

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ им. Беруни

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

КАФЕДРА «ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА»

На правах рукописи

«Расчет утилизации теплоты возвратного пароконденсата
технологических установок УДП «Мубарекский ГПЗ»

для собственных нужд
(малакавий битирув ишининг мавзуси)

5520100 – «Теплоэнергетика»
на соискание степени бакалавра

КВАЛИФИКАЦИОННАЯ ВЫПУСКНАЯ РАБОТА

Зав. кафедрой: доц. Бобаходжаев Р.П.
Руководитель: доц. Камилов Р.Р.
Выпускник: Ёдгоров Дониёр Ихтиёр ўғли

Ташкент – 2014

Оглавление

Стр.

Введение.....	
1. Краткое описание УДП «Мубарекский ГПЗ»	
2. Энергопотребление завода	
3. Технология переработки сырья и использование тепловой энергии на установках завода	
4. Материальный баланс пара, пароконденсата и обессоленной воды МГПЗ	
5. Проект внедрения водоводяного теплообменника в МГПЗ для охлаждения возвратного конденсата МТЭЦ и утилизации его теплоты для собственных нужд завода	
5.1. Система теплоснабжения завода	
5.2. Расчет вертикального подогревателя сетевой воды	
5.3 Тепловой и конструктивный расчет секционного водоводяного подогревателя.....	
6. Экономическая часть. Расчет экономических параметров проекта...	
7. Безопасность жизнедеятельности.....	
7.1 Содержание территории.....	
7.2 Содержание цеха.....	
7.3 Требования техники безопасности к оперативному персоналу	
10. Вопросы экологии.....	
11. Выводы по работе.....	
12. Список использованных источников.....	
Приложение 1	

Аннотация

В данной квалификационной работе рассмотрены вопросы, связанные с полезным использованием на заводе теплоты пароконденсата технологических установок. Предложен способ использования пароконденсата на отопление и горячее водоснабжение цехов, а также на подогрев воды в цехе ХВО завода с целью экономии свежего пара, который ранее расходовался на эти цели. Внедрение данного энергосберегающего мероприятия приведет к повышению эффективности использования теплоты по заводу, что доказывается определением технико-экономических показателей утилизационной установки и расчетами экономического эффекта от модернизации теплоснабжения завода.

Аннотация

Ушбу квалификацион ишда завод технологик курилмаларидан кайтаётган буг конденсати иссиқлигини шавод эhtiёжлари учун ишлатиш муаммолари куриб чиқилган. Буг конденсати иссиқлигини цехларни иситиш, иссиқ сув таъминоти, ҳамда завод сув тайёрлаш ва тозалаш цехида хар хил суюқликларни иситиш максадларида ишлатиб, аввал шу максадларда ишлатилган сув бугини иқтисод қилиш усули таклиф қилинган. Таклиф қилинаётган ушбу энергиятежамкор тадбирни корхонада жорий қилиниши бутун завод буйича иссиқликни ишлатилиш самарадорлигини ошишига олиб келади. Бу утилизацион курилманинг техник-иқтисодий ҳисоб-китоблари ва завод иссиқлик таъминоти модернизациясининг иқтисодий эффекти ҳисоботи билан исбот қилинган.

Актуальность работы. Для технологических нужд МГПЗ получает от Мубарекской ТЭЦ технологический пар. Теплота пара используется в технологических установках завода, где он конденсируется, а пароконденсат температурой 120-140 °С с конденсатосборников цехов возвращается в ТЭЦ.

По договору между предприятиями, конденсат в ТЭЦ должен быть возвращен при температуре не выше 65°С. Превышение температуры конденсата выше 65°С оплачивается заводом по отдельному счету, причем, чем ниже температура возвращаемого конденсата в ТЭЦ, тем меньше платить завод. Для охлаждения конденсата ТЭЦ необходимо создание установки утилизирующую его теплоту для дальнейшего использования на собственные нужды завода.

Цели и задачи. Изучить проблему и разработать способ снижения температуры, возвращаемого в МТЭЦ, парового конденсата технологических установок за счет утилизации ее теплоты для нужд завода. Разработать проекта установки для охлаждения возвратного пароконденсата, т.к. утилизация энергии вторичных энергоресурсов является перспективной задачей мирового масштаба.

Научная новизна. Выполнены расчеты по снижению температуры возвратного пароконденсата МГПЗ утилизацией теплоты в подогревателе на приготовление горячей воды для различных нужд завода.

Практическая значимость работы: Состоит в получении данных при замене горячего теплоносителя (пара) на конденсат пара примерно того же температурного уровня в подогревательной установке. В способе использования подогревателя как охладителя пароконденсата, так и устройства для утилизации его теплоты для собственных нужд завода.

Объект исследования. Система пароконденсата, система теплофикации и горячего водоснабжения и сетевой подогреватель завода.

Апробация квалификационной работы. Результаты работы докладывались на семинаре кафедры «Теплоэнергетика» ТашГТУ.

Структура квалификационной работы. Квалификационная работа состоит из: введения, _____ основных глав, заключения и списка литературы. Имеется в наличии ____ страниц печатного текста, включая ____ графиков, ____ схем, ____ таблицы.

Введение

Согласно Постановлению Президента Республики Узбекистан от 12 марта 2009 года «О программе мер по реализации важнейших проектов по модернизации, техническому и технологическому перевооружению производства на 2009-2014 годы» [1] в энергетике и в других отраслях экономики в настоящее время реализуются более 30 инвестиционных проектов. Они направлены на дальнейшее развитие энергетического потенциала страны, модернизацию, техническое и технологическое перевооружение предприятий отраслей, внедрение ресурсосберегающих технологий, обеспечение надежного и качественного снабжения потребителей электрической и тепловой энергией.

В ходе реализации Антикризисной программы Республики Узбекистан, направленной на смягчение воздействия на национальную экономику последствий мирового финансового кризиса, большое внимание уделяется введению жесткого режима экономии ресурсов, в том числе энергетических, снижению производственных затрат и себестоимости продукции в целях повышения конкурентоспособности отечественных товаров на внутреннем и внешнем рынках.

Масштабные инвестиции в энергетическую отрасль сформировали прочную производственную базу. Осуществляются конкретные меры с целью повышения эффективности использования мощностей, снижения удельной энергоемкости продукции, сокращения доли природного газа за счет увеличения использования вторичных или альтернативных источников энергии в процессе энергопроизводства.

В свете вышеизложенного в настоящей работе предлагается способ, расчеты и рекомендации по переводу заводского теплофикационного сетевого подогревателя, предназначенного для выработки отопительной воды и ГВС, с острого пара на возвратный конденсат пара в целях энергосбережения и повышения энергоэффективности использования тепловой энергии.

1 Краткое описание УДП «Мубарекский ГПЗ»

Унитарное Дочернее Предприятие (УДП) «Мубарекский ГПЗ» (далее МГПЗ) введено в эксплуатацию в 1971-1996 годах и предназначено для очистки природного газа, добываемого с месторождений и доставляемого по газопроводам заводу, от сероводорода и углекислоты с последующей осушкой, производства серы и стабилизации газового конденсата с получением пропан - бутановой фракции. Проектная мощность завода по переработке сырья составляет $30,7 \cdot 10^9$ м³ газа в год [2].

В настоящее время ежегодная переработка природного газа (сырья) заводом составляет менее $30 \cdot 10^9$ м³. Объемы приема сырья на завод в виде природного газа и нестабильного газового конденсата с месторождений, а также объемы выпуска товарной продукции заводом за 2008-2009 гг. представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 - Объемы приема сырья (природного газа и нестабильного газового конденсата) заводом за 2008 – 2009 гг.

Год	Прием*		Прием нестабильного газоконденсата
	10 ⁶ м ³	10 ⁶ t ($\rho_r=0,73$ кг/м ³)	10 ⁶ t
2008	29610	21615,3	0,4462
2009	28465	20779,5	0,3919

*Принятый на МГПЗ термин, характеризующий количество сырья, поступившего на переработку.

Таблица 2 - Объемы выпуска товарной продукции заводом.

Год	Выход*	Выход стабильного газового конденсата	Выход товарной серы	Выход пропан-бутановой смеси
	10 ⁶ · м ³	10 ⁶ t	10 ⁶ t	10 ⁶ t
2008	27900	0,4041	0,2350	0,0162
2009	26830	0,3424	0,2537	0,0244

*Принятый на МГПЗ термин, характеризующий количество выпущенной заводом продукции.

В таблице 3 представлены основные производственные подразделения завода и их назначение.

Таблица 3 - Основные производственные подразделения завода

Номер цеха	Назначение цеха
1	Очистка и осушка природного газа от сернистых соединений
2	Очистка природного газа от сернистых соединений, его осушка и производство холода
3	Производство элементарной серы
4	Очистка природного газа от сернистых соединений, его осушка и производство холода
5	Товарно-сырьевой
6	Производственные канализации, теплосиловое хозяйство и межцеховые коммуникации
7	КИП и А
8	Электротехнический
9	Получение широкой фракции легких углеводородов
10	Ремонтно-механический
11	Автотранспортный
12	Хозяйственный участок
14	Очистка природного газа от сернистых соединений, его осушка и производство холода
15	Паросиловое хозяйство
16	Пропановая холодильная установка

2 Энергопотребление завода

В технологических процессах завода используются следующие виды энергоресурсов: электрическая энергия, тепловая энергия (пар и горячая вода), топливо (товарный и кислый газы собственного производства), техническая и питьевая вода.

Фактическое потребление электрической, тепловой энергии и товарного газа (как топлива) на МГПЗ за 2008-2009 гг. и их условные энергетические

эквиваленты (тонны условного топлива – т.у.т.) представлены в таблицах 4, 5, 6.

Таблица 4 – Потребление электрической энергии

Год	Потребление электроэнергии	Энергетический эквивалент	
	10 ³ kW·h	10 ³ t _{ут}	%
2008	363809	44,749	4,2
2009	369474	45,445	4,1

Таблица 5 - Потребление тепловой энергии (пара)

Год	Потребление тепло- вой энергии (пара)	Энергетический эквивалент	
	10 ⁶ Мкал	10 ³ t _{ут}	%
2008	3533,3	505,256	47,7
2009	3519,3	503,231	45,1

Таблица 6 - Потребление товарного газа на собственные нужды

Год	Потребление товарного газа (как топлива) на собственные нужды	Энергетический эквивалент	
	10 ⁶ м ³	10 ³ т.у.т.	%
2008	465,2	547,70	49,9
2009	480,7	567,23	50,8

Годовое потребление энергии и энергоресурсов МГПЗ и их доли в энергопотреблении за 2008 – 2009 гг. представлены в таблице 7.

Таблица 7- Потребление энергии и энергоресурсов по заводу.

Год	Потребление энергии и энергоресурсов МГПЗ, 10 ³ т.у.т.
2008	1098,7
2009	1114,7

Расходы энергоресурсов в килограммах условного топлива на переработку тысячи тонн сырья за 2008-2009 гг. приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Удельные расходы энергии и топлива на МГПЗ

Расход энергоресурсов	2008 г.	2009 г.
	кг _{вт} /10 ³ т сырья	
По предприятию	50,8	53,6
в т.ч. электрическая энергия	2,1	2,2
тепловая энергия	23,4	24,2
топливо	25,3	27,2

На МГПЗ очистку сырого природного газа от сероводорода и углекислоты осуществляют абсорбционным методом [2] с помощью селективного абсорбента (30-40 % процентным водным раствором метилдиэтанолamina - МДЭА). Сущность метода заключается в промывке газа в абсорберах этим раствором с последующей тепловой регенерацией раствора в десорберах и возвратом его на стадию промывки (абсорбции). Для осушки влажного очищенного газа используется раствор абсорбента - диэтиламингликоля (ДЭГ), который также требует тепловой регенерации для восстановления его поглощательной способности.

Технологические нужды завода в тепловой энергии (в паре) составляют:

- тепловая регенерация МДЭА;
- тепловая регенерация ДЭГ;
- теплообменники установок.

Прочие расходы завода в тепловой энергии:

- пароспутники продуктопроводов;
- обогрев оборудования КИП и А;
- пропарка технологических аппаратов и трубопроводов;
- отопление административных и заводских помещений (в зимнее время) и горячее водоснабжение с бойлера (сетевого подогревателя) котельной № 2 в виде горячей воды;
- паровая завеса и система пожаротушения печей.

Заводские теплоиспользующие производственные установки, согласно их технологическим регламентам [2], потребляют тепловую энергию (насыщенный пар) при давлении 0,5-0,6 МПа ($t_n = 150-160$ °С). Пар, необходимый для работы этих установок, вырабатывается на четырех источниках – это Мубарекская ТЭЦ (МТЭЦ) и три собственных – котельные № 1 и № 2 и котлы-утилизаторы цеха № 3.

Перегретый пар, отпускаемый с отборов турбин МТЭЦ с температурой 190-200 °С и давлением 0,6-0,7 МПа подается по двум магистральным паропроводам на заводскую систему пароснабжения (нитка «А» и нитка «Б»).

Котельная № 1 оснащена шестью котлоагрегатами типа ГМ-50/14, вырабатывающими насыщенный пар с расчетными выходными параметрами: давление - 1,38 МПа, температура - 194 °С, общая производительность котельной 300 т/ч пара, который редуцируется в редуционно-охладительных установках (РОУ) до параметров чуть выше, чем требуется технологическими регламентами установок – давление - 0,6 МПа и температура - 170 °С.

Котельная № 2 оснащена пятью котлоагрегатами типа БКЗ-75/39ГМ, вырабатывающими перегретый пар давлением 3,8 МПа и температурой 440 °С, который также редуцируется в РОУ перед подачей в общезаводскую магистраль до параметров $p = 0,6$ МПа и $t = 170$ °С.

По отчетности завода, котельные агрегаты двух котельных эксплуатируются с высокой экономичностью и К.П.Д. (брутто) котлов (η_k) составляет 91,5– 93,0 %, чему соответствует удельный расход условного топлива (b_{yt}) на выработку тепловой энергии $155 \div 160$ кг_{yt} /Гкал. Но проведенный мониторинг работы котлов показал, что к.п.д. котлов $\eta_k = 83-88$ % и $b_{yt} = 163-172$ кг_{yt} /Гкал (при теплоте сгорания газа $Q_n^p = 8200$ ккал/м³).

Таблица 9 - Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии

Наименование величин	Обоз.	Ед. изм.	Котельная № 1		Котельная № 2		Итого
			Зима	Лето	Зима	Лето	
1	2	3	4	5	6	7	8
1 Выработка пара котлами	$D_{\text{п}}$	10^3 т	369,6	349,2	711,8	756,5	2187
2 Расход топлива на котельную	$B_{\text{г}}$	10^3 м^3	30442	28762	65232	69336	193771
3 К.П.Д. (брутто) котлов	$\eta_{\text{к}}$	-	0,83	0,83	0,88	0,88	0,85
4 Расход условного топлива на котельную	$B_{\text{ут}}$	т.у.т	35660	33692	76415	81222	226989
5 Удельный расход условного топлива на выработку 1 Гкал теплоэнергии	$b_{\text{ут}}$	кг _{ут} /Гкал	172	172	163	163	167,5
6 Выход редуцированного пара с РОУ	$D_{\text{рп}}$	10^3 т	370	349	829	881	2429
7 Отпуск тепловой энергии с РОУ	Q	10^3 Гкал	246	232	557	592	1628

Котлы-утилизаторы (КУ) цеха № 3 встроены в технологическую линию (рисунки 3 и 4) и используются для охлаждения технологических газов с целью конденсации паров серы и одновременной выработки насыщенного водяного пара в процессе обезвреживания отбросных сероводородсодержащих (кислых) газов с утилизацией теплоты продуктов сгорания [3].

