энергии, сжигающим органическое топливо. При производстве тепловой энергии в виде пара или воды расходуются два основных рабочих вещества – топливо и вода. На данный момент в мире сжигается приблизительно 10 млрд т у. т.; если принять ориентировочно, что при сжигании 1 кг топлива образуется около 10 м^3 продуктов сгорания, то можно оценить общий выброс через дымовые трубы электро- и теплостанций и промышленных печей в атмосферу Земли. Выброс составит около 10^{14} м^3 продуктов сгорания.

На нужды теплоэнергетики ежегодно расходуется около $250 \text{ км}^3/\text{год}$ воды, причем безвозвратные потери составляют около $15 \text{ км}^3/\text{год}$, а остальная вода сбрасывается и несет в себе различные химические вредные для окружающей природы соединения. В настоящее время на каждого жителя промышленно развитых стран приходится ежегодно как минимум 2,25 кг различных загрязнителей, выбрасываемых через дымовые трубы, в том числе 1,5 кг/чел газообразных и 0,75 кг/чел твердых. В следствии сбросов в реках и озерах увеличивается концентрация различных химически активных веществ, которые в свою очередь очень пагубно влияют на флору и фауну водоемов.

Во всем мире при сжигании различных видов органического топлива трубы промышленных предприятий выбрасывают огромное количество продуктов сгорания (дымовых газов). За каждые 12 – 14 лет происходит удвоение выбрасываемых токсичных веществ и уже на данный момент Земля не в состоянии переработать и полностью восстановиться от загрязняющих её выбросов. В продуктах сгорания, выбрасываемых в атмосферу,

содержится вредные компоненты, основными из которых являются: 1) твердые частицы при сжигании твердого и жидкого топлива; 2) газообразные оксиды серы SO_2, SO_3 ; 3) оксиды азота NO_x ; 4) оксид углерода CO ; 5) диоксид углерода CO_2 ; 6) углеводороды; 7) бензапирен. Обычно зола топлива не содержит токсичных веществ. Однако в золе донецких антрацитов содержится незначительное количество мышьяка, в золе кузнецких углей – диоксид кремния, в золе Канско-Ачинского угля – свободный оксид кальция.

Одним из основных видов топлива за Уралом является уголь. В нем содержатся различные минеральные негорючие примеси, которые, балластируя уголь, уменьшают его теплоту сгорания, снижают интенсивность и полноту сгорания и обуславливают высокую концентрацию летучей золы в продуктах сгорания.

Наиболее опасное влияние на организм человека оказывают вещества выбрасываемые вместе с продуктами сгорания к ним относятся: 1) оксид углерода CO ; 2) оксид серы SO_2 и SO_3 ; 3) оксид азота NO_x . При вдыхании воздуха с содержанием в нем 0,04 % оксида углерода в крови человека в соединении с ним вступает до 30% гемоглобина крови, а при содержании 0,1% CO в соединении с ним вступает до 50 % гемоглобина, что очень вредно сказывается на здоровье человека. При содержании в воздухе CO да 0,4 – 0,5 % вдыхание воздуха уже в течении нескольких минут опасно для жизни. Опасность усугубляется тем, что оксид углерода не обладает ни запахом, ни цветом. Очень вредно воздействует оксид углерода уже при небольших содержаниях на физиологические центры человека, что сказывается на способности человека управлять автомашиной.

В результате медико-биологических исследований установлено, что при кратковременном воздействии на человека диоксида серы с концентрацией 130 – 650 мг/м³ наступает сильное раздражение голосовых связок и последующее удушье. При концентрациях, превышающих 26 мг/м³, наблюдается раздражение глаз и дыхательных путей. Меньшая концентрация SO_2 для людей, по-видимому, безвредна. Это подтверждается состоянием

здоровья людей, работающих на производстве, где концентрация SO_2 составляет $6,5 \text{ мг/м}^3$. Характерно, что диоксид серы наиболее опасен в тех случаях, когда он действует совместно с другими соединениями. Роль последних сводится к тому, что они способствуют более глубокому проникновению SO_2 в дыхательные органы человека. Особенно чувствительны к диоксиду серы растения. Даже при концентрации SO_2 , равной $1,3 - 1,6 \text{ мг/м}^3$, в них нарушаются процессы фотосинтеза. При длительном воздействии SO_2 растения гибнут. В сочетании с большой запыленностью и влажностью воздуха вредное воздействие диоксида серы резко возрастает. В этих случаях опасность для здоровья людей появляется даже при обычно безвредных концентрациях диоксида серы $0,584 \text{ мг/м}^3$, и поэтому принята норма предельно допустимой концентрации $0,5 \text{ мг/м}^3$.

В продуктах горения любых топлив, содержащих углеродистые соединения, в случае недостатка воздуха для полного сгорания и нарушениях условий сжигания появляется оксид углерода. Оксид углерода – чрезвычайно сильный отравляющий газ, его соединение с гемоглобином крови человека в 200 раз активнее, чем кислорода. При сжигании углеводородных топлив при температуре свыше 1500°C образуются весьма вредные для человека оксиды азота. Из-за того что он очень ядовит его содержание в воздухе должно быть ограничено.

2. Методы и методология проведения расчетов и экспериментальных работ

В данной главе описываются методы проведения расчетов и

2.1 Расчетные методы

Цель отопления – поддержание температуры внутреннего воздуха в помещении на заданном уровне. Температура воздуха в помещении зависит от назначения помещения, а в промышленных зданиях от характера выполняемых работ. В частности,

для жилых зданий - от 18 до 20°C ;

для промышленных зданий - от 16 до 20 °С;

для общественных зданий - от 14 до 25 °С.

Расчет отпуска тепла на отопление

Для поддержания температуры воздуха в помещении постоянной необходимо обеспечить равенство теплотерь и теплопритоков. Потери тепла обусловлены теплопередачей через ограждения, на которых перепад температур более 5 °С - , а также инфильтрацией, $Q_{\text{инф}}$ - затрат тепла на нагрев воздуха, поступающего извне через неплотности ограждений.

$$Q_T + Q_{\text{инф}} = Q_T \left(1 + \frac{Q_{\text{инф}}}{Q_T} \right) = Q_T (1 + \mu) \quad (2.1)$$

$\mu = \frac{Q_{\text{инф}}}{Q_T}$ – коэффициент инфильтрации.

В производственных помещениях тепло расходуется также на нагрев материалов и транспортных средств, поступающих извне - $Q_{\text{мт}}$.

Приток тепла в помещения осуществляется через отопительные установки - Q_0 и от внутреннего тепловыделения - $Q_{\text{вт}}$.

В общем случае баланс тепла можно записать в виде:

$$Q_T + Q_{\text{инф}} + Q_{\text{мт}} = Q_0 + Q_{\text{вт}} \quad (2.2)$$

Для жилых и общественных зданий:

$$Q_{\text{мт}} = Q_{\text{инф}} = Q_{\text{вт}} = 0, \text{ тогда } Q_0 = Q_T$$

Для производственных помещений:

$$Q_0 = Q_T (1 + \mu) + Q_{\text{мт}} - Q_{\text{вт}} \quad (2.3)$$

$Q_{\text{инф}}$ в производственных помещениях может составлять 25...35 % от Q_0

$$\mu = b \sqrt{2gL \left(1 - \frac{T_H}{T_B}\right) + W^2} \quad (2.4)$$

Здесь:

b – постоянная инфильтрации, $b=(35\dots40)10^{-2}$;

g –ускорение свободного падения;

L –высота проема в который поступает воздух;

T_H – температура наружного воздуха, К;

T_B – температура воздуха в помещении, К;

W – скорость ветра, м/с.

Определение расхода тепла на отопление по объему здания

$$Q = q_0 V (t_B - t_H) \quad (2.5)$$

где: q_0 – отопительная характеристика здания, зависящая от объема и назначения здания. Приводится в СНиП;

V - объем здания по наружному замеру.

Максимальные потери тепла и, соответственно, максимальный отпуск тепла на отопление определяется по расчетной температуре для отопления - t_{HO} . Это средняя температура наиболее холодной пятидневки из восьми зим за последние 50 лет.

При расчете по укрупненным показателям при отсутствии перечня зданий с указанием их назначения t_B принимают равной 18 °С, если $t_{HO} \geq -31$ °С и равной 20 °С, если $t_{HO} \leq -31$ °С.

Для жилых и общественных зданий расчетное количество тепла на отопление определяется по формуле:

$$Q_o = Q_B = q_0 V (t_B - t_{HO}) \quad (2.6)$$

При $t_H > t_{HO}$

$$Q_o = Q_o \frac{t_B - t_H}{t_B - t_{HO}} \quad (2.6)$$

Для экономного использования топлива большое значение имеет правильный выбор начала и конца отопительного периода. По СНиПу начало и конец отопительного периода принимается при значении среднесуточной температуры равной $+8$ °С. Для производственных помещений с внутренними тепловыделениями отопительный период начинается при той температуре наружного воздуха, при которой $Q_T = Q_{BT}$.

Для промышленных зданий:

При $t_H \leq t_{HO}$:

$$Q_o = q_0 V (t_B - t_{HO}) (1 + \mu) + Q_{MT} - Q_{BT} \quad (2.7)$$

При $t_H > t_{HO}$

$$Q_o = q_0 V \frac{t_B - t_H}{t_B - t_{HO}} (1 + \mu) + Q_{MT} - Q_{BT} \quad (2.8)$$

Длительность отопительного периода определяется числом суток с устойчивой среднесуточной температурой меньшей и равной $+8$ °С.

