

ГЛАВА 10. ТЕПЛОСИЛОВЫЕ КОМПЛЕКСЫ ПРЕДПРИЯТИЙ И УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛОТЫ.

10.1. Постановка вопроса.

Известный «перестроечный» период и выход страны на рыночные отношения во всех отраслях промышленности в значительной мере повлиял на прежние устои и традиции в сферах приоритетов, особенно тех, которые основаны на экономическом потенциале. Здесь уместно привести выдержку из «Обращения участников 2-го съезда [118] предприятий Беларуси к руководителям промышленных предприятий республики», состоявшемся 15–16 ноября 2000г. В этом документе дословно сказано так: *«В ходе обсуждения докладов и выступлений неоднократно высказывалось мнение о том, что баланс интересов во взаимоотношениях между промышленными потребителями энергии и энергоснабжающими организациями постоянно нарушается в пользу последних. В огромной степени этому способствует несовершенная нормативно-законодательная база, в разработке которой промышленность, являясь одной из заинтересованных сторон, консолидированного участия не принимает.»*

Явная несбалансированность между ценами на энергоресурсы, приобретаемые промышленными предприятиями, с ценами на их продукцию в условиях рынка дают полное основание к развитию тенденций по созданию собственной структуры генерирующих мощностей на базе энергосберегающих технологий. В частности, имеются в виду проработки вариантов установки на заводах одной или нескольких газо-поршневых комплексов, газовых и паровых турбин, паровых котлов или котлов-утилизаторов. Повсеместное освоение мини-ТЭЦ в промышленном производстве на базе когенерационных и газотурбинных установок небольшой мощности представляет собой серьёзную конкуренцию для традиционных энергоисточников централизованного теплоснабжения, основой которых являются мощные ТЭЦ в энергосистеме. Критерием, определяющим преимущества газопоршневых, газотурбинных и парогазовых надстроек по сравнению с паротурбинными (даже закритических параметров), является их повышенный термический КПД, основанный на использовании высоких первоначальных температур газа на выходе из камеры сгорания [118]. В результате утилизации газов за Γ Т (в котлах-утилизаторах или других низконапорных парогенераторах) удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии могут достигать до 136 г/(кВтч), чего не имеется ни на одной современной ТЭЦ. При этом удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении достигает 760 – 810 кВтч/Гкал, в то время как на современных блоках, например, Минской ТЭЦ-4 этот показатель в единичных случаях едва достигает 720 кВтч/Гкал.

В условиях переходного периода, ознаменованного процессами приватизации, мини-ТЭЦ, как правило, находят применение в теплосиловых подразделениях многих заводов и объединений. Рациональное использование этих двух путей организации теплоснабжения предприятий и жилых секторов в государственном масштабе представляет собой одну из серьёзных проблем энергосбережения. Поэтому модельные исследования по сопоставле-

нию вариантов и путей тепло- и электроснабжения промышленных предприятий за счёт своих собственных средств на фоне централизованного тепло-снабжения представляют практический интерес. Кроме того, система тепло- и электроснабжения многих промышленных предприятий в ряде случаев может быть организована за счёт утилизации собственных отходов производства, что также отвечает политике энергосбережения и достаточно активно может быть исследована на моделях.

Эффективность внедрения энергосберегающих технологий в тепло-энергетических установках, предприятий, как правило, оценивается величиной себестоимости их продукции, находящейся в полной зависимости от удельных расходов топлива как покупной, как собственной тепло- и электроэнергии, воспроизводимой за счёт утилизации побочных отходов производства. При этом актуальной задачей является расчёт и сопоставление разных вариантов модернизации любого энергоисточника: в пределах предприятия или вне его.

10.2. Мини- ТЭЦ на базе парогазовой установки и котла-утилизатора.

В условиях рыночной экономики качество выпускаемой продукции многих предприятий, соответствующее современному техническому уровню, с большим трудом удерживается из-за постоянного роста цен на энергоносители. В результате себестоимость выпускаемой ими продукции увеличивается и конкурентоспособность её падает.

В порядке примера рассмотрим типовой завод, выпускающий определённый вид продукции, для которого вопросы выживания в условиях рыночной экономики представляют практический интерес. В частности, исследуем вариант снижения себестоимости продукции завода путём создания собственной структуры тепло- и электрогенерирующего оборудования на базе парогазовой (П Г У) установки (рис.10.1).

Согласно проекту завод потребляет технологический перегретый пар с давлением 40, 16 и 7 кгс/см². Пар 7 кгс/см² частично вырабатывается собственными котлами-утилизаторами, сжигающими как природный газ (поставляемый извне), так и метаново-водородные фракции и др. топливо, образующееся в результате производства основной продукции завода. Пар с давлением 40, 16 кгс/см² подаётся от ТЭЦ, являющейся собственностью Энергосистемы. Факт поставки на завод энергоресурсов в виде природного газа, пара и электроэнергии доминирует.

Явная несбалансированность между ценами на энергоресурсы, оплачиваемые заводом, с ценами на его продукцию в условиях рынка дают полное основание к развитию тенденций по созданию собственной структуры генерирующих мощностей на базе энергосберегающих технологий. В частности, имеются в виду проработки вариантов установки на заводе одной или нескольких газовых и паровых турбин, паровых котлов или котлов-утилизаторов.

В качестве первоначального этапа по осуществлению проекта создания собственных генерирующих мощностей следует считать работы по оценкам

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ПАРОВАЗОВОЙ УСТАНОВКИ

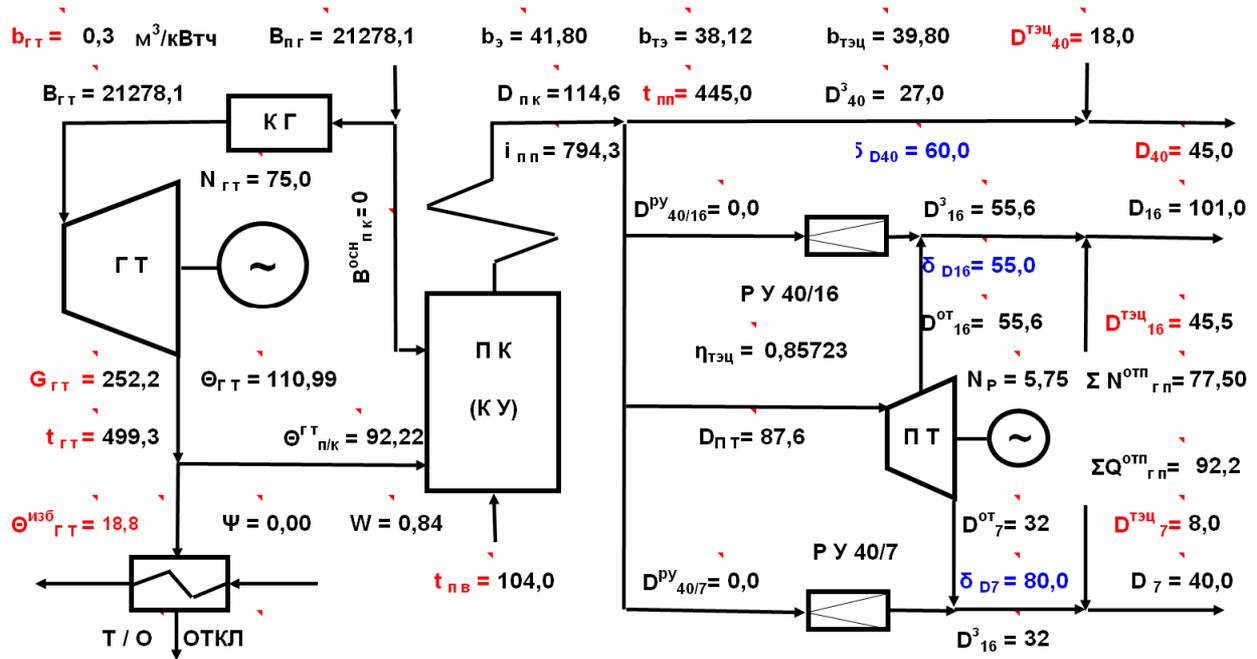


Рис.10.1. Принципиальная схема парогазовой установки.

и всестороннему анализу вариантов модернизации завода. Критериями этих оценок являются значения общеизвестных показателей: первоначальные затраты на реализацию проекта, ожидаемый экономический эффект, срок окупаемости, величина дисконтированной прибыли инвестора и превышение внутренней нормы доходности проекта над нормой дисконтирования в банках. Экономический эффект определяется путём сопоставления затрат на поставку энерго- и прочих ресурсов до и после модернизации завода. Поэтому цены за поставляемые на завод и сэкономленные ресурсы (наряду с капитальными затратами) играют ключевую роль при обосновании и выборе проекта модернизации.

10.2.1. Обоснование целесообразности установки парогазовых энергоблоков на территории завода.

Основными источниками электроэнергии в Энергосистеме являются тепловые электрические станции с паровыми турбинами. Далеко не все из них работают на закритических параметрах пара, не говоря уже о сроках службы и изношенности энергетического оборудования. Из этого следует, что реновация основных фондов в энергетике на базе энергосберегающих технологий – это наиболее эффективный путь к укреплению энергетической базы страны в целом даже если это происходит за пределами Энергосистемы.

Последнее время наиболее распространённым мероприятием по внедрению энергосберегающих технологий (в Белоруссии и за рубежом) является использование парогазовых циклов [119]. Критерием, определяющим преимущества газотурбинных (ГТУ) и парогазовых (ПГУ) надстроек по сравнению с паротурбинными (даже закритических параметров), является их повышенный термический КПД, основанный на использовании высоких первоначальных температур газа на выходе из камеры сгорания [120]. В результате утилизации газов за ГТ (в котлах-утилизаторах или других низконапор-

ных парогенераторах) удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии могут достигать до 136 г/(кВтч), чего не имеется ни на одной современной ТЭЦ. При этом удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении достигает 760 – 810 кВтч/Гкал, в то время как на современных блоках этот показатель в единичных случаях едва достигает 700 кВтч/Гкал.

Идея широкого внедрения парогазовых надстроек не нова и, конечно, в наибольшей мере относится к области большой энергетики, где опыт эксплуатации энергетического оборудования измеряется многими десятилетиями. Из этого следует, что главными инициаторами парогазовых надстроек должны быть энергетики, что, впрочем, и наблюдается в течение последних десятилетий. Первый в Республике Беларусь парогазовый комплекс был установлен на Оршанской ТЭЦ [118]. Вариант установки энергокомплекса с парогазовой установкой на территории предполагаемого завода также вполне закономерен. Дискуссий на эту тему может быть много, но все они будут заканчиваться одним вопросом: что это даст народному хозяйству страны в целом.

Ряд заводов Российской Федерации и Дальнего зарубежья производит оборудование, которое может быть использовано для реализации любого проекта модернизации энергетического хозяйства завода. Вся сложность осуществления такой модернизации заключается в её увязке с реальными тенденциями развития энергетической отрасли по стране в целом. Решающую роль здесь сыграет также оценка реального опыта работы таких установок на других объектах в стране. В любом случае имеются основания считать, что работы в данном направлении являются актуальными.

С позиций технико-экономических оценок, не вдаваясь в вопросы состояния и возможностей действующего оборудования, вариант установки ПГУ на территории Энергосистемы уступает варианту установки этого оборудования на самом заводе в основном из-за потерь теплоты в паропроводах длиной, порядка, 5-и более километров от ТЭЦ и повышенной стоимости тепло- и электроэнергии. Кроме того, установка собственного энергокомплекса на заводе повышает уровень его энергонезависимости от энергосистемы. Остальные причины «за» и «против» того или иного варианта носят сугубо ведомственный характер.

Вариант установки ПГУ (с рядом дополнений режимного и технического характеров) на заводе представляется приоритетным, В дальнейшем будем его рассматривать, как основу планируемой модернизации.

10.2.2. Вариант реализации парогазовой установки на территории завода

Как уже отмечалось, основой для создания собственного энергокомплекса на заводе является организация парогазового цикла, основанного на установке газовой турбины (Г Т) и парового котла (котла-утилизатора), сжигающего также природный газ (рис.10.1). Последний одновременно поступает в газовую турбину.(Г Т). Одна часть отработанных газов после Г Т с температурой $t_{ГТ} = 450 - 500 \text{ }^{\circ}\text{C}$ в качестве «сброса» поступает в топку (га-

зоход) парового котла (П К), а вторая часть «избыточных» газов за Г Т может использоваться в теплообменниках (Т/О) специального назначения, например, для подогрева сетевой воды или для других нужд завода. Назначение парового котла – генерация перегретого пара 40 кгс/см^2 с последующим редуцированием его части до давлений 16 и 7 кгс/см^2 через РОУ (РУ). Назначение газовой турбины – производство собственной электроэнергии в целях компенсации покупной.

Кроме того, в данном энергокомплексе (рис.10.1) предусматривается:

- возможность установки паровой турбины (П Т) на 40 кгс/см^2 , работающей с противодавлением $6 - 7 \text{ кгс/см}^2$ и с отбором пара $15 - 16 \text{ кгс/см}^2$. Причём, нагрузка паровой турбины всецело определяется потреблением пара 16 и 7 кгс/см^2 .

- возможность реализации и передачи в энергосистему «избыточной» электроэнергии от электроисточников завода (Г Т и П Т) в энергосистему;

- возможность реализации, а также и передачи на предприятие теплотей «избыточной» тепловой энергии $\Theta_{\text{ГТ}}^{\text{изб}}$ выхлопных газов за ГТ.

Проблема рентабельности производства «собственной» тепло- и электроэнергии по такому варианту [119, 120] заключается в выявлении оптимального уровня капитальных затрат и сроков окупаемости проекта.

10.2.3. Метод изучения режимов работы энергокомплекса завода.

Для решения задач по исследованию и анализу режимов работы данного энергокомплекса была разработана специальная программа расчётов. Она представляет собой математическую модель (файл ПГУ1) энергокомплекса при любом сочетании оборудования: парового котла, котла-утилизатора, паровой и газовой турбин с утилизацией «избыточных» продуктов сгорания за Г Т или без неё. Программа (Рис.10.2 – 10.6) позволяет изучать изменение целого ряда технико-экономических показателей энергокомплекса, включая срок окупаемости проекта, экономический эффект и показатели дисконтирования инвестиционных затрат. Здесь большое внимание уделяется также вопросам режимов работы теплосетей, как на территории завода, так и на трассах от ТЭЦ. Производится сопоставление варианта тепло- и электроснабжения завода собственными энергоисточниками (ГТ, ПК, ПТ) в сравнении с вариантами потребления от Энергосистемы электроэнергии и пара 40 , 16 и 7 кг/см^2 от ТЭЦ.

В качестве исходных данных используются значения основных показателей потребления энергоресурсов на заводе, их параметры и стоимость до создания энергокомплекса. Затем устанавливаются планируемые показатели экономии энергоресурсов за счёт освоения имеющихся резервов. Имеются в виду мероприятия по повышению эффективности работы действующего оборудования или замена старого оборудования новым. Например, снижение потребления суммарного расхода электроэнергии на заводе в процентах к её базовой величине, а также планомерное вытеснение пара 40 , 16 и 7 кг/см^2 от ТЭЦ паром собственного производства. Рассматривается также аналогичное

Обоснование и оценка эффективности от модернизации промышленного объекта путём создания на его территории собственного энергоисточника. Разраб. д.т.н. Байрашевский Б. А.

Варианты установок: газовая и паровая (с противодавлением) турбины, пар. котёл или котёл-утилизатор; выполнение мероприятий по модерниз. оборудов. : П К / У П К / У П / Т П / Т

Корректировка → K_{кор} Вып Сохр.Модель Восст.Модель ОТКЛ ВКЛ ВКЛ ОТКЛ

1. Исходные данные по энергоресурсам завода до модернизации и планируемые изменения и

Обозн.	N _{сн}	N _{сн} ^{мод}	V ^{до} _{пг}	ΔV _{пг}	Q ^н _{пг}	η ^{ку} _{бр}	Δη ^{ку} _{бр}	η ^{мод} _{бр}	Δt ^{ку} _{уг}	G _{г.р.}	G _{г.р.} ^{мод}	G _{под}		
Велич.	80,00	79,20	1839,4	9,2	8000	88,00	-0,4	88,4	9,4	50300	48791	426,0		
Разм.	МВт	МВт	М ³ /ч	М ³ /ч	ккал/М ³	%	%	%	°С	т / ч	т / ч	т / ч		
Обозн.	G _{под} ^{мод}	C _{г.т}	P _п	t _{пп}	i _{пп}	t _{пп}	i _{пп}	t _{пв}	t _{хв}	α _{уг}	q ^н ₂	k _{вал}		
Велич.	213,0	0,27	36,0	445,0	794,3	243,5	670,7	104,0	5,0	1,25	5,29	2150		
Разм.	т / ч	кк/(кг°С)	кгс/см ²	°С	ккал/кг	°С	ккал/кг	°С	°С	-	%	р / \$		
Обозн.	q ^н ₅	η ^п _{бр}	g _{п.р.}	η _{тп}	η ^п _{мг}	'Э' _{сн}	'Э' _{сн}	'Q' _{сн}	'Q' _{сн}	K ₁	t ^{нв.г.р.}	t ^о _{нв.г.р.}		
Велич.	1,1	93,61	1,50	97,00	0,954	3,1	1,1	2,7	0,5	1,50	5,00	5,00		
Разм.	%	%	%	%	-	%	%	%	%	-	°С	°С		
Постр. графиков по аргум. А 1 - А 28 для режимов 1 - 8.										0	0,0	0,00	0,000	0,00000
Обозн.	от А i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	до А i		
Велич.	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,10		
Разм.	т р / т		Сохранить	Скопировать	Удал. из нак.	Удал. из буф.	ФАКТ	т р / т						
	K ^о _{кап} =	313448	млн.руб Ввод анализируемых данных						Г T _{мвт} =	25	п _{г.т} =	3		
	А 1	А 2	А 3	А 4	А 5	А 6	А 7	А 8	А 9	А 10	А 11	А 12		
Обозн.	δ _{Нсн}	δ _{пг}	δ _{г.р.}	δ _{под}	δ ^{тп} _{Q40}	δ ^{тп} _{Q16}	δ ^{тп} _{Q7}	δ ³ _{Q40}	δ ³ _{Q16}	δ ³ _{Q7}	δ _{D40}	δ _{D16}		
Велич.	1,0	0,5	3,0	50,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	60,0	55,0		
Разм.	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%		
Прим.1	А 13	А 14	А 15	А 16	А 17	А 18	А 19	А 20	А 21	А 22	А 23	А 24		
Обозн.	δ _{D7}	г	Ц _{г.р.}	Ц _{под}	Ц _{пг}	Ц _{пэ}	Ц _{рэ}	Ц ₄₀	Ц ₁₆	Ц ₇	t ^н _{уг}	T _{исп}		
Велич.	80,0	0,10	0,0771	0,0771	0,1444	0,1034	0,1034	22,15	16,27	12,30	110,00	7000,0		
Разм.	%	-	т р / т	т р / т	т р / М ³	т р / кВтч	т р / кВтч	т р / т	т р / т	т р / т	°С	час		
Прим.2	А 25	А 26	А 27	А 28	1 реж	2 реж	3 реж	4 реж	5 реж	6 реж	7 реж	8 реж		
Обозн.	K _{кап}	K ³ _{топ}	K ^{т3} _{топ}	T _{н/р}	D ₄₀	D ₁₆₋₁	D ₁₆₋₂	D ₁₆₋₃	D ₁₆₋₄	D ₁₆₋₅	D ₇₋₁	D ₇₋₂		
Велич.	95000	80,0	80,0	10,0	45,0	34,0	34,0	33,0	34,0	34,0	40,0	40,0		
Разм.	млн.руб	%	%	лет	т / ч	т / ч	т / ч	т / ч	т / ч	т / ч	т / ч	т / ч		
Обозн.	P ^т ₁₆	P ^т ₇	t ^т ₁₆	t ^т ₇	P ₄₀	P ₁₆₋₁	P ₁₆₋₂	P ₁₆₋₃	P ₁₆₋₄	P ₁₆₋₅	P ₇₋₁	P ₇₋₂		
Велич.	16,0	7,0	340,0	270,0	40,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	7,7	7,7		
Разм.	кгс/см ²	кгс/см ²	°С	°С	кгс/см ²	кгс/см ²	кгс/см ²	кгс/см ²	кгс/см ²	кгс/см ²	кгс/см ²	кгс/см ²		
Обозн.	q _р	N _{г.т}	K _{кор}	t ₄₀	t ₁₆₋₁	t ₁₆₋₂	t ₁₆₋₃	t ₁₆₋₄	t ₁₆₋₅	t ₇₋₁	t ₇₋₂			
Велич.	900,9	1,048	75,00	1,08	335,0	285,0	285,0	285,0	285,0	225,0	225,0			
Разм.	кк/кВтч	-	МВт	K _{кор}	°С	°С	°С	°С	°С	°С	°С			
Обозн.	q _т	G _{г.т}	t _{г.т}	t ^{нп} ₄₀	t ^{нп} ₁₆₋₁	t ^{нп} ₁₆₋₂	t ^{нп} ₁₆₋₃	t ^{нп} ₁₆₋₄	t ^{нп} ₁₆₋₅	t ^{нп} ₇₋₁	t ^{нп} ₇₋₂			
Велич.	900,9	1,048	252,2	499,3	249,9	199,7	199,7	199,7	199,7	199,7	167,0	167,0		
Разм.	кк/кВтч	-	кг/с	°С	°С	°С	°С	°С	°С	°С	°С	°С		
Обозн.	q _к	ψ	m	i ^{нп} ₄₀	i ^{нп} ₁₆₋₁	i ^{нп} ₁₆₋₂	i ^{нп} ₁₆₋₃	i ^{нп} ₁₆₋₄	i ^{нп} ₁₆₋₅	i ^{нп} ₇₋₁	i ^{нп} ₇₋₂			
Велич.	2083,2	2,423	1,00	0,0266	730,2	717,1	717,1	717,1	717,1	717,1	692,1	692,1		
Разм.	кк/кВтч	-	-	ГДж/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг		
Обозн.	q	W												
Велич.	900,9	1,048	977,35	0,84	i ^{нп} ₄₀	i ^{нп} ₁₆₋₁	i ^{нп} ₁₆₋₂	i ^{нп} ₁₆₋₃	i ^{нп} ₁₆₋₄	i ^{нп} ₁₆₋₅	i ^{нп} ₇₋₁	i ^{нп} ₇₋₂		
Разм.	кк/кВтч	-	кВтч/Гк	-	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг		
Обозн.	i ^т ₁₆	i ^т ₇	Σ N _{гп}	N _р	ΔN ^{сн} _{изб}	Σ Q ^{отп} _{гп}		Σ N ^{отп} _{гп}		η _{тэц}				
Велич.	746,3	715,8	80,75	5,75	1,55	79,30	92,22	332	77,50	66,638	279,00	0,8572		
Разм.	ккал/кг	ккал/кг	МВт	МВт	МВт	Гкал/ч	МВт	ГДж/ч	МВт	Гкал/ч	ГДж/ч	-		
Обозн.	Σ V _{пг}	V _{г.т}	V _{пг} ^{вирт}	V ^о _{пк}	V _е	V ^{осн} _{пг}	V _{пг}		D ₁₆	D ₇	Σ D _п			
Велич.	23108	21278	21278	24,32	10588	10588	0	21278	24,32	101,0	40,0	186,0		
Разм.	М ³ /ч	М ³ /ч	М ³ /ч	тут/ч	М ³ /ч	М ³ /ч	М ³ /ч	М ³ /ч	тут/ч	т / ч	т / ч	т/ч		
Обозн.	Θ _{г.т}	Θ ^т _{пк}	Θ ^{осн} _{пк}	Θ ^о _{пк}	b _к	b _т	Θ ^{изб} _{г.т}	18,77	Ц ^{изб}	Утилиз. Θ ^{изб} _{г.т}				
Велич.	110,99	92,22	0,00	92,22	93,849	41,80	18,77	N ^о _{г.т}	25,0	403,48	0			
Разм.	МВт	МВт	МВт	МВт	кг / ГДж	кг / ГДж	МВт	т р / Гкал	т руб/ч	ВКЛ ОТКЛ				
Обозн.	b _{г.т}	b ^у _{г.т}	b ^у _в	b _э			b _{тэ}			b _{тэц}				
Велич.	0,296	337,86	150,46	41,80	150,46	175,0	38,12	137,25	159,6	39,80	143,28	166,64		
Разм.	М ³ /кВтч	г / кВтч	г / кВтч	кг / ГДж	г/(кВт*ч)	кг / Гкал	кг / ГДж	г/(кВт*ч)	кг / Гкал	кг/ГДж	г/(кВт*ч)	кг / Гкал		
Обозн.	D _{пк}	D _е	D ^{осн} _{пк}	D _{пт}	Ц ^п _{пг}	Ц ^п _{пэ}	C ^{сб} _э		C ^{сб} _{тэ}					
Велич.	114,55	114,55	0,00	87,55	0,785	0,019	23,77	0,011	23,772	25,22	11,7	25218		
Разм.	т/ч	т / ч	т / ч	т / ч	т р / М ³	т р / кВтч	р/кВтч	\$/кВтч	р / кВтч	т.р/Гкал	\$/Гкал	р / Гкал		
Обозн.	C _{сн}	C _{пг}	C _{г.р.}	C _{под}	C _{D40}	C _{D16}	C _{D7}	C _{пг.т}	C ^п _{пг}	C _{ндс}				
Велич.	82,7	1,3	116,4	16,4	598,1	903,8	393,6	5144,9	0,0	0,00				
Разм.	г. руб/ч.т.	руб/ч.т.	руб/ч.т.	руб/ч.т.	руб/ч.т.	руб/ч.т.	руб/ч.т.	руб/ч.т.	руб/ч.т.	%				

Рис.10.2. Фрагмент из программного файла ПГУ1

Анализ ТЭП

Обозн.	$C_{эф}$	T	NPV	Расч.	$\Gamma_{внд}$	$T_{NPV=0}$	δ	$C_{эф}^{год}$	$T_N \cdot C_{эф}^г$	Рекоменд. данные			
1 реж.	7287,5	1,86	218448	Γ_1	0,529	10,00	3E-05	51012	510119	Обозн.	Велич.	Разм.	
2 реж.	7286,8	1,86	218420	Γ_2	0,529	10,00	3E-05	51008	510073	C_{q40}	35,4	т р/Гкал	
3 реж.	7290,6	1,86	218583	Γ_3	0,530	10,00	3E-05	51034	510340	C_{40}	22,15	т р / т	
4 реж.	7290,0	1,86	218555	Γ_4	0,529	10,00	3E-05	51030	510294	C_{q16}	26,7	т р/Гкал	
5 реж.	7293,6	1,86	218714	Γ_5	0,530	10,00	3E-05	51055	510552	C_{16}	17,12	т р / т	
6 реж.	7293,0	1,86	218686	Γ_6	0,530	10,00	3E-05	51051	510507	C_{q7}	20,0	т р/Гкал	
7 реж.	7297,2	1,86	218865	Γ_7	0,530	10,00	3E-05	51080	510798	C_7	12,23	т р / т	
8 реж.	7296,5	1,86	218837	Γ_8	0,530	10,00	3E-05	51076	510753	C_{q}^{TP-3}	0,024	т р/кВтч	
Разм.	т. руб/ч	лет	млн. руб	-	-	лет	%	млн. руб	млн. руб	C_{q}^3	0,023	т р/кВтч	
Обозн.	C_{Q40}^{TP}	C_{Q16}^{TP}	C_{Q7}^{TP}	C_{Q40}^3	C_{Q16}^3	C_{Q7}^3	C_{Q40}	C_{Q16}	C_{Q7}	$K_1 \Sigma Q^{TP}$	$K_1 \Sigma Q^3$	$K_1 \Sigma Q$	
1 реж.	3,22	13,67	3,06	1,67	4,38	4,23	4,89	18,05	7,29	8,489	4,540	13,029	
2 реж.	3,22	13,67	3,06	1,67	4,38	3,58	4,89	18,05	6,64	8,489	4,252	12,742	
3 реж.	3,22	13,67	3,06	1,67	7,53	4,23	4,89	21,20	7,29	8,489	5,933	14,423	
4 реж.	3,22	13,67	3,06	1,67	7,53	3,58	4,89	21,20	6,64	8,489	5,646	14,135	
5 реж.	3,22	18,23	3,06	1,67	6,01	4,23	4,89	24,24	7,29	10,428	5,261	15,689	
6 реж.	3,22	18,23	3,06	1,67	6,01	3,58	4,89	24,24	6,64	10,428	4,973	15,401	
7 реж.	3,22	18,23	3,06	1,67	9,53	4,23	4,89	27,76	7,29	10,428	6,815	17,243	
8 реж.	3,22	18,23	3,06	1,67	9,53	3,58	4,89	27,76	6,64	10,428	6,527	16,956	
Разм.	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	МВт	МВт	МВт
Обозн.	$K_1 \Sigma Q_{40}^{TP}$	$K_1 \Sigma Q_{16}^{TP}$	$K_1 \Sigma Q_7^{TP}$	$K_1 \Sigma Q_{40}^3$	$K_1 \Sigma Q_{16}^3$	$K_1 \Sigma Q_7^3$	$K_1 \Sigma Q_{40}$	$K_1 \Sigma Q_{16}$	$K_1 \Sigma Q_7$	$K\Psi_{под}$	$K\Psi_{пгт}$	$K\Psi_{пг}$	
1 реж.	1,370	5,816	1,303	0,738	1,934	1,868	2,108	7,750	3,172	0,225	70,60	0,000	
2 реж.	1,370	5,816	1,303	0,738	1,934	1,581	2,108	7,750	2,884	0,225	70,61	0,000	
3 реж.	1,370	5,816	1,303	0,738	3,327	1,868	2,108	9,143	3,172	0,225	70,57	0,000	
4 реж.	1,370	5,816	1,303	0,738	3,327	1,581	2,108	9,143	2,884	0,225	70,58	0,000	
5 реж.	1,370	7,755	1,303	0,738	2,654	1,868	2,108	10,409	3,172	0,225	70,54	0,000	
6 реж.	1,370	7,755	1,303	0,738	2,654	1,581	2,108	10,409	2,884	0,225	70,55	0,000	
7 реж.	1,370	7,755	1,303	0,738	4,209	1,868	2,108	11,963	3,172	0,225	70,51	0,000	
8 реж.	1,370	7,755	1,303	0,738	4,209	1,581	2,108	11,963	2,884	0,225	70,51	0,000	
Разм.	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт	%	%	%
Обозн.	$K\Psi_{40}^{TP}$	$K\Psi_{16}^{TP}$	$K\Psi_7^{TP}$	$K\Psi_{40}^3$	$K\Psi_{16}^3$	$K\Psi_7^3$	$K\Psi_{D40}$	$K\Psi_{D16}$	$K\Psi_{D7}$	$K\Psi_{сн}$	$K\Psi_{пг}$	$K\Psi_{гр}$	
1 реж.	0,044	0,188	0,042	0,023	0,060	0,058	8,207	12,402	5,401	1,135	0,018	1,597	
2 реж.	0,044	0,188	0,042	0,023	0,060	0,049	8,207	12,403	5,402	1,135	0,018	1,598	
3 реж.	0,044	0,188	0,042	0,023	0,103	0,058	8,203	12,397	5,399	1,134	0,018	1,597	
4 реж.	0,044	0,188	0,042	0,023	0,103	0,049	8,204	12,398	5,399	1,134	0,018	1,597	
5 реж.	0,044	0,250	0,042	0,023	0,082	0,058	8,200	12,392	5,396	1,134	0,018	1,596	
6 реж.	0,044	0,250	0,042	0,023	0,082	0,049	8,200	12,393	5,397	1,134	0,018	1,596	
7 реж.	0,044	0,250	0,042	0,023	0,131	0,058	8,196	12,386	5,394	1,133	0,018	1,595	
8 реж.	0,044	0,250	0,042	0,023	0,131	0,049	8,196	12,387	5,394	1,133	0,018	1,595	
Разм.	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	

Рис.10.3. Фрагмент из программного файла ПГУ1 (Продолжение).

снижение потребления природного газа на котлах-утилизаторах, сырой подпиточной воды, потерь охлаждаемой воды в градирнях, потерь теплоты через изоляцию теплопроводов. Программа позволяет определять «экономический эффект» за счёт изменения цен (в сравнении с их базовыми значениями) на топливо, воду, тепло- и электроэнергию, поставляемого пара от ближайшей ТЭЦ или полный отказ от её теплоносителей т. д. Предусмотрена система образования и накопления для анализа в форме отдельных таблиц 10-и различных итоговых результатов расчёта. Путём изменения в установленных пределах значений того или иного аргумента («вручную» или «автоматически»), строится ряд графиков и гистограмма факторного анализа. Это позволяет оценить сравнительную «значимость» и участие каждого фактора (аргумента) в процессе формирования итогового экономического эффекта.

Т 2.Теплопотери в паропроводах до модернизации и планируемое снижение этих потерь.												
Обозн.	Q_{40}^{TP}	δ_{Q40}^{TP}	Q_{16}^{TP}	δ_{Q16}^{TP}	Q_7^{TP}	δ_{Q7}^{TP}	Q_{40}^3	δ_{Q40}^3	Q_{16}^3	δ_{Q16}^3	Q_7^3	δ_{Q7}^3
1 реж.	0,913	10,00	3,877	10,00	0,869	10,00	0,492	10,00	1,289	10,00	1,245	10,00
Обозн.	Q_{K1}^{TP}	δ_{Q40}^{TP}	Q_{16}^{TP}	δ_{Q16}^{TP}	Q_7^{TP}	δ_{Q7}^{TP}	Q_{K1}^3	δ_{Q40}^3	Q_{K1}^3	δ_{Q16}^3	Q_{K1}^3	δ_{Q7}^3
1 реж.	1,370	10,00	5,816	10,00	1,303	10,00	0,738	10,00	1,934	10,00	1,868	10,00
Разм.	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
Обозн.	Q_{40}^{TP}	δ_{Q40}^{TP}	Q_{16}^{TP}	δ_{Q16}^{TP}	Q_7^{TP}	δ_{Q7}^{TP}	Q_{40}^3	δ_{Q40}^3	Q_{16}^3	δ_{Q16}^3	Q_7^3	δ_{Q7}^3
2 реж.	0,913	10,00	3,877	10,00	0,869	10,00	0,492	10,00	1,289	10,00	1,054	10,00
Обозн.	Q_{K1}^{TP}	δ_{Q40}^{TP}	Q_{16}^{TP}	δ_{Q16}^{TP}	Q_7^{TP}	δ_{Q7}^{TP}	Q_{K1}^3	δ_{Q40}^3	Q_{K1}^3	δ_{Q16}^3	Q_{K1}^3	δ_{Q7}^3
2 реж.	1,370	10,00	5,816	10,00	1,303	10,00	0,738	10,00	1,934	10,00	1,581	10,00
Разм.	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
Обозн.	Q_{40}^{TP}	δ_{Q40}^{TP}	Q_{16}^{TP}	δ_{Q16}^{TP}	Q_7^{TP}	δ_{Q7}^{TP}	Q_{40}^3	δ_{Q40}^3	Q_{16}^3	δ_{Q16}^3	Q_7^3	δ_{Q7}^3
3 реж.	0,913	10,00	3,877	10,00	0,869	10,00	0,492	10,00	2,218	10,00	1,245	10,00
Обозн.	Q_{K1}^{TP}	δ_{Q40}^{TP}	Q_{16}^{TP}	δ_{Q16}^{TP}	Q_7^{TP}	δ_{Q7}^{TP}	Q_{K1}^3	δ_{Q40}^3	Q_{K1}^3	δ_{Q16}^3	Q_{K1}^3	δ_{Q7}^3
3 реж.	1,370	10,00	5,816	10,00	1,303	10,00	0,738	10,00	3,327	10,00	1,868	10,00
Разм.	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
Обозн.	Q_{40}^{TP}	δ_{Q40}^{TP}	Q_{16}^{TP}	δ_{Q16}^{TP}	Q_7^{TP}	δ_{Q7}^{TP}	Q_{40}^3	δ_{Q40}^3	Q_{16}^3	δ_{Q16}^3	Q_7^3	δ_{Q7}^3
4 реж.	0,913	10,00	3,877	10,00	0,869	10,00	0,492	10,00	2,218	10,00	1,054	10,00
Обозн.	Q_{K1}^{TP}	δ_{Q40}^{TP}	Q_{16}^{TP}	δ_{Q16}^{TP}	Q_7^{TP}	δ_{Q7}^{TP}	Q_{K1}^3	δ_{Q40}^3	Q_{K1}^3	δ_{Q16}^3	Q_{K1}^3	δ_{Q7}^3
4 реж.	1,370	10,00	5,816	10,00	1,303	10,00	0,738	10,00	3,327	10,00	1,581	10,00
Разм.	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
Обозн.	Q_{40}^{TP}	δ_{Q40}^{TP}	Q_{16}^{TP}	δ_{Q16}^{TP}	Q_7^{TP}	δ_{Q7}^{TP}	Q_{40}^3	δ_{Q40}^3	Q_{16}^3	δ_{Q16}^3	Q_7^3	δ_{Q7}^3
5 реж.	0,913	10,00	5,170	10,00	0,869	10,00	0,492	10,00	1,770	10,00	1,245	10,00
Обозн.	Q_{K1}^{TP}	δ_{Q40}^{TP}	Q_{16}^{TP}	δ_{Q16}^{TP}	Q_7^{TP}	δ_{Q7}^{TP}	Q_{K1}^3	δ_{Q40}^3	Q_{K1}^3	δ_{Q16}^3	Q_{K1}^3	δ_{Q7}^3
5 реж.	1,370	10,00	7,755	10,00	1,303	10,00	0,738	10,00	2,654	10,00	1,868	10,00
Разм.	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
Обозн.	Q_{40}^{TP}	δ_{Q40}^{TP}	Q_{16}^{TP}	δ_{Q16}^{TP}	Q_7^{TP}	δ_{Q7}^{TP}	Q_{40}^3	δ_{Q40}^3	Q_{16}^3	δ_{Q16}^3	Q_7^3	δ_{Q7}^3
6 реж.	0,913	10,00	5,170	10,00	0,869	10,00	0,492	10,00	1,770	10,00	1,054	10,00
Обозн.	Q_{K1}^{TP}	δ_{Q40}^{TP}	Q_{16}^{TP}	δ_{Q16}^{TP}	Q_7^{TP}	δ_{Q7}^{TP}	Q_{K1}^3	δ_{Q40}^3	Q_{K1}^3	δ_{Q16}^3	Q_{K1}^3	δ_{Q7}^3
6 реж.	1,370	10,00	7,755	10,00	1,303	10,00	0,738	10,00	2,654	10,00	1,581	10,00
Разм.	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
Обозн.	Q_{40}^{TP}	δ_{Q40}^{TP}	Q_{16}^{TP}	δ_{Q16}^{TP}	Q_7^{TP}	δ_{Q7}^{TP}	Q_{40}^3	δ_{Q40}^3	Q_{16}^3	δ_{Q16}^3	Q_7^3	δ_{Q7}^3
7 реж.	0,913	10,00	5,170	10,00	0,869	10,00	0,492	10,00	2,806	10,00	1,245	10,00
Обозн.	Q_{K1}^{TP}	δ_{Q40}^{TP}	Q_{16}^{TP}	δ_{Q16}^{TP}	Q_7^{TP}	δ_{Q7}^{TP}	Q_{K1}^3	δ_{Q40}^3	Q_{K1}^3	δ_{Q16}^3	Q_{K1}^3	δ_{Q7}^3
7 реж.	1,370	10,00	7,755	10,00	1,303	10,00	0,738	10,00	4,209	10,00	1,868	10,00
Разм.	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
Обозн.	Q_{40}^{TP}	δ_{Q40}^{TP}	Q_{16}^{TP}	δ_{Q16}^{TP}	Q_7^{TP}	δ_{Q7}^{TP}	Q_{40}^3	δ_{Q40}^3	Q_{16}^3	δ_{Q16}^3	Q_7^3	δ_{Q7}^3
8 реж.	0,913	10,00	5,170	10,00	0,869	10,00	0,492	10,00	2,806	10,00	1,737	10,00
Обозн.	Q_{K1}^{TP}	δ_{Q40}^{TP}	Q_{16}^{TP}	δ_{Q16}^{TP}	Q_7^{TP}	δ_{Q7}^{TP}	Q_{K1}^3	δ_{Q40}^3	Q_{K1}^3	δ_{Q16}^3	Q_{K1}^3	δ_{Q7}^3
8 реж.	1,370	10,00	7,755	10,00	1,303	10,00	0,738	10,00	4,209	10,00	1,581	10,00
Разм.	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%

Рис.10.4. Фрагмент из программно файла ПГУ1 (Продолжение).

Изучение влияния того или иного аргумента на итоговые показатели энергокомплекса осуществляется путём включений соответствующих кнопок. Аналогично с помощью кнопок производится анализ режимов работы энергокомплекса при разном составе оборудования, «вводится в работу» одна или несколько газовых турбин при включённом или отключённом паровом котле-утилизаторе. Предусматривается также исследование режимов работы ПГУ при включённой и отключённой паровой турбине. С помощью определённой системы кнопок на рабочем листе программы устанавливаются 8-ем режимов загрузки паропроводов, гидравлический и тепловой расчёт потерь энергии на её транспорт. Для оценки экономического эффекта

вводятся ожидаемые капзатраты на реализацию проекта и другие данные для оценок его дисконтируемой стоимости.

Т 3. Результаты расчётов ожидаемого экон. эффекта при разных режимах работы паропроводов.

Обозн.	Усл.	К _{кап}	C ^{TP} _{Q40}	C ^{TP} _{Q16}	C ^{TP} _{Q7}	C ³ _{Q40}	C ³ _{Q16}	C ³ _{Q7}	C _{эф}	T	NPV	Σ / C /
1 реж.	X	95000	2,15	9,11	2,04	1,11	2,92	2,82	7277	1,865	218014	7277
	X*K ₁	95000	3,22	13,67	3,06	1,67	4,38	4,23	7287	1,862	218448	7287
Разм.	-	млн. руб	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	лет	млн. руб	т. руб/ч
2 реж.	X	95000	2,15	9,11	2,04	1,11	2,92	2,39	7277	1,86	217995	7277
	X*K ₁	95000	3,22	13,67	3,06	1,67	4,38	3,58	7287	1,86	218420	7287
Разм.	-	млн. руб	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	лет	млн. руб	т. руб/ч
3 реж.	X	95000	2,15	9,11	2,04	1,11	5,02	2,82	7279	1,86	218105	7279
	X*K ₁	95000	3,22	13,67	3,06	1,67	7,53	4,23	7291	1,86	218583	7291
Разм.	-	млн. руб	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	лет	млн. руб	т. руб/ч
4 реж.	X	95000	2,15	9,11	2,04	1,11	5,02	2,39	7279	1,86	218086	7279
	X*K ₁	95000	3,22	13,67	3,06	1,67	7,53	3,58	7290	1,86	218555	7290
Разм.	-	млн. руб	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	лет	млн. руб	т. руб/ч
5 реж.	X	95000	2,15	12,15	2,04	1,11	4,01	2,82	7281	1,86	218192	7281
	X*K ₁	95000	3,22	18,23	3,06	1,67	6,01	4,23	7294	1,86	218714	7294
Разм.	-	млн. руб	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	лет	млн. руб	т. руб/ч
6 реж.	X	95000	2,15	12,15	2,04	1,11	4,01	2,39	7281	1,86	218173	7281
	X*K ₁	95000	3,22	18,23	3,06	1,67	6,01	3,58	7293	1,86	218686	7293
Разм.	-	млн. руб	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	лет	млн. руб	т. руб/ч
7 реж.	X	95000	2,15	12,15	2,04	1,11	6,35	2,82	7284	1,86	218293	7284
	X*K ₁	95000	3,22	18,23	3,06	1,67	9,53	4,23	7297	1,86	218865	7297
Разм.	-	млн. руб	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	лет	млн. руб	т. руб/ч
8 реж.	X	95000	2,15	12,15	2,04	1,11	6,35	3,93	7285	1,86	218340	7285
	X*K ₁	95000	3,22	18,23	3,06	1,67	9,53	3,58	7297	1,86	218837	7297
Разм.	-	млн. руб	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	т. руб/ч	лет	млн. руб	т. руб/ч

Рис.10.5. Фрагмент из программного файла ПГУ1 (Продолжение).

Программа позволяет частично или полностью «вытеснить» пар, поступающий от ТЭЦ, паром, производимым собственным энергоисточником. Аналогичная возможность анализа имеется также при частичном или полным (даже с избытком) вытеснении электроэнергии, поступающей из энергосистемы. Можно производить расчёт нормативных теплопотерь в паропроводах, вычислять падение давления, температуры и энтальпии пара на участке от

ТЭЦ до завода, производить ряд других операций, представляющих практический интерес.

Для ориентировочной оценки фактических теплопотерь введён коэффициент корреляции ($K_1 > 1$ или $K_1 < 1$), показывающий во сколько раз (кратность) ожидаемые фактические потери больше ($K_1 > 1$) или меньше ($K_1 < 1$) предусмотренных нормативом [112, 114, 115].

Программный файл ПГУ1 является лишь «инструментом», позволяющим решать поставленную задачу аргументированно и рациональным способом. Что касается вопросов анализа и расчёта теплопотерь в рамках действующей системы статотчётности, то информация, получаемая с помощью от-

дельных участков расчёта в файле ПГУ1, может быть применима на заводе и до упомянутой модернизации, т. е. при теплоснабжении завода от близлежащей ТЭЦ.