КУ цеха № 3 различны по типу, мощности и параметрам вырабатываемого пара (таблица 11). Выработанный котлами-утилизаторами пар затем редуцируется в редуцирующих устройствах (РУ) до давления, требуемого технологическим регламентом.

Распределение выработки тепловой энергии по теплоисточникам за 2008-2009 гг. приведены в таблице 10 и на рисунке 4.

Таблица 10 - Распределение выработки тепловой энергии по источникам за 2008 -2009 гг.

Год	Мубарекская ТЭЦ.		Котельные № 1,2		Котлы-утилизаторы		Суммарная выработка	
	10 ⁶ Мкал	%	10 ⁶ Мкал	%	10 ⁶ Мкал	%	10 ⁶ Мкал	%
	2008	1827,0	52	1418,9	40	287,0	8	3532,9
2009	1565,0	44,5	1733,2	49,2	221,4	6,3	3519,5	100

Видно, что за 2008-2009 гг. от общего количества выработанного пара всеми источниками на долю МТЭЦ приходится 52÷57 %, на котельные 36÷40 % и на котлы-утилизаторы 7÷8 %. Но в 2009 г. ситуация изменилась, и доля котельных увеличилась до 49,2%, а доли МТЭЦ и КУ уменьшились соответственно до 44,5% и 6,3%.

Ежегодное теплотребление завода за эти годы составило (3260÷3530) · 10⁶ Мкал, а удельные расходы завода на переработку сырья (118,5÷123,6) Мкал/10³ (рисунок 5 а,б).

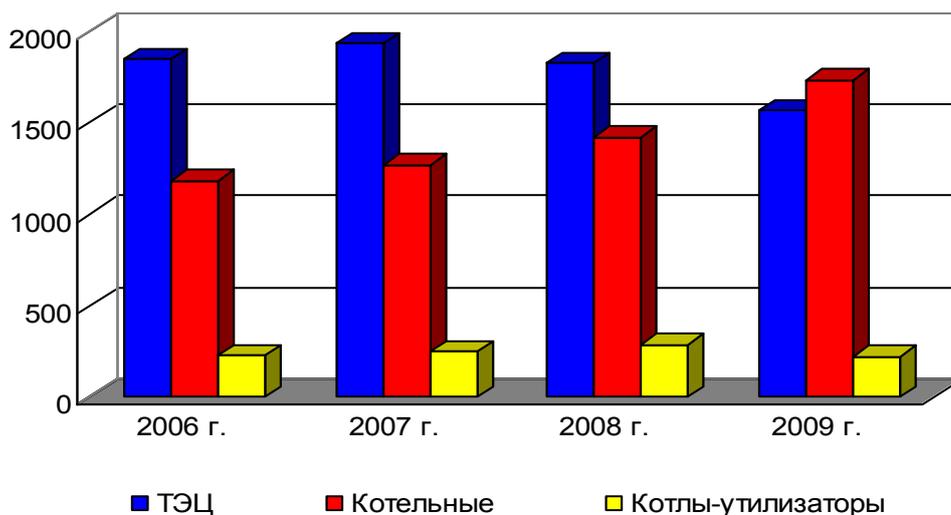


Рисунок 4 - Распределение выработки тепловой энергии тепловыми источниками за 2008-2009 гг.

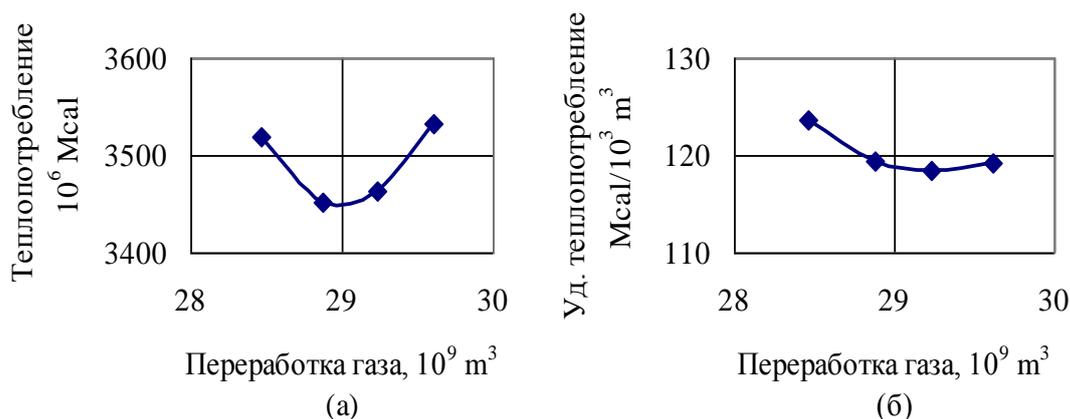


Рисунок 5 - Зависимость потребления тепловой энергии (а) и удельного теплопотребления (б) от приема сырого газа на завод.

В УДП «Мубарекский ГПЗ» тепловая энергия в виде насыщенного водяного пара используется для технологических нужд производства (очистка природного газа от сернистых соединений, получение и отгрузка товарной серы) и на прочие нужды завода. Как было показано выше, доля тепловой энергии в общем энергопотреблении завода составляет около 45 %.

Потребление энергоресурсов, в том числе и тепловой энергии, по цехам неравномерное и зависит от количества и вида перерабатываемого сырья (малосернистый или высокосернистый газ), а также от типа технологических установок.

Распределение потребления тепловой энергии на технологические процессы цехов и общезаводские нужды приведено в таблице 12 и на рисунке 6. Из рисунка видно, что наиболее энерго(тепло)емкими являются цеха : № 4 - 40 %, № 2 – 34 %, № 14 – 12%, № 1- 7 %, и № 3 – 5 %, на долю которых приходится более 98 % потребляемой заводом тепловой энергии.

Таблица 11 – Основные технические характеристики котлов-утилизаторов цеха № 3

Тип, марка котла-утилизатора	Кол-во, шт	Номинальная паропроизводительность, t/h (Гкал/h)	Параметры пара		Характеристики используемых газов			Состояние вырабатываемого пара	Площадь поверхности нагрева	
			P, МПа	t, °C	Расход 10 ³ м ³ /ч	t, °C на входе	t, °C на выходе		Конвективной, м ² I – ступень II – ступень	Пароперегревателя м ²
Г-1240 БЦИ	3	57,0 (36,4)	2,4	223	27-37*	1074		Насыщенный	1240+52,5	-
Г-1030 БС	9	11,2 (7,2)	0,5	156	78,8	370	194	Насыщенный	1030	-
Г-1330 БС	3	41,0 (26,2)	0,7	164				Насыщенный	1330	-
Г-710 БЦ	1	24,6 (15,7)	1,3	194	12,7 H ₂ S 19,8 O ₂	1024 -1300	344 - 370	Насыщенный	-	-
Г-950	4	5,9 (3,8)	0,5	151	I-21,9 II-23,8	I- 287 II- 373	157 161	Насыщенный	I-475 II-475	- -
Всего	20									

*расход сжигаемого газа.

Маркировка котлов- утилизаторов:

Г – горизонтальный, цифры – площадь поверхности конвективной части;

Ц – циклонная камера сгорания, Б - дополнительный барабан-сепаратор, С - для охлаждения серных газов,

И – испарительный предвключенный пучок.

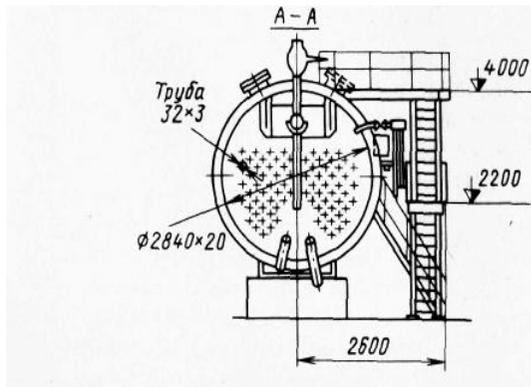
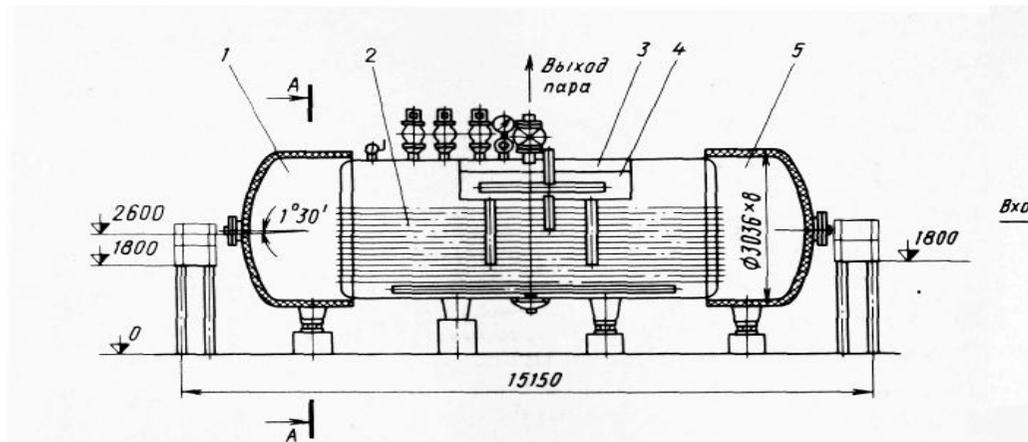


Рисунок 2 - Котел-утилизатор Г - 950
 1 – входная камера; 2 – дымогарные трубы; 3 – испарительный барабан; 4 – сепарационное устройство; 5 – выходная камера.

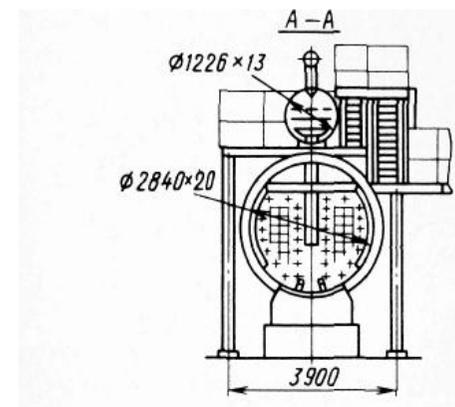
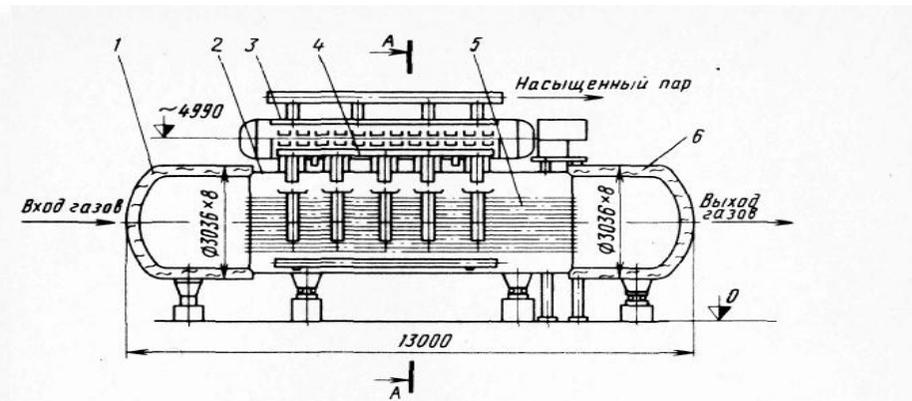


Рисунок 3 - Котел-утилизатор Г - 1030Б
 1 - входная газовая камера; 2 – нижний барабан; 3 – верхний барабан; 4 - сепарационное устройство; 5 – дымогарные трубы; 6 – выходная камера.

Таблица 12 - Распределение потребления тепловой энергии по цехам

Наименование потребителей	2008 г.	2009 г.
	10 ⁶ Мкал	
Цех № 1	239,5	223,0
Цех № 2	1214,5	1214,0
Цех № 3	177,8	178,9
Цех № 4	1391,1	1370,2
Цех № 5	-	-
Цех № 9	8,4	6,4
Цех № 14	428,0	464,8
Цех № 16	39,8	40,1
Всего на технологические нужды	3499,1	3497,4
Прочие нужды	33,9	21,6
Всего потреблено по заводу	3533,0	3519,0
Получено со всех источников	3532,9	3519,5
Небаланс	0,1	0,5

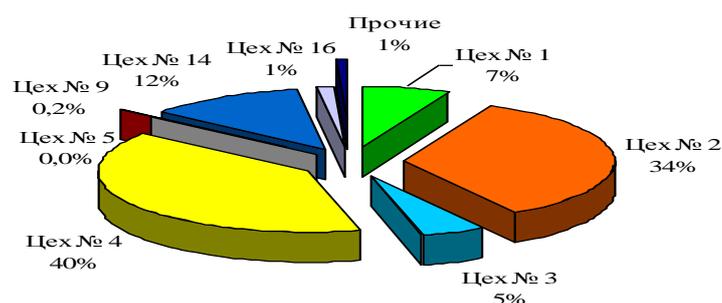


Рисунок 6 - Распределение теплоспонобления по цехам.

Доля стоимости тепловой энергии (пара) в энергетических затратах на выпуск продукции и в себестоимости выпущенной продукции по цехам показана в таблице 13.

Таблица 13 - Доля стоимости тепловой энергии в энергетических затратах и в себестоимости выпущенной продукции по цехам

Цех \ Год	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 9	№ 14	№ 16
Доля стоимости тепловой энергии (пара) в энергетических затратах на выпуск продукции по цехам, %,::							
2006 г.	76	73	50	75	24	74	22
2007 г.	77	74	51	75	20	73	8
2008 г.	64	61	54	68	8	60	9

Доля стоимости тепловой энергии (пара) в себестоимости выпущенной продукции по цехам, %,::							
2006 г.	10,9	11,5	7,7	9,7	1,0	5,3	0,2
2007 г.	14,8	13,1	12,6	10,1	0,7	7,7	0,1
2008 г.	12,5	10,9	16,7	13,0	0,4	5,9	0,2

Пар поступает на технологические установки завода с параметрами $p=0,5$ МПа и $t_n=158$ °С и непосредственно не соприкасается с обогреваемой средой, отдавая свою теплоту через стенку теплообменной поверхности, и конденсируется. С установок возвращается конденсат пара при давлении $0,3\div 0,4$ МПа и температуре 130-140 °С. Конденсат каждой установки собирается в блочном конденсатосборнике, откуда периодически сливается в общезаводскую магистраль, направляясь в пункты сбора конденсата, называемые пунктами контроля качества конденсата (ПККК). Таких ПККК на заводе два. ПККК-1 собирает пароконденсат возвращаемый на ТЭЦ, а ПККК-2 возвращаемый на собственные котельные и КУ. В ПККК-1 производят анализ состава возвратного конденсата ТЭЦ на соответствие его качества техническим требованиям и требованиям договора.