Определение расхода тепла на отопление по площади застройки

Такой способ определения расхода тепла применяется только для жилых районов. При $t_H \leq t_{HO}$

$$Q_o = q_F F (1 + k_1) \quad (2.9)$$

где:

q_F – отпуск тепла на 1 м² площади застройки, Вт/ м²;

F- площадь застройки, м².

$$F = f_{уд}z,$$

где: z – число жителей;

$f_{уд} = 12,5$ м² / чел – для зданий построенных до 1980 года;

$f_{уд} = 18$ м² / чел – для зданий, построенных после 1980 года;

$k_1 = 0.25$ – коэффициент, учитывающий отпуск тепла на отопление общественных зданий.

3. Реконструкция котельной с повышением мощности

3.1 Описание котельной подлежащей реконструкции

В связи с тем, что теплоснабжение жилых домов п. Удачный, г. Красноярск, Красноярский край осуществляется от угольной котельной. Необходимо найти замену угольному топливу, для того чтобы уменьшить выбросы производимые котельной. Так как район считается экологически чистым, выбираем газ в качестве топлива, что в свою очередь значительно улучшит экологическую обстановку района и г. Красноярска в целом. Для этого произведем замену существующим котлам, из-за износа, их реальный КПД существенно уменьшился, относительно паспортного значения. Высокий износ оборудования, а также частые поломки не позволяют обеспечить потребителя качественной тепловой энергией.

Данная котельная относится к классу твердотопливных и работает на буром угле марки 2Б добываемом в Бородинском разрезе, который в свою очередь входит в состав Канско-Ачинского угольного бассейна. Основой всех котельных являются теплогенерирующие установки. В нашем случае это 4 котла, расположенных на разных уровнях. Первый и второй котлы расположены на 0, а третий и четвертый ниже нулевой отметки. Теплогенерирующие установки расположенный на 0 это котлы марки КВ-1-ФС, а два других КВр-2.

Таблица 3.1.1 Параметры котлов.

Параметр	КВ-1-ФС	КВр-2
Теплопроизводительность котла Гкал/час	1,0	1,72
Площадь поверхности нагрева м ²	42	50
Максимальная температура воды на выходе в котел, °С	95	95
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	70	75
КПД, %	84,5	Не менее 83
Температура уходящих газов, °С	200	200
Масса, кг	1870	1832
Габариты, Д×Ш×В, м	3,282×2,244×3,250	2,750×1,850×2,9
Стоимость, тыс. руб.	600000	850000

Водогрейный котел КВр-2 используется в промышленности для получения горячей воды с температурой на выходе равной 115 °С и рабочим давлением до 0,6 (6,0) МПа (кгс/см). Котел используется в системах централизованного теплоснабжения для нужд отопления и горячего водоснабжения.

Водогрейный котел 2 МВт (Рис 2.1.1) выполняется двухблочным - блок котла и ручная колосниковая топка. Блок котла представляет собой сварную конструкцию, состоящую из трубной системы (радиационной и конвективной поверхности нагрева), опорной рамы и каркаса с теплоизоляционными материалами, обшитого листовой сталью. Котел 2 МВт имеет башенную компоновку. Топочная камера котла состоит из труб диаметром 57х3,5 мм. Конвективная поверхность нагрева состоит из пакетов выполненных из труб диаметром 57х3,5 мм змеевиковой формы, для интенсификации теплообмена трубы пакетов расположены в шахматном порядке, между ребрами змеевиков вварены пластины. Газы в конвективной части проходят один ход и выходят через газоход в верхней части задней

стенки котла. Топочная камера водогрейного котла выполнена газоплотной путем плавникового оребрения. В газоплотной части котельного блока изоляция выполнена облегченной из плит ПТЭ. В негазоплотной части котельного блока теплоизоляция выполнена из муллитокремнеземистого картона и войлока. Обшивка водогрейного котла выполнена из стальных листов. Для очистки конвективных поверхностей нагрева от сажистых и золовых отложений предусмотрен люк.



Рис. 2.1.1

Под решеткой котельный блок имеет воздушный короб с лючком для очистки короба от золы и шлака. Короб служит для распределения воздушного потока, поданного вентилятором. В нижней части конвективной поверхности находится зольный бункер с лючком для очистки его от золы. Топливо забрасывают равномерным слоем на колосники через загрузочное окно, закрываемое топочной дверцей. Зола проваливается через отверстия в колосниках в воздушный короб-зольник. Аналогично устроен котёл КВ-1-ФС (Рис. 2.1.2).



Рис. 2.1.2

На каждую пару котлов установлен свой дымосос. Для котлов КВр-2 стоит дымосос ДН-12.5-1500 (Рис. 2.1.3), а для котлов КВ-1-ФС установлен ДН-8-1500 также есть резервный дымосос ДН-12.5-1500.



Рис. 2.1.3

К потребителям подают воду с помощью сетевого насоса Д320/50 в резерве стоят два насоса: 1) Д320/50 2) Д200/36. В случае отключения холодной воды, есть резервный бак к нему подключен подпиточный насос, благодаря которому поддерживается необходимое давление холодной воды.

Верхние котлы работают на ручной подаче угля для нижних установлены ПМЗ (пневно-механический забрасыватель). На ПМЗ сверху установлены бункера. Загрузку топлива осуществляют с помощью норрии, после чего уголь попадает на транспортерную ленту, а по ней при помощи раскателей, он попадает в бункера.

3.2 Замена котельного оборудование, проведение расчетов.

Город – Красноярск

Температура внутреннего воздуха $t_{в} = 20^{\circ}\text{C}$

Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха меньше 8°C - 234 сут.

Температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневке $t_{н,0} = -40^{\circ}\text{C}$

Определение расхода теплоты на отопление по площади застройки

$$Q_0 = q_f \cdot F \cdot (1 + k_1) \quad (3.1)$$

$q_f = 80 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$ – отопительная характеристика или отпуск теплоты на 1 м^2

площади застройки

F – общая площадь отапливаемых домов

k_1 – коэффициент учитывающий отпуск теплоты на отопление

$$Q_0 = 80 \cdot 55563 \cdot (1 + 0,25) = 5,56 \text{ МВт}$$

Расчетное значение нагрузки на систему отопления для температуры +8

$$Q_0^{+8} = 5,56 \cdot \frac{20 - 8}{20 + 34} = 1,23 \text{ МВт}$$

Годовой расход воды на отопление

$$Q_0^{\text{год}} = Q_{\text{год}} \cdot n_0 \quad (3.2)$$

$n_0 = 86400 \cdot 234$ – продолжительность работы системы отопления

$$Q_0^{\text{год}} = 2,46 \cdot 86400 \cdot 234 = 46,33 \cdot 10^6 \text{ МВт}$$

Значения температур сетевой воды в зависимости от температур наружного воздуха определяются методом регулирования тепловых нагрузок и температурным графиком тепловой сети. В данном случае – качественное регулирование по отопительной нагрузке в закрытой системе теплоснабжения при температурном графике теплосети 95/70 °С.

Независимо от метода регулирования тепловых нагрузок необходимо учитывать, что при любых температурах наружного воздуха температура сетевой воды в подающем трубопроводе не может опускаться ниже заданной $t_r = 65^\circ\text{С}$. Поэтому при определенной температуре наружного воздуха происходит смена метода регулирования с качественного на количественное.

Температуры воды в подающем и обратном трубопроводах:

$$t_{01} = t_B + \Delta t_0 \cdot Q_0^{0,8} \cdot (\delta t_0 - 0,5 \cdot \theta_0) \quad (3.3)$$

$$t_{02} = t_B + \Delta t_0 \cdot Q_0^{0,8} \cdot (\delta t_0 - 0,5 \cdot Q_0 \cdot \theta_0) \quad (3.4)$$

где:

Δt_0 – температурный напор отопительного прибора при расчетном режиме, °С;

Q_0 – относительная величина нагрузки отопления, °С;

θ_0 - перепад температур в узле смешения при расчетном режиме, °C;
 t_{01} - расчетная температура воды в подающем трубопроводе, 95 °C;
 t_{02} - расчетная температура воды в обратном трубопроводе, 70 °C;
 t_{03} - температура воды в стояке местной системы после смешения на вводе, 90°C;

$$\Delta t_0 = \frac{t_{03} + t_{02}}{2} - t_B \quad (3.5)$$

$$\Delta t_0 = \frac{90 + 70}{2} - 20 = 60^\circ\text{C}$$

$$Q_0 = \frac{t_B + t_H}{t_B - t_{HO}} \quad (3.6)$$

$$\delta t_0 = t_{01} - t_{02} \quad (3.7)$$

$$\delta t_0 = 95 - 70 = 25^\circ\text{C}$$

$$\theta_0 = t_{03} - t_{02} \quad (3.8)$$

$$\delta t_0 = 90 - 70 = 20$$

Таблица 3.2.1 – Температура сетевой воды

t_H °C	+8	-9	-10	-13	-16	-19	-22	-25	-28	-31	-34	-37
t_{01} °C	50	51,7	53,4	58,3	63,2	67,9	72,6	77,2	81,7	86,2	90,6	95
t_{02} °C	44,3	41,3	42,4	45,8	49,1	52,3	55,4	58,4	61,4	64,3	67,2	70

t_{01} – температура воды в подающем трубопроводе, °C.

t_{02} – температура воды в обратном трубопроводе, °C.