Т 4. Факт. анализ 15-и показателей, определяющих (в % от суммы их модулей) экономический эффект от модернизации за

Обозн.	Усл.	Ψ_{40}^{TP}	Ψ_{16}^{TP}	Ψ_7^{TP}	Ψ_{40}^3	Ψ_{16}^3	Ψ_7^3	Ψ_{D40}	Ψ_{D16}	Ψ_{D7}	$\Psi_{сн}$	$\Psi_{пг}$	$\Psi_{гр}$
1 реж.	Х	0,03	0,13	0,03	0,02	0,04	0,04	8,22	12,42	5,41	1,14	0,02	1,60
	Х*К ₁	0,04	0,19	0,04	0,02	0,06	0,06	8,21	12,40	5,40	1,13	0,02	1,60
Разм.	-	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
2 реж.	Усл.	Ψ_{40}^{TP}	Ψ_{16}^{TP}	Ψ_7^{TP}	Ψ_{40}^3	Ψ_{16}^3	Ψ_7^3	Ψ_{D40}	Ψ_{D16}	Ψ_{D7}	$\Psi_{сн}$	$\Psi_{пг}$	$\Psi_{гр}$
	Х	0,03	0,13	0,03	0,02	0,04	0,03	8,22	12,42	5,41	1,14	0,02	1,60
	Х*К ₁	0,04	0,19	0,04	0,02	0,06	0,05	8,21	12,40	5,40	1,13	0,02	1,60
Разм.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3 реж.	Усл.	Ψ_{40}^{TP}	Ψ_{16}^{TP}	Ψ_7^{TP}	Ψ_{40}^3	Ψ_{16}^3	Ψ_7^3	Ψ_{D40}	Ψ_{D16}	Ψ_{D7}	$\Psi_{сн}$	$\Psi_{пг}$	$\Psi_{гр}$
	Х	0,03	0,13	0,03	0,02	0,07	0,04	8,22	12,42	5,41	1,14	0,02	1,60
	Х*К ₁	0,04	0,19	0,04	0,02	0,10	0,06	8,20	12,40	5,40	1,13	0,02	1,60
Разм.	-	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
4 реж.	Усл.	Ψ_{40}^{TP}	Ψ_{16}^{TP}	Ψ_7^{TP}	Ψ_{40}^3	Ψ_{16}^3	Ψ_7^3	Ψ_{D40}	Ψ_{D16}	Ψ_{D7}	$\Psi_{сн}$	$\Psi_{пг}$	$\Psi_{гр}$
	Х	0,03	0,13	0,03	0,02	0,07	0,03	8,22	12,42	5,41	1,14	0,02	1,60
	Х*К ₁	0,04	0,19	0,04	0,02	0,10	0,05	8,20	12,40	5,40	1,13	0,02	1,60
Разм.	-	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
5 реж.	Усл.	Ψ_{40}^{TP}	Ψ_{16}^{TP}	Ψ_7^{TP}	Ψ_{40}^3	Ψ_{16}^3	Ψ_7^3	Ψ_{D40}	Ψ_{D16}	Ψ_{D7}	$\Psi_{сн}$	$\Psi_{пг}$	$\Psi_{гр}$
	Х	0,03	0,17	0,03	0,02	0,06	0,04	8,21	12,41	5,41	1,14	0,02	1,60
	Х*К ₁	0,04	0,25	0,04	0,02	0,08	0,06	8,20	12,39	5,40	1,13	0,02	1,60
Разм.	-	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
6 реж.	Усл.	Ψ_{40}^{TP}	Ψ_{16}^{TP}	Ψ_7^{TP}	Ψ_{40}^3	Ψ_{16}^3	Ψ_7^3	Ψ_{D40}	Ψ_{D16}	Ψ_{D7}	$\Psi_{сн}$	$\Psi_{пг}$	$\Psi_{гр}$
	Х	0,03	0,17	0,03	0,02	0,06	0,03	8,21	12,41	5,41	1,14	0,02	1,60
	Х*К ₁	0,04	0,25	0,04	0,02	0,08	0,05	8,20	12,39	5,40	1,13	0,02	1,60
Разм.	-	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
7 реж.	Усл.	Ψ_{40}^{TP}	Ψ_{16}^{TP}	Ψ_7^{TP}	Ψ_{40}^3	Ψ_{16}^3	Ψ_7^3	Ψ_{D40}	Ψ_{16}	Ψ_{D7}	$\Psi_{сн}$	$\Psi_{пг}$	$\Psi_{гр}$
	Х	0,03	0,17	0,03	0,02	0,09	0,04	8,21	12,41	5,40	1,14	0,02	1,60
	Х*К ₁	0,04	0,25	0,04	0,02	0,13	0,06	8,20	12,39	5,39	1,13	0,02	1,60
Разм.	-	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
8 реж.	Усл.	Ψ_{40}^{TP}	Ψ_{16}^{TP}	Ψ_7^{TP}	Ψ_{40}^3	Ψ_{16}^3	Ψ_7^3	Ψ_{D40}	Ψ_{D16}	Ψ_{D7}	$\Psi_{сн}$	$\Psi_{пг}$	$\Psi_{гр}$
	Х	0,03	0,17	0,03	0,02	0,09	0,05	8,21	12,41	5,40	1,14	0,02	1,60
	Х*К ₁	0,04	0,25	0,04	0,02	0,13	0,05	8,20	12,39	5,39	1,13	0,02	1,60

Рис.10.6. Фрагмент из программного файла ПГУ1 (Продолжение).

10.2.4. Исходные данные и основные расчётные формулы.

По части тепловой схемы (рис.10.1) расчёты по программному файлу ПГУ1 основаны на известных уравнениях теплового баланса и аппроксимационных формулах относительно газовой турбины. Расчёт нормативных и гидравлических потерь в паропроводах 40, 16 и 7 кг/см² от ТЭЦ и на территории завода основан на полуэмпирических формулах и формулах аппроксимации относительно температур и энтальпии пара.

Основные показатели газотурбинного комплекса, в частности, его мощность ($N_{ГТ}$, МВт), расход продуктов сгорания ($G_{ГТ}$, кг/с), температура газов ($t_{ГТ}$, °С) на выходе из турбины и удельный расход природного газа ($b_{ГТ}$, м³/(кВтч)) определяются непрерывными полуэмпирическими формулами, а именно:

$$N_{ГТ} = (ГТ_{МВт}) n_{ГТ},$$

$$G_{ГТ} = a_{ГТ}^{сп} N_{ГТ},$$

$$t_{ГТ} = A_{ГТ} N_{ГТ} + B_{ГТ},$$

$$b_{ГТ} = (m_1 \ln N_{ГТ} + m_2) K_{кор},$$

где $ГТ_{МВТ}$ и $n_{ГТ}$ – единичная мощность газовой турбины и их количество, устанавливаемое на заводе; $a_{ГТ}^{ср} = 3,363$ кг/(с•МВт), $A_{ГТ} = 0,091, ^\circ\text{C}/\text{МВт}$, $B_{ГТ} = 446,9$ $^\circ\text{C}$, $m_1 = -0,0184$, МВт и $m_2 = 0,3535$, МВт – коэффициенты линейных аппроксимаций; $K_{кор}$ – коэффициент корреляции, учитывающий отклонение аппроксимационного значения $b_{ГТ}$ от фактического в типовой турбине.

Дальнейшие расчёты по программному файлу ПГУ1 выполняются на основании следующего перечня исходных данных:

$N_{сн}$ – Величина собственных нужд на заводе до модернизации.

$V_{ПГ}^{до}$ – Потребление природного газа на заводе до его модернизации.

$Q_{ПГ}^H$ – Теплотворная способность природного газа.

$\eta_{бр}^{ку}$ – Осреднённая по заводу величина КПД брутто котлов утилизаторов до их модернизации.

$G_{гр}$, $G_{под}$ – Массовые расходы технической воды на градирни и подпиточной воды до модернизации завода.

$c_{ГТ}$ – Теплоёмкость отработанных газов за газовой турбиной.

$P_{п}$, $t_{пп}$ – Давление и температура перегретого пара на выходе из котлов, установленных на заводе после его модернизации.

$t_{пв}$ – Температура питательной воды на входе в паровые котлы, установленные на заводе после его модернизации.

$t_{хв}$ – Планируемая температура холодного воздуха на входе в вентиляторы парового котла, установленного на заводе после его модернизации.

$\alpha_{уг}$ – Коэффициент избытка воздуха за паровыми котлами, установленными после модернизации завода.

$k_{вал}$ – Коэффициент перерасчёта себестоимостей тепло- и электроэнергии в условные единицах.

$q_5^п$ – Балансовая составляющая потеря теплоты от парового котла в окружающую среду.

$g_{пр}$ – Величина непрерывной продувки на паровых котлах, установленных после модернизации завода.

$\eta_{ТП}$ – КПД теплового потока трубопроводов в пределах энергетического комплекса завода.

$\eta_{МГ}^T$ – Произведение двух показателей паротурбинной установки: КПД механического (η_M) и КПД генератора (η_G).

$'\mathcal{E}_{\text{CH}}^{\mathcal{E}}, '\mathcal{E}_{\text{CH}}^{\text{T}}$ – Расходы электроэнергии на собственные нужды по отпуску электроэнергии и теплоты на вновь установленном энергетическом комплексе в % к отпуску электроэнергии.

$'Q_{\text{CH}}^{\mathcal{E}}, 'Q_{\text{CH}}^{\text{T}}$ – Расходы теплоты на собственные нужды по отпуску электроэнергии и теплоты на вновь установленном энергетическом комплексе в процентах к отпуску теплоты.

K_1 – Коэффициент отклонения теплотерь в паропроводах от установленных норм согласно СНиП.

$t_{\text{НВ,ГР}}$ – Расчётное (фактическое) значение температуры среды, окружающей паропроводы, т. е. наружного воздуха, грунта.

$t_{\text{НВ,ГР}}^0$ – Нормируемая температура среды, окружающей паропровод, т. е. воздуха, грунта.

$K_{\text{кап}}^0$ – Величина капзатрат на модернизацию завода, при которых показатель дисконтирования (в 1-ом режиме работы теплосетей) $NPV = 0$.

$ГТ_{\text{МВТ}}, n_{\text{ГТ}}$ – Мощность одной газовой турбины и их количество,

$\delta_{\text{НСН}}$ – Планируемое снижение собственных нужд на заводе после его модернизации.

$\delta_{\text{ПГ}}$ – Планируемое снижение расхода природного газа на заводе за счёт модернизации котлов-утилизаторов.

$\delta_{\text{ГР}}, \delta_{\text{ПОД}}$ – Планируемые снижения расхода воды на градирни и подпиточной воды за счёт модернизации завода.

$\delta_{\text{Q40}}^{\text{ТР}}, \delta_{\text{Q16}}^{\text{ТР}}, \delta_{\text{Q7}}^{\text{ТР}}$ – Проценты снижения теплотерь в паропроводах высокого, среднего и низкого давлений на трассе от ТЭЦ до завода за счёт замены теплоизоляции.

$\delta_{\text{Q40}}^3, \delta_{\text{Q16}}^3, \delta_{\text{Q7}}^3$ – Проценты снижения теплотерь в паропроводах высокого, среднего и низкого давлений, расположенных на территории завода, путём замены теплоизоляции.

$\delta_{\text{D40}}, \delta_{\text{D16}}, \delta_{\text{D7}}$ – Проценты вытеснения пара высокого, среднего и низкого давлений от ТЭЦ собственным паром, генерируемым на энергоисточниках завода.

r – Норма дисконтирования.

$\mathcal{C}_{\text{ГР}}, \mathcal{C}_{\text{ПОД}}$ – Цены технической воды, охлаждаемой в градирнях, и подпиточной воды, поступающей на химводоочистку..

$\mathcal{C}_{\text{ПГ}}$ – Расчётная цена природного газа.

$\mathcal{C}_{\text{ПЭ}}, \mathcal{C}_{\text{РЭ}}$ – Расчётные цены покупной электроэнергии из энергосистемы и реализуемой (избыточной) электроэнергии, отпускаемой в энергосистему.

Ц_{40} , Ц_{16} , Ц_7 – Стоимости пара высокого, среднего и низкого давлений, поступающего от ТЭЦ.

$t_{\text{уг}}^{\text{п}}$ – Планируемая (после модернизации завода) температура уходящих газов за паровым котлом и за теплообменником, испрльзуемым «избыточную» теплоту $\Theta_{\text{ГТ}}^{\text{изб}}$.

$\tau_{\text{исп}}$ – Число часов использования установленной мощности.

$K_{\text{кап}}$ – Планируемые капзатраты на модернизацию завода.

$K_{\text{топ}}^{\text{э}}$, $K_{\text{топ}}^{\text{тэ}}$ – Топливные составляющие себестоимости по производству электроэнергии и теплоты.

$T_{\text{н/р}}$ – Нормативный срок службы установленного оборудования..

P_{16}^{T} , P_7^{T} и t_{16}^{T} , t_7^{T} – Давление и температура перегретого пара среднего давления (порядка 16 кгс/см^2) в отборе противодавленческой турбины и пара низкого давления (порядка 7 кгс/см^2) на выходе из турбины.

$K_{\text{кор}}$ – Коэффициент корреляции величины удельного расхода природного газа в Г Т для выработки 1-го кВтч электроэнергии.

$\text{Ц}^{\text{изб}}$ – Цена реализации "избыточной" теплоты газов за Г Т.

$\text{С}_{\text{ндс}}$ – Уплата годовых налогов в процентах от суммарного годового эффекта (в связи с модернизацией завода).

$\text{Ц}_{\text{q}40}$, $\text{Ц}_{\text{q}16}$, $\text{Ц}_{\text{q}7}$ – Стоимости (цены) теплоты пара высокого, среднего и низкого давлений, поступающих от ТЭЦ.

D_{40} – Потребление пара высокого давления.

$D_{16-1, 16-5}$ и $D_{7-1, 7-2}$ – Расходы пара среднего и низкого давлений по каждому из 5-ми и 2-х паропроводов.

P_{40} , t_{40} – Давление и температура пара высокого давления (40 кгс/см^2) на клллекторах завода.

$P_{16-1, 16-5}$, $P_{7-1, 7-2}$ и $t_{16-1, 16-5}$ и $t_{7-1, 7-2}$ – Давления и температуры пара в каждом из 5-и паропроводов среднего давления и в каждом из 2-х паропроводов низкого давления.

$D_{\text{у}}$ – Условный проход паропровода.

L – Длина паропровода.

Энтальпии, температуры и плотности пара и горячей воды определяются по формулам аппроксимации, разработанным в ВТИ.

По данным размеров паропроводов в пределах завода и на трассах ТЭЦ-завод, а также на основании показаний штатных приборов, показывающих массовые расходы, давления и температуру пара производятся автоматические расчёты гидравлических и тепловых потерь в сетях с целью использования этой информации для дальнейшего анализа показателей, влияющих на себестоимость выпускаемой продукции. В частности, при суммарной потребности завода в паре высокого давления с расходом D_{40} часть его

$D_{40}^3 = 0,01\delta_{D40}D_{40}$ может генерироваться энергоисточниками ПГУ на заводе, а оставшаяся $D_{40}^{ТЭЦ} = D_{40} - D_{40}^3$ поступать от ТЭЦ. Аналогично от источников завода и ТЭЦ определяются расходы пара среднего и низкого давлений:

$$D_{16}^3 = 0,01\delta_{D16}D_{16}, D_7^3 = 0,01\delta_{D7}D_7, D_{16}^{ТЭЦ} = D_{16} - D_{16}^3, D_7^{ТЭЦ} = D_7 - D_7^3.$$

Пар среднего и низкого давлений поступает либо от РОУ (РУ), если паровая турбина (ПТ) отключена либо от отборов при её работе.

Нагрузка парового котла соответственно равна:

$$D_{ПК} = D_{40}^3 + D_{16}^3 + D_7^3.$$

Расход пара на турбину и её мощность вычисляем так:

$$D_{ПТ} = D_{16}^3 + D_7^3,$$

$$N_p = K_p \eta_{МГ}^T [D_{16}^3 (i_{ПП} - i_{16}^T) + D_7^3 (i_{ПП} - i_7^T)],$$

где K_p – коэффициент размерности, например $K_p = 1,163$ МВт/Гкал; $i_{ПП}$, i_{16}^T , i_7^T – энтальпии свежего пара и пара в отборах турбины, определяемые как функции давлений и температур по аппроксимационным формулам ВТИ.

Расход природного газа на паровой котёл, необходимый для генерации пара в количестве $D_{ПК}$, определим по формуле:

$$V_{ПК}^\theta = D_{ПК} \{ i_{ПП} + c_K [0,01g_{ПР} (t_{НП} - t_{ПВ}) - t_{ПВ}] \} (0,01Q_{ПГ}^H \eta_{бр}^\Pi)^{-1},$$

где c_K , $t_{НП}$ – теплоёмкость котловой воды и температура насыщенного пара;

КПД брутто котла $\eta_{бр}^\Pi$ вычисляется по на основании формулы обратного теплового баланса при отсутствии мехнедожога так:

$$\eta_{бр}^\Pi = 100 - q_5^\Pi - q_2^\Pi,$$

где балансовая составляющая q_2^Π вычисляется по формуле Пекера Я.П для случая сжигания природного газа:

$$q_2^\Pi = 0,01(3,52\alpha_{УГ} + 0,63)[t_{УГ}^\Pi - \alpha_{УГ}t_{ХВ} / (\alpha_{УГ} + 0,18)](0,9805 + 0,00013t_{УГ}^\Pi).$$

Тепловая нагрузка парового котла:

$$\Theta_{ПК}^\theta = 0,01V_{ПК}^\theta Q_{ПГ}^H \eta_{бр}^\Pi K_p.$$

Максимально возможное значение теплоты газов за ГТ, которое может быть использовано в ПК и в качестве сброса через теплообменник:

$$\Theta_{ГТ} = G_{ГТ} c_{ГТ} (t_{ГТ} - t_{УГ}^\Pi) K_p.$$

Избыточная тепловая мощность газов за ГТ, подаваемая на теплообменник либо на выхлоп в атмосферу:

$$\Theta_{ГТ}^{изб} = \Theta_{ГТ} - \Theta_{ПК}^{ГТ},$$

где $\Theta_{ПК}^{ГТ}$ – теплота продуктов сгорания, подаваемая в топку парового котла.

Суммарная отпускная тепловая и электрическая мощность ПГУ с учётом затрат на собственные нужды определяем по формулам:

$$\Sigma Q_{ГП}^{отп} = \Theta_{ПК}^{\theta} + \Theta_{ГТ}^{изб},$$

$$\Sigma N_{ГП}^{отп} = (N_{ГТ} + N_p)[1 + 0,01('Э_{сн}^э + 'Э_{сн}^т)]^{-1}.$$

Расход природного газа на газовую турбину определяем по его удельной величине:

$$V_{ГТ} = \Sigma N_{ГП}^{отп} = b_{ГТ} N_{ГТ} [1 + 0,01('Э_{сн}^э + 'Э_{сн}^т)]^{-1}.$$

В случае, когда по условиям загрузки газов на выходе из Г Т недостаточно для обеспечения необходимой загрузки парового котла (П К), тогда в качестве дополнительного топлива в его топке одновременно сжигается природный газ, как основное топливо, в количестве:

$$V_{ПГ}^{осн} = (\Theta_{ПК}^{\theta} - \Theta_{ПК}^{ГТ})(0,01\Theta_{ПГ}^н \eta_{бр}^п K_p)^{-1}.$$

Суммарный расход природного газа на ПГУ равен:

$$V_{ПГ} = V_{ГТ} + V_{ПГ}^{осн}.$$

Как видно из расчётной схемы ПГУ на рис.10.1, в данном энергокомплексе $\Psi = 0$ только в случае, когда паровая турбина (П Т) отключена и не работает теплообменник Т/О. При работе П Т доля выработки (отпуска) тепловой энергии на тепловом потреблении всегда $\Psi = 1$. При работе Г Т теплота отработанных газов также всегда используется в паровом котле, несущем нагрузку независимо от значения $\Theta_{ГТ}^{изб} \geq 0$, и в связи с этим соответственно $\Psi = 1$. В данном случае показатель $\Theta_{ГТ}^{изб} \geq 0$ (рис.10.1) сказывается на суммарный отпуск теплоты от ПГУ, что влияет на значения удельных расходов топлива $b_{ТЭ}$ и $b_{ТЭЦ}$. При отключённом теплообменнике и при $\Theta_{ГТ}^{изб} > 0$ эти показатели всегда больше.

Соответственно доля выработки электроэнергии на тепловом потреблении равна [21]:

$$W = \Psi \Sigma N_{ГП}^{отп} / \Sigma Q_{ГП}^{отп}.$$

Показатель $W = 0$ только в случае, когда $\Sigma Q_{ГП}^{отп} = 0$, т. е. при отключённых паровом котле и теплообменнике. При отключённом паровом котле, но при работающем теплообменнике $\Sigma Q_{ГП}^{отп} = \Theta_{ГТ}^{изб}$ и соответственно $W > 0$.

Удельный расход теплоты на производство электроэнергии по теплофикационному циклу принимаем равным: $q_T = q_p^T = 1/\eta_{МГ}^T$.

Удельный расход теплоты на производство электроэнергии по «конденсационному» вычисляем так:

$$q_k = b_k m (1 + 0,01' \mathcal{E}_{\text{CH}})^{-1},$$

где из учёта теплоты сгорания условного топлива Q_y показатель m представляет собой удельный расход условного топлива в ПГУ на единицу выработанной тепло- и электроэнергии без учёта затрат этой энергии на собственные нужды: $m = Q_y \eta_{\text{бр}}^{\text{II}} \eta_{\text{ТП}}$. В данном случае удельный расход топлива на производство электроэнергии по «конденсационному» циклу b_k в ПГУ, входящий в формулу выше, принимаем равным удельному расходу топлива газовой турбиной в пересчёте на условное топливо:

$$b_k = b_{\text{ГТ}}^y = b_{\text{ГТ}} Q_{\text{ПГ}}^{\text{H}} Q_y^{-1}.$$

Удельный расход топлива на производство электроэнергии по «теплофикационному» циклу b_T в ПГУ вычисляем по формуле [21]:

$$b_T = m^{-1} [q_T (1 + 0,01' \mathcal{E}_{\text{CH}}^{\mathfrak{g}}) + 0,01' Q_{\text{CH}}^{\mathfrak{g}} W^{-1}].$$

Средний удельный расход топлива на суммарный отпуск тепло- и электроэнергии ПГУ (коэффициент топливоиспользовани) вычисляем так:

$$b_{\text{ТЭЦ}} = m^{-1} (1 + \Psi W^{-1})^{-1} \{q [1 + 0,01' (\mathcal{E}_{\text{CH}}^{\mathfrak{g}} + \mathcal{E}_{\text{CH}}^{\text{T}})] + \Psi W^{-1} [1 + 0,01' (Q_{\text{CH}}^{\mathfrak{g}} + Q_{\text{CH}}^{\text{T}})]\},$$

где в общем случае $q = q_k (1 - \Psi) + \Psi q_T$.

Удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и теплоты в ПГУ вычисляем по формулам:

$$b_{\mathfrak{g}} = b_k - \Psi (b_k - b_T),$$

$$b_{\text{ТЭ}} = [b_{\text{ТЭЦ}} (\Sigma N_{\text{ГП}}^{\text{отп}} + \Sigma Q_{\text{ГП}}^{\text{отп}}) - b_{\mathfrak{g}} \Sigma N_{\text{ГП}}^{\text{отп}}] (\Sigma Q_{\text{ГП}}^{\text{отп}})^{-1},$$

Снижение расхода природного газа за счёт модернизации котлов-утилизаторов на заводе:

$$\Delta B_{\text{ПГ}} = 0,01 \delta_{\text{ПГ}} B_{\text{ПГ}}^{\text{до}}.$$

Суммарное потребление природного газа на заводе с учётом потребления его газовой турбиной и паровым котлом, а также с учётом снижения его расхода после модернизации котлов утилизаторов:

$$\Sigma B_{\text{ПГ}} = B_{\text{ПГ}}^{\text{осн}} + B_{\text{ГТ}} + B_{\text{ПГ}}^{\text{до}} - \Delta B_{\text{ПГ}}.$$

В традиционных энергоисточниках типа ТЭЦ топливо в результате сгорания всю свою потенциальную тепловую энергию отдаёт паровому котлу, где и заканчивается его полезное использование. Дальнейший отпуск тепло- и электроэнергии ($Q_0 = \Sigma Q_{\text{ГП}}^{\text{отп}}$ и $N_0 = \Sigma N_{\text{ГП}}^{\text{отп}}$) обеспечивается паровой турбиной, В отличие от этого в ПГУ (рис.10.1) потенциальная тепловая энергия после камеры горения делится на две части, Первая часть используется в газовой турбине (ГТ) для производства электроэнергии $N_{\text{ГТ}}$, а вторая через посредство теплообменника (Т/О) и котла-утилизатора (КУ) для производства и электроэнергии (N_p) в паровой турбине и теплоты,

Суммарная экономия природного газа при выдаче одних и тех же объёмов производства $\Sigma Q_{\text{ГП}}^{\text{отп}}$ и $\Sigma N_{\text{ГП}}^{\text{отп}}$ в процессе эксплуатации парогазовой установки (ПГУ):

$$\Delta V_{\text{ПГУ}} = V_{\text{ПГ}}^{\text{вирт}} - V_{\text{ПГ}},$$

где $V_{\text{ПГ}}^{\text{вирт}}$ – виртуальное потребление природного газа ПГУ, адекватное показателям W , Ψ и удельным расходам топлива $b_{\text{э}}$, $b_{\text{тэ}}$ всего комплекса, т. е. парогазовой мини-ТЭЦ

$$V_{\text{ПГ}}^{\text{вирт}} = b_{\text{тэц}} (\Sigma Q_{\text{ГП}}^{\text{отп}} + \Sigma N_{\text{ГП}}^{\text{отп}}).$$

Основные показатели ожидаемой эффективности в результате модернизации энергокомплекса завода определяем так:

$C_{\text{сн}}$ – экономия денежных средств за счёт снижения расхода электроэнергии на собственных нужды завода

$$C_{\text{сн}} = 0,01 N_{\text{сн}} \delta_{\text{Ncc}} \Pi_{\text{рэ(пэ)}};$$

$C_{\text{пг}}$ – экономия денежных средств за счёт снижения расхода природного газа после модернизации котлов утилизаторов

$$C_{\text{пг}} = \Delta V \Pi_{\text{пг}};$$

$C_{\text{гр}}$ – экономия денежных средств за счёт снижения потерь воды в градирнях завода

$$C_{\text{гр}} = 0,01 G_{\text{гр}} \delta_{\text{гр}} \Pi_{\text{гр}};$$

$C_{\text{под}}$ – экономия денежных средств за счёт снижения расхода подпиточной воды

$$C_{\text{под}} = 0,01 G_{\text{под}} \delta_{\text{под}} \Pi_{\text{под}};$$

$C_{\text{D40,D16,D7}}$ – экономия денежных средств за счёт вытеснения пара высокого, среднего и низкого давления от ТЭЦ паром собственной генерации на заводе

$$C_{\text{D40,D16,D7}} = 0,01 D_{40,16,7} \delta_{\text{D40,D16,D7}} \Pi_{40,16,7};$$

$C_{\text{пгт}}$ – экономия денежных средств за счёт частичного или полного вытеснения электроэнергии, вырабатываемой в энергосистеме, собственными энергоисточниками на заводе после его модернизации

$$C_{\text{пгт}} = N_{\text{сн}} (\Pi_{\text{пэ}} - \Pi_{\text{рэ}}) + N_{\text{гт}} (\Pi_{\text{рэ}} - b_{\text{гт}} \Pi_{\text{пг}}) + N_{\text{р}} \Pi_{\text{рэ}} + L_{55} C^{\text{изб}},$$

где

$C^{\text{изб}}$ – экономия денежных средств за счёт реализации "избыточной" теплоты газов за ГТ

$$C^{\text{изб}} = \Theta_{\text{гт}}^{\text{изб}} K_{\text{р}} \Pi^{\text{изб}};$$

L_{55} – показатель, характеризующий состояние тепловой схемы: $L_{55} = 0$ – теплообменник отключён; $L_{55} = 1$ – теплообменник включён.

$C_{\text{ПГ}}^{\text{П}}$ – денежные затраты на доставку природного газа (в порядке "дожигания"), необходимого для работы парового котла или котла-утилизатора, установленного на заводе после его модернизации. Денежные затраты на сжигание газа в камере сгорания Г Т учитываются в комплексе по расчёту $C_{\text{ПГТ}}$ слагаемым $N_{\text{ГТ}} b_{\text{ГТ}} \Pi_{\text{ПГ}}$.

$$C_{\text{ПГ}}^{\text{П}} = (V_{\text{ПК}}^{\theta} - V_{\theta}) \Pi_{\text{ПГ}},$$

где $V_{\text{ПК}}^{\theta}$ – условный суммарный расход природного газа на паровой котёл, необходимый для генерации пара в количестве $D_{\text{ПК}}$ т/ч:

$$V_{\text{ПК}}^{\theta} = D_{\text{ПК}} \{i_{\text{ПП}} + c_{\text{В}} [0,01 g_{\text{ПР}} (t_{\text{НП}} - t_{\text{ПВ}}) - t_{\text{ПВ}}]\} (0,01 Q_{\text{ПГ}}^{\text{Н}} \eta_{\text{бР}}^{\text{П}})^{-1},$$

Себестоимости производства электро- и теплоэнергии после установки ПГУ определим так:

$$C_{\text{Э}}^{\text{сб}} = 100 b_{\text{Э}} \Pi_{\text{ПГ}} Q_{\text{У}} (Q_{\text{ПГ}}^{\text{Н}} K_{\text{ТОП}}^{\text{Э}})^{-1},$$

$$C_{\text{Э}}^{\text{сб}} = 100 b_{\text{ТЭ}} \Pi_{\text{ПГ}} Q_{\text{У}} (Q_{\text{ПГ}}^{\text{Н}} K_{\text{ТОП}}^{\text{ТЭ}})^{-1}.$$

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.

1. Файл «ПГУ1» позволяет решать широкий спектр задач по выявлению эффективности ряда мероприятий на заводе как до, так и после его модернизации. В основе программы лежат непрерывные функции, увязанные между собой множеством параметров, аргументов и граничных условий. Между тем такие «аргументы» как котёл и турбина имеют конкретные «ступенчатые» показатели, которые могут оказаться лишь «вписанными» в непрерывные зависимости, выдаваемые или используемые программой расчётов. Из этого следует, что решать поставленные задачи с её помощью можно путём последовательного приближения, постоянно ориентируясь на множество «ступенчатых» показателей реально существующего оборудования, планируемого к использованию.

2. Разработанное программное средство может иметь практическое применение в качестве консультационно-справочного источника на заводе как до, так и после его модернизации. Одновременно оно может быть использовано с той же целью при разработке соответствующего проекта в КБ. Допускается возможность его доработки в свете задач, планируемых к использованию.

10.3. Мини-ТЭЦ на базе поршневого двигателя, камеры горения и котла-утилизатора.

Широкое освоение энергосберегающих технологий и производство для их реализации адекватного оборудования открывают широкие возможности модернизации теплоэнергетического хозяйства ряда промышленных предприятий независимо от централизованных энергоисточников в энергосистеме. В условиях рыночной экономики такое «противостояние» по отношению к централизованному источнику следует рассматривать, как проявление по-

ложительных тенденций научно-технического прогресса, способствующего адекватному росту эффективности и энергобезопасности страны в целом.

Модельные исследования вариантов модернизации теплоэнергетического хозяйства промышленных предприятий с помощью компьютерных программ следует рассматривать, как первоначальный этап обоснования инвестиций на реализацию того или иного проекта. В порядке примера рассмотрим гипотетический вариант модернизации энергохозяйства завода, в котором в качестве побочной продукции в большом количестве имеются горючие газы разного состава. Традиционная технология их утилизации (до модернизации) предусматривает их реализацию, как правило, либо путём сжигания на собственных теплогенерирующих установках, либо путём продажи посторонним потребителям. Рассмотрим вариант их утилизации на базе современной КГУ с камерой сгорания и котлом-утилизатором

На рис.10.7 дана принципиальная схема мини-ТЭЦ, включающая в себя поршневой двигатель (ПД), камеру сгорания (КГ) и котёл-утилизатор. В качестве топлива используются высококалорийные газы метановодородных фракций (МВФ), так называемые абгазы (АБГ) с низкой суммарной теплотой сгорания и подлежащие (в порядке ораны окружающей среды) дожиганию в камере горения с помощью природного газа. Результаты анализа, выполненные в разделе 10.2, положены в основу создания рабочих файлов КГУП1а, КПД2Па и др., позволяющих выполнять соответствующие расчёты по модернизации энергохозяйства предприятия в соответствии с вариантом на рис. 10.7. Рассматриваются два случая: один – с температурой уходящих газов ($t_{уг}$) на уровне выше температуры насыщения водяных паров (t_n), т. е. при $t_{уг} > t_n$, Второй – при $t_{уг} = t_n$, т. е. при использовании теплоты конденсации водяных паров, что значительно повышает эффективность топливоиспользования. На рис. 10.8а, б, в даны выкопировки из рабочего файла КГУП1а, позволяющего выполнять соответствующие расчёты по модернизации энергохозяйства предприятия в соответствии с вариантом на рис. 10.7.

Целью расчёта является обоснование целесообразности модернизации энергохозяйства по рассматриваемому варианту на основании ограниченного перечня исходных данных. Имеются в виду ограничения, связанные с конкретным перечнем теплотехнических характеристик используемого оборудования, т. е. поршневого двигателя (ПД), камеры горения (КГ) и котла-утилизатора (КУ). В данном случае достаточно ограничиться их предположительными показателями, например, такими, как их общие параметры, т. е. производительность, температуры и расходы рабочих газов, топлива и пр. Такого рода расчёты основаны только на уравнениях теплового и материального балансов при полном отсутствии уравнений теплопередачи. Недостаток последних «компенсируется» исходными данными предположительного характера, адекватными реально существующему оборудованию, которое планируется в проекте модернизации с последующим выполнением окончательного поверочного расчёта.

Технологическая схема мини-ТЭЦ на базе когенерационной установки (КГУ) с поршневым двигателем (ПД), камерой горения (КГ) и котлом-утилизатором (КУ). Топливо - горючие газы, сопутствующие основной продукции завода ОАО ПОЛИМИР.

Обозн.	$N_{э}$	Θ^{ψ}	$b_{э}$	$b_{Тэ}$	$b_{Тэц}$	$\eta_{э}$	$\eta_{т}$	$\eta_{общ}$	$\Delta C^{ЭК}_{ч}$	$\Delta C^{ЭК}_{год}$	NPV	$T_{ок}$
Разм.	кВт	Гкал/ч	г/кВтч	кг/Гкал	кг/кВтч	%	%	%	тыс р/ч	млн р/г	млн руб	лет
КГУ (ПД)	9000	3,53	200,75	238,75	0,2022	41,734	19,0	60,8	432	2590,2	21511	0,77
ПД+КГ+КУ	9000	49,5	157,85	154,65	0,136	12,188	77,915	90,103	1657,2	11600	99232	0,05

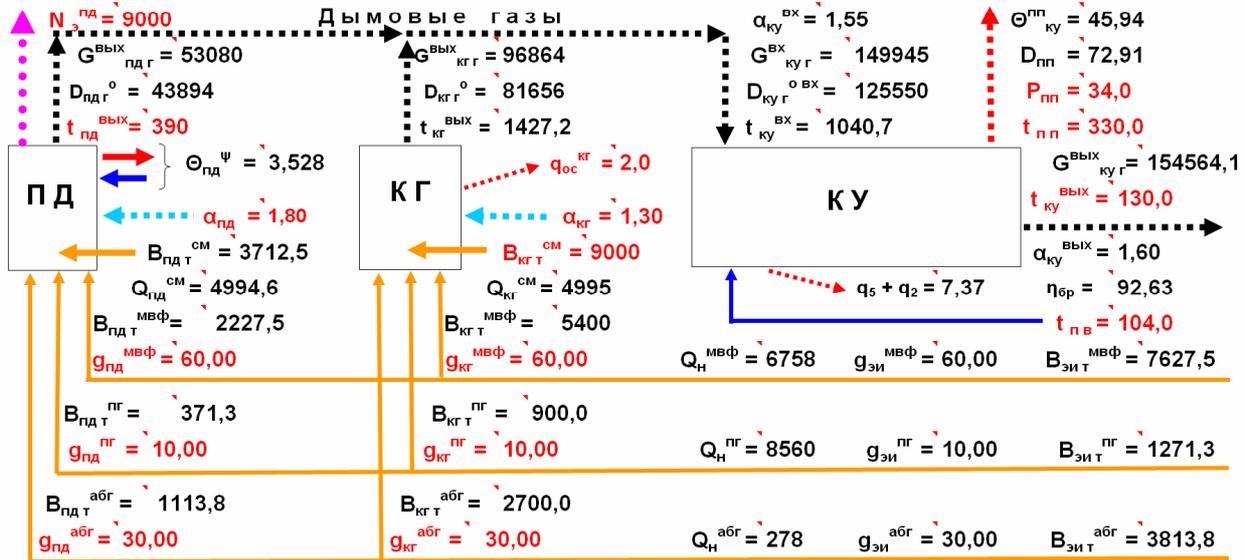


Рис10.7. Технологическая схема мини-ТЭЦ по утилизации побочных горючих газов на промышленном предприятии.

Расчёты по программному обеспечению КГУПа предусматривают возможность планомерного (пошагового) изменения всех аргументов, определяющих итоговые результаты, что в значительной мере облегчает поиски оптимальных решений. Ниже по разделам рабочих листов (рис. 10.8а, б, в) приведен перечень обозначений и основных расчётных формул, используемых при программировании. Размерности исследуемых показателей указаны на соответствующих фрагментах из файлов.

10.3.1. Процентный состав и расчётные характеристики абсорбционных газов (АБГ) (рис. 10.8а).

10.3.1.1. Исходные данные.

- $C_3H_6^{абг}$ – содержание пропилена в объёме абгазов.
- $CO^{абг}$ – содержание окиси углерода в объёме абгазов.
- $C_3H_8^{абг}$ – содержание пропана в объёме абгазов.
- $(C_2H_4)_y^{абг}$ – суммарное содержание непредельных углеводородов прочего и неизвестного состава в объёме абгазов: CH_2CHCN (НАК), CH_3CN , HCN , CH_3OH , метилакрилат, диметилловый эфир и пр., условно принимаемых как этилен $(C_2H_4)_y^{абг}$.

$W^{абг}$ – содержание влаги в объёме абгазов.

$O_2^{абг}$ – содержание кислорода в объёме абгазов.

$N_2^{\text{абг}}$ – содержание азота в объёме абгазов.

$CO_2^{\text{абг}}$ – содержание углекислого газа в объёме абгазов.

$\Sigma(\text{АБГ}) = 100 \%$ – контрольный показатель: суммарное значение компонентов, составляющих абгазы должно быть равно 100 %.

10.3.1.2. Результаты расчёта.

$d_{\Gamma}^{\text{абг}}$ – влагосодержание абгазов заданного состава, г/(нм³):

$$d_{\Gamma}^{\text{абг}} = W^{\text{абг}} 10^{-2} \gamma_{H_2O}^0 10^3,$$

где плотность водяных паров в нормальных условиях $\gamma_{H_2O}^0 = 0,804 \text{ кг/нм}^3$.

$Q_H^{\text{абг}}$ – теплотворная способность (низшая) абгазов (АБГ):

$$Q_H^{\text{абг}} = 0,01 \Sigma [Q_{Hi}^{\text{абг}} \Gamma_i^{\text{абг}}] = 0,01 [2054 C_3H_6^{\text{абг}} + 3018 CO^{\text{абг}} + \\ + 21795 C_3H_8^{\text{абг}} + 14107 (C_2H_4)_y^{\text{абг}}] \frac{100}{100 - W^{\text{абг}}}.$$

$V_B^{\text{абг}}$ – теоретически необходимое количество воздуха для сжигания абгазов заданного состава:

$$V_B^{\text{абг}} = 0,0476 [0,5 CO^{\text{абг}} + 4,5 C_3H_6^{\text{абг}} + 5 C_3H_8^{\text{абг}} + \\ + 3 (C_2H_4)_y^{\text{абг}} - O_2^{\text{абг}}] \frac{100}{100 - W^{\text{абг}}}.$$

$V_{N_2}^{\text{абг}}$ – теоретический объём азота в продуктах сгорания абгазов заданного состава:

$$V_{N_2}^{\text{абг}} = 0,79 V_B^{\text{абг}} + \left(\frac{N_2^{\text{абг}}}{100} \right) \frac{100}{100 - W^{\text{абг}}}.$$

$V_{RO_2}^{\text{абг}}$ – теоретический объём CO_2 и SO_2 в продуктах сгорания абгазов заданного состава:

$$V_{RO_2}^{\text{абг}} = 0,01 [CO_2^{\text{абг}} + CO^{\text{абг}} + 3 C_3H_6^{\text{абг}} + \\ + 3 C_3H_8^{\text{абг}} + 2 (C_2H_4)_y^{\text{абг}}] \frac{100}{100 - W^{\text{абг}}}.$$

$V_{H_2O}^{\text{абг}}$ – теоретический объём водяных паров в продуктах сгорания абгазов заданного состава:

$$V_{H_2O}^{\text{абг}} = 0,01 [3 C_3H_6^{\text{абг}} + 4 C_3H_8^{\text{абг}} + \\ + 2 (C_2H_4)_y^{\text{абг}}] \frac{100}{100 - W^{\text{абг}}} + 0,124 d_{\Gamma}^{\text{абг}} + 0,0161 V_B^{\text{абг}}.$$

10.3.2. Процентный состав и расчётные характеристики газов метановодородной фракции (МВФ) (рис. 10.8а).

10.3.2.1. Исходные данные.

$H_2^{МВФ}$ – содержание водорода в объёме топливных газов.

$CH_4^{МВФ}$ – содержание метана в объёме топливных газов.

$C_2H_6^{МВФ}$ – содержание этана в объёме топливных газов.

$C_2H_4^{МВФ}$ – содержание этилена в объёме топливных газов.

$C_3H_8^{МВФ}$ – содержание пропана в объёме топливных газов.

$C_3H_6^{МВФ}$ – содержание пропилена в объёме топливных газов.

$C_4H_8^{МВФ}$ – содержание бутилена в объёме топливных газов.

$(C_2H_4)_y^{МВФ}$ – суммарное содержание непредельных углеводородов прочего и неизвестного состава в объёме топливных газов (ВМФ): CH_2CHCN , CH_3CH , HCN , CH_3OH , C_4H_6 и пр.

$t^{МВФ}$ – температура газа метановодородных фракций (МВФ).

$\Sigma(МВФ) = 100\%$ – контрольный показатель: суммарное значение компонентов, составляющих топливный газ (МВФ) должно быть равно 100 %.

10.3.2.2. Результаты расчёта.

$d_{\Gamma}^{МВФ}$ – влажосодержание газов (МВФ) заданного состава, $г/нм^3$. В данном случае используется аппроксимационная зависимость величины влажосодержания газа от его температуры [121], полученная на основании табличных данных, приведенных ниже в таблице 10.1:

Таблица 10.1.

$t^{МВФ}$	$^{\circ}C$	0	10	20	40	60	80
$d_{\Gamma}^{МВФ}$	$\Gamma / нм^3$	4,98	10,06	19,4	64,6	202,5	738,7

Формула аппроксимации (при $t^{МВФ} = t$):

$$d_{\Gamma}^{МВФ} = a_5 t^5 + a_4 t^4 + a_3 t^3 + a_2 t^2 + a_1 t + a_0, \text{ где}$$

a_5	a_4	a_3	a_2	a_1	a_0
7,01548E-07	-7,69E-05	3,50E-03	-4,03E-02	0,631442862	4,979999919

$Q_H^{МВФ}$ – теплотворная способность (низшая) газов метановодородных фракций:

$$Q_H^{МВФ} = 0,01 \Sigma [Q_{Hi}^{МВФ} \Gamma_i^{МВФ}] = 0,01 [2579 H_2^{МВФ} + 8555 CH_4^{МВФ} + 15226 C_2H_6^{МВФ} + 14107 C_2H_4^{МВФ} + 21795 C_3H_8^{МВФ} + 20541 C_3H_6^{МВФ} + 27111 C_4H_8^{МВФ} + 14107 (C_2H_4)_y^{МВФ}].$$

ВАРИАНТ модернизации: замена теплоисточника (котла) когенерационной установкой (КГУ) с последующей утилизацией выхлопных газов в котле-утилизаторе (КУ) при температуре уходящих газов выше точки росы, т. е. $t_{\text{вг}} > t_{\text{нас}}$.

1. Состав и расчётные характеристики абсорбционных газов (АБГ).

Обозн.	$C_3H_8^{абг}$	$CO^{абг}$	$C_2H_8^{абг}$	$(C_2H_4)_y^{абг}$	$W^{абг}$	$O_2^{абг}$	$N_2^{абг}$	$CO_2^{абг}$	$\Sigma(АБГ)$	$d_r^{абг}$	$Q_n^{абг}$
До	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
После	0,5	1,98	0,37	0,17	4,05	1,0	87,53	4,4	100,0	32,6	278,4
Разм.	%	%	%	%	%	%	%	%	%	г/нм ³	ккал/нм ³

Программа позволяет выполнять аналитические расчёты, учитывая влияние планомерного изменения ряда аргументов (1-22 и состава газовых смесей $g^{мвф}$, $g^{абг}$ и $g^{пг}$) на тепловой режим работы энергоисточника.

2. Газы метановодородной фракции (МВФ).

Обозн.	$H_2^{мвф}$	$CH_4^{мвф}$	$C_2H_6^{мвф}$	$C_2H_4^{мвф}$	$C_3H_8^{мвф}$	$C_3H_6^{мвф}$	$C_4H_8^{мвф}$	$(C_2H_4)_y^{мвф}$	$\Sigma(МВФ)$	$d_r^{мвф}$	$Q_n^{мвф}$
До	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
После	33,441	63,79	0,48	1,89	0,007	0,12	0,265	0,007	100,0	8	6758
Разм.	%	%	%	%	%	%	%	%	%	г/нм ³	ккал/нм ³

Обозн.	$V_B^{мвф}$	$V_{N_2}^{мвф}$	$V_{RO_2}^{мвф}$	$V_{H_2O}^{мвф}$	$t^{мвф}$
До	-	-	-	-	1 мвф
После	7,32	5,785	0,700	1,470	5,0
Разм.	нм ³ /нм ³	°C			

СОХРАНИТЬ СКОПИРОВАТЬ ТАБЛИЦА

УДАЛ. ИЗ НАК. УДАЛ. ИЗ БУФ.

От $P_i =$	0,00	0,00	2,78	5,56	8,33	11,11	13,89	16,67	19,44	22,22	25,00
До $P_i =$	25,00	0,0	Изменение показателей: кнопки 1 мвф или 2 пг.								0,00

3. Природный газ с вероятным содержанием компонентов заданного состава.

Обозн.	$H_2^{пг}$	$N_2^{пг}$	$O_2^{пг}$	$CO^{пг}$	$CO_2^{пг}$	$H_2S^{пг}$	$CH_4^{пг}$	$C_2H_6^{пг}$	$C_3H_8^{пг}$	$C_4H_{10}^{пг}$	$C_5H_{12}^{пг}$
До	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
После	0	3,3	0	0	0,2	0	94	1,2	0,7	0,4	0,2
Разм.	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%

Обозн.	$C_2H_4^{пг}$	$C_3H_6^{пг}$	$C_4H_8^{пг}$	$\Sigma(ПГ)$	$t^{пг}$	$d_r^{пг}$	$Q_n^{пг}$	$V_B^{пг}$	$V_{N_2}^{пг}$	$V_{RO_2}^{пг}$	$V_{H_2O}^{пг}$
До	-	-	-	-	2 пг	-	-	-	-	-	-
После	0	0	0	100,0	5,0	8	8560	9,515	7,550	1,013	2,139
Разм.	%	%	%	%	°C	г/нм ³	ккал/нм ³	нм ³ /нм ³			

4. Камера горения (КГ).

	СОХРАНИТЬ	СКОПИРОВАТЬ	УДАЛ. ИЗ НАК.	УДАЛ. ИЗ БУФ.	ТАБЛИЦА							
От $P_i =$	0,0	0,0	Изменение показателей $g_{кг}^{мвф}$ и $g_{кг}^{абг}$. Кнопки МВФ и АБГ.			0,00						
До $P_i =$	90,0	90,0	80,0	70,0	60,0	50,0	40,0	30,0	20,0	10,0	0,0	
От $P_i =$	2500	2500	2389	2278	2167	2056	1944	1833	1722	1611	1500	
До $P_i =$	1500	0	0,0	Изменение показателей: кнопки 3 кг - 6 кг.							0,00	0,000

Обозн.	$g_{кг}^{мвф}$	$g_{кг}^{абг}$	$g_{кг}^{пг}$	$\Sigma g_{кг}$	$V_{кг}^{см}$	$V_{кг}^{мвф}$	$V_{кг}^{пг}$	$V_{кг}^{абг}$	$V_{кг}^{у}$	$t_{кг}^B$
До	3 кг	МВФ	АБГ	10,0	100,0	4 кг	-	-	-	5 кг
После	1,3	60,0	30,0	10,0	100,0	9000,0	5400	900,00	2700	6421,6
Разм.	-	%	%	%	%	нм ³ /ч	нм ³ /ч	нм ³ /ч	нм ³ /ч	кВт/ч/нм ³

Обозн.	$q_{ос}^{кг}$	$V_{кг}^{тг}$	$V_{кг}^{воз}$	$V_{кг}^{твс}$	$g_{кг}^{тг}^{мвф}$	$g_{кг}^{тг}^{пг}$	$g_{кг}^{твс}^{тг}$	$g_{кг}^{твс}^{абг}$	$g_{кг}^{твс}^{воз}$	$Q_{кг}^{см}$
До	6 кг	-	-	-	-	-	-	-	-	-
После	2,0	6300	63339	72339	85,7	14,3	8,7	3,7	87,6	4995
Разм.	%	нм ³ /ч	нм ³ /ч	нм ³ /ч	%	%	%	%	%	ккал/нм ³

Обозн.	$V_{кг}^{см}$	$V_{N_2}^{см}$	$V_{RO_2}^{см}$	$V_{H_2O}^{см}$	$V_{г}^{см}$	$r_{RO_2}^{см}$	$r_{N_2}^{см}$	$r_{H_2O}^{см}$	$r_{вкг}^{см}$	$D_{гкг}^0$	$\rho_{кг}^0$
До	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
После	5,414	4,554	0,550	2,319	9,073	0,0607	0,502	0,2584	0,2	81656	1,186
Разм.	нм ³ /нм ³	-	-	-	-	нм ³ /ч	кг/нм ³				

Обозн.	$C_{кг}^{вых}$	$A_1^{кг}$	$A_0^{кг}$	$I_a^{кг}$	$I_{кг}^{вых}$	$t_a^{кг}$	$t_{кг}^{вых}$	$\Theta_{кг}^{вых}$	$G_{кг}^{вых}$	$g_{кг}^{мвф}$	$g_{кг}^{абг}$
До	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
После	0,382	4E-05	0,326	5051	4950	1452,6	1427,2	44,6	96864	100,0	0,0
Разм.	кк/(нм ³ С)	кк/(нм ³ С ²)	кк/(нм ³ С)	ккал/нм ³	ккал/нм ³	°C	°C	Гкал/ч	кг/ч	%	%

Рис.10.8а. Фрагмент из файла КГУП1а.