По отчетности за 2008-2009 гг. возврат конденсата с завода на ТЭЦ составил 68-85 % (в среднем 75 %) от количества отпущенного пара. Таким образом, около 15-32 % конденсата не возвращается на ТЭЦ.

Причинами невозврата конденсата являются неправильный учет, загрязненность конденсата из-за разгерметизации теплообменников, утечки, использование не по назначению и т.д., что требует дополнительного изучения.

Тепловая энергия в виде пара поступает на завод с Мубарекской ТЭЦ (рисунок 6) по двум паропроводам (нитка «А» и нитка «Б»). Возврат конденсата пара с завода также осуществляется по двум конденсатопроводам. На территории МТЭЦ имеется пункт учета теплоносителей, где на каждом трубопроводе установлены счетчики,

измеряющие их часовые расходы и параметры (давление и температуру). Эти счетчики являются расчетными (коммерческими) по которым производится оплата за отпущенную тепловую энергию и их показания контролируются техническими контрольными счетчиками пункта учета, расположенного на территории завода. Ежесуточные показания счетчиков пунктов учета МТЭЦ и МГПЗ сравниваются для исключения разногласий при оплате счетов. Количество отпущенной тепловой энергии с МТЭЦ и энергия конденсата, возвращаемого с завода, определяется расчетом на основании расходов и параметров теплоносителей. Разность энергий отпущенного с ТЭЦ пара и возвратного конденсата с МГПЗ есть количество оплачиваемой по счету потребленной заводом тепловой энергии. Пар с котельных № 1 и № 2 после редуцирования в РОУ также отпускается по двум паропроводам (ниткам «А» и «Б») в общезаводскую магистраль паропроводов. Учет расхода пара, произведенного котельными № 1 и № 2, ведется индивидуально по котлам паромерами типа КСД-2, а отпуск пара по ниткам «А» и «Б» с котельных на завод паромерами типа «ГиперФлоу-3-Пм», установленными на выходе каждой котельной.

Котельные не оснащены расходомерами возвращаемого конденсата, поэтому конденсат всех потребителей пара по общезаводским конденсаторпроводам собирается в ПККК-2 и насосами подается на котельные без учета.

Учет количества пара, вырабатываемого котлами-утилизаторами цеха № 3, ведется штатными паромерами котлов, ежечасные показания которых суммируются за сутки и заносятся в сводку цеха.

В основных цехах только на технологических блоках установлены расходомеры, манометры и термометры пара, по показаниям которых можно определить количество тепловой энергии, расходуемого на регенерацию МДЭА. На установках регенерации ДЭГ расходомеры не установлены. Раздельного учета тепловой энергии на технологические и вспомогательные нужды цехов не ведется из-за отсутствия общецеховых расходомеров пара и

конденсата. Цеха № 5 и № 9 не оснащены приборами учета, из-за чего фактический учет расхода пара или пароконденсата вообще не ведется.

Ежегодно НХК «Узбекнефтегаз» утверждает нормы и потребности в топливно-энергетических ресурсах своих предприятий, в том числе УДП "Мубарекский ГПЗ". Эти нормы утверждаются исходя из планируемого объема производства предприятия с учетом фактического потребления за предыдущий год.

Сбор информации о потоках энергоресурсов на заводе, в том числе о расходах пара и конденсата, производят сотрудники отдела главного энергетика (ОГЭ). ОГЭ получает ежесуточную информацию о количествах переработанного сырья, выработанной продукции и использованных энергоресурсах по цеху от начальников цехов и ответственных лиц узлов учета и контроля энергоресурсов в письменном виде. В структуре ОГЭ имеются группы, ответственные за конкретные виды энергоресурсов, которые всю собранную информацию вводят в компьютер и в конце каждого месяца составляют сводные месячные отчеты о расходовании конкретного энергоресурса по каждому цеху и по заводу. В месячных отчетах ОГЭ указываются плановые и фактические расходы воды, электрической и тепловой энергии по каждому цеху, а также количество тепловой энергии, поступившей с МТЭЦ, выработанной собственными котельными и котлами-утилизаторами цеха № 3.

В начале каждого месяца производится сверка показаний счетчиков узлов учета МТЭЦ и МГПЗ за предыдущий месяц и при отсутствии разногласий подписывается акт приемки-сдачи, который является основанием для взаиморасчетов. В акте указываются количество отпущенного пара, возвращенного в ТЭЦ конденсата, потребленного заводом тепловой энергии, а также количество некондиционного конденсата, непригодного для выработки пара.

Количество отпускаемого с ТЭЦ пара и возвращаемого с МГПЗ конденсата ежечасно учитывается и регистрируется коммерческими расчетными счетчиками (расходомерами) узла учета ТЭЦ (рисунок 7). Здесь же регистрируются давление и температура отпускаемого пара. Поступление пара на завод и возврат пароконденсата с завода также контролируется и регистрируется техническими счетчиками узла учета МГПЗ. Здесь также регистрируется давление и температура принимаемого пара. Ежечасные показания счетчиков МТЭЦ и МГПЗ сравниваются для исключения разногласий при оплате счетов за поставку тепловой энергии.

Пар, поставляемый Мубарекской ТЭЦ на завод по условиям договора должен иметь параметры: давление - $0,6 \div 0,7$ МПа и температуру - $190 \div 200$ °С, а пароконденсат, возвращаемый в ТЭЦ: давление $0,20 \div 0,25$ МПа и температуру не более 65 °С.

За узлом учета ТЭЦ, отпущенный пар по паропроводам поступает в узел учета МГПЗ, где регистрируются его параметры: количество, давление и температура. Из-за гидравлических и тепловых потерь в паропроводах между двумя пунктами учета давление и температура пара снижается до значений давление - $0,5 \div 0,6$ МПа и температура - 180 °С (Рисунок 7).

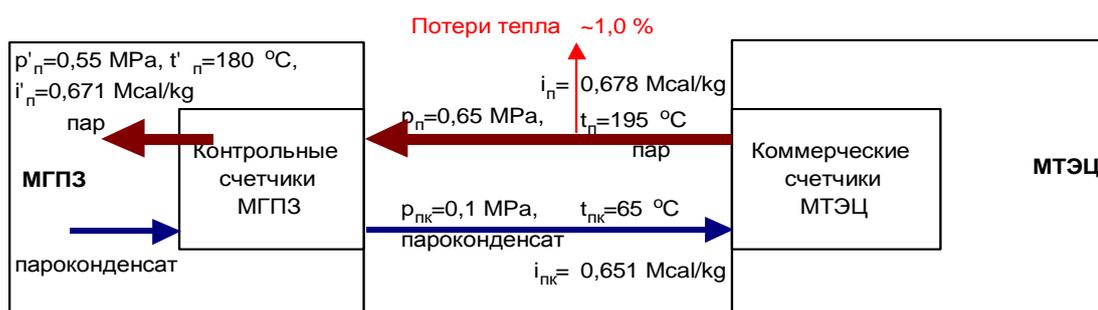


Рисунок 7 - Схема участка теплоснабжения между узлами учета МТЭЦ и МГПЗ

Таким образом, между двумя узлами учета потеря давления пара составит $\Delta p = p_n - p'_n = 0,65 - 0,55 = 0,1$ МПа, а снижение температуры пара $\Delta t = t_n - t'_n = 15$ °С, и соответственно, потеря тепла каждым килограммом пара, прохо-

дящим по паропроводу на этом участке составит $\Delta i = i_{\text{п}} - i'_{\text{п}} = 0,678 - 0,671 = 0,007$ Мкал/кг. Отсюда следует, что при передаче пара по паропроводам имеются тепловые потери, оцениваемые примерно 1,0 % (2000 Мкал/ч) от отпуска тепловой энергии с ТЭЦ [4].

Отпущенное заводу количество тепловой энергии с теплоисточника за выбранный интервал времени определяется по формуле (3):

$$Q = I_{\text{п}} - I_{\text{пк}} = G_{\text{п}} \cdot i_{\text{п}} - G_{\text{пк}} \cdot i_{\text{пк}}, \text{ Мкал} \quad (1)$$

где $I_{\text{п}}$ и $I_{\text{пк}}$ – соответственно, энтальпия (энергия) теплоносителя на входе и выходе потребителя, Мкал;

$G_{\text{п}}$ и $i_{\text{п}}$ – соответственно, расход теплоносителя (пара) в кг, поступившего с теплоисточника потребителю и её удельная энтальпия, Мкал/кг;

$G_{\text{пк}}$ и $i_{\text{пк}}$ – соответственно, расход теплоносителя (пароконденсата) в кг, возвращенного в теплоисточник от потребителя и её удельная энтальпия, Мкал/кг.

Численные значения удельных энтальпий пара и конденсата в общем случае зависят от давления и температуры $i = f(p, t)$ и определяются по термодинамическим таблицам воды и пара [4].

Энтальпия конденсата (жидкости) слабо зависит от давления и в основном определяется температурой конденсата [5]. Так как конденсат должен быть возвращен на теплоисточник при постоянной температуре $t_{\text{пк}} = 65^{\circ}\text{C}$, то энтальпию возвращаемого в ТЭЦ конденсата можно принять постоянной величиной ($i_{\text{пк}} = 0,651$ Мкал/кг).

В таблице 14 приведены количества отпущенной тепловой энергии с МТЭЦ, его среднегодовые параметры и количества возврата конденсата с МГПЗ за 2008-2009 гг. по данным ТЭЦ.

3 Технология переработки сырья и использование тепловой энергии на установках завода

На МГПЗ очистку сырого природного газа от сероводорода и углекислоты осуществляют абсорбционным методом на установках сероочистки

Таблица 14 - Количество отпуска тепловой энергии с МТЭЦ за 2008-2009 г.г.

Год	Количество отпущенной тепловой энергии (пара) с ТЭЦ		Средне годовые параметры пара		Возвратный конденсат по договору		Возвратный конденсат по факту		Не соответствие качества конденсата
	Q _{тэц} , 10 ⁶ Мкал	G _п , 10 ³ т	p, МПа	t, °C	10 ³ т	%	G _{пк} , 10 ³ т	%	
2008	1827,1	2921,5	0,63	195	1519,0	70 ±5	2144,4	73,4	0,0
2009	1565,0	2492,4	0,63	200	1744,7	70 ±5	1963,5	78,8	0,0

(СОУ) селективным абсорбентом (Рисунок 8). Для очистки газа от кислых компонентов (H₂S, CO₂) во всех СОУ принят циклический метод, с использованием в качестве поглотителя тридцати-сорока процентного водного раствора метилдиэтанолamina (МДЭА), сущность которого заключается в промывке газа в абсорберах этим раствором с последующей тепловой регенерацией раствора в десорберах и возвратом его на стадию промывки (абсорбции).

В абсорбер циркуляционным насосом подается 30-40 % водный раствор МДЭА [6]. Раствор подается в верхнюю часть абсорбционной (очистной) колонны, а подлежащий очистке сырой природный газ в нижнюю часть. По мере движения сырого газа сквозь раствор снизу вверх сернистые соединения, содержащиеся в природном газе, абсорбируется (поглощаются) раствором МДЭА, который стекая сверху вниз, насыщается H₂S и CO₂ и собирается в нижней части абсорбера. Очищенный газ с верха абсорбера поступает в сепараторы очищенного газа, а насыщенный сероводородом

раствор МДЭА направляется в верхнюю часть отгонной колонны (десорбера) на регенерацию.

Десорбер, предназначенный для регенерации насыщенного аминного раствора, представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат с S-образными тарелками. Тепловая энергия в десорбционную колонну подводится в виде насыщенного водяного пара, подаваемого в межтрубное пространство термокипятильников (Рисунок 9), смонтированных по 2 штуки на каждой отгонной колонне.

Регенерация абсорбента в десорбере осуществляется при следующих режимах работы:

Отгонная колонна	$t_{\text{низ}}=(120 \div 125) \text{ }^{\circ}\text{C};$	$t_{\text{верх}}=(105 \div 110) \text{ }^{\circ}\text{C};$
Термокипятильник	$p_{\text{пара}}$	- до 0,6 МПа; $t_{\text{пара}}$ - до 160 $^{\circ}\text{C};$
	$p_{\text{пароконд}}$	- до 0,35 МПа; $t_{\text{пароконд}}$ - до 140 $^{\circ}\text{C}.$

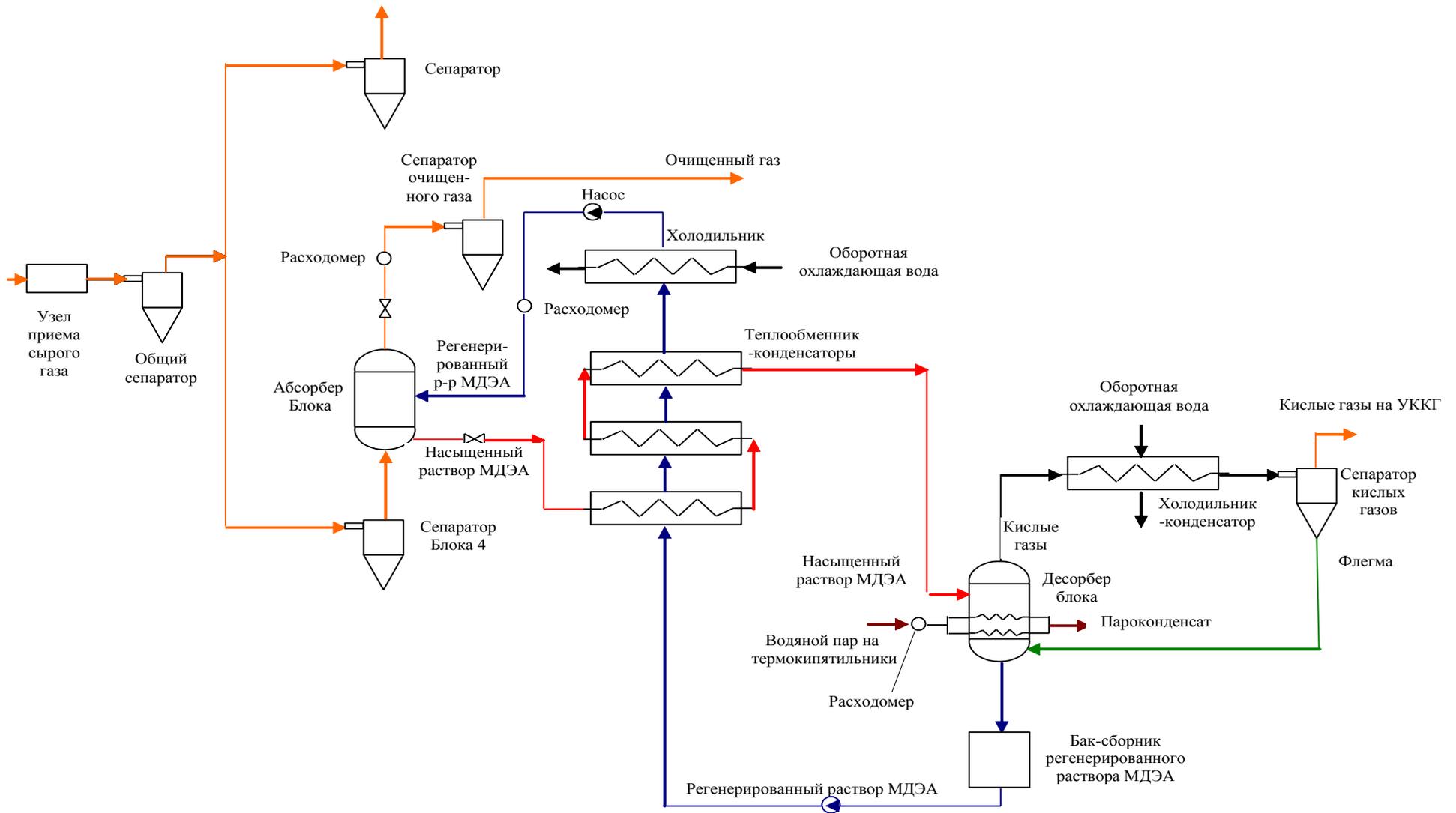


Рисунок 8. Технологическая схема производства Мубарекского ГПЗ.