Максимальная тепловая нагрузка (с учетом потерь в тепловых сетях) при расчётной температуре наружного воздуха $t_{HO} = -40$ °C

$$Q_0 = 5,56 \text{ МВт}$$

Расход тепла на собственные нужды отопительной котельной 3%, таким образом, суммарная мощность котельных агрегатов должна составлять[7].

$$5,56 \text{ МВт} \cdot 1,03 = 5,72 \text{ МВт}$$

Температурный график котлового контура 115/70 °С

Температурный график тепловой сети 95/70 °С

Топливо для работы котельной – комбинированное: газ или дизельное топливо.

В соответствии с исходными данными и результатами расчета нагрузок на отопление, а также с учетом параметров теплоносителя принимаю к установке 4 котла Viessmann Vitoplex 300 2000кВт, при этом общая мощность котельной составит 8МВт. Котельные агрегаты Viessmann Vitoplex 300 зарекомендовали себя как надежное, легко монтируемое и эффективное оборудование с КПД при работе на жидком топливе: 90% (Hs)/96% (Hi). Для котлов Viessmann Vitoplex 300 применяются комбинированные горелки фирмы Weishaupt WM-GL20

Таблица 3.2.2 – Техническая характеристика котлов Viessmann Vitoplex

300

Наименование	Ед.изм.	Viessmann Vitoplex 300
Теплопроизводительность	МВт (Гкал/ч)	2000(1720)
Рабочее давление теплоносителя	Мпа	0,6
Номинальная температура воды: - на входе - на выходе	°С	80 110
Температура уходящих газов	°С	160-175
Водяной объем котла	м ³	2,315

Основные преимущества:

1. Многослойные конвективные теплообменные поверхности обеспечивают высокую эксплуатационную надежность и длительный срок службы.
2. Рост нормативного КПД за счет утилизации тепла конденсации посредством теплообменника уходящих газов/ воды из нержавеющей стали Vitotrans 300.
3. Трехходовая система газоходов котлового блока при низкой теплонапряженности камеры сгорания обеспечивает минимальное выделение окислов азота.
4. Нет никаких ограничений по минимальному расходу теплоносителя – широкие проходы между жаровыми трубами и большое водонаполнение котлового блока обеспечивают эффективную естественную циркуляцию и гарантированный перенос тепла в результате упрощается гидравлическая стыковка котла с системой.

5. Интегрированная пусковая схема “Therm-Control” заменяет подмешивающий насос или комплект подмешивающего устройства и экономит время на монтаж и уменьшает затраты
6. Экономичная и надежная эксплуатация отопительной установки за счет использования цифрового контроллера Vitotronicc функцией информационного обмена. Стандартизированная телекоммуникационная шина LON-BUS позволяет полностью интегрировать контроллер в домовые системы диспетчерского управления.

Была изменена тепловая схема. Котельная стала более компактной, в первую очередь из-за установки новых котлов, которые стали занимать меньшую площадь.

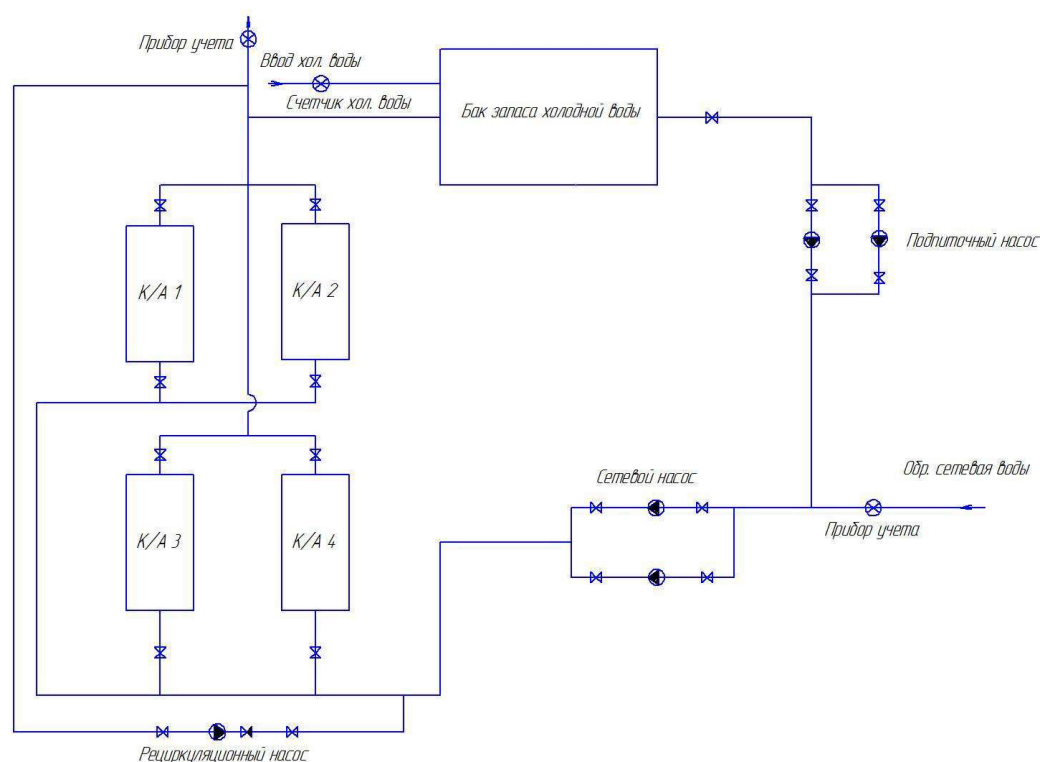


Рисунок 3.2.1 – Тепловая схема

Выбор сетевых насосов

Сетевые насосы водогрейных котлов являются основными элементами тепловых схем котельных. Согласно правилам, в котельных с водогрейными

котлами и подогревателями сетевой воды должно быть установлено не менее двух сетевых насосов. Количество устанавливаемых насосов и их единичная подача определяются исходя из условий обеспечения наиболее экономичной их работы в течение года. Суммарная подача сетевых насосов в котельной должна быть такой, чтобы при выходе из строя любого насоса оставшиеся обеспечивали подачу максимального расхода сетевой воды. В системах, имеющих летнюю нагрузку на горячее водоснабжение, выбор сетевых насосов производят с учетом летнего режима работы тепловых сетей.

В качестве насоса сетевой воды выбирается существующий насос ЦН 400-105б.

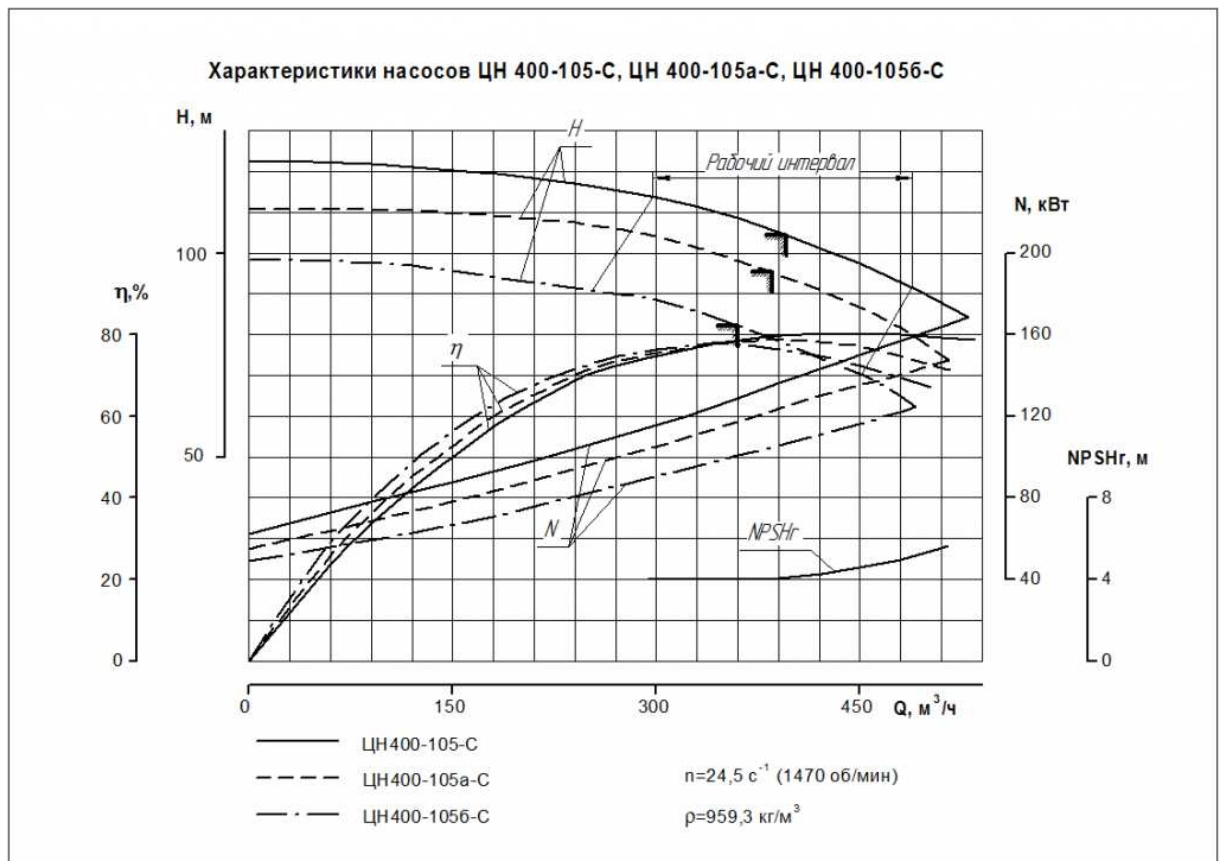


Рисунок 3.2.2 – Характеристики насоса ЦН 400-105б

Предназначен для перекачивания воды с температурой до 105 °С в системах водоснабжения промышленных и коммунальных объектов.