5. Котёл-утилизатор (КУ).

В котёл-утилизатор (КУ) подаётся смесь уходящих газов: после когенерационной установки (КГУ) и камеры горения (КГ). Последняя за счёт сжигания в ней природного газа ПГ и газов МВФ, АБГ позволяет удерживать необход. температуру рабочих газов на входе в КУ.

	СОХРАНИТЬ		СКОПИРОВАТЬ		УДАЛ. ИЗ НАК.		УДАЛ. ИЗ БУФ.		ТАБЛИЦА		
От П ₁ =	0,10	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05
До П ₁ =	0,05	0	0,0	Изменение показателей: кнопки 7 ку, 8 ку .						0,00	0,000
Обозн.	t _{ку} ^{вх}	Δα _{ку}	t _{ку} ^{вых}	α _{ку} ^{вх}	D _{пп} ^{НОМ}	D _{пп}	P _{бар} ^{НОМ}	P _{пп}	P _{бар}	t _{пв}	t _{пп}
До	-	7 ку	8 ку	-	-	-	-	-	-	-	-
После	1041	0,05	130,0	1,55	19,5	72,9	36,0	34,0	62,0	104	330
Разм.	°С	-	°С	-	т/ч	т/ч	кгс/см ²	кгс/см ²	кгс/см ²	°С	°С
Обозн.	q _{пр}	q ₅ ^{НОМ}	q ₅	q ₂	η _{бр}	Θ _{ку} ^{пп}	i _{пп}	i _{кв}	V _{кут} ^{см}	V _{кув} ^{вх}	
До	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
После	2,0	1,2	0,321	7,05	92,63	45,94	53432	730,8	290,9	12712,5	5,414
Разм.	%	%	%	%	%	Гкал/ч	кВт	ккал/кг	ккал/кг	нм ³ /ч	нм ³ /нм ³
Обозн.	V _{N2ку} ^{вх}	V _{RO2ку} ^{вх}	V _{H2Oку} ^{вх}	V _{Гку} ^{вх}	V _{Гку} ^{вых}	Γ _{RO2ку} ^{вх}	Γ _{RO2ку} ^{вых}	Γ _{N2ку} ^{вх}	Γ _{N2ку} ^{вых}	Γ _{H2Oку} ^{вх}	Γ _{H2Oку} ^{вых}
До	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
После	4,554	0,550	2,319	9,876	10,151	0,056	0,054	0,461	0,449	0,240	0,229
Разм.	нм ³ /нм ³	нм ³ /нм ³	-	-	-	-	-	-			
Обозн.	Γ _{кув} ^{вх}	Γ _{кув} ^{вых}	D _{кув} ^{вх}	D _{кув} ^{вых}	ρ _{ку} ^о	C _{ку} ^{вх}	C _{ку} ^{вых}	A ₁ ^{ку} _{вх}	A ₁ ^{ку} _{вых}	A _о ^{ку} _{вх}	A _о ^{ку} _{вых}
До	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
После	0,301	0,027	125550	129046	1,193	0,385	0,253	4E-05	3E-05	3,4E-01	2,5E-01
Разм.	-	-	нм ³ /ч	нм ³ /ч	кг/нм ³	кк/(нм ³ С)	кк/(нм ³ С)	кк/(нм ³ С ²)	кк/(нм ³ С ²)	кк/(нм ³ С)	кк/(нм ³ С)
Обозн.	I _{ку} ^{вх}	I _{ку} ^{вых}	I _{хв} ^о	Θ _{ку} ^{вх}	Θ _{ку} ^{вых}	Θ _{ку}	Θ _{ку}	D _{кув} ^{вых}	G _{кув} ^{вх}	G _{кув} ^{вых}	R _{пп}
До	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
После	3959	333	33,9	50,3307	4,239	46,091	53604	190497	149945	154564	0,63
Разм.	ккал/нм ³	ккал/нм ³	ккал/нм ³	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	кВт	м ³ /ч	кг/ч	кг/ч	-

6. Когенерационная установка (КГУ) с поршневым двигателем (ПД).

	СОХРАНИТЬ		СКОПИРОВАТЬ		УДАЛ. ИЗ НАК.		УДАЛ. ИЗ БУФ.		ТАБЛИЦА		
От П ₁ =	0,00	0,0	Изменение показателей $q_{пд}^{мвф}$ и $q_{пд}^{абг}$. Кнопки МВФ и АБГ.						0,00		
До П ₁ =	90,00	90,00	80,00	70,00	60,00	50,00	40,00	30,00	20,00	10,00	0,00
От П ₁ =	1,000	1,000	1,089	1,178	1,267	1,356	1,444	1,533	1,622	1,711	1,800
До П ₁ =	1,800	0	0,0	Изменение показателей: кнопки 9 пд - 16 пд .						0,00	0,000
Обозн.	M	N _{эп} ^{пд}	N _{эп} ^{пд}	Θ _{пд} ^{контур}	Θ _{пд} ^ψ	Ψ _{пд}	q ³ _{снпд}	q ¹ _{снпд}	э ³ _{снпд}	э ¹ _{снпд}	
До	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
После	9184	9000	9000	4102,7	3,53	4103	1,0	0,03	0,02	0,05	0,04
Разм.	кВт	кВт	кВт	кВт	Гкал/ч	кВт	-	-	-	-	-
Обозн.	t _{пд} ^{вых}	α _{пд}	q _{пд} ^{мвф}	q _{пд} ^{абг}	q _{пд} ^{пг}	Σq _{пд}	Ц _{пд} ^{пг}	Ц _{пд} ^{эн}	τ _{пд} ^{пд}	Γ _{пд}	T _{пд}
До	9 пд	1,8	МВФ	АБГ	10,0	100,0	11 пд	12 пд	13 пд	14 пд	15 пд
После	390,0	10 пд	60,0	30,0	%	%	0,132	60,0	6000	0,1	25,0
Разм.	°С	-	%	%	%	%	т р/нм ³	р/(кВтч)	ч/год	-	лет
Обозн.	K _{кап} ^{пд}	η _{пр}	Ц _{мвф} ^{пд}	Ц _{гв} ^{пд}	b _к ^{пд}	b _т ^{пд}	b ^{пд} _{тэц}	b _э ^{пд}	b _{тэ} ^{пд}		
До	16 пд	-	-	-	-	-	-	-	180,0	0,155	
После	2000	98,0	0,1	43,0	0,294	0,201	0,202	0,201	200,8	238,8	0,205
Разм.	млн руб	%	т р/нм ³	т р/Гкал	кг/кВтч	кг/кВтч	кг/кВтч	кг/кВтч	г/кВтч	кг/Гкал	кг/кВтч
Обозн.	W ^{пд}	q _т ^{пд}	q _к ^{пд}	q _{пд} ^{пг}	V _{пдт} ^{мвф}	V _{пдт} ^{абг}	V _{пдт} ^{пг}	V _{пдт} ^{см}	V _{пдт} ^у	Π ^{пд} _{обш}	
До	-	-	-	-	534,7	267,3	89,1	891,1	635,8	-	
После	2,1937	2551,2	1,020	1,515	1,020	2227,5	1113,8	371,3	3712,5	2648,9	60,8
Разм.	-	кВтч/Гк	-	-	-	нм ³ /ч	нм ³ /ч	нм ³ /ч	нм ³ /ч	кг _{гт} /ч	%
Обозн.	η _м	η _э ^{пд}	η _т ^{пд}	V _{впд} ^{см}	V _{N2пд} ^{см}	V _{RO2пд} ^{см}	V _{H2Oпд} ^{см}	V _{Гпд} ^{см}	Γ _{RO2пд} ^{см}	Γ _{N2пд} ^{см}	Γ _{H2Oпд} ^{см}
До	-	-	-	5,414	4,554	0,550	2,319	11,823	0,0466	0,385	0,202
После	42,6	41,7	19,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Разм.	%	%	%	нм ³ /нм ³	нм ³ /нм ³	нм ³ /нм ³	нм ³ /нм ³	нм ³ /нм ³	-	-	-
Обозн.	Γ _{впд} ^{см}	ρ _{пд} ^о	V _{пдтг}	V _{пдвоз}	V _{пдтвс}	g _{пдмвф} ^{тг}	g _{пдпг} ^{тг}	g _{пдтг} ^{твс}	g _{пд} ^{твс} _{абг}	g _{пд} ^{твс} _{воз}	D _{пдг} ^о
До	0,4	1,209	-	-	-	-	-	-	-	-	10536
После	-	-	2599	36177	39889	85,7	14,3	6,5	2,8	90,7	43894
Разм.	-	кг/нм ³	нм ³ /ч	нм ³ /ч	нм ³ /ч	%	%	%	%	%	нм ³ /ч
Обозн.	Q _{пд} ^{см}	G _{пдг} ^{вых}	C _{пд} ^{вых}	A ₁ ^{пд}	A _о ^{пд}	I _{пд} ^{вых}	Θ _{пд} ^{вых}	C _{пг} ^{пд}	C _ч ^{пд}	C _{гв} ^{пд}	
До	4994,6	5,809	12741	-	-	-	-	11,76	540,0	151,7	
После	-	-	53080	0,337	4E-05	3,2E-01	1556	5,78	49,0	-	-
Разм.	ккал/нм ³	кВтч/нм ³	кг/ч	кк/(нм ³ С)	кк/(нм ³ С ²)	кк/(нм ³ С)	ккал/нм ³	Гкал/ч	т р/ч	т р/ч	т р/ч
Обозн.	S _{мвф} ^{пд}	S _ч ^{пд}	ΔC _ч ^{эк}	ΔC _{год} ^{эк}	NPV _{пд}	T _о ^{пд}	T _п ^{пд}	q _{пд} ^{мвф}	q _{пд} ^{абг}	Y _{тм}	
До	222,8	481	-	-	-	-	-	-	-	-	
После	-	-	431,7	2590,2	21511	0,77	0,84	#ЗНАЧ!	#ЗНАЧ!	0,4559	
Разм.	т р/ч	т р/ч	т р/ч	млн р/г	млн руб	лет	лет	%	%	-	

Рис.10.86. Фрагмент из файла КГУП1а.

7. Энергоисточник в целом (ЭИ=ПД+КГ+КУ) типа мини-ТЭЦ, содержащий когенерационную установку (КГУ с поршневым двигателем ПД) и котёл-утилизатор (КУ).

	СОХРАНИТЬ	СКОПИРОВАТЬ	УДАЛ. ИЗ НАК.	УДАЛ. ИЗ БУФ.	ТАБЛИЦА						
От $P_i =$	450,00	450,00	461,11	472,22	483,33	494,44	505,56	516,67	527,78	538,89	550,00
До $P_i =$	550,00	0	0,0	Изменение показателей: кнопки 17 эи - 22 эи .						0,00	0,000
Обозн.	$\zeta_{пг}^{ЭИ}$	$\zeta_{эн}^{ЭИ}$	$\tau_{пг}^{ЭИ}$	$\tau_{эн}^{ЭИ}$	$\tau_{п}^{ЭИ}$	$K_{кап}^{ЭИ}$	$q_{сн.эи}^Э$	$q_{сн.эи}^Т$	$\varepsilon_{сн.эи}^Э$	$\varepsilon_{сн.эи}^Т$	$\zeta_{гв}^{ЭИ}$
До	0,150	60,0	19 эи	20 эи	21 эи	22 эи	-	-	-	-	-
После	17 эи	18 эи	7000	0,11	28	550	0,0021	0,03	0,05	0,08	43,0
Разм.	т р/нм ³	р/(кВтч)	ч/год	-	лет	млн руб	-	-	-	-	т р/Гкал
Обозн.	$\zeta_{мвф}^{ЭИ}$	$N_{э}^{ЭИ}$	$N_{э}^Э$	$\Theta_{эи}^Ψ$	$\Psi_{эи}$	$b_{э}^{ЭИ}$	$b_{тэ}^{ЭИ}$	$b_{тэ}^{ЭИ}$	$b_{тэ}^{ЭИ}$	$b_{тэ}^{ЭИ}$	$\Psi_{эи}$
До	-	-	-	49,47	57535	-	-	180,0	0,155	-	-
После	0,1	9000	9000	-	-	0,158	157,8	154,6	0,133	0,136	1,0
Разм.	т р/нм ³	кВт	кВт	Гкал/ч	кВт	кг/кВтч	г/кВтч	кг/Гкал	кг/кВтч	кг/кВтч	-
Обозн.	$q_{т}^{ЭИ}$	$q_{к}^{ЭИ}$	$q^{ЭИ}$	$\eta_{э}^{ЭИ}$	$\eta_{т}^{ЭИ}$	$\eta_{тэ}^{ЭИ}$	$b_{т}^{ЭИ}$	$b_{к}^{ЭИ}$	$W^{ЭИ}$	$g_{эи}^{мвф}$	
До	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
После	1,020	6,598	1,020	12,2	77,9	90,1	0,158	1,008	0,1564	181,92	
Разм.	-	-	-	%	%	%	кг/кВтч	кг/кВтч	-	кВтч/Гк	%
Обозн.	$g_{эи}^{абг}$	$g_{эи}^{пг}$	$V_{вэи}^{см}$	$V_{N2эи}^{см}$	$V_{RO2эи}^{см}$	$V_{H2Oэи}^{см}$	$V_{гэи}^{см}$	$\rho_{эи}^0$	$\Gamma_{RO2эи}^{см}$	$\Gamma_{N2эи}^{см}$	$\Gamma_{H2Oэи}^{см}$
До	30,00	10,00	5,414	4,554	0,550	2,319	10,723	1,201	0,0513	0,425	0,2211
После	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Разм.	-	-	нм ³ /нм ³	нм ³ /нм ³	нм ³ /нм ³	нм ³ /нм ³	нм ³ /нм ³	кг/нм ³	-	-	-
Обозн.	$\Gamma_{вэи}^{см}$	$Q_{у}$	$Q_{эи}^{см}$	$V_{эи}^{мвф}$	$V_{эи}^{абг}$	$V_{эи}^{пг}$	$V_{эи}^{см}$	$V_{эи}^{у}$	$D_{эи}^0$		
До	0,303	8,141	7000,0	4995	5,809	7498,2	3749,1	1249,7	12497,0	8916,8	134007
После	-	-	-	-	-	7627,5	3813,8	1271,3	12712,5	9070,5	136318
Разм.	-	кВт*ч/кг	ккал/кг	ккал/нм ³	кВтч/нм ³	нм ³ /ч	нм ³ /ч	нм ³ /ч	нм ³ /ч	кг _{ут} /ч	нм ³ /ч
Обозн.	$G_{эи}^{вых}$	$C_{ч}^{пг\ эи}$	$C_{ч}^{э\ эи}$	$C_{ч}^{гв\ эи}$	$C_{ч}^{мвф\ эи}$	$C_{ч}^{э\ эи}$	$\Delta C_{ч}^{эк\ эи}$	$\Delta C_{год}^{эк\ эи}$	$NPV_{эи}$	$T_{ок}^{эи}$	$T_{п\ эи}^0$
До	161007	187,5	540,0	2127,3	1007	1847,9	-	-	-	-	-
После	163784	190,7	-	-	-	-	1657,2	11600,4	99232	0,05	0,05
Разм.	кг/ч	т р/ч	т р/ч	т р/ч	т р/ч	т р/ч	т р/ч	млн р/г	млн руб	лет	лет

Рис.10.8в. Фрагмент из файла КГУП1а.

$V_B^{мвф}$ – теоретически необходимое количество воздуха для сжигания топливного газа (МВФ) заданного состава:

$$V_B^{мвф} = 0,0476 [0,5 H_2^{мвф} + 2 CH_4^{мвф} + 3,5 C_2 H_6^{мвф} + 3 C_2 H_4^{мвф} + 5 C_3 H_8^{мвф} + 4,5 C_3 H_6^{мвф} + 6 C_4 H_8^{мвф} + 3 (C_2 H_4)_y^{мвф}].$$

$V_{N_2}^{мвф}$ – теоретический объём азота в продуктах сгорания топливного газа (МВФ) заданного состава:

$$V_{N_2}^{мвф} = 0,79 V_B^{0\ мвф}.$$

$V_{RO_2}^{мвф}$ – теоретический объём CO₂ и SO₂ в продуктах сгорания топливного газа (МВФ) заданного состава:

$$V_{RO_2}^{мвф} = 0,01 [CH_4^{мвф} + 2 C_2 H_6^{мвф} + 2 C_2 H_4^{мвф} + 3 C_3 H_8^{мвф} + 3 C_3 H_6^{мвф} + 4 C_4 H_8^{мвф} + 2 (C_2 H_4)_y^{мвф}].$$

$V_{H_2O}^{мвф}$ – теоретический объём водяных паров в продуктах сгорания топливного газа (МВФ) заданного состава:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{МВФ}} = 0,01[2\text{CH}_4^{\text{МВФ}} + 3\text{C}_2\text{H}_6^{\text{МВФ}} + 2\text{C}_2\text{H}_4^{\text{МВФ}} + 4\text{C}_3\text{H}_8^{\text{МВФ}} + 3\text{C}_3\text{H}_6^{\text{МВФ}} + \text{C}_4\text{H}_8^{\text{МВФ}} + 2(\text{C}_2\text{H}_4)_y^{\text{МВФ}} + 0,124d_{\Gamma}^{\text{МВФ}}] + 0,0161 V_{\text{В}}^{\text{МВФ}}.$$

10.3.3. Природный газ с вероятным процентным содержанием компонентов заданного состава (рис. 10.8а).

10.3.3.1. Исходные данные.

$\text{H}_2^{\text{ПГ}}$ – содержание водорода в объёме природного газа.

$\text{N}_2^{\text{ПГ}}$ – содержание азота в объёме природного газа.

$\text{O}_2^{\text{ПГ}}$ – содержание кислорода в объёме природного газа.

$\text{CO}^{\text{ПГ}}$ – содержание окиси углерода в объёме природного газа.

$\text{CO}_2^{\text{ПГ}}$ – содержание углекислого газа в объёме природного газа.

$\text{H}_2\text{S}^{\text{ПГ}}$ – содержание сероводорода в объёме природного газа.

$\text{CH}_4^{\text{ПГ}}$ – содержание метана в объёме природного газа.

$\text{C}_2\text{H}_6^{\text{ПГ}}$ – содержание этана в объёме природного газа.

$\text{C}_3\text{H}_8^{\text{ПГ}}$ – содержание пропана в объёме природного газа.

$\text{C}_4\text{H}_{10}^{\text{ПГ}}$ – содержание бутана в объёме природного газа.

$\text{C}_5\text{H}_{12}^{\text{ПГ}}$ – содержание пентана в объёме природного газа.

$\text{C}_2\text{H}_4^{\text{ПГ}}$ – содержание этилена в объёме природного газа.

$\text{C}_3\text{H}_6^{\text{ПГ}}$ – содержание пропилена в объёме природного газа.

$\text{C}_4\text{H}_8^{\text{ПГ}}$ – содержание бутилена в объёме природного газа.

$t^{\text{ПГ}}$ – температура природного газа.

$\Sigma(\text{ПГ}) = 100 \%$ – контрольный показатель: суммарное значение компонентов, входящих в состав природного газа данного состава – равно 100 %.

10.3.3.2. Результаты расчёта.

$d_{\Gamma}^{\text{ПГ}}$ – влагосодержание природного газа (таблица 10.2) заданного состава ($\text{г}/\text{нм}^3$) вычисляется по той же формуле, как и для расчёта $d_{\Gamma}^{\text{МВФ}}$ в случае метановодородных газов (МВФ) при $t = t^{\text{ПГ}}$.

$Q_{\text{Н}}^{\text{ПГ}}$ – Теплотворная способность (низшая) природного газа:

$$Q_{\text{Н}}^{\text{ПГ}} = 0,01\Sigma[Q_{\text{Н}i}^{\text{ПГ}} \Gamma_i^{\text{ПГ}}] = 0,01(5585 \text{H}_2\text{S}^{\text{ПГ}} + 3018 \text{CO}^{\text{ПГ}} + 2579 \text{H}_2^{\text{ПГ}} + 8555 \text{CH}_4^{\text{ПГ}} + 15226 \text{C}_2\text{H}_6^{\text{ПГ}} + 21795 \text{C}_3\text{H}_8^{\text{ПГ}} + 28338 \text{C}_4\text{H}_{10}^{\text{ПГ}} + 34890 \text{C}_5\text{H}_{12}^{\text{ПГ}} + 14107 \text{C}_2\text{H}_4^{\text{ПГ}} + 20541 \text{C}_3\text{H}_6^{\text{ПГ}} + 27111 \text{C}_4\text{H}_8^{\text{ПГ}}).$$

$V_B^{ПГ}$ – теоретически необходимое количество воздуха для сжигания природного газа заданного состава:

$$V_B^{ПГ} = 0,0476 (0,5 CO^{ПГ} + 0,5 H_2^{ПГ} + 1,5 H_2S^{ПГ} + 2 CH_4^{ПГ} + 3,5 C_2H_6^{ПГ} + 5 C_3H_8^{ПГ} + 6,5 C_4H_{10}^{ПГ} + 8 C_5H_{12}^{ПГ} + 3 C_2H_4^{ПГ} + 4,5 C_3H_6^{ПГ} + 6 C_4H_8^{ПГ}).$$

$V_{N_2}^{ПГ}$ – теоретический объём азота в продуктах сгорания природного газа заданного состава:

$$V_{N_2}^{ПГ} = 0,79 V_B^{ПГ} + 0,01 N_2^{ПГ} .$$

$V_{RO_2}^{ПГ}$ – теоретический объём CO_2 и SO_2 в продуктах сгорания природного газа заданного состава:

$$V_{RO_2}^{ПГ} = 0,01 (CO_2^{ПГ} + CO^{ПГ} + H_2S^{ПГ} + CH_4^{ПГ} + 2 C_2H_6^{ПГ} + 3 C_3H_8^{ПГ} + 4 C_4H_{10}^{ПГ} + 5 C_5H_{12}^{ПГ} + 2 C_2H_4^{ПГ} + 3 C_3H_6^{ПГ} + 4 C_4H_8^{ПГ}).$$

$V_{H_2O}^{ПГ}$ – теоретический объём водяных паров в продуктах сгорания природного газа заданного состава:

$$V_{H_2O}^{ПГ} = 0,01 (H_2S^{ПГ} + H_2^{ПГ} + 2 CH_4^{ПГ} + 3 C_2H_6^{ПГ} + 4 C_3H_8^{ПГ} + 5 C_4H_{10}^{ПГ} + 6 C_5H_{12}^{ПГ} + 2 C_2H_4^{ПГ} + 3 C_3H_6^{ПГ} + 4 C_4H_8^{ПГ} + 0,124 d_{Г}^{ПГ}) + 0,0161 V_B^{ПГ} .$$

10.3.4. Камера горения (КГ), (рис. 10.86).

10.3.4.1. Исходные данные.

$\alpha_{КГ}$ – исходный коэффициент избытка воздуха в камере горения.

$g_{КГ}^{МВФ}$ – составная (в %) доля топливного газа МВФ, подаваемого в камеру горения.

$g_{КГ}^{АБГ}$ – составная (в %) доля абгазов, (АБГ), подаваемая в камеру горения.

$g_{КГ}^{ПГ}$ – составная (в %) доля природного газа, подаваемого в камеру горения.

$\Sigma g_{КГ} = 100 \%$ – контрольный показатель: суммарное значение газовых компонентов (МВФ, АБГ, ПГ), подаваемых для сжигания в камеру горения.

$V_{КГТ}^{СМ}$ – часовой расход рабочей смеси горючих газов (МВФ, АБГ и ПГ), подаваемой в камеру горения.

$t_{\text{КГ}}^{\text{В}}$ – температура воздуха, подаваемого в камеру горения.

$q_{\text{ОС}}^{\text{КГ}}$ – балансовая составляющая (в %) потерь теплоты в окружающую среду через ограждающие поверхности камеры горения.

10.3.4.2. Результаты расчёта.

$V_{\text{КГТ}}^{\text{МВФ}}$ – часовой расход горючих газов метанововодородных фракций (МВФ), подаваемых в камеру горения:

$$V_{\text{КГТ}}^{\text{МВФ}} = 0,01 g_{\text{КГ}}^{\text{МВФ}} V_{\text{КГТ}}^{\text{СМ}},$$

где

$$V_{\text{КГТ}}^{\text{СМ}} = V_{\text{КГТ}}^{\text{МВФ}} + V_{\text{КГТ}}^{\text{АБГ}} + V_{\text{КГТ}}^{\text{ПГ}}.$$

$V_{\text{КГТ}}^{\text{ПГ}}$ – часовой расход природного газа (ПГ), подаваемого в камеру горения:

$$V_{\text{КГТ}}^{\text{ПГ}} = 0,01 g_{\text{КГ}}^{\text{ПГ}} V_{\text{КГТ}}^{\text{СМ}}.$$

$V_{\text{КГТ}}^{\text{АБГ}}$ – часовой расход абгазов (АБГ), подаваемых в камеру горения:

$$V_{\text{КГТ}}^{\text{АБГ}} = 0,01 g_{\text{КГ}}^{\text{АБГ}} V_{\text{КГТ}}^{\text{СМ}}$$

$V_{\text{КГТ}}^{\text{У}}$ – часовой расход рабочей смеси горючих газов (МВФ, АБГ и ПГ), подаваемой в камеру горения (КГ) в пересчёте на условное топливо:

$$V_{\text{КГТ}}^{\text{У}} = V_{\text{КГТ}}^{\text{СМ}} Q_{\text{КГ}}^{\text{СМ}} Q_{\text{У}}^{-1}$$

$V_{\text{КГТГ}}$ – часовой расход топливных газов - ТГ, т. е. газов метановодородных фракций - МВФ и природного газа - ПГ, подаваемых в камеру горения:

$$V_{\text{КГТГ}} = V_{\text{КГТ}}^{\text{МВФ}} + V_{\text{КГТ}}^{\text{ПГ}}.$$

$V_{\text{КГВОЗ}}$ – часовой расход атмосферного воздуха, подаваемого для образования топливно-воздушной смеси (ТВС): газов МВФ, абгазов (АБГ), природного газа (ПГ) и воздуха:

$$V_{\text{КГВОЗ}} = \alpha_{\text{КГ}} V_{\text{ВКГ}}^{\text{СМ}} V_{\text{КГТ}}^{\text{СМ}}.$$

$V_{\text{КГТВС}}$ – часовой расход топливно-воздушной смеси (ТВС): газов МВФ, абгазов (АБГ), природного газа (ПГ) и воздуха:

$$V_{\text{КГТВС}} = V_{\text{КГТ}}^{\text{СМ}} + V_{\text{КГВОЗ}}.$$

$g_{\text{КГМВФ}}^{\text{ТГ}}$ – содержание (в %) газов метановодородных фракций в топливном газе (ТГ):

$$g_{\text{КГМВФ}}^{\text{ТГ}} = 100 V_{\text{КГТ}}^{\text{МВФ}} / V_{\text{КГТГ}}.$$

$g_{\text{КГПГ}}^{\text{ТГ}}$ – содержание (в %) природного газа (ПГ) в топливном газе (ТГ):

$$g_{\text{КГПГ}}^{\text{ТГ}} = 100 V_{\text{КГТ}}^{\text{ПГ}} / V_{\text{КГТГ}} .$$

$g_{\text{КГТГ}}^{\text{ТВС}}$ – содержание (в %) топливного газа (ТГ) в топливно-воздушной смеси (ТВС):

$$g_{\text{КГТГ}}^{\text{ТВС}} = 100 V_{\text{КГТГ}} / V_{\text{КГТВС}} .$$

$g_{\text{КГАбГ}}^{\text{ТВС}}$ – содержание (в %) абгазов (АбГ) в топливно-воздушной смеси (ТВС):

$$g_{\text{КГАбГ}}^{\text{ТВС}} = 100 V_{\text{КГТ}}^{\text{абГ}} / V_{\text{КГТВС}} .$$

$g_{\text{КГВОЗ}}^{\text{ТВС}}$ – содержание (в %) атмосферного воздуха (ВОЗ) в топливно-воздушной смеси (ТВС):

$$g_{\text{КГВОЗ}}^{\text{ТВС}} = 100 V_{\text{КГВОЗ}} / V_{\text{КГТВС}} .$$

$Q_{\text{КГ}}^{\text{СМ}}$ – теплотворная способность смеси газов, поступающая в камеру горения:

$$Q_{\text{КГ}}^{\text{СМ}} = 0,01 (g_{\text{КГ}}^{\text{МВФ}} Q_{\text{Н}}^{\text{МВФ}} + g_{\text{КГ}}^{\text{абГ}} Q_{\text{Н}}^{\text{абГ}} + g_{\text{КГ}}^{\text{ПГ}} Q_{\text{Н}}^{\text{ПГ}}) .$$

$V_{\text{ВКГ}}^{\text{СМ}}$ – теоретически необходимое количество воздуха для сжигания смеси газов, подаваемых в камеру горения:

$$V_{\text{ВКГ}}^{\text{СМ}} = 0,01 (g_{\text{КГ}}^{\text{МВФ}} V_{\text{В}}^{\text{МВФ}} + g_{\text{КГ}}^{\text{абГ}} V_{\text{В}}^{\text{абГ}} + g_{\text{КГ}}^{\text{ПГ}} V_{\text{В}}^{\text{ПГ}}) .$$

$V_{\text{N}_2\text{КГ}}^{\text{СМ}}$ – теоретический объём азота в продуктах сгорания смеси газов, подаваемых в камеру горения:

$$V_{\text{N}_2\text{КГ}}^{\text{СМ}} = 0,01 (g_{\text{КГ}}^{\text{МВФ}} V_{\text{N}_2}^{\text{МВФ}} + g_{\text{КГ}}^{\text{абГ}} V_{\text{N}_2}^{\text{абГ}} + g_{\text{КГ}}^{\text{ПГ}} V_{\text{N}_2}^{\text{ПГ}}) .$$

$V_{\text{RO}_2\text{КГ}}^{\text{СМ}}$ – теоретический объём RO_2 в продуктах сгорания смеси газов, подаваемых в камеру горения:

$$V_{\text{RO}_2\text{КГ}}^{\text{СМ}} = 0,01 (g_{\text{КГ}}^{\text{МВФ}} V_{\text{RO}_2}^{\text{МВФ}} + g_{\text{КГ}}^{\text{абГ}} V_{\text{RO}_2}^{\text{абГ}} + g_{\text{КГ}}^{\text{ПГ}} V_{\text{RO}_2}^{\text{ПГ}}) .$$

$V_{\text{H}_2\text{OКГ}}^{\text{СМ}}$ – теоретический объём водяных паров в продуктах сгорания смеси газов, подаваемых в камеру горения:

$$V_{\text{H}_2\text{OКГ}}^{\text{СМ}} = 0,01 (g_{\text{КГ}}^{\text{МВФ}} V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{МВФ}} + g_{\text{КГ}}^{\text{абГ}} V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{абГ}} + g_{\text{КГ}}^{\text{ПГ}} V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{ПГ}}) .$$

$V_{\text{ГКГ}}^{\text{СМ}}$ – реальный (с учётом избытка воздуха $\alpha_{\text{КГ}}$, подаваемого в КГ) объём продуктов сгорания смеси газов на выходе из камеры горения:

$$V_{\text{ГКГ}}^{\text{СМ}} = V_{\text{N}_2\text{КГ}}^{\text{СМ}} + V_{\text{RO}_2\text{КГ}}^{\text{СМ}} + V_{\text{H}_2\text{OКГ}}^{\text{СМ}} + 1,0161 (\alpha_{\text{КГ}} - 1) V_{\text{ВКГ}}^{\text{СМ}} .$$

$r_{\text{RO}_2 \text{ кг}}^{\text{см}}$ – парциальное давление RO_2 в продуктах сгорания на выходе из камеры горения:

$$r_{\text{RO}_2 \text{ кг}}^{\text{см}} = V_{\text{RO}_2 \text{ кг}}^{\text{см}} / V_{\text{Г кг}}^{\text{см}}.$$

$r_{\text{N}_2 \text{ кг}}^{\text{см}}$ – парциальное давление теоретического объёма NO_2 в продуктах сгорания на выходе из камеры горения:

$$r_{\text{N}_2 \text{ кг}}^{\text{см}} = V_{\text{N}_2 \text{ кг}}^{\text{см}} / V_{\text{Г кг}}^{\text{см}}.$$

$r_{\text{H}_2\text{O} \text{ кг}}^{\text{см}}$ – парциальное давление объёма H_2O в продуктах сгорания на выходе из камеры горения:

$$r_{\text{H}_2\text{O} \text{ кг}}^{\text{см}} = [V_{\text{H}_2\text{O} \text{ кг}}^{\text{см}} + 0,0161(\alpha_{\text{кг}} - 1)V_{\text{В кг}}^{\text{см}}] / V_{\text{Г кг}}^{\text{см}}.$$

$r_{\text{В кг}}^{\text{см}}$ – парциальное давление избыточного воздуха на выходе из камеры горения:

$$r_{\text{В кг}}^{\text{см}} = (\alpha_{\text{кг}} - 1) V_{\text{В кг}}^{\text{см}} / V_{\text{Г кг}}^{\text{см}}.$$

$D_{\text{Г кг}}^{\text{о}}$ – нормальный часовой расход продуктов сгорания на выходе из камеры горения:

$$D_{\text{Г кг}}^{\text{о}} = B_{\text{кг Г}}^{\text{см}} V_{\text{Г кг}}^{\text{см}}.$$

$\rho_{\text{кг}}^{\text{о}}$ – нормальная плотность продуктов сгорания на выходе из камеры горения:

$$\rho_{\text{кг}}^{\text{о}} = r_{\text{RO}_2 \text{ кг}}^{\text{см}} \rho_{\text{о}}^{\text{CO}_2} + r_{\text{N}_2 \text{ кг}}^{\text{см}} \rho_{\text{о}}^{\text{N}_2} + r_{\text{H}_2\text{O} \text{ кг}}^{\text{см}} \rho_{\text{о}}^{\text{H}_2\text{O}} + r_{\text{В кг}}^{\text{см}} \rho_{\text{о}}^{\text{В}},$$

где $\rho_{\text{о}}^{\text{CO}_2}$, $\rho_{\text{о}}^{\text{N}_2}$, $\rho_{\text{о}}^{\text{H}_2\text{O}}$, $\rho_{\text{о}}^{\text{В}}$ – нормальные плотности компонентов в продуктах сгорания, вычисляемые на основании аппроксимационных формул в соответствии с данными в таблице 10.2.

$C_{\text{кг}}^{\text{ВЫХ}}$ – теплоёмкость продуктов сгорания (таблица 10.2) на выходе из камеры горения:

$$C_{\text{кг}}^{\text{ВЫХ}} = A_1^{\text{кг}} t_{\text{кг}}^{\text{ВЫХ}} + A_0^{\text{кг}}$$

$A_1^{\text{кг}}$ – интегральный коэффициент аппроксимации (таблица 10.2) теплоёмкости газов:

$$A_1^{\text{кг}} = r_{\text{RO}_2 \text{ кг}}^{\text{см}} A_1^{\text{CO}_2} + r_{\text{N}_2 \text{ кг}}^{\text{см}} A_1^{\text{N}_2} + r_{\text{H}_2\text{O} \text{ кг}}^{\text{см}} A_1^{\text{H}_2\text{O}} + r_{\text{В кг}}^{\text{см}} A_1^{\text{В}},$$

$A_0^{\text{кг}}$ – интегральный коэффициент аппроксимации (таблица 10.2) теплоёмкости газов:

$$A_O^{КГ} = r_{RO_2}^{СМ} A_O^{CO_2} + r_{N_2}^{СМ} A_O^{N_2} + r_{H_2O}^{СМ} A_O^{H_2O} + r_{B}^{СМ} A_O^B,$$

$I_a^{КГ}$ – полезное тепловыделение в камере горения при сжигании 1 нм³ топлива (таблица 8.2):

Таблица 10.2.

Плотности газов и влажного воздуха; коэффициенты их аппроксимации.					
Обозн.	CO ₂	N ₂	H ₂ O	O ₂	Воздух
$\rho^0, \text{кг/нм}^3$	$\rho_{CO_2}^0$ 1,964	$\rho_{N_2}^0$ 1,251	$\rho_{H_2O}^0$ 0,804	1,428	ρ_B^0 1,293
A_1	$A_1^{CO_2}$ 1E-04	$A_1^{N_2}$ 0,00	$A_1^{H_2O}$ 6E-05	3E-05	A_1^B 3E-05
A_0	$A_0^{CO_2}$ 4,2E-01	$A_0^{N_2}$ 0,306	$A_0^{H_2O}$ 0,352	0,316	A_0^B 0,313

$$\rho_r^0 = \rho_0^{CO_2} \cdot r_{RO_2} + \rho_0^{N_2} \cdot r_{N_2} + \rho_0^{H_2O} \cdot r_{H_2O} + \rho_0^B \cdot r_B$$

$$A_1 r = A_1^{CO_2} \cdot r_{RO_2} + A_1^{N_2} \cdot r_{N_2} + A_1^{H_2O} \cdot r_{H_2O} + A_1^B \cdot r_B$$

$$A_0 r = A_0^{CO_2} \cdot r_{RO_2} + A_0^{N_2} \cdot r_{N_2} + A_0^{H_2O} \cdot r_{H_2O} + A_0^B \cdot r_B$$

$$C_{г.в}^{OB} = A_1 \cdot t + A_0, \text{ ккал}/(\text{нм}^3 \cdot ^\circ\text{C})$$

$$C_{г.в}^{BEC} = (A_1 \cdot t + A_0) \cdot (\rho^0)^{-1}, \text{ ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$$

$$I_{г.в} = (A_1 \cdot t_r + A_0) \cdot t_r \cdot V_r, \text{ ккал}/\text{нм}^3$$

А. Аппроксимация зависимости изменения влагосодержания горючего газа в зависимости от его температуры: $d_{гТ} = f(t)$.

См. "теплотехнический справочник", т2, стр. 332, М., 1976г.

t	°C	0	10	20	40	60	80	$d_r = a_5 \cdot t^5 + a_4 \cdot t^4 + a_3 \cdot t^3 + a_2 \cdot t^2 + a_1 \cdot t + a_0$
$d_{гТ}$	г/нм ³	4,98	10,06	19,4	64,6	202,5	738,7	
a_5		a_4		a_3		a_2		a_1
		-7,69E-05		3,50E-03		-4,03E-02		0,631442862
								4,979999919

$$I_a^{КГ} = Q_{КГ}^{СМ} + (A_1^B t_{КГ}^B + A_0^B) t_{КГ}^B V_{ГКГ}^{СМ}.$$

$I_{КГ}^{ВЫХ}$ – энтальпия продуктов сгорания на выходе из камеры горения в расчёте на 1 нм³ сожжённого газа (топлива):

$$I_{КГ}^{ВЫХ} = I_a^{КГ} (1 - 0,01 q_{ос}^{КГ}).$$

$t_a^{КГ}$ – теоретическая температура газов в камере горения топлива:

$$t_a^{КГ} = -\frac{A_O^{КГ}}{2A_1^{КГ}} + \left[\left(\frac{A_O^{КГ}}{2A_1^{КГ}} \right)^2 + \frac{I_a^{КГ}}{A_1^{КГ} V_{ГКГ}^{СМ}} \right]^{0,5}.$$

$t_{КГ}^{ВЫХ}$ – температура газов на выходе из камеры горения:

$$t_{КГ}^{ВЫХ} = -\frac{A_O^{КГ}}{2A_1^{КГ}} + \left[\left(\frac{A_O^{КГ}}{2A_1^{КГ}} \right)^2 + \frac{I_{КГ}^{ВЫХ}}{A_1^{КГ} V_{ГКГ}^{СМ}} \right]^{0,5}.$$

$\Theta_{КГ}^{ВЫХ}$ – тепловая мощность потока газов на выходе из камеры горения:

$$\Theta_{КГ}^{ВЫХ} = I_{КГ}^{ВЫХ} V_{КГТ}^{СМ} 10^{-6}, \text{ (Гкал/ч)}$$

$G_{КГТ}^{ВЫХ}$ – массовый часовой расход продуктов сгорания на выходе из камеры горения:

$$G_{КГТ}^{ВЫХ} = D_{ГКГ}^0 \rho_{КГ}^0.$$

10.3.5. Котёл-утилизатор (КУ), (рис. 10.86).

10.3.5.1. Исходные данные.

$\Delta\alpha_{\text{КУ}}$ – величина присосов (или искусственной присадки) холодного воздуха в котёл-утилизатор.

$t_{\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}}$ – температура газов на выходе из котла-утилизатора.

$D_{\text{ПП}}^{\text{НОМ}}$ – номинальная паровая нагрузка котла-утилизатора (КУ).

$P_{\text{бар}}^{\text{НОМ}}$ – давление в барабане при номинальной нагрузке котла.

$P_{\text{ПП}}$ – давление перегретого пара при расчётной нагрузке котла.

$t_{\text{ПВ}}$ – температура питательной воды котла-утилизатора (КУ).

$t_{\text{ПП}}$ – температура перегретого пара за пароперегревателем.

$g_{\text{пр}}$ – величина продувки котловой воды в котле-утилизаторе (КУ).

$q_5^{\text{НОМ}}$ – балансовая составляющая теплотеря КУ в окружающую среду при номинальной нагрузке $D_{\text{ПП}}^{\text{НОМ}}$.

10.3.5.2. Результаты расчёта.

$t_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}}$ – температура газов на входе в котёл-утилизатор:

$$t_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}} = -\frac{A_{\text{ОВХ}}^{\text{КУ}}}{2A_{\text{1ВХ}}^{\text{КУ}}} + \left[\left(\frac{A_{\text{ОВХ}}^{\text{КУ}}}{2A_{\text{1ВХ}}^{\text{КУ}}} \right)^2 + \frac{I_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}}}{A_{\text{1ВХ}}^{\text{КУ}} V_{\text{ГКУ}}^{\text{ВХ}}} \right]^{0,5}.$$

$\alpha_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}}$ – исходный коэффициент избытка воздуха адекватный смешанным (после ПД и КГ) продуктам сгорания, подаваемым в котёл-утилизатор:

$$\alpha_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}} = (\alpha_{\text{ПД}} V_{\text{ВПД}}^{\text{СМ}} + \alpha_{\text{КГ}} V_{\text{ВКГ}}^{\text{СМ}}) / (V_{\text{ВПД}}^{\text{СМ}} + V_{\text{ВКГ}}^{\text{СМ}}).$$

$D_{\text{ПП}}$ – расчётная паровая нагрузка котла-утилизатора (КУ):

$$D_{\text{ПП}} = 10^3 \Theta_{\text{КУ}}^{\text{ПП}} [i_{\text{ПП}} - 1,003t_{\text{ПВ}} + 0,01g_{\text{пр}}(i_{\text{КВ}} - 1,003i_{\text{ПВ}})]^{-1},$$

$P_{\text{бар}}$ – давление в барабане при расчётной нагрузке котла:

$$P_{\text{бар}} = P_{\text{ПП}} + (P_{\text{бар}}^{\text{НОМ}} - P_{\text{ПП}})(D_{\text{ПП}} / D_{\text{ПП}}^{\text{НОМ}})^2.$$

q_5 – балансовая составляющая теплотеря КУ в окружающую среду при расчётной нагрузке $D_{\text{ПП}}$:

$$q_5 = q_5^{\text{НОМ}} (D_{\text{ПП}}^{\text{НОМ}} / D_{\text{ПП}}).$$

q_2 – балансовая составляющая теплотеря КУ с уходящими газами при расчётной нагрузке $D_{\text{ПП}}$:

$$q_2 = 100 [I_{\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}} - (\alpha_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}} + \Delta\alpha_{\text{КУ}}) I_{\text{ХВ}}^0] / I_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}}.$$

$\eta_{бр}$ – КПД брутто котла:

$$\eta_{бр} = 100 - q_2 - q_5.$$

$\Theta_{ку}^{пп}$ – полезная тепловая нагрузка КУ по перегретому пару. В случае водогрейного котла - тепловосприятие водой:

$$\Theta_{ку}^{пп} = 0,01 \Theta_{ку}^Г (100 - q_5).$$

$i_{пп}$ – энтальпия перегретого пара за пароперегревателем: Определяется по диаграмме $i-s$ (рис.4.3 в разд. 4.2, глава 4).

$i_{кв}$ – энтальпия котловой воды: рис.4.3 в разд. 4.2, глава 4.