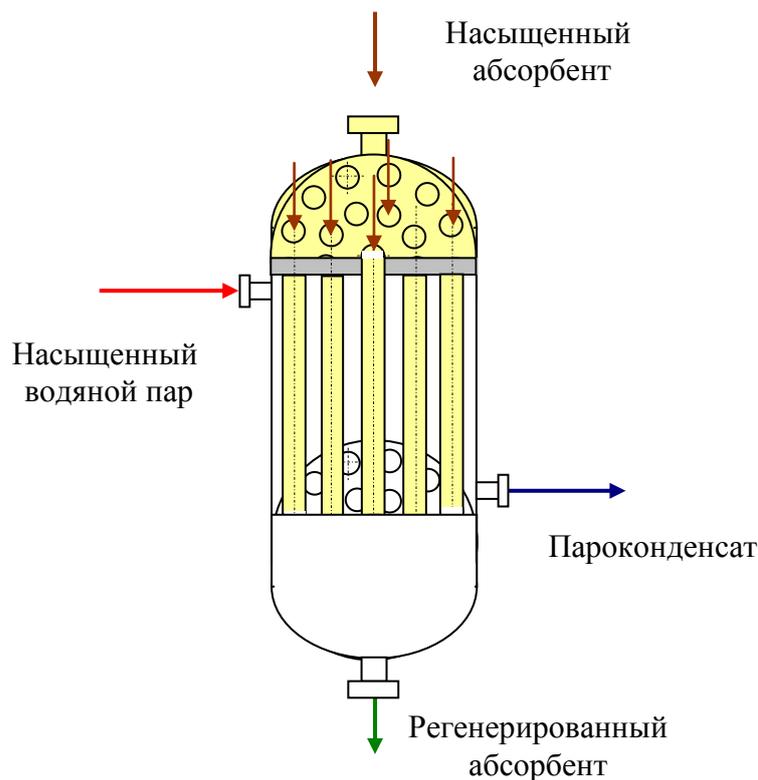


Рисунок 9 - Термокипяtilьник десорбера

Над кубовой частью колонны смонтирована глухая тарелка. Насыщенный раствор подается в десорбер через распределительное устройство на верхнюю тарелку, стекая вниз по тарелкам, контактирует с поднимающейся вверх парогазовой смесью и собирается в глухой тарелке. Частично регенерированный раствор с глухой тарелки поступает в трубное пространство двух параллельно работающих кипяtilьников. Нагретый в кипяtilьниках до $115 \div 125$ °С, за счет теплоты конденсации пара, раствор абсорбента из-под глухой тарелки самотеком сливается в сборники регенерированного раствора колонн.

Из сборников регенерированного раствора, абсорбент самотеком проходит последовательно по межтрубному пространству теплообменников, где охлаждается до 70 - 80 °С, отдавая теплоту идущему противотоком насыщенному раствору. Далее регенерированный раствор направляется в межтрубное

пространство холодильников, где охлаждается до 45 - 55 °С оборотной водой, подаваемой в трубное пространство, и циркуляционными насосами подается в верхнюю часть абсорберов сырого газа.

Осушка и отбензинивание очищенного газа осуществляется на установках НТС и регенерации ДЭГа (рисунок 10). Очищенный на сероочистных установках газ охлаждается до 25 °С в теплообменниках и направляется в газосепаратор [6]. Далее газ поступает в аммиачно-холодильную установку (АХУ) или пропано-холодильную установку (ПХУ), где происходит охлаждение его за счет холода испарения аммиака (пропана) до минус 10 °С. В результате резкого снижения температуры газа происходит конденсация паров воды и углеводородов.

Для предотвращения гидратообразования в испарителе и теплообменниках в объем газа впрыскивается ингибитор гидратообразования – раствор диэтиленгликоля (ДЭГ) восьмидесяти процентной концентрации, который абсорбирует (поглощает) капли воды и пара, а осушенный и отбензиненный товарный газ проходит через теплообменники и поступает в магистральный газопровод.

Из АХУ (ПХУ) газ вместе с насыщенным водой ДЭГом и эмульгированным в нем газовым конденсатом поступает в вертикальный низкотемпературный сепаратор для отделения от конденсата и обводненного ДЭГа.

Насыщенный ДЭГ, в смеси с газоконденсатом, температурой до минус 10 °С, поступает в дефлегматор парового регенератора, подогревается в нем до 25 °С и направляется в разделитель, где происходит разделение жидкости на газовый конденсат и насыщенный ДЭГ [8].

4 Материальный баланс пара, пароконденсата и обессоленной воды МГПЗ

По принятой технологии пар на заводских установках должен отдать свою теплоту без соприкосновения с перерабатываемым сырьем. Пар, передав теплоту, конденсируется, и с установок выходит пароконденсат не загрязненный инородными веществами. Конденсат с давлением $0,25 \div 0,35$ МПа и температурой $120 \div 140$ °С собирается в блочных конденсатосборниках и по конденсатопроводу направляется на заводские сборники конденсата (ПККК).

Завод получает пар для технологических и бытовых нужд с четырех теплоисточников. Первый из них МТЭЦ, который поставляет слегка перегретый пар с параметрами $p=0,6 \div 0,65$ МПа и $t=190 \div 200$ °С. Среднечасовое потребление заводом, получаемого с ТЭЦ пара составляет примерно 350 т/ч.

По условиям договора поставки, количество возвращаемого конденсата на ТЭЦ должно быть не менее 70 % от количества отпущенного заводу пара.

При нарушении условий возврата конденсата по качеству или по количеству ТЭЦ взимает соответствующую плату с завода.

Причинами невозврата конденсата с завода могут быть:

- выпар через открытые люки конденсатосборников ПККК из-за резкого падения давления конденсата с $0,2-0,3$ МПа до атмосферного;
- несанкционированное использование конденсата для восполнения потерь воды абсорбционными растворами за счет испарений и уносов;
- неучтенные расходы и потери пара или конденсата;
- загрязненность конденсата и т.д.

Количества отпущенного с ТЭЦ пара, и возвращенного заводом пароконденсата за 2007-2009 гг. приведены в таблице 39.

Таблица 39 - Количество отпущенного пара и возвращенного пароконденсата за 2006-2009 гг.

Год	Кол-во отпущенной теплоэнергии (пара) с МТЭЦ		Параметры пара		Возвратный конденсат по договору	Возвратный конденсат по факту		Невозврат конденсата
	10 ³ Гкал	10 ³ т	Р, МПа	t, °С	10 ³ т	10 ³ т	%	10 ³ т
2007	1934,7	3128,0	0,62	193	2189,6	2341,3	75,1	786,7
2008	1827,1	2921,0	0,62	195	2045,0	2152,4	73,7	768,6
2009	1565,0	2492,4	0,63	200	1744,7	1963,5	79,7	528,9

Материальный баланс пара и пароконденсата ТЭЦ [9.10.11]:

$$G_{\Pi} = G_{\text{возв}} + G_{\text{вып}} + G_{\text{МДЭА}} + \sum G_{\text{нп}} \quad (5)$$

где G_{Π} – количество пара отпущенного с ТЭЦ;

$G_{\text{возв}}$ – возврат пароконденсата на ТЭЦ;

$G_{\text{вып}}$ –выпар вторичного вскипания с открытых конденсаторов;

$G_{\text{МДЭА}}$ – конденсат, использованный для подпитки регенерированного раствора в цехах;

$\sum G_{\text{нп}}$ – неучтенные расходы и потери пара и конденсата.

Материальный и тепловой баланс конденсаторов (КС):

$$G_{\text{пк}} = G_{\text{кс}} + G_{\text{вып}} \quad (6)$$

$$G_{\text{пк}} \cdot i'_{\text{пк}} = G_{\text{кс}} \cdot i'_{\text{кс}} + G_{\text{вып}} \cdot i''_{\text{вып}} \quad (7)$$

где $G_{\text{пк}}, i'_{\text{пк}}$ – количество и энтальпия конденсата, поступающего в сборник;

$G_{\text{кс}}, i'_{\text{кс}}$ – количество и энтальпия конденсата, в сборном баке;

$G_{\text{вып}}, i''_{\text{вып}}$ – количество и энтальпия пара вторичного вскипания в открытых конденсаторах;

Совместное решение (6) и (7) относительно количества выпара:

$$G_{\text{вып}} = \frac{G_{\text{пк}} \cdot (i'_{\text{пк}} - i'_{\text{кс}})}{(i''_{\text{вып}} - i'_{\text{кс}})} \quad (8)$$

Энтальпия $i'_{пк}$ определяется при $p=0,3$ МПа и $t=130^{\circ}\text{C}$, а $i'_{кс}$, а $i''_{вып}$ при $p=0,1$ МПа и $t=100^{\circ}\text{C}$ из [4].

Расчеты, произведенные на основе данных (таблица 39) показали, что количество выпара в среднем составляет около $194 \cdot 10^3$ т в год (6,8 % от поступившего на завод пара).

Количество раствора МДЭА в цехах по мере использования уменьшается за счет испарения воды и уносов. Для восполнения потерь производится подпитка раствора пароконденсатом 2 раза в неделю в блочном баке-сборнике регенерированного раствора МДЭА в количестве около 10 т.

С учетом, что количество питающихся от ТЭЦ блоков равен 10 и количество недель в году 52, то годовой расход пароконденсата на подпитку составит $G_{МДЭА}=2 \cdot 10 \cdot 10 \cdot 52=10,4 \cdot 10^3$ т в год (или 0,4 % от количества пара, отпущенного ТЭЦ).

В неучтенные потери пара и конденсата входят: использование пара или конденсата на безвозвратные цели (пропарка загрязненных установок и емкостей, бытовые нужды и т.д.); слив конденсата в канализацию при пусках установок, после ремонтных работ и загрязненного конденсата с отдельных установок с нарушенной герметичностью.

Суммарное количество неучтенных расходов и потерь можно определить из выражения (5):

$$\begin{aligned} \sum G_{ит} &= G_n - (G_{возв} + G_{вып} + G_{МДЭА}) = \\ 2921,1 \cdot 10^3 &- (2152,4 + 194 + 10,4) \cdot 10^3 = 564,6 \cdot 10^3 \text{ т} \\ \text{или } \Sigma G_{ит} &= 100 - (73,7 + 6,8 + 0,4) = 19,1 \%. \end{aligned}$$

Вторым, третьим и четвертым источниками тепловой энергии (пара) являются собственные котельные № 1, № 2 и котлы-утилизаторы (КУ) завода.

Для выработки пара в качестве питательной воды на заводские котлы и КУ подается пароконденсат с конденсатосборников, а восполнение потерь в

системе теплоснабжения завода производится обессоленной водой, приготовленной на установках ХВО паросилового цеха № 15. Номинальная производительность ХВО $350 \cdot 10^3$ т обессоленной воды в год.

Количество выработанного пара заводскими котельными и КУ в 2006-2009 гг. приведено в таблице 40.

Таблица 40 - Выработка пара котельными и КУ

Теплоисточники МГПЗ	Выработка пара, 10^3 т			
	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Котельные № 1,2	1800,1	1926,5	2156,4	2634,0
Котлы-утилизаторы	347,9	378,1	436,2	336,5
Всего	2148,0	2304,6	2592,6	2970,5

Материальный баланс пара, пароконденсата и подпиточной обессоленной воды для котельных:

$$\Sigma G_{\text{п}} = G_{\text{пк}} + G_{\text{ов}} - G_{\text{пр}} \quad (9)$$

где $\Sigma G_{\text{п}}$ – количество отпущенного с котельных и КУ пара;

$G_{\text{пк}}$ – количество пароконденсата, поданого в котлы со сборников;

$G_{\text{ов}} = \Sigma G_{\text{пот}}$ – количество подпиточной обессоленной воды с ХВО, равное количеству расходов и потерь пара и конденсата;

$G_{\text{пр}}$ – количество продувочной воды;

Количество продувочной воды для котельных составляет 3-5 % от выработки пара, т.е. $G_{\text{пр}} = 0,04 \cdot G_{\text{п}}$ [7].

В 2008 году котельными и котлами-утилизаторами выработано $2592,6 \cdot 10^3$ т пара, сброс продувочной воды составил $G_{\text{пр}} = 0,04 \cdot 2592,6 \cdot 10^3 = 103,7 \cdot 10^3$ т и выработка обессоленной воды составила $264,3 \cdot 10^3$ т.

Количество незаконно использованного пароконденсата с конденсато-сборных баков по формуле (9) составит:

$$G_{\text{пк}} = \Sigma G_{\text{п}} - G_{\text{ов}} + G_{\text{пр}} = (2592,6 - 264,3 + 103,7) \cdot 10^3 = 2432 \cdot 10^3 \text{ т.}$$

Количество потерь пара и пароконденсата в системе:

$$\Sigma G_{\text{пот}} = G_{\text{ов}} = 264,3 \cdot 10^3 \text{ т или } (\Sigma G_{\text{пот}} \cdot 100) / G_{\text{п}} = (264,3 \cdot 100) / 2592,6 = 10 \text{ \%}.$$

Суммарные потери пара и пароконденсата по заводу составляют:

$$G_{\text{пот}} = \Sigma G_{\text{нп}} + \Sigma G_{\text{пот}} = 19,1 + 10 = 29,1 \%$$

Таким образом, максимальные расчетные потери пара и пароконденсата по заводу могут быть около 30 % от количества поставляемого пара. Естественно, МГПЗ должен возмещать стоимость этих потерь, не получая взамен ничего. Кроме того, если и температура возвратного конденсата намного выше договорного значения $t_k = 65^\circ\text{C}$, то заводу придется выложить еще более крупную сумму.