Насос центробежный, горизонтальный, спирального типа, двухступенчатый, с рабочими колесами одностороннего входа, с сальниковыми уплотнениями с подшипниками качения, с приводом от электродвигателя или дизельного двигателя.

Выбор циркуляционных насосов

Для обеспечения циркуляция через котлы устанавливается 2 индивидуальных одноступенчатых низконапорных центробежных насоса WIL0-VeroLineIPL100/165-2,2/4 (Германия), имеющих следующие[8]

Особенности и преимущества Wilo-VeroLine IPL:

Серийные моторы с более высоким коэффициентом полезного действия; начиная с номинальной мощности 0,75 кВт, моторы выполнены по технологии IE2

- Высокая степень защиты от коррозии благодаря катафорезному покрытию.

- Серийные отверстия для удаления конденсата в кожухе мотора и соединительных элементах (в зависимости от серии)

- Серийное исполнение: мотор с неразъемным валом

- Исполнение N: стандартный мотор B5 или V1 со вставным валом из нержавеющей стали

- Скользящее торцевое уплотнение, принудительно омываемое и независимое от направления вращения.

- Удобный монтаж благодаря ножкам с резьбовыми отверстиями в корпусе насоса[8].

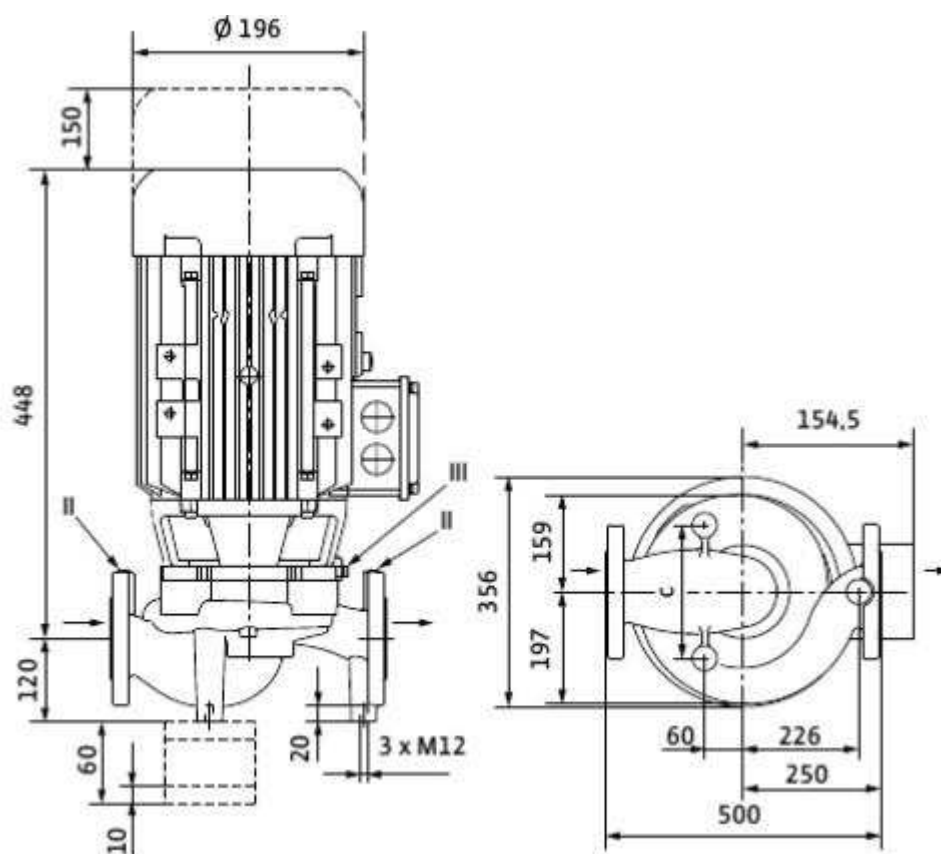


Рисунок 3.2.3 – Насос WILO-VeroLine IPL100/165-2,2/4

Выбор подпиточного насоса

Максимальный расход на подпитку тепловой сети $G = 7.84 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Подпитка тепловой сети обеспечивается Wilo-Jet FWJ-204-EM/2

Выбор горелочных устройств

Промышленные образцы газовых напорных горелок должны быть испытаны в заводских условиях. Кроме того, необходимо соблюдать требования к газотопочным установкам, а также действующие для них директивы и указания. Для комбинирования котла с горелкой необходимо проверить, выполняются ли требования производителя выбранной горелки, предъявляемые к геометрии топочного пространства выбранного котла. Горелка должна надёжно преодолевать сопротивление топочного газа теплофикационного водогрейного котла [9]. Для 4 котлов Viessmann Vitoplex 300 выбраны 4 горелки фирмы Weishaupt WM-GL20. Газовая горелка Weishaupt WM-GL20 поставляется в стандартном исполнении или под заказ.

По типу регулирования горелки имеют два исполнения: модулируемые или прогрессивные (плавно-двухступенчатые). Несомненным лидером в эффективности работы являются модулируемые газовые горелки, так как они обеспечивают:

- постоянное поддержание заданной температуры с минимальными отклонениями.
- экономию сжигаемого топлива.
- уменьшение температурных нагрузок на теплообменник котла, что значительно продлевает его эксплуатационный срок.

Также, горелки оснащаются системой электронного управления, что гарантирует высокую точность настройки и регулирования. Корпус горелки выполнен из высокопрочного алюминиевого сплава со встроенным воздушным вентилятором. Система управления горелкой устанавливается непосредственно на корпусе (по запросу возможно изготовление отдельного шкафа управления для размещения его в другом помещении). Полностью автоматическая горелка обеспечивает бесперебойную работу и экономию топлива (при соблюдении правил эксплуатации и настройки). Шумовые характеристики горелки были улучшены за счет встроенного звукопоглощающего кожуха воздушного вентилятора из специальных материалов. Для котла Viessmann Vitoplex 300 выбрана горелка Weishaupt WM-GL20[10].

3.3 Повышение уровня автоматизации за счет применения современных систем

Автоматизация - это применение комплекса средств, позволяющих осуществлять производственные процессы без непосредственного участия человека, но под его контролем. Автоматизация производственных процессов приводит к увеличению выпуска, снижению себестоимости и улучшению качества продукции, уменьшает численность обслуживающего

персонала, повышает надежность и долговечность машин, дает экономию материалов, улучшает условия труда и техники безопасности.

Автоматизация освобождает человека от необходимости непосредственного управления механизмами. В автоматизированном процессе производства роль человека сводится к наладке, регулировке, обслуживанию средств автоматизации и наблюдению за их действием.

По уровню автоматизации теплоэнергетика занимает одно из ведущих мест среди других отраслей промышленности. Теплоэнергетические установки характеризуются непрерывностью протекающих в них процессов. При этом выработка тепловой и электрической энергии в любой момент времени должна соответствовать потреблению (нагрузке). Почти все операции на теплоэнергетических установках механизированы, а переходные процессы в них развиваются сравнительно быстро. Этим объясняется высокое развитие автоматизации в тепловой энергетике.

Автоматизация параметров дает значительные преимущества:

- обеспечивает уменьшение численности рабочего персонала, т.е. повышение производительности его труда;
- приводит к изменению характера труда обслуживающего персонала;
- увеличивает точность поддержания параметров вырабатываемого пара;
- повышает безопасность труда и надежность работы оборудования;
- увеличивает экономичность работы парогенератора.

Автоматизация котельных установок включает в себя автоматическое регулирование, дистанционное управление, технологическую защиту, теплотехнический контроль, технологические блокировки и сигнализацию.

Автоматическое регулирование обеспечивает ход непрерывно протекающих процессов в парогенераторе (питание водой, горение, уровень воды в барабане котла, перегрев пара и других)

Дистанционное управление позволяет дежурному персоналу пускать и останавливать парогенерирующую установку, а так же переключать и

регулировать ее механизмы на расстоянии, с пульта, где сосредоточены устройства управления.

Теплотехнический контроль за работой котельных установок и оборудования осуществляется с помощью показывающих и самопишущих приборов, действующих автоматически. Приборы ведут непрерывный контроль процессов, протекающих в парогенераторной установке, или же подключаются к объекту измерения обслуживающим персоналом или информационно-вычислительной машиной. Приборы теплотехнического контроля размещают на панелях, щитах управления по возможности удобно для наблюдения и обслуживания.