$V_{куТ}^{см}$ – суммарный часовой расход рабочей смеси горючих газов (МВФ, АБГ и ПГ), подаваемых на поршневой двигатель (ПД) и камеру горения (КГ):

$$V_{куТ}^{см} = V_{пдТ}^{см} + V_{кгТ}^{см}.$$

$V_{вку}^{вх}$ – теоретически необходимое количество воздуха для сжигания газов, продукты сгорания которых подаются на котёл-утилизатор:

$$V_{вку}^{вх} = (V_{впд}^{см} V_{пдТ}^{см} + V_{гкг}^{см} V_{кгТ}^{см}) / V_{куТ}^{см}.$$

$V_{N_2 ку}^{вх}$ – теоретический объём азота в продуктах сгорания смеси газов, подаваемых в котёл-утилизатор:

$$V_{N_2 ку}^{вх} = (V_{N_2 пд}^{см} V_{пдТ}^{см} + V_{N_2 кг}^{см} V_{кгТ}^{см}) / V_{куТ}^{см}.$$

$V_{RO_2 ку}^{вх}$ – теоретический объём RO_2 в продуктах сгорания смеси газов, подаваемых в котёл-утилизатор:

$$V_{RO_2 ку}^{вх} = (V_{RO_2 пд}^{см} V_{пдТ}^{см} + V_{RO_2 кг}^{см} V_{кгТ}^{см}) / V_{куТ}^{см}.$$

$V_{H_2O ку}^{вх}$ – теоретический объём водяных паров в продуктах сгорания смеси газов, подаваемых в котёл-утилизатор:

$$V_{H_2O ку}^{вх} = (V_{H_2O пд}^{см} V_{пдТ}^{см} + V_{H_2O кг}^{см} V_{кгТ}^{см}) / V_{куТ}^{см}.$$

$V_{Г ку}^{вх}$ – реальный (с учётом избытков воздуха $\alpha_{пд}$ и $\alpha_{кг}$, подаваемых в ПД и КУ) объём продуктов сгорания на входе в КУ. $нм^3/нм^3$

$$V_{Г ку}^{вх} = (V_{Г пд}^{см} V_{пдТ}^{см} + V_{Г кг}^{см} V_{кгТ}^{см}) / V_{куТ}^{см}.$$

$V_{Г ку}^{вых}$ – реальный (с учётом избытков воздуха $\alpha_{пд}$, $\alpha_{кг}$ и присосов $\Delta\alpha_{ку}$, подаваемых в ПД, КУ) объём продуктов сгорания на выходе из котла-утилизатора (КУ):

$$V_{Г ку}^{вых} = V_{Г ку}^{вх} + 1,0161 \Delta\alpha_{ку} V_{вку}^{вх}.$$

$r_{\text{RO}_2 \text{ ку}}^{\text{ВХ}}$, $r_{\text{RO}_2 \text{ ку}}^{\text{ВЫХ}}$ – парциальные давления RO_2 в продуктах сгорания на входе и выходе из котла-утилизатора (КУ):

$$r_{\text{RO}_2 \text{ ку}}^{\text{ВХ, ВЫХ}} = V_{\text{RO}_2 \text{ ку}}^{\text{ВХ, ВЫХ}} / V_{\text{Г КУ}}^{\text{ВХ, ВЫХ}}.$$

$r_{\text{N}_2 \text{ ку}}^{\text{ВХ}}$, $r_{\text{N}_2 \text{ ку}}^{\text{ВЫХ}}$ – парциальные давления NO_2 в продуктах сгорания на входе и выходе из котла-утилизатора (КУ):

$$r_{\text{N}_2 \text{ ку}}^{\text{ВХ, ВЫХ}} = V_{\text{N}_2 \text{ ку}}^{\text{ВХ, ВЫХ}} / V_{\text{Г КУ}}^{\text{ВХ, ВЫХ}}.$$

$r_{\text{H}_2\text{O ку}}^{\text{ВХ}}$, $r_{\text{H}_2\text{O ку}}^{\text{ВЫХ}}$ – парциальные давления обёмов H_2O в продуктах сгорания на входе и выходе из котла-утилизатора (КУ):

$$r_{\text{H}_2\text{O ку}}^{\text{ВХ}} = [V_{\text{H}_2\text{O ку}}^{\text{ВХ}} + 0,0161(\alpha_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}} - 1) V_{\text{ВКУ}}^{\text{ВХ}}] / V_{\text{Г КУ}}^{\text{ВХ}},$$

$$r_{\text{H}_2\text{O ку}}^{\text{ВЫХ}} = [V_{\text{H}_2\text{O ку}}^{\text{ВЫХ}} + 0,0161 \Delta \alpha_{\text{КУ}} V_{\text{ВКУ}}^{\text{ВХ}}] / V_{\text{Г КУ}}^{\text{ВЫХ}}.$$

$r_{\text{В КУ}}^{\text{ВХ}}$, $r_{\text{В КУ}}^{\text{ВЫХ}}$ – парциальные давления избыточного воздуха на входе и выходе из котла-утилизатора (КУ):

$$r_{\text{В КУ}}^{\text{ВХ}} = (\alpha_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}} - 1) V_{\text{ВКУ}}^{\text{ВХ}} / V_{\text{Г КУ}}^{\text{ВХ}},$$

$$r_{\text{В КУ}}^{\text{ВЫХ}} = \Delta \alpha_{\text{КУ}} V_{\text{ВКУ}}^{\text{ВХ}} / V_{\text{Г КУ}}^{\text{ВЫХ}}.$$

$D_{\text{КУ Г}}^{\text{ОВХ}}$ – нормальный часовой расход газов (продуктов сгорания от КГ и от ПД) на входе в котёл-утилизатор (КУ):

$$D_{\text{КУ Г}}^{\text{ОВХ}} = D_{\text{Г КГ}}^{\text{О}} + D_{\text{ПД Г}}^{\text{О}}.$$

$D_{\text{КУ Г}}^{\text{ОВЫХ}}$ – нормальный часовой расход газов (продуктов сгорания от КГ и от ПД) на выходе из котла-утилизатора:

$$D_{\text{КУ Г}}^{\text{ОВЫХ}} = B_{\text{КУ Т}}^{\text{СМ}} V_{\text{Г КУ}}^{\text{ВЫХ}}.$$

$\rho_{\text{КУ}}^{\text{О}}$ – нормальная плотность продуктов сгорания на входе в котёл-утилизатор:

$$\rho_{\text{КУ}}^{\text{О}} = (\rho_{\text{ПД}}^{\text{О}} B_{\text{ПД Т}}^{\text{СМ}} + \rho_{\text{КГ}}^{\text{О}} B_{\text{КГ Т}}^{\text{СМ}}) / B_{\text{КУ Т}}^{\text{СМ}}.$$

$C_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}}$ – теплоёмкость продуктов сгорания на входе в котёл-утилизатор (КУ):

$$C_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}} = A_{\text{1 ВХ}}^{\text{КУ}} t_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}} + A_{\text{ОВХ}}^{\text{КУ}}.$$

$C_{\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}}$ – теплоёмкость продуктов сгорания на выходе из котла-утилизатора (КУ):

$$C_{\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}} = A_{\text{1 ВЫХ}}^{\text{КУ}} t_{\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}} + A_{\text{ОВЫХ}}^{\text{КУ}}.$$

$A_{1\text{ВХ}}^{\text{КУ}}$ – интегральный коэффициент аппроксимации теплоёмкости газов на входе в КУ:

$$A_{1\text{ВХ}}^{\text{КУ}} = r_{\text{RO}_2\text{КУ}}^{\text{ВХ}} A_1^{\text{CO}_2} + r_{\text{N}_2\text{КУ}}^{\text{ВХ}} A_1^{\text{N}_2} + r_{\text{H}_2\text{O}\text{КУ}}^{\text{ВХ}} A_1^{\text{H}_2\text{O}} + r_{\text{ВКУ}}^{\text{ВХ}} A_1^{\text{В}},$$

$A_{1\text{ВЫХ}}^{\text{КУ}}$ – интегральный коэффициент аппроксимации теплоёмкости газов на выходе из котла-утилизатора (КУ):

$$A_{1\text{ВЫХ}}^{\text{КУ}} = r_{\text{RO}_2\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}} A_1^{\text{CO}_2} + r_{\text{N}_2\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}} A_1^{\text{N}_2} + r_{\text{H}_2\text{O}\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}} A_1^{\text{H}_2\text{O}} + r_{\text{ВКУ}}^{\text{ВЫХ}} A_1^{\text{В}},$$

$A_{0\text{ВХ}}^{\text{КУ}}$ – интегральный коэффициент аппроксимации теплоёмкости газов на входе в котёл-утилизатор (КУ):

$$A_{0\text{ВХ}}^{\text{КУ}} = r_{\text{RO}_2\text{КУ}}^{\text{ВХ}} A_0^{\text{CO}_2} + r_{\text{N}_2\text{КУ}}^{\text{ВХ}} A_0^{\text{N}_2} + r_{\text{H}_2\text{O}\text{КУ}}^{\text{ВХ}} A_0^{\text{H}_2\text{O}} + r_{\text{ВКУ}}^{\text{ВХ}} A_0^{\text{В}},$$

$A_{0\text{ВЫХ}}^{\text{КУ}}$ – интегральный коэффициент аппроксимации теплоёмкости газов на выходе из котла-утилизатора (КУ):

$$A_{0\text{ВЫХ}}^{\text{КУ}} = r_{\text{RO}_2\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}} A_0^{\text{CO}_2} + r_{\text{N}_2\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}} A_0^{\text{N}_2} + r_{\text{H}_2\text{O}\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}} A_0^{\text{H}_2\text{O}} + r_{\text{ВКУ}}^{\text{ВЫХ}} A_0^{\text{В}},$$

$I_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}}$ – энтальпия газов на входе в котёл-утилизатор в расчёте на 1 нм³ сожжённого газа (топлива):

$$I_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}} = (I_{\text{ПД}}^{\text{ВЫХ}} V_{\text{ПДТ}}^{\text{СМ}} + I_{\text{КГ}}^{\text{ВЫХ}} V_{\text{КГТ}}^{\text{СМ}}) / V_{\text{КУТ}}^{\text{СМ}}.$$

$I_{\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}}$ – энтальпия газов на выходе из котла-утилизатора в расчёте на 1 нм³ сожжённого газа:

$$I_{\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}} = C_{\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}} t_{\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}} V_{\text{ГКУ}}^{\text{ВЫХ}}.$$

$I_{\text{ХВ}}^0$ – энтальпия холодного воздуха присосов в газоходу котла-утилизатора в расчёте на 1 нм³ сожжённого газа:

$$I_{\text{ХВ}}^0 = (A_1^{\text{В}} t_{\text{КГ}}^{\text{В}} + A_0^{\text{В}}) t_{\text{КГ}}^{\text{В}} V_{\text{ВКУ}}^{\text{ВХ}}.$$

$\Theta_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}}$ – располагаемая тепловая мощность потока газов на входе в котёл-утилизатор (КУ):

$$\Theta_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}} = \Theta_{\text{ПД}}^{\text{ВЫХ}} + \Theta_{\text{КГ}}^{\text{ВЫХ}}.$$

$\Theta_{\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}}$ – располагаемая тепловая мощность потока газов на выходе из котла-утилизатора (КУ):

$$\Theta_{\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}} = I_{\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}} V_{\text{КУТ}}^{\text{СМ}} 10^{-6}, \text{ (Гкал/ч)}$$

$\Theta_{\text{КУ}}^{\text{Г}}$ – тепловосприятие котла-утилизатора со стороны газов (КУ):

$$\Theta_{\text{КУ}}^{\text{Г}} = \Theta_{\text{КУ}}^{\text{ВХ}} - \Theta_{\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}}.$$

$D_{\text{КУГ}}^{\text{ВЫХ}}$ – часовой объёмный расход газов (продуктов сгорания от КГ и от ПД) на выходе из котла-утилизатора (КУ) при заданной температуре уходящих газов $t_{\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}}$:

$$D_{\text{КУГ}}^{\text{ВЫХ}} = D_{\text{КУГ}}^{\text{ОВХ}} (t_{\text{КУ}}^{\text{ВЫХ}} + 273) / 273.$$

$G_{\text{КУГ}}^{\text{ВХ}}$ – суммарный массовый часовой расход продуктов сгорания на входе в котёл-утилизатор (КУ):

$$G_{\text{КУГ}}^{\text{ВХ}} = G_{\text{ПДГ}}^{\text{ВЫХ}} + G_{\text{КГГ}}^{\text{ВЫХ}}.$$

$G_{\text{КУГ}}^{\text{ВЫХ}}$ – суммарный массовый часовой расход продуктов сгорания на выходе из котла-утилизатора (КУ) с учётом массы присосов воздуха:

$$G_{\text{КУГ}}^{\text{ВЫХ}} = D_{\text{КУГ}}^{\text{ОВХ}} (\rho_{\text{КУ}}^0 + 1,293 \Delta\alpha_{\text{КУ}}) / (1 + \Delta\alpha_{\text{КУ}}).$$

10.3.6. Когенерационная установка (КГУ) с поршневым двигателем (ПД), (рис. 10.86).

10.3.6.1. Исходные данные.

$N_{\text{Э}}^{\text{ПД}}$ – электрическая (отпускная) мощность ПД.

$\Psi_{\text{ПД}}$ – коэффициент утилизации отработавших газов в ПД. По аналогии с мини-ТЭЦ – доля отпуска электроэнергии на тепловом потреблении.

$\gamma_{\text{ТМ}}$ – коэффициент, определяющий величину регенерируемой тепловой мощности поршневого двигателя $\Theta_{\text{ПД}}^{\text{КОНТУР}}$ в сравнении с его электрической мощностью $N_{\text{Э}}^{\text{ПД}}$.

$q_{\text{СНПД}}^{\text{Э}}$ – относительный показатель расхода теплоты в ПД на собственные нужды по отпуску электроэнергии: $q_{\text{СНПД}}^{\text{Э}} = \Theta_{\text{СНПД}}^{\text{Э}} / \Theta_{\text{ПД}}^{\Psi}$.

$q_{\text{СНПД}}^{\text{Т}}$ – относительный показатель расхода теплоты в ПД на собственные нужды по отпуску теплоты: $q_{\text{СНПД}}^{\text{Т}} = \Theta_{\text{СНПД}}^{\text{Т}} / \Theta_{\text{ПД}}^{\Psi}$.

$\varepsilon_{\text{СНПД}}^{\text{Э}}$ – относительный показатель расхода электроэнергии в ПД на собственные нужды по отпуску электроэнергии: $\varepsilon_{\text{СНПД}}^{\text{Э}} = N_{\text{СНПД}}^{\text{Э}} / N_{\text{Э}}^{\text{ПД}}$.

$\varepsilon_{\text{СНПД}}^{\text{Т}}$ – относительный показатель расхода электроэнергии в ПД на собственные нужды по отпуску теплоты: $\varepsilon_{\text{СНПД}}^{\text{Т}} = N_{\text{СНПД}}^{\text{Т}} / N_{\text{Э}}^{\text{ПД}}$.

$t_{\text{ПД}}^{\text{ВЫХ}}$ – температура выхлопных газов за поршневым двигателем.

$\alpha_{\text{ПД}}$ – исходный коэффициент избытка воздуха в энергоисточнике.

$g_{\text{ПД}}^{\text{МВФ}}$ – составная доля топливного газа МВФ, образующая горючую смесь, подаваемую на КГУ: $g_{\text{ПД}}^{\text{МВФ}} = 100 V_{\text{ПДТ}}^{\text{МВФ}} / V_{\text{ПДТ}}^{\text{СМ}}$.

$g_{\text{ПД}}^{\text{АБГ}}$ – составная доля абгазов, образующих горючую смесь, подаваемую на КГУ: $g_{\text{ПД}}^{\text{АБГ}} = 100 V_{\text{ПДТ}}^{\text{АБГ}} / V_{\text{ПДТ}}^{\text{СМ}}$.

$g_{\text{ПД}}^{\text{ПГ}}$ – составная доля природного газа, образующего горючую смесь, подаваемую на КГУ: $g_{\text{ПД}}^{\text{ПГ}} = 100 V_{\text{ПДТ}}^{\text{ПГ}} / V_{\text{ПДТ}}^{\text{СМ}}$

$\Sigma g_{\text{ПД}} = 100 \%$ – контрольный показатель: суммарное значение компонентов (МВФ, АБГ и ПГ), входящих в состав горючей смеси, подаваемой для сжигания в когенерационной установке (КГУ).

Составная доля топливного газа МВФ, образующая горючую смесь, подаваемую на КГУ.

$C_{\text{ПГ}}^{\text{ПД}}$ – цена топлива (природного газа).

$C_{\text{ЭН}}^{\text{ПД}}$ – цена электроэнергии, поступающей из энергосистемы.

$\tau_{\text{И}}^{\text{ПД}}$ – число часов использования энергоисточника в течение года.

$r_{\text{ПД}}$ – банковский процент увеличения денежного вклада.

$T_{\text{П}}^{\text{ПД}}$ – планируемый срок службы энергоисточника.

$K_{\text{кап}}^{\text{ПД}}$ – величина капитальных затрат на модернизацию энергоисточника.

$\eta_{\text{пр}}$ – КПД привода поршневого двигателя.

$C_{\text{МВФ}}^{\text{ПД}}$ – стоимость газов МВФ, реализуемых заводом.

$C_{\text{ГВ}}^{\text{ЭИ}}$ – стоимость отопительной нагрузки.

$b_{\text{ТЭ}}^{\text{ПД}}$ – удельный расход топлива на отпуск теплоты: верхняя строка – при работе теплоисточника до модернизации с отпуском теплоты, равной той, которая отпускается КГУ ("После"). Нижняя строка – в когенерационной установке с ПД, т.е. в КГУ – результат расчёта.

10.3.6.2. Результаты расчёта.

M – механическая мощность ПД:

$$M = 100 N_{\text{Э}}^{\text{ПД}} / \eta_{\text{пр}}.$$

$N_{\text{Э}\Psi}^{\text{ПД}}$ – электрическая (отпускная) мощность ПД на тепловом потреблении:

$$N_{\text{Э}\Psi}^{\text{ПД}} = \Psi_{\text{ПД}} N_{\text{Э}}^{\text{ПД}}.$$

$\Theta_{\text{ПД}}^{\text{контур}}$ – Регенерируемая тепловая мощность поршневого двигателя, определяемая водоохлаждаемым контуром, т. е. возможно-максимальная. Имеется в виду, что из всего количества теплоты, отдаваемой охлаждае-

мым контуром ($\Theta_{\text{ПД}}^{\text{КОНТУР}}$), потребителем используется и оплачивается только

$\Theta_{\text{ПД}}^{\Psi} \leq \Theta_{\text{ПД}}^{\text{КОНТУР}}$. Принимаем:

$$\Theta_{\text{ПД}}^{\text{КОНТУР}} = \gamma_{\text{ТМ}} N_{\text{Э}}^{\text{ПД}},$$

$\Theta_{\text{ПД}}^{\Psi}$ – тепловая мощность поршневого двигателя, используемая и оплачиваемая потребителем, т. е. используется только $\Theta_{\text{ПД}}^{\Psi} \leq \Theta_{\text{ПД}}^{\text{КОНТУР}}$:

$$\Theta_{\text{ПД}}^{\Psi} = \psi_{\text{ПД}} \Theta_{\text{ПД}}^{\text{КОНТУР}}.$$

$b_{\text{К}}^{\text{ПД}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в ПД по "конденсационному" циклу:

$$b_{\text{К}}^{\text{ПД}} = B_{\text{ПДТ}}^{\text{У}} / N_{\text{Э}}^{\text{ПД}}.$$

$b_{\text{Т}}^{\text{ПД}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в когенерационной установке (ПД) по "теплофикационному" циклу:

$$b_{\text{Т}}^{\text{ПД}} = b_{\text{К}}^{\text{ПД}} (q_{\text{К}}^{\text{ПД}})^{-1} \left[q_{\text{Т}}^{\text{ПД}} + \frac{q_{\text{СНПД}}^{\text{Э}}}{(1 + \varepsilon_{\text{СНПД}}^{\text{Э}}) W^{\text{ПД}}} \right].$$

$b_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ПД}}$ – средний удельный расход топлива на отпуск тепло- и электроэнергии в когенерационной установке (ПД):

$$b_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ПД}} = 100 Q_{\text{У}} / \eta_{\text{Общ}}^{\text{ПД}}.$$

$b_{\text{Э}}^{\text{ПД}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в когенерационной установке (ПД):

$$b_{\text{Э}}^{\text{ПД}} = b_{\text{К}}^{\text{ПД}} (1 - \psi_{\text{ПД}}) + \psi_{\text{ПД}} b_{\text{Т}}^{\text{ПД}}.$$

$b_{\text{ТЭ}}^{\text{ПД}}$ – удельный расход топлива на отпуск теплоты: верхняя строка – при работе теплоисточника до модернизации с отпуском теплоты, равной той, которая отпускается КГУ "После", т. е. $\Theta_{\text{ПД}}^{\Psi}$. Нижняя строка – в когенерационной установке с ПД, т. е. КГУ:

$$b_{\text{ТЭ}}^{\text{ПД}} = (B_{\text{ПДТ}}^{\text{У}} - b_{\text{Э}}^{\text{ПД}} N_{\text{Э}}^{\text{ПД}}) / \Theta_{\text{ПД}}^{\Psi}.$$

$W^{\text{ПД}}$ – удельная выработка электроэнергии в когенерационной установке (ПД) на тепловом потреблении:

$$W^{\text{ПД}} = \psi_{\text{ПД}} N_{\text{Э}}^{\text{ПД}} / \Theta_{\text{ПД}}^{\Psi} = N_{\text{Э}\Psi}^{\text{ПД}} / \Theta_{\text{ПД}}^{\Psi}.$$

$q_{\text{Т}}^{\text{ПД}}$ – удельный расход теплоты в ПД на отпуск электроэнергии по "теплофикационному" циклу:

$$q_{\text{Т}}^{\text{ПД}} = M / N_{\text{Э}}^{\text{ПД}}.$$

$q_{\text{К}}^{\text{ПД}}$ – удельный расход теплоты на отпуск электроэнергии в ПД по

"конденсационному" циклу:

$$q_{\text{к}}^{\text{пд}} = \frac{\psi_{\text{пд}} M + \frac{\theta_{\text{пд}}^{\psi} (1 + q_{\text{снпд}}^{\text{э}} + q_{\text{снпд}}^{\text{т}})}{1 + \varepsilon_{\text{снпд}}^{\text{э}} + \varepsilon_{\text{снпд}}^{\text{т}}}}{\left(\psi_{\text{пд}} - \frac{\varepsilon_{\text{снпд}}^{\text{т}}}{1 + \varepsilon_{\text{снпд}}^{\text{э}} + \varepsilon_{\text{снпд}}^{\text{т}}} \right) N_{\text{э}}^{\text{пд}}}.$$

$q^{\text{пд}}$ – средний удельный расход теплоты на отпуск электроэнергии в КГУ (ПД):

$$q^{\text{пд}} = q_{\text{к}}^{\text{пд}} (1 - \psi_{\text{пд}}) + q_{\text{т}}^{\text{пд}} \psi_{\text{пд}}.$$

$V_{\text{пдт}}^{\text{мвф}}$ – часовой расход горючих газов метанововодородных фракций (МВФ), подаваемых на энергоисточник:

$$V_{\text{пдт}}^{\text{мвф}} = 0,01 g_{\text{пд}}^{\text{мвф}} V_{\text{пдт}}^{\text{см}}.$$

$V_{\text{пдт}}^{\text{абг}}$ – часовой расход абгазов (АБГ), подаваемых на энергоисточник:

$$V_{\text{пдт}}^{\text{мвф}} = 0,01 g_{\text{пд}}^{\text{абг}} V_{\text{пдт}}^{\text{см}}.$$

$V_{\text{пдт}}^{\text{пг}}$ – часовой расход природного газа (ПГ): верхняя строка – на теплоисточник до модернизации; нижняя - на поршневой двигатель (ПД):

$$V_{\text{пдт}}^{\text{мвф}} = 0,01 g_{\text{пд}}^{\text{пг}} V_{\text{пдт}}^{\text{см}}.$$

$V_{\text{пдт}}^{\text{см}}$ – часовой расход рабочей смеси горючих газов (МВФ, АБГ и ПГ): верхняя строка на теплоисточник до модернизации:

$$V_{\text{пдт}}^{\text{см}} = V_{\text{пдт}}^{\text{у}} Q_{\text{у}} / Q_{\text{пд}}^{\text{см}};$$

нижняя строка – на энергоисточник после модернизации, т.е на поршневой двигатель (ПД):

$$V_{\text{пдт}}^{\text{см}} = \frac{100 N_{\text{э}}^{\text{пд}}}{\eta_{\text{э}}^{\text{пд}} Q_{\text{пд}}^{\text{см}}}.$$

$V_{\text{пдт}}^{\text{у}}$ – часовой расход рабочей смеси горючих газов (МВФ, АБГ и ПГ): верхняя строка – расход условного топлива на теплоисточник до модернизации:

$$V_{\text{пдт}}^{\text{у}} = 861 \cdot 10^{-6} \Theta_{\text{пд}}^{\psi} b_{\text{тэ}}^{\text{пд}}, \text{ (кг/ч);}$$

нижняя строка – расход условного топлива на поршневой двигатель:

$$V_{\text{пдт}}^{\text{у}} = V_{\text{пдт}}^{\text{см}} Q_{\text{пд}}^{\text{см}} / Q_{\text{у}}, \text{ (кг/ч).}$$

$\eta_{\text{общ}}^{\text{пд}}$ – общий КПД когенерационной установки (ПД):

$$\eta_{\text{общ}}^{\text{пд}} = \eta_{\text{э}}^{\text{пд}} + \eta_{\text{т}}^{\text{пд}}.$$

η_M – механический КПД поршневого двигателя:

$$\eta_M = \frac{100M}{V_{\text{ПДТ}}^{\text{см}} Q_{\text{ПД}}^{\text{см}}}.$$

$\eta_{\text{Э}}^{\text{ПД}}$ – электрический КПД поршневого двигателя (ПД). Вычисляется по аппроксимационной формуле, как функция от теплотворной способности смеси топливных газов $Q_{\text{ПД}}^{\text{см}}$:

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ПД}} = a_4 (Q_{\text{ПД}}^{\text{см}})^4 + a_3 (Q_{\text{ПД}}^{\text{см}})^3 + a_2 (Q_{\text{ПД}}^{\text{см}})^2 + a_1 Q_{\text{ПД}}^{\text{см}} + a_0.$$

$\eta_T^{\text{ПД}}$ – тепловой КПД поршневого двигателя (ПД):

$$\eta_T^{\text{ПД}} = \frac{100 Q_{\text{ПД}}^{\Psi}}{V_{\text{ПДТ}}^{\text{у}} Q_{\text{у}}}.$$

$V_{\text{ВПД}}^{\text{см}}$ – теоретически необходимое количество воздуха для сжигания смеси газов, подаваемых на энергоисточник (ПД):

$$V_{\text{ВПД}}^{\text{см}} = 0,01 (g_{\text{ПД}}^{\text{мвф}} V_{\text{В}}^{\text{мвф}} + g_{\text{ПД}}^{\text{абг}} V_{\text{В}}^{\text{абг}} + g_{\text{ПД}}^{\text{пг}} V_{\text{В}}^{\text{пг}}).$$

$V_{\text{N}_2 \text{ ПД}}^{\text{см}}$ – теоретический объём азота в продуктах сгорания смеси газов, подаваемых на энергоисточник:

$$V_{\text{N}_2 \text{ ПД}}^{\text{см}} = 0,01 (g_{\text{ПД}}^{\text{мвф}} V_{\text{N}_2}^{\text{мвф}} + g_{\text{ПД}}^{\text{абг}} V_{\text{N}_2}^{\text{абг}} + g_{\text{ПД}}^{\text{пг}} V_{\text{N}_2}^{\text{пг}}).$$

$V_{\text{RO}_2 \text{ ПД}}^{\text{см}}$ – теоретический объём RO_2 в продуктах сгорания смеси газов, подаваемых на энергоисточник. (ПД):

$$V_{\text{RO}_2 \text{ ПД}}^{\text{см}} = 0,01 (g_{\text{ПД}}^{\text{мвф}} V_{\text{RO}_2}^{\text{мвф}} + g_{\text{ПД}}^{\text{абг}} V_{\text{RO}_2}^{\text{абг}} + g_{\text{ПД}}^{\text{пг}} V_{\text{RO}_2}^{\text{пг}}).$$

$V_{\text{H}_2\text{O} \text{ ПД}}^{\text{см}}$ – теоретический объём водяных паров в продуктах сгорания смеси газов, подаваемых на энергоисточник (ПД):

$$V_{\text{H}_2\text{O} \text{ ПД}}^{\text{см}} = 0,01 (g_{\text{ПД}}^{\text{мвф}} V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{мвф}} + g_{\text{ПД}}^{\text{абг}} V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{абг}} + g_{\text{ПД}}^{\text{пг}} V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{пг}}).$$

$V_{\text{ГПД}}^{\text{см}}$ – реальный (с учётом избытка воздуха $\alpha_{\text{ПД}}$) объём продуктов сгорания смеси газов на выхлопе из энергоисточника (ПД):

$$V_{\text{ГПД}}^{\text{см}} = V_{\text{N}_2 \text{ ПД}}^{\text{см}} + V_{\text{RO}_2 \text{ ПД}}^{\text{см}} + V_{\text{H}_2\text{O} \text{ ПД}}^{\text{см}} + 1,0161(\alpha_{\text{ПД}} - 1) V_{\text{ВПД}}^{\text{см}}.$$

$r_{\text{RO}_2 \text{ ПД}}^{\text{см}}$ – парциальное давление RO_2 в продуктах сгорания на выхлопе из энергоисточника (ПД):

$$r_{\text{RO}_2 \text{ ПД}}^{\text{см}} = V_{\text{RO}_2 \text{ ПД}}^{\text{см}} / V_{\text{ГПД}}^{\text{см}}.$$

$r_{\text{N}_2 \text{ ПД}}^{\text{см}}$ – парциальное давление теоретического объёма NO_2 в продуктах

сгорания на выходе из энергоисточника:

$$r_{N_2 \text{ пд}}^{\text{см}} = V_{N_2 \text{ пд}}^{\text{см}} / V_{\text{Г пд}}^{\text{см}}.$$

$r_{H_2O \text{ пд}}^{\text{см}}$ – парциальное давление объёма H_2O в продуктах сгорания на выходе из энергоисточника (ПД):

$$r_{H_2O \text{ пд}}^{\text{см}} = [V_{H_2O \text{ пд}}^{\text{см}} + 0,0161(\alpha_{\text{пд}} - 1)V_{\text{В пд}}^{\text{см}}] / V_{\text{Г пд}}^{\text{см}}.$$

$r_{\text{В пд}}^{\text{см}}$ – парциальное давление избыточного воздуха на выходе из энергоисточника (ПД):

$$r_{\text{В пд}}^{\text{см}} = (\alpha_{\text{пд}} - 1) V_{\text{В пд}}^{\text{см}} / V_{\text{Г пд}}^{\text{см}}.$$

$\rho_{\text{пд}}^0$ – нормальная плотность продуктов сгорания на выходе из поршневого двигателя (ПД), Вычисляется также, как и в случае потока газов на выходе из камеры горения:

$$\rho_{\text{пд}}^0 = r_{\text{RO}_2 \text{ пд}}^{\text{см}} \rho_{\text{O}}^{\text{CO}_2} + r_{\text{N}_2 \text{ пд}}^{\text{см}} \rho_{\text{O}}^{\text{N}_2} + r_{\text{H}_2\text{O} \text{ пд}}^{\text{см}} \rho_{\text{O}}^{\text{H}_2\text{O}} + r_{\text{В пд}}^{\text{см}} \rho_{\text{O}}^{\text{В}},$$

$V_{\text{пд тг}}$ – часовой расход топливных газов– ТГ, т. е. газов метаново-водородных фракций (МВФ) и природного газа (ПГ), подаваемых в поршневой двигатель (ПД):

$$V_{\text{пд тг}} = V_{\text{пд т}}^{\text{МВФ}} + V_{\text{пд т}}^{\text{ПГ}}.$$

$V_{\text{пд воз}}$ – часовой расход атмосферного воздуха, подаваемого для образования топливно-воздушной смеси (ТВС): газов МВФ, абгазов (АБГ), природного газа (ПГ) и воздуха:

$$V_{\text{пд воз}} = \alpha_{\text{пд}} V_{\text{В пд}}^{\text{см}} V_{\text{пд т}}^{\text{см}}.$$

$V_{\text{пд твс}}$ – часовой расход топливно-воздушной смеси (ТВС): газов МВФ, абгазов (АБГ), природного газа (ПГ) и воздуха:

$$V_{\text{пд твс}} = V_{\text{пд т}}^{\text{МВФ}} + V_{\text{пд т}}^{\text{ПГ}} + V_{\text{пд т}}^{\text{абг}} + \alpha_{\text{пд}} V_{\text{В пд}}^{\text{см}} V_{\text{пд т}}^{\text{см}}.$$

$g_{\text{пд мвф}}^{\text{тг}}$ – содержание газов метано-водородных фракций в топливном газе (ТГ):

$$g_{\text{пд мвф}}^{\text{тг}} = 100 V_{\text{пд т}}^{\text{МВФ}} / V_{\text{пд тг}}.$$

$g_{\text{пд пг}}^{\text{тг}}$ – содержание природного газа (ПГ) в топливном газе (ТГ):

$$g_{\text{пд пг}}^{\text{тг}} = 100 V_{\text{пд т}}^{\text{ПГ}} / V_{\text{пд тг}}.$$

$g_{\text{пд тг}}^{\text{твс}}$ – содержание топливного газа (ТГ) в топливно-воздушной смеси (ТВС).

$$g_{\text{пд тг}}^{\text{твс}} = 100 V_{\text{пд тг}} / V_{\text{пд твс}}.$$

$g_{\text{ПД абГ}}^{\text{ТВС}}$ – содержание абгазов (АБГ) в топливно-воздушной смеси (ТВС):

$$g_{\text{ПД абГ}}^{\text{ТВС}} = 100 V_{\text{ПД Т}}^{\text{абГ}} / V_{\text{ПД ТВС}}.$$

$g_{\text{ПД ВОЗ}}^{\text{ТВС}}$ – содержание атмосферного воздуха (ВОЗ) в топливно-воздушной смеси (ТВС).

$$g_{\text{ПД ВОЗ}}^{\text{ТВС}} = 100 V_{\text{ПД ВОЗ}} / V_{\text{ПД ТВС}}.$$

$D_{\text{ПД Г}}^{\circ}$ – нормальный часовой расход продуктов сгорания на выходе из энергоисточника:

$$D_{\text{ПД Г}}^{\circ} = V_{\text{ПД Т}}^{\text{см}} V_{\text{Г ПД}}^{\text{см}}.$$

$Q_{\text{ПД}}^{\text{см}}$ – теплотворная способность смеси газов, поступающая: на теплоисточник до модернизации и поршневой двигатель (ПД) - после модернизации.

$$Q_{\text{ПД}}^{\text{см}} = 0,01 (g_{\text{ПД}}^{\text{МВФ}} Q_{\text{Н}}^{\text{МВФ}} + g_{\text{ПД}}^{\text{абГ}} Q_{\text{Н}}^{\text{абГ}} + g_{\text{ПД}}^{\text{ПГ}} Q_{\text{Н}}^{\text{ПГ}}).$$

$G_{\text{ПД Г}}^{\text{ВЫХ}}$ – массовый часовой расход продуктов сгорания на выходе из энергоисточника:

$$G_{\text{ПД Г}}^{\text{ВЫХ}} = \rho_{\text{ПД}}^{\circ} D_{\text{ПД Г}}^{\circ}.$$

$C_{\text{ПД}}^{\text{ВЫХ}}$ – теплоёмкость продуктов сгорания на выходе из поршневого двигателя (ПД):

$$C_{\text{ПД}}^{\text{ВЫХ}} = A_1^{\text{ПД}} t_{\text{ПД}}^{\text{ВЫХ}} + A_0^{\text{ПД}},$$

где коэффициенты аппроксимации $A_1^{\text{ПД}}$ и $A_0^{\text{ПД}}$ вычисляются по аналогичным формулам, как при расчёте камеры горения (КГ) и котла-утилизатора (КУ).

$I_{\text{ПД}}^{\text{ВЫХ}}$ – энтальпия выхлопных газов за поршневым двигателем (ПД) в расчёте на 1 м^3 сожжённого газа:

$$I_{\text{ПД}}^{\text{ВЫХ}} = C_{\text{ПД}}^{\text{ВЫХ}} t_{\text{ПД}}^{\text{ВЫХ}} V_{\text{Г ПД}}^{\text{см}}.$$

$\Theta_{\text{ПД}}^{\text{ВЫХ}}$ – тепловая мощность потока газов за поршневым двигателем:

$$\Theta_{\text{ПД}}^{\text{ВЫХ}} = I_{\text{ПД}}^{\text{ВЫХ}} V_{\text{ПД Т}}^{\text{см}} 10^{-6}, \text{ (Гкал/ч)}.$$

$C_{\text{ч}}^{\text{ПГ ПД}}$ – Часовые денежные затраты на оплату природного газа, сжигаемого в смеси, подаваемой на теплоисточник до и после модернизации:

$$C_{\text{ч}}^{\text{ПГ ПД}} = V_{\text{ПД Т}}^{\text{ПГ}} \text{Ц}_{\text{ПГ}}^{\text{ПД}}.$$

$C_{\text{ч}}^{\text{Э ПД}}$ – часовые денежные затраты на оплату электроэнергии $N_9^{\text{ПД}}$, не

воспроизводимую теплоисточником до его модернизации:

$$C_{\text{ч}}^{\text{ЭПД}} = N_{\text{Э}}^{\text{ПД}} \cdot C_{\text{ЭН}}^{\text{ПД}}.$$

$C_{\text{ч}}^{\text{ГВПД}}$ – часовые денежные затраты на оплату отопительной нагрузки, обеспечиваемой посторонним энергоисточником до модернизации:

$$C_{\text{ч}}^{\text{ГВПД}} = \Theta_{\text{ПД}}^{\Psi} \cdot C_{\text{ГВ}}^{\text{ПД}}.$$

$C_{\text{ч}}^{\text{МВФПД}}$ – часовая денежная прибыль за реализацию заводом газов МВФ в количестве $V_{\text{ПДТ}}^{\text{МВФ}}$, исключённых из продажи в связи с использованием их в КГУ после модернизации теплоисточника:

$$C_{\text{ч}}^{\text{МВФПД}} = V_{\text{ПДТ}}^{\text{МВФ}} \cdot C_{\text{МВФ}}^{\text{ПД}}.$$

$C_{\text{ч}}^{\text{ПД}}$ – суммарные часовые денежные затраты на оплату природного газа, сжигаемого в смеси, подаваемой на теплоисточник, невоспроизводимую электроэнергию и отопительную нагрузку до модернизации за вычетом стоимости не проданных газов МВФ после модернизации энергохозяйства завода:

$$C_{\text{ч}}^{\text{ПД}} = C_{\text{ч}}^{\text{ПГПД}} + C_{\text{ч}}^{\text{ЭПД}} + C_{\text{ч}}^{\text{ГВПД}} - C_{\text{ч}}^{\text{МВФПД}}.$$

$\Delta C_{\text{ч}}^{\text{ЭКПД}}$ – суммарная часовая экономия денежных средств за счёт модернизации энергоисточника: замены теплоисточника когенерационной установкой с отпуском той же теплоты и дополнительной выработкой электроэнергии:

$$\Delta C_{\text{ч}}^{\text{ЭКПД}} = C_{\text{ч}}^{\text{ПД}} - C_{\text{ч}}^{\text{ПГПД}}.$$

$\Delta C_{\text{ГОД}}^{\text{ЭКПД}}$ – суммарная годовая экономия денежных средств за счёт модернизации энергоисточника: замены теплоисточника когенерационной установкой с отпуском той же теплоты и дополнительной выработкой электроэнергии:

$$\Delta C_{\text{ГОД}}^{\text{ЭКПД}} = \Delta C_{\text{ч}}^{\text{ЭКПД}} \cdot \tau_{\text{И}}^{\text{ПД}} \cdot 10^{-3},$$

$NPV_{\text{ПД}}$ – дисконтированная прибыль за весь период ($T_{\text{П}}^{\text{ПД}}$, лет) эксплуатации модернизированного энергоисточника:

$$NPV_{\text{ПД}} = \Delta C_{\text{ГОД}}^{\text{ЭКПД}} \cdot r_{\text{ПД}}^{-1} [1 - (1 + r_{\text{ПД}})^{-T_{\text{П}}^{\text{ПД}}}] - K_{\text{кап}}^{\text{ПД}}.$$

$T_{\text{ОК}}^{\text{ПД}}$ – расчётный срок окупаемости энергоисточника:

$$T_{\text{ОК}}^{\text{ПД}} = K_{\text{кап}}^{\text{ПД}} / \Delta C_{\text{ГОД}}^{\text{ЭКПД}}.$$

$T_{\text{П}}^{\text{ОПД}}$ – расчётно-аналитический период эксплуатации энергоисточника, в течение которого вклад денежных средств не обеспечивает прибыли инвестору, т. е. $NPV_{\text{ПД}} = 0$:

$$T_{\text{п пд}}^{\text{о}} = -[\ln(1 - r_{\text{пд}} T_{\text{ок}}^{\text{пд}})] [\ln(1 + r_{\text{пд}})]^{-1}.$$

10.3.7. Энергоисточник в целом (ЭИ) типа мини-ТЭЦ, содержащий когенерационную установку (КГУ) и котёл-утилизатор (КУ), (рис. 10.8в).

Согласно схеме на рис. 10.7 в данном разделе программы рассматривается комплекс, в котором электроэнергия отпускается за счёт ПД, а теплота – за счёт совместной работы и ПД и КУ. Камера горения (КГ) в данном случае является вспомогательным устройством для дожига слабореакционных газов, в основном таких, как СО.

В комплексе ЭИ несколько трансформируется запись ряда формул, хотя общее теплофизическое содержание и смысл их остаются такими же, как и в случае расчётов камеры горения (КГ), котла-утилизатора (КУ) и поршневого двигателя (ПД). Поэтому при рассмотрении этого комплекса ограничимся записью только тех формул, которые, по нашему мнению, являются характерными только для данного раздела.

10.3.7.1. Исходные данные.

$\text{Ц}_{\text{пг}}^{\text{ЭИ}}$ – цена топлива (природного газа).

$\text{Ц}_{\text{ЭН}}^{\text{ЭИ}}$ – цена электроэнергии, поступающей из энергосистемы.

$\tau_{\text{и}}^{\text{ЭИ}}$ – число часов использования энергоисточника в течение года.

$r_{\text{ЭИ}}$ – банковский процент увеличения денежного вклада.

$T_{\text{п}}^{\text{ЭИ}}$ – планируемый срок службы энергоисточника.

$K_{\text{кап}}^{\text{ЭИ}}$ – величина капзатрат на модернизацию энергоисточника.

$q_{\text{сн ЭИ}}^{\text{т}}$ – относительный показатель расхода теплоты на собственные нужды по отпуску теплоты (по энергоисточнику в целом, включая ПД):

$$q_{\text{сн ЭИ}}^{\text{т}} = \Theta_{\text{сн ЭИ}}^{\text{т}} / \Theta_{\text{ЭИ}}^{\Psi}.$$

$\varepsilon_{\text{сн ЭИ}}^{\text{т}}$ – относительный показатель расхода электроэнергии на собственные нужды по отпуску теплоты (по энергоисточнику в целом, включая ПД):

$$\varepsilon_{\text{сн ЭИ}}^{\text{т}} = N_{\text{сн ЭИ}}^{\text{т}} / N_{\text{э}}^{\text{ЭИ}} = N_{\text{сн ЭИ}}^{\text{т}} / N_{\text{э}}^{\text{пд}}.$$

$\text{Ц}_{\text{ГВ}}^{\text{ЭИ}}$ – стоимость отопительной нагрузки.

$\text{Ц}_{\text{МВФ}}^{\text{ЭИ}}$ – стоимость газов МВФ, реализуемых заводом.

$b_{\text{тэ}}^{\text{ЭИ}}$ – удельный расход топлива на отпуск теплоты: верхняя строка – при работе теплоисточника до модернизации с отпуском теплоты, равной той, которая отпускается КГУ+КУ «После»; нижняя строка – в когенерационной установке с котлом-утилизатором, т.е. КГУ+КУ.

10.3.7.2. Результаты расчёта.

$q_{снэи}^э$ – относительный показатель расхода теплоты на собственные нужды по отпуску теплоты (по энергоисточнику в целом, включая ПД). Равен, примерно, аналогичному показателю в ПД:

$$q_{снэи}^э = \Theta_{снэи}^э / \Theta_{эи}^п.$$

$\varepsilon_{снэи}^э$ – относительный показатель расхода электроэнергии на собственные нужды по отпуску электроэнергии (по энергоисточнику в целом, включая ПД):

$$\varepsilon_{снэи}^э = N_{снэи}^э / N_{э}^{эи} = N_{снпд}^э / N_{э}^{пд}.$$

$N_{э}^{эи}$ – электрическая (отпускная) мощность энергоисточника (равная мощности ПД) в целом: $N_{э}^{эи} = N_{э}^{пд}$.

$N_{эп}^{эи}$ – электрическая (отпускная) мощность энергоисточника на тепловом потреблении в целом: $N_{эп}^{эи} = N_{эп}^{пд}$.

$\Theta_{эи}^п$ – суммарная тепловая мощность энергоисточника, включающая регенерируемую тепловую мощность поршневого двигателя и котла-утилизатора:

$$\Theta_{эи}^п = \Theta_{пд}^п + \Theta_{ку}^{пп}.$$

$b_{э}^{эи}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии по энергоисточнику в целом, включая ПД:

$$b_{э}^{эи} = b_{к}^{эи} (1 - \psi^{эи}) + \psi^{эи} b_{т}^{эи}.$$

$b_{тэ}^{эи}$ – удельный расход топлива на отпуск теплоты по энергоисточнику в целом, включая ПД:

$$b_{тэ}^{эи} = (B_{эит}^у - b_{э}^{эи} N_{э}^{эи}) / \Theta_{эи}^п.$$

$b_{тэц}^{эи}$ – средний удельный расход топлива на отпуск тепло- и электроэнергии по энергоисточнику в целом, включая когенерационную установку (ПД) и котёл-утилизатор:

$$b_{тэц}^{эи} = B_{эит}^у (N_{э}^{эи} + \Theta_{эи}^п)^{-1}.$$

$\psi^{эи}$ – коэффициент утилизации отработавших газов в ПД. По аналогии с мини-ТЭЦ – доля отпуска электроэнергии на тепловом потреблении: $\psi^{эи} = \psi^{пд}$.

$q_{т}^{эи}$ – удельный расход теплоты по энергоисточнику в целом на отпуск электроэнергии по "теплофикационному" циклу. Равен аналогичному показателю в ПД: $q_{т}^{эи} = q_{т}^{пд} = M / N_{э}^{пд}$

$q_k^{\text{ЭИ}}$ – удельный расход теплоты по энергоисточнику в целом на отпуск электроэнергии по "конденсационному" циклу:

$$q_k^{\text{ЭИ}} = \frac{\psi_{\text{ЭИ}} M + \frac{\theta_{\text{ЭИ}}^{\Psi} (1 + q_{\text{СНЭИ}}^{\text{Э}} + q_{\text{СНЭИ}}^{\text{Т}})}{1 + \varepsilon_{\text{СНЭИ}}^{\text{Э}} + \varepsilon_{\text{СНЭИ}}^{\text{Т}}}}{\left(\psi_{\text{ПД}} - \frac{\varepsilon_{\text{СНЭИ}}^{\text{Т}}}{1 + \varepsilon_{\text{СНЭИ}}^{\text{Э}} + \varepsilon_{\text{СНЭИ}}^{\text{Т}}} \right) N_{\text{Э}}^{\text{ЭИ}}}.$$

$q^{\text{ЭИ}}$ – средний удельный расход теплоты на отпуск электроэнергии по энергоисточнику в целом, включая ПД.

$$q^{\text{ЭИ}} = q_k^{\text{ЭИ}} (1 - \psi_{\text{ЭИ}}) + q_{\text{Т}}^{\text{ЭИ}} \psi_{\text{ЭИ}}.$$

$\eta_{\text{Э}}^{\text{ЭИ}}$ – электрический КПД энергоисточника в целом, включая ПД:

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ЭИ}} = \frac{100 N_{\text{Э}}^{\text{ЭИ}}}{Q_{\text{У}} B_{\text{ЭИТ}}^{\text{У}}}.$$

$\eta_{\text{Т}}^{\text{ЭИ}}$ – тепловой КПД энергоисточника в целом, включая ПД:

$$\eta_{\text{Т}}^{\text{ЭИ}} = \frac{100 \Theta_{\text{ЭИ}}^{\Psi}}{Q_{\text{У}} B_{\text{ЭИТ}}^{\text{У}}}.$$

$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ЭИ}}$ – общий КПД энергоисточника в целом, включая когенерационную установку (ПД):

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ЭИ}} = \frac{100}{Q_{\text{У}} b_{\text{ТЭЦ}}^{\text{ЭИ}}}.$$

$b_{\text{Т}}^{\text{ЭИ}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии по энергоисточнику в целом (включая ПД) по "теплофикационному" циклу:

$$b_{\text{Т}}^{\text{ЭИ}} = b_{\text{К}}^{\text{ЭИ}} (q_{\text{К}}^{\text{ЭИ}})^{-1} \left[q_{\text{Т}}^{\text{ЭИ}} + \frac{q_{\text{СНЭИ}}^{\text{Э}}}{(1 + \varepsilon_{\text{СНЭИ}}^{\text{Э}}) W^{\text{ЭИ}}} \right].$$

$b_{\text{К}}^{\text{ЭИ}}$ – удельный расход топлива на отпуск электроэнергии по энергоисточнику в целом (включая ПД) по "конденсационному" циклу:

$$b_{\text{К}}^{\text{ЭИ}} = B_{\text{ЭИТ}}^{\text{У}} / N_{\text{Э}}^{\text{ЭИ}}.$$

$W^{\text{ЭИ}}$ – удельная выработка электроэнергии в когенерационной установке (ПД) на тепловом потреблении.

$$W^{\text{ЭИ}} = \psi_{\text{ЭИ}} N_{\text{Э}}^{\text{ЭИ}} / \Theta_{\text{ЭИ}}^{\Psi} = N_{\text{Э}}^{\text{ЭИ}} / \Theta_{\text{ЭИ}}^{\Psi}.$$

$g_{\text{ЭИ}}^{\text{МВФ}}$ – составная доля топливного газа ВМФ, образующая горючую смесь, подаваемую на энергоисточник до и после модернизации (ПД + КУ):

$$g_{\text{ЭИ}}^{\text{МВФ}} = \frac{100 V_{\text{ЭИТ}}^{\text{МВФ}}}{V_{\text{ЭИТ}}^{\text{СМ}}}.$$

$g_{\text{ЭИ}}^{\text{АБГ}}$ – составная доля абгазов (АБГ), образующая горючую смесь, подаваемую на энергоисточник до и после модернизации (ПД + КУ):

$$g_{\text{ЭИ}}^{\text{АБГ}} = \frac{100 V_{\text{ЭИТ}}^{\text{АБГ}}}{V_{\text{ЭИТ}}^{\text{СМ}}}.$$

$g_{\text{ЭИ}}^{\text{ПГ}}$ – составная доля природного газа (ПГ), образующая горючую смесь, подаваемую на энергоисточник до и после модернизации (ПД + КУ):

$$g_{\text{ЭИ}}^{\text{ПГ}} = \frac{100 V_{\text{ЭИТ}}^{\text{ПГ}}}{V_{\text{ЭИТ}}^{\text{СМ}}}.$$

Остальные показатели, приведенные в расчётной таблице на рис. 8.4в, ($V_{\text{ВЭИ}}^{\text{СМ}}$, $V_{\text{N}_2 \text{ЭИ}}^{\text{СМ}}$, $V_{\text{RO}_2 \text{ЭИ}}^{\text{СМ}}$, $V_{\text{H}_2\text{O} \text{ЭИ}}^{\text{СМ}}$, $V_{\text{ГЭИ}}^{\text{СМ}}$, $\rho_{\text{ЭИ}}^{\text{О}}$, $r_{\text{RO}_2 \text{ЭИ}}^{\text{СМ}}$, $r_{\text{N}_2 \text{ЭИ}}^{\text{СМ}}$, $r_{\text{H}_2\text{O} \text{ЭИ}}^{\text{СМ}}$, $r_{\text{ВЭИ}}^{\text{СМ}}$ и др.) имеют аналогичные наименования, как и в случае расчёта камеры горения (КГ), котла-утилизатора (КУ) и поршневого двигателя (ПД). Вычисляются они также по аналогичным формулам. Поэтому ниже приводим только перечень расчётных показателей, представляющих практический интерес для энергоисточника (ЭИ) в целом:

$Q_{\text{ЭИ}}^{\text{СМ}}$ – теплотворная способность смеси газов, поступающая: на теплоисточник до модернизации и поршневой двигатель (ПД) плюс камера горения (КГ) – после модернизации.