5. Проект внедрения водоводяного теплообменника в МГПЗ для охлаждения возвратного конденсата МТЭЦ и утилизации его теплоты для собственных нужд завода.

Как видно из предыдущих расчетов, максимальные потери пара и пароконденсата по заводу могут быть около 30 % от количества поставляемого пара МТЭЦ. В настоящее время МГПЗ возмещает стоимость этих потерь, не получая взамен ничего, к тому же температура возвращаемого конденсата намного выше ($90 \pm 5^\circ\text{C}$) договорного значения $t_{\text{пк}}=65^\circ\text{C}$, то заводу приходится платить еще более крупные суммы.

В настоящей работе предлагается способ охлаждения возвратного конденсата ТЭЦ до температуры 65°C с одновременной утилизацией отобранной теплоты конденсата для подогрева заводских теплоносителей (например, отопительной, питательной, сырой воды и т.д.). Причем для этой цели использовать существующий подогреватель сетевой воды (ПСВ), расположенный в котельной № 2 ГПЗ или установить дополнительный теплообменник.

В существующем теплофикационном ПСВ греющим теплоносителем является насыщенный пар с парового коллектора котельной давлением $p=0,6$ МПа (соответственно температурой $t_{\text{н}}=159^\circ\text{C}$) и нагреваемым теплоносителем сетевая отопительная вода. Нами предлагается в ПСВ заменить греющий теплоноситель на возвратный конденсат с параметрами $p=0,25-0,30$ и температурой $t=125-140^\circ\text{C}$.

5.1. Система теплоснабжения завода.

На МГПЗ для отопления, вентиляции и бытовых нужд используется горячая вода. Систему трубопроводов, по которым горячая вода подается к потребителям, а охлажденная возвращается в котельную, называют тепловой сетью [12,13,14].

В настоящее время широкое распространение имеют водоподогревательные установки (теплообменники) поверхностного типа, позволяющие

изолировать теплоносители друг от друга и тем самым обеспечить надежность и простоту эксплуатации. Кроме того, поверхностные теплообменные аппараты позволяют избежать загрязнения конденсата греющего пара [15].

Схема вертикального кожухотрубного подогревателя своды поверхностного типа, установленного в котельной завода, представлена на рис. 6.

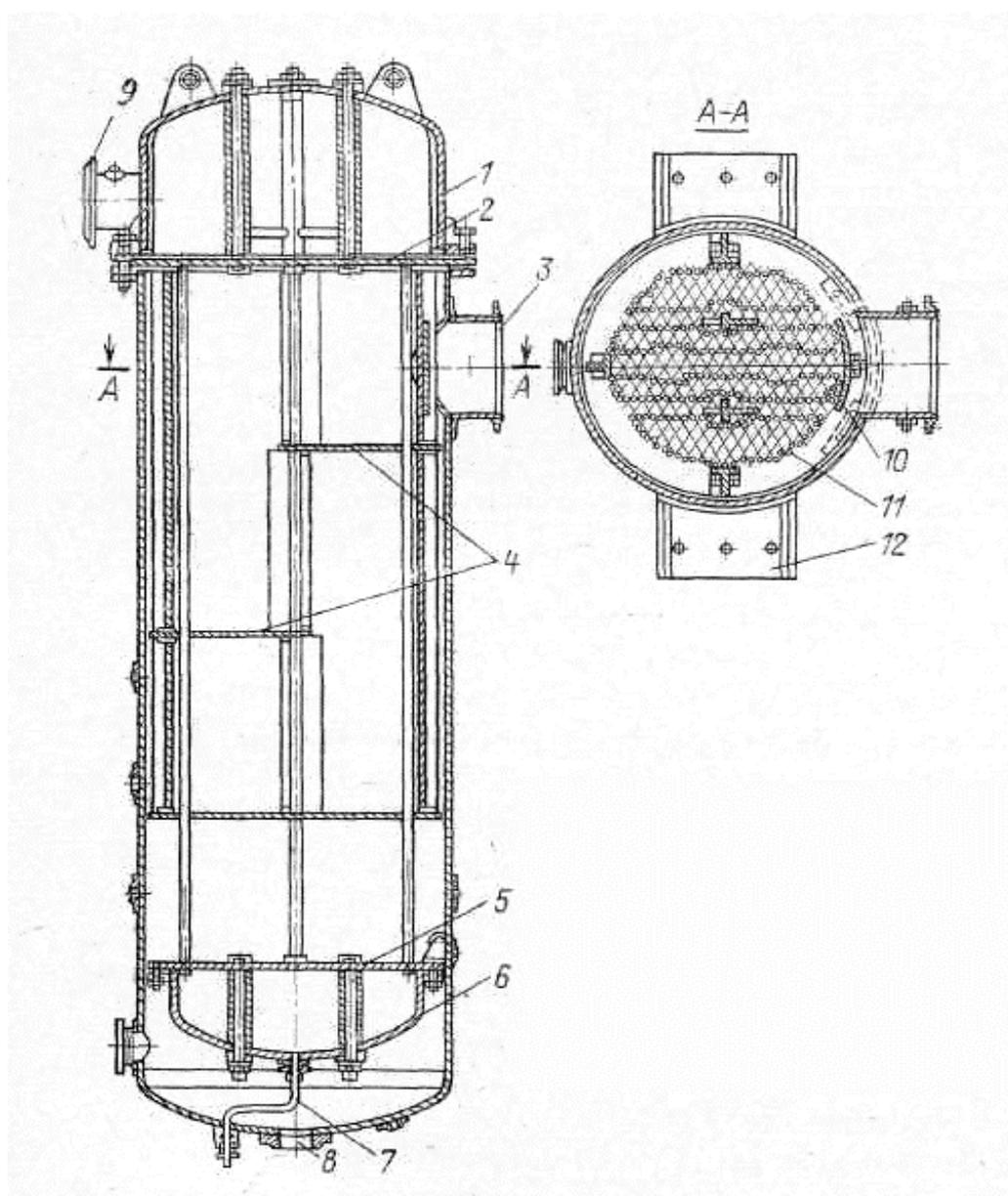


Рис. 6. Вертикальный сетевой подогреватель.

1 – верхняя водяная камера; 2 – верхняя трубная доска; 3 – паровпускной патрубок; 4 - направляющие перегородки для пара; 5 – нижняя трубная доска; 6 - нижняя водяная камера; 7 – спускные трубки из водяных камер; 8 – конденсат греющего пара; 9 – входной патрубок сетевой воды; 10 – паротбойный лист; 11 – пучки труб; 12 – опорные лапы.

Технические параметры сетевого подогревателя завода:

Наименование	- ПСВ-45-7-14
Диаметр корпуса	- 0,72 м
Длина корпуса	- 4,75 м
Длина трубок	- 3,4 м
Число трубок	- 228 шт.
Площадь поверхности теплообмена	- 45 м ²
Расход при двухходовом движении воды	- 180 т/ч
Расчетная теплопроизводительность,	- 8,37 МВт

В подогревателе греющий пар омывает трубки снаружи и подогревает протекающую по ним сетевую воду. Номинальный расход пара 15т/ч. По водяной стороне ПСВ выполнен двухходовым, в котором вода совершает один ход по трубкам вниз и один вверх. Температура сетевой воды на входе/выходе: 65°С / 110°С.

5.2. Расчет вертикального подогревателя сетевой воды.

Исходные данные для расчета подогревателя ПСВ-45-7-15.

а) Подогреватель сетевой воды вертикальный ПСВ-45-7-15

Тепловая мощность номинальная $Q_{ном}=8,37$ МВт;

Поверхность теплообмена $F=45$ м² ;

б) Греющий теплоноситель–насыщенный пар (межтрубное пространство)

$P_{абс} = 0,6$ МПа=6 бар ($t_n=158,8$ °С);

Массовый расход пара $G_n = 15$ т/ч=4,17 кг/с;

в) Нагреваемый теплоноситель - вода (трубки)

Наружный диаметр трубок $d_n = 18$ мм,

Внутренний диаметр трубок $d_{вн} = 16$ мм,

Толщина трубок $\delta = 1$ мм,

Количество трубок $n = 228$ шт;

Температура воды на входе ПСВ $t'_в = 65$ °С,

Температура воды на выходе ПСВ $t''_в = 110$ °С,

Давление воды $P_{абс} = 0,6$ МПа,

Определение среднелогарифмического температурного напора.

$$\Delta t_{\text{в}} = t''_н - t'_в = 158,8 - 65 = 93,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{\text{м}} = t'_н - t''_в = 158,8 - 110 = 48,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

158,8 °С – температура насыщения при давлении $P_s = 0,6$ МПа

Температурный напор

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\text{в}} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln \frac{\Delta t_{\text{в}}}{\Delta t_{\text{м}}}} = \frac{93,8 - 48,8}{\ln \frac{93,8}{48,8}} = 68,9 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Определим средние температуры теплоносителей.

$$t_{\text{в}}^{\text{cp}} = t_2 = \frac{65 + 110}{2} = 87,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t_{\text{с}} = \frac{t_{\text{в}}^{\text{cp}} + t'_с}{2} = \frac{87,5 + 158,8}{2} = 123,15 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t_c = \frac{t_c + t'_s}{2} = \frac{123,15 + 158,8}{2} = 141 \text{ } ^\circ\text{C} - \text{ пленка конденсата}$$

$$\Delta t = t_s - t_c = 158,8 - 123,15 = 35,65 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Теплоемкость воды и ее плотность определяется из таблиц (по средней температуре 87,5 °С):

$$c_B = 4,203 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К});$$

$$\rho_B = 967 \text{ кг}/\text{м}^3;$$

Массовый расход воды

$$G_B = V_B \cdot \rho_B = 160 \cdot 967 = 42,98 \text{ кг}/\text{с};$$

Скорость воды в трубках

$$W_B = \frac{4 \cdot G_B}{\pi d_{\text{вн}}^2 n \cdot \rho_B} = \frac{4 \cdot 42,98}{3,14 \cdot 0,016^2 \cdot 228 \cdot 967} = 0,97 \text{ м}/\text{с}.$$

Расположение трубок в трубной решетке: по вершинам равностороннего треугольника. Шаг между центрами трубок:

$$t = d_n \cdot 1,5 = 0,018 \cdot 1,5 = 0,027 \text{ м} = 27 \text{ мм}$$

Определение внутреннего диаметра корпуса.

Положение крайних трубок.

$$t_k = t - \frac{d_n}{2} = 0,027 - \frac{0,018}{2} \geq 0,018 \text{ м}.$$

Определяем внутренний диаметр корпуса.

$$D_{\text{вн}} = 1,05 \cdot t \sqrt{n} = 1,05 \cdot 0,027 \cdot \sqrt{228} = 0,69 \text{ м}$$

Внутренний диаметр выбираем из нормального ряда цилиндрических аппаратов по ГОСТ 9617-76 $D_{\text{вн}} = 700 \text{ мм}$. Скорость в межтрубном пространстве не проверяем.

Определение коэффициента теплопередачи.

При заданных условиях коэффициент теплопередачи может рассчитываться как для плоской стенки

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda_{ст.}} + \frac{1}{\alpha_2}}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

$\lambda_{ст.}$ - теплопроводность материала, из которого изготовлена трубка (для латуни $\lambda_{ст.} = 104,7 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$);

δ - толщина стенки трубки, м.

Определение коэффициента теплоотдачи от пара к трубкам $\alpha_{п}$ (плёночная конденсация на вертикальной трубе):

$$\alpha_{п} = 0,9434 \sqrt{\frac{\lambda_{ж}^3 \cdot \rho_{ж}^2 \cdot g \cdot r}{\mu_{ж} \cdot \Delta t \cdot h}}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

где $\lambda_{ж}$ – теплопроводность пленки конденсата;

ρ -плотность конденсата;

$g = 9,81 \text{ м}^2/\text{с}$ – ускорение свободного падения;

r – удельная теплота парообразования;

$\mu_{ж}$ -коэффициент динамической вязкости конденсата;

$h = 0,2 \text{ м}$ – расстояние между перегородками.

$\Delta t = t^s - \bar{t}_{ст}$; $\Delta t = 35,65^\circ\text{C}$ -смотри пункт 3.

Температура пленки конденсата $= 141^\circ\text{C}$

$\lambda_{ж} = 0,6849 \text{ Вт/}(м\cdot\text{C})$ при 141°C

$$\rho = 908,8 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$\mu_{ж} = 0,0002$$

$r = 2087 \text{ кДж/кг}$ по таблице (при $0,6 \text{ МПа}$)

$$\alpha_{п} = 0,9434 \sqrt{\frac{0,685^3 \cdot 908,8^2 \cdot 9,81 \cdot 2087 \cdot 1000}{0,0002 \cdot 35,65 \cdot 0,2}} = 7447,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Определение коэффициента теплоотдачи от трубок к воде $\alpha_{в}$ (вынужденное течение внутри трубок):

$$\alpha_B = \frac{Nu_B \lambda_B}{d_{BH}}, \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

$$Re_B = \frac{d_{BH} w_B}{\nu_B} = \frac{0,016 \cdot 0,98}{3,36 \cdot 10^{-7}} = 46667 \geq 10^4$$

$\nu_B = 3,36 \cdot 10^{-7}$ - кинематическая вязкость при $t_B^{cp} = 87,5$ °С;

$$Nu_B = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr_{ж}^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_{ж}}{Pr_{ст}} \right)^{0,25} \cdot \varepsilon_1$$

$$Pr_{ж} = 2,02 \text{ (при } t_B^{cp} = 87,5 \text{ °С)}$$

$$Pr_{ст} = 1,435 \text{ (при } t_{ст}^{cp} = 123,15 \text{ °С)}$$

$$\lambda_{ж} = 0,6788 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К) при } 87,5 \text{ °С}$$

$$Nu_B = 0,021 \cdot 46667^{0,8} \cdot 2,02^{0,43} \cdot \left(\frac{2,02}{1,435} \right)^{0,25} \cdot 1 = 186,1$$

$$\alpha_B = \frac{186,1 \cdot 0,6788}{0,016} = 7895,4 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

Пересчитаем температуру стенки:

$$t_{ст} = \frac{\alpha_B t_s + \alpha_{ст} t_2}{\alpha_B + \alpha_{ст}} = \frac{7895,4 \cdot 158,8 + 12477,2 \cdot 87,5}{7895,4 + 12477,2} = 114,2 \text{ °С}$$

Погрешность в определении температуры стенки:

$$\Delta = \left| \frac{114,2 - 123,15}{114,2} \right| \cdot 100\% = 7,8\% , \text{ что превышает } 5\% .$$

Пересчитаем коэффициент теплопередачи с новой температурой стенки=114,2 °С

$$\Delta t = t_s - t_c = 158,8 - 114,2 = 44,6 \text{ °С}$$

$$t_{жс} = \frac{t_c + t'_s}{2} = \frac{114,2 + 158,8}{2} = 136,5 \text{ °С-конденсат}$$

$\lambda_{ж}=0,684 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$ при $136,5^\circ\text{C}$

$\nu_{в}=2,17\cdot 10^{-7} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$ - кинематическая вязкость при $t_{в}^{\text{cp}} = 136,5^\circ\text{C}$;

$$\rho=908,8 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$\alpha_n = 0,943 \sqrt[4]{\frac{0,684^3 \cdot 908,8^2 \cdot 9,81 \cdot 2087 \cdot 1000}{908,8 \cdot 2,17 \cdot 10^{-7} \cdot 44,6 \cdot 0,2}} = 7022,8 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

.....