Технологические блокировки выполняют в заданной последовательности ряд операций при пусках и остановках механизмов котельной установки, а так же в случаях срабатывания технологической защиты. Блокировки исключают неправильные операции при обслуживании парогенераторной установки, обеспечивают отключение в необходимой последовательности оборудования при возникновении аварии. Устройства технологической сигнализации информируют дежурный персонал о состоянии оборудования (в работе, остановлено и тому подобное.), предупреждают о приближении параметра к опасному значению, сообщают о возникновении аварийного состояния парогенератора и его оборудования. Применяются звуковая и световая сигнализация.

Обоснование необходимости автоматизации котельной установки

Котельные относятся к опасным производственным объектам и лавное требование к ним это обеспечение должного уровня безопасности. Эксплуатация котлов должна обеспечивать надежную и эффективную выработку пара требуемых параметров.

Исходя из этих требований стали широко применяться автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), которые без постоянного присутствия человека поддерживают оптимальность технологического процесса и повышают эффективность, они

базируются на использовании современных средств вычислительной и микропроцессорной техники, то есть - это совокупность аппаратно-программных средств, осуществляющих контроль и управление технологическим процессом. АСУ ТП поддерживает обратную связь и воздействует на ход процесса при отклонении его от заданных режимов [11].

Схема автоматизации регулирования и контроля парового котлоагрегата должна предусматривать следующие системы:

- система автоматического регулирования и контроля тепловой нагрузки котла;
- система автоматического регулирования и контроля питания котла;
- система автоматического регулирования и контроля соотношения газ-воздух;
- система автоматического регулирования и контроля разрежения в топке котла;
- система автоматического контроля давления;
- система автоматического контроля температуры;
- система автоматической отсечки газа.

Использование программно-логических контроллеров позволяет изменить и подстроить алгоритм работы котельной при помощи ввода новой программы, либо простой коррекцией запрограммированной программы.

Устройства технологической сигнализации информируют дежурный персонал о состоянии оборудования (в работе, остановлено и т.п.), предупреждают о приближении параметра к опасному значению, сообщают о возникновении аварийного состояния парогенератора и его оборудования. Применяются звуковая и световая сигнализация.

Эксплуатация котлов должна обеспечивать надежную и эффективную выработку пара требуемых параметров и безопасные условия труда персонала. Для выполнения этих требований эксплуатация должна вестись в точном соответствии с законоположениями, правилами, нормами и руководящими указаниями, в частности, в соответствии с «Правилами

устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов» Госгортехнадзора, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей», «Правилами технической эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей» и др. [12].

На основе указанных материалов для каждой котельной установки должны быть составлены должностные и технологические инструкции по обслуживанию оборудования, ремонту, технике безопасности, предупреждению и ликвидации аварий и т.п. Должны быть составлены технические паспорта на оборудование, исполнительные, оперативные и технологические схемы трубопроводов различного назначения. Знание инструкций, режимных карт работы котла и указанных материалов является обязательным для персонала. Знания обслуживающего персонала должны систематически проверяться.

В настоящее время существующий парк котельных активно обновляется и модернизируется, однако число требующих реконструкции объектов еще велико. В особенно удручающем состоянии находятся системы автоматизации. Во многих регионах России износ средств автоматизации котельных составляет 60...80 %, а по некоторым позициям, например автоматическим системам безопасности, в отдельных случаях может приближаться к 100 %.

Поскольку продолжительность эксплуатации оборудования существенно превысила запланированные сроки службы (по автоматическим системам безопасности в несколько раз), то особенно важным становится вопрос о дальнейшей безаварийной работе оборудования. Проблема усугубляется отсутствием запасных частей и комплектующих изделий, что крайне затрудняет поддержание оборудования в работоспособном состоянии. Разумеется, оптимальным решением судьбы изношенного оборудования была бы его полная замена на современное, однако из-за ограниченности средств этот вопрос часто решается с минимальными затратами: меняется только то, что уже больше не может работать. Чтобы установить

возможность дальнейшей эксплуатации технических средств котельной, необходимо провести диагностику оборудования. Для определения состояния котельной арматуры (секций, труб, задвижек и т.п.) существует несколько методов, например рентгеноскопический, позволяющий с достаточной степенью вероятности прогнозировать работоспособность указанного оборудования. Со средствами автоматики ситуация более тяжелая. Внедренная еще в 70-80-х годах прошлого века котельная автоматика кардинально не соответствует требованиям существующих на сегодняшний день СНиПов, ПБ и инструкций по безопасности. Многие виды средств автоматики морально устарели и снимаются с производства. Не выполняются требования контроля герметичности газовых блоков, автоматического (без участия оператора) розжига горелок и котла, автоматического регулирования параметров. Такие системы часто работают в ручном режиме, что абсолютно недопустимо [13].

Таким образом, даже если тепломеханическая часть котельных может (при положительных результатах диагностики) эксплуатироваться дальше, то электронные приборы автоматики однозначно нуждаются в замене. Отсутствие автоматики безопасности или использование ее устаревших конструкций нередко приводит к тяжелым последствиям.

Опыт автоматизации промышленных котельных свидетельствует о том, что регулирование процесса горения и питание котлов дает до 8 % экономии топлива, увеличивает к. п. д. котла на (7-8) %, обеспечивает работу топки с избытками воздуха, близкими к оптимальным, сокращает расходы электроэнергии на дутье и тягу, уменьшает объем ремонтных работ и повышает культуру обслуживания.

Для автоматизации котлов будет применяться система Vitotronic200. С ним устанавливаются принадлежности:

Таблица 3.3.1 – Принадлежности к автоматике Vitotronic200[14]

Устройство	Наименование	Функции
	Модуль гелиоустановки	<p>Принадлежность к системе управления Vitotronic 100 и Vitotronic 200 для всех жидкотоплевных и газовых котлов напольного и настенного исполнения и каскадного регулирования</p> <ul style="list-style-type: none"> - для поддержки отопления и ГВС солнечными коллекторами
	Смесительный модуль	<p>Применяется в сочетании с модулем управления гелиоустановкой для “отопительного контура со смесителем”. Возможность настенного или смешанного вида монтажа.</p>
	Divicon	<p>Управление отопительными контурами</p> <ul style="list-style-type: none"> - предварительно смонтированный - высокоэффективные насосы Wilo и Grund-fos, опционально ступенчатые насосы - предварительно смонтированный блок для контура отопления - возможность интеграции в систему отопления внутренней и наружной установки
	VITOSOFT 300	<p>Обеспечивает быстрый анализ работы оборудования отопительной установки и моментальную настройку системы управления котлов или тепловых насосов.</p> <p>Широкие возможности сервисной программы для диагностики работы отопительной установки, включая дистанционный мониторинг ошибок и неисправностей.</p>

Также будет использована инновационная система ViessmannTeleControl для мониторинга работы отопительной установки: как проводных, так и беспроводных.

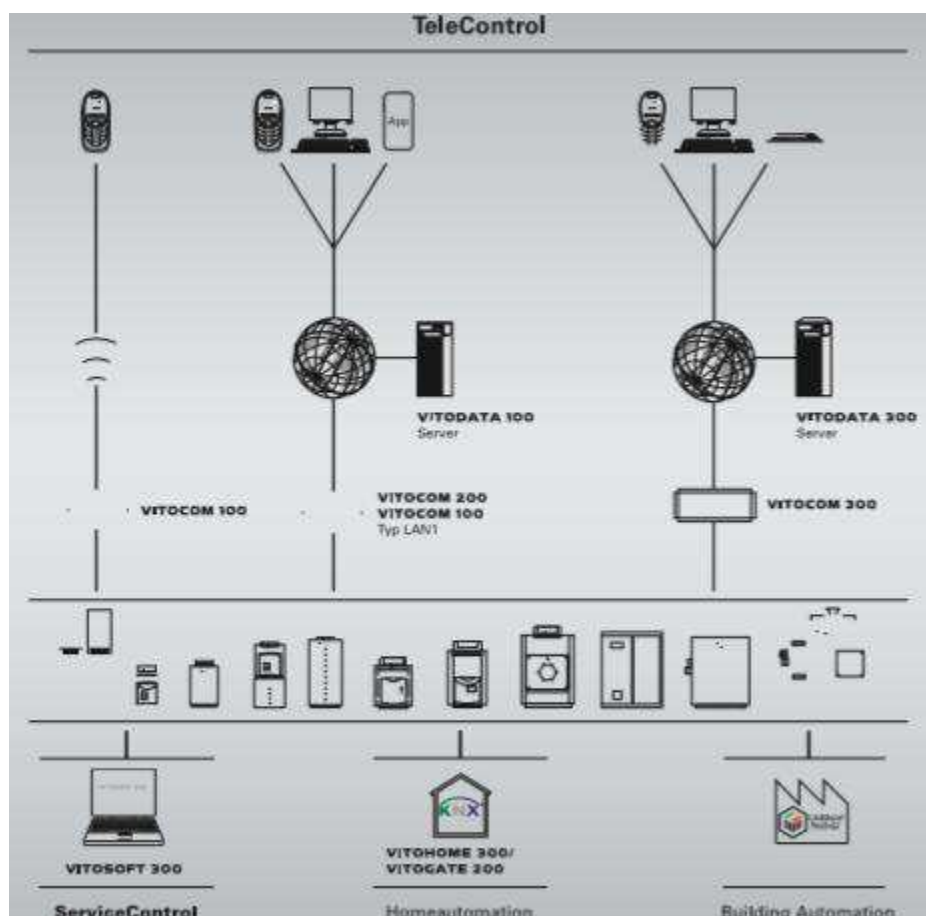


Рисунок 3.3.1 – Принцип работы системы TeleControl[14]

1. Мобильный доступ из любой точки мира в любое время суток
2. Легкость сервисного и технического обслуживания
 - простое в применении, при вводе в эксплуатацию, сервисом и ремонтом обслуживании новое устройство Vitodata 300 позволяет дистанционно следить за работой отопительного оборудования и анализировать ошибки и неисправности, возникающие при работе котлов, своевременно применяя меры по их устранению.
3. Создание сети управления через DSL-роутер

- DSL соединение предполагает, как правило, без лимитную тарификацию, что позволяет с успехом применять эту систему для дистанционного мониторинга и управления.