$V_{\text{ЭИТ}}^{\text{МВФ}}$ – суммарный часовой расход горючих газов метанововодородных фракций (МВФ), подаваемых на энергоисточник: ПД+КГ.

$V_{\text{ЭИТ}}^{\text{АБГ}}$ – суммарный часовой расход абгазов (АБГ), подаваемых на энергоисточник: ПД+КГ.

$V_{\text{ЭИТ}}^{\text{ПГ}}$ – суммарный часовой расход природных газов (ПГ), подаваемых на энергоисточник: ПД+КГ.

$V_{\text{ЭИТ}}^{\text{СМ}}$ – часовой расход рабочей смеси горючих газов (МВФ, АБГ и ПГ), подаваемой на энергоисточник в целом. Равен сумме аналогичных смесей, подаваемых на ПД и КГ.

$V_{\text{ЭИТ}}^{\text{У}}$ – суммарный часовой расход рабочей смеси горючих газов (МВФ, АБГ и ПГ), подаваемой на энергоисточник, т.е. на поршневой двигатель (ПД) и камеру горения (КГ) в пересчёте на условное топливо.

$D_{\text{ЭИТ}}^{\text{О}}$ – нормальный часовой расход продуктов сгорания на выходе из энергоисточника.

$D_{ЭИТ}^{ВЫХ}$ – массовый часовой расход продуктов сгорания на выходе из энергоисточника.

$C_{ч}^{ПГЭИ}$ – часовые денежные затраты на оплату природного газа, сжигаемого в смеси, подаваемой на теплоисточник до и после модернизации.

$C_{ч}^{ЭЭИ}$ – часовые денежные затраты на оплату электроэнергии $N_{Э}^{ЭИ}$, не воспроизводимую теплоисточником до его модернизации.

$C_{ч}^{ГВЭИ}$ – часовые денежные затраты на оплату отопительной нагрузки

$C_{ч}^{МВФЭИ}$ – часовая денежная прибыль за реализацию заводом газов МВФ в количестве $V_{ЭИТ}^{МВФ}$, исключённых из продажи и используемых в КГУ+КУ после модернизации теплоисточника.

$C_{ч}^{ЭИ}$ – суммарные часовые денежные затраты на оплату природного газа, сжигаемого в смеси, подаваемой на теплоисточник, и невоспроизводимую электроэнергию до его модернизации.

$\Delta C_{ч}^{ЭКЭИ}$ – суммарная часовая экономия денежных средств за счёт модернизации энергоисточника: замены теплоисточника когенерационной установкой с отпуском той же теплоты и дополнительной выработкой электроэнергии.

$\Delta C_{ГОД}^{ЭКЭИ}$ – суммарная годовая экономия денежных средств за счёт модернизации энергоисточника: замены теплоисточника когенерационной установкой с отпуском той же теплоты и дополнительной выработкой электроэнергии.

$NPV_{ЭИ}$ – дисконтированная прибыль за весь период ($T_{П}^{ЭИ}$, лет) эксплуатации модернизированного энергоисточника.

$T_{ОК}^{ЭИ}$ – расчётный срок окупаемости энергоисточника.

$T_{ПЭИ}^0$ – расчётно-аналитический период эксплуатации энергоисточника, в течение которого вклад денежных средств не обеспечивает прибыли инвестору, т.е. $NPV_{ЭИ} = 0$.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.

1. Разработан метод анализа и обоснования инвестиционных вкладов на первой стадии проектирования когенерационной установки с поршневым двигателем.

2. Методика расчёта основана на нетрадиционном методе анализа ТЭП применительно к мини-ТЭЦ.

3. Материалы исследования положены в основу создания комплекса соответствующих программных средств, рекомендуемых к использованию на стадии проектирования.

10.4. Основы рациональной утилизации теплоты с поверхностей промышленных печей.

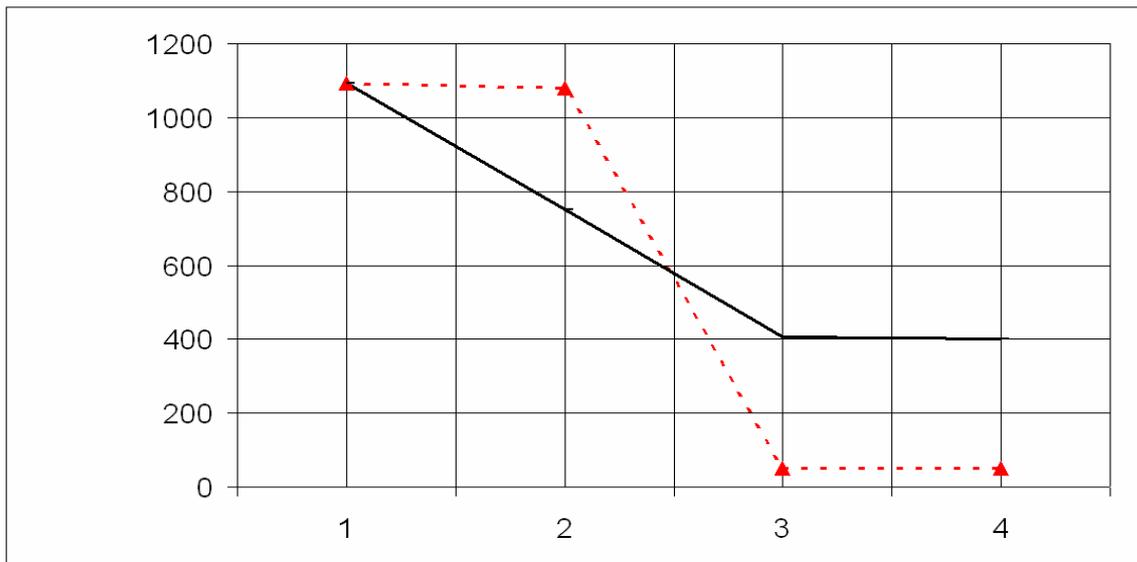
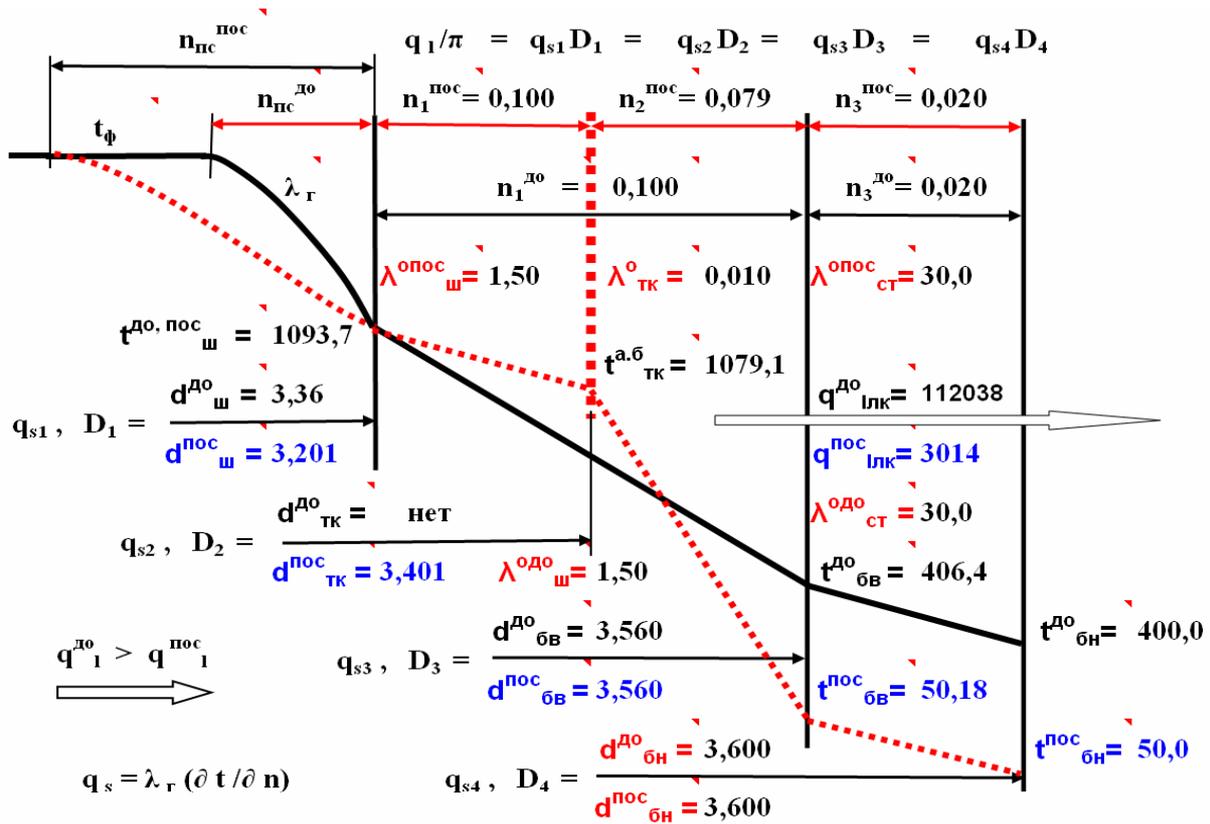
В настоящее время многие промышленные предприятия оснащены печами старого поколения. Поэтому проблема утилизации теплоты в процессе их эксплуатации представляет собой практический интерес. Рассмотрим этот вопрос применительно к факту отдачи теплоты в окружающую среду с горячих поверхностей вращающихся печей. В ряде случаев температура этих поверхностей порядка $150 \div 500$ °С, что не совместимо с проводимой в настоящее время повсеместной политикой энергосбережения,

Не обдуманное решение этой проблемы, например, путём прямой и непосредственной теплоизоляции поверхностей печи снаружи и изнутри, может повлечь за собой негативные последствия, связанные с изменениями температур ограждающих поверхностей печи в зонах пограничного слоя. Согласно закону Фурье [$q_s^{\delta} = \lambda(\partial t / \partial n)$] эти температуры определяются плотностью теплового потока q_s^{δ} и толщиной ($\Delta n \approx \delta n$) пограничного слоя в этих областях. Такое мероприятие с несоблюдением определённых условий теплообмена может вызвать перегрев или повышенное охлаждение отдельных участков печи по её длине. Далее, как следствие, ожидается изменение нагрузки печи и нарушение оптимального технологического процесса её работы. Следовательно, утилизация теплоты должна выполняться с соблюдением условий, определяющих неизменность теплового режима работы печи до и после модернизации, а именно: температура факела внутри печи $t_{\phi} = \text{const}$ и температура лучевоспринимающей поверхности печи (огнеупорного слоя) $t_{\text{ш}}^{\text{до,пос}} = \text{const}$.

На рис.10.9 в порядке примера дано графическое изображение градиентов температур по слоям двух- и трёхслойной стенок. В сущности это иллюстрация одого из множества вариантов модернизации печи. Очевидно, что снизить линейную плотность теплотерь через поверхность печи ($q_1^{\text{до,пос}} = q_{s4} \pi D_4$) можно путём установки дополнительного теплозащитного слоя изнутри ($n_2^{\text{пос}}, \lambda_{\text{тк}}^{\text{о}}$) и, возможно, теплоизоляции снаружи. Простейший случай сопоставления градиентов температур до и после такой модернизации печи рассматривается с помощью математической модели, представленной в виде программного файла ЦЗВ4. Последний позволяет определить также экономический эффект от такой модернизации печи и выполнить его факторный анализ в зависимости от конкретных затрат на выполняемое мероприятие. Фрагмент из рабочего листа файла ЦЗВ4 дана на рис. 10.10.

10.4.1. Вариант полной замены теплоизоляционных материалов по обе стороны метаталлического корпуса печи.

Проанализируем результаты сопоставления двух градиентов температур по сечениям ограждающей стенки печи, представленных на рис. 10.9 и вычисленных с помощью программного файла ЦЗВ4 (рис.10.10). Положим, что до модернизации печи имеется только один огнеупорный слой на её поверхности изнутри: толщиной $n_1^{\text{до}}$ и с коэффициентом теплопроводности



Графическое изображение градиентов температур по толщине стенки печи: двухслойное ограждение до модернизации — $t^{do, pos}_{ш}$, $t^{do}_{бв}$, $t^{do}_{бн}$,

трёхслойное ограждение после модернизации — $t^{do, pos}_{ш}$, $t^{a, б}_{тк}$, $t^{pos}_{бв}$, $t^{pos}_{бн}$

Рис.10.9 Фрагмент из программного файла ЦЗВ4.

λ_1^{do} ($\lambda_{ш}^{odo}$). Второй слой имеет толщину n_3^{do} и коэффициент теплопроводности λ_3^{do} ($\lambda_{ст}^{odo}$). Это либо стальная оболочка печи, либо та же оболочка, но закрытая теплоизоляцией, После модернизации между огнеупорным шамотным слоем и стальным корпусом печи располагается дополнительный теплоизоляционный слой толщиной n_2^{pos} , т. е. в данном случае стенка печи со-

стоит из трёх слоёв: $n_1^{\text{пос}}$, $n_2^{\text{пос}}$, $n_3^{\text{пос}}$ с соответствующими коэффициентами теплопроводности $\lambda_1^{\text{пос}} (\lambda_{\text{ш}}^{\text{опос}})$, $\lambda_2^{\text{пос}} (\lambda_{\text{тк}}^{\text{о}})$ и $\lambda_3^{\text{пос}} (\lambda_{\text{ст}}^{\text{опос}})$. Применительно к плоской стенке удельные плотности тепловых потоков $q_s^{\text{до,пос}}$ при таких градиентах температур (начиная от неизменной температуры факела $t_{\text{ф}}^{\text{до,пос}} = \text{const}$ и внутренней температуры стенки печи $t_{\text{ш}}^{\text{до,пос}} = \text{const}$) запишем в виде уравнений:

$$q_s^{\text{до}} = \lambda_{\text{г}} \frac{t_{\text{ф}} - t_{\text{с}}^{\text{в}}}{n_{\text{пс}}^{\text{до}}} = \lambda_1^{\text{до}} \frac{t_{\text{с}}^{\text{в}} - t_1^{\text{до}}}{n_1^{\text{до}}} = \lambda_2^{\text{до}} \frac{t_1^{\text{до}} - t_2^{\text{до}}}{n_2^{\text{до}}} = \lambda_3^{\text{до}} \frac{t_2^{\text{до}} - t_3^{\text{до}}}{n_3^{\text{до}}},$$

$$q_s^{\text{пос}} = \lambda_{\text{г}} \frac{t_{\text{ф}} - t_{\text{с}}^{\text{в}}}{n_{\text{пс}}^{\text{пос}}} = \lambda_1^{\text{пос}} \frac{t_{\text{с}}^{\text{в}} - t_1^{\text{пос}}}{n_1^{\text{пос}}} = \lambda_2^{\text{пос}} \frac{t_1^{\text{пос}} - t_2^{\text{пос}}}{n_2^{\text{пос}}} = \lambda_3^{\text{до}} \frac{t_2^{\text{пос}} - t_3^{\text{пос}}}{n_3^{\text{пос}}}.$$

Зависимость линейной плотности теплового потока через многослойную стенку от аналогичных потоков через поверхности отдельных слоёв изоляции имеет вид (рис.10.9):

$$q_1/\pi = q_{s1}D_1 = q_{s2}D_2 = q_{s3}D_3 = q_{s4}D_4.$$

Тогда согласно закону Ньютона линейные плотности тепловых потоков через цилиндрические коаксиальные поверхности определим так:

– до модернизации

$$q_1^{\text{до}} = k_{\Sigma}^{\text{до}} (t_{\text{ф}} - t_{\text{окр}}) = k_{\text{1сл}}^{\text{до}} (t_{\text{ш}}^{\text{до,пос}} - t_{\text{бв}}^{\text{до}}) = \alpha_{\text{1лк}}^{\text{до}} (t_{\text{бн}}^{\text{до}} - t_{\text{окр}}),$$

– после модернизации

$$q_1^{\text{пос}} = k_{\Sigma}^{\text{пос}} (t_{\text{ф}} - t_{\text{окр}}) = k_{(1+2)\text{сл}}^{\text{пос}} (t_{\text{ш}}^{\text{до,пос}} - t_{\text{бв}}^{\text{пос}}) = \alpha_{\text{1лк}}^{\text{пос}} (t_{\text{бн}}^{\text{пос}} - t_{\text{окр}}).$$

где $k_{\Sigma}^{\text{до,пос}}$ – линейные коэффициенты теплопередачи от факела с температурой $t_{\text{ф}} = \text{const}$ до окружающей среды с температурой $t_{\text{окр}} = \text{const}$; $k_{\text{1сл}}^{\text{до}}$ и $k_{(1+2)\text{сл}}^{\text{пос}}$ – линейные коэффициенты теплопередачи через один и два теплоизоляционных слоя изоляции внутри печи; $\alpha_{\text{1лк}}^{\text{до}}$ и $\alpha_{\text{1лк}}^{\text{пос}}$ – линейные коэффициенты теплоотдачи конвекцией и излучением от поверхности печи в окружающую среду.

Сплошной линией на рис. 10.9 показаны значения температур по слоям теплоизоляции до модернизации ($q_s^{\text{до}}$ и $q_1^{\text{до}}$), а пунктирными – после модернизации ($q_s^{\text{пос}}$ и $q_1^{\text{пос}}$). Здесь следует иметь в виду, что в сравнении с $n_3^{\text{до}}$ участок толщиной $n_3^{\text{пос}}$ после модернизации может включать в себя слой изоляции. Тогда на основании анализа формул, приведенных выше, следует, что снижение теплотерь от значений $q_1^{\text{до}}$ до $q_1^{\text{пос}}$ через ограждающую стенку

печи можно осуществлять путём увеличения термического сопротивления слоёв теплоизоляции по обе стороны её стальной оболочки. При решении та-

ЦЗВ4		ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ										
Байрашевский Б. А., д.т.н.												
Утилизация теплоты вращающихся барабанов цементного завода.												
Исследование вопросов целесообразности выполнения соответствующих работ.												
Сох. Мод	Мод.1	0,100	0,089	0,078	0,068	0,057	0,046	0,035	0,025	0,014	0,003	
		От	Сохр. М1	График М1			Уд. нак. М1	Уд. Мб1, Гр1		До		
Вос.Мод	Мод.2	0,010	0,02	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,090	
		От	Сохр. М2	График М2			Уд. нак. М2	Уд. Мб2, Гр2		До		
ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ												
Мод.1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Мод.2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Обозн.	$d_{бн}$	$L_б$	$t_{бн}$	$t_{ок}$	$\epsilon_б$	$\lambda_{ш}^{\circ}$	$\lambda_{ст}^{\circ}$	$\lambda_{тк}^{\circ}$	$\delta_{ш}$	$\delta_{ст}$	$\delta_{тк}$	
До мод.	3,600	110	400,0	20,0	0,60	1,5000	30,000	-	0,100	0,020	-	
Мод.1	3,600	110	50,0	20,0	0,60	1,5000	30,000	0,0100	0,100	0,020	79,46	
Мод.2	3,600	110	80,0	30,0	0,90	2,0000	30,000	0,0900	0,250	0,030	251,32	
Разм.	м	м	°С	°С	-	Вт/(м*К)	Вт/(м*К)	Вт/(м*К)	м	м	мм	
Мод.1	12	13	14		15	16	17	Реш.1	ВЫП	-2Е-09	%	
Мод.2	12	13	14		15	16	17	Реш.2	ВЫП	-6Е-10		
Обозн.	$K_{зат}^{MH}$	$\tau_{ш}$	$Ц_q$		$Ц_{твт}$	$Ц_{ш}$	$Ц_{тк}$	r	T_p	$\rho_{ш}$	$\rho_{тк}$	
До мод.	-	-	-	-	-	500	8000	-	-	2,3	-	
Мод.1	200	6000	70,0	0,060	320	500	8000	0,10	5,0	2,3	0,8	
Мод.2	200	7000	50,0	0,043	340	500	8000	0,10	5,0	2,3	0,8	
Разм.	млн. р	ч/год	тр/Гкал	тр/кВтч	т р/тут	тр/т	тр/т	-	лет	т/м ³	т/м ³	
Обозн.	$d_{ш}$	$d_{тк}$	$d_{бв}$	$d_{бн}$	$t_{ш}$	$t_{тк}^a$	$t_{тк}^b$	$t_{бв}$	$t_{бн}$	$F_б(1M)$	$t_{ср}$	
До мод.	3,360	-	3,560	3,600	1093,7	-	-	406,4	400,0	11,31	210,0	
Мод.1	3,201	3,401	3,560	3,600	1093,7	1079,1	1079,1	50,2	50,0	11,31	35,0	
Мод.2	2,537	3,037	3,540	3,600	1093,7	1015,1	1015,1	80,6	80,0	11,31	55,0	
Разм.	м	м	м	м	°С	°С	°С	°С	°С	м ²	°С	
Обозн.	$K_{зат}$	$b_{ш}$	$b_{ст}$	$b_{тк}$	$q_{лк}^{\circ}$	$Q_{лк}^{\circ}$		$\Delta q_{лк}^{\circ}$		$\Delta Q_{экЛ}^{\circ}$		
До мод.	-	0,0000	0,0001	-	112038	12324,2	10,6	-	-	-	-	
Мод.1	206,8	0,0003	0,0001	0,0020	3014,3	331,6	0,3	109024	93744	11993	10,3	
Мод.2	219,1	0,0003	0,0001	0,0020	7231,6	795,5	0,7	104807	90118	11529	9,9	
Разм.	млн. р	1/°С	1/°С	1/°С	Вт/м	кВт	Гкал/ч	Вт/м	ккал/(чм)	кВт	Гкал/ч	
Обозн.	NPV	$C_{эк}^ч$	$C_{эк}^{год}$	$\Delta B_{эк}^{год}$	$T_{ок}$	$q_{л}^{\circ}$	$q_{к}^{\circ}$	$q_{лк}^{\circ}$	α_k	α_l	$\alpha_{лк}$	
До мод.	-	-	-	-	-	6728,3	3178,1	9906,4	8,363	17,71	26,069	
Мод.1	16211,0	721,8	4331,0	13534,3	0,05	119,6	146,96	266,5	4,899	3,99	8,884	
Мод.2	12933,1	495,6	3469,5	10204,5	0,06	362,2	277,18	639,4	5,544	7,24	12,788	
Разм.	млн. р	тр/ч	млн.р/г	тут/год	лет	Вт/м ²	Вт/м ²	Вт/м ²	Вт/(м ² К)	Вт/(м ² К)	Вт/(м ² К)	
Обозн.	$V_{ш}$	$V_{тк}$	$G_{ш}$	$G_{тк}$	$C_{ш}$	$C_{тк}$	$Nu(t_{ср})$	$\lambda(t_{ср})$	$\nu(t_{ср})$	$Pr(t_{ср})$	$Gr(t_{ср})$	
До мод.	1,087	-	2,500	-	1,250	-	769,82	0,0391	3,6Е-05	0,694	3,Е+11	
Мод.1	1,0371	0,8689	2,385	0,6951	1,193	5,5607	649,88	0,0271	1,6Е-05	0,695	2,Е+11	
Мод.2	2,1892	2,5965	5,035	2,0772	2,518	16,618	698,47	0,0286	1,8Е-05	0,694	2,Е+11	
Разм.	м ³	м ³	т	т	млн. р	млн. р	-	Вт/(м*К)	м ² /с	-	-	
Обозн.	Pr Gr	c	n	$C_0 10^8$								
До мод.	2Е+11	0,135	0,333	5,67								
Мод.1	1Е+11	0,135	0,333	5,67	Pr Gr		c	n				
Мод.2	1Е+11	0,135	0,333	5,67	< 10 ⁻³		0,45	0				
Разм.	-	-	-	Вт/(м ² К ⁴)	0,001		10 ⁻³ + 5 · 10 ²	1,18	0,125			
					500		5 · 10 ² + 2 · 10 ⁷	0,54	0,250			
					2Е+07		> 2 · 10 ⁷	0,135	0,333			

Рис.10.10 Фрагмент из программного файла ЦЗВ4.

кой задачи необходимо уложиться в допустимые пределы этих изоляционных материалов как в отношении их термостойкости, так и в отношении толщины их слоёв, При этом следует избегать существенных изменений размеров печи по её сечению особенно изнутри.

Программный файл ЦЗВ4 (рис.10.10) позволяет решать такую задачу в первом приближении путём численного анализа результатов расчёта по пе-

репаду температур и тепловых потоков через многослойную цилиндрическую стенку согласно схеме на рис.10.9. В основе решения задачи лежат два уравнения, определяющие температуру $t_{\text{ТК}}^a = t_{\text{ТК}}^b$ на границе между слоями шамотного кирпича и теплозащитного материала.

– со стороны слоя шамотного кирпича температура $t_{\text{ТК}}^a$ вычисляется

так: если $b_{\text{Ш}} = 0$, тогда $t_{\text{ТК}}^a = t_{\text{Ш}} - \frac{q_{\text{ЛЛК}}^{\text{бпос}}}{2\pi\lambda_{\text{Ш}}^{\text{опос}}} \ln \frac{d_{\text{ТК}}^{\text{пос}}}{d_{\text{Ш}}^{\text{пос}}}$; в противном случае

$$t_{\text{ТК}}^a = -b_{\text{Ш}}^{-1} + \left[(b_{\text{Ш}}^{-1} + t_{\text{Ш}})^2 - \frac{q_{\text{ЛЛК}}^{\text{бпос}}}{\pi b_{\text{Ш}} \lambda_{\text{Ш}}^{\text{опос}}} \ln \frac{d_{\text{ТК}}^{\text{пос}}}{d_{\text{Ш}}^{\text{пос}}} \right]^{0,5},$$

– со стороны слоя теплозащитного материала та же температура $t_{\text{ТК}}^b$ вычисляется из учёта температуры следующего за теплозащитным – слоя

$t_{\text{бВ}}$: если $b_{\text{ТК}} = 0$, тогда $t_{\text{ТК}}^b = t_{\text{бВ}} + \frac{q_{\text{ЛЛК}}^{\text{бпос}}}{2\pi\lambda_{\text{ТК}}^{\text{о}}} \ln \frac{d_{\text{бВ}}^{\text{пос}}}{d_{\text{ТК}}^{\text{пос}}}$; в противном случае

$$t_{\text{ТК}}^b = -b_{\text{ТК}}^{-1} + \left[(b_{\text{ТК}}^{-1} + t_{\text{бВ}})^2 + \frac{q_{\text{ЛЛК}}^{\text{бпос}}}{\pi b_{\text{ТК}} \lambda_{\text{ТК}}^{\text{о}}} \ln \frac{d_{\text{бВ}}^{\text{пос}}}{d_{\text{ТК}}^{\text{пос}}} \right]^{0,5},$$

где $b_{\text{Ш}}$ и $b_{\text{ТК}}$ – коэффициенты линейной интерполяции теплопроводности шамотного кирпича и теплозащитного слоя от температуры.

Путём совместного решения уравнений ($t_{\text{ТК}}^a = t_{\text{ТК}}^b$) определяем толщину теплоизоляционного слоя $\delta_{\text{ТК}} = 0,5(d_{\text{ТК}}^{\text{пос}} - d_{\text{бВ}}^{\text{пос}})$ и ряд других показателей, предусмотренных алгоритмом программного обеспечения ЦЗВ4. Экономический эффект от модернизации печи по такому варианту сводится к уменьшению расхода топлива за счёт соответствующего снижения теплопотерь в окружающую среду.

10.4.2. Вариант установки коаксиальных теплообменников со стороны наружной поверхности печи.

В некоторых вращающихся печах предусматриваются определённые зоны, в которых для соблюдения технологических процессов должны быть повышенные или пониженные значения температур ($t_{\text{бН}}^{\text{до}}$) внешних поверхностей, как следствия адекватных температур изнутри. В этом случае показатель «теплопотерь» $q_1 = q_{\text{ЛЛК}}^{\text{до}}$ играет роль регулируемого параметра, на который можно воздействовать путём установки буферного теплообменника с наружной стороны печи (рис. 10.11). На фоне политики энергосбережения

его также следует рассматривать, как резерв экономии теплоты по второму варианту её утилизации, не нарушающему структуру ограждающей стенки.

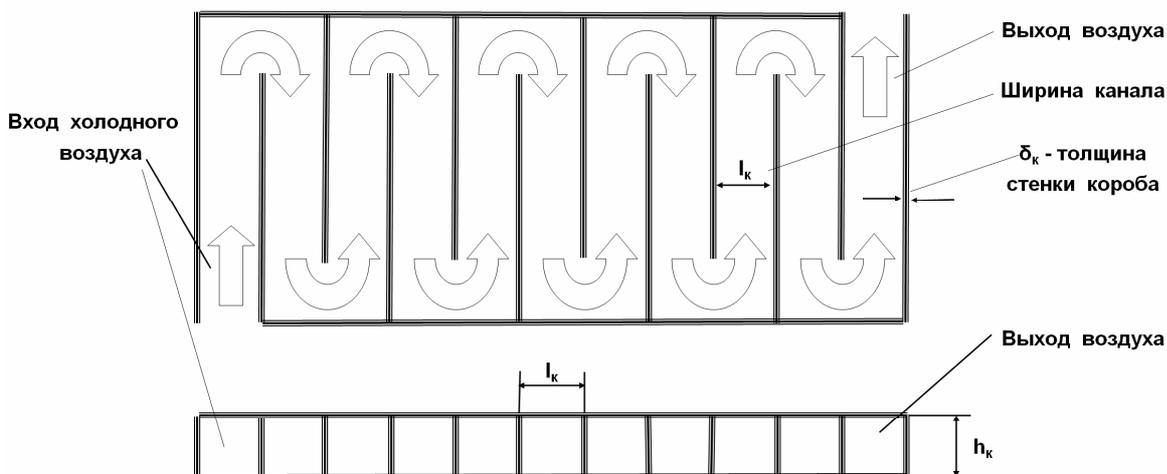
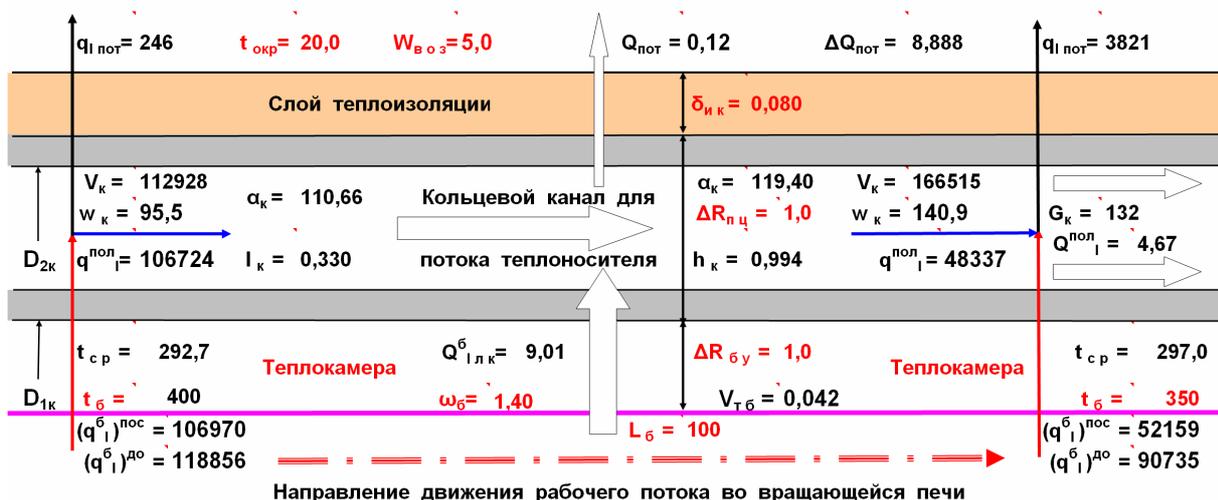
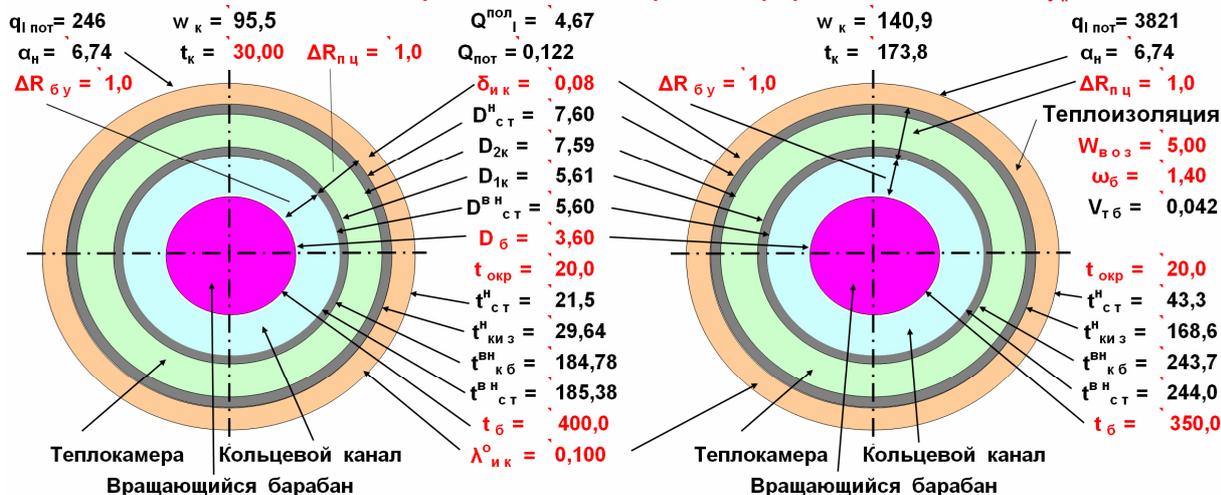
Рассмотрим потенциальные возможности этого варианта. Считаем, что до модернизации технологический режим печи налажен и установлен определённый температурный уровень её наружной поверхности на участке длиной L_6 . В начале этого участка с температурой стенки $t_6^{ВХ,ДО}$ линейная плотность теряемой теплоты равна $q_{1ВХ}^{бдо}$, а в конце соответственно – $t_6^{ВЫХ,ДО}$ и $q_{1ВЫХ}^{бдо}$. Воздушная окружающая среда изотропна и имеет температуру $t_{окр}$. Далее полагаем, что после модернизации, теряемая теплота частично утилизируется буферным теплообменником, установленным коаксиально вдоль того же участка длиной L_6 на некотором расстоянии от горячей поверхности печи. Объём между её поверхностью и поверхностью теплообменника глухой, не продувается воздухом и отделён от окружающей среды и вращающегося корпуса печи сальниковыми уплотнениями, Внутри упомянутого теплообменника по трубам или специальным каналам проходит теплоноситель (воздух, вода), отводящий теплоту от поверхности печи в целях утилизации. В результате теплотери в окружающую среду на утилизированном участке длиной L_6 сводятся к теплотерям самого теплообменника.

Такой принцип утилизации теплоты позволяет регулировать её отвод путём изменения, прежде всего, массового расхода теплоносителя. При создании математической модели отвода теплоты таким устройством следует иметь в виду одну его существенную особенность: в отличие от условий до модернизации окружающая среда (теплообменник), в которую осуществляется отвод теплоты от поверхности печи, не является изотропной, Это потому, что температура поверхности теплообменника на участке утилизации L_6 переменна, а температура окружающей среды (до модернизации) постоянна. В результате появляются условия, затрудняющие адекватное моделирование отвода теплоты в начале и в конце участка L_6 , Как видно, теплообменник с коаксиально расположенными поверхностями нагрева не способен обеспечить соблюдение сразу двух условий подобия на участке печи L_6 , которые можно сформулировать так: на входе при $t_6^{ВХ,ПОС} = t_6^{ВХ,ДО}$ соответственно $q_{1ВХ}^{бпос} = q_{1ВХ}^{бдо}$, а на выходе при $t_6^{ВЫХ,ПОС} = t_6^{ВЫХ,ДО}$ – $q_{1ВЫХ}^{бпос} = q_{1ВЫХ}^{бдо}$. В результате оказывается, что обеспечивая условия $t_6^{ВХ,ПОС} = t_6^{ВХ,ДО}$ и $q_{1ВХ}^{бпос} = q_{1ВХ}^{бдо}$ на начальном участке (L_6) теплообменника, на его втором конце (в силу влияния упомянутой неизотропности) при $t_6^{ВЫХ,ПОС} = t_6^{ВЫХ,ДО}$ аналогичный показатель $q_{1ВЫХ}^{бпос} \neq q_{1ВЫХ}^{бдо}$. Из этого следует, что в таком случае необходимо

предусматривать установку либо специального (адекватного) теплообменника, либо находить компромисное решение этой задачи, основанное на допустимом пренебрежении упомянутых граничных условий подобия.

ВрП5 Утилизация теплоты вращающегося барабана цементного завода. Охладитель - воздух по секциям.

Исходные данные для расчётов отмечены красным шрифтом. Число секций - $j_k = 300$



Принципиальная схема движения рабочего потока по щелевому каналу, изогнутому эквидистантно диаметру барабана D_6 . В данной версии имеется в виду, что поток теплоносителя (воздух) движется в направлении рабочего потока во вращающейся печи. j_k - число каналов. Ширина канала $l_k = L_6 / j_k \cdot \delta_k$, высота $h_k = D_{2k} - D_{1k}$. Средняя скорость охлаждающего потока в канале $w_k = 0,5 (w_k^{вх} + w_k^{вых})$.

Рис.10.11. Фрагмент из программного файла ВрП5.

Комплекс программных файлов ВрП5, ВрП6 и ВрП7 позволяет решать такую задачу при условии постоянства температур $t_{\bar{\delta}}^{\text{вх, пос}} = t_{\bar{\delta}}^{\text{вх, до}}$ и $t_{\bar{\delta}}^{\text{вых, пос}} = t_{\bar{\delta}}^{\text{вых, до}}$ и при значении теплового потока от печи на начальном участке $L_{\bar{\delta}}$, вычисленном так: $q_{\text{Iвх}}^{\text{бпос}} = K_p q_{\text{Iвх}}^{\text{бдо}}$. Здесь K_p – произвольный коэффициент корреляции ($K_p \leq 1$), подлежащий последующим уточнениям в процессе эксперимента. Аналогичный показатель $q_{\text{Iвых}}^{\text{бпос}} \neq q_{\text{Iвых}}^{\text{бдо}}$, как уже было отмечено, вычисляется в соответствии с уравнениями теплового баланса и теплопередачи в данном устройстве.

Вводимый в качестве сомножителя перед показателем $q_{\text{Iвх}}^{\text{бдо}}$ коэффициент корреляции $K_p \leq 1$ позволяет исследовать степень значимости соблюдения условий равенства тепловых потоков $q_{\text{Iвх}}^{\text{бдо.пос}}$ и $q_{\text{Iвых}}^{\text{бдо.пос}}$ на режим и эффективность работы утилизационного устройства в целом согласно запрограммированной модели теплоотвода. Экспериментальное исследование этого вопроса и выявление допустимых границ отклонения упомянутого коэффициента K_p от единицы составило бы немаловажную информацию для использования и корректировки программных файлов ВрП5, ВрП6 и ВрП7 в процессе проектирования соответствующих теплообменников.

Выкопировки из программного файла ВрП5 даны на рис.10.11 и 10.12. Здесь в качестве теплоносителя предусматривается атмосферный воздух, продуваемый по щелевым каналам, объединённым в J секций. В файле ВрП6 в отличие от файла ВрП5 предусматривается в качестве теплоносителя вода, которая также проходит по J секциям с прямоугольными каналами. В файле ВрП7 предусмотрена трубная система теплообменника, охлаждаемая водой. Во всех файлах (ВрП5, ВрП6 и ВрП7) наряду с упомянутым коэффициентом корреляции $K_p \leq 1$ предусматривается возможность как полного (360° , т. е. $\varphi = 1$) окружения коаксиальным теплообменником поверхности корпуса печи, так и частичного (меньше 360° , т. е. $\varphi < 1$).

Расчёт процесса утилизации теплоты с помощью коаксиального теплообменника основан на решении системы уравнений, описывающих механизм передачи её от цилиндрической поверхности печи (рис.10.9).

До модернизации тепловой поток от печи в окружающую среду (в расчёте на единицу поверхности) передаётся за счёт излучения $q_{\text{л}}^{\bar{\delta}}$ согласно закону Стефана-Больцмана и конвекцией $q_{\text{к}}^{\bar{\delta}}$ по закону Ньютона:

$$q_{\text{л}}^{\bar{\delta}\text{до}} = \varepsilon_{\bar{\delta}} C_0 10^{-8} [(t_{\bar{\delta}} + 273)^4 - (t_{\text{окр}} + 273)^4],$$

$$q_{\text{к}}^{\bar{\delta}\text{до}} = \alpha_{\text{к}\bar{\delta}} (t_{\bar{\delta}} - t_{\text{окр}}),$$

где коэффициент теплоотдачи за счёт конвекции определяется на основании

Врп5	ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИНЦИПАЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ				Байрашевский Б.А., д.т.н.	Сох. Мо1	Сох. Мо2	Сох. Мо3	Сох. Мо4			
Реш. задачи	Утилизация теплоты вращающихся барабанов цементного завода. Охладитель - воздух. Исследование вопросов целесообразности выполнения соответствующих работ: jx.											
Сох. Мод	До мод	20,00	20,56	21,11	21,67	22,22	22,78	23,33	23,89	24,44	25,00	
		От	Сохр. М1		График М1		Уд. нак. М1	Уд. М61, Гр1		До		
Вос.Мод	Пос. мод	300,00	296,67	293,33	290,00	286,67	283,33	280,00	276,67	273,33	270,00	
		От	Сохр. М2		График М2		Уд. нак. М2	Уд. М62, Гр2		До		
Гр.2 = Kp		ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ										
До Мод	Ф	L б	t б	t к	ε б	ε окр	ΔR б у	ΔR п ц	W в о з	t окр	λ° и к	
Пос.Мод	0,70	L б	t б	t к	ε б	ε окр	ΔR б у	ΔR п ц	W в о з	t окр	λ° и к	
Обозн.	D б	L б	t б	t к	ε б	ε окр	ΔR б у	ΔR п ц	W в о з	t окр	λ° и к	
Вх.доМ	3,600	100,0	400,0	-	0,70	1,00	∞	-	5,0	20,0	-	
Вых.доМ			350,0	-								
Вх.посМ	3,600	100,0	400,0	30,0	0,70	0,80	1,00	1,000	5,0	20,0	0,100	
Вых.посМ			350,0	173,8								
Разм.	М	М	°С	°С	-	-	М	М	М / с	°С	Вт/(М°К)	
До Мод												
Пос.Мод	j к	K уд	τ и	г	T п	Ц т у т	Ц q	Вос.Мо1	Вос.Мо2	Вос.Мо3	Вос.Мо4	
Обозн.	j к	K уд	τ и	г	T п	Ц т у т	Ц q	ω б	δ и к	D ^{ВН} с т		
Вх.доМ	-	-	-	-	-	-	-	1,4	-	∞		
Вых.доМ												
Вх.посМ	300	25	6000	0,10	8,0	500	25,0	0,0215	1,4	0,08	5,600	
Вых.посМ												
Разм.	млн р / м	ч/год	-	лет	т р / т у т	тр / Гкал	тр / кВтч	об / мин	М	М		
Обозн.	F ^{ВН} с т (1М)	D ^Н с т	V т б	α к б	λ э к	R б у	ε п р	q л	q к : q т	q л к : q л т	q о	
Вх.доМ	∞	-	0,042	6,999	-	-	0,70	7849,7	2659,5	10509	118856	
Вых.доМ				7,079	-	-		5686,5	2336,2	8023	90735	
Вх.посМ	17,59	7,600	0,042	-	1,637	0,0369	0,629	5743,9	329,9	6074	106970	
Вых.посМ				-	1,369	0,0442		2825,3	136,3	2962	52159	
Разм.	М ²	М	М / с	Вт/(М ² К)	кк/(М ² °С)	М ² К / Вт	-	Вт/М ²	Вт/М ²	Вт/М ²	Вт/М	
Обозн.	t с р	α н	Q ^о л к	q ^{пол} л	Q ^{пол} л к	q л пот	δ л пот	ΔZ ^ч э к	ΔZ ^{год} э к			
Вх.доМ	210,0	-	10479,6	9,01	-	-	-	104796	-	-	-	
Вых.доМ	185,0											
Вх.посМ	292,7	6,7	5569,5	4,79	106724	5427	4,67	246,2	0,2	2222,1	13332,6	
Вых.посМ	297,0				48337			3821,2	7,3			
Разм.	°С	Вт/(М ² К)	кВт	Гкал/ч	Вт/м	кВт	Гкал/ч	Вт/м	%	р/(м ч)	тр/(м г)	
Обозн.	ΔZ ^{год} э л	ΔT ^ч э к	ΔT ^{год} э к	ΔT ^{год} э л	ΔQ ^ч э к	ΔQ ^ч э к л	NPV					
Вх.доМ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Вых.доМ												
Вх.посМ	1333,3	4,44	26,7	2666,5	103	88884	10337,2	8888391	8,888	46128,4	46,12837	
Вых.посМ												
Разм.	млн р / г	кг у т / (м ч)	т у т / (м г)	т у т / год	кВт / м	ккал / (ч м)	кВт	ккал / ч	Гкал / ч	т р / м	млн р / м	
Обозн.	T о к	T о п	ΔZ ^{год} э л	ΔT ^{год} э л	T о к	C o 10 ⁸	Δt j					
Вх.доМ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Вых.доМ												
Вх.посМ	1,88	2,18	1333,3	2666,5	1,88	5,67	0,48					
Вых.посМ												
Разм.	лет	лет	млн р / г	т у т / год	лет	Вт / (М ² К ⁴)	°С					

1.Расчёт основных показателей ограждающего короба.

В кольцевом пространстве между барабаном и ограждающим коробом протока воздуха нет.