Коэффициент теплопередачи:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_n} + \frac{\delta}{\lambda_{ст.}} + \frac{1}{\alpha_{в}}}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

$$k = \frac{1}{\frac{1}{7022,8} + \frac{0,001}{104,7} + \frac{1}{7895,4}} = 3590 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Определение тепловой мощности подогревателя.

$$Q = k \cdot \Delta t \cdot F = 3590 \cdot 44,6 \cdot 45 = 6,74 \cdot 10^6 \text{ Вт} = 7,21 \text{ МВт}$$

Внутренний диаметр (аппарат принимается двухходовым):

$$D_{\text{вн.}} = 1,27 \sqrt{0,866 \cdot t^2 \cdot N + L \cdot t} = 1,27 \sqrt{0,866 \cdot 0,025^2 \cdot 116 + 0,5 \cdot 0,025} = 0,686 \text{ м}$$

L – наибольшая суммарная длина перегородок в днище аппарата
примем $0,5 \text{ м}$.

Округляем в большую сторону до стандартного значения: $D_{\text{вн.}}=0,70 \text{ м}$.

Для насыщенного водяного пара скорость в межтрубном пространстве
не проверяется.

Найдем длину трубок при числе ходов $z = 2$:

$$L = \frac{F}{\pi \cdot d_{\text{нар}} \cdot n \cdot z} = \frac{45}{\pi \cdot 0,018 \cdot 228 \cdot 2} = 1,75 \text{ м};$$

Выбираем наружный диаметр корпуса из ряда стандартных наружных диаметров $D_{\text{н}} = 720 \text{ мм}$.

Определение диаметров патрубков.

- диаметр патрубка для пара:

$$D_{\text{п}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{п}} \cdot v_{\text{п}}}{\pi \cdot w_{\text{п}}}}, \text{ м}$$

Расход пара $G_{\text{п}} = 4,17 \text{ кг/с}$;

$v_{\text{п}} = 0,24 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем пара;

$w_{\text{п}}$ – скорость пара, м/с, принимаем 30 м/с.

$$D_{\text{пв1}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4,17 \cdot 0,24}{\pi \cdot 30}} = 0,206 \approx 0,21 \text{ м}.$$

- диаметр патрубка для нагреваемой воды:

$$D_{\text{пв}} = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{\text{в}}}{\pi \cdot w_{\text{в}}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 48,35}{\pi \cdot 1,3}} = 0,217 \approx 0,22 \text{ м}$$

$w_{\text{в}}$ – скорость воды в патрубке, принимаем 1,3 м/с.

Расчет толщины тепловой изоляции.

Температура поверхности изоляции по требованиям санитарных норм принимается равным $t_{\text{н}} = 45^{\circ}\text{C}$.

Определяем среднюю температуру изоляции:

$$t_{\text{пд}}^{\text{ср}} = \frac{t_{\text{пд}} + t_{\text{н}}}{2} = \frac{158,8 + 45}{2} = 102, \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Толщина слоя изоляции.

$$\delta_{\text{из}} = \frac{\lambda_{\text{из}} \cdot (t_{\text{ст}} - t_{\text{из}})}{\alpha_{\text{из}} \cdot (t_{\text{из}} - t_{\text{н}})} = \frac{0,066 \cdot (158,8 - 102)}{8 \cdot (102 - 45)} = 0,075 \text{ м}$$

$\alpha_{\text{из}} = 8 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ – коэффициент теплоотдачи;

$\lambda_{из}=0,066$ Вт/(м·К) – коэффициент теплопроводности изоляции.

Принимаем стандартный размер изоляции $\delta_{эц} = 75$ мм.

После определения толщины изоляции $\delta_{из}$ проведем проверку полученной величины по допустимому тепловому потоку $[q_{доп}]$. Для этого рассчитаем тепловой поток с изолированной поверхности аппарата по формуле

$$q = \frac{\lambda_{из}}{\delta_{из}} \cdot (t_{ст} - t_{из}) = \frac{0,066}{0,075} (158,8 - 45) = 100 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

Т.к. полученный результат удовлетворяет условию $q \leq [q_{доп}]$, $q_{доп}=140$ Вт/м², то расчет закончен.

Для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации аппараты в зависимости от назначения должны быть оснащены приборами для измерения давления, приборами для измерения температуры, предохранительными устройствами, указателями уровня жидкости.

При испытании теплообменных аппаратов в эксплуатационных условиях обычно замеряются:

- 1) температура воды на входе в аппарат;
- 2) температура воды на выходе из аппарата;
- 3) давление воды на входе в аппарат;
- 4) давление воды на выходе из аппарата;
- 5) расход воды через аппарат.

Для производства замеров указанных величин теплообменный аппарат должен быть оснащен соответствующими измерительными приборами.

Место установки, класс точности, шкала и частота поверки приборов определяется согласно Правилам.

При необходимости контроля уровня жидкости в аппаратах, имеющих границу раздела сред, должны применяться указатели уровня.

В теплообменном аппарате КИП являются термометры, манометры, измерительные диафрагмы. На всасывающей линии воды устанавливают

приемный клапан и задвижку (для отключения насоса). На нагнетательной – обратный клапан, регулирующую задвижку, а также вентиль залива насоса водой перед пуском, манометр.

Шкала манометра выбирается таким образом, чтобы рабочее давление составляло $3/4$ предела измерений данного манометра. Диаметр манометра должен быть не менее 100 мм при установке на высоте до 2 м от уровня пола. Температура в месте установки манометра не должна превышать 60°C . Манометр устанавливается строго вертикально.

Обратный клапан и манометр устанавливают за насосом на нагнетательной линии воды.

Термометры устанавливают в специальные гильзы, которые расположены в штуцерах на входе и на выходе воды.

При автоматическом управлении необходима установка манометров как прямого действия (на теплообменнике), так и непрямого действия (на пульте).

Если манометр находится на высоте 2-5 м от пола, где находится теплообменный аппарат, то и диаметр манометра – 250 мм. Манометры и термометры допускаются к эксплуатации после прохождения технического освидетельствования.

Для измерения температуры теплоносителей рассчитываемого теплообменного аппарата будут использоваться технические ртутные термометры ТТ с пределами измерения $0-300^{\circ}\text{C}$ (для пара) и $0-160^{\circ}\text{C}$ (для воды).

Давление воды и пара будет измеряться манометрами типа МТ (механическими показывающими и самопишущими манометрами с одновитковой трубчатой пружиной) с пределами измерений, соответственно $0-1\text{МПа}$ и $0-1,6\text{МПа}$.

Для измерения расхода теплоносителей будет использоваться диафрагма типа ДБ, сигнал с диафрагмы идет на дифманометр ДСЭР (сильфонный дифманометр).

Основные требования к кожухотрубчатым теплообменным аппаратам изложены в «Правилах устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Конструкция аппаратов должна обеспечивать надежность и безопасность эксплуатации в течение расчетного срока службы, указанного в паспорте, и предусматривать возможность проведения технического освидетельствования и ремонта. Для поддержания экономичной и безотказной работы теплообменных аппаратов необходим регулярный контроль за состоянием отдельных элементов оборудования, определение фактических показателей работы аппаратов и сопоставление их с нормативными, анализ причин ухудшения показателей работы и их оперативное устранение.

Определение фактических значений эксплуатационных показателей эффективности работы аппаратов производится на основании данных гидравлических испытаний.

Гидравлическому испытанию подлежат все аппараты после их изготовления. Пробное давление $P_{пр}$ при гидравлическом испытании определяется по формуле

$$P_{пр} = 1,25 \cdot P \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]},$$

где P – расчетное давление, МПа (кгс/см²);

$[\sigma]_{20,t}$ – допускаемые напряжения для материала соответственно при +20°C и расчетной температуре t , МПа (кгс/см²),

$$P_{пр} = 1,25 \cdot P \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]} = 1,25 \cdot 0,7 \cdot \frac{144}{136} = 0,93 \text{ МПа.}$$

Испытание проводят чистой водой с температурой не ниже 5 °С и не выше 40 °С, которую закачивают с помощью гидравлического насоса в аппарат.

Давление следует поднимать равномерно до достижения им значения пробного.

Давление при гидравлическом испытании контролируется манометрами. После выдержки под пробным давлением давление снижают до расчетного, при котором производят визуальный осмотр наружной поверхности, разъемных и сварных соединений. Не допускается обстукивание аппарата во время испытаний. После проведения гидравлического испытания вода должна быть полностью удалена.

Результаты испытаний считаются удовлетворительными, если во время их проведения отсутствуют:

- падение давления по манометру;
- пропуски испытательной среды (течь, потение, пузырьки воздуха или газа) в сварных соединениях и на основном металле;
- признаки разрыва;
- течи в разъемных соединениях;
- остаточные деформации.

Корпус аппарата и его элементы, в которых при испытании выявлены дефекты, после их устранения подвергаются повторным гидравлическим испытаниям пробным давлением.

5.3 Тепловой и конструктивный расчет секционного водо-водяного подогревателя.

Цель расчета: На основе анализа возможных схем теплообменников и учета их конструктивных особенностей выбрать оптимальную схему теплообменника, соответствующей поставленной задаче: охлаждение пароконденсата ТЭЦ и обеспечение тепловых нужд завода утилизированной теплотой. Произвести тепловой и конструктивный расчет. Определить поверхность нагрева, длину, и количество секций прямоточного водоводяного подогревателя (рис. 7.) По рассчитанным параметрам выбрать типовой теплообменный аппарат.

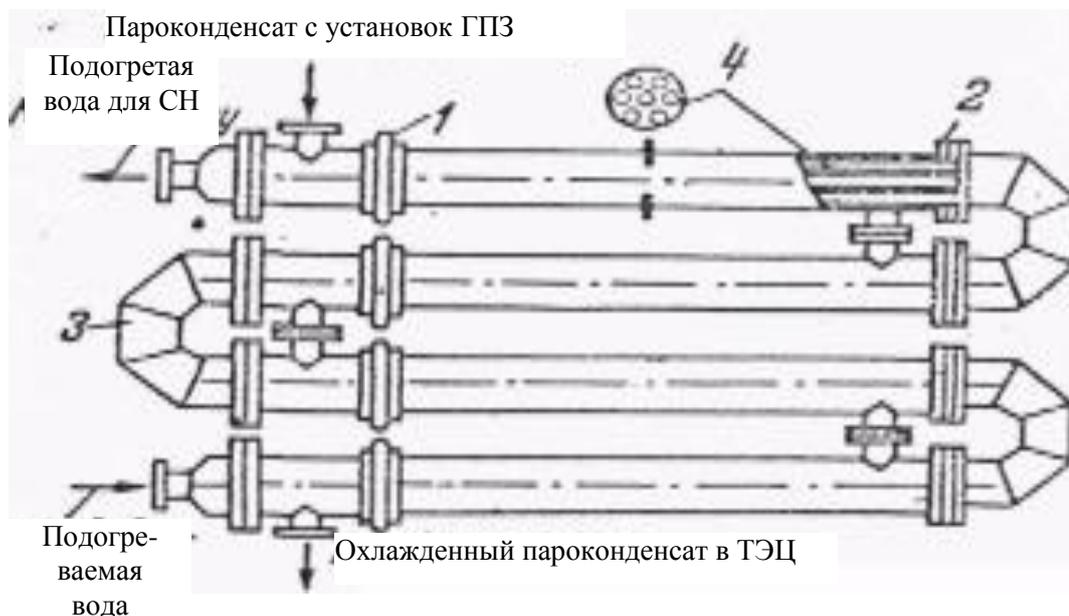


Рисунок 7. Секционный водоводяной подогреватель Мосэнерго.

- 1 – линзовый компенсатор; 2- разборная (на резьбе) трубная решетка;
 3 – калач; 4 – трубки.

Исходные данные:

№ п/п	Наименование величины	Обоз.	Разм.	Формула или обоснование	Значение
1	2	3	4	5	6
1	Производительность подогревателя (противоток)	$Q_{\text{п}}$	МВт	Задана	3,0
2	Температура греющей воды (пароконденсата ТЭЦ) на входе в аппарат	t'_1	°С		130
3	Температура греющей воды на выходе	t''_1	°С		65
4	Температура нагреваемой воды на входе	t'_2	°С		20
5	Температура нагреваемой воды на выходе	t''_2	°С		110
6	Наружный диаметр трубок	$d_{\text{н}}$	мм		18
7	Внутренний диаметр трубок	$d_{\text{вн}}$	мм		16
8	Коэффициент теплопроводности стенки	$\lambda_{\text{ст}}$	Вт/м*°С		105
9	Коэффициент теплопроводности накипи	$\lambda_{\text{нак}}$	Вт/м*°С		3,49
10	Толщина накипи	$\delta_{\text{нак}}$	мм		0,2
11	КПД теплообменника	η	-		0,9

Расчет теплообменника.