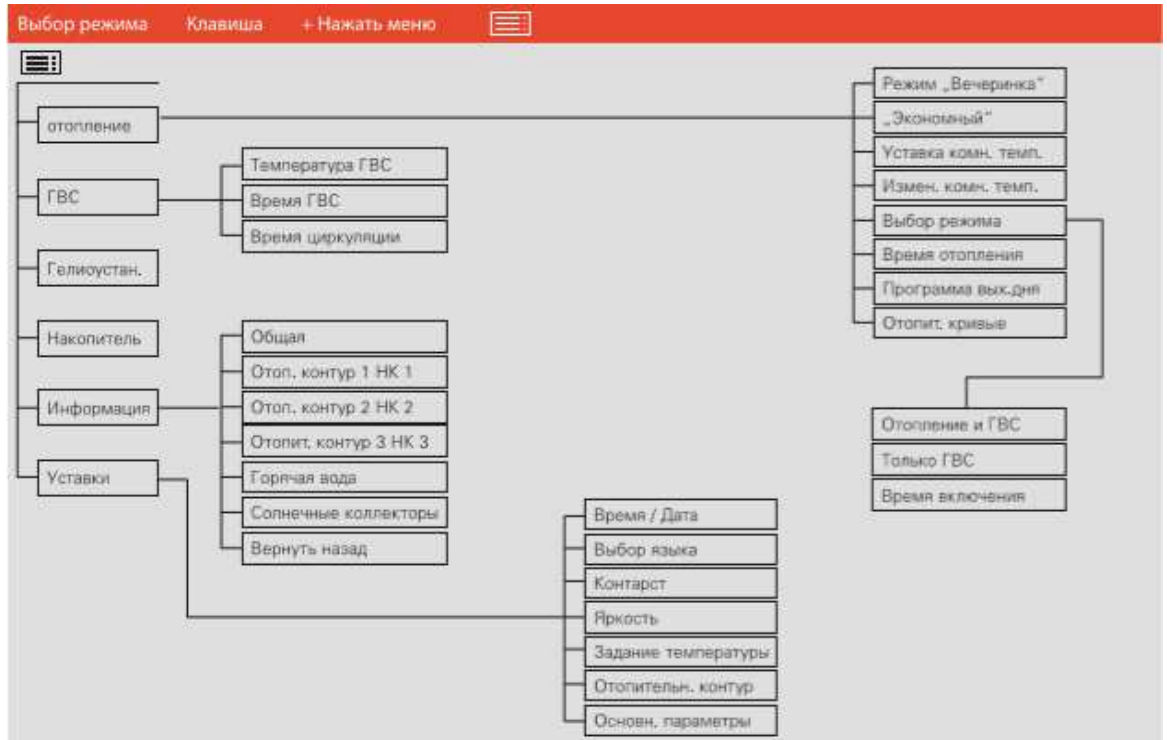


Рисунок 3.3.2 –Структура меню системы управления Vitotronic[14]

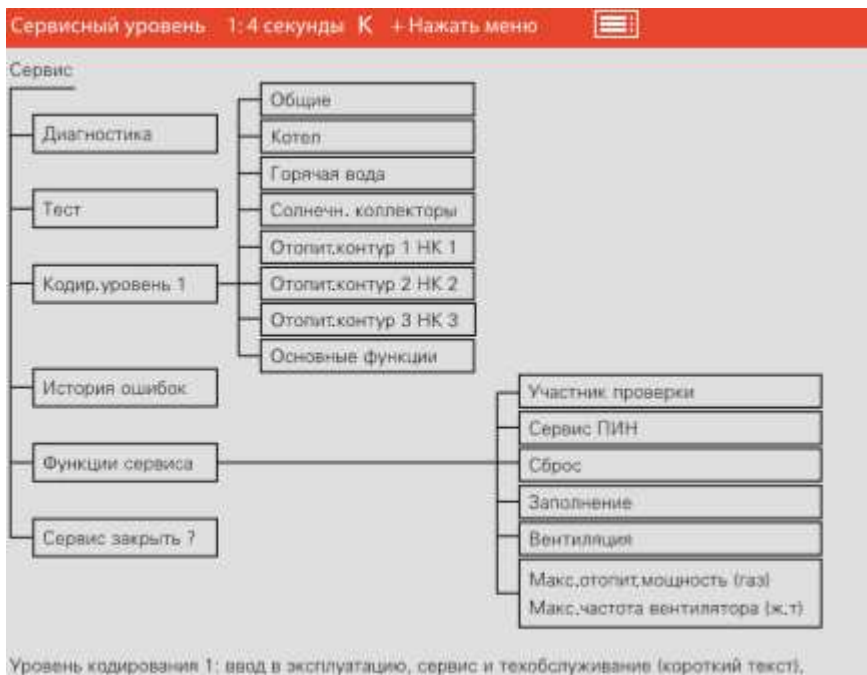


Рисунок 3.3.3 –Структура меню системы управления Vitotronic[14]

Персонал, обслуживающий данный агрегат постоянно должен иметь ясное представление о режиме работы на основании показаний контрольно-измерительных приборов, которыми должен быть оснащен котел. Эти приборы делятся на пять групп:

- расход горячей воды, топлива, воздуха, дымовых газов
- уровня воды, газа, воздуха и для измерений разряжения в элементах и газах котла и вспомогательного оборудования

- температура воды, топлива, воздуха и дымовых газов

- уровня воды в баках, уровня топлива в емкостях

- качественного состава дымовых газов и воды

С помощью регулирования решаются следующие основные задачи:

- регулирование в определенных пределах заранее заданных значений величин, характеризующих процесс

- управление, т.е. осуществление обычно дистанционно периодических операций

- защита оборудования от повреждений из-за нестабильности процессов

- блокировка, которая обеспечивает автоматическое выключение и выключение оборудования, вспомогательных механизмов и органов управления с определенной последовательностью, обусловленной технологическим процессом[15].

В данной котельной объем средств автоматизации соответствует требованиям “правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов”, “Правил безопасности в газовом хозяйстве”, СНиП П-35-76.

Четыре котла Viessmann Vitoplex 300 подключены к системе теплоснабжения через теплообменники и образуют независимый «котловой контур». Котлы установлены в котельном зале. Аппаратура управления и регулирования котлами размещена в щитах 1-ЩК, 2-ЩК, 3-ЩК, 4- ЩК, разработана на базе регуляторов Vitotronic 200. Предусмотрено два режима

управления котлом автоматический и ручной. В автоматическом режиме пуск происходит по команде контроллера. При ручном режиме управление включения котла производится кнопкой со щита управления, регулирование температуры воды на выходе из котла кнопками «Больше/ Меньше»

Включение рециркуляционного насоса котла в автоматическом режиме производится по команде прибора температуры воды в котле (датчик температуры устанавливается в патрубке предохранительного клапана).

Котлы оборудованы автоматизированными газовыми горелками WeishauptWM-GL20 в количестве 4 штук.

Автоматизация горелок предусматривает:

- 1) автоматический розжиг горелки
- 2) поддержание заданной температуры
- 3) регулирование соотношения «газ-воздух»
- 4) автоматическую отсечку подачи газа к горелке при:
 - повышении давления газа к горелке
 - повышении давления воды на выходе из кола
 - понижении давления воды на выходе из котла
 - повышение температуры воды на выходе из котла
 - отсутствие противотока
 - исчезновение напряжения

Защиты по понижению давления газа к горелке, понижению воздуха к горелке, погасанию пламени заложены в автоматике горелки.

Щиты 1-ЩК, 2-ЩК, 3-ЩК, 4- ЩК установлены у фасадов котлов.

Аппаратура управления насосами котлового контура, подпиточными насосами и вспомогательным оборудованием расположена в общекотельном щите.

Контроллер выполняет следующие функции:

- каскадное включение котлов в зависимости от температуры наружного воздуха;

- АВР и управление насосами котлового контура и подпиточными насосами;

- аварийная сигнализация.

Предусмотрено два режима управления насосами: автоматический и ручной. В автоматическом режиме управление насосами осуществляется от контроллера. В ручном режиме управления пуск подпиточного насоса происходит по датчику давления на линии подпитки котлового контура, сигнализация аварии насосов по датчику давления в напорном трубопроводе насосов. Пуск насосов котлового контура производится кнопками по месту, сигнализация аварии насосов по датчику давления в напорном трубопроводе.