Обозн.	δ к	λ° с т	b с т	b и к	ρ° к	j к	w к	D _{1к}	D _{2к}	V к	G к
Вх.посМ	0,003	30,000	0,0001	0,0001	1,293	300	95,53	5,606	7,594	112928	132
Вых.посМ							140,87			166515	
Разм.	М	Вт/(М ² К)	1/°С	1/°С	кг/НМ ³	-	М / с	М	М	М ³ /ч	т/ч
Обозн.	t б	t ^{ВН} с т	t ^{ВН} к б	t ^{ВН} к б > t ^Н к	t ^{ВН} к и	(t ^Н к) и з	(t ^Н к) с т	t ^Н с т	t окр	Q пот	ΔQ пот
Вх.посМ	400,0	185,38	184,78	184,78	29,64	29,64	29,64	21,50	20,0	0,1224	8,888
Вых.посМ	350,0	244,02	243,73	243,73	168,66	168,64	168,64	43,26			
Разм.	°С	°С	°С	°С	°С	°С	°С	°С	°С	Гкал/ч	Гкал/ч
Обозн.	δ(t ^{ВН} к) с т	δ(Q ^{пол} л к)	α к	(q i)	δ(q i)	δ(t ^Н с т)	R ^{ВН} к	(Q ^{пол} л) т б = (Q ^{пол} л) т п	(Q ^{пол} л) т п = (Q ^{пол} к) т б		
Вх.посМ	1,23E-13	-1,11E-11	110,7	106970	0,00E+00	0,0E+00	0,00145	5427	4,67	5427	4,67
Вых.посМ	-5,71E-12		119,4	52159	-	-3,9E-07	0,00134				
Разм.	%	%	Вт/(М ² К)	Вт/м	%	%	М ² К / Вт	кВт	Гкал/ч	кВт	Гкал/ч
Обозн.	ρ к (t к)	μ (t к)	v (t к)	λ (t к)	Pr(t к)	Re(t к)	Gr (t с р)	d к	l к	h к	S к
Вх.посМ	1,165	1,9E-06	1,6E-05	0,023	0,695	3,0E+06	7,Е+09	0,50	0,330	0,994	0,328
Вых.посМ	0,790	2,6E-06	3,2E-05	0,032	0,693	2,2E+06	3,Е+09				
Разм.	кг/М ³	кгс°сек/м ²	М ² /с	ккал/(м ⁴ °К)	-	-	-	М	М	М	М ²

Рис.10.12. Фрагмент из рабочего файла Врп15.

полуэмпирического критериального уравнения [53,69] $Nu = 0,245Re_{дж}^{0,6}$, представленного в виде;

$$\alpha_{кб} = 0,245 (W_{воз} + V_{тб})^{0,6} \nu^{-0,6} \lambda D_{б}^{-0,4}.$$

После модернизации аналогичный тепловой поток формируется в глухом пространстве между стенками печи и теплообменника:

$$q_{л}^{бпос} = \epsilon_{пр} C_0 10^{-8} [(t_{б} + 273)^4 - (t_{ст}^{вн} + 273)^4],$$

$$q_{к}^{бпос} = \frac{t_{б} - t_{ст}^{вн}}{\pi D_{1к} R_{бy}},$$

где приведенный коэффициент лучеиспускания замкнутой системы, состоящей из двух поверхностей.

$$\epsilon_{пр} = \left[\epsilon_{б}^{-1} + \frac{D_{б}}{D_{ст}^{вн}} (\epsilon_{ст}^{-1} - 1) \right]^{-1}$$

и тепловое сопротивление воздушного кольцевого пространства толщиной $\Delta R_{бy}$ между поверхностью барабана и ограждающим коробом после модернизации

$$R_{бy} = (2\pi\lambda_{эк})^{-1} \ln \frac{D_{1к} - 2\delta_{к}}{D_{б}}.$$

Входящий в это уравнение показатель $\lambda_{эк}$ представляет собой коэффициент теплопроводности воздуха в глухой камере, который в отличие от неподвижного ($\lambda_{в}$) слоя учитывает влияние естественной конвекции [53]:

$$\lambda_{эк} = 0,18 Gr^{0,25} Pr^{0,5} \lambda_{в},$$

$$Gr = \frac{9,81(D_{1к} - 2\delta_{к} - D_{б})^3 (t_{б} - t_{ст}^{вн})}{[0,5(t_{б} + t_{ст}^{вн}) + 273] \nu^2}.$$

где $t_{ст}^{вн}$ – температура стенки теплообменника со стороны глухой камеры.

Линейные плотности тепловых потоков до и после модернизации в начале и в конце участка утилизации $L_{б}$ определим так:

$$q_1^{бдо} = (q_{л}^{до} + q_{к}^{до}) \pi D_{б},$$

$$q_1^{бдо} = (q_{л}^{пос} + q_{к}^{пос}) \pi D_{1к}.$$

Далее запишем уравнения теплопередачи и теплового баланса для рабочего потока (т. е. полезной теплоты) в теплообменнике:

$$Q_{тп}^{пол} = \varphi [0,5(q_{1вх}^{бпос} + q_{1вх}^{пос}) - 0,5(q_{1пот}^{вх} + q_{1пот}^{вых})] L_{б},$$

$$Q_{тб}^{пол} = G_{к} [(ct_{к})^{вых} - (ct_{к})^{вх}],$$

где $q_{1пот}^{вх,вых}$ – линейная плотность теплотерь через поверхность изоляции

теплообменника:

$$q_{\text{Пот}}^{\text{ВХ,ВЫХ}} = \alpha_{\text{Н}} (t_{\text{СТ}}^{\text{НВХ,ВЫХ}} - t_{\text{ОКР}}) \pi (D_{\text{СТ}}^{\text{Н}} + 2\delta_{\text{ИК}}),$$

$\alpha_{\text{Н}}$ – коэффициент теплоотдачи, определяющий степень охлаждения наружного кожуха утилизационного устройства окружающим потоком воздуха:

$$\alpha_{\text{Н}} = 0,245 (W_{\text{ВОЗ}} v_{\text{ВОЗ}}^{-1})^{0,6} \lambda_{\text{ВОЗ}} (D_{\text{СТ}}^{\text{Н}} + 2\delta_{\text{ИК}})^{-0,4}.$$

Коэффициент теплоотдачи $\alpha_{\text{К}}$ в теплообменнике изнутри определяется размерами канала и теплофизическими свойствами теплоносителя:

если $Re \geq 10^4$, тогда

$$\alpha_{\text{К}} = 0,021 (W_{\text{К}} v_{\text{К}}^{-1})^{0,8} Pr_{\text{К}}^{0,43} (D_{2\text{К}} - D_{1\text{К}})^{-0,2} \lambda_{\text{К}};$$

в противном случае

$$\alpha_{\text{К}} = 0,33 (W_{\text{К}} v_{\text{К}}^{-1})^{0,5} Pr_{\text{К}}^{0,43} (D_{2\text{К}} - D_{1\text{К}})^{-0,5} \lambda_{\text{К}}.$$

Температуру внутренней стенки $t_{\text{КБ}}^{\text{ВН}}$ теплообменника со стороны барабана определим из уравнения теплопроводности так:

если $b_{\text{СТ}} = 0$, тогда $t_{\text{КБ}}^{\text{ВН}} = t_{\text{СТ}}^{\text{ВН}} - \frac{q_1^{\text{бпос}}}{2\pi\lambda_{\text{СТ}}^0} \ln \frac{D_{1\text{К}}}{D_{\text{СТ}}^{\text{ВН}}}$; в противном случае

$$t_{\text{КБ}}^{\text{ВН}} = t_{\text{КБ1}}^{\text{ВН}} = -b_{\text{СТ}}^{-1} + \left[(b_{\text{СТ}}^{-1} + t_{\text{СТ}}^{\text{ВН}})^2 - \frac{q_1^{\text{бпос}}}{\pi b_{\text{СТ}} \lambda_{\text{СТ}}^0} \ln \frac{D_{1\text{К}}}{D_{\text{СТ}}^{\text{ВН}}} \right]^{0,5}.$$

С другой стороны температуру $t_{\text{КБ}}^{\text{ВН}}$ можно вычислить, исходя из учёта сопротивления $R_{\text{К}}^{\text{ВН}}$ пограничного слоя:

$$t_{\text{КБ}}^{\text{ВН}} = t_{\text{КБ2}}^{\text{ВН}} = t_{\text{К}} + q_1^{\text{бпос}} R_{\text{К}}^{\text{ВН}},$$

$$R_{\text{К}}^{\text{ВН}} = [\pi (D_{2\text{К}} - D_{1\text{К}}) \alpha_{\text{К}}]^{-1}.$$

Можно считать, что сопротивления пограничных слоёв $R_{\text{К}}^{\text{ВН}}$ и коэффициенты теплоотдачи $\alpha_{\text{К}}$ на обеих стенках ($D_{1\text{К}}$ и $D_{2\text{К}}$) теплообменника изнутри примерно одинаковы. Следовательно, температуру противоположной (со стороны теплоизоляции) внутренней стенки теплообменника $t_{\text{КИ}}^{\text{ВН}}$ можно вычислить по формуле, аналогичной $t_{\text{КБ}}^{\text{ВН}} = t_{\text{КБ2}}^{\text{ВН}}$, с учётом теплового потока $q_{\text{Пот}}$, представляющего собой величину потерь в окружающую среду через теплоизоляцию:

$$t_{\text{КИ}}^{\text{ВН}} = t_{\text{К}} - q_{\text{Пот}} R_{\text{К}}^{\text{ВН}},$$

где $q_{\text{Пот}} = q_{\text{Пот}}^{\text{ВХ,ВЫХ}}$ (на входе и выходе из уч $L_{\text{б}}$) вычисляется по формуле, приведенной выше.

Температура стенки теплообменника t_K^H (рис.10.11) на границе с его изоляцией определяется уравнениями теплопроводности, записанными как со стороны стенки с температурой t_{KH}^{BH} , так и со стороны наружной стенки теплоизоляции с температурой t_{CT}^H :

если $b_{CT} = 0$, тогда $t_K^H = t_{KH}^{BH} - \frac{q_{I\text{пот}}}{2\pi\lambda_{CT}^0} \ln \frac{D_{CT}^H}{D_{2K}}$; в противном случае

$$t_K^H = -b_{CT}^{-1} + \left[(b_{CT}^{-1} + t_{KH}^{BH})^2 - \frac{q_{I\text{пот}}}{\pi b_{CT} \lambda_{CT}^0} \ln \frac{D_{CT}^H}{D_{2K}} \right]^{0,5};$$

если $b_{ИК} = 0$, тогда $t_K^H = t_{CT}^H + \frac{q_{I\text{пот}}}{2\pi\lambda_{ИК}^0} \ln \frac{D_{CT}^H + 2\delta_{ИК}}{D_{CT}^H}$; в противном случае

$$t_K^H = -b_{ИК}^{-1} + \left[(b_{ИК}^{-1} + t_{CT}^H)^2 - \frac{q_{I\text{пот}}}{\pi b_{ИК} \lambda_{ИК}^0} \ln \frac{D_{CT}^H + 2\delta_{ИК}}{D_{CT}^H} \right]^{0,5}.$$

Приведенные уравнения положены в основу создания упомянутых файлов ВрП5, ВрП6 и ВрП7 по расчёту основных температурных показателей коаксиального буферного теплообменника, использующего в качестве теплоносителя воздух или воду.

Технико-экономические показатели, определяющие целесообразность такой модернизации печи, вычисляются по упрощённым формулам [108, 106]:

– удельная экономия теплоты за счёт установки утилизационного устройства в расчёте на 1м его длины в течение 1-го часа:

$$\Delta Q_{ЭК}^Ч = 0,5[(q_{IВХ}^{бдо} + q_{IВЫХ}^{бдо}) - \varphi(q_{I\text{пот}}^{ВХ} + q_{I\text{пот}}^{ВЫХ})];$$

– дисконтированная прибыль за весь период ($T_{П}$ лет) эксплуатации утилизационного устройства (теплообменника) в расчёте на 1м его длины:

$$NPV = \Delta Q_{ЭК}^Ч \tau_{И} r^{-1} [1 - (1+r)^{-T_{П}}] - K_{уд},$$

– расчётный срок окупаемости затраченных средств на изготовление и отладку работы утилизационного устройства:

$$T_{ок} = K_{уд} (\Delta Q_{ЭК}^Ч C_q \tau_{И})^{-1},$$

где $\tau_{И}$ – число часов использования утилизационного устройства в течение года; r – банковский процент увеличения денежного вклада (в долях от единицы); $T_{П}$ – планируемый период службы утилизационного устройства; $K_{уд}$ – стоимость монтажа и отладки работы утилизационного устройства в расчёте на 1 м его длины; C_q – цена теряемой теплоты.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.

1. Путём соответствующего анализа показано, что утилизация теплоты, теряемой от горячих поверхностей печи, может быть выполнена без существенного нарушения теплового режима её работы в целом.

2. Рассмотрены, проанализированы и сделаны оценки двух вариантов утилизации теплоты, теряемой с горячих поверхностей печи в окружающую среду. Обращено внимание на то обстоятельство, что в процессе утилизации теплоты необходимо соблюдать определённые условия её отвода во избежание нарушения теплового режима работы печи, предусмотренного технологией производства продукции.

3. Первый вариант модернизации предусматривает полную замену теплоизоляционных материалов печи, устанавливаемых по обе стороны её металлического корпуса, т. е. изнутри и снаружи.

4. Второй вариант модернизации предусматривает установку коаксиальных теплообменников со стороны наружной стенки печи, не изменяя состояние её теплоизоляции изнутри.

5. Разработаны программные средства (ЦЗВ4, ВрП5, ВрП6, ВрП7 и др.), позволяющие путём многочисленных расчётов определять различные показатели, сопутствующие реализации того или иного варианта модернизации печи. Их рекомендуется использовать как при разработке новых печей, так и при разработке соответствующих устройств, направленных на утилизацию теплоты действующих печей.

10.5. Основные направления повышения эффективности теплосилового хозяйства завода по выпуску автошин.

В ряде случаев внедрение результатов выполненных работ в условиях современного производства и установившихся традиций сопряжено с адекватной перестройкой некоторых устоев в области инженерной практики. Поэтому в свете Директивы №3 Президента РБ от 14 июня 2007г. успех дальнейшего решения поставленных задач и результатов внедрения энергосберегающих технологий на производстве во многом зависит от совместных и согласованных усилий и производственников и сотрудников НИИ.

10.5.1. Состояние вопроса и постановка задачи.

Основным теплоносителем, используемым в ОАО «Белшина», является перегретый пар с давлениями 19 и 12 кгс/см², с температурами 240, 220 °С в количестве 18 – 20 т/ч каждого из параметров, Пар поступает из отборов турбин Бобруйской ТЭЦ-2. Возврат конденсата на ТЭЦ – порядка 16 % от суммарного количества поступающего пара.

Беглое ознакомление с технологическими процессами в цехах заводов ОАО «Белшина» даёт основания утверждать, что многие из них осуществляются при нерациональном использовании потенциальных возможностей теплоносителей. В связи с этим ниже даны критические замечания по этому поводу и излагаются некоторые соображения по поводу повышения эффективности производства в плане энергосбережений.

10.5.2. Редукционные клапана, как вспомогательное оборудование в системе пароснабжения.

Согласно технологии производства установленное оборудование в цехах ОАО «Белшина» потребляет пар разного количества и разных давлений в пределах от 19 до 3 кгс/см². Это достигается путём дросселирования первоначального пара 19 и 12 кгс/см², поступающего от ТЭЦ в ряде редукционных клапанов (РК), установленных перед однотипными группами потребителей, в основном в форматорах вулканизаторов.

Настораживает сам факт редуцирования пара на производстве в целях доведения его до определённых параметров, предусматриваемых технологическим процессом при его использовании. В термодинамическом отношении процесс дросселирования пара – это процесс снижения его давления с заведомо регламентированными потерями эксергии (работоспособности) теплоносителя, что вступает в противоречие с политикой энергосбережения.

В качественном отношении используемые редукционные клапана можно рассортировать по группам («рассечения»):

- для пара 19 кгс/см² – 19/15; 19/14,5; 19/12,5; 19/10; 19/8,5; 9/4; 19/3;
- для пара 12 кгс/см² – 12/8; 12/3.

В свете изложенного такое разнообразие в потребностях технологического пара разных параметров ($P = 19; 15; 14,5; 12,5; 10; 8,5; 4; 3$ и $8; 3$) свидетельствует о целесообразности изучения этого вопроса на производстве более детально в ожидании большой вероятности его положительного результата. Одновременно появляется возможность рассмотрения соответствия между температурами теплоносителя за установленными редукторами и температурами, отвечающими технологическим требованиям отдельных установок.

10.5.3. Вариант модернизации технологического процесса в вулканизаторе путём сохранения силового потенциала теплоносителя.

Редукционные клапана – это не единственное место эксергетических потерь в широком спектре технологий заводов, использующих потенциалы теплоносителей в виде пара и конденсата. В порядке примера проследим процесс использования пара 6 – 8 кгс/см² в форматоре вулканизатора старой конструкции. После отдачи своей теплоты парообразования в специальной камере, именуемой «котлом», он возвращается в виде сбрасываемого конденсата при атмосферном давлении и соответствующей температуре. Очевидно, что по мере прохождения своего технологического тракта этот пар претерпевает определённую метаморфозу.

Положим, что в РК поступает пар с давлением $P = 12$ кгс/см² и с температурой $t_{\text{пп}} = 220^{\circ}\text{C}$. После РК 12/8 согласно диаграмме $i-s$ при давлении $P = 8$ кгс/см² его энтальпия $i_{\text{пп}} = 684,7$ ккал/кг остаётся прежней, Температура снижается до уровня $t_{\text{пп}} = 211,5^{\circ}\text{C}$. Поступая в «котёл» форматора вулканизатора, этот пар прессует заготовку и одновременно, отдавая свою теплоту

изделию, подвергается охлаждению через стенку поверхности так называемой «диафрагмы», с другой стороны которой циркулирует «охлаждающая вода». В результате первоначальное состояние теплоносителя ($P = 8 \text{ кгс/см}^2$ и $t_{\text{пп}} = 211,5^\circ\text{C}$) изменяется с образованием конденсата на охлаждаемой поверхности, т. е. «диафрагмы». Причём, по аналогии с тем, как это происходит в конденсаторе паровой турбины, температура этого конденсата определяется в основном температурой охлаждающей воды (с учётом термического сопротивления ограждающей стенки), которая по сути дела и определяет температуру насыщения (конденсации) этого пара, а следовательно и уровень падения его давления от первоначального $P = 8 \text{ кгс/см}^2$ до $1 < P_{\text{к}} < 8 \text{ кгс/см}^2$.

В настоящее время большинство действующих форматоров вулканизаторов на заводах ОАО «Белшина» работают именно так, как это описано в приведенном примере, с образованием конденсата порядка $t_{\text{к}} = 90 - 100^\circ\text{C}$ при давлении $P_{\text{к}} = 1 \text{ кгс/см}^2$. Как видно, в этом случае, также, как и в РК имеет место процесс редуцирования пара от $P = 8 \text{ кгс/см}^2$ до $P_{\text{к}} = 1 \text{ кгс/см}^2$, но только с одновременным отводом теплоты: сначала теплоты парообразования при давлении $P = 8 \text{ кгс/см}^2$, а затем дополнительной теплоты парообразования при конечном давлении $P_{\text{к}} = 1 \text{ кгс/см}^2$. Далее образовавшийся конденсат из форматора вулканизатора удаляется.

Как видно, процесс неявного редуцирования пара (8/1) в форматоре вулканизатора позволяет отвести от «котла» несколько большую (при $P = 1 \text{ кгс/см}^2$) теплоту парообразования в сравнении с той, которая отводится при давлении $P = 8 \text{ кгс/см}^2$. Выигрыш несущественный. При $P = 8 \text{ кгс/см}^2$ теплота парообразования $r_8 = i_{\text{пп}} - i_{\text{к}} = 661,0 - 171,4 = 489,6 \text{ ккал/кг}$; при $P = 1 \text{ кгс/см}^2$ $r_1 = i_{\text{пп}} - i_{\text{к}} = 639,1 - 99,1 = 540,0 \text{ ккал/кг}$. Таким образом, для того, чтобы получить дополнительный отвод теплоты от «котла» (положим, в количестве $\Delta r = r_1 - r_8 = 540,0 - 489,6 = 50,4 \text{ ккал/кг}$), в вулканизатор со стороны охлаждаемой стенки диафрагмы подаётся вода с температурой ($t_{\text{в}}$) менее, чем температура кипения ($t_{\text{к}}$) воды при давлении, положим, 1 кгс/см^2 , т. е. $t_{\text{в}} < t_{\text{к}} \leq 99,1^\circ\text{C}$. Очевидно, что такой, предусмотренный проектом «технологический процесс» также противоречит повсеместной политике энергосбережения, как реализация нерационального использования имеющегося потенциала теплоносителя. Оправданием этого феномена может быть только одно обстоятельство: устаревшая технология производства.

Обратимся к цифрам. Как уже отмечалось, при давлении $P = 8 \text{ кгс/см}^2$ и температуре $t_{\text{пп}} = 211,5^\circ\text{C}$ энтальпии перегретого пара и конденсата соответственно равны: $i_{\text{пп}} = 684,7 \text{ ккал/кг}$, $i_{\text{к}} = 171,4 \text{ ккал/кг}$. Из этого следует, что в случае, если температура наружной стенки «диафрагмы» в закрытом объёме «котла» удерживается на уровне температуры насыщенного пара ($t_{\text{пп}} = 169,6^\circ\text{C}$), тогда изделию и соответственно охлаждаемой воде по дру-

гую сторону той же «диафрагмы» передаётся теплота в количестве $\Delta i_8 = 684,7 - 171,4 = 513,3$ ккал/кг. Причём, теплота $\Delta i_8 = 513,3$ ккал/кг включает в себя теплоту перегрева пара порядка $\Delta i_{пе} = i_{пп} - i_{нп} = 687,4 - 661,0 = 23,7$ ккал/кг и теплоту парообразования $r_8 = i_{нп} - i_k = r_8 = 661,0 - 171,4 = 489,6$ ккал/кг, т. е. $\Delta i_8 = \Delta i_{пе} + r_8 = 23,7 + 489,6 = 513,3$ ккал/кг. Соответственно давление в «котле» стабилизируется на уровне $P = 8$ кгс/см². Дальнейшее, как уже отмечалось, снижение температуры охлаждающей воды от первоначального уровня порядка $t_{пп} = 169,6$ °С до $t_{пп} = 99,1$ °С $\approx i_k = 99,1$ ккал/кг (что, в сущности, и происходит), приводит к адекватному снижению давления в «котле» до значения $P = 1$ кгс/см². При этом через «диафрагму» от теплоносителя передаётся теплота: $\Delta i_1 = 684,7 - 99,1 = 585,6$ ккал/кг, т. е. больше на $\Delta i_{g1} = 585,6 - 513,3 = 72,3$ ккал/кг. Соответственно в процентах: больше на $100 \cdot 72,3 / 513,3 = 14,85$ %. Как уже отмечалось, сумма $\Delta i_{g1} = 585,6 - 513,3 = 72,3$ ккал/кг включает в себя: изменение теплоты парообразования порядка $\Delta r = r_1 - r_8 = 540,0 - 489,6 = 50,4$ ккал/кг и теплоту перегрева пара порядка $\Delta i_{пе} = i_{пп} - i_{нп} = 687,4 - 661,0 = 23,7$ ккал/кг.

Каждый из двух примерных режимов работы вулканизатора имеет свои «за» и «против».

Первый из них, предусматривающий слив конденсата при температуре порядка $t_k = 90 - 100$ °С и при давлении $P_k = 1$ кгс/см² уже отработан годами. Здесь ценой снижения давления теплоносителя от $P = 8$ кгс/см² до $P = 1$ кгс/см² используется дополнительное тепловыделение в объёме «котла» равное $\Delta i_{g1} = 585,6 - 513,3 = 72,3$ ккал/кг. Далее, как этого требует технология процесса производства, пройдя через изделие, упомянутая теплота теряется.

Второй – требует соответствующего изменения технологического процесса таким образом, чтобы в объёме «котла» сохранялось первоначальное давление теплоносителя $P = 8$ кгс/см² в виде конденсата с температурой порядка $t_{нп} = 169,6$ °С и способного к последующему использованию, например, в теплообменнике. Ценой такого изменения режима тепловыделение в объёме «котла» соответственно снизится на ту же величину $\Delta i_{g1} = 585,6 - 513,3 = 72,3$ ккал/кг. «Компенсацию» этого недостатка теплоты следует осуществлять путём увеличения расхода теплоносителя во втором режиме вулканизатора (D_8) в сравнении с первым (D_1) в $D_8 / D_1 = \Delta i_1 / \Delta i_8 = 585,6 / 513,3 = 1,141$ раз.

На основании ориентировочных подсчётов следует, что организация такого режима работы вулканизатора позволяет от каждого килограмма отработанного пара дополнительно использовать потенциал его конденсата $\Delta i_{g1} = 72,3$ ккал/кг практически с тем же первоначальным давлением – $P = 8$ кгс/см². При потреблении пара в количестве $D = 20$ т/ч этот потенциал составляет порядка $72,3 \cdot 20\ 000 = 1,45 \cdot 10^6$ ккал/ч = 1,45 Гкал/ч $\approx 1\ 600$ Гкал/год.

При стоимости теплоты $C_q = 108$ тыс. руб/Гкал это адекватно денежным затратам в размере $11600 \cdot 0,108 = 1250$ млн руб/год.

Итак, во втором режиме на выходе из форматора вулканизатора теплоноситель (в виде конденсата) сохраняет давление близкое к первоначальному, т. е. порядка $P = 8$ кгс/см² и температуру близкую к температуре насыщения – $t_{\text{нп}} \approx 169,6$ °С. В первом – $P = 1$ кгс/см², $t_{\text{нп}} \approx 99,1$ °С. Очевидно, что по своим энергетическим качествам конденсат на выходе из вулканизатора, работающего по второму режиму, более ценен.

В дальнейшем сопоставление обоих режимов работы вулканизатора следует выполнять применительно к конкретному проекту модернизации и по доминирующим показателям. Сейчас можно акцентировать внимание только на такие из них, как сохранение работоспособности теплоносителя после отдачи теплоты конденсации в «котле» и его утилизация. Кроме того, при переходе на второй режим работы вулканизатора появляются дополнительные «трудности» обеспечения температуры охлаждающей воды на уровне порядка $t_{\text{нп}} \approx 169,6$ °С. В порядке одного из вариантов, в этом случае путём рециркуляции может быть использован несколько охлаждённый собственный конденсат первоначального теплоносителя при $P \leq 8$ кгс/см² и $t_{\text{в}} \leq 169,6$ °С.

10.5.4. Вариант модернизации вулканизатора путём замены пара на инертные газы.

Согласно утверждениям технологов в объединении ОАО «Белшина» неоднократно поднимался вопрос и проводились эксперименты (с положительным результатом) по замене пара, как теплоносителя другим рабочим телом, например, азотом или его смесью с другими инертными газами. Такой вариант модернизации технологического процесса на производстве представляет практический интерес в том отношении, что по ходу решения основных задач по выпуску основной продукции появляются широкие возможности одновременной модернизации всего теплосилового хозяйства предприятия как в направлении утилизации теплоты, так и в направлении создания собственного независимого энергокомплекса.

Решение такой проблемы требует отдельных предварительных исследований в направлении адаптации действующего оборудования заводов ОАО «Белшина» и их готовности к переходу на новые технологии производства. Даже частичный переход на использование нетрадиционных теплоносителей (азота, либо обыкновенных, предварительно обескислороженных продуктов сгорания) требует решения последующей задачи их производства на территории заводов. В качестве таких источников упомянутых теплоносителей следует принимать либо ГТУ или ГПА с их высокими технико-экономическими показателями, либо известные традиционные или модернизированные источники тепло- и электроэнергии, работающие на углеводородном топливе.

Принимая во внимание известную неустойчивость в сферах ценовой политики, основанной на рыночных отношениях между партнёрами, любое повышение эффективности действующего оборудования, включая и энергетическое, следует рассматривать как нормальную повседневную политику в плане энергосбережения, которая всегда будет оправдана. Выработка тепло- и электроэнергии высокоэффективными средствами собственного оборудования в условиях рынка – это наиболее рациональный путь решения задач по обеспечению мер роста конкурентоспособности производства в условиях воздействия внешних факторов.

10.5.5. Паропреобразователь, как средство решения проблем с загрязнённым конденсатом.

В отличие паротурбинных ТЭЦ оборудование заводов ОАО «Белшина» менее требовательно к качеству воды и пара. Поэтому вариант создания собственных контуров циркуляции конденсата и технической воды позволит существенным образом упростить решение ряда проблем с возвратом конденсата на ТЭЦ. Кроме того, технологические возможности неоднократного использования загрязнённого конденсата открывают некоторые пути к повышению эффективности работы оборудования на уровне изобретений и рационализаторских предложений.

Как уже отмечалось, в настоящее время возврат конденсата на ТЭЦ составляет 16 %, т. е. это означает, что при наличии паропреобразовательных установок остальные 84 % конденсата будут также возвращены на ЭЦ. При стоимости конденсата порядка 9 тыс. руб/т составляющая по экономии денежных средств завода за счёт возврата 84 % конденсата от потребляемого расхода пара порядка 20т/ч, составит $0,84 \cdot 20 \cdot 9 = 0,151$ млн руб/ч. В течение года (при $\tau_{исп} = 8000$ ч/год) это позволит сэкономить на заводе $0,151 \cdot 8000 = 1208$ млн руб/год.

10.5.6. Контроль и оценка теплотерь в паропроводах.

Водяной пар на заводах ОАО «Белшина» является одним из основных энергоносителей, используемых в ряде технологических процессов, реализуемых в цехах. Поэтому состояние изоляции паропроводов и уровень теплотерь в них требуют постоянного контроля.

В условиях производства теплотери в паропроводах следует контролировать систематически и попеременно: путём периодических расчётов и путём непосредственных измерений определённых показателей их уровня в сравнении с установленными нормами.

В настоящее время имеются так называемые теплофизические методы расчёта теплотерь в паропроводах, основанные на размерах, свойствах изоляции и самих труб. Как правило, такие расчёты выполняются в разовых порядках в конструкторских бюро и с целью исследования влияния определённых факторов. Кроме того, по мере необходимости они (в виде программного обеспечения) могут применяться в системах автоматического регулирования по заведомо разработанным алгоритмам.

Теплофизический метод расчёта теплотерь в паропроводе (а также и в конденсатопроводе) может быть представлен Заказчику в виде целенаправ-

Таблица 10.3.

Сопоставление табличных (СНИП 2.04.14-88) значений теплопотерь с расчётными по формулам аппроксимации.

В первой строке - табличные значения потерь согласно установленным нормам; во второй - расчётные показатели; в третьей - отклонения расчётных значений теплопотерь от табличных данных.

№, №	Услов. диа- метр	Средняя температура теплоносителя												
		20	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600
п / п	Д _в , мм	Нормы линейной плотности теплового потока, q ^л , Вт/м.												
		У ₁	У ₂	У ₃	У ₄	У ₅	У ₆	У ₇	У ₈	У ₉	У ₁₀	У ₁₁	У ₁₂	У ₁₃
1	15,0	4,0	10,0	20,0	30,0	42,0	55,0	68,0	83,0	99,0	115,0	133,0	152,0	172,0
		5,0	10,9	21,6	33,5	46,5	60,7	76,0	92,4	109,9	128,5	148,2	169,1	191,0
Откл.	%	23,82	8,55	8,04	11,67	10,79	10,35	11,73	11,30	11,00	11,76	11,47	11,24	11,05
2	20,0	5,0	11,0	22,0	34,0	47,0	60,0	75,0	91,0	108,0	127,0	147,0	167,0	188,0
		5,4	11,6	22,9	35,3	48,9	63,6	79,5	96,5	114,6	133,8	154,2	175,7	198,3
Откл.	%	7,31	5,33	3,98	3,87	4,04	6,03	5,97	6,01	6,10	5,38	4,89	5,19	5,45
3	25,0	5,0	13,0	25,0	37,0	52,0	66,0	82,0	99,0	117,0	137,0	158,0	180,0	203,0
		5,8	12,3	24,1	37,1	51,2	66,5	83,0	100,5	119,2	139,1	160,1	182,2	205,4
Откл.	%	15,54	-5,28	-3,46	0,31	-1,45	0,80	1,17	1,55	1,92	1,53	1,32	1,22	1,20
4	40,0	7,0	15,0	29,0	44,0	59,0	77,0	95,0	115,0	136,0	158,0	182,0	206,0	232,0
		7,0	14,5	27,9	42,4	58,2	75,1	93,2	112,5	133,0	154,6	177,5	201,5	226,7
Откл.	%	0,01	-3,52	-3,91	-3,54	-1,37	-2,43	-1,85	-2,15	-2,21	-2,12	-2,49	-2,19	-2,30
5	50,0	7,0	17,0	31,0	47,0	64,0	82,0	102,0	123,0	145,0	168,0	193,0	219,0	246,0
		7,8	15,9	30,3	45,9	62,7	80,8	100,0	120,4	142,0	164,8	188,8	214,1	240,5
Откл.	%	11,55	-6,53	-2,21	-2,27	-1,96	-1,52	-2,00	-2,14	-2,08	-1,90	-2,16	-2,25	-2,23
6	65,0	9,0	19,0	36,0	54,0	72,0	93,0	114,0	137,0	162,0	187,0	214,0	243,0	272,0
		9,0	18,0	33,9	51,1	69,4	89,0	109,9	131,9	155,2	179,7	205,5	232,6	260,9
Откл.	%	0,10	-5,31	-5,76	-5,41	-3,55	-4,26	-3,63	-3,71	-4,19	-3,88	-3,96	-4,29	-4,09
7	80,0	10,0	21,0	39,0	58,0	77,0	99,0	122,0	147,0	172,0	200,0	228,0	258,0	279,0
		10,2	20,1	37,5	56,1	76,0	97,1	119,5	143,2	168,1	194,3	221,8	250,6	280,7
Откл.	%	1,96	-4,49	-3,92	-3,24	-1,29	-1,88	-2,03	-2,60	-2,26	-2,84	-2,71	-2,86	0,61
8	100,0	11,0	24,0	43,0	64,0	85,0	109,0	134,0	160,0	187,0	216,0	247,0	278,0	311,0
		11,8	22,8	42,1	62,7	84,5	107,7	132,1	157,8	184,8	213,2	242,9	274,0	306,4
Откл.	%	6,89	-5,16	-2,10	-2,06	-0,55	-1,22	-1,43	-1,37	-1,15	-1,29	-1,65	-1,45	-1,48
9	125,0	12,0	27,0	49,0	70,0	93,0	122,0	149,0	178,0	208,0	240,0	273,0	308,0	344,0
		13,7	26,1	47,7	70,6	94,9	120,4	147,3	175,5	205,0	236,0	268,3	302,1	337,3
Откл.	%	13,98	-3,46	-2,62	0,92	2,01	-1,31	-1,17	-1,42	-1,42	-1,67	-1,70	-1,91	-1,94
10	150,0	14,0	30,0	54,0	77,0	102,0	134,0	164,0	194,0	226,0	260,0	296,0	333,0	372,0
		15,6	29,3	53,2	78,3	104,8	132,7	161,9	192,5	224,5	257,9	292,8	329,1	367,0
Откл.	%	11,17	-2,39	-1,54	1,75	2,79	-0,99	-1,30	-0,79	-0,68	-0,82	-1,09	-1,16	-1,35
11	200,0	18,0	37,0	65,0	93,0	122,0	159,0	194,0	228,0	266,0	305,0	345,0	387,0	431,0
		19,2	35,5	63,6	93,0	123,8	156,0	189,5	224,6	261,1	299,1	338,7	379,9	422,7
Откл.	%	6,89	-4,09	-2,16	0,03	1,48	-1,91	-2,30	-1,50	-1,84	-1,92	-1,82	-1,83	-1,92
12	250,0	21,0	43,0	75,0	106,0	138,0	179,0	215,0	254,0	294,0	337,0	381,0	426,0	474,0
		22,8	41,4	73,5	106,8	141,5	177,7	215,3	254,4	295,1	337,3	381,2	426,8	474,1
Откл.	%	8,56	-3,70	-2,07	0,77	2,57	-0,73	0,14	0,16	0,36	0,10	0,06	0,19	0,03
13	300,0	25,0	49,0	84,0	118,0	155,0	198,0	239,0	280,0	324,0	370,0	418,0	467,0	518,0
		26,2	47,1	82,8	119,8	158,2	198,0	239,4	282,2	326,7	372,8	420,6	470,2	521,6
Откл.	%	4,99	-3,93	-1,44	1,55	2,08	0,02	0,15	0,79	0,82	0,75	0,62	0,68	0,69
14	350,0	28,0	55,0	93,0	131,0	170,0	218,0	261,0	306,0	353,0	403,0	454,0	507,0	561,0
		29,6	52,5	91,7	132,2	174,0	217,2	261,9	308,2	356,2	405,8	457,2	510,5	565,6
Откл.	%	5,73	-4,51	-1,40	0,88	2,33	-0,37	0,36	0,73	0,90	0,69	0,71	0,68	0,83
15	400,0	30,0	61,0	102,0	142,0	185,0	236,0	282,0	330,0	380,0	433,0	487,0	543,0	601,0
		32,9	57,8	100,2	143,9	188,9	235,3	283,2	332,7	383,9	436,8	491,5	548,1	606,7
Откл.	%	9,60	-5,28	-1,75	1,34	2,11	-0,29	0,44	0,82	1,02	0,87	0,92	0,94	0,95
16	450,0	33,0	65,0	109,0	152,0	197,0	252,0	301,0	351,0	404,0	460,0	516,0	575,0	638,0
		36,1	62,9	108,4	155,2	203,2	252,6	303,5	355,9	410,1	466,0	523,7	583,5	645,3
Откл.	%	9,35	-3,25	-0,52	2,08	3,14	0,24	0,82	1,41	1,50	1,30	1,50	1,48	1,14
17	500,0	36,0	71,0	119,0	166,0	211,0	271,0	322,0	376,0	431,0	491,0	550,0	612,0	672,0
		39,2	67,9	116,4	166,1	217,0	269,2	322,9	378,1	435,1	493,8	554,4	617,1	681,8
Откл.	%	8,99	-4,41	-2,18	0,04	2,82	-0,67	0,27	0,56	0,94	0,57	0,80	0,83	1,46
18	600,0	42,0	82,0	136,0	188,0	240,0	306,0	363,0	422,0	483,0	548,0	614,0	684,0	754,0
		45,4	77,6	131,9	187,1	243,5	301,0	360,0	420,4	482,6	546,5	612,4	680,4	750,7
Откл.	%	8,12	-5,37	-3,02	-0,46	1,44	-1,63	-0,84	-0,37	-0,09	-0,27	-0,26	-0,52	-0,44
19	700,0	48,0	92,0	151,0	209,0	264,0	337,0	399,0	463,0	529,0	599,0	672,0	745,0	820,0
		51,5	87,2	147,2	207,9	269,5	332,2	396,2	461,6	528,7	597,6	668,5	741,5	817,0
Откл.	%	7,29	-5,19	-2,51	-0,52	2,10	-1,41	-0,70	-0,30	-0,06	-0,24	-0,53	-0,47	-0,37
20	800,0	53,0	103,0	167,0	213,0	292,0	371,0	438,0	507,0	579,0	654,0	733,0	811,0	892,0
		57,6	97,0	162,9	229,2	296,3	364,2	433,3	503,8	575,8	649,7	725,6	803,8	884,5
Откл.	%	8,68	-5,82	-2,46	7,62	1,46	-1,83	-1,07	-0,64	-0,55	-0,66	-1,01	-0,89	-0,85
21	900,0	59,0	113,0	184,0	253,0	319,0	405,0	477,0	551,0	628,0	709,0	793,0	877,0	962,0
		63,8	107,2	179,5	251,9	324,8	398,4	473,0	548,8	626,2	705,4	786,8	870,5	956,9
Откл.	%	8,17	-5,12	-2,46	-0,43	1,81	-1,64	-0,85	-0,40	-0,28	-0,50	-0,78	-0,74	-0,53
22	1000,0	65,0	124,0	201,0	275,0	346,0	438,0	516,0	595,0	677,0	763,0	853,0	930,0	1033,0
		70	118	198	277	356	436	517	599	682	768	855	945	1038
Откл.	%	8,07	-4,76	-1,74	0,63	2,94	-0,44	0,17	0,64	0,78	0,60	0,24	1,62	0,48

Приложение 4. Нормы плотности теплового потока через изолированную поверхность оборудования и трубопроводов с положительными температурами.

Таблица 1, стр. 15. Нормы плотности теплового потока при расположении на открытом воздухе и числе часов работы в год более 5000.

№, №	Услов. диаметр	Средняя температура теплоносителя												
		20	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600
п / п	Dy, мм	Нормы линейной плотности теплового потока, q^h , Вт/м.												
		Y ₁	Y ₂	Y ₃	Y ₄	Y ₅	Y ₆	Y ₇	Y ₈	Y ₉	Y ₁₀	Y ₁₁	Y ₁₂	Y ₁₃
1	15,0	4,0	10,0	20,0	30,0	42,0	55,0	68,0	83,0	99,0	115,0	133,0	152,0	172,0
2	20,0	5,0	11,0	22,0	34,0	47,0	60,0	75,0	91,0	108,0	127,0	147,0	167,0	188,0
3	25,0	5,0	13,0	25,0	37,0	52,0	66,0	82,0	99,0	117,0	137,0	158,0	180,0	203,0
4	40,0	7,0	15,0	29,0	44,0	59,0	77,0	95,0	115,0	136,0	158,0	182,0	206,0	232,0
5	50,0	7,0	17,0	31,0	47,0	64,0	82,0	102,0	123,0	145,0	168,0	193,0	219,0	246,0
6	65,0	9,0	19,0	36,0	54,0	72,0	93,0	114,0	137,0	162,0	187,0	214,0	243,0	272,0
7	80,0	10,0	21,0	39,0	58,0	77,0	99,0	122,0	147,0	172,0	200,0	228,0	258,0	279,0
8	100,0	11,0	24,0	43,0	64,0	85,0	109,0	134,0	160,0	187,0	216,0	247,0	278,0	311,0
9	125,0	12,0	27,0	49,0	70,0	93,0	122,0	149,0	178,0	208,0	240,0	273,0	308,0	344,0
10	150,0	14,0	30,0	54,0	77,0	102,0	134,0	164,0	194,0	226,0	260,0	296,0	333,0	372,0
11	200,0	18,0	37,0	65,0	93,0	122,0	159,0	194,0	228,0	266,0	305,0	345,0	387,0	431,0
12	250,0	21,0	43,0	75,0	106,0	138,0	179,0	215,0	254,0	294,0	337,0	381,0	426,0	474,0
13	300,0	25,0	49,0	84,0	118,0	155,0	198,0	239,0	280,0	324,0	370,0	418,0	467,0	518,0
14	350,0	28,0	55,0	93,0	131,0	170,0	218,0	261,0	306,0	353,0	403,0	454,0	507,0	561,0
15	400,0	30,0	61,0	102,0	142,0	185,0	236,0	282,0	330,0	380,0	433,0	487,0	543,0	601,0
16	450,0	33,0	65,0	109,0	152,0	197,0	252,0	301,0	351,0	404,0	460,0	516,0	573,0	638,0
17	500,0	36,0	71,0	119,0	166,0	211,0	271,0	322,0	376,0	431,0	491,0	550,0	612,0	672,0
18	600,0	42,0	82,0	136,0	188,0	240,0	306,0	363,0	422,0	483,0	548,0	614,0	684,0	754,0
19	700,0	48,0	92,0	151,0	209,0	264,0	337,0	399,0	463,0	529,0	599,0	672,0	745,0	820,0
20	800,0	53,0	103,0	167,0	213,0	292,0	371,0	438,0	507,0	579,0	654,0	733,0	811,0	892,0
21	900,0	59,0	113,0	184,0	253,0	319,0	405,0	477,0	551,0	628,0	709,0	793,0	877,0	962,0
22	1000,0	65,0	124,0	201,0	275,0	346,0	438,0	516,0	595,0	677,0	763,0	853,0	930,0	1033,0

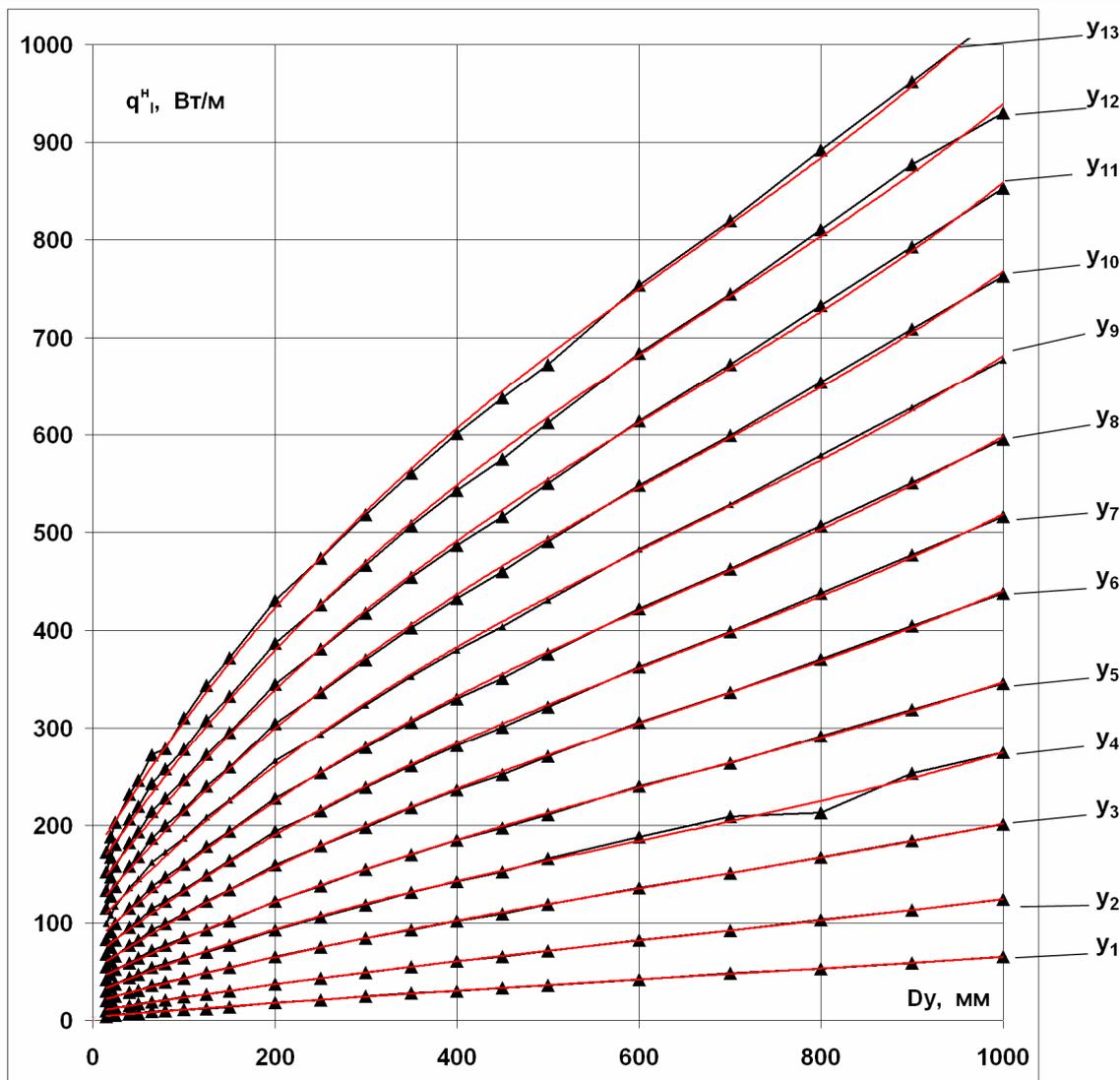


Рис.10.13. Рис. 1. Аппроксимация табличных значений теплотер в трубопроводах по данным СНиП 2.04.14-88.

ленного программного средства по запросу в случае его определённой заинтересованности.

Со времён СССР в Республике Беларусь действуют СНиП 2.04.14-88. (Строительные нормы и правила. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Государственный строительный комитет СССР. Москва, 1989).