№ п/п	Наименование величины	Обоз.	Разм.	Формула или обоснование	Значение
1	2	3	4	5	6
1	Средняя температура греющего теплоносителя	t_{cp1}	°С	$0,5*(t'_1+t''_1)$	97,5
2	Плотность греющей воды (при температуре t_{1cp})	$\rho_{ж1}$	кг/м ³	Таблица 1	960
3	Удельная теплоемкость воды	$C_{pж1}$	Дж/кг*С		4258
4	Коэффициент теплопроводности воды	$\lambda_{ж1}$	Вт /м * К		0,686
5	Коэффициент кинематической вязкости	$\nu_{ж1}$	м ² /с		2,43E-07
6	Критерий Прандтля	$Pr_{ж1}$	-		1,42
7	Коэффициент температуропроводности	$a_{ж1}$	м ² /с		1,72E-07
8	Средний объемный расход греющей воды (пароконденсата) в межтрубном пространстве	V_1	м ³ /с		0,0113
9	Массовый расход греющей воды	G_1	т/ч	$V_1*\rho_1 *3600/1000$	39,9
10	Средняя температура нагреваемой воды	t_{cp2}	°С	$0,5*(t'_2+t''_2)$	65
11	Плотность нагреваемой воды	$\rho_{ж2}$	кг/м ³	Таблица 1	981
12	Средний объемный расход нагреваемой воды в трубках	V_2	м ³ /с		0,009
13	Массовый расход нагреваемой воды	G_2	т/ч	$V_2*\rho_2 *3600/1000$	31,8

1	2	3	4	5	6
14	Скорость течения воды в трубках	w_2	м/с	Принимаем	1,0
15	Суммарная площадь поперечного сечения трубок в секциях	Σf_T	m^2		0,016
16	Количество трубок в секции	n_T	шт		79
17	Выбор наиболее близкого количества трубок	n'_T	шт	Таблица 2	91
18	Относительный диаметр корпуса:	S/D	-	Таблица 2	10
	- шаг между трубками	S	м		0,0252
	- диаметр трубной решетки	D	м		0,353
19	Внутренний диаметр корпуса аппарата	$D_{вн}$	м		0,387
20	Площадь поперечного сечения корпуса	F_k	m^2		0,117
21	Площадь занятая трубками	f_T	m^2		0,0231
22	Площадь межтрубного пространства	$F_{мт}$	m^2		0,0943
23	Скорость воды в межтрубном пространстве	W_2	м/с		0,2

Таким образом, на основе полученных данных выбираем из таблицы 3 типовой подогреватель ВВПЛ - 300, состоящий из одной секции со следующими геометрическими размерами :

Наружный диаметр корпуса	D_n	мм	325
Внутренний диаметр корпуса	$D_{вн}$	мм	309
Число трубок в секции	n'_T	шт	151
Удельная поверхность нагрева	F_y	m^2	
Поверхность нагрева одной секции нормальной длины	F	m^2	27,1
Площадь живого сечения межтрубного пространства	f_{MT}	m^2	0,0446
Отношение площади межтрубного пространства к площади трубок	f_T/f_{MT}	-	1,93
Диаметр патрубка греющего теплоносителя	$D_{пат1}$	мм	273
Диаметр патрубка нагреваемого теплоносителя	$D_{пат2}$	мм	219
Длина теплообменника	L_3	мм	5277
Высота теплообменника	H	мм	700
Вес одной секции с калачом	M	кг	680

6 Экономическая часть.

Расчет экономических параметров проекта

На этом этапе квалификационной работы целью расчетов являются нахождение капитальных вложений, стоимости сэкономленных топливных ресурсов и срок окупаемости реконструкции теплофикационной системы предприятия с заменой в сетевом подогревателе греющего теплоносителя (насыщенного пара) на пароконденсат МТЭЦ.

На этом этапе квалификационной работы целью расчетов являются нахождение капитальных вложений, стоимости сэкономленных топливных ресурсов и срок окупаемости устанавливаемого подогревателя теплообменника водо-водяного типа.

По данным, полученным от завода-изготовителя по интернету стоимость подогревателя ВВПЛ - 300 и его монтаж составляет примерно 235 тыс. долл. США. Срок службы подогревателя до капитального ремонта составляет 17500 - 26300 часов или 2-3 года. Капитальные затраты Мубарекского ГПЗ на покупку, монтаж и пуско-наладочные работы одного подогревателя составят $K_3 = 250$ тыс. долл.

Средняя себестоимость выработки тепловой энергии в котельной завода составляет $c_{тэ} = 10$ долл/Гкал. Среднегодовое количество утилизируемой подогревателем тепловой энергии равно:

$$Q_{\text{год}} = Q_{\text{п}} * \tau_{\text{год}} = 3 * 8760 = 26280 \text{ МВт} = 22597 \text{ Гкал/год},$$

где $Q_{\text{п}}$ - теплопроизводительность подогревателя, МВт;

$\tau_{\text{год}}$ - число часов эксплуатации подогревателя, час.

Стоимость утилизируемой подогревателем тепловой энергии в год составит :

$$C_{тэ} = Q_{\text{год}} * c_{тэ} = 22597 * 10 = 225970 \$.$$

Тогда срок окупаемости подогревателя составит:

$$T = K_3 / C_{гэ} = 250000 / 225970 = 1,1 \text{ год.}$$

Кроме того, количество острого пара, которое до установки водоводяного подогревателя расходовалось на подогрев различных теплоносителей (сырая, питательная, отопительная воды) теперь экономится.

При к.п.д. котельной $\eta_k=0,88$ на приготовление горячей воды в количестве 22597 Гкал годовой расход топлива составит:

$$V_{пг} = Q_{пг} / (7000 * \eta_k) = 22597 * 10^3 / (7000 * 0,88) = 3668 \text{ т.у.т.} = 3668 / 1,17 = 3135 \text{ тыс. м}^3 \text{ природного газа.}$$

При стоимости 1000 м³ газа 70 долл. стоимость сэкономленного топлива котельной составит:

$$C_{пг} = V * 70 = 219450 \$ / \text{год.}$$

Таким образом, возможная годовая прибыль от внедрения водоводяного подогревателя для одновременного охлаждения конденсата ТЭЦ и утилизации его теплоты для собственных нужд ГПЗ составит:

$$П = (C_{гэ} + C_{пг}) - K_3 = (225970 + 219450) - 250000 = 195420 \text{ долл.}$$

7 Безопасность жизнедеятельности

7.1 Содержание территории

1) На территории населенных пунктов и предприятий не допускается устраивать свалки горючих отходов, мусора и так далее. Все отходы следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

2) Территория населенных пунктов и предприятий, в пределах противопожарных разрывов между зданиями, сооружениями и открытыми складами, а также участки, прилегающие к жилым домам, дачным и иным постройкам, должны своевременно очищаться от горючих отходов, мусора, опавших листьев, сухой травы и тому подобное.

3) Противопожарные разрывы между зданиями и сооружениями, штабелями леса, пиломатериалов, других материалов и оборудования не допускается использовать под складирование материалов, оборудования и тары, для стоянки транспорта и строительства (установки) здания и сооружений.

4) Дороги, проезды, подъезды и проходы к зданиям, сооружениям, открытым складам и водоисточникам используемым для пожаротушения, подступы к стационарным пожарным лестницам и пожарному инвентарю должны быть всегда свободными, содержаться в исправном состоянии, а зимой – быть очищенными от снега и льда.

О закрытии дорог или проездов для их ремонта или по другим причинам, препятствующим проезду пожарных машин, организация выполняющая эти работы должна немедленно сообщать об этом в подразделения государственной противопожарной службы.

На период закрытия дорог в соответствующих местах должны быть установлены указатели направления объезда или устроены переезды через ремонтируемые участки и подъезды к водоисточникам.

5) Временные строения должны располагаться от других зданий и сооружений на расстоянии не менее 15 м (кроме случаев, когда по другим нормам требуется больший противопожарный разрыв) и у противопожарных стен.

Отдельные блок-контейнерные здания допускается располагать группами не более 10 в группе и площадью не более 800 м². Расстояние между группами этих зданий и от них до других строений, торговых киосков и т.п. следует принимать не менее 15 м.

6) Не допускается курение на территории и в помещениях складов и баз, хлебоприемных пунктов, объектов торговли, добычи и переработки нефти, хранения ЛВЖ, ГЖ и горючих газов (ГГ), производств всех видов взрывчатых веществ, взрывопожароопасных и пожароопасных участков, в детских до-

школьных и школьных учреждениях, лечебных и культурно-зрелищных учреждениях, на полях злаковых культур, транспортных средствах, а также в неотведенных для курения местах предприятий.

7) Разведение костров, сжигание отходов и тары не допускается ближе 50 м до зданий и сооружений. Сжигание отходов и тары в специально отведенных для этих целей местах должно производиться под контролем обслуживающего персонала в дневное время.

8) Территория объектов должна иметь наружное освещение, достаточное для быстрого нахождения противопожарных водоисточников, наружных пожарных лестниц, входов в здания и сооружения.

9) Переезды и переходы через внутриобъектовые железнодорожные пути должны быть свободны для проезда пожарных автомобилей и иметь сплошные настилы на уровне высоты поверхности рельсов. Стоянка вагонов без локомотивов на переездах не допускается. Количество переездов через пути должно быть не менее двух.

7.2. Содержание цеха

1) Для всех производственных и складских помещений должна быть определена категория взрывопожарной и пожарной опасности, а также класс зоны по правилам устройства электроустановок (ПУЭ), которые надлежит обозначать на дверях помещений.

Около оборудования, имеющего повышенную пожарную опасность, следует вывешивать стандартные знаки безопасности, а также аншлаги, таблички.

Применение в процессах производства материалов и веществ с неисследованными показателями их пожаровзрывоопасности или не имеющими

сертификатов, а также их хранение совместно с другими материалами и веществами не допускается.

2) Все объекты должны быть обеспечены исправными первичными средствами пожаротушения, средствами связи для вызова противопожарной службы и противопожарной автоматикой согласно действующих норм.

3) Противопожарные системы и установки (противодымная защита, средства пожарной автоматики, системы противопожарного водоснабжения, противопожарные двери, клапаны, другие защитные устройства в противопожарных стенах и перекрытиях и тому подобное.) помещений, зданий и сооружений должны постоянно содержаться в исправном состоянии. Не допускается устанавливать какие-либо приспособления, препятствующие нормальному закрыванию противопожарных или противодымных дверей (устройств).

4) Не допускается проводить работы на оборудовании, установках и станках с неисправностями, могущими привести к пожару, а также при отключенных контрольно-измерительных приборах и технологической автоматике, обеспечивающих контроль заданных режимов температуры, давления и других, регламентированных условиями пожарной безопасности, параметров.

5) Нарушение огнезащитных покрытий (штукатурки, специальных красок, лаков, обмазок и т.п., включая потерю и ухудшения огнезащитных свойств) строительных конструкций, горючих отделочных и теплоизоляционных материалов, металлических материалов, металлических опор оборудования должны немедленно устраняться.

Обработанные (пропитанные) в соответствии с нормативными требованиями деревянные конструкции и ткани по истечении сроков действия обработки (пропитки) испытываются и в случае потери огнезащитных свойств составов должны обрабатываться (пропитываться) повторно.

Состояние огнезащитной обработки (пропитки) горючих конструкций и тканей должно проверяться не реже двух раз в год.

6) В местах пересечения противопожарных стен, перекрытий и ограждающих конструкций различными инженерными и технологическими коммуникациями образовавшиеся отверстия и зазоры должны быть заделаны строительным раствором или другими негорючими материалами, обеспечивающими требуемый предел огнестойкости и дымогазонепроницаемость.

7) При перепланировке помещений, изменений их функционального назначения или установки нового технологического оборудования должны соблюдаться противопожарные требования действующих норм строительного и технологического проектирования.

8) Взрывопожароопасные объекты и крупные театральные предприятия (нефтебазы, театры и др.) необходимо обеспечивать прямой телефонной связью с ближайшим подразделением государственной противопожарной службы или центральным пунктом пожарной связи населенных пунктов.

9) В помещениях предприятий, зданий, сооружений (за исключением жилых домов индивидуальной застройки) запрещается:

- хранение и применение в подвалах и цокольных этажах ЛВЖ и ГЖ, пороха, взрывчатых веществ, баллонов с газами, товаров в аэрозольной упаковке, целлулоида и других взрывопожароопасных веществ и материалов кроме случаев, оговоренных в действующих нормативных документах;
- использовать чердаки, технические этажи, венткамеры и другие технические помещения для организации производственных участков, мастерских, а также хранения продукции, оборудования, мебели и других предметов;
- размещать в лифтовых холлах кладовые, киоски, ларьки и тому подобное;

- устраивать склады горючих материалов и мастерские, а также размещать иные хозяйственные помещения в подвалах и цокольных этажах, если вход в них не изолирован от общих лестничных клеток;
- снимать предусмотренные проектом двери вестибюлей и холлов, коридоров, тамбуров и лестничных клеток;
- загромождать мебелью, оборудованием и другими предметами двери, люки на балконах и лоджиях, переходы в смежные секции и выходы на наружные эвакуационные лестницы;
- проводить уборку помещений и стирку одежды с применением бензина, керосина и других ЛВЖ и ГЖ, а также производить отогревание замерзших труб паяльными лампами и другими способами с применением открытого огня;
- устанавливать глухие решетки на окнах (за исключением помещений складов, касс, оружейных комнат, секретных частей учреждений и жилых помещений);
- остеклять лоджии и балконы, относящиеся к зонам безопасности на случай пожара;
- устраивать в лестничных клетках и коридорах кладовые (чуланы), а также хранить под маршами лестниц и на их площадках вещи, мебель и другие горючие материалы (под маршами лестниц в первом и цокольном этажах допускается устройство только помещений для узлов управления центрального отопления, водомерных узлов и электросчетчиков, выгороженных перегородками из негорючих материалов);
- устраивать в производственных и складских помещениях зданий (кроме зданий V степени огнестойкости) антресоли, конторки и другие встроенные помещения из горючих и трудногорючих материалов и листового металла.

10) Наружные пожарные лестницы и ограждения на крышах (покрытиях) зданий и сооружений должны содержаться в исправном состоянии и не менее двух раз в год должна проверяться их исправность.

11) В помещениях имеющих один эвакуационный выход, допускается проведение мероприятий с количеством присутствующих в этих помещениях не более 50 человек.

В зданиях IV и V степеней огнестойкости проведение мероприятий с массовым пребыванием людей (50 и более человек) допускается только в помещениях первого этажа.

12) Окна чердаков, технических этажей и подвалов должны быть остеклены, а их двери должны содержаться в закрытом состоянии. На дверях следует указывать место хранения ключей.

Приямки световых проемов подвальных и цокольных этажей зданий и сооружений должны регулярно очищаться от горючего мусора. Не допускается закрывать сплошным настилом указанные приямки и окна.

7.3 Требования техники безопасности к оперативному персоналу

Лица, принимаемые на работу по обслуживанию тепломеханического оборудования, должны пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные для персонала предприятия.

Лица, обслуживающие оборудование цехов электростанций (кроме электроцеха) и тепловых сетей, должны знать и выполнять “Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования ТЭС”, применительно к занимаемой должности.

У лиц, обслуживающих оборудование основных цехов электростанций и тепловых сетей, и лиц допущенных к выполнению специальных работ, должна быть сделана об этом запись в удостоверении о проверке знаний.

Персонал, обслуживающий оборудование в газоопасных местах, а также соприкасающийся с вредными веществами, должен знать:

- перечень газоопасных мест в цехе;
- отравляющие действия вредных веществ и признаки отравления ими;
- правила пользования средствами защиты органов дыхания;
- пожароопасные вещества и способы их тушения.

Весь персонал должен быть обеспечен по действующим нормам спецодеждой, спецобувью и индивидуальными средствами защиты в соответствии с характером выполняемых работ и обязан пользоваться ими во время работы.

Персонал должен работать в спецодежде, застегнутой на все пуговицы. На одежде не должно быть развевающихся частей, которые могут быть захвачены движущимися частями механизмов. Засучивать рукава спецодежды и подворачивать голенища сапог запрещается.

При работах с ядовитыми и агрессивными веществами, расшлаковке поверхностей нагрева котлов, спуске горячей золы из бункеров, а также при электрогазосварочных, обмурованных, изоляционных работах, разгрузке и погрузке сыпучих материалов брюки должны быть надеты поверх сапог.

При нахождении в помещении с действующим энергетическим оборудованием, в колодцах, камерах, каналах, на строительной площадке и в ремонтной зоне весь персонал должен надевать застегнутые подбородным ремнем защитные каски.