Приборы и средства автоматизации должны быть заземлены согласно ПУЭ0 присоединены к общему контуру заземлителя. Кроме приборов, выведенных на щит управления, применяется местная установка контрольно – измерительных приборов:

- термометров для измерения температур воды; манометров для измерения давления;

- расходомеров;

На шкале манометра должна быть нанесена красная черта на уровне деления, соответствующего рабочему давлению для данного элемента с учетом добавочного давления от веса столба жидкости.

Манометр должен быть установлен так, чтобы его показания были отчетливо видны обслуживающему персоналу, при этом шкала его должна быть расположена вертикально или с наклоном вперед до 30° для улучшения видимости показаний.

Для водогрейных котлов приборы для измерения температуры воды должны быть установлены на входе и выходе воды.

Допустимая температура горячей воды должна быть отмечена на шкале термометра красной чертой.

Котельная работает с постоянным присутствием рабочего персонала.

3.4 Снижение вредных выбросов в окружающую среду

После очистки в дымовых газах от вредных примесей, в любом случае остаются вредные вещества, особенно газообразные, количество которых может значительно превосходить предельно допустимую концентрацию (ПДК) этих веществ в атмосфере [16]. Основным методом снижения концентрации выбросов на уровне земли является рассеивание их через высокие дымовые трубы [17]. Из дымовых труб поток газов выбрасывается в высокие слои атмосферы, перемешивается с воздухом, за счет чего концентрация вредных веществ на уровне дыхания снижается до нормативного значения. К тому же окислы азота и серы, попавшие в атмосферу, там не накапливаются, т.к. под действием ультрафиолетового излучения сравнительно быстро происходит самоочищение. В котельной устанавливаются четыре водогрейных котла мощностью 2 МВт. Топливом будет природный газ. Природный газ - это самое распространенное топливо на сегодняшний день. Природный газ так и называется природным, потому что он добывается из самых недр Земли. Процесс горения газа является химической реакцией, при которой происходит взаимодействия природного газа с кислородом, который содержится в воздухе. Необходимо организовать отвод продуктов сгорания в атмосферу. Полное горение достигается в том случае, если в продуктах сгорания выходящих в атмосферу отсутствуют горючие вещества. При этом углерод и водород соединяются вместе и образуют углекислый газ и пары воды. Визуально при полном сгорании пламя светло-голубое или голубовато-фиолетовое. Кроме этих газов в атмосферу с горючими газами выходит азот и оставшийся кислород. Если сгорание газа происходит не полностью, то в атмосферу выбрасываются горючие вещества – угарный газ, водород, сажа. Неполное сгорание газа происходит вследствие недостаточного количества воздуха. При этом визуально в пламени появляются языки копоти. Содержание СО в воздухе 0,01-0,02% может вызвать легкое отравление. Более высокая концентрация может привести к тяжелому отравлению и смерти. Образующаяся сажа оседает на стенках котлов ухудшая тем самым передачу тепла

теплоносителю снижает эффективность работы котельной. Сажа проводит тепло хуже метана в 200 раз.

3.4.1 Расчет концентрации вредных выбросов

- температура уходящих газов $t = 160^{\circ}\text{C}$ ($T = 433\text{K}$);
- расчетная температура в зимний период -34°C ;
- тепловая мощность котельной в зимний период от проектируемых котлов $Q_3 = 8 \text{ МВт}$;

- температура при нормальных условиях 0°C ($T=273\text{K}$)

Топливом служит природный газ.

- топливо – природный газ:

$$CH_4 = 94,2 \%$$

$$C_2H_6 = 3\%$$

$$C_3H_8 = 0,89\%$$

$$C_4H_{10} = 0,39\%$$

$$C_5H_{12} = 0,17\%$$

$$C_6H_{14} = 0,13\%$$

$$N_2 = 3\%$$

$$CO_2 = 3\%$$

Низшая теплота сгорания газа $Q_H^p = 37,56 \text{ МДж/кг}$

Состав и количество продуктов сгорания

Теоретически необходимый объем воздуха при $\alpha = 1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ для газообразного топлива [18]

$$V^0 = 0,0476 \cdot [0,5 \cdot CO + 0,5 \cdot H_2 + 1,5 \cdot H_2S + \sum (m + 0,25 \cdot n) \cdot C_m H_n - O_2] \quad (3.9)$$

Где m, n – числа атомов углерода и водорода в химической формуле углеводородов, входящих в состав топлива.

$$V^0 = 0,047 \cdot [(1 + 1) \cdot 94,2 + (2 + 1,5) \cdot 3 + (3 + 2) \cdot 0,89 + (4 + 2,5) \cdot 0,39 + (5 + 3) \cdot 0,17 + (6 + 3,5) \cdot 0,13] = 9,904 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем продуктов сгорания при $\alpha = 1 \text{ м}^3/\text{м}^3$

- объем трехатомных газов:

$$V_{RO_2}^0 = 0,01[CO_2 + CO + \sum m \cdot C_m H_n] \quad (3.10)$$

$$V_{RO_2}^0 = 0,01[0,4 + 1 \cdot 94 + 2 \cdot 3 + 3 \cdot 0,89 + 4 \cdot 0,39 + 5 \cdot 0,17 + 6 \cdot 0,13] = 1,0626 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

- объем двухатомных газов:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,01 \cdot N_2 \quad (3.10)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,904 + 0,01 \cdot 0,9 = 7,833 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

- объем водяных паров:

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot \left[H_2S + H_2 + \sum 0,5 \cdot n \cdot C_m H_n + 0,124 \cdot d_{г.тл.} \right] + 0,0161 \cdot V^0 \quad (3.11)$$

где $d_{г.тл.}$ - влагосодержание топлива, относительно к 1 м^3 сухого газа.

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot [0,5 \cdot 4 \cdot 94 + 0,5 \cdot 6 \cdot 3 + 0,5 \cdot 8 \cdot 0,89 + 0,5 \cdot 10 \cdot 0,39 + 0,5 \cdot 12 \cdot 0,17 + 0,5 \cdot 14 \cdot 0,13 + 0,124 \cdot 10] + 0,0161 \cdot 9,904 = 2,215 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем дымовых газов при нормальных условиях:

$$V_{\Gamma} = V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (3.11)$$

$$V_{\Gamma} = 1,0626 + 7,833 + 2,215 + (1,05 - 1) \cdot 9,904 = 11,605 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Расчетный объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании топлива за одну секунду:

$$V_p = \frac{P_{\text{н\у}} \cdot V_{\text{н\у}} \cdot T_{\text{yx}}}{P \cdot T_{\text{н\у}}} \quad (3.12)$$

Где $T_{\text{н\у}}=433 \text{ К}$ – температура дымовых газов на выходе из котла.

$$V_p = \frac{101090 \cdot 11,605 \cdot 433}{97000 \cdot 273} = 19,18 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

3.4.2 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы

Для зимнего периода:

В зимний период работают 4 котла мощностью 2 МВт каждый.

Расход топлива на 4 котла:

$$B_p = 4 \cdot \frac{Q}{Q_H^p \cdot \eta} \quad (3.13)$$

где: Q – тепловая мощность одного котла; η – КПД котла.

$$B_p = 4 \cdot \frac{2}{37,56 \cdot 0,96} = 0,222 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе всех котлов:

$$V = V_p \cdot B_p \quad (3.14)$$

$$V = 19,18 \cdot 0,222 = 4,26 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчет выбросов окислов азота:

Суммарное количество азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами:

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot B_p \cdot Q_H^p \cdot K_{NO_2} \cdot (1 - \beta) \quad (3.15)$$

где β – коэффициент, зависящий от степени снижения выбросов окислов азота в результате технических решений;

где: $K_{NO_2} = 0,09$ – параметр, характеризующий количество окислов азота, образующихся на 1 МДж теплоты, кг/МДж, зависит от мощности котельного агрегата;

$\beta = 0$ – применяемые технические решения для снижения выбросов

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot 0,222 \cdot 37560 \cdot 0,09 \cdot (1 - 0) = 0,75 \text{ г/с}$$

$$\text{ПДК} = 0,178 \text{ мг/ м}^3$$

3.4.3 Расчет минимальной высоты трубы

Расчет рассеивания выбросов ведется в соответствии с СН-369-74 [16], согласно которым минимальная высота трубы определяется из условия, что максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое C_m не превосходит максимально разовую ПДК этого вещества в атмосферном воздухе.

$$C_m \leq \text{ПДК} \quad (3.16)$$

В соответствии с этим уравнением минимально допустимая высота трубы H , м, при которой обеспечивается значение C_m равное ПДК, при наличии $Z_{\text{труб}}$ одинаковой высоты и выброса при температуре выбрасываемых газов большей температуры атмосферного воздуха ($\Delta T > 0$), может быть рассчитана по формуле:

$$H = \sqrt{AFnm \frac{M}{\text{ПДК}} \sqrt[3]{\frac{Z}{V_1 \Delta T}}} \quad (3.17)$$

где: M – суммарное количество вредного вещества выбрасываемого в атмосферу в единицу времени, г/с;

ΔT – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

V_1 – полный расход дымовых газов на срезе (устье) трубы, м³/с;

$A = 200$ – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, определяет условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе, определяется климатической зоной;

F – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе. Для газообразных примесей $F = 1,4$; m и n – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой;

m, n – безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газоздушной смеси из устья источника выброса.