Нормативные теплотери в паропроводах (q_l^H , Вт/м) разных конструкций и при разных видах прокладок сведены в таблицах СНиП, размещённых в приложениях 4, 5. В условиях производства значения этих норм следует сопоставлять с фактическими измеренными на основании испытаний или руководствоваться косвенными показателями, определёнными тем или иным способом, и принимать соответствующие решения.

Табличная форма представления норм в СНиП неудобна для повседневных расчётов, тем более при автоматизации процессов контроля. В таком случае целесообразно (с допустимой погрешностью) прибегнуть к аппроксимации этих табличных показателей.

Формулы аппроксимации представляют собой функции двух переменных $q_l^H = f(t, D_y)$, записанных в виде полиномиальных зависимостей линей-

РАС- ЧЁТ	Тепловой и гидравлический расчёт паропровода перегретого пара на произвольном участке L x .											
	ВЫП	Исп. Б. Байрашевский, д.т.н.										
Обозн.	D_n	D_y	L	k_3	β	$P_{п}^{ВХ}$	$t_{п}^{ВХ}$	K_1	$C_{пп}$	C_q	$t_{нв}$	$t_{нв}^0$
Велич.	11	100,0	8,0	0,0001	0,1000	20,0	240,0	1,2	60,0	108,0	20,0	5,0
Разм.	т / ч	мм	м	м	-	кгс/см ²	°С	-	т р / т	г р / Гкал	°С	°С
Обозн.	$P_{п}^{ВЫХ}$	$\Delta P_{п}$	$t_{п}^{ВЫХ}$	$\Delta t_{п}$	$t_{нп}^{ВХ}$	$t_{нп}^{ВЫХ}$	$i_{вх}^k = i_{п}^k$	$i_{вых}^k = i_{п}^k$	$i_{нп}^{ВХ}$	$i_{нп}^{ВЫХ}$	$i_{пп}^{ВХ}$	$i_{пп}^{ВЫХ}$
Велич.	19,9	0,13	239,6	0,4	211,4	211,0	216,01	215,6	668,0	668,0	687,5	687,5
Разм.	кгс/см ²	кгс/см ³	°С	°С	°С	°С	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг
Обозн.	$q_{лвх}^H$	$q_{лвых}^H$	$q_{лвх}^H K_1$	$q_{лвых}^H K_1$	$S_{пп}^{ВХ}$	$S_{пп}^{ВЫХ}$	$\lambda_{тр}^{ВХ}$	V_t	$\rho_{п}^{ВХ}$	$\rho_{п}^{ВЫХ}$	$W_{п}^{ВХ}$	$W_{п}^{ВЫХ}$
Велич.	96,4	96,2	115,64	115,43	1,5544	1,555	0,0197	0,0471	9,03	8,97	43,09	43,40
Разм.	Вт/м	Вт/м	Вт/м	Вт/м	кк/(кг°К)	кк/(кг°К)	-	°С/м	кгс/м ³	кгс/м ³	м / с	м / с
Обозн.	Q^H		$Q^H K_1$		$C_{пп}$	C_q	$C_q K_1$	ΔC_q				
Велич.	0,001		0,770		660,0	0,0716	0,0859	0,014				
Разм.	МВт		кВт		МВт	кВт	т р / ч	т р / ч	т р / ч	т р / ч		

Рис.10.14. Фрагмент из программного файла «Паропровод 3».

ных плотностей теплотери (q_l^H) от температуры теплоносителя (t , °С) и условного (внутреннего) диаметра трубопровода (D_y , мм). Как показывают расчёты (таблица 10.2), процесс аппроксимации достаточно ограничить полиномом 3-ей степени с определением соответствующих значений коэффициентов аппроксимации b_{33} , b_{32} , b_{31} , b_{30} ; b_{23} , b_{22} , b_{21} , b_{20} ; b_{13} , b_{12} , b_{11} , b_{10} ; b_{03} , b_{02} , b_{01} , b_{00} :

$$q_l^H = A_{3t} D_y^3 + A_{2t} D_y^2 + A_{1t} D_y + A_{0t},$$

где

$$A_{3t} = b_{33} t^3 + b_{32} t^2 + b_{31} t + b_{30},$$

$$A_{2t} = b_{23} t^3 + b_{22} t^2 + b_{21} t + b_{20},$$

$$A_{1t} = b_{13}t^3 + b_{12}t^2 + b_{11}t + b_{10},$$

$$A_{0t} = b_{03}t^3 + b_{02}t^2 + b_{01}t + b_{00};$$

Уд Ис Дан	Сохраняемые НАК	Паропровод 3ч Сохр. ИД Восст. ИД Исп. Б. Байрашевский, д.т.н.									
		ВЫПОЛНЕНИЕ и индикация результатов расчётов паропроводов (перегретого пара) на произвольных участках L x.									
Уд БУФ	Уд НАК	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8	№ 9	№ 10
Ввод исх.дан.		ВВОД ИСХОДНЫХ ДАННЫХ									
Обозн.	Разм.	L 1	L 2	L 3	L 4	L 5	L 6	L 7	L 8	L 9	L 10
D_p	т / ч	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
D_y	мм	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
L	м	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
k_ε	м	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
β	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
P_{np}^{BX}	кгс/см ²	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
t_{np}^{BX}	°С	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0
K_1	-	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
$C_{пп}$	т р / т	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
C_q	г р/Гкал	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
$t_{нв}$	°С	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
$t_{нв}^0$	°С	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0

Обозн.	Разм.	Основные результаты расчётов на исследуемых участках Lx.									
Q^H	кВт	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
$Q^H K_1$	кВт	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
C_q	т р / ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
$C_q K_1$	т р / ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
ΔC_q	т р / ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Обозн.	Разм.	Суммарные потери теплоты с нарастающим итогом на участках паропроводов L1, L2, L3... L10 и денежные затраты на их оплату.									
ΣQ^H	кВт	0,77	1,54	2,31	3,08	3,85	4,62	5,39	6,16	6,93	7,70
$\Sigma Q^H K_1$	кВт	0,92	1,85	2,77	3,70	4,62	5,55	6,47	7,39	8,32	9,24
ΣC_q	т р / ч	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50
$\Sigma C_q K_1$	т р / ч	0,06	0,12	0,18	0,24	0,30	0,36	0,42	0,48	0,54	0,60
$\Delta C_q K_1$	т р / ч	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10

Рис.10.15. Фрагмент из программного файла «Паропровод 3».

или

$$q_1^H = (b_{33}t^3 + b_{32}t^2 + b_{31}t + b_{30})D_y^3 + (b_{23}t^3 + b_{22}t^2 + b_{21}t + b_{20})D_y^2 + (b_{13}t^3 + b_{12}t^2 + b_{11}t + b_{10})D_y + b_{03} + b_{02} + b_{01}t + b_{00}.$$

На рис.10.13 дано графическое отображение степени соответствия аппроксимационных кривых утверждённым значениям табличных (нормативных) показателей теплотерь q_1^H Вт/м. Как видно, существенных отклонений от норм при расчётах по формулам аппроксимации нет. К тому же, ограничение полинома 3-ей степенью также вполне достаточно. В случае применения полиуретана при расчёте нормативных теплотерь вводится понижающий коэффициент, вычисляемый по аппроксимационной формуле:

$$K_2 = -10^{-6}D_y^2 + 0,0013D_y + 0,4491.$$

**Исходные данные и основные результаты расчетов паропроводов
на исследуемых участках по номерам модулей. №№ 1, 2, 3.. (L1, L2, L3...)**

Итоговая таблица		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8	№ 9	№ 10
		ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП
Обозн.	Разм.	Значения исходных показателей паропроводов, вводимых на листе ИДо.									
D_n	т / ч	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00
D_y	мм	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
L	м	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
k_3	м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
β	-	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
$P_{п}^{ВХ}$	кгс/см ²	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
$t_{п}^{ВХ}$	°С	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00
K_1	-	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
$C_{пп}$	т р / т	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
C_q	т р/Гкал	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00
$t_{нв}$	°С	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
$t_{нв}^0$	°С	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Q^H	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
$Q^H K_1$	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
$C_{пп}$	т р / ч	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
C_{qK_1}	т р / ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
$P_{п}^{ВЫХ}$	кгс/см ²	19,852	19,852	19,852	19,852	19,852	19,852	19,852	19,852	19,852	19,852
$\Delta P_{п}$	кгс/ см ³	0,1349	0,1349	0,1349	0,1349	0,1349	0,1349	0,1349	0,1349	0,1349	0,1349
$t_{п}^{ВЫХ}$	°С	239,62	239,62	239,62	239,62	239,62	239,62	239,62	239,62	239,62	239,62
$\Delta t_{п}$	°С	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377
$t_{нп}^{ВХ}$	°С	211,42	211,42	211,42	211,42	211,42	211,42	211,42	211,42	211,42	211,42
$t_{нп}^{ВЫХ}$	°С	211,04	211,04	211,04	211,04	211,04	211,04	211,04	211,04	211,04	211,04
$i_{ВХ}^K = i'$	ккал/кг	216,01	216,01	216,01	216,01	216,01	216,01	216,01	216,01	216,01	216,01
$i_{ВЫХ}^K = i'$	ккал/кг	215,6	215,6	215,6	215,6	215,6	215,6	215,6	215,6	215,6	215,6
$i_{нп}^{ВХ}$	ккал/кг	668	668	668	668	668	668	668	668	668	668
$i_{нп}^{ВЫХ}$	ккал/кг	667,97	667,97	667,97	667,97	667,97	667,97	667,97	667,97	667,97	667,97
$i_{пп}^{ВХ}$	ккал/кг	687,53	687,53	687,53	687,53	687,53	687,53	687,53	687,53	687,53	687,53
$i_{пп}^{ВЫХ}$	ккал/кг	687,45	687,45	687,45	687,45	687,45	687,45	687,45	687,45	687,45	687,45
$q_{п}^H$	Вт/м	96,366	96,366	96,366	96,366	96,366	96,366	96,366	96,366	96,366	96,366
$q_{п}^H$	Вт/м	96,19	96,19	96,19	96,19	96,19	96,19	96,19	96,19	96,19	96,19
$q_{п}^H K_1$	Вт/м	115,64	115,64	115,64	115,64	115,64	115,64	115,64	115,64	115,64	115,64
$q_{п}^H K_1$	Вт/м	115,43	115,43	115,43	115,43	115,43	115,43	115,43	115,43	115,43	115,43
$S_{пп}^{ВХ}$	кк/(кг*К)	1,5544	1,5544	1,5544	1,5544	1,5544	1,5544	1,5544	1,5544	1,5544	1,5544
$S_{пп}^{ВЫХ}$	кк/(кг*К)	1,555	1,555	1,555	1,555	1,555	1,555	1,555	1,555	1,555	1,555
$\lambda_{тр}^{ВХ}$	-	0,0197	0,0197	0,0197	0,0197	0,0197	0,0197	0,0197	0,0197	0,0197	0,0197
V_t	°С/м	0,0471	0,0471	0,0471	0,0471	0,0471	0,0471	0,0471	0,0471	0,0471	0,0471
$\rho_{п}^{ВХ}$	кгс/м ³	9,0296	9,0296	9,0296	9,0296	9,0296	9,0296	9,0296	9,0296	9,0296	9,0296
$\rho_{п}^{ВЫХ}$	кгс/м ³	8,9652	8,9652	8,9652	8,9652	8,9652	8,9652	8,9652	8,9652	8,9652	8,9652
$W_{п}^{ВХ}$	м / с	43,086	43,086	43,086	43,086	43,086	43,086	43,086	43,086	43,086	43,086
$W_{п}^{ВЫХ}$	м / с	43,395	43,395	43,395	43,395	43,395	43,395	43,395	43,395	43,395	43,395
Обозн.	Разм.	Суммарные потери теплоты с нарастающим итогом на участках паропроводов L1, L2, L3... L10 и денежные затраты на их оплату.									
ΣQ^H	кВт	0,77	1,54	2,31	3,08	3,85	4,62	5,39	6,16	6,93	7,70
$\Sigma Q^H K_1$	кВт	0,92	1,85	2,77	3,70	4,62	5,55	6,47	7,39	8,32	9,24
ΣC_q	т р / ч	0,06	0,12	0,18	0,24	0,30	0,36	0,42	0,48	0,54	0,60
$\Sigma C_q K_1$	т р / ч	0,07	0,14	0,21	0,29	0,36	0,43	0,50	0,57	0,64	0,72
$\Delta C_q K_1$	т р / ч	0,0119	0,0239	0,0358	0,0477	0,0597	0,0716	0,0836	0,0955	0,1074	0,1194

Рис.10.16. Фрагмент из программного файла «Паропровод 3».

Возможности аналитического расчёта удельных теплотерь q_1^H и основных показателей пара с помощью $i - s$ диаграммы, позволяют замкнуть систему уравнений теплового баланса и теплопередачи на исследуемом участке теплопровода и решить её. В результате открываются дальнейшие перспективы теплового и гидравлического расчётов теплопровода перегретого пара на произвольном участке L_x .

Фрагмент из программного файла «Теплопровод 3», позволяющего решать такую задачу, приведена на рис. 10.14. Здесь же в качестве исходных данных используются следующие показатели теплопровода с указанием их размерностей:

D_p – Расход пара.

D_y – Условный проход (внутренний диаметр) теплопровода.

L – Длина теплопровода.

k_ε – Абсолютная шероховатость стенки теплопровода.

β – Доля местных потерь давления.

P_p^{BX} – Давление пара на входе.

t_p^{BX} – Температура перегретого пара на входе.

K_1 – Коэффициент отклонения теплотерь в теплопроводах от установленных норм согласно СНиП.

ζ_{pp} – Цена пара, поступающего от теплоисточника.

ζ_q – Стоимость (цена) теплоты в том числе и той, которая диссипирует в виде теплотерь.

t_n – Расчётное значение температуры среды, окружающей теплопровод: наружного воздуха, грунта.

t_{nv}^0 – Нормируемая температура среды, окружающей теплопровод, воздуха, грунта.

В результате решения вычисляются показатели:

P_p^{BIX} – Давление пара на выходе.

ΔP_p – Переряд давления на исследуемом участке теплопровода.

t_p^{BIX} – Температура перегретого пара на выходе.

Δt_p – Степень охлаждения пара на исследуемом участке теплопровода. В данном случае она вычисляется из учёта коэффициента K_1 .

t_{np}^{BX} – Температура насыщенного пара на входе.

t_{np}^{BIX} – Температура насыщенного пара на выходе.

$i_{vX}^K = i'$ – Энтальпия конденсата пара на входе.

$i_{vIX}^K = i'$ – Энтальпия конденсата пара на выходе.

i_{np}^{BX} – Энтальпия насыщенного пара на входе.

i_{np}^{BIX} – Энтальпия насыщенного пара на выходе.

i_{pp}^{BX} – Энтальпия перегретого пара на входе.

i_{pp}^{BIX} – Энтальпия перегретого пара на выходе.

q_{lvX}^H – Нормативная удельная плотность теплотерь на входе.

q_{lvIX}^H – Нормативная удельная плотность теплотерь на выходе.

$q_{lvX}^H K_1$ – Нормативная удельная плотность теплотерь на выходе.

$q_{\text{лвых}}^{\text{н}} K_1$ – Удельная величина теплотерь на выходе с учётом коэффициента отклонения от установленных норм.

$s_{\text{пп}}^{\text{вх}}$ – Энтропия перегретого пара на входе.

$s_{\text{пп}}^{\text{вых}}$ – Энтропия перегретого пара на выходе.

$\lambda_{\text{т р}}^{\text{вх}}$ – Коэффициент гидравлического трения на исследуемом участке паропровода.

V_t – Скорость падения температуры перегретого пара по длине паропровода.

$\rho_{\text{п}}^{\text{вх}}$ – Плотность перегретого пара на входе.

$\rho_{\text{п}}^{\text{вых}}$ – Плотность перегретого пара на выходе.

$w_{\text{п}}^{\text{вх}}$ – Скорость пара на входе.

$w_{\text{п}}^{\text{вых}}$ – Скорость пара на выходе.

$Q^{\text{н}}$ – Абсолютная величина теплотерь в паропроводе на исследуемом участке.

$Q^{\text{н}} K_1$ – Абсолютная величина теплотерь в паропроводе на исследуемом участке с учётом коэффициента отклонения от установленных норм.

$C_{\text{пп}}$ – Денежные затраты предприятия за оплату пара, поставляемого теплоисточником.

C_q – Денежные затраты предприятия за оплату нормативных потерь теплоэнергии (теплотерь) в процесс её передачи от теплоисточника.

$C_q K_1$ – Денежные затраты предприятия за оплату потерь (условно-фактических, т. е. с учётом величины коэффициента K_1) теплоэнергии (теплотерь) в процессе её передачи от теплоисточника.

ΔC_q – Денежные затраты предприятия за оплату потерь теплоэнергии, превышающих нормативные.

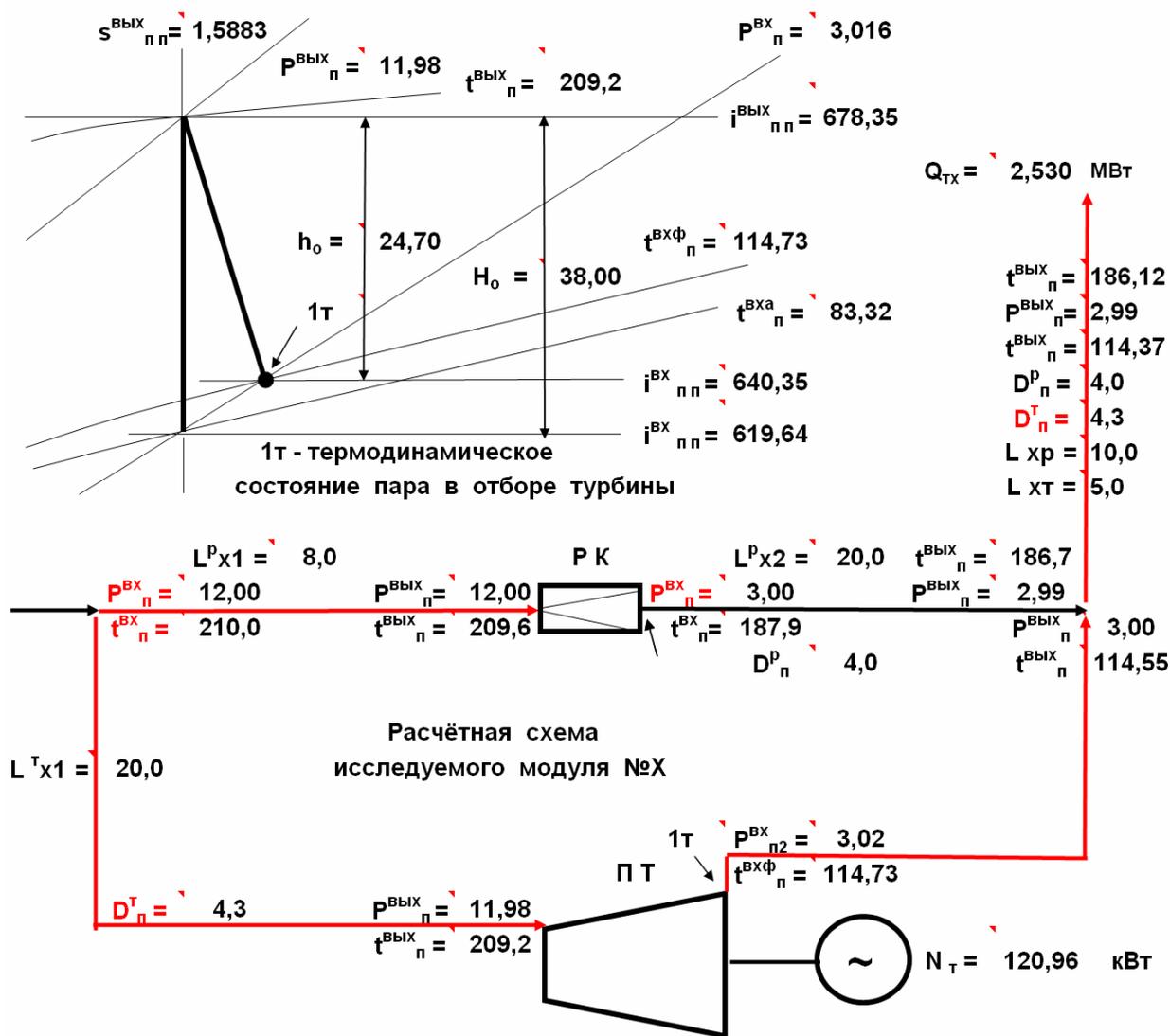
На рис. 10.15, 10.16 приведены аналогичные выкопировки из программного файла «Паропровод 3». На рис. 10.15 – ввод исходных данных для группы паропроводов (№1 – №10). На рис. 10.16 – результаты расчётов по каждому из них и с нарастающим итогом, т. е. для сети паропроводов, включающей в себя не более 10-и типоразмеров. В процессе расчётов наряду с теплотерями по каждому паропроводу вычисляются также ряд показателей, характеризующих денежные затраты на их оплату. При этом целесообразно оперировать коэффициентом K_1 , позволяющим (после предварительной оценки фактических потерь) выполнять ряд сопоставимых расчётов по денежным затратам за превышение фактических потерь над нормативными (рис. 10.15, 10.16):

$\Sigma Q^{\text{н}}$ – Суммарная абсолютная величина теплотерь в паропроводах исследуемых участков.

$\Sigma Q^{\text{н}} K_1$ – Суммарная абсолютная величина теплотерь в паропроводах исследуемых участков с учётом коэффициентов отклонения от установленных норм.

ΣC_q – Суммарные денежные затраты предприятия за оплату нормативных потерь теплоэнергии (теплотерь) в процессе её передачи от теплоисточника.

1.Схематическое изображение процесса расширения пара в отборном отсеке турбины в сравнении с аналогичными показателями при его движении в редукционном клапане.



2.Термодинамические показатели пара по тракту с Р К, т. е. в точках на выходе из участка L^P_{x1} и на входе в участок L^P_{x2} .

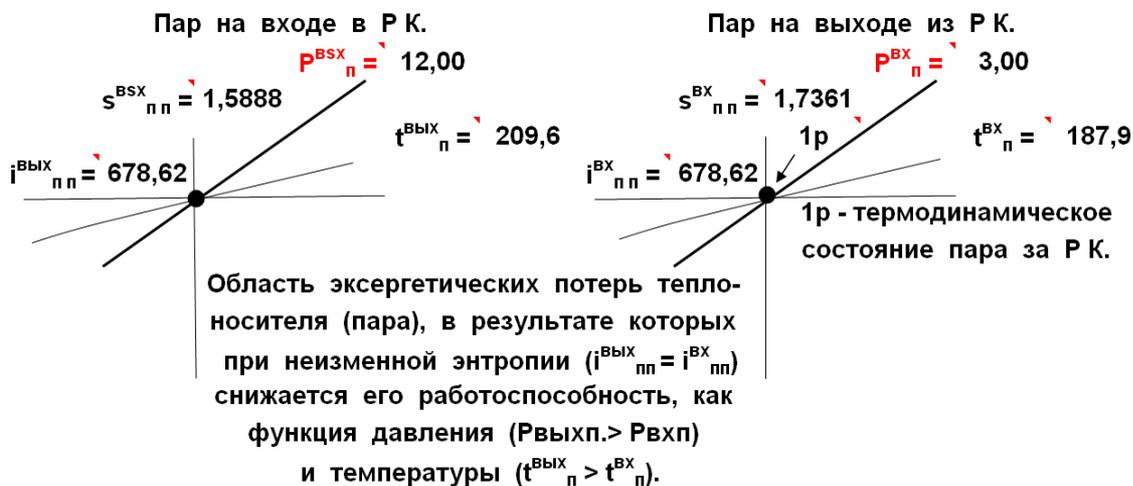


Рис.10.17. Сопоставление процесса редуцирования перегретого пара с процессом его расширения в отсеке турбины.

ΣC_{qK_1} – Суммарные денежные затраты предприятия за оплату потерь (условно-фактических, т. е. с учётом величины коэффициента K_1) теплоэнергии (теплопотерь) в процессе её передачи от теплоисточника.

ΔC_{qK_1} – Денежные затраты предприятия за оплату потерь теплоэнергии, превышающих нормативные.

Как уже отмечалось, нормы теплопотерь для паропроводов, приведенных в Приложениях 4, 5 СНиП (Таблицы 1 – 4) несколько отличаются между собой в виду того, что относятся к разным видам прокладок. В программном файле «Паропровод 3» используются результаты аппроксимации Таблицы 1 из Приложения 4: «Нормы плотности теплового потока при расположении на открытом воздухе и числе часов работы в год более 5000». В случае необходимости аналогичная аппроксимация может быть выполнена также и для остальных видов прокладок паропроводов согласно упомянутым таблицам 2 – 4 в СНиП.

10.5.7. Паровая турбина, как средство исключения эксергетических потерь в редуционных клапанах.

Как уже отмечалось, процесс редуцирования пара на производстве в редуционных клапанах (РК) не самое лучшее решение по использованию теплоносителя, поступающего извне. На рис.10.17 Дана совмещённая (в порядке сопоставления) схема теплоснабжения объекта: через посредство редуционного клапана (РК) и, в порядке альтернативы, от отбора турбины (Т). В случае варианта с РК условно имеем три основных участка (рис. 10.17): $L^p x1$ – до входа в РК, $L^p x2$ – после РК и L_{xp} – от конца участка $L^p x2$ до объекта теплоснабжения. Здесь же (рис. 10.17) рассматриваем три аналогичных участка, включающих отсек турбины: $L^t x1$, $L^t x2$ и L_{xt} – от конца участка $L^t x2$ до того же объекта теплоснабжения. Схему теплоснабжения, изображённую на рис. 5 назовём «Модулем».

Полагаем, что для обеспечения одинакового технологического эффекта в отношении теплоснабжения объекта в каждом из вариантов (РК или Т) должны соблюдаться условия: а) равенство давлений на выходе из участков L_{xp} и L_{xt} ; б) равенство тепловосприятий объекта – $Q_{тх}$. Очевидно, что эти условия должны быть учтены при выполнении тепловых и гидравлических расчётов каждого из упомянутых участков $L^p x1$, $L^p x2$ и L_{xp} по варианту теплоснабжения объекта через посредство РК и $L^t x1$, $L^t x2$ и L_{xt} – по варианту Т. С этой целью разработан расчётный комплекс в виде программного файла «Модуль 3».

В обоих случаях (рис. 10.17) параметры пара на входе в участки $L^p x1$ и $L^t x1$ трубопроводов сопоставимых устройств одинаковы: давление $P = 12,0$ кгс/см², температура $t_{пн} = 210,0$ °С, энтальпия – $i_{пн} = 678,35$ ккал/кг. На выходе из этих участков ($L^p x1 = 8$ м перед РК и $L^t x1 = 20$ м перед Т) в связи с различием их конструктивных размеров состояние пара несколько изменяется, но не существенно. Расчётные значения его с учётом потерь за счёт сопротивления и охлаждения в трубопроводах вычисляются по полуэмпирическим аппроксимационным формулам (рис. 10.17, 10.18а,б).

Показатели работы паропроводов модуля, включающего в себя участки с редуционным клапаном (РК) и заменяющими их паропроводами отборов от паровой турбины (ПТ).

РАС- ЧЁТ	ВЫП	А. ВАРИАНТ С УСТАНОВКОЙ РК: участки (1, 2, 3а) L ^p x1, L ^p x2, Lxр.											
		1. Участок L ^p x1. Пар до РК.											
Обозн.	D _п	D _у	L	k _э	β	P ^{вх} _п	t ^{вх} _п	K ₁	Ц _{пп}	Ц _q	t _{нв}	t ^о _{нв}	
Велич.	4	150,0	8,0	0,0001	0,1000	12,0	210,0	1,2	60,0	108,0	20,0	5,0	
Разм.	т / ч	мм	м	м	-	кгс/см ²	°С	-	т р / т	г р/Гкал	°С	°С	
Обозн.	P ^{ввых} _п	ΔP _п	t ^{ввых} _п	Δt _п	t ^{вх} _{нп}	t ^{ввых} _{нп}	i ^к _{вх} =i'	i ^к _{ввых} =i'	i ^{вх} _{нп}	i ^{ввых} _{нп}	i ^{вх} _{пп}	i ^{ввых} _{пп}	
Велич.	12,0	0,00	209,6	0,4	187,1	187,1	189,83	189,82	664,6	664,6	678,83	678,62	
Разм.	кгс/см ²	кгс/см ³	°С	°С	°С	°С	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	
Обозн.	q ^{вх} _п	q ^{ввых} _п	q ^{вх} _п K ₁	q ^{ввых} _п K ₁	S ^{вх} _{пп}	S ^{ввых} _{пп}	λ ^{вх} _{тр}	V _t	ρ ^{вх} _п	ρ ^{ввых} _п	W ^{вх} _п	W ^{ввых} _п	
Велич.	102,2	102,0	122,68	122,44	1,5892	1,5888	0,0184	0,0457	5,63	5,63	11,17	11,17	
Разм.	Вт/м	Вт/м	Вт/м	Вт/м	кк/(кг°К)	кк/(кг°К)	-	°С/м	кгс/м ³	кгс/м ³	м / с	м / с	
Обозн.	Q ^в		Q ^в K ₁		C _{пп}	C _q	C _q K ₁	ΔC _q					
Велич.	0,001	0,8	0,001	1,0	240,0	0,076	0,0912	0,015					
Разм.	МВт	кВт	МВт	кВт	т р / ч	т р / ч	т р / ч	т р / ч					
2. Участок L ^p x2. Пар после РК.													
Обозн.	D _п	D _у	L	k _э	β	P ^{вх} _п	t ^{вх} _п	K ₁	Ц _{пп}	Ц _q	t _{нв}	t ^о _{нв}	
Велич.	4	200,0	20,0	0,0001	0,1000	3,0	187,9	1,2	60,0	108,0	20,0	5,0	
Разм.	т / ч	мм	м	м	-	кгс/см ²	°С	-	т р / т	г р/Гкал	°С	°С	
Обозн.	P ^{ввых} _п	ΔP _п	t ^{ввых} _п	Δt _п	t ^{вх} _{нп}	t ^{ввых} _{нп}	i ^к _{вх} =i'	i ^к _{ввых} =i'	i ^{вх} _{нп}	i ^{ввых} _{нп}	i ^{вх} _{пп}	i ^{ввых} _{пп}	
Велич.	2,991	0,01	186,7	1,1	132,9	132,8	133,35	133,25	650,9	650,9	678,6	678,1	
Разм.	кгс/см ³	кгс/см ³	°С	°С	°С	°С	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	
Обозн.	q ^{вх} _п	q ^{ввых} _п	q ^{вх} _п K ₁	q ^{ввых} _п K ₁	S ^{вх} _{пп}	S ^{ввых} _{пп}	λ ^{вх} _{тр}	V _t	ρ ^{вх} _п	ρ ^{ввых} _п	W ^{вх} _п	W ^{ввых} _п	
Велич.	106,7	106,0	128,02	127,17	1,7361	1,7352	0,0176	0,0569	1,41	1,41	25,13	25,14	
Разм.	Вт/м	Вт/м	Вт/м	Вт/м	кк/(кг°К)	кк/(кг°К)	-	°С/м	кгс/м ³	кгс/м ³	м / с	м / с	
Обозн.	Q ^в		Q ^в K ₁		C _{пп}	C _q	C _q K ₁	ΔC _q					
Велич.	0,002	2,127	0,003	2,552	240,0	0,076	0,0912	0,015					
Разм.	МВт	кВт	МВт	кВт	т р / ч	т р / ч	т р / ч	т р / ч					
3а. Участок Lxр. Пар на объект после РК.													
Обозн.	D _п	D _у	L	k _э	β	P ^{вх} _п	t ^{вх} _п	K ₁	Ц _{пп}	Ц _q	t _{нв}	t ^о _{нв}	
Велич.	4	240,0	10,0	0,0001	0,1000	2,991	186,7	1,2	60,0	108,0	20,0	5,0	
Разм.	т / ч	мм	м	м	-	кгс/см ²	°С	-	т р / т	г р/Гкал	°С	°С	
Обозн.	P ^{ввых} _п	ΔP _п	t ^{ввых} _п	Δt _п	t ^{вх} _{нп}	t ^{ввых} _{нп}	i ^к _{вх} =i'	i ^к _{ввых} =i'	i ^{вх} _{нп}	i ^{ввых} _{нп}	i ^{вх} _{пп}	i ^{ввых} _{пп}	
Велич.	2,989	0,00	186,1	0,6	132,8	132,8	133,25	133,23	650,9	650,9	678,1	677,8	
Разм.	кгс/см ³	кгс/см ³	°С	°С	°С	°С	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	
Обозн.	q ^{вх} _п	q ^{ввых} _п	q ^{вх} _п K ₁	q ^{ввых} _п K ₁	S ^{вх} _{пп}	S ^{ввых} _{пп}	λ ^{вх} _{тр}	V _t	ρ ^{вх} _п	ρ ^{ввых} _п	W ^{вх} _п	W ^{ввых} _п	
Велич.	118,3	117,9	141,97	141,45	1,7352	1,7346	0,0172	0,0623	1,41	1,41	17,46	17,44	
Разм.	Вт/м	Вт/м	Вт/м	Вт/м	кк/(кг°К)	кк/(кг°К)	-	°С/м	кгс/м ³	кгс/м ³	м / с	м / с	
Обозн.	Q ^в		Q ^в K ₁		C _{пп}	C _q K ₁	Q _{тх}	ΣQ ^в _р	ΣQ ^в _р K ₁	ΣC _{qp}			
Велич.	0,001	1,181	0,001	1,417	240,0	0,132	2,178	2,530	4,125	4,949	0,284		
Разм.	МВт	кВт	МВт	кВт	т р / ч	т р / ч	Гкал/ч	МВт	кВт	кВт	т р / ч		
Б. ВАРИАНТ С УСТАНОВКОЙ РК: участки (3б, 4, 5) Lxт, L ^т x2, L ^т x1.													
3б. Участок Lxт. Пар на объект из отбора турбины (ПТ).													
Обозн.	D _п	D _у	L	k _э	β	P ^{вх} _{п1}	t ^{вх} _п	K ₁	Ц _{пп}	Ц _q	t _{нв}	t ^о _{нв}	
Велич.	4,2961	140,0	5,0	0,0001	0,1000	3,0029	114,55	1,2	60,0	108,0	20,0	5,0	
Разм.	т / ч	мм	м	м	-	кгс/см ²	°С	-	т р / т	г р/Гкал	°С	°С	
Обозн.	P ^{ввых} _п	ΔP _п	t ^{ввых} _п	Δt _п	t ^{вх} _{нп}	t ^{ввых} _{нп}	i ^к _{вх} =i'	i ^к _{ввых} =i'	i ^{вх} _{нп}	i ^{ввых} _{нп}	i ^{вх} _{пп}	i ^{ввых} _{пп}	
Велич.	2,989	0,01	114,4	0,2	132,9	132,8	133,39	133,23	650,9	650,9	640,3	640,2	
Разм.	кгс/см ³	кгс/см ³	°С	°С	°С	°С	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	
Обозн.	q ^{вх} _п	q ^{ввых} _п	q ^{вх} _п K ₁	q ^{ввых} _п K ₁	S ^{вх} _{пп}	S ^{ввых} _{пп}	λ ^{вх} _{тр}	V _t	ρ ^{вх} _п	ρ ^{ввых} _п	W ^{вх} _п	W ^{ввых} _п	
Велич.	50,0	49,9	60,012	59,907	1,6453	1,6456	0,0191	0,036	1,72	1,71	45,18	45,36	
Разм.	Вт/м	Вт/м	Вт/м	Вт/м	кк/(кг°К)	кк/(кг°К)	-	°С/м	кгс/м ³	кгс/м ³	м / с	м / с	
Обозн.	Q ^в		Q ^в K ₁		C _{пп}	C _q K ₁	Q _{тх}	ΣQ ^в _т	ΣQ ^в _т K ₁	ΣC _{qt}			
Велич.	0,000	0,250	0,000	0,300	257,8	0,028	2,178	2,530	2,388	2,865	0,266		
Разм.	МВт	кВт	МВт	кВт	т р / ч	т р / ч	Гкал/ч	МВт	кВт	кВт	т р / ч		

Рис.10.18а. Фрагмент из программного файла «Модуль 3».

4.ад. Участок L^Tx2ад. Расчёт паропровода при условии адиабатного (идеального), т. е. при S^{BX}_{пп}=const) расширения пара в её проточной части,

Обозн.	D _п	D _y	L	k _з	β	P ^{BX} _{n2}	t ^{BXa} _п	K ₁	Ц _{пп}	Ц _q	t _{нв}	t ⁰ _{нв}
Велич.	4,2961	140,0	5,0	0,0001	0,1000	3,0163	83,32	1,2	60,0	108,0	20,0	5,0
Разм.	т / ч	мм	м	м	-	кгс/см ²	°С	-	т р / т	г р/Гкал	°С	°С
Обозн.	P ^{BX} _п	ΔP _п	t ^{BX} _п	Δt _п	t ^{BX} _{нп}	t ^{BX} _{пп}	i ^K _{вх} =i'	i ^K _{вых} =i'	i ^{BX} _{нп}	i ^{BX} _{пп}	i ^{BX} _{пп}	i ^{BX} _{пп}
Велич.	3,00	0,01	83,16	0,159	133,1	132,9	133,54	133,4	651,0	650,9	619,6	619,6
Разм.	кгс/см ³	кгс/см ³	°С	°С	°С	°С	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг
Обозн.	q ^H _{лвх}	q ^H _{лвых}	q ^H _{лвх} K ₁	q ^H _{лвых} K ₁	S ^{BX} _{пп}	S ^{BX} _{пп}	λ ^{BX} _{тр}	V _t	ρ ^{BX} _п	ρ ^{BX} _{пп}	W ^{BX} _п	W ^{BX} _{пп}
Велич.	34,9	34,8	41,902	41,81	1,5892	1,5895	0,0199	0,0318	1,93	1,93	40,09	40,24
Разм.	Вт/м	Вт/м	Вт/м	Вт/м	кк/(кг°К)	кк/(кг°К)	-	°С/м	кгс/м ³	кгс/м ³	м / с	м / с
Обозн.	Q ^H	Q ^H K ₁	C _{пп}	C _q K ₁	N _T	H _o	h _o	η _{oi}	η _{м.г}			
Велич.	0,000	0,174	0,000	0,209	257,8	0,019	0,1237	123,7	59,2	38,5	0,65	0,99
Разм.	МВт	кВт	МВт	кВт	т р / ч	т р / ч	МВт	кВт	ккал/кг	ккал/кг	-	-

4.фа. Участок L^Tx2фа. Расчёт паропровода с учётом фактического состояния пара в точке отбора, т.е. с учётом потерь (η_{oi}) в её проточной части и возрастанием энтропии.

Обозн.	D _п	D _y	L	k _з	β	P ^{BX} _{n2}	t ^{BXф} _п	K ₁	Ц _{пп}	Ц _q	t _{нв}	t ⁰ _{нв}
Велич.	4,2961	140,0	5,0	0,0001	0,1000	3,0163	114,73	1,2	60,0	108,0	20,0	5,0
Разм.	т / ч	мм	м	м	-	кгс/см ²	°С	-	т р / т	г р/Гкал	°С	°С
Обозн.	P ^{BX} _п	ΔP _п	t ^{BX} _п	Δt _п	t ^{BX} _{нп}	t ^{BX} _{пп}	i ^K _{вх} =i'	i ^K _{вых} =i'	i ^{BX} _{нп}	i ^{BX} _{пп}	i ^{BX} _{пп}	i ^{BX} _{пп}
Велич.	3,00	0,01	114,55	0,180	133,1	132,9	133,54	133,39	651,0	650,9	640,4	640,3
Разм.	кгс/см ³	кгс/см ³	°С	°С	°С	°С	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг
Обозн.	q ^H _{лвх}	q ^H _{лвых}	q ^H _{лвх} K ₁	q ^H _{лвых} K ₁	S ^{BX} _{пп}	S ^{BX} _{пп}	λ ^{BX} _{тр}	V _t	ρ ^{BX} _п	ρ ^{BX} _{пп}	W ^{BX} _п	W ^{BX} _{пп}
Велич.	50,1	50,0	60,117	60,012	1,645	1,6453	0,0191	0,0359	1,72	1,72	44,99	45,18
Разм.	Вт/м	Вт/м	Вт/м	Вт/м	кк/(кг°К)	кк/(кг°К)	-	°С/м	кгс/м ³	кгс/м ³	м / с	м / с
Обозн.	Q ^H	Q ^H K ₁	C _{пп}	C _q K ₁	N _T	H _o	h _o	η _{oi}	η _{м.г}			
Велич.	0,000	0,250	0,000	0,300	257,8	0,028	0,1210	120,96	38,0	24,7	0,65	0,99
Разм.	МВт	кВт	МВт	кВт	т р / ч	т р / ч	МВт	кВт	ккал/кг	ккал/кг	-	-

5. Участок L^Tx1. Подача пара на турбины (ПТ) в каждом модуле.

Обозн.	D _п	D _y	L	k _з	β	P ^{BX} _п	t ^{BX} _п	K ₁	Ц _{пп}	Ц _q	t _{нв}	t ⁰ _{нв}
Велич.	4,2961	140,0	20,0	0,0001	0,1000	12,0	210,0	1,2	60,0	108,0	20,0	5,0
Разм.	т / ч	мм	м	м	-	кгс/см ²	°С	-	т р / т	г р/Гкал	°С	°С
Обозн.	P ^{BX} _п	ΔP _п	t ^{BX} _п	Δt _п	t ^{BX} _{нп}	t ^{BX} _{пп}	i ^K _{вх} =i'	i ^K _{вых} =i'	i ^{BX} _{нп}	i ^{BX} _{пп}	i ^{BX} _{пп}	i ^{BX} _{пп}
Велич.	12,0	0,01	209,2	0,8	187,1	187,0	189,83	189,77	664,6	664,6	678,8	678,4
Разм.	кгс/см ³	кгс/см ³	°С	°С	°С	°С	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг
Обозн.	q ^H _{лвх}	q ^H _{лвых}	q ^H _{лвх} K ₁	q ^H _{лвых} K ₁	S ^{BX} _{пп}	S ^{BX} _{пп}	λ ^{BX} _{тр}	V _t	ρ ^{BX} _п	ρ ^{BX} _{пп}	W ^{BX} _п	W ^{BX} _{пп}
Велич.	678,8	678,4	118,08	117,55	1,5892	1,5883	0,0186	0,0417	5,63	5,63	13,78	13,76
Разм.	Вт/м	Вт/м	Вт/м	Вт/м	кк/(кг°К)	кк/(кг°К)	-	°С/м	кгс/м ³	кгс/м ³	м / с	м / с
Обозн.	Q ^H	Q ^H K ₁	C _{пп}	C _q K ₁	Ц _{эн}	C ^{ЭК} _ч						
Велич.	0,002	1,964	0,002	2,356	257,8	0,219	360	44,531				
Разм.	МВт	кВт	МВт	кВт	т р / ч	т р / ч	р/(кВтч)	т р/ч				

РАСЧЁТ

НИ

ВЫП

6. Участок (L^Tx1)_T. Подача пара на турбину (ПТ) с нарастающим итогом.

Обозн.	D _п	D _y	L	k _з	β	P ^{BX} _п	t ^{BX} _п	K ₁	Ц _{пп}	Ц _q	t _{нв}	t ⁰ _{нв}
Велич.	42,576	300,0	20,0	0,0001	0,1000	12,0	210,0	1,2	60,0	108,0	20,0	5,0
Разм.	т / ч	мм	м	м	-	кгс/см ²	°С	-	т р / т	г р/Гкал	°С	°С
Обозн.	P ^{BX} _п	ΔP _п	t ^{BX} _п	Δt _п	t ^{BX} _{нп}	t ^{BX} _{пп}	i ^K _{вх} =i'	i ^K _{вых} =i'	i ^{BX} _{нп}	i ^{BX} _{пп}	i ^{BX} _{пп}	i ^{BX} _{пп}
Велич.	12,0	0,03	209,8	0,2	187,1	187,0	189,83	189,72	664,6	664,6	678,8	678,8
Разм.	кгс/см ³	кгс/см ³	°С	°С	°С	°С	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг	ккал/кг
Обозн.	q ^H _{лвх}	q ^H _{лвых}	q ^H _{лвх} K ₁	q ^H _{лвых} K ₁	S ^{BX} _{пп}	S ^{BX} _{пп}	λ ^{BX} _{тр}	V _t	ρ ^{BX} _п	ρ ^{BX} _{пп}	W ^{BX} _п	W ^{BX} _{пп}
Велич.	678,8	678,75	184,7	184,53	1,5892	1,5892	0,0151	0,0094	5,63	5,62	29,73	29,79
Разм.	Вт/м	Вт/м	Вт/м	Вт/м	кк/(кг°К)	кк/(кг°К)	-	°С/м	кгс/м ³	кгс/м ³	м / с	м / с
Обозн.	Q ^H	Q ^H K ₁	C _{пп}	C _q K ₁								
Велич.	0,0031	3,0769	0,004	3,692	2555	0,3433						
Разм.	МВт	кВт	МВт	кВт	т р / ч	т р / ч						

Рис.10.18б. Фрагмент из программного файла «Модуль 3».

Модуль 3ч		Ввод исходных данных по номерам модулей.									
Сохранить		Последовательность действий по каждому модулю: сначала									
Восстанов.		нажатие кнопки "1", затем "1н"; далее - "2", затем "2н" и т. д.									
УдИс Дан	Сохраняет НАК	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8	№ 9	№ 10
Уд БУФ	Уд НАК	Выполнение расчётов с нарастающим итогом числа модулей.									
		1н	2н	3н	4н	5н	6н	7н	8н	9н	10н
		ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП
(D _п) _т	т / ч	4,22	8,44	12,66	16,88	21,10	25,39	29,69	33,98	38,28	42,58

Б. Байрашевский, д.т.н. Исследование возможностей и ожидаемого эффекта при замене пара после редукционных клапанов отборным паром турбины.

Обозн.	Разм.	А. ВАРИАНТ С УСТАНОВКОЙ Р К: участки (1, 2, 3а) L ^P x1, L ^P x2, L x p.									
1. Участок L ^P x1. Пар до Р К.											
D _п	т / ч	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
D _y	мм	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
L	м	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
k _э	м	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
β	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
P ^{ВХ} _п	кгс/см ²	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
t ^{ВХ} _п	°С	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
K ₁	-	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Ц _{пп}	т р / т	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Ц _q	т р/Гкал	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
t _{нв}	°С	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
t ^о _{нв}	°С	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Обозн.	Разм.	2. Участок L ^P x2. Пар после Р К.									
D _y	мм	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
L	м	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
k _э	м	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
β	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
P ^{ВХ} _п	кгс/см ²	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
K ₁	-	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Обозн.	Разм.	3а. Участок L хр. Пар на объект после Р К.									
D _y	мм	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0
L	м	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
k _э	м	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
β	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
K ₁	-	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2

Рис.10.19а. Фрагмент из программного файла «Модуль 3».

Здесь следует отметить, что имеются существенные различия в параметрах пара (исключая давление) между значениями температур: за РК при P = 3,0 кгс/см² температура t_{пп} = 187,9 °С, энтальпия i_{пп}^{ВЫХ} = 678,35 ккал/кг. Соответственно в отборном отсеке турбины (Т) при P = 3,02 кгс/см² температу-

ра $t_{\text{п п}} = 114,73 \text{ }^{\circ}\text{C}$, а энтальпия $i_{\text{III}}^{\text{BX}} = 640,35 \text{ ккал/кг}$, т. е. ниже, чем за РК. Тепловыделение в объекте теплотребления (в вулканизаторе) в обоих случаях одинаково: $Q_{\text{тх}} = 2,53 \text{ МВт}$. Причём, в целях сохранения теплового баланса ($Q_{\text{тх}} = 2,53 \text{ МВт}$) расход отборного пара больше ($D_{\text{II}}^{\text{T}} = 4,3 \text{ т/ч}$) в сравнении расходом пара за РК ($D_{\text{II}}^{\text{P}} = 4,0 \text{ т/ч}$). За счёт снижения температуры пара при теплоснабжении объекта из отбора турбины вырабатывается дополнительная мощность $N_{\text{T}} = 120,96 \text{ кВт}$.