Весь производственный персонал должен быть практически обучен приемам освобождения человека, попавшего под напряжение, от действия электрического тока и оказания ему доврачебной помощи, а также приемом оказания доврачебной помощи пострадавшим при других несчастных случаях.

Запрещается находиться без производственной необходимости на площадках агрегатов, вблизи люков, лазов, водоуказательных стекол, а также около запорной, регулирующей и предохранительной арматуры и фланцевых соединений трубопроводов, находящихся под давлением.

Запрещается опираться и становиться на барьеры площадок, ходить по трубопроводам, а также по конструкциям и перекрытиям, не предназначенным для прохода по ним.

При обнаружении свищей в трубах поверхностей нагрева, паропроводах, коллекторах, питательных трубопроводах, в корпусах арматуры необходимо срочно вывести работающих с аварийного оборудования, оградить опасную зону и вывесить знаки безопасности: «Осторожно! Опасная зона».

Запрещается пуск и кратковременная работа механизмов или устройств при отсутствии или неисправном состоянии ограждающих устройств. Запрещается производить уборку вблизи механизмов без предохранительных ограждений или с плохо закрепленными ограждениями.

Запрещается чистить обтирать и смазывать вращающиеся или движущиеся части механизмов, а также перелезать через ограждения или просовывать руки за них для смазки и уборки. Запрещается при обтирке наружной поверхности работающих механизмов наматывать на руку или пальцы обтирочный материал.

Запрещается вручную останавливать вращающиеся и движущиеся механизмы.

Запрещается наступать на оборванные, свешивающиеся или лежащие на земле и полу провода, а также на обрывки проволоки, веревки тросы, соприкасающиеся с этими проводами, или прикасаться к ним.

Запрещается эксплуатировать неисправное оборудование, а также оборудование с неисправными или отключенными устройствами аварийного отключения, блокировок, защит и сигнализации.

Места, опасные для прохода или нахождения в них людей, должны ограждаться канатами или переносными щитами с укрепленными на них знаками безопасности.

При обслуживании оборудования в местах, не имеющих стационарного освещения, должно быть достаточное количество исправных переносных электрических фонарей, которые передаются по смене.

При опасности возникновения несчастного случая персонал должен принять меры по его предупреждению (остановить оборудование или соответствующий механизм, снять напряжение, отключить подачу пара или воды, оградить опасную зону и т.п.), а при несчастном случае оказать также доврачебную помощь пострадавшему, сохранив по возможности обстановку на месте происшествия. О случившемся должно быть сообщено старшему дежурному.

Запрещается эксплуатация теплообменных аппаратов после истечения срока очередного освидетельствования или выявления дефектов, угрожающих нарушением надежной и безопасной работы, при отсутствии и неисправности элементов их защит и регуляторов уровня.

Запрещается во время работы теплообменного аппарата проведение его ремонта или работ, связанных с ликвидацией неплотностей соединений отдельных элементов аппарата, находящихся под давлением.

Исправность предохранительных клапанов, манометров и другой арматуры теплообменного аппарата должен проверять обслуживающий персонал в соответствии с инструкцией по обслуживанию теплообменных аппаратов.

Открывать и закрывать задвижки и вентили с применением рычагов, удлиняющих плечо рукоятки или маховика, не предусмотренных инструкцией по эксплуатации арматуры, запрещается.

Прогрев и пуск паропроводов должны производиться в соответствии с местной инструкцией или по специальной программе.

Запрещается при испытании автомата безопасности находиться на площадке обслуживания турбины лицам, непосредственно не участвующим в испытании.

8 Вопросы экологии

Значительная доля сил и средств, расходуемых на защиту окружающей среды, связана с защитой воздушного бассейна от так называемых *организованных загрязнений* и выбросов в виде отходящих из котлов и печей газов, пыли, копоти через дымовую трубу в атмосферу.

1. Борьба с так называемыми *неорганизованными загрязнениями*, выделяемыми в атмосферу в процессе переработки, транспортирования, складирования сырья и готовой продукции.

2. Борьба с невидимыми загрязнениями токсического характера (которые иногда оказываются более опасными, чем видимые).

3. Защита воздушного бассейна от вредных выбросов основана на улавливании и последующей утилизации этих выбросов.

Количество и состав покидающих дымовых газов топливосжигающих установок определяется такими факторами, как:

а) Вид используемого топлива. Состав топлива определяет состав отходящих газов (содержание серы при сжигании сернистого и малосернистого мазута неодинаково, меньшее содержание водорода в мазуте и большее в природном газе, и соответствующее различие в содержании H_2O в продуктах сгорания и т. п.).

б) Присосы воздуха через неплотности в кладке стен печей и обшивку котлов.

в) Организация топочного процесса (например, при неоптимальном коэффициенте избытка воздуха в топке $\alpha \neq \alpha_{\text{опт}}$ в отходящих газах во много раз увеличится содержание продуктов недожога; при подаче в топку мазута паромеханическими форсунками в отходящих газах увеличится доля H_2O и т.п.).

г) Наличие или отсутствие оборудования и условий для дожигания CO до CO_2 . При работе без дожигания в газах будет много CO ; при работе с дожиганием CO в отходящих газах практически отсутствует.

Борьба с «неорганизованными» выбросами. Проблема улавливания так называемых *неорганизованных загрязнений* и очистка от них воздушного бассейна пока еще далеки от решения. В цехах значительны выбросы от печей (пыль, оксиды углерода и азота, сернистый газ).

При решении проблем, связанных с неорганизованными выбросами, необходимо учитывать, что капиталовложения и эксплуатационные расходы на улавливание и очистку значительно выше, чем в случае «организованных» выбросов, вследствие большего (в 8-10 раз) засоса воздуха, свойственного системам улавливания неорганизованных выбросов. Обычно неорганизованные выбросы улавливают с помощью тканевых фильтров (если их объем велик) и электрофильтров или высоконапорных скрубберов (при малом объеме или высокой температуре).

При этом приходится тщательно и взвешенно решать, что экономичнее: ставить установки для улавливания вредностей или строить укрытия. При проектировании складов необходимо учитывать следующее: преобладающее направление ветра (и укладывать штабель вдоль него); с наветренной стороны не должно быть по возможности зданий и сооружений, которые могли бы спровоцировать турбулизацию потоков воздуха и усилить унос пыли; целесообразно также предусмотреть посадку деревьев высотой не меньше высоты штабелей; на складах нужно стремиться минимизировать высоту падения загружаемого материала; для увлажнения поверхностного слоя рекомендуется его опрыскивание из системы распылителей; опрыскивание водой осуществляется в местах перегрузки; в случае длительного хранения материалов возможно применение химических добавок на основе битума или органических полимеров, упрочняющих поверхностный слой.

Выводы по работе

1. Рассмотрены и исследованы варианты снижения температуры возвратного конденсата пара МТЭЦ, использованием его в качестве греющего теплоносителя в сетевом подогревателе котельной завода для приготовления теплофикационной воды для собственных нужд предприятия.

2. Рассчитаны количественные показатели эффективности применения для одновременного охлаждения возвратного пароконденсата МТЭЦ и утилизации тепла на заводском сетевом подогревателе.

3. Предложенный способ охлаждения возвратного пароконденсата позволяет снизить его температуру до регламентного значения и сэкономить в остром паре за счет замены его утилизационной теплотой пароконденсата на сетевом подогревателе.

4. Утилизация теплоты пароконденсата МТЭЦ для собственных нужд предприятия приводит к экономии топлива сжигаемого в котельной в количестве 3668 тонн условного топлива в год, что равноценно 3135000 м³ натуральному (природному) газу, а в денежном выражении 195420 долл. в год. Кроме того, уменьшается количество вредных выбросов котлами в атмосферу пропорционально сэкономленному топливу.

5. Замена в цехах системы парового отопления на пароконденсатное позволить во первых, снизить температуру возвратного конденсата, что позволить избежать штрафных санкций со стороны МТЭЦ, во вторых исключить расходы острого пара в цехах на эти цели. При этом повышается энергоэффективность использования тепловой энергии в цехах.

Список использованных источников

1. Каримов И.А. Наша главная задача – дальнейшее развитие страны и повышение благосостояния народа. Доклад Президента Республики Узбекистан И. Каримова на заседании Кабинета Министров, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2009 году и важнейшим приоритетам экономической программы на 2010 год. Ташкент, 2010.
2. Технологические регламенты на эксплуатацию установок сероочистки и осушки природного газа УДП «Мубарекский ГПЗ». Ташкент, 2005.
3. Котлы-утилизаторы и энерготехнологические агрегаты. Воинов А.П., Зайцев В. А. и др.- М. Энергоатомиздат, 1989. 272 с.
4. Ларионов Н. Н. Теплотехника. – М.: Стройиздат, 1985. -425 с.
5. Ривкин С.А., Александров А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара. - М.: Энергия, 1975.-79 с.
6. Расчет норм расхода энергетических ресурсов по УДП «Мубарекский ГПЗ» на 2010 год. Отчет НИР ОАО «Нефтегазисследование», Бухара, 2009.
7. Разработка научно-технологических решений по снижению потребления топливно-энергетических ресурсов в системах добычи, переработки и транспорта газа. Отчет НИР ОАО «O'ZLITINEFTGAZ», Ташкент, 2005.
8. Временная методика по нормированию расхода топлива, тепловой и электрической энергии на нефтеперерабатывающих заводах Миннефтехимпрома СССР. ВНИМНефть, № 037-1589, Москва, 1983.
9. Отраслевой стандарт TSt 39.0-12:2005. Материально-технические и топливно-энергетические ресурсы. Организация работ по экономии и рациональному использованию ТЭР. НХК “Узбекнефтегаз”, Ташкент, 2005.
10. Заключение по тепловому балансу УДП «МГПЗ». Отчет ОАО «MAXSUSENERGOGAZ», Ташкент, 2008.

11. Составление теплового баланса и определение удельного расхода тепловой энергии для технологических установок МГПЗ. Отчет НИР ОАО “O'ZLITINEFTGAZ”, Ташкент, 2009.

12. П.Д. Лебедев «Теплообменные, сушильные и холодильные установки», М.-Л., 1966 г.

13. В.А. Григорьев «Краткий справочник по теплообменным аппаратам», М.-Л., 1962 г.

14. А.М. Бакластов «Проектирование, монтаж и эксплуатация теплообменных установок», М., 1981г.

15. П.Д. Лебедев, А.А. Шукин «теплоиспользующие установки промышленных предприятий», М., 1970 г.

Приложение 1

Таблица 1. Физические параметры воды на линии насыщения.

t оС	p,бар	Ср кДж/(кг*К)	λ , Вт/(м*К)	$\alpha \cdot 10^7$, м ² /с	$\mu \cdot 10^5$ Н. с/м ²	$\nu \cdot 10^6$; м ² /с	Pr
0	0,0060	4,212	0,551	1,300	178,8	1,789	13,67
10	0,0122	4,191	0,575	1,370	130,5	1,306	9,52
20	0,0233	4,183	0,599	1,430	100,4	1,006	7,02
30	0,042	4,174	0,618	1,490	80,1	0,805	5,42
40	0,0730	4,174	0,634	1,530	65,3 4	0,659	4,31
50	0,1233	4,174	0,648	1,570	54,9	0,556	3,54
60	0,1992	4,178	0,659	1,600	47,0	0,478	2,98
70	0,3116	4,187	0,668	1,630	40,6	0,415	2,55
80	0,4736	4,195	0,675	1,650	35,5	0,365	2,21
90	0,7011	4,208	0,680	1,670	31,5	0,3261	1,95
100	1,0132	4,220	0,683	1,680	28,2	0,295	1,75
110	1,4527	4,233	0,685	1,700	25,9	0,272	1,60
120	1,9854	4,250	0,686	1,710	23,7	0,252	1,47
130	2,7011	4,266	0,686	1,720	21,8	0,233	1,36
140	3,614	4,287	0,685	1,735	20,1	0,217	1,26
150	4,760	4,312	0,684	1,727	18,6	0,203	1,17
160	6,180	4,346	0,686	1,730	17,4	0,191	1,10
170	7,920	4,379	0,679	1,727	16,3	0,181	1,05
180	10,027	4,417	0,675	1,720	15,3	0,173	1,00
190	12,553	4,459	0,670	1,710	14,4	0,165	0,96
200	15,550	4,505	0,663	1,700	13,6	0,158	0,93
220	23,202	4,614	0,645	1,660	12,5	0,148	0,89
240	33,480	4,756	0,628	1,622	11,5	0,141	0,87
260	46,940	4,949	0,605	1,558	10,6	0,135	0,87
280	64,19	5,14	0,575	1,463	9,8	0,131	0,90
300	85,92	5,736	0,510	1,319	9,5	0,128	0,97
320	112,90	6,473	0,506	1,152	8,5	0,128	1,11
340	116,08	8,163	0,457	0,916	7,7	0,127	1,39
360	186,74	13,984	0,393	0,536	6,7	0,126	2,35

Таблица 2. Значение относительного диаметра трубной решетки D' / S' в зависимости от числа трубок при ромбическом ($n1$) и концентрическом ($n2$) размещении.

D' / S'	$n1$	$n2$	D' / S'	$n1$	$n2$
2	7	7	22	439	410
4	19	19	24	517	485
6	37	37	26	613	566
8	61	62	28	721	653
10	91	93	30	823	747
12	127	130	32	931	847
14	187	173	34	1045	953
16	241	223	36	1165	1066
18	301	179	38	1306	1185
20	367	341	40	1459	1310

Таблица 3. Основные данные о водо-водяных подогревателях для городского водоснабжения.

Наименование	Обозначение подогревателя							
	ВВПЛ-50	ВВПЛ-60	ВВПЛ-80	ВВПЛ-100	ВВПЛ-150	ВВПЛ-200	ВВПЛ-250	ВВПЛ-300
Наружный диаметр орпуса D_n , мм	57	70	89	114	168	219	273	325
Внутренний диаметр орпуса D_v , мм	50	63	82	106	156	207	259	309
Число трубок в секции n , шт.	4	7	12	19	37	69	109	151
Удельная поверхность нагрева F_u , m^2/m	0,193	0,34	0,58	0,92	1,78	3,33	5,25	7,28
Поверхность нагрева одной секции нормальной длины F , m^2	0,77	1,36	2,3	3,7	7,1	13,3	21	29,1
Площадь живого сечения	0,00116	0,00173	0,00297	0,005	0,0122	0,0198	0,0308	0,0446

межтрубного пространства одной секции, f_m , m ²								
Отношение площади межтрубного пространства к площади трубок, f_m/f_t	1,76	1,5	1,5	1,58	2	1,75	1,72	1,78
Основные размеры, мм								
dh	45	57	70	89	133	168	219	273
dh1	45	57	70	89	114	168	219	219
L3	4409	4464	4503	4568	4722	4917	5075	5277
H	200	240	260	300	400	500	600	700
Вес одной секции с калачом, кг.	43	54	77	100	201	327	492	680