Для зимнего периода:

Задаем скорость газа на выходе из трубы:

$$\omega_r = 20 \text{ м/с}$$

Диаметр трубы:

$$D_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\omega_r \cdot \pi}} \quad (3.18)$$

$$D_0 = \sqrt{\frac{4 \cdot 4,26}{20 \cdot 3,14}} = 0,523 \text{ м}$$

Принимаем диаметр устья дымовой трубы $D_0 = 1$ м, тогда скорость дымовых газов на выходе из устья трубы:

$$\omega_r = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_0^2} \quad (3.19)$$

$$\omega_r^3 = \frac{4 \cdot 4,26}{3,14 \cdot 1^2} = 5,4 \text{ м/с;}$$

На территории Российской Федерации, в Красноярском крае параметр $A = 200$, а параметр $F = 1,4$

Задаем высоту трубы $h_1 = 10$ м и находим значения коэффициентов m и n .

$$f = \frac{10^3 \omega_r^2 D_0}{h_1^2 \Delta T} \quad (3.20)$$

Где $\Delta T = 160 + 273 - (-37 + 273) = 197$ К

$$f = \frac{10^3 \cdot 5,4^2 \cdot 1}{10^2 \cdot 197} = 1,48$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (3.21)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,48} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,48}} = 0,559.$$

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \frac{\Delta T}{h_1}} \quad (3.22)$$

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{4,26 \cdot \frac{197}{10}} = 2,846 \text{ м/с}$$

$v_M \geq 2$, следовательно: $n = 1$.

$$h_1^p = \sqrt{200 \cdot 1,4 \cdot 1 \cdot 0,559 \cdot \frac{0,75}{0,178} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{4,26 \cdot 197}}} = 8,65 \text{ м}$$

Получается, что минимальная допустимая высота трубы $h = 9$ м, следовательно, выбирается труба высотой 25 м и диаметром устья 1 м.

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{h^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (3.23)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 5,4^2 \cdot 1}{25^2 \cdot 197} = 0,236$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,236} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,236}} = 1,08$$

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{4,26 \cdot \frac{197}{25}} = 2,097$$

$v_M \geq 2$, следовательно: $n = 1$.

Максимальная приземная концентрация оксидов азота:

$$C_{NO_2} = \frac{200 \cdot 0,75 \cdot 1,4 \cdot 1,08 \cdot 1}{25^2 \cdot \sqrt[3]{4,26 \cdot 197}} = 0,038 \text{ мг/м}^3$$

$ПДК \geq C_{NO_2} = 0,038 \text{ мг/м}^3$ – расчет произведен верно.

$$\frac{C_{NO_2}}{ПДК} \leq 1 \quad (3.24)$$

$$\frac{0,038}{0,178} = 0,213 \leq 1$$

Расстояние по оси факела, на котором концентрация вредных веществ у земной поверхности будет максимальна:

$$x_M = d \cdot H \quad (3.25)$$

где:

$$d = 7 \cdot \sqrt{v_M} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{f}), \quad (3.26)$$

$$d = 7 \cdot \sqrt{2,097} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{0,236}) = 11,89 \text{ м.}$$

$$x_M = 11,89 \cdot 25 = 297,25 \text{ м.}$$

Заключение

1. Произвели переход на газовое оборудование с заменой котлов КВ-1ФС 2шт и КВр-2.0 2-шт. на котлы Viessmann Vitoplex 300 4шт. Общая мощность котлов составила 8 МВт, необходимая расчетная мощность котлов равна 5,72 МВт. Котельная мощнее требуемого значения, что в свою очередь дает возможность подключения большего числа потребителей.

2. Установлено вспомогательное оборудование комбинированные горелки Weishaupt WM-GL20. Сетевой насос ЦН 400-105б, циркуляционный насос WILO-VeroLine IPL100/165-2,2/4, подпиточный насос Wilo-Jet FWJ-204-EM/2.

3. Для автоматизации котлов будет применяться система Vitotronic 200 с ним устанавливаются принадлежности:

- Модуль гелиоустановки
- Смесительный модуль
- Divicon
- VITOSOFT 300
- Система Viessmann TeleControl

Создание сети управления через DSL – роутер.

Котлы оборудованы автоматизированными газовыми горелками Weishaupt WM-GL20 в количестве 4 штук.

Аппаратура управления насосами котлового контура, подпиточными насосами, клапаном-отсекателем газа и вспомогательным оборудованием расположена в общекотельном щите.

4. Снижение вредных выбросов в окружающую среду уменьшилось из-за применения котлов, работающих на газовом топливе.

Выбрана высота трубы 25м и диаметром устья 1м.

$$\text{ПДК} = 0,178$$

Исходя из высоты трубы, максимальная приземная концентрация оксидов азота

$$\text{ПДК} \geq C_{\text{NO}_2} = 0,038 \text{ мг/м}^3$$

$$\frac{C_{\text{NO}_2}}{\text{ПДК}} \leq 1$$

$$\frac{0,038}{0,178} = 0,213 \leq 1$$

Список литературы

1. Крауш С.А. Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения: Учебное пособие для студентов вузов/ А.Н. Хуторной. – Томск: Томский государственный архитектурно-строительный университет, 2003. – 161 с.
2. Водогрейный котельный робот малой мощности: УДК 621.181.2/ рук. Профессор Бойко Е.А.; исполн.: Воробьева К.М., Остапенко А.О. – Красноярск.
3. Губарев А.В. Теплогенерирующие установки. Часть 1: учебное пособие / Ю.В. Васильченко; Под. общ. ред. Ю.В. Васильченко. – Белгород: Изд-во БГТУ им. В.Г. Шухова, 2008. – 162 с.
4. Грибанов, А.И. Очистка дымовых газов. Часть I. Методическое пособие / А.И. Грибанов – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2006
5. . Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник для вузов / О.Л. Данилов, А.Б. Горяев, А.В. Клименко и др. / под ред. А.В. Клименко. – 2-е изд., стер.– М.: Издательский дом МЭИ, 2011. – 424 с.
6. Кауфман А.А., Харлампович Г.Д., Технология коксохимического производства : учеб. пособие для ВУЗов / А.А. Кауфман, Г.Д. Харлампович. – Екатеринбург : ВУХИН – НКА, 2004. 287 с.
7. Владимирова А.И., Щелкунов В.А., Круглов С.А. Основные процессы и аппараты нефтегазопереработки. – М.: Недра, 2002. – 205 с.
8. Рахимова Ю.И. Профессиональная подготовка студентов по курсу «Термическая переработка твердого топлива»: учеб. пособие/ Ю.И. Рахимова. – Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2011. – 60 с.
9. Галдин В.Д. Горючие газы, добыча и транспортировка: Учебное пособие. – Омск: Изд-во СибАДИ, 2006. – 163 с.
10. Циркуляционные насосы. – <https://aquateplo.ru/g6243420-tsirkulyatsionnyenasosy-wilo>.


11. Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации. – М.: Российская газета – Федеральный выпуск № 5050 (226), 2009.
12. Ривкин, А.С. Тепловой расчет котлоагрегата: учеб. пособие / А.С. Ривкин - Иваново: ИГЭУ, 2011. - 144 с.
13. Каталог насосов Wilo – <http://вило.рф/index.php?categoryID=682>
14. СП 31.13330.2012. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. Актуализированная редакция СНиП 2.04.02-84. – М.: Минрегион России 2013
15. Интернет ресурс: Котел Viessmann Vitoplex 300 <https://viessmann-pro.com/catalog/kotly-bolshoj-moschnosti/vitoplex-300/>
16. Интернет ресурс: <http://docplayer.ru/> Анализ современных систем автоматизации котельных.
17. Интернет ресурс: <http://mirznanii.com/a/> Автоматизация заводской котельной установки.
18. Интернет ресурс: <http://kipia.info/> Анализ современных систем автоматизации котельных.
19. Интернет ресурс: <https://www.viessmann.ru/ru/zilye-zdania/gazovye-vodogrejnye-kotly/nizkotemperaturnye-gazovye-vodogrejnye-kotly/vitoplex-300.html> Анализ современных систем автоматизации котельных.
20. Липатников, Г.А. Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики / Липатников Г.А., Гузеев М.С. – 2007.
21. Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды / П.В. Росляков – М.: Изд-во МЭИ, 2007.
22. Грибанов, А.И. Очистка дымовых газов. Часть I. Методическое пособие / А.И. Грибанов – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2006

23. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. М.: Изд-востандартов, 2006.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ТЕПЛОТЕХНИКИ И ГИДРОГАЗОДИНАМИКИ

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой


Подпись _____ инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2019г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**Разработка системы теплогенерации котельной установки
малой мощности**

13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

13.04.01.01 Энергетика теплотехнологий


Научный руководитель


подпись, дата

д.т.н., профессор
должность, ученая степень

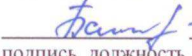
М. П. Баранова

Студент


подпись, дата

В. Ю. Бабилов

Рецензент


подпись, должность, должность, ученая степень

Т.Н. Бастрон

Красноярск 2019