Как видно, факт сниженного значения параметров отборного пара в отборе турбины ($t_{\text{II}}^{\text{BX}\Phi} = 114,73 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $i_{\text{III}}^{\text{BX}} = 640,35 \text{ ккал/кг}$) в сравнении с его температурой за РК ($t_{\text{II}}^{\text{BX}} = 187,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $i_{\text{III}}^{\text{ВЫХ}} = 678,35 \text{ ккал/кг}$) требует дальнейшего рассмотрения вопроса относительно такой рационализации из учёта технической целесообразности такого мероприятия в конкретных условиях.

На рис. 10.18а и 10.18б даны выкопировки из электронных таблиц программного файла «Модуль 3», с помощью которых и вычисляются основные показатели исследуемых схем теплоснабжения. В сущности это комплексный расчёт системы паропроводов, скомпанованных так, как это показано на рис. 10.17: при наличии РК и при установке паровой турбины. Программный файл «Модуль 3» позволяет выполнять расчёты как для одного модуля, так и для их множества по каждому и с нарастающим итогом от №1 до №10 включительно.

На рис. 10.19а и 10.19б даны выкопировки из рабочего листа программного файла «Модуль 3», в который вносятся исходные данные по каждому модулю. На этом же листе ниже указываются основные расчётные технико-экономические показатели как по каждому модулю, так и по их множеству с нарастающим итогом. Приводятся значения расчётных мощностей, которые можно получать при замене системы теплоснабжения объектов с помощью РК отборным паром турбины. Результаты расчёта теплотерь в паропроводах планируемой турбины и установленных паропроводов РК сопоставляются между собой. Из учёта рыночных цен на покупную электроэнергию, производится расчёт экономии денежных средств за счёт её собственной выработки.

На основании ориентировочных расчётов следует, что при суммарной мощности турбины порядка 1,03 МВт завод (при $\tau_{\text{исп}} = 8000 \text{ ч/год}$) получает дополнительную выработку электроэнергии в количестве $1,03 \cdot 8 \cdot 10^6 = 8,24 \text{ млн кВтч/год}$, что в известных случаях может представить существенное снижение среднегодового потребления из энергосистемы по заводу в целом.

На рис. 10.20а, 10.20б, 10.20в, 10.20г и 10.20д отображены результаты примерных расчётов модулей с указанием основных теплофизических показателей как каждого из составляющих его паропроводов, так и с нарастающим итогом.

На рис. 10.21 показана принципиальная схема замены редуцированных клапанов отборным паром турбины.

Б. ВАРИАНТ С УСТАНОВКОЙ Р К: участки (3б, 4, 5) L хт, L^Tх2, L^Tх1 .											
3б. Участок L хт. Пар на объект из отбора турбины (П Т).											
Обозн.	Разм.										
D _y	мм	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
L	м	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
K _э	м	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
β	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
K ₁	-	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Ц _{пп}	т р / т	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Ц _q	т р/Гкал	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
t _{нв}	°С	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
t ^o _{нв}	°С	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
4. Участок L^Tх2. Отбор пара от турбины (П Т).											
Обозн.	Разм.										
D _y	мм	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
L	м	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
K _э	м	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
β	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
K ₁	-	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
η _{oi}	-	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
η _{м.г}	-	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
5. Участок L^Tх1. Подача пара на турбину (П Т) к модуля №Х.											
Обозн.	Разм.										
D _y	мм	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0
L	м	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
K _э	м	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
β	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
K ₁	-	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Ц _{эп}	р/(кВтч)	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
6. Участок (L^Tх1)_н. Подача пара на турбину (П Т) с нарастающим итогом.											
Обозн.	Разм.										
D _y	мм	140,0	150,0	200,0	200,0	200,0	200,0	250,0	250,0	300,0	300,0
L	м	20,0	25,0	19,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
K _э	м	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
β	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
K ₁	-	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
7А.. ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТОВ.											
Сумм. потери теплоты с нарастающим итогом на участках (Р К) (L^Pх1)_т, L^Pх2, L хр и денежные затраты на оплату этих потерь.											
Обозн.	Разм.										
(ΣQ ^H _р) _н	кВт	5,17	10,33	15,50	20,66	25,83	29,95	34,08	38,20	42,32	46,45
ΣQ ^H _{рК1н}	кВт	6,20	12,40	18,59	24,79	30,99	35,94	40,89	45,84	50,79	55,74
(ΣC _{qр}) _н	т р / ч	0,33	0,66	0,99	1,32	1,65	1,94	2,22	2,50	2,79	3,07
7Б. Основные показатели всей системы при работе одной турбины, снабжающей отборами пара все модули с нарастающим итогом.											
7.1. Потери теплоты на участке (L^Tх1)_т.											
Обозн.	Разм.										
Q ^H _т	кВт	2,285	2,968	2,655	2,796	2,796	2,410	2,754	2,754	3,077	3,077
Q ^H _{тК1}	кВт	2,743	3,561	3,187	3,355	3,355	2,892	3,305	3,305	3,692	3,692
7.2. Сумм. потери теплоты с нараст. итогом на участках L хт и L^Tх2.											
Обозн.	Разм.										
ΣQ ^H _т	кВт	0,763	1,526	2,288	3,051	3,814	4,314	4,814	5,314	5,814	6,314
ΣQ ^H _{тК1}	кВт	0,92	1,83	2,75	3,66	4,58	5,18	5,78	6,38	6,98	7,58
7.3. Потери теплоты с нарастающим итогом на участках (L^Tх1)_т, L^Tх2, L хт и денежные затраты на оплату этих потерь.											
Обозн.	Разм.										
(ΣQ ^H _т) _н	кВт	3,048	4,493	4,944	5,847	6,610	6,724	7,568	8,068	8,891	9,391
ΣQ ^H _{тК1н}	кВт	3,658	5,392	5,932	7,016	7,931	8,068	9,082	9,682	10,669	11,269
(ΣC _{qт}) _н	т р / ч	0,3401	0,5014	0,5516	0,6524	0,7375	0,7503	0,8445	0,9003	0,9921	1,0479
Расходы пара, на турбину, её мощность. Экономия денежн. средств.											
Обозн.	Разм.										
(D _п) _т	т / ч	4,219	4,219	4,219	4,219	4,219	4,219	4,219	4,219	4,219	4,219
Σ(D _п) _т	т / ч	4,22	8,44	12,66	16,88	21,10	25,39	29,69	33,98	38,28	42,58
N _т	МВт	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
ΣN _т	МВт	0,09	0,17	0,26	0,34	0,43	0,55	0,67	0,79	0,91	1,03
C ^{ЭК} _ч	т р /ч	30,8	61,5	92,3	123,1	153,8	197,4	240,9	284,4	328,0	371,5
Сопоставление суммарных теплопотерь и денежных затрат Σ(Q,C)_{р,т} на их оплату по вариантам теплоснабжения Р К и П Т: Δ(Q,C)=Σ(Q,C)_р - Σ(Q,C)_т в абсолютных величинах Δ(Q,C)=Σ(Q,C)_р - Σ(Q,C)_т и в процентах δ(Q,C)=100 Δ(Q,C)/Σ(Q,C)_р.											
ΔΣQ _{К1}	кВт	2,54	7,00	12,66	17,78	23,06	27,87	31,81	36,16	40,12	44,47
δΣQ _{К1}	%	40,99	56,50	68,10	71,70	74,41	77,55	77,79	78,88	78,99	79,78
ΔΣC _{qт}	т р / ч	-0,01	0,16	0,44	0,67	0,91	1,19	1,38	1,60	1,79	2,02
δΣC _{qт}	%	-2,94	24,13	44,35	50,64	55,36	61,24	61,95	64,04	64,40	65,87

Рис.10.19б. Фрагмент из программного файла «Модуль 3».

Исходные данные и основные результаты расчётов паропроводов
на исследуемых участках по номерам модулей (объектов теплоснабжения)

Буферная таблица		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8	№ 9	№ 10
		ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП	ВЫП
Обозн.	Разм.	А. ВАРИАНТ С УСТАНОВКОЙ Р К: участки (1, 2, 3а) L ^P x1, L ^P x2, L x p .									
		1. Участки L ^P x1. Пар до Р К.									
D _п	Т / ч	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
D _у	мм	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
L	м	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
k _э	м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
β	-	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
P ^{ВХ} _п	кгс/см ²	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
t ^{ВХ} _п	°С	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	210,00	210,00	210,00	210,00	210,00
K ₁	-	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Ц _{пп}	т р / т	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
Ц _q	т р / Гкал	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00
t _{НВ}	°С	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
t ⁰ _{НВ}	°С	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Q ^н	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Q ^н K ₁	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
C _{пп}	т р / ч	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
C _q K ₁	т р / ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
2. Участки L ^P x2. Пар после Р К.											
D _п	Т / ч	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
D _у	мм	250,00	250,00	250,00	250,00	250,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
L	м	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
k _э	м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
β	-	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
P ^{ВХ} _п	кгс/см ²	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
t ^{ВХ} _п	°С	216,41	216,41	216,41	216,41	216,41	187,88	187,88	187,88	187,88	187,88
K ₁	-	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Ц _{пп}	т р / т	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
Ц _q	т р / Гкал	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00
t _{НВ}	°С	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
t ⁰ _{НВ}	°С	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Q ^н	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,13	2,13	2,13	2,13	2,13
Q ^н K ₁	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55
C _{пп}	т р / ч	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
C _q K ₁	т р / ч	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09

Рис.10.20а. Фрагмент из программного файла «Модуль 3».

За. Участки L хр. Пар на объекты после Р К.

D_n	Т / ч	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
D_y	мм	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00
L	м	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
$k_э$	м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
β	-	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
$P_{п}^{BX}$	кгс/см ²	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99
$t_{п}^{BX}$	°С	215,03	215,03	215,03	215,03	215,03	186,75	186,75	186,75	186,75	186,75
K_1	-	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
$C_{пп}$	Т р / Т	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
C_q	Т р / Гкал	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00
$t_{НВ}$	°С	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
$t_{НВ}^0$	°С	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Q^H	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
$Q^H K_1$	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
$C_{пп}$	Т р / ч	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
C_{qK_1}	Т р / ч	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
$Q_{ТХ}$	Гкал/ч	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
	МВт	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53
$\Sigma Q_{р}^H$	кВт	5,17	5,17	5,17	5,17	5,17	4,12	4,12	4,12	4,12	4,12
$\Sigma Q_{рK_1}^H$	кВт	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	4,95	4,95	4,95	4,95	4,95
ΣC_{qp}	Т р / ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Обозн.	Разм.	Суммарные потери теплоты с нарастающим итогом на участках (Р К) ($L^P \times 1$) _Т , $L^P \times 2$, L хр и денежные затраты на оплату этих потерь.									
$(\Sigma Q_{р}^H)_H$	кВт	5,17	10,33	15,50	20,66	25,83	29,95	34,08	38,20	42,32	46,45
$\Sigma Q_{рK_1}^H$	кВт	6,20	12,40	18,59	24,79	30,99	35,94	40,89	45,84	50,79	55,74
$(\Sigma C_{qp})_H$	Т р / ч	0,33	0,66	0,99	1,32	1,65	1,94	2,22	2,50	2,79	3,07
Обозн.	Разм.	Б. ВАРИАНТ С УСТАНОВКОЙ П Т: участки (3б, 4, 5) L хт, $L^T \times 2$, $L^T \times 1$. 3б. Участки L хт. Пар на объекты из отбора турбины (П Т).									
D_n	Т / ч	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30
D_y	мм	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00
L	м	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
$k_э$	м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
β	-	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
$P_{п1}^{BX}$	кгс/см ²	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
$t_{п}^{BX}$	°С	167,37	167,37	167,37	167,37	167,37	114,55	114,55	114,55	114,55	114,55
K_1	-	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
$C_{пп}$	Т р / Т	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
C_q	Т р / Гкал	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00
$t_{НВ}$	°С	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
$t_{НВ}^0$	°С	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Q^H	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
$Q^H K_1$	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
$C_{пп}$	Т р / ч	253	253	253	253	253	258	258	258	258	258
C_{qK_1}	Т р / ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
$Q_{ТХ}$	Гкал/ч	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
	МВт	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53
ΣQ_T^H	кВт	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,39	2,39	2,39	2,39	2,39
$\Sigma Q_{TK_1}^H$	кВт	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87
ΣC_{qT}	Т р / ч	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27

Рис.10.20б. Фрагмент из программного файла «Модуль 3».

4.ад. Участки L^Tx2ад. Расчёт паропровода при условии адиабатного (идеального, т. е. при S^{вх}_{пн}=const) расширения пара в её проточной части,

D _п	т / ч	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30
D _y	мм	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00
L	м	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
k _э	м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
β	-	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
P ^{вх} _{п2}	кгс/см ²	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02
t ^{вха} _п	°С	144,74	144,74	144,74	144,74	144,74	83,32	83,32	83,32	83,32	83,32
K ₁	-	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Ц _{пп}	т р / т	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
Ц _q	т р/Гкал	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00
t _{нв}	°С	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
t ^о _{нв}	°С	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Q ^н	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Q ^н K ₁	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
C _{пп}	т р / ч	253	253	253	253	253	258	258	258	258	258
C _q K ₁	т р / ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
N _т	МВт	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	кВт	88,08	88,08	88,08	88,08	88,08	123,70	123,70	123,70	123,70	123,70
H _о	ккал/кг	42,92	42,92	42,92	42,92	42,92	59,19	59,19	59,19	59,19	59,19
h _о	ккал/кг	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90	38,47	38,47	38,47	38,47	38,47
η _{оi}	-	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
η _{м.г}	-	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99

4.фа. Участки L^Tx2фа. Расчёт паропровода с учётом фактического состояния состояния пара в точке отбора, т.е. с учётом потерь (η_{оi}) в её проточной части и с возрастанием энтропии.

D _п	т / ч	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30
D _y	мм	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00
L	м	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
k _э	м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
β	-	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
P ^{вх} _{п2}	кгс/см ²	8,01	8,01	8,01	8,01	8,01	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02
t ^{вхф} _п	°С	167,54	167,54	167,54	167,54	167,54	114,73	114,73	114,73	114,73	114,73
K ₁	-	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Ц _{пп}	т р / т	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
Ц _q	т р/Гкал	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00
t _{нв}	°С	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
t ^о _{нв}	°С	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Q ^н	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Q ^н K ₁	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
C _{пп}	т р / ч	253	253	253	253	253	258	258	258	258	258
C _q K ₁	т р / ч	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
N _т	МВт	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	кВт	85	85	85	85	85	121	121	121	121	121
H _о	ккал/кг	27,34	27,34	27,34	27,34	27,34	38,00	38,00	38,00	38,00	38,00
h _о	ккал/кг	17,77	17,77	17,77	17,77	17,77	24,70	24,70	24,70	24,70	24,70
η _{оi}	-	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
η _{м.г}	-	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99

Рис.10.20в. Фрагмент из программного файла «Модуль 3».

5. Участки $L^T \times 1$. Подача пара на турбины (П Т) в каждом модуле.											
D_n	т / ч	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30
D_y	мм	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00
L	м	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
k_3	м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
β	-	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
P_{np}^{BX}	кгс/см ²	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
t_{np}^{BX}	°С	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	210,00	210,00	210,00	210,00	210,00
K_1	-	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
$C_{пп}$	т р / т	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
C_q	т р/Гкал	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00
$t_{нв}$	°С	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
$t_{нв}^0$	°С	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Q^H	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
$Q^H K_1$	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,36	2,36	2,36	2,36	2,36
$C_{пп}$	т р / ч	253	253	253	253	253	258	258	258	258	258
$C_q K_1$	т р / ч	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
$C_{эH}$	р/(кВтч)	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00
$C_{эч}^{ЭК}$	т р/ч	31,71	31,71	31,71	31,71	31,71	44,53	44,53	44,53	44,53	44,53
Обозн.	Разм.	6. Варианты протяжённости участка ($L^T \times 1$) _т . Подача пара на турбину (П Т), снабжающую отборами все модули с нарастающим итогом.									
D_n	т / ч	4,22	8,44	12,66	16,88	21,10	25,39	29,69	33,98	38,28	42,58
D_y	мм	140,00	150,00	200,00	200,00	200,00	200,00	250,00	250,00	300,00	300,00
L	м	20,00	25,00	19,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
k_3	м	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
β	-	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
P_{np}^{BX}	кгс/см ²	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
t_{np}^{BX}	°С	240,00	240,00	240,00	240,00	240,00	210,00	210,00	210,00	210,00	210,00
K_1	-	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
$C_{пп}$	т р / т	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
C_q	т р/Гкал	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00
$t_{нв}$	°С	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
$t_{нв}^0$	°С	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Q^H	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	2,29	2,97	2,66	2,80	2,80	2,41	2,75	2,75	3,08	3,08
$Q^H K_1$	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	кВт	2,74	3,56	3,19	3,35	3,35	2,89	3,30	3,30	3,69	3,69
$C_{пп}$	т р / ч	253	506	759	1013	1266	1524	1781	2039	2297	2555
$C_q K_1$	т р / ч	0,255	0,331	0,296	0,312	0,312	0,269	0,307	0,307	0,343	0,343

Рис.10.20г. Фрагмент из программного файла «Модуль 3».

7. Основные показатели всей системы при работе одной турбины, снабжающей отборами пара все модули с нарастающим итогом.

Обозн.	Разм.	7.1. Потери теплоты на участке ($L^T \times 1$) _T .									
Q^H_T	кВт	2,285	2,968	2,655	2,796	2,796	2,410	2,754	2,754	3,077	3,077
$Q^H_{TK_1}$	кВт	2,743	3,561	3,187	3,355	3,355	2,892	3,305	3,305	3,692	3,692
Обозн.	Разм.	7.2 Сумм. потери теплоты с нараст. итогом на участках L хт и $L^T \times 2$.									
ΣQ^H_T	кВт	0,763	1,526	2,288	3,051	3,814	4,314	4,814	5,314	5,814	6,314
$\Sigma Q^H_{TK_1}$	кВт	0,92	1,83	2,75	3,66	4,58	5,18	5,78	6,38	6,98	7,58
Обозн.	Разм.	7.3. Потери теплоты с нарастающим итогом на участках ($L^T \times 1$) _T , $L^T \times 2$, L хт и денежные затраты на оплату этих потерь.									
$(\Sigma Q^H_T)_H$	кВт	3,048	4,493	4,944	5,847	6,610	6,724	7,568	8,068	8,891	9,391
$\Sigma Q^H_{TK_1H}$	кВт	3,658	5,392	5,932	7,016	7,931	8,068	9,082	9,682	10,669	11,269
$(\Sigma C_{qT})_H$	т р / ч	0,3401	0,5014	0,5516	0,6524	0,7375	0,7503	0,8445	0,9003	0,9921	1,0479
Обозн.	Разм.	Расходы пара, на турбину, её мощность. Экономия денежн. средств.									
$(D_n)_T$	т / ч	4,219	4,219	4,219	4,219	4,219	4,219	4,219	4,219	4,219	4,219
$\Sigma(D_n)_T$	т / ч	4,22	8,44	12,66	16,88	21,10	25,39	29,69	33,98	38,28	42,58
N_T	МВт	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
	кВт	85,45	85,45	85,45	85,45	85,45	85,45	85,45	85,45	85,45	85,45
ΣN_T	МВт	0,09	0,17	0,26	0,34	0,43	0,55	0,67	0,79	0,91	1,03
	кВт	85,5	170,9	256,4	341,8	427,3	548,2	669,2	790,1	911,1	1032,1
$C^{\text{ЭК}}_ч$	т р / ч	30,8	61,5	92,3	123,1	153,8	197,4	240,9	284,4	328,0	371,5

Сопоставление суммарных теплопотерь и денежных затрат $\Sigma(Q,C)_{p,T}$ на их оплату по вариантам теплоснабжения Р К и П Т: $\Delta(Q,C)=\Sigma(Q,C)_p - \Sigma(Q,C)_T$ в абсолютных величинах $\Delta(Q,C)=\Sigma(Q,C)_p - \Sigma(Q,C)_T$ и в процентах $\delta(Q,C)=100 \Delta(Q,C)/\Sigma(Q,C)_p$.

$\Delta \Sigma Q_{K_1}$	кВт	2,54	7,00	12,66	17,78	23,06	27,87	31,81	36,16	40,12	44,47
$\delta \Sigma Q_{K_1}$	%	40,99	56,50	68,10	71,70	74,41	77,55	77,79	78,88	78,99	79,78
$\Delta \Sigma C_{qT}$	т р / ч	-0,01	0,16	0,44	0,67	0,91	1,19	1,38	1,60	1,79	2,02
$\delta \Sigma C_{qT}$	%	-2,94	24,13	44,35	50,64	55,36	61,24	61,95	64,04	64,40	65,87

Рис.10.20д. Фрагмент из программного файла «Модуль 3».

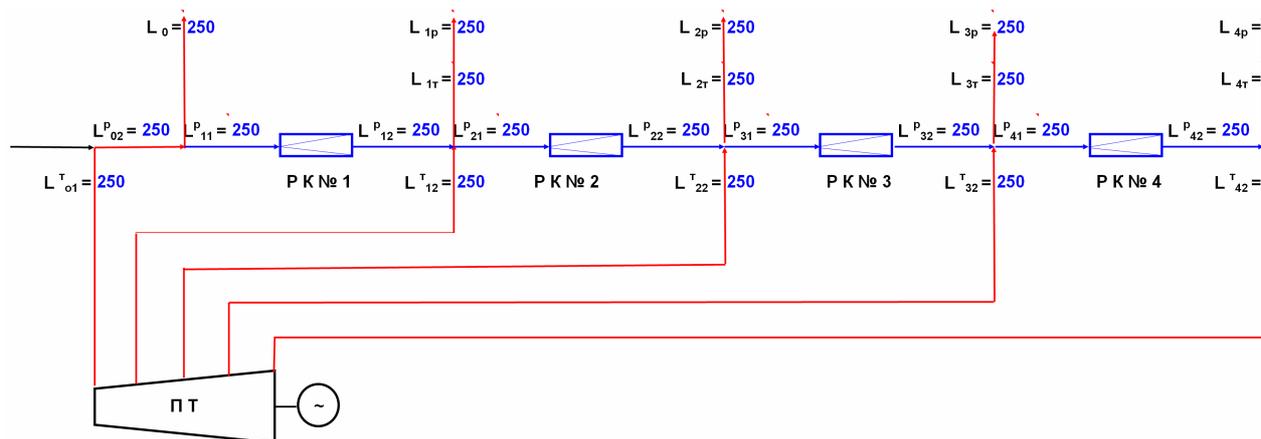


Рис.10.21. Принципиальная схема замены системы редуцирующих клапанов на паропроводах системой отборного пара из отсеков турбины.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.

Выполненные исследования следует рассматривать, как первые шаги по пути предстоящей модернизации завода в плане политики энергосбережения. При рассмотрении этих вопросов необходимо учитывать тот реальный факт, что за последние десятилетия в связи с нарастающим напряжением в

области топливно-энергетического баланса произошли коренные изменения в плане приоритетов между выборами того или иного вида технологии производства продукции и стоимостью сопутствующих энергоносителей. Поэтому, отдавая приоритет тенденциям снижения стоимости энергоресурсов, вопросы технологии производства продукции следует «приспосабливать» к реальным возможностям на рабочих местах, допуская непредсказуемые отступления от вновь установленных норм.

1. Установлено, что наличие и использование редуционных клапанов (РК) в цехах заводов ОАО «Белшина» приводит к удорожанию выпускаемой продукции. Конечную величину этих «виртуальных» потерь можно вычислить и представить в разных сопоставимых показателях. Например, в виде недоиспользованных (скрытых) мощностей теплоносителя, либо в виде потенциального снижения себестоимости выпускаемой продукции и т. д.

Первоначально такие расчёты в любом случае следует выполнять в сравнении с более подходящим альтернативным вариантом замены одного процесса другим. В данной работе использование отборного пара от собственной турбины с противодавлением рассматривается как альтернативный вариант замены редуционных клапанов. В связи с этим разработанный программный файл «Модуль 3» может сыграть существенную консультационно-справочную роль в формировании решений по поводу целесообразности соответствующей модернизации завода.

В результате замены редуционных клапанов отборным паром турбины, как это следует из выходной табуляграммы на рис. 8д, завод вытесняет покупную электроэнергию за счёт собственных мощностей от 0,44 до 4,44 МВт. При стоимости электроэнергии $\Pi_{ЭН} = 360$ р/(кВтч) и числе часов работы в году $\tau_{исп} = 8000$ ч/год экономия денежных средств составляет от 1,28 до 12,77 млрд руб/год, т.е. за счёт собственной выработки электроэнергии в количестве порядка $4,44 \cdot 8 \cdot 10^6 = 35,52$ млн кВтч/год при годовом потреблении порядка 86 млн кВтч/год.

2. В настоящее время процесс отдачи теплоты пара в форматоре вулканизатора происходит при одновременном снижении давления этого теплоносителя до атмосферного уровня. Весьма настораживает сам факт создания условий для снижения давления теплоносителя (пусть даже в виде конденсата после отдачи теплоты парообразования) от, положим, 8 кгс/см^2 до 1 кгс/см^2 только ради того, чтобы получить ещё дополнительно теплоту 14.85 %. Здесь усматривается неявный факт «редуцирования» пара с отводом теплоты со всеми вытекающими из этого негативными последствиями.

Исключение такого нерационального снижения давления теплоносителя от 8 кгс/см^2 до 1 кгс/см^2 позволит сохранить его потенциал в количестве порядка $1,45 \text{ Гкал/ч} \approx 11600 \text{ Гкал/год}$ для последующего использования в другом устройстве. При стоимости теплоты $\Pi_q = 108$ тыс. руб/Гкал это адекватно затратам в размере $11600 \cdot 0,108 = 1250$ млн руб/год. Поэтому рекомендуется изучить этот фрагмент технологии производства изделия в вулканизаторе глубже с целью разработки более совершенного процесса изъятия теплоты от па-

ра высокого давления при условии, чтобы потенциал давления (порядка 8 кгс/см^2) образовавшегося из него конденсата обратить в полезную работу.

Результаты расчётов, адекватных размерам паропроводов и нагрузкам установленных на заводе РК, связанных с их заменой отборным паром турбины, можно получить путём заполнения исходных данных в таблицах на рис. 10.19а,б.

3. Рекомендуется изыскать возможности практического использования инженерным персоналом программного файла «Паропровод 3» как в условиях производства (положим, на центральном щите), так и в действующей системе отчётности ТЭП завода. Дополнительная информация о потерях в паропроводах на фоне остальной (традиционной) может оказать своеобразное «каталитическое» воздействие на решения ряда других повседневных проблем на производстве. Экономический эффект в данном случае следует рассматривать, как следствие мероприятия по повышению интеллектуального уровня эксплуатации паропроводов с помощью компьютерной техники.

4. Проблему полного возврата конденсата на ТЭЦ и неоднократного использования на заводе собственного загрязнённого конденсата можно решить с помощью паропреобразовательных установок. Реализация такого проекта, как уже было показано, позволит сэкономить заводу порядка 1208 млн руб/год за счёт полного возврата конденсата на ТЭЦ. Это направление, также требует дальнейших специальных исследований.

5. Практический интерес представляет развитие направления по замене пара, как доминирующего теплоносителя и рабочего тела инертными газами, генерируемыми специализированной парогазовой установкой (ПГУ) или газопоршневой (ГПА). Вариант с установкой ПГУ или ГПА позволяет одновременно решать упомянутые выше проблемы не только по модерни-

зации технологических процессов в вулканизаторах, но и всего энергохозяйства завода в плане утилизации теплоты и минимизации потребления энергоресурсов извне.

Установка ПГУ или ГПА позволит в существенной мере повысить уровень независимости заводов ОАО «Белшина» от энергосистемы. Кроме того, более высокие (в плане топливоиспользования) эффективности этих энергоисточников в сравнении с традиционными паротурбинными установками в полной мере отвечают экономическому курсу энергосбережения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Байрашевский Б.А. Контроль эффективности работы теплосетей. // Промышленная безопасность, №9, 2002г.
2. Байрашевский Б.А. Факторный анализ топливоиспользования при комбинированном производстве тепло- и электроэнергии на ТЭЦ. // Промышленная безопасность, №11, 2003г.
3. Байрашевский Б.А. Анализ эффективности топливоиспользования на ТЭЦ и в энергосистеме. // Промышленная безопасность, №2, 2004г.
4. Байрашевский Б.А., Борушко Н.П. Организация факторного анализа при сопоставлении фактических теплотерь с нормативными. «Изв. ВУЗов и энергетических объединений СНГ – энергетика», № 2, 2007г.
5. Байрашевский Б.А., Борушко Н.П. Факторный анализ ТЭП на фоне действующих инструкций. // ЭНЕРГЕТИКА и ТЭК, № 5, 2008г.
6. Соколов Е.Я., Мартынов В.А. О статье Гладунцова А.А и Пустовалова Ю.В. «По поводу эксергетического обоснования действующего способа распределения расхода топлива на ТЭЦ». // Теплоэнергетика, №1, 1989г.
7. В научно-техническом совете РАО «ЕЭС России». О методах Разделения расхода топлива на ТЭЦ. Энергетик. 1994. №11.
8. Байрашевский Б.А. Альтернативные методы оценки эффективности топливоиспользования на ТЭЦ и в объединениях. //Изв. АНБ, сер. ФТН, №4, 1995г.
9. Байрашевский Б.А., Борушко Н.П. Экономический метод распределения топливных затрат и его резонанс в сфере реальной действительности. // ЭНЕРГЕТИКА и ТЭК, №1, январь, 2008г.
10. Астахов Н.Л., Горностаев Л.С, Дьякова Г.В., Круглов Г.А., Лифшиц Г.С. Инструкция по составлению технического отчёта о тепловой экономичности работы электростанции. М.: СЦНТИ, 1971.
11. Астахов Н.Л., Горностаев Л.С, Круглов Г.А. Методические указания по расчёту норм удельных расходов топлива. М.: СЦНТИ, 1971.
12. Астахов Н.Л., Круглов Г.А. Методика анализа изменения экономичности энергообъединений. Эксплуатационный циркуляр № Т-3/80 о совершенствовании анализа топливоиспользования в энергообъединениях. М.: Союзтехэнерго, 1980.
13. Подворный Г.К. Методика расчёта нормативов уточнения плановых удельных расходов топлива по тепловым электростанциям и энергообъединениям при отклонении фактических объёмов производства электроэнергии и отпуска тепла от предусмотренных в плане. Мн.: Белглавэнерго, 1981.
14. Астахов Н.Л., Гусев Г.Н., Рой В.В. Методические указания по подготовке и передаче информации о тепловой экономичности работы электростанции и энергосистем. МУ 34-70-065-84. Союзтехэнерго, 1984г.
15. Байрашевский Б.А. Оперативный контроль за изменением экономичности работы ТЭЦ и энергосистемы. // Изв. ВУЗов, сер. «Энергетика». 1991, № 3.
16. Гутер Р.С., Овчинский Б.В. Элементы численного анализа и математической обработки результатов опыта. М. Госиздат, 1962.

17. Астахов Н.Л. Методические указания по составлению отчёта электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. РД 34.08.552-93. Служба передового опыта ОРГРЭС, М., 1993г.

18. Хорьков В.И. Методические указания по оценке точности определения удельного расхода условного топлива на отпущенную электроэнергию энергоблоков мощностью 300 МВт и выше. РД 34.09.113-90. М. 1991.

19. Бродянский В.М. Обобщённые показатели в энергетике. //Теплоэнергетика. 1989. №2.

20. Шицман С.Е. О методе распределения расхода топлива на ТЭЦ. //Теплоэнергетика. 1989. №8.

21. Байрашевский Б.А. Основы нетрадиционного анализа показателей экономичности ТЭЦ и объединений. //Изв. АНБ, сер. ФТН, №3, 1995г.

22. Качан А.Д. Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций. Минск. 1978.

23. Методика прогнозирования и анализа системно-оптимального показателя ТЭЦ. //Отчёт по научно-исследовательской работе. БГТУ. ОНИЛ ОР и КА ТЭС. Шифр: х/д № 2754. Минск. 2002г.

24. ИНСТРУКЦИЯ по расчёту удельных расходов топлива на отпуск тепло- и электроэнергии и топливной составляющей их себестоимости. // УТВЕРЖДЕНО Приказом Министерства энергетики Республики Беларусь от 01.11.2006г., № 301.

25. Методика определения плановых норм расхода топливно-энергетических ресурсов в сопоставимых условиях в Белорусском государственном энергетическом концерне. Руководящий документ Республики Беларусь. // Утверждена и введена в действие Приказом Министерства экономики Республики Беларусь от 10.04.2001г., № 35.

26. Методика расчёта целевого показателя по энергосбережению в сопоставимых условиях в Белорусском государственном энергетическом концерне. // Утверждена концерном «Белэнерго» 15.05.2003г.

27. ИНСТРУКЦИЯ по расчёту целевых показателей по энергосбережению. //Утверждена Комитетом по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь 28.07.2003г., № 7.

28. ИНСТРУКЦИЯ по расчёту удельных расходов топлива на отпуск тепло- и электроэнергии и топливной составляющей их себестоимости. // Утверждена Приказом Министерства энергетики Республики Беларусь от 01.11.2006г., № 301.

29. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ по нормированию расхода топлива, тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве. Утверждены постановлением Госплана СССР от 17 декабря 1979г., № 199. Госплан СССР. Научно – исследовательский институт планирования и нормативов. М., 1980г.

30. Астахов Н.Л., Молоканов М.С. Порядок исчисления экономии топлива на электростанциях, исходя из нормативных энергетических характеристик и фактических режимов работы оборудования. М.: Ссюзтехэнерго, 1987.

31. Астахов Н.Л., Цветков В.С, Денисенко А.Г., Герасимов С.Н., Сидельникова М.А., Ялышев В.П., Галянт И.И., Должиков А.С, Свидерский Г.А. Положение о пересмотре (разработке) энергетических характеристик оборудования и порядке определения нормативных удельных расходов топлива на энергопредприятиях. П 34-70-012-87. М.: Союзтехэнерго, 1987.

32. ПОЛОЖЕНИЕ по нормированию расхода топлива. Тепловой и электрической энергии в народном хозяйстве республики. Государственный Комитет по энергосбережению и энергетическому надзору Республики Беларусь. Минск, 1997г.

33. Глебов Э. С. Применение нормативов в системе планирования и экономического стимулирования электроэнергетического производства. // Энергетик, №3, 1989г.

34. Байрашевский Б.А. Оптимизация нагрузок на энергоисточниках в условиях одновременной реализации покупной электроэнергии. Изв. АНБ, сер. ФТН, №3, 1997г.

35. Богданов А.В. Котельнизация России – беда национального масштаба.// Новости теплоснабжения.– 2006.–№№ 10– 12; 2007.– №№ 4 5, 7.

36. Падалко Л.П., Заборовский А.М. О принципах взаимосогласованного распределения затрат энергосистемы между тепловой и электрической энергией. //Энергия и менеджмент. – 2006. – №1. – С. 8 – 12.

37. Молочко Ф.И. и др. Собственные энергоисточники предприятий-потребителей. Когда оправдано их создание? //ЭНЕРГЕТИКА и ТЭК, №11, 2006г.

38. Пекелис Б.В. О причине нерентабельности тепловой энергии, отпускаемой энергосберегающими организациями, и способе решения проблемы. //Энергия и менеджмент. – 2007. – №3. – С. 14 – 16.

39. Яковлев Б.В. Распределение топливных затрат на электрическую и тепловую энергию, производимую ТЭЦ. //Энергия и менеджмент. – 2005. – №6. – С. 12 – 16.

40. Трутаев В.И. Системы теплоснабжения: путь к многообразию.//Энергия и менеджмент. – 2007. – №5. – С. 13 – 20.

41. Яковлев Б.В. О статье Пекелиса Б.В. «О причине нерентабельности тепловой энергии, отпускаемой энергосберегающими организациями, и способе решения проблемы». //Энергия и менеджмент. – 2007. – №5. – С. 25.

42. Шаргут Я.Я. Распределение затрат на производство тепла и электроэнергии на ТЭЦ. //Теплоэнергетика. 1994. №2.

43. В научно-техническом совете РАО «ЕЭС России». О методах разделения расхода топлива на ТЭЦ. Энергетик. 1994. №11.

44. Байрашевский Б.А., Литвинец В.И. О целесообразности создания нетрадиционного метода анализа технико-экономических показателей ТЭС. // Энергоэффективность, № 4, 2000г.

45. Борушко Н.П. Методические инструменты комплексной оценки экономической эффективности систем теплоснабжения. //Магистерская диссертация. Октябрь, 2007г.

46. Сена Л.А. Единицы физических величин. М. 1969.

47. Байрашевский Б.А. Удельные расходы топлива потребителей энергосистемы. Изв. АНБ, сер. ФТН, №2, 1999г.

48. Байрашевский Б.А. Определение топливных затрат энергосистемы, адекватных нагрузкам каждого потребителя в отдельности. //Изв. АНБ, сер. ФТН, №3, 1997г.

49. Байрашевский Б.А., Борушко Н.П. Влияние загрузки потребителей на систему образования индивидуальных тарифов. // ЭНЕРГЕТИКА и ТЭК, №3, март, 2008г.

50. Горшков А.С. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций. М. 1974.

51. Тепловой расчёт котельных агрегатов. Нормативный метод. "Энергия". М. 1973.

52. Эксплуатационный циркуляр, № Ц - 06 - 84 (т), г. Москва, март 1984.

53. Михеев М. А. , Михеева И. М. Основы теплопередачи. "Энергия". М. 1973.

54. Михеев М. А., Михеева И. М. Краткий курс теплопередачи. Госэнергоиздат, 1961.

55. Флаксерман Ю.Н. Диаграммы расчёта горения топлив СССР. Госэнергоиздат, 1961.

56. Энергия и менеджмент журнал для энергетиков. БелАПЭ. Когенерационные установки. Рекламно-технические показатели. №3, 2004.

57. Байрашевский Б.А., Борушко Н.П., Шавельзон М.И. Оценка эффективности когенерационной установки с позиций адекватных показателей мини-ТЭЦ. Энергия и менеджмент, журнал для энергетиков. БелАПЭ. № 4, 2005.

58. Байрашевский Б.А., Борушко Н.П., Шавельзон М.И. Расчёт и сопоставление различных вариантов повышения эффективности энергоисточника. Энергия и менеджмент, журнал для энергетиков. БелАПЭ. № 5, 2005.

59. Бузников Е.Ф., Роддатис К.Ф., Берзиньш Э.Я. Производственные и отопительные котельные. Энергия. Москва, 1974.

60. Бузников Е.Ф., Крылов А.К., Лесниковский Л.А. Комбинированная выработка пара и горячей воды. Москва. Энергоиздат, 1981.

61. Балабанович В.К. Турбины ТРБ: перспективы применения. //Энергетика и ТЭК, №12, 2005г.

62. Балабанович В.К., Седнин В.А., Пантелей Н.В. Как повысить эффективность оборудования? //Энергетика и ТЭК, №10, 2008г.

63. Байрашевский Б.А. Оценка теплопотерь и эффективности работы теплосетей. Изв. НАН, Сер. ФТН, № 4, 2004г.

64. Внуков А.К. Резервы энергосбережения районных котельных. //Энергетика и ТЭК, №3, 2008г.

65. Цикович А.М. Техническая термодинамика. Москва, 1957.

66. Ястржембский А.С. Техническая термодинамика. Госэнергоиздат, М-Л, 1960.

67. Богданов А.В. Котельнизация России – беда национального масштаба. // Новости теплоснабжения. – 2006. – №№ 10 – 12; 2007. – №№ 4 5, 7.

68. Шкода Н.И. Теплофикация против децентрализации. Энергия и менеджмент. – № 4, 2007.

69. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. М.: Энергоиздат, 1982.

70. Байрашевский Б.А. Оптимизация режима работы водогрейной котельной. // Электрические станции. 1989, №5.

71. Лисейкин И.Д., Джанилидзе М.М., Крупчатников Б.Н. Промышленные исследования температурных неравномерностей в элементах поверхностей водогрейных котлов ПТВМ-50 и ПТВМ-180. // Повышение надежности водогрейных котлов типа ПТВМ и КВ-ГМ и схем теплоснабжения. // Тезисы докладов научно-технического совещания. Рига, 1952.

72. Летун С.В. Из опыта модернизации водогрейных котлов ПТВМ-100. // Энергетик. 1980, №4.

73. Байрашевский Б.А. Эффективность каскадной схемы питания водогрейных котлов. // Электрические станции. 1990, №6.

74. Бартош Н.И., Ивинская Д.М., Щербич В.И. Об экономии топлива при оптимизации режимов работы ТЭС с использованием вычислительного центра энергосистемы. // Экономия и повышение эффективности использования топливозапасов энергетических ресурсов. М., 1982.

75. Информационное письмо № 10-86. Потери тепла в окружающую среду на газомазутных водогрейных котлах. М.: Союзтехэнерго, 1986.

76. Типовая энергетическая характеристика водогрейного котла ПТВМ-100 при сжигании природного газа. ТХ34-70-014- 85. М.: Союзтехэнерго, 1987.

77. Типовая энергетическая характеристика водогрейного котла КВ-ГМ-100 при сжигании природного газа. ТХ34-70-017-86. М.: Союзтехэнерго, 1986.

78. Типовая энергетическая характеристика водогрейного котла КВ-ГМ-100 при сжигании мазута. ТХ34-70-018-86. М.: Союзтехэнерго, 1987.

79. Волков Э.П., Липов Ю.М., Архипов А.М., Ковалева Т.И., Ларин А.К., Соловьев Н.И., Ваторинов П.Н. Комплексная эффективность сжигания мазута и газа в прямоточно-вихревом факеле на энергетических и водогрейных котлах. // Теплоэнергетика. 1990, №10.

80. Жирнов Н.И. Рекомендации по проектированию, наладке и эксплуатации газомазутных теплофикационных водогрейных котлов типа ПТВМ. М.: ВТИ, ОНТИ, 1969.

81. Левинзон В.М., Берсенев А.П., Гипшман И.М., Антонова Т.Е., Унгер Н.Н., Барахов Я.И., Чередеева Е.М. Изменение гидравлических схем поверхностей нагрева газомазутных водогрейных котлов типа ПТВМ с целью повышения их надёжности. Информационное письмо № 5-80. М.: Союзтехэнерго, 1980.

82. Байрашевский Б.А., Шорох И.П. Водогрейный котел. А.С. № 943493.

83. Байрашевский Б.А. Водогрейный котел. А.С. № 1010409.

84. Максимов В.М. Котельные агрегаты большой производительности. М.: Машгиз, 1961.

85. Комплексные испытания и наладка водогрейного котла КВГМ-100 Рижской ТЭЦ-2 Латвглавэнерго, ч. II. Союзтехэнерго, 1975.

86. Байрашевский Б.А. Каскадная схема питания водогрейных котлов. // Изв. АН БССР, сер. ФЭН. 1984, №4.

87. Байрашевский Б.А. Водогрейный котел. А.С. №992940.

88. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М.: Энергоатомиздат, 1989.

89. Левинзон В.М., Берсенев А.П., Гипшман И.М., Антонова Т.Е., Унгер Н.Н., Барахов Я.И., Чередеева Е.М. Изменение гидравлических схем поверхностей нагрева газомазутных водогрейных котлов типа ПТВМ с целью повышения их надёжности. Информационное письмо № 5-80. М.: Союзтехэнерго, 1980.

90. Решение всесоюзного научно-технического совещания «Проблемы систем дальнего транспорта тепловой энергии». 6-8 августа 1985 г. Информэнерго, г. Челябинск, 1985.

91. ПРОТОКОЛ №2 заседания экспертного совета при Комитете по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь, 18 июля 2002г., Минск.

92. Постановление Совмина РБ от 10 августа 2010г. №1180 «Об утверждении стратегии развития энергетического потенциала РБ».

93. Зыбин Ю.А., Демчишин А.А. «Теплопровод». А.С. SU 1583703 А., 1990 г.

94. Байрашевский Б.А. Стабилизация теплового и гидравлического режимов работы теплосетей. Промышленная безопасность, №7, 2002г.

95. Верховский Н.И., Красносёлов Г.К., Машилов Е.В., Цирульников Л.М. Сжигание высокосернистого мазута на электростанциях. «Энергия», Москва, 1970.

96. Отчёт о научно-исследовательской работе «Исследования по оптимизации сжигания мазута на котлах Полоцкой ТЭЦ-2». Том 1, 2. Государственный научно-исследовательский энергетический институт им. Г.М. Крижановского (БелЭНИИ). Минск, 1974.

97. Байрашевский Б.А., Седнин В.А., Абражевич С.И. Анализ теплопотерь одиночного теплопровода. «Изв. ВУЗов и энергетических объединений СНГ – энергетика», № 5, 2001г.

98. Байрашевский Б.А., Седнин В.А., Абражевич С.И. Анализ теплопотерь двухтрубного теплопровода и теплосети в целом. «Изв. ВУЗов и энергетических объединений СНГ – энергетика», № 6, 2001г.

99. СНиП 2.04.14-88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».

100. Методические указания по определению тепловых потерь в водяных и паровых тепловых сетях. Утверждены Минтопэнерго РБ 09 марта 1995г. БЭРН.

101. Методика расчёта потерь тепловой энергии в сетях теплоснабжения с учётом их износа, срока и условий эксплуатации. БЭРН. 2006г.

102. Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача. «Энергия». М. 1969.

103. Байрашевский Б.А., Борушко Н.П. //Влияние теплопотерь в окружающую среду на температурный режим работы теплообменников. Изв. НАН, сер. ФТН, №2, 2000г. С.153 – 155.

104. Петухов Б.С. // Теплообмен и сопротивление при ламинарном течении жидкости в трубах. М., 1967. Сю 209, 210.

105. Жуковский В.С. //Основы теории теплопередачи.Л., 1969.С.21, 22.

106. Байрашевский Б.А., Борушко Н.П. //Теплопровод «труба в трубе» как альтернативный вариант двухтрубной прокладки. «Изв. ВУЗов и энергетических объединений СНГ – энергетика», № 1, 2006г. С. 72 – 76.

107. Байрашевский Б.А. Стабилизация теплового и гидравлического режимов работы теплосетей. Изв. НАН, сер. ФТН, №4, 2005г.

108. Липсиц И.В., Косов в.в. Инвестиционный проект. //Методы подготовки и анализа. Учебно-справочное пособие. М., 1996г.

109. Байрашевский Б.А. Оценка эффективности работы теплосетей. // Электрические станции. 1988. № 2. С. 74 - 76.

110. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М.: Энергоатомиздат, 1989.

111. Методика расчёта норм расхода и экономии топлива. МТ 34-00-019-85. М: Союзтехэнерго, 1985.

112. Методические указания по определению тепловых потерь в водяных и паровых тепловых сетях. МУ 34-70-080-84. – М: Союзтехэнерго, 1985.

113. Методические указания по составлению технического отчёта о работе тепловых сетей по форме № 1-ТС. МУ 34-70-086-85. – М: Союзтехэнерго, 1985.

114. Методические указания по определению тепловых потерь в водяных и паровых тепловых сетях. Утверждены Минтопэнерго РБ 09 марта 1995г. БЭРН

115. Методика расчёта потерь тепловой энергии в сетях теплоснабжения с учётом их износа и условий эксплуатации. БЭРН. Минск, 2006г.

116. Байрашевский Б.А. Анализ эффективности работы теплосетей. //Изв. АНБ, сер. ФТН, №1, 1997г.

117. Байрашевский Б.А. Анализ сравнительной эффективности работы теплосетей. //Изв. АНБ, сер. ФТН, №2, 1999г.

118. ЭНЕРГИЯ И МЕНЕДЖМЕНТ. БелАПЭ. Выпуск № 1, январь март 2001г.

119. Клименко В.Н., Мазур А.И., Клименко Ю.Г. Реконструкция КС с малоэффективными ГТУ-приводами в экономичные компрессорно-электрические станции. Промышленная энергетика № 6, 2002г.

120. Канаев А.А., Корнеев М.И. Парогазовые установки. Л., «Машиностроение», 1974г.

121. Теплотехнический справочник. Том 2. «Энергия». М. 1976, с. 